

**ANALISIS DEL COMPORTAMIENTO DE FASES DEL FLUIDO DE YACIMIENTO
DEL CAMPO CUIAGUA SUR BAJO EL ESCENARIO DE INYECCION DE CO₂,
GAS DE SEPARADOR Y SUS MEZCLAS**

WILSON BARRIOS ORTIZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2008**

**ANALISIS DEL COMPORTAMIENTO DE FASES DEL FLUIDO DE YACIMIENTO
DEL CAMPO CUIAGUA SUR BAJO EL ESCENARIO DE INYECCION DE CO₂,
GAS DE SEPARADOR Y SUS MEZCLAS**

WILSON BARRIOS ORTIZ

Trabajo de grado presentado como requisito para obtener el título de Magíster en
Ingeniería de Hidrocarburos.

Avalado por el Comité evaluador en el marco del convenio de cooperación tecnológica
002/2006 suscrito entre la Universidad Industrial de Santander y ECOPETROL S.A. -
Instituto Colombiano del Petróleo.

MSc. NICOLAS SANTOS

Director

MSc. CLAUDIA PATRICIA SOTO

Co-Director

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2008**

A Dios

A Ecopetrol S.A.

A mi esposa, Nancy, por su dedicación y soporte.

A mis hijos, Wilson Fabián y María Alejandra, por su alegría

A mis Padres y hermanos

A quienes creen en mí y me brindan su apoyo

Wilson

AGRADECIMIENTOS

El autor de este trabajo expresa sus más sinceros agradecimientos a:

A Ecopetrol S.A. a través del Instituto Colombiano del Petróleo – ICP, a la British Petroleum Company - BP y a la Universidad Industrial de Santander - UIS por haberme dado la oportunidad de crecer personal y académicamente.

Al Grupo de trabajo del Laboratorio PVT del ICP por haber sido mi soporte en el logro de este objetivo.

Al Dr. Curtis H. Whitson por su revisión e interés en el desarrollo de este trabajo.

A los MSc. Jorge Sandoval, MSc. Raul Osorio G, MSc. Nicolas Santos, MSc. Claudia Soto y a los compañeros de la Maestría por haber compartido su saber y experiencia para el logro de esta meta.

A todas y cada una de las personas que contribuyeron con sus aportes y consejos al desarrollo de esta investigación.

CONTENIDO

Pág.

INTRODUCCIÓN	1
1. COMPORTAMIENTO DE FASES	4
1.1 GENERALIDADES	4
1.2 COMPORTAMIENTO DE FASES MEDIANTE DIAGRAMAS TERNARIOS.	6
1.2.1 Aplicación a Fluidos de Yacimiento.....	10
1.3 MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO MISCIBLE	12
1.3.1 Proceso miscible al primer contacto (First Contact Miscibility-FCM).....	12
1.3.2 Empuje de gas por vaporización o Desplazamiento de gas a alta presión. ...	13
1.3.3 Empuje de gas por condensación o Desplazamiento por gas enriquecido. ...	17
1.3.4 Procesos de Bache-miscible.....	19
1.3.5 Proceso miscible con CO ₂ como fluido Supercrítico.....	20
1.4 FACTORES QUE AFECTAN LA EFICIENCIA DEL DESPLAZAMIENTO..	21
1.4.1 Eficiencia de Conformidad.....	22
1.4.2 Tensión Interfacial	23
1.4.3 Presión Capilar.....	24
1.4.4 Relación de Movilidad	24
1.4.5 Dispersión.....	26
1.4.6 Inestabilidad Viscosa.....	26
1.4.7 Estabilización gravitacional (gravity override/tonguing).....	27
1.4.8 Eficiencia de barrido.....	28
1.4.8.1 Eficiencia de barrido areal, E _A	29
1.4.8.2 Eficiencia de barrido vertical, E _V	29
1.4.9 Eficiencia de desplazamiento.....	30

2. INYECCIÓN DE CO₂	32
2.1 GENERALIDADES	32
2.2 PRESIÓN DE MISCIBILIDAD MÍNIMA (MMP).....	33
2.3 COMPORTAMIENTO DE FASES EN SISTEMA CRUDOS - CO ₂	34
2.3.1 Solubilidad.....	35
2.3.2 Hinchamiento del Crudo.....	36
2.3.3 Viscosidad.....	37
2.3.4 Tensión Interfacial	38
2.4 COMPORTAMIENTO DE FASES MÚLTIPLE	40
2.5 FUENTES DE CO ₂	42
2.6 SIMULACIÓN.....	43
2.7 EVALUACIÓN PRELIMINAR DE LAS APLICACIONES POTENCIALES .	45
2.7.1 Pruebas de desplazamiento.....	45
2.7.2 Estudios detallados de Laboratorio para inyección de CO ₂	45
2.7.3 Pruebas Piloto en Campo – Diseño e Interpretación.....	46
2.7.4 Problemas de Campo... ..	47
2.7.4.1 Corrosión	47
2.7.4.2 Inyectividad.....	47
2.7.4.3 Pozos de observación y Muestreo	48
2.7.4.4 Manejo del gas producido	48
2.7.5 Programa de Trazadores	48
3. HISTORIA DEL CAMPO - CUPIAGUA SUR	48
3.1 GENERALIDADES	48
3.1.1 Características generales del campo	49
3.2 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	50
3.2.1 Pozos Productores	51
3.2.2 Pozos Inyectores.....	53
3.2.2.2 El sistema de hidrocarburos.....	54

4. ANÁLISIS DE FLUIDOS	58
4.1 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS.....	58
4.1.1 Yacimientos de Petróleo Volátil.....	58
4.1.2 Yacimientos de Gas Condensado	59
4.2 DIFERENCIA ENTRE PETRÓLEOS NEGROS Y PETRÓLEOS VOLÁTILES.....	60
4.3 IDENTIFICACIÓN DEL TIPO DE YACIMIENTO SEGÚN SUS FLUIDOS .	61
4.4 MUESTREO Y ANÁLISIS EXPERIMENTAL	64
4.4.1 Comportamiento PVT del aceite + CO ₂	68
4.4.2 Interpretación y Análisis de Resultados de las pruebas de hinchamiento ...	70
4.4.3 Interpretación y Análisis de Resultados en el Slim tube	79
5. MODELAMIENTO DE FLUIDOS	82
5.1 ECUACIONES DE ESTADO.....	84
5.1.1 Ecuación de Estado de Peng–Robinson y sus Modificaciones.....	88
5.1.2 Esquemas de Subdivisión (Splitting) y Agrupamiento (lumping) de la fracción pesada	95
5.1.2.1 Esquemas de Subdivisión (Splitting Schemes).....	95
5.1.2.2 Esquemas de Agrupamiento (Lumping).....	97
5.1.3 Aplicación de las ecuaciones de estado	99
5.1.4 Interpretación y Análisis de resultados de sensibilidad	101
5.1.5 Comportamiento de fases básico del CO ₂	114
5.2. MODELAMIENTO FINAL DE LOS FLUIDOS DE CUPIAGUA SUR	115
5.2.1 Minimización de la Energía y Modelo de Optimización	120
5.2.2 Ajuste de la Ecuación de estado	121
5.2.3 Análisis de Resultados.....	130
6. SIMULACIÓN NUMÉRICA FULL FIELD MODEL	146
6.1 GENERALIDADES	146
6.2 DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN.....	147

6.2.1	Grillado del Modelo.....	147
6.2.2	Propiedades de la Roca	148
6.2.2.1	Permeabilidades Relativas.....	149
6.2.2.2	Propiedades Petrofísicas	150
6.2.3	Fluidos Iniciales en el Yacimiento.....	152
6.2.4	Ajuste Histórico	152
6.2.5	Modelo de Fluidos.....	154
6.3	SIMULACIONES 2D (TRANSVERSALES).....	155
6.4	ANÁLISIS DE RESULTADOS - SIMULACIÓN 3D	160
6.4.1	Simulación de la inyección con gas rico.....	162
6.4.1.1	Efecto de la inyección de gas.....	162
6.4.1.2	Efecto de la presión de la inyección	165
6.4.1.3	Efecto de la perforacion de nuevos pozos y/o conversion de pozos.....	167
6.4.1.4	Efecto del gradiente composicional	169
6.4.1.5	Desbalance de fluidos	173
6.4.2	Simulación de la inyección con CO ₂ y sus mezclas.	175
6.4.2.1	Simulación con 50% CO ₂ + 50% de gas de separador.	176
6.4.2.2	Simulación con 100% CO ₂	178
	CONCLUSIONES	187
	RECOMENDACIONES.....	189
	BIBLIOGRAFÍA.....	191
	ANEXO A. PROCEDIMIENTOS Y EQUIPOS DE LABORATORIO.....	200

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Temperaturas críticas y solubilidades de los solventes	21
Tabla 2. Constantes críticas del CO ₂	36
Tabla 3. Propiedades para la identificación de fluidos de yacimiento	63
Tabla 4. Composición y otras propiedades de fluidos de yacimiento	63
Tabla 5. Clasificación de Danesh de los sistemas de hidrocarburos según su composición.....	64
Tabla 6. Clasificación de Whitson de los sistemas de hidrocarburos según su composición.....	65
Tabla 7. Datos generales del pozo Cupiagua XL5.	66
Tabla 8. Composición del fluido del yacimiento re combinado.	68
Tabla 9. Composición del gas de separador usada para los estudios de hinchamiento.....	69
Tabla 10. Resumen del Estudio de hinchamiento con 100% CO ₂	72
Tabla 11. Resumen del Estudio de hinchamiento con 50% CO ₂	72
Tabla 12. Resumen del Estudio de hinchamiento con gas de separador actual.	72
Tabla 13. Saturación de fluidos para cada inyección para el caso de pruebas de hinchamiento con 100% CO ₂	74
Tabla 14. Comparación de composiciones medidas y calculadas con la inyección de 100 % CO ₂	76
Tabla 15. Comparación de composiciones de la prueba inicial de hinchamiento y las dos destructivas en el caso de inyección de 100% CO ₂	77

Tabla 16.	Comparación de los cambios de viscosidad del fluido original de yacimiento y las dos destructivas en el caso de inyección de 100% CO ₂ .	79
Tabla 17.	Determinación del Factor de Recobro a la presión de prueba de 5000 psi del Estudio de hinchamiento con 50% CO ₂ .	82
Tabla 18.	Ecuaciones de estado generalizadas.	91
Tabla 19.	Agrupamiento en pseudocomponentes: 36, 15, 12, 10 y 2.	111
Tabla 20.	Propiedades Críticas del PVT Basico	122
Tabla 21.	Comparación de datos experimentales y datos simulados	128
Tabla 22.	Propiedades básicas de inicialización en el modelo de simulación	149

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Inmiscibilidad metano -petróleo.....	5
Figura 2. Miscibilidad metano-propano.....	5
Figura 3. Miscibilidad propano-petróleo	6
Figura 4. Típico diagrama de fases del sistema ternario.....	7
Figura 5. Diagrama ternario del equilibrio de fases de un fluido a presión y temperatura constante.....	8
Figura 6. Diagrama Ternario de fases - Multicomponente.....	9
Figura 7. Influencia del contenido de nC_4 de gas de inyección sobre la MMP para un sistema $C_1-nC_4-nC_{10}$	11
Figura 8. Influencia del contenido de nC_2+ de gas de inyección sobre la MMP para un fluido de yacimiento típico.	11
Figura 9. Empuje por gas vaporizante - Diagrama de fases.....	15
Figura 10. Diagrama de fases - Empuje de Gas por Condensación.....	18
Figura 11. Frentes de desplazamiento para diferentes radios de movilidad y de volúmenes porosos inyectados antes de la irrupción, un cuarto de un patrón de cinco puntos.....	25
Figura 12. Estabilización gravitacional (Gravity tonguing)	28
Figura 13. Diagrama de fases P-T para un sistema Multicomponente	35
Figura 14. Hinchamiento del crudo por inyección de CO_2	37
Figura 15. Reducción de Viscosidad del Crudo por el CO_2	38
Figura 16. Curvas de permeabilidad relativa vapor/liquido a bajas tensiones interfaciales.	39
Figura 17. Tensión interfacial calculada para mezclas de Aceite- CO_2	39
Figura 18. Efecto de la adición de gas disuelto a un crudo a 90°F (32°C).....	41
Figura 19. Localización de los pozos - Campo Cupiagua Sur	50
Figura 20. Historia Producción Campo Cupiagua Sur	51

Figura 21.	Localización pozo productor CPSUR XL5	52
Figura 22.	Estado Mecánico y Registro Eléctricos pozo CPSURXL5.....	53
Figura 23.	Historia de Eventos y Comportamiento de la declinación pozo CPSURXL5	54
Figura 24.	Historia Inyección de Gas pozo CPSURXZ2.....	55
Figura 25.	Sistema de fluidos de la formación Mirador.....	57
Figura 26.	Diagrama de fases de un yacimiento de petróleo volátil.....	60
Figura 27.	Diagrama de fases de un yacimiento de gas condensado.....	61
Figura 28.	Propiedades para la clasificación de fluidos de yacimiento según Mc. Cain	64
Figura 29.	Diagrama ternario y diagrama presión/composición CO ₂ + Oil a T>120°F.....	70
Figura 30.	Diagrama ternario y diagrama presión/composición CO ₂ + Oil a T<120°F.....	70
Figura 31.	Cambios en el tipo de fluido, Presiones de saturación y Saturación de líquidos del Estudio de hinchamiento con 100% CO ₂	73
Figura 32.	Cambios en el tipo de fluido, Presiones de saturación y Saturación de líquidos del Estudio de hinchamiento con 50% CO ₂	73
Figura 33.	Cambios en el tipo de fluido, Presiones de saturación y Saturación de líquidos del Estudio de hinchamiento con Gas de Separador	75
Figura 34.	Comparación de composiciones medidas y calculadas con la inyección de 100% CO ₂ ..	76
Figura 35.	Comparación de composiciones medidas y calculadas con la inyección de 100 % CO ₂	77
Figura 36.	Comparación de composiciones de la prueba inicial de hinchamiento y las dos destructivas en el caso de inyección de 100% CO ₂ en la fase liquida.....	78
Figura 37.	Comparación de composiciones de la prueba inicial de hinchamiento y las dos destructivas en el caso de inyección de 100% CO ₂ en la fase vapor.....	78
Figura 38.	Comparación de los cambios de viscosidad del fluido original de yacimiento y y las dos destructivas en el caso de inyección de 100% CO ₂	79

Figura 39.	Interpretación de 1999 del sistema de fluidos de la formación Mirador.	80
Figura 40.	Determinación de la MMP del fluido original.....	82
Figura 41.	Funciones de distribución Exponencial y con sesgamiento a la izquierda96
Figura 42.	Análisis del efecto de las correlaciones.....	102
Figura 43.	Análisis del efecto de las funciones de distribución	102
Figura 44.	Diagrama de fases variando la Pcritica.....	103
Figura 45.	Psaturación vs Saturaciones de liquido variando la Pcritica	104
Figura 46.	Diagrama de fases variando la Tcritica.....	104
Figura 47.	Psaturación vs Saturaciones de liquido variando la Tcritica	105
Figura 48.	Diagrama de fases variando la wcritica.....	105
Figura 49.	Psaturación vs Saturaciones de liquido variando la wcritica	106
Figura 50.	Diagrama de fases variando la gravedad específica (SG)	106
Figura 51.	Psaturación vs Saturaciones de liquido variando la SG	107
Figura 52.	Diagrama de fases variando el peso molecular (MW).....	107
Figura 53.	Análisis de la densidad del líquido variando el peso molecular (MW)..	108
Figura 54.	Análisis del GOR variando el peso molecular (MW).	108
Figura 55.	Análisis de la saturación de líquidos con respecto al MW.....	109
Figura 56.	Análisis de la densidad del líquido variando el volumen shift (Vshift) .	109
Figura 57.	Análisis de la viscosidad del líquido.....	110
Figura 58.	Diagrama de fases variando el número de seudocomponentes.....	112
Figura 59.	Diagrama de fases variando el número de seudocomponentes con ajuste	112
Figura 60.	Análisis de la saturación de líquidos de la CCE con respecto al número de seudocomponentes con ajuste.	113
Figura 61.	Análisis de la saturación de líquidos de la CVD con respecto al número de seudocomponentes con ajuste.	113
Figura 62.	Compresibilidad del CO ₂ vs Presion a varias temperaturas - EoS de Peng Robinson.....	114
Figura 63.	Densidad del CO ₂ vs Presion a varias temperaturas - EoS de Peng Robinson.....	115
Figura 64.	Diagrama de flujo del modelo de calibración de la EoS.....	118

Figura 65.	Tren de las propiedades criticas versus el peso molecular	123
Figura 66.	Ajuste de la EoS con respecto al PVT Basico de Cupiagua Sur	124
Figura 67.	Gradiente de presión con profundidad actualizado	125
Figura 68.	Comparación de las variaciones composicionales predichas del C1 y del C7+	126
Figura 69.	Estudio de Hinchamiento mediante inyección de gas de separador - 5 contactos (10 componentes).....	130
Figura 70.	Estudio de Hinchamiento mediante inyección de gas de separador - 5 contactos (12 componentes).....	130
Figura 71.	Cambio de las presiones de burbuja a rocío bajo la inyección de gas de separador - 5 modelos de caracterización.....	131
Figura 72.	Variación de la viscosidad bajo la inyección de gas de separador - 5 modelos de caracterización	131
Figura 73.	Variación del gradiente de presión bajo procesos de inyección de gas de separador - 5 modelos de caracterización	132
Figura 74.	Variación del diagrama de fases bajo procesos de inyección de gas con 50% CO ₂ - 5 modelos de caracterización.....	132
Figura 75.	Cambio de las presiones de burbuja a rocío bajo la inyección de gas con 50% CO ₂ - 5 modelos de caracterización.....	133
Figura 76.	Variación de las presiones de burbuja y la saturación de líquidos bajo procesos de inyección de gas con 50% CO ₂ - 5 modelos de caracteriza- ción.....	133
Figura 77.	Variación de la densidad de líquido bajo procesos de inyección de gas gas con 50% CO ₂ - 5 modelos de caracterización.....	134
Figura 78.	Variación del GOR bajo procesos de inyección de gas gas con 50% CO ₂ - 5 modelos de caracterización	134
Figura 79.	Variación de la viscosidad bajo procesos de inyección de gas con 50% CO ₂ - 5 modelos de caracterización	135
Figura 80.	Variación del Bo bajo procesos de inyección gas con 50% CO ₂ - 5 modelos de caracterización	135
Figura 81.	Estudio de Hinchamiento mediante procesos de inyección gas con 50% CO ₂ - 5 contactos (10 componentes)	136

Figura 82.	Estudio de Hinchamiento mediante procesos de inyección gas con 50% CO ₂ – 5 contactos (12 componentes).....	136
Figura 83.	Variación del diagrama de fases bajo procesos de inyección de gas con 100% CO ₂ – 3 modelos de caracterización.....	137
Figura 84.	Variación de las presiones de burbuja y la saturación de líquidos bajo procesos de inyección de gas con 100% CO ₂ – 3 modelos de caracterización	137
Figura 85.	Variación de la densidad de líquido bajo procesos de inyección de gas con 100% CO ₂ – 3 modelos de caracterización.....	138
Figura 86.	Variación de la viscosidad bajo procesos de inyección de gas con 100% CO ₂ – 3 modelos de caracterización.....	138
Figura 87.	Variación del GOR bajo procesos de inyección gas con 100% CO ₂ – 3 modelos de caracterización	139
Figura 88.	Variación del Bo bajo procesos de inyección gas con 100% CO ₂ – 3 modelos de caracterización	139
Figura 89.	Estudio de Hinchamiento mediante procesos de inyección gas con 100% CO ₂ – 5 contactos (10 componentes)	140
Figura 90.	Cambio de las presiones de burbuja a rocío bajo la inyección de gas con 100% CO ₂ – 3 modelos de caracterización.....	140
Figura 91.	Variación del diagrama de fases bajo procesos de inyección con flue gas – 5 modelos de caracterización	141
Figura 92.	Variación de las presiones de burbuja y la saturación de líquido bajo procesos de inyección con flue gas – 5 modelos de caracterización	141
Figura 93.	Variación de la densidad de líquido bajo procesos de inyección con flue gas – 5 modelos de caracterización.....	142
Figura 94.	Variación del GOR bajo procesos de inyección con flue gas – 5 modelos de caracterización	142
Figura 95.	Variación del Bo bajo procesos de inyección con flue gas – 5 modelos de caracterización	143
Figura 96.	Variación de la viscosidad bajo procesos de inyección con flue gas – 5 modelos de caracterización.....	143

Figura 97.	Estudio de Hinchamiento mediante procesos de inyección gas con flue gas - 3 contactos.....	144
Figura 98.	Grillado del modelo, vista superior al tope de la formación Mirador - Cupiagua Sur	148
Figura 99.	Permeabilidades relativas agua-aceite para las cuatro zonas de saturación.....	150
Figura 100.	Permeabilidades relativas gas-aceite para las cuatro zonas de saturación.....	151
Figura 101.	Área comercial de Cupiagua Sur.....	153
Figura 102.	Ajuste histórico de la producción diaria de aceite y gas para el total del campo.....	153
Figura 103.	Ajuste histórico de relacion gas-aceite y producción acumulada de aceite para el total del campo.....	154
Figura 104.	Simulación Numérica del caudal de aceite producido bajo una inyección de 140 MMscf/stb.	156
Figura 105.	Simulación Numérica del caudal de aceite producido bajo una inyección de 250 MMscf/stb	156
Figura 106.	Simulación Numérica del caudal de gas producido bajo una inyección de 140 MMscf/stb.	157
Figura 107.	Simulación Numérica del caudal de gas producido bajo una inyección de 250 MMscf/stb	157
Figura 108.	Simulación Numérica del caudal de aceite acumulado producido bajo una inyección de 250 MMscf/stb	157
Figura 109.	Simulación Numérica del caudal de gas acumulado producido bajo una inyección de 250 MMscf/stb.	158
Figura 110.	Simulación Numérica del caudal de gas inyectado bajo una inyección de 250 MMscf/stb	158
Figura 111.	Simulación Numérica del GOR bajo una inyección de 250 MMscf/stb....	158
Figura 112.	Simulación Numérica de la presión promedio de yacimiento bajo una inyección de 250 MMscf/stb	159
Figura 113.	Simulación Numérica del factor de recobro para cada capa definida bajo una inyección de 250 MMscf/stb.....	159

Figura 114. Simulación Numérica de la rata de gas producido de cada capa de la formación Mirador.....	159
Figura 115. Ajuste de datos históricos del aceite producido por pozo.....	160
Figura 116. Ajuste de datos históricos del aceite y gas producido del campo.....	161
Figura 117. Ajuste de datos históricos del gas acumulado y el gas inyectado.....	161
Figura 118. Ajuste de datos históricos de presión del yacimiento.....	161
Figura 119. Ajuste de datos históricos de GOR del campo.....	162
Figura 120. Comparación de la predicción de la rata de aceite producido.....	163
Figura 121. Comparación de la predicción de la rata de gas producido.....	163
Figura 122. Comparación de la predicción del GOR.....	163
Figura 123. Comparación de la predicción de la presión promedia de yacimiento...	164
Figura 124. Comparación de la predicción del factor de recobro – caso base.....	164
Figura 125. Análisis de la predicción de la rata de aceite y gas producido variando la THP.....	165
Figura 126. Análisis de la predicción del aceite y gas producido acumulado variando la THP.....	166
Figura 127. Análisis de la predicción del aceite y gas producido acumulado variando la THP.....	166
Figura 128. Comparación del comportamiento de la presión promedio de yacimiento y el GOR.....	167
Figura 129. Comparación del comportamiento del aceite y gas producido acumulado.....	168
Figura 130. Comparación del comportamiento del factor de recobro.....	168
Figura 131. Comparación de la predicción de la rata de aceite producido.....	169
Figura 132. Comparación de la predicción de la rata de gas producido.....	170
Figura 133. Comparación de la predicción de aceite acumulado.....	170
Figura 134. Comparación de la predicción del GOR.....	170
Figura 135. Comparación de la predicción de la presión promedia de yacimiento...	171
Figura 136. Comparación de la predicción del factor de recobro.....	171
Figura 137. Comparación de la predicción de la rata de aceite producido.....	171
Figura 138. Comparación de la predicción del GOR.....	172
Figura 139. Comparación de la predicción de aceite producido acumulado.....	172
Figura 140. Comparación de la predicción de la rata de gas producido.....	172

Figura 141.	Comparación de la predicción del factor de recobro	173
Figura 142.	Comparación del comportamiento de la rata de aceite producido	173
Figura 143.	Comparación del comportamiento de la rata de gas producido.....	174
Figura 144.	Comparación de la predicción del aceite producido acumulado	174
Figura 145.	Comparación de la predicción del gas producido acumulado	174
Figura 146.	Comparación de la predicción de la presión promedio	175
Figura 147.	Comparación de la predicción del factor de recobro	175
Figura 148.	Comparación del comportamiento de la rata de aceite producido	176
Figura 149.	Comparación del comportamiento de la rata de gas producido.....	176
Figura 150.	Comparación de la predicción del aceite producido acumulado	177
Figura 151.	Comparación de la predicción del gas producido acumulado	177
Figura 152.	Comparación de la predicción de la presión promedio	177
Figura 153.	Comparación de la predicción del factor de recobro	178
Figura 154.	Comparación del comportamiento de la rata de aceite producido	178
Figura 155.	Comparación del comportamiento de la rata de gas producido.....	179
Figura 156.	Comparación de la predicción del gas producido acumulado	179
Figura 157.	Comparación de la predicción del aceite producido acumulado	179
Figura 158.	Comparación de la predicción del GOR.....	180
Figura 159.	Comparación de la predicción del factor de recobro	180
Figura 160.	Comparación de la predicción del comportamiento de la rata de aceite producido - 140 MMscf/d	181
Figura 161.	Comparación de la predicción del comportamiento de la rata de gas producido - 140 MMscf/d	181
Figura 162.	Comparación de la predicción del comportamiento del aceite producido acumulado - 140 MMscf/d	182
Figura 163.	Comparación de la predicción del comportamiento de la presión de yacimiento - 140 MMscf/d	182
Figura 164.	Comparación de la predicción del comportamiento del factor de recobro -140 MMscf/d	182
Figura 165.	Comparación de la predicción del comportamiento de la rata de aceite producido - 250 MMscf/d	183
Figura 166.	Comparación de la predicción del comportamiento de la rata de gas producida - 250 MMscf/d	183

Figura 167. Comparación de la predicción del comportamiento del aceite producido acumulado - 250 MMscf/d	183
Figura 168. Comparación de la predicción del comportamiento del gas producido acumulado - 250 MMscf/d	184
Figura 169. Comparación de la predicción del comportamiento de la rata de aceite producido - 250 MMscf/d.....	184
Figura 170. Comparación de la predicción del comportamiento de la presión de yacimiento - 250 MMscf/d.....	184
Figura 171. Comparación de la predicción del comportamiento del factor de recobro - 250 MMscf/d	185

TITULO: ANALISIS DEL COMPORTAMIENTO DE FASES DEL FLUIDO DE YACIMIENTO DEL CAMPO CUPIAGUA SUR BAJO EL ESCENARIO DE INYECCION DE CO₂, GAS DE SEPARADOR Y SUS MEZCLAS*

AUTOR: Wilson Barrios Ortiz

PALABRAS CLAVE: Miscibilidad, comportamiento de fases, fluidos composicionales, estudios de hinchamiento, Inyección de CO₂, Modelamiento y Simulación.

RESUMEN

El campo Cupiagua Sur localizado en el Piedemonte Llanero Colombiano presenta diversas presiones de yacimiento, variación en las propiedades de fluidos y de los contactos. Las condiciones geológicas y termodinámicas combinadas (ejemplo, profundidades, altas temperaturas y de altas presiones, y una columna continua del hidrocarburo) implican un comportamiento de fases y unas propiedades PVT – presión, volumen y temperatura complejas. El desplazamiento con gas surge como una alternativa técnica muy prometedora de recobro mejorado de aceite para este yacimiento. Este estudio discute resultados de una investigación de laboratorio, que incluye los análisis PVT así como los estudios de hinchamiento, para determinar la conveniencia y eficacia de tres gases de inyección para la recuperación del aceite volátil. Los gases investigados son: un gas de separador - contiene 4.8 mol% de CO₂, un gas de producción con un 50% de CO₂ y 50% de gas del separador y CO₂ puro. La gravedad del aceite volátil para el estudio experimental es de ~38° API.

La descripción de sistema de hidrocarburos es un factor fundamental en el proceso de caracterización del yacimiento, en los cálculos de hidrocarburos iniciales y en la definición del plan de desarrollo del campo. Esta definición es especialmente relevante en estos yacimientos que contienen “fluidos complejos”, sistemas de hidrocarburos con características físicas altamente sensibles a la presión, temperatura y a los cambios composicionales. Este estudio presenta estudios experimentales de hinchamiento para conseguir una descripción actualizada de los fluidos, el cual es la llave para entender y obtener un modelo matemático para representar el comportamiento dinámico de los fluidos del yacimiento.

El objetivo final de este trabajo es desarrollar la capacidad de pronosticar el comportamiento de los pozos para este campo volátil y definir las ventajas técnicas de la inyección del CO₂. Esta capacidad se alcanza a través de un riguroso modelamiento composicional y la validación de los resultados de la ecuación (EoS) con datos disponibles del campo a través de una simulación completa del modelo del campo.

* Trabajo de investigación

**Facultad de Ingenierías Físico – Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, M.Sc. Nicolás Santos Santos

TITLE: ANALYSIS OF THE PHASE BEHAVIOUR OF THE RESERVOIR FLUID OF THE CUIPIAGUA SOUTH FIELD UNDER THE SCENARIO OF CO₂ INJECTION, SEPARATOR GAS AND ITS MIXTURE*

AUTHOR: Wilson Barrios Ortiz

KEYWORDS: Miscibility, phase behaviour, compositional Fluids, swelling studies, CO₂ injection, Modeling and Simulation.

ABSTRACT

The Cupiagua South field lies in the deep Colombian Foothills Belts of the Llanos Basin in Colombia, where different reservoir pressures, fluid properties and contacts are observed. The combined geologic and thermodynamic conditions (i.e. deep, high temperature and high pressure, hydrocarbon sources and a continuous hydrocarbon column) imply complex reservoir fluid phase behavior and PVT properties. Gas displacement appears to be a very promising enhanced oil recovery technique for these reservoirs. This study discusses results of a laboratory investigation, including pressure/volume/temperature - PVT studies and swelling experiments, for assessing the suitability and effectiveness of three injection gases for volatile-oil recovery. The gases investigated were a separator gas containing 4.8 mol% CO₂, a produced gas with 50% of CO₂ and 50% of separator gas and pure CO₂. The test volatile-oil ~38° API gravity was collected for the experimental study.

The hydrocarbon system description is a fundamental piece in the reservoir characterization process, initial hydrocarbon in place calculations and the definition of the field development plan. This statement is especially relevant to those reservoirs containing “complex fluids”, hydrocarbon systems with physical properties highly sensitive to pressure, temperature and compositional changes. This Study presents fundamental swelling experimental studies to get a fluid description update, which is the key to understand and obtain a mathematical model to represent the dynamic behavior of the reservoir fluids.

The final objective of this work is to develop a capability of forecasting well deliverability for this Volatile field and define the technical benefits of the CO₂ injection. This capability could be achieved through rigorous compositional modelling and validation of model results with available field data through Full Field Model (FFM) simulation.

* Research work

** Faculty of Engineering's Physical - Chemical, School of Petroleum Engineering, M.Sc. Nicolas Santos Santos

INTRODUCCION

En proyectos de recobro mejorado, la declinación de la producción primaria a un nivel no económico lleva al desarrollo de varios métodos para incrementar el recobro de aceite antes del abandono del yacimiento. La inyección de un fluido como el agua, o gas, bajo condiciones apropiadas, llega a ser una práctica usual para el recobro adicional después de la producción primaria. Estos métodos, comúnmente conocidos como métodos de recobro secundario, usualmente recobran un 5-20% adicional al recobro primario. Sin embargo, estos fluidos, siendo inmiscibles con el fluido del yacimiento, dejan una alta saturación de aceite residual (40-60% OOIP) después del desplazamiento.

La inyección de gas es un método de recobro mejorado el cual consiste en utilizar el gas como un fluido desplazante en el medio poroso de un yacimiento. Una vez el gas entra al yacimiento, éste contacta el hidrocarburo contenido y lo desplaza, incrementando la producción del campo. El gas desplazante y el fluido del yacimiento podrían comportarse de forma inmisible o miscible o presentar una combinación de ambos, dependiendo del tipo de fluido inyectado, es decir, que ciertos procesos de transferencia de masa entre la fase aceite y la fase gaseosa ocurrirán en el yacimiento.

El éxito de estos procesos depende de la miscibilidad. La miscibilidad puede ser definida como el grado de solubilidad de un fluido en otro. La inyección miscible ha sido en la mayoría de los casos exitosa en la recuperación de más aceite después de la producción primaria. Estos fluidos pueden ser miscibles o pueden desarrollar miscibilidad bajo ciertas condiciones, lo cual es dependiente de la presión de yacimiento, temperatura, composición del fluido, y de las características específicas del comportamiento de fases de los fluidos involucrados.

En años recientes, el CO₂ ha sido usado como un fluido miscible para el recobro adicional después de producción primaria. Procesos miscibles con CO₂ han sido aplicados con éxito en yacimientos que tiene como requisito presiones de operación mínimas de 1200 psi. Las características del comportamiento de fases de CO₂ son favorables para alcanzar miscibilidad dinámica con el yacimiento bajo condiciones apropiadas de yacimiento. Otros mecanismos, como

solubilización de CO₂, hinchamiento del aceite, reducción de viscosidad, emulsificación, etc, también contribuyen hacia el recobro de aceite por inyección de CO₂. Para los procesos inmiscibles se requieren grandes volúmenes de CO₂, y por lo tanto, la economía del proceso depende de la disponibilidad local y del costo de CO₂.

La producción a nivel mundial debida a procesos de recobro mejorado por inyección de gas está por encima de los 572.000 b/d, de los cuales, el 59% es por procesos miscibles/inmiscibles de inyección de gas, el 38% es por inyección de CO₂ y cerca del 3% de la producción es por N₂. La producción mundial debida a la inyección de CO₂ es aproximadamente de 218.000 b/d, de los cuales el 93.7% están en EEUU, 3% en Canadá, 3% en Turkia y 0.3% en Trinidad. En la actualidad hay 79 proyectos, de los cuales, excepto 3, producen 10.000 b/d o menos.

Es así como, en los últimos años, la inyección de CO₂ y N₂ ha llegado a convertirse en un esquema promisorio a nivel mundial, a pesar de que los mecanismos asociados con estos procesos es complejo y no puede ser modelado con precisión sin tomar en cuenta el aspecto composicional de los fluidos, y aunque la tecnología básica existe y está lista para su aplicación, numerosas inquietudes aún permanecen, contribuyendo con la incertidumbre en la optimización de los procesos y en la predicción del comportamiento futuro de los yacimientos.

A pesar del esfuerzo a nivel internacional por la aplicación de este método de recobro mejorado, en Colombia los proyectos de este tipo son muy escasos y los existentes están relacionados con el requerimiento del mantenimiento de presión, como es el caso del Piedemonte Llanero, en donde estudios previos han mostrado que estos yacimientos pueden ser candidatos apropiados para la inyección de gas debido a que el sistema de hidrocarburos que contiene posee características favorables para la utilización de este proceso de recobro, tales como las altas temperaturas, altas presiones, la existencia de un sistema de fluido crítico en la transición gas/petróleo y la variación gradual vertical de las propiedades del fluido.

Aprovechando los requerimientos del país por mantener las condiciones de los campos, aumentar los niveles de recobro de los campos en desarrollo, así como

los nuevos negocios del país representados en el potencial del gas¹, debidos a la necesidad de vender a países del área este recurso, hacen prioritario la implementación de un estudio de inyección de gas, tal que se determine la factibilidad técnica de la sustitución del gas de separador por un gas como el CO₂ o una mezcla de éste con el gas de separador.

Durante la investigación se evaluará experimentalmente, mediante análisis PVT básicos y especiales (Estudios experimentales de hinchamiento), el comportamiento de fases y los cambios en las propiedades de los fluidos ante la inyección de gas sobre un fluido recombinado de yacimiento. Los experimentos están enfocados en el estudio del desempeño de una muestra recombinada de un fluido volátil del campo Cupiagua Sur bajo la inyección de CO₂, gas de separador y sus mezclas. Esta data experimental permitirá elaborar el modelamiento de los fluidos de yacimiento sometidos a la inyección de gas y su simulación numérica (usando el Full field model y su respectivo History match), los cuales son cruciales para definir y obtener un análisis comparativo del tipo de gas inyectado versus su eficiencia de desplazamiento respectiva a condiciones análogas de inyección.

Los resultados obtenidos de este estudio permitirán analizar, experimental y numéricamente, alternativas de recobro mediante la inyección de gas (mezclas de CO₂ y Gas Rico o Pobre) con el fin de producir el gas del Piedemonte sin perjuicio de la operación de producción de aceite, generando así, valor agregado dentro del uso de tecnologías modernas de producción o de recobro dentro de una etapa previa de investigación.

¹ License extension study for seven Llanos foothills reservoirs Piedemonte region. IRT's final report for Ecopetrol S.A. USA: Colorado, December ,2006.

1. COMPORTAMIENTO DE FASES

1.1 GENERALIDADES

Desde hace mucho tiempo, se ha sabido que las fuerzas capilares son la principal causa de la existencia del petróleo residual presente en la parte invadida de la formación. Estas fuerzas retentivas son el resultado de la tensión interfacial existente entre el petróleo y la fase desplazante; entonces si la tensión interfacial desaparece, las fuerzas capilares dejarán de tener importancia, y así se podría recuperar el petróleo contactado por la fase desplazante. A través de grandes esfuerzos de investigación y pruebas piloto durante más de 25 años, los procesos de desplazamiento miscible se han desarrollado como medios exitosos para obtener una mayor recuperación de petróleo en muchos yacimientos.

Inyectar gas en un yacimiento de aceite para aumentar el recobro de aceite se ha aplicado por un largo periodo de tiempo. Este puede mejorar el recobro a través del mantenimiento de la presión de yacimiento, desplazando el aceite, o vaporizando las fracciones intermedias y pesadas del aceite. Debido a que el gas inyectado no está inicialmente a condiciones de equilibrio con el aceite del yacimiento, el contacto entre las fases da lugar a una transferencia de masa, por lo tanto, se presentan cambios en las características de las dos fases. El desplazamiento de aceite por el gas llega a ser altamente eficiente cuando las características del gas que avanza y del aceite desplazado llegan a ser similares. Es decir, las dos fases alcanzan miscibilidad completa y el interface vapor-líquido desaparece. A nivel poral, el desplazamiento miscible es prácticamente 100% eficiente, pues la carencia del interface elimina la retención del aceite en los poros.

El método de desplazamiento miscible para recuperación de petróleo involucra la inyección de un fluido dentro del yacimiento para desplazar el petróleo que es miscible con el fluido. Para entender estos procesos, primero es necesario proporcionar una definición de miscibilidad, especialmente distinguirla de la solubilidad. La *Solubilidad* es la habilidad de una sustancia (fluido) para mezclarse con un fluido o fluidos y formar una sola fase homogénea; la

Miscibilidad es la habilidad de dos o más sustancias fluidas (gases o líquidos) para formar una sola fase homogénea cuando son mezcladas en todas las proporciones.

Para yacimientos de petróleo, miscibilidad se define como ese estado físico entre dos o más fluidos que les permite mezclarse en todas las proporciones sin la existencia de una interfase. Si dos fluidos forman fases después de que alguna proporción de un fluido es adicionado, el fluido es considerado inmiscible.

El objetivo primordial de la mayoría de los esquemas de inyección de gas es alcanzar desplazamiento miscible debido a que este incorpora un recobro más alto. Normalmente el gas inyectado y el aceite del yacimiento no son miscibles, pero seleccionando una composición de gas y una presión de inyección adecuadas, se puede generar miscibilidad "in situ". Este mecanismo de transferencia "in-situ" de hidrocarburos ligeros del petróleo al fluido inyectado que forma una mezcla miscible con el petróleo es conocido como miscibilidad dinámica o miscibilidad de múltiples contactos.

En la Figura 1 se puede ver un típico proceso inmiscible, en este caso el metano se comporta como un gas a condiciones atmosféricas y de yacimiento (Presión y Temperatura), presentando un proceso inmiscible al entrar en contacto con el petróleo; caso contrario del propano, que a condiciones atmosféricas se encuentra en estado gaseoso y a condiciones de yacimiento se encuentra en estado líquido, y al mezclarse con el metano (gas) se presenta un proceso miscible (Ver Figura 2). Por último en la Figura 3 hay un proceso de miscibilidad entre el propano líquido a condiciones de yacimiento y el petróleo líquido.

Figura 1. Inmiscibilidad metano –petróleo

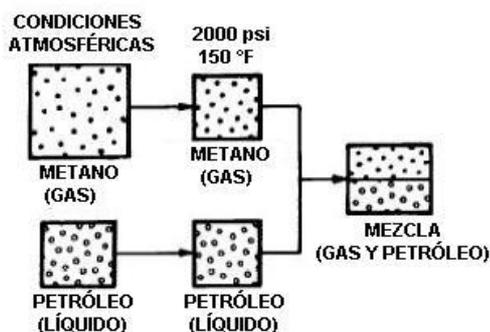


Figura 2. Miscibilidad metano-propano

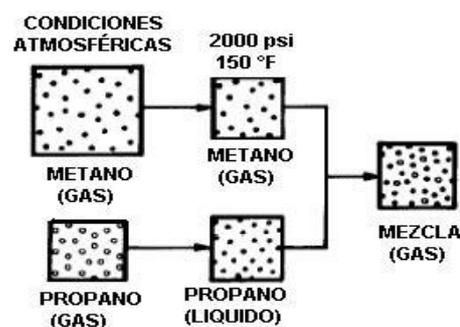
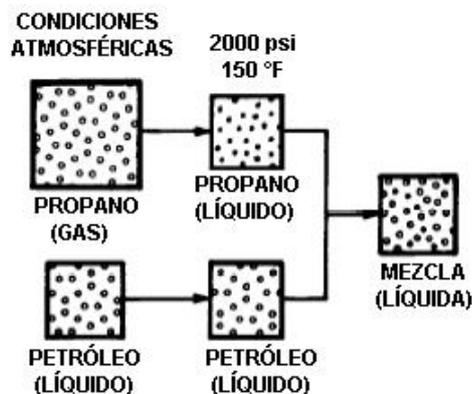


Figura 3. Miscibilidad propano-petróleo



FUENTE: HOLM, L. W. Miscible Displacement. Chapter 45. Union oil Co. of California.

Los principales mecanismos involucrados en un proceso de inyección de gas son:

- Transferencia de masa en la interface
- Desplazamiento miscible e inmiscible
- Hinchamiento del aceite
- Reducción de la viscosidad del aceite
- Disminución de la tensión interfacial entre el gas y el aceite
- Mecanismo de gas en solución.

1.2 COMPORTAMIENTO DE FASES MEDIANTE DIAGRAMAS TERNARIOS

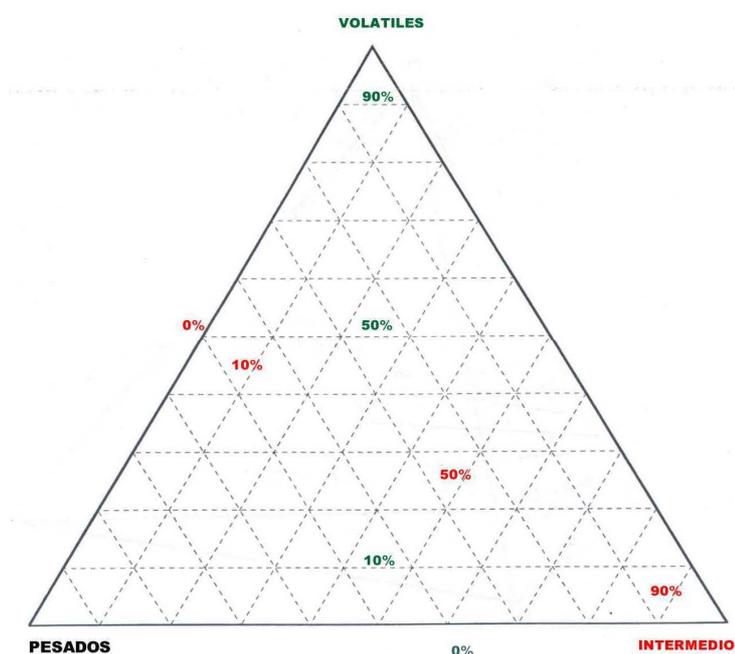
Gibbs² propuso la utilización del diagrama triangular o diagrama ternario para representar la relación de fases entre tres componentes puros. Desde entonces se ha utilizado activamente para representar sistemas líquido-líquido, líquido-sólido y gas-líquido. El diagrama de equilibrio de fases representa convenientemente los rangos de temperatura, presión y composición dentro de los cuales las combinaciones de fases coexisten.

Como los hidrocarburos encontrados en yacimientos de gas y petróleo cuentan con cientos de componentes, es necesario expresar su concentración dentro de un sistema, esto es prácticamente imposible, así que una forma de solucionar este problema, es agrupar los componentes del petróleo en tres grupos para definir el sistema. Ver Figura 4.

² Gibbs, J.W. The scientific papers of J. Willard Gibbs. Volume 1. USA: New York, 1961.

El diagrama de fases es mostrado por la curva **ACB** en la Figura 5. Cualquier mezcla, **F**, dentro del diagrama de fases forma una fase vapor, **Y**, y una fase líquida, **X**, en equilibrio que caen sobre la curva límite de fases. La **línea XY**, conectando las dos fases en el equilibrio se conoce como la **línea de enlace (tie line)**. Por lo tanto, el lado izquierdo de la curva, **AC**, representa líquidos saturados, por ejemplo, la curva de los puntos de burbuja, mientras que el lado derecho, **CB** representa los gases saturados, es decir, la curva de punto de rocío.

Figura 4. Típico diagrama de fases del sistema ternario.



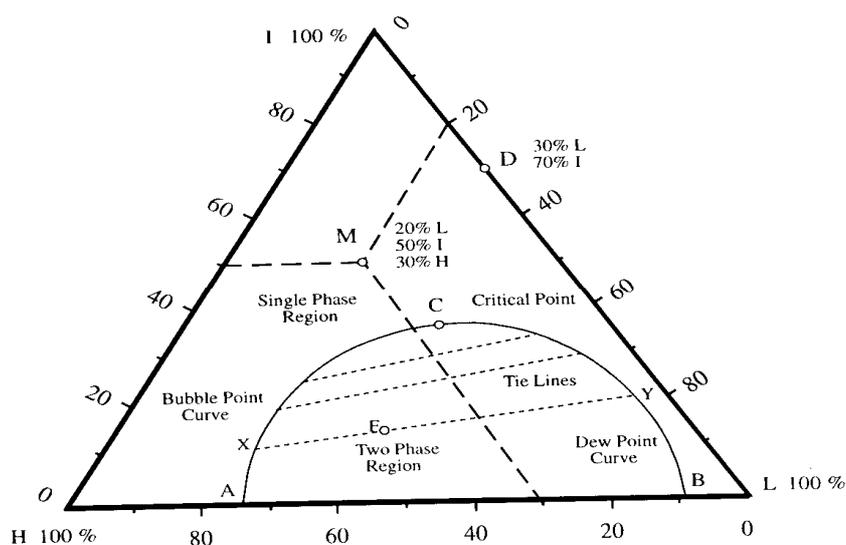
FUENTE: Curso Inyección de Gas. Hycal Energy Research Laboratories Ltd. 1997

Las dos partes de la curva convergen en el punto crítico **C**. Cualquier mezcla fuera del diagrama de fases es un fluido bajo-saturado monofásico. El diagrama de fases, y las líneas de lazo asociadas, a diferentes presiones pueden ser mostradas en el mismo diagrama, donde el aumento de la presión da lugar generalmente a la contracción del diagrama de fases. Un sistema ternario puede formar más de dos fases, o tener un número de regiones bifásicas aisladas, pero el diagrama mostrado en la Figura 5 se asemeja a la mayor parte de los casos prácticos, y es absolutamente adecuado para describir los conceptos de miscibilidad.

La Figura 5 muestra que los binarios hechos de **L** y de **I**, e igualmente de **I** y de **H**, forman mezclas monofásicas cuando están mezclados en cualquier proporción, mientras que, **L** y **H** forman un fluido monofásico cuando se

mezclan dentro de un rango limitado. Dos fluidos se consideran ser miscibles, cuando forman una sola fase en todas las proporciones, a presión y temperatura constantes. Es evidente que dos fluidos cualquiera cuyas "tie line" no crucen la región bifásica dentro del diagrama de fases son miscibles.

Figura 5. Diagrama ternario del equilibrio de fases de un fluido a presión y temperatura constante.



FUENTE: DANESH, Ali. PVT and phase behaviour of petroleum reservoir fluids. Scotland: Elsevier, 1998. ISBN: 0444821961

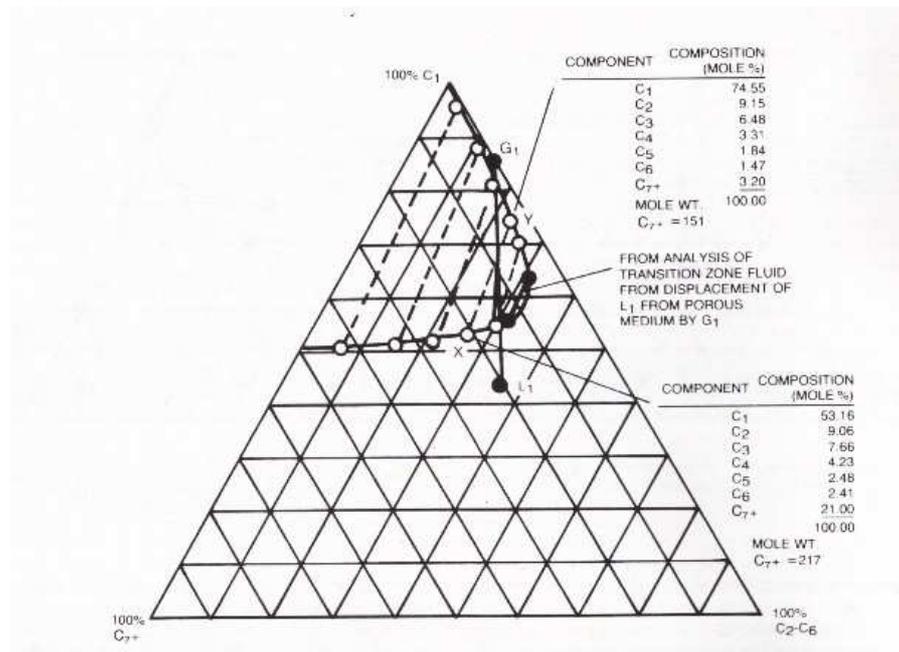
Estos grupos son:

- A) Volátiles:
 - Metano
 - Nitrógeno
 - Dióxido de Carbono
- B) Intermedios:
 - Etano
 - Propano
 - Iso- y normal-butano
 - Iso- y normal-pentano
- C) No- Volátiles:
 - Hexano +

Un diagrama de fases basado en esta composición no describe rigurosamente el comportamiento de fases del sistema ya que la composición individual de cada componente en el sistema es desconocida, esto es básico para el método,

debido a que los componentes tienen volatilidades diferentes; su distribución en el grupo no es la misma en la fase líquida y en la fase gaseosa, y la posición de la línea que separa las fases así como la inclinación de las líneas de unión están determinadas por la composición, la cual no se puede representar simplemente con tres grupos, C₁, C₂-C₆ y C₇₊, ya que la composición de cada grupo de multicomponentes puede variar. Ver Figura 6.

Figura 6. Diagrama Ternario de fases - Multicomponente



FUENTE: Comparación de las “tie lines” en un modelo ejemplificado con una presión de 4000 psia y una temperatura de 140°F. Computer Modeling Group. 1992.

La línea negra indica la división entre la región de 2 fases y la de una sola fase. A presiones y temperaturas dadas, cualquier sistema de los tres componentes cuya composición este dentro de esta curva formará dos fases. Así mismo cualquier sistema fuera de la curva formará una sola fase. Entre mayor sea la presión, más pequeña será la envolvente de las dos fases.

La parte inferior de la curva es una línea de puntos de burbuja y da la composición del líquido en un sistema de 2 fases. La parte superior de la curva, es la parte de los puntos de rocío y dará la composición del vapor en la región de 2 fases. Las líneas que conectan las composiciones de las fases líquida y gaseosa se llaman líneas de enlace (“tie lines”); la composición de cualquier sistema a lo largo de las líneas de unión se dividirán en dos fases y las composiciones estarán dadas por los extremos de la línea de unión. Las líneas

de punto de burbuja y de rocío se encuentran en el punto de unión, donde las fases líquida y gaseosa son idénticas.

1.2.1 Aplicación a Fluidos de Yacimiento

Es tradicional ampliar el uso de estos diagramas ternarios a aceite y gases reales dividiéndolos en tres pseudo-componentes: *Componentes ligeros* que incluyen C₁, N₂; *Componentes intermedios* del C₂ a C₅ y *los componentes pesados* representados por las fracciones de C₆₊. Esta extensión es aproximada y puede producir resultados muy erróneos puesto que diversas fases pueden ser generadas cambiando la cantidad relativa de los componentes de cada pseudo-componente. Estos diagramas pseudo-ternarios se deben utilizar solo para propósitos ilustrativos. Si el gas inyectado contiene grandes cantidades de CO₂, un sistema ternario no es incluso suficiente para representar el equilibrio de la fase cualitativamente, de ahí que se sugiere el uso de diagramas cuaternarios³.

Para los sistemas reales, la distinción entre un empuje de gas vaporizante y de condensación no es brusco puesto que la vaporización y la condensación de intermedios pueden ocurrir simultáneamente. La Figura 7 muestra cualitativamente las diversas regiones de los desplazamientos miscibles e inmiscibles para el sistema ternario verdadero C₁, nC₄ y nC₁₀ a 138°C⁴. Para los procesos de empuje de gas vaporizante, la MMP no depende del contenido nC₄ del gas. Para los procesos de condensación, existe una correlación entre la MMP y el contenido nC₄ del gas. La Figura 8 muestra cualitativamente las mismas regiones para un sistema de aceite ligero⁵. En el proceso de vaporización, los intermedios tienen un efecto sobre la MMP, y no hay una distinción clara entre los procesos vaporizantes y los procesos que condensación. Zick⁶ confirmó con la observación experimental y la simulación composicional que para sistemas de aceite real un empuje combinado de condensación/vaporización ocurre generalmente durante la inyección de gas enriquecido.

³ RATHMELL, J. J., STALKUP, F. I., and HASSINGER, R.C. A laboratory investigation of miscible displacement by carbon dioxide. SPE 3483, New Orleans, Louisiana, Oct. 3 -6, 1971.

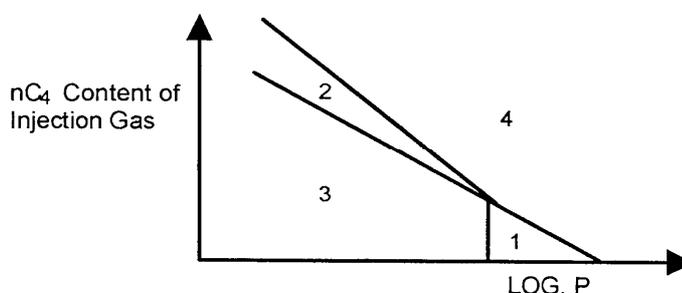
⁴ THOMERE, R. and GRAVIER, J. F. Recuperation assistee point sur les procedes miscibles. Paper presented at the 10th World Petroleum Congress. Bucharest, Romania, Sep. 1978.

⁵ THOMERE, R. and GRAVIER, J. F. Recuperation assistee point sur les procedes miscibles. Paper presented at the 10th World Petroleum Congress. Bucharest, Romania, Sep. 1978.

⁶ ZICK, A.A. A Combined condensing/Vaporising mechanism in the displacement of oil enriched by enriched gases. SPE 15493, oct.1986

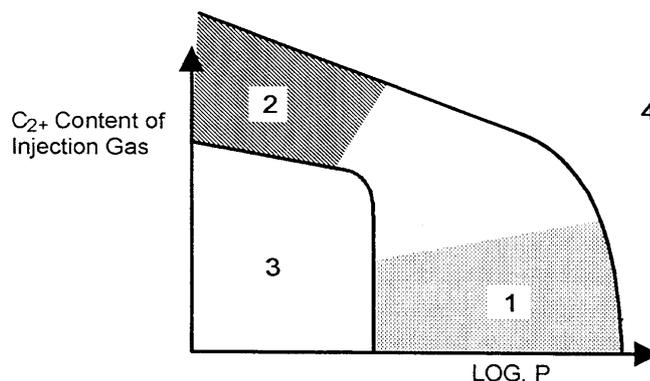
Benham y otros⁷ proporcionaron las correlaciones para una valoración aproximada de los intermedios que son requeridos en un empuje de gas condensante para alcanzar la miscibilidad a diversas presiones y temperaturas. Glaso⁸ convirtió la correlación gráfica de Benham a una ecuación. Sin embargo, el mejor método para determinar la MMP de un proceso vaporizante o de condensación es medirlo a través de experimentos de desplazamiento en un slim tube en el laboratorio junto con un simulador composicional para optimizar el número de experimentos y para obtener un mejor entendimiento de los mecanismos involucrados.

Figura 7. Influencia del contenido de nC₄ de gas de inyección sobre la MMP para un sistema C₁-nC₄-nC₁₀.



FUENTE: THOMERE, R. and GRAVIER, J. F. Recuperation assistee point sur les procedes miscibles. Paper presented at the 10th World Petroleum Congress. Bucharest, Romania, 1978.

Figura 8. Influencia del contenido de nC₂₊ de gas de inyección sobre la MMP para un fluido de yacimiento típico.



FUENTE: THOMERE, R. and GRAVIER, J. F. Recuperation assistee point sur les procedes miscibles. Paper presented at the 10th World Petroleum Congress. Bucharest, Romania, 1978.

⁷ BENHAM, A. L., DOWDEN, W.E., and KUNZMAN, W.J. Miscible fluid displacement, prediction of miscibility. Trans. AIME. 219, 229-37, 1960.

⁸ GLASO, O. Generalised minimum miscibility pressure correlation. 927-934, Dec. 1985

1.3 MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO MISCIBLE

Las presiones y las concentraciones del gas de inyección en este proceso dependen de: composición del crudo y la temperatura del yacimiento. Los procesos de condensación y vaporización se pueden presentar en forma combinada dependiendo de las composiciones del líquido y del gas, y de la temperatura del yacimiento. Los desplazamientos miscibles pueden ser agrupados en 2 divisiones naturales:

- ✓ Procesos en los cuales ya existe miscibilidad entre el fluido desplazante y el desplazado. Ejemplo: inyección de propano, gasolina natural, etc.
- ✓ Procesos en los cuales no existe miscibilidad, pero por algún mecanismo se desarrolla a lo largo del desplazamiento. En este grupo se puede incluir el CO₂ o la inyección a alta presión entre otros.

Diferentes formas de operaciones de desplazamiento miscible son comúnmente utilizadas, bajo ciertas consideraciones. El proceso incluye:

- ✓ Manejo de un bache miscible para lograr miscibilidad de primer contacto.
- ✓ Condensación del gas para la miscibilidad dinámica.
- ✓ Vaporización del gas para la miscibilidad dinámica.
- ✓ Extracción del líquido o fluido crítico para la miscibilidad dinámica.

1.3.1 Proceso miscible al primer contacto (First Contact Miscibility-FCM)

Es obtenido cuando el gas de inyección es absolutamente miscible con el fluido de yacimiento en cualquier proporción. Generalmente el comportamiento del FCM es asociado con aceites livianos ($> 40^\circ$ API), o altas presiones (> 5000 psi). Los hidrocarburos de bajo peso molecular (MW) tales como etano (C₂H₆), el propano (C₃H₈), butano (C₄H₁₀), o las mezclas de gas licuado de petróleo (GLP) son los fluidos inyectados (solventes), éstos han sido utilizados para inundaciones miscibles de primer-contacto. Estos solventes en cualquier cantidad formarán una sola fase con el petróleo en el yacimiento, así que son miscibles al primer contacto con el petróleo

1.3.2 Empuje de gas por vaporización o Desplazamiento de gas a alta presión.

A menudo en muchos yacimientos, la miscibilidad no es establecida inmediatamente después del primer contacto con el aceite. En algunas situaciones, la miscibilidad puede ser gradualmente establecida por un proceso conocido como “Miscibilidad de Contactos Múltiples” (Multicontact Miscibility - MCM) o “Miscibilidad Dinámica”, la cual está relacionada con la vaporización de hidrocarburos de peso molecular intermedio del crudo, dentro del gas inyectado, para crear una zona de transición miscible

El comportamiento del primer tipo de MCM, es conocido como “Miscibilidad por Vaporización”; esta ocurre con la inyección de mezclas de gases pobres, metano (C₁), nitrógeno (N₂), dióxido de carbono (CO₂), gas natural o gas de chimenea (flue gas) y es promovida por la presencia altas fracciones de componentes volátiles extraíbles, bajo ciertas condiciones de presión, temperatura y gravedad API. Para que exista proceso de miscibilidad dinámica se requiere que el gas inyectado sea mucho más móvil que el crudo del yacimiento.

Si las condiciones son óptimas, ocurre una transferencia de masa de los componentes intermedios del aceite a la fase gaseosa, logrando que el gas y el petróleo del yacimiento alcancen una tensión interfacial de cero o cercana a cero, obteniendo un banco de desplazamiento miscible con una eficiencia casi comparable a un primer contacto de miscibilidad (FCM), sobre el borde principal del frente de gas siendo desplazado dentro del yacimiento.

En este proceso un gas que es pobre en intermedios (gas pobre) representado por el punto **G** desplaza un aceite el cual es rico en intermedios representado por el punto **H**. La Figura 9 de Thomere y Gravier (1979) muestra los diagramas de fase para 3 presiones típicas. El gas vaporiza los intermedios del aceite y forma un gas rico de composición **G₁** en el frente de la zona de mezcla. **G₁** está en equilibrio con el aceite representado por **H₁**, y la línea de enlace **G₁H₁** pasa a través del punto **H**. En la Figura 9a, el proceso es inmisible puesto que **G₁** es inmisible con **H**. En la parte posterior de la zona de mezcla, el gas y el aceite atrapado tienden hacia **G₂** y **H₂** respectivamente con la línea de enlace **G₂H₂** que pasa a través del punto **G**. Si suficiente gas se inyecta en el sistema, una vaporización completa del aceite ocurrirá y se tendrá recuperación completa del C₁₀ mediante vaporización. Generalmente, se requiere una gran cantidad de gas

lo que lo hace poco práctica.

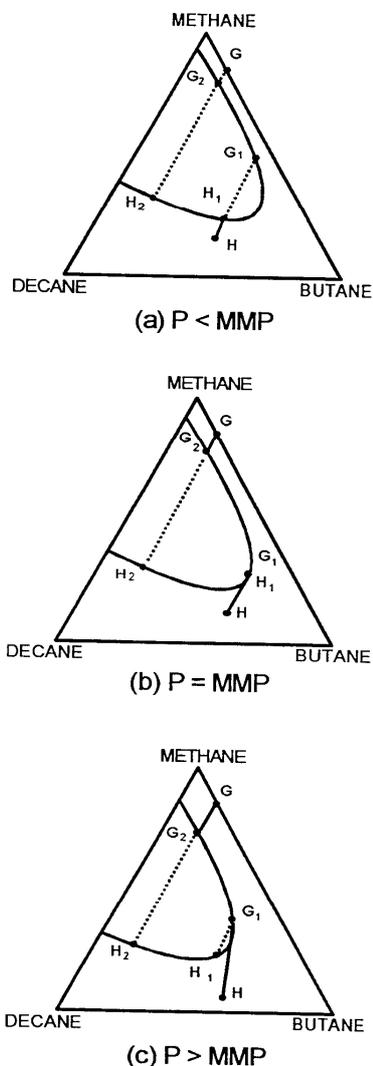
Como la presión se aumenta la región bifásica se contrae, G_1 y se acerca la una a la otra. A la presión mínima de miscibilidad (MMP), G_1 y H_1 son idénticos en el punto crítico, y G es totalmente miscible con el aceite "in situ" H . Por lo tanto para una presión igual a la MMP, la miscibilidad se puede generar in situ con la vaporización de intermedios (ver Figura 9b). El gas tiende hacia el punto crítico a través de una serie de contactos con el aceite del yacimiento. Por esta razón, el proceso se llama un proceso miscible de contacto múltiple (MCM)

La Figura 9c muestra el diagrama de fases para una presión $>$ que la MMP. En este caso la miscibilidad puede ser alcanzada sin pasar a través del punto crítico. Debido a que la MMP de la inyección de un gas pobre es usualmente a altas presiones ($p > 3500$ psia) para la mayoría de las temperaturas de yacimiento, el proceso es llamado *empuje de gas a alta presión*. El gas a alta presión extrae los componentes intermedios del petróleo (como propano, butano, y aún componentes más pesados que el heptano), se puede decir que a presiones elevadas, el gas está subsaturado de estos componentes intermedios.

Este proceso genera desplazamiento miscible con metano, gas natural, gas de combustión (Flue Gas), CO₂ o N₂, como gases de inyección, siempre y cuando la presión de miscibilidad requerida sea físicamente disponible en el yacimiento, así como también lo puede generar al tener presiones más bajas que la del punto cricondenbárico, conocido también como presión cricondenbárica y que ha sido definida como la presión máxima a la cual puede existir condensado. En la mayoría de los yacimientos el punto cricondenbárico está muy por encima de la presión que la formación puede soportar sin fracturarse. Típicamente el punto cricondenbárico está por encima de 6,000 psi.

Una manera de reducir la presión cricondenbárica es utilizar un gas rico en compuestos intermedios. Por ejemplo un gas G_1 de composición 85% C₁ - 15% C₄ se mezcla en todas sus proporciones con un líquido L_1 cuando la presión es igual a 2,750 psi; la utilización de un gas más rico en intermedios G_2 de composición 78.5% C₁-21.5% C₄, reduciría el cricondenbárico hasta 2,500 psi. Para obtener una mayor reducción del cricondenbárico se podría inyectar gas más rico al petróleo, pero ello conlleva a un procedimiento innecesario y costoso.

Figura 9. Empuje por gas vaporizante – Diagrama de fases.



FUENTE: THOMERE, R. and GRAVIER, J. F. Recuperation assistee point sur les procedes miscibles. Paper presented at the 10th World Petroleum Congress. Bucharest, Romania, 1978.

Para este proceso, al igual que los otros mecanismos de recuperación de petróleo, es importante poder realizar un incremento en el recobro, que para este caso se debe principalmente a que:

- Hay un aumento en el volumen de petróleo del yacimiento/in-situ, generado/creado por la absorción del gas inyectado al aceite.

- Se presenta un enriquecimiento del gas, como resultado de la vaporización de los hidrocarburos de bajo rango de ebullición, hacia la fase gaseosa.
- Al mezclarse el gas de inyección y el petróleo del yacimiento, se genera una reducción entre las diferencias de viscosidad y la tensión interfacial.

La miscibilidad por el mecanismo de vaporización de gas puede ser desarrollada también con Nitrógeno y Gas de Combustión que tienen una composición cerca de 88 % de N₂ y 12 % de CO₂, a pesar de que estos gases tengan una baja solubilidad en el aceite. Debido a que las presiones cricondenbáricas para el N₂ y para los hidrocarburos de bajo a medio peso molecular son altas, las presiones requeridas para la miscibilidad dinámica dependen del contenido de metano del aceite en sitio, así como la concentración de otros hidrocarburos en el petróleo. Altas concentraciones de metano en el yacimiento reducen la presión requerida para lograr la miscibilidad por vaporización de gas con Nitrógeno.

Factores Limitantes. Por lo general, el desplazamiento miscible no puede ser alcanzado por la inyección de gas a presiones reales a no ser que se presenten ciertos requerimientos básicos:

- ✓ Las profundidades de los yacimientos (> 5000 Pies), deben ser suficientes para permitir presiones mayores a 3000 psi (usualmente 4000 psi a temperatura de yacimiento).
- ✓ Los fluidos de yacimiento deben contener suficientes cantidades de componentes (C₂ a C₆) antes de obtener los beneficios de la vaporización.
- ✓ Los fluidos de yacimiento deben estar subsaturados con respecto al gas inyectado a la presión de inyección. Este factor es muy crítico. Los requerimientos que colocan la composición de aceite a la derecha del límite de la línea, también indican que sólo el aceite que está subsaturado con respecto al metano, puede tener desplazamiento miscible por gas metano o gas natural.

1.3.3 Empuje de gas por condensación o Desplazamiento por gas enriquecido.

Muchos hidrocarburos presentes en un yacimiento tienen concentraciones bajas de componentes intermedios. En estos casos, para lograr la miscibilidad se requieren presiones superiores a las que la formación podría soportar. Una manera de contrarrestar esta dificultad es enriquecer el fluido del yacimiento, inyectando un gas enriquecido con hidrocarburos de peso molecular intermedio (C₂-C₆), de esta manera los componentes intermedios son transferidos desde la fase gas a la fase líquida dentro del yacimiento. Suficientes cantidades de componentes de bajo peso molecular deben ser condensados dentro del aceite para generar una mezcla de desplazamiento frontal, y bajo condiciones adecuadas el fluido del yacimiento se convierte en un líquido que es miscible con el gas enriquecido.

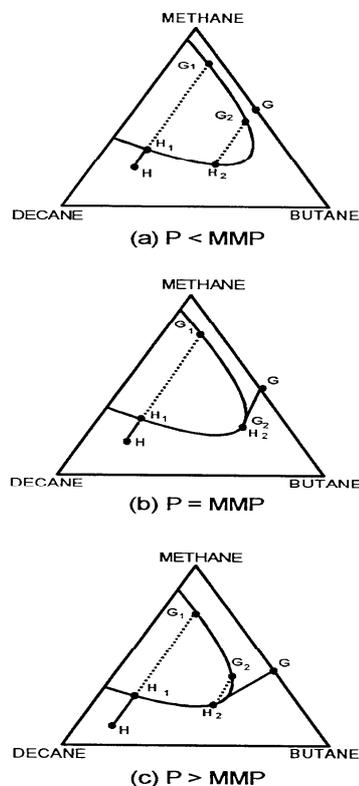
Una de las principales conclusiones de estas pruebas fue que los altos recobros de aceite podrían ser obtenidos independientemente de si el aceite estaba originalmente saturado o subsaturado con gases de hidrocarburo natural a presión de desplazamiento. Para ser efectivo un proceso miscible por condensación, generalmente requiere que el solvente sea un gas rico que contenga una alta fracción de C₂+ (a menudo el 40% o mayor).

Cuando se desplaza el crudo del yacimiento con un gas rico en hidrocarburos intermedios, estos se liberan del gas y se condensan dentro del fluido del yacimiento formándose una banda de líquido enriquecido que a condiciones apropiadas es miscible con el gas de inyección. La concentración de hidrocarburos de peso molecular intermedios requeridos en el gas de inyección depende de la presión del yacimiento. Un incremento en la presión reduce el tamaño de la región de dos fases y disminuye la concentración necesaria de intermedios. Con una presión de yacimiento o una gravedad API del aceite muy baja, generalmente se requiere un mayor grado de enriquecimiento para establecer la miscibilidad. En este proceso, los componentes intermedios son condensados de la fase gaseosa inyectada en el yacimiento dentro de la fase del aceite puesta en contacto.

En este proceso un gas, que es rico en intermedios representado por el punto G en la Figura 10, desplaza un aceite pobre en intermedios representado por el punto H. El gas condensa los intermedios al aceite y forma un aceite rico en intermedios representado por H₂ en la parte posterior de la zona de mezcla. H₂

está en equilibrio con el gas G_2 y la línea de lazo G_2H_2 pasa a través del punto G . Para $p < MMP$ el proceso es inmisible. Para $p = MMP$, G_2 y H_2 son idénticos al punto crítico que es totalmente miscible con el gas inyectado. Una vez más, la miscibilidad se genera a través de contactos múltiples entre el gas inyectado y el aceite del yacimiento. Para $p > MMP$, miscibilidad puede ser alcanzado sin pasar a través del punto crítico. Si el gas inyectado es rico en intermedios este proceso recibe el nombre de empuje de gas enriquecido.

Figura 10. Diagrama de fases - Empuje de Gas por Condensación



FUENTE: THOMERE, R. and GRAVIER, J. F. Recuperation assistee point sur les procedes miscibles. Paper presented at the 10th World Petroleum Congress. Bucharest, Romania, 1978.

En el medio poroso el proceso anteriormente descrito ocurrirá continuamente y no a intervalos como se observa en el diagrama ternario. El gas inyectado contactará el fluido del yacimiento y al mismo tiempo le cederá componentes intermedios. El gas por su viscosidad inferior se mueve muy rápido hacia adelante en el yacimiento dejando al petróleo el cual será contactado por mas gas enriquecido. El proceso continúa hasta que se forma una banda de petróleo el cual es miscible con el gas inyectado; cuando esto sucede el gas desplaza todo

el petróleo del medio poroso. El gas que ha cedido sus componentes intermedios se mueve hacia delante y contacta más líquido L₁.

Factores Limitantes.

- ✓ *Control de la composición del gas de inyección.* Las regiones de equilibrio líquido/líquido, líquido/líquido/vapor y líquido/vapor/sólido (asfáltenos) han sido encontrados en muchos estudios por esta razón es importante que las pruebas de laboratorio sobre desplazamiento conduzcan a determinar la composición de gas requerida para desarrollar miscibilidad a una presión de inyección específica y temperatura de yacimiento.
- ✓ *Presión de yacimiento.* Cuando la presión de yacimiento es relativamente baja, se requiere un gas muy rico en componentes intermedios para lograr el desplazamiento miscible; a altas presiones, se necesitan una menor cantidad de hidrocarburos de C₂ a C₆. Al igual que la presión, la composición del gas también se puede ajustar para alcanzar la miscibilidad. La presión de yacimiento requerida para este proceso será como mínimo 1500 psig.
- ✓ *Gravedad del petróleo.* Si la gravedad del petróleo presenta más de 20 ° API, el efecto de condensación de gas tendrá un efecto pequeño, sin embargo con petróleo pesado, se necesita un enriquecimiento grande de gas para transferir los componente C₂ a C₆ al petróleo. Las altas viscosidades de los petróleos pesados pueden presentar una relación de movilidad muy desfavorable para el desplazamiento.

1.3.4 Procesos de Bache-miscible.

Los dos procesos descritos anteriormente crean una zona de transición, la cuál es miscible en sus dos extremos con el fluido del yacimiento y con el gas. Es lógico entonces pensar que se originará un proceso miscible si se inyecta un tapón con las características de la composición de este fluido de la zona de transición. Este es el proceso de desplazamiento con el bache miscible.

Es el tipo más simple de miscibilidad. Este proceso consiste en la inyección de un bache o “slug” de propano o Gas Licuado del Petróleo (GLP), miscible con

el petróleo de la formación, seguido por la inyección de un gas seco, que es miscible con el slug solvente. El bache miscible desplaza el aceite desde la porción contactada del yacimiento debido al solvente que acciona limpiando.

El patrón de barrido para el proceso es controlado principalmente por la relación de movilidad del gas seco al petróleo. El tamaño requerido por el bache está influenciado por factores que incluyen heterogeneidad del yacimiento y distancia del pozo inyector al productor.

Un gráfico del cricondenbárico vs temperatura definirá la presión mínima requerida para alcanzar miscibilidad. Es importante notar que para temperaturas entre la temperatura crítica del solvente y la del metano, la presión crítica (presión de miscibilidad), es mucho más alta que la presión crítica de cualquiera de los dos fluidos.

La mínima presión para el proceso es la presión a la cual el bache y el gas desplazante se convierten en miscibles; esta puede ser tan baja como 1,100 psi. La temperatura del yacimiento debe ser menor que la temperatura crítica del bache. Cuando este es el caso y la presión del yacimiento es superior a la presión de vapor del material del bache, el fluido del yacimiento y el slug serán completamente miscibles debido a que el slug es un líquido.

1.3.5 Proceso miscible con CO₂ como fluido Supercrítico

Un cuarto mecanismo para conseguir la miscibilidad de múltiple contacto envuelve la inyección de un gas solvente (como son el CO₂, etano, N₂ o H₂S); con los cuales no hay miscibilidad de primer contacto con el petróleo del yacimiento, pero que resulta altamente soluble en ellos. La Tabla 1 muestra las temperaturas críticas de algunos de estos gases solventes para comparación con el metano.

Un gas o fluido supercrítico es un fluido con condiciones de presión y temperatura por debajo del punto crítico. La temperatura crítica de algunos de estos gases esta cerca de la temperatura de yacimiento y los gases son muy compresibles a estas condiciones. Bajo ciertas condiciones de presión, temperatura y composición del yacimiento la posibilidad de obtener un proceso miscible es buena. El CO₂ desde el punto de vista de disponibilidad, costo y operación, es mucho más práctico. Como un fluido solvente crítico, el CO₂

extrae del petróleo los hidrocarburos de alto peso molecular (C₂ a C₄), estos fluidos incluyen hidrocarburos de C₅ a C₁₂ desde la fracción de gasolina del crudo e igual C₁₃ a C₃₀ de fracciones de gas-aceite del crudo.

Tabla 1. Temperaturas críticas y solubilidades de los solventes

Gas	Temperatura crítica		Solubilidad del gas en un crudo a 1,000 psi y 135 °F (scf/bbl)
	(°F)	(°C)	
Dióxido de Carbon	88	31	634
Etano	90	32	640
Sulfuro de Hidrógeno	213	100	522
Metano	-117	-82	209

FUENTE: HOLM, LeRoy W. Miscible Displacement. Chapter 45. Union oil Co. of California.

Los hidrocarburos C₂ a C₄ no necesitan alcanzar la miscibilidad, ya que estos yacimientos de petróleo, con poca cantidad de metano e hidrocarburos de bajo peso molecular (aceites muertos), son también candidatos para un desplazamiento miscible. Después de múltiples contactos con el petróleo del yacimiento, la fase miscible enriquecida por el CO₂ e hidrocarburos desplazan el petróleo del yacimiento.

Requerimiento de Presión - Composición. La presión de yacimiento a la que puede ocurrir el desplazamiento miscible, es similar a la presión de primer contacto o de procesos de gas enriquecido (1000 psi a 2000 psi), debido a la alta solvencia de los fluidos, el CO₂ es supercrítico a estas presiones y temperaturas mayores de yacimiento (<200 °F). Bajas presiones de miscibilidad son logradas a bajas temperaturas. Como el proceso de vaporización de gas depende de los contenidos de C₂ a C₆ del aceite en sitio, también, el proceso miscible de CO₂ es dependiente del contenido de C₅ a C₃₀ en el petróleo. A una temperatura de yacimiento dada, el desplazamiento miscible con CO₂ es alcanzado a bajas presiones donde el contenido de C₅ a C₃₀ es alto.

Consideraciones del proceso. Para efectuar un verdadero proceso de desplazamiento miscible, el CO₂ debería ser inyectado continuamente, o por lo menos un bache de CO₂ debería ser manejado con un gas que sea miscible con el CO₂. El metano, flue gas o nitrógeno pueden ser usados para este propósito; sin embargo, debido a la buena movilidad, el agua a menudo es usada como el fluido inyector. Aunque el CO₂ es soluble en el agua, ésta no es miscible con el CO₂, de modo que el bache de agua que mueve el CO₂ se disipa para dejar una

fase residual, éste residual es uno de los factores que controlan el tamaño del bache de CO₂ requerido.

El CO₂ frecuentemente está disponible en mezclas con otros gases, sin que el efecto de estas impurezas interfiera en un aumento o disminución de la presión requerida para lograr el desplazamiento miscible en un yacimiento. Gases como el metano y el nitrógeno levantan la mínima presión de miscibilidad (MMP), el etano y propano tienden a disminuir los requerimientos de presión.

1.4 FACTORES QUE AFECTAN LA EFICIENCIA DEL DESPLAZAMIENTO

Bajo las condiciones del desplazamiento miscible, casi todo el petróleo que se encuentra en los canales porosos se desplazará en virtud de la eliminación de fuerzas interfaciales entre el gas y el petróleo y por la ausencia de efectos de permeabilidad relativa. Cuando el gas y el petróleo enriquecidos se acercan a su mezcla crítica, hay una reducción marcada en su tensión interfacial (IFT). Aunque la miscibilidad (definida por IFT=0 y la no presencia de interfase) no ha sido alcanzada aún, ésta ha sido mejorada en este momento. Tal desplazamiento ha sido descrito como desplazamiento “casi-miscible”. El recobro en un yacimiento por inundación miscible o casi-miscible, será considerablemente menor que el obtenido en una inundación en laboratorio debido a factores que afectan el modelo y la eficacia de conformidad y la dispersión del bache miscible en el yacimiento.

Entre los factores que afectan la eficiencia de desplazamiento, que aplican a todas las formas de procesos miscibles y casi-miscible, se tienen:

1.4.1 Eficiencia de Conformidad

Asumiendo que el desplazamiento miscible puede ser alcanzado por uno de los procesos anteriores, el factor más importante que controla el máximo recobro de petróleo de un yacimiento es la eficiencia de conformidad. La eficiencia de conformidad es definida como el fragmento de volumen poroso total que se pone en contacto dentro del modelo del área el fluido de desplazamiento. Los factores dominantes de control de conformidad son: la

heterogeneidad en el espesor de arena, y la distribución del tamaño de roca, que son definidas en términos de variación de la permeabilidad o estratificación.

Estos factores llegan a ser particularmente críticos cuando efectúan el desplazamiento en crudos de alta viscosidad. La desfavorable relación de movilidad asociada en relación con una variación en la permeabilidad, resulta en una baja conformidad. Además, la segregación gravitacional puede tomar lugar en formaciones que poseen permeabilidad vertical. Estos efectos adversos ocurren, cuando los gases livianos de la inyección o líquidos suben a la cima de la formación o zona permeable y anulan o evitan el paso del petróleo más denso del yacimiento. La combinación de estos factores en una operación de desplazamiento miscible puede dar una eficiencia de recuperación total, la cual es mucho más baja que una inyección de agua.

1.4.2 Tensión Interfacial

Los valores de IFT para el agua-petróleo pueden oscilar entre 5 a 30 dinas/cm y valores para el gas-petróleo desde cerca de 0 hasta alrededor de 30 a 70 dinas/cm dependiendo de la temperatura y presión y composiciones del fluido. La IFT interviene de manera importante en el desplazamiento miscible porque es la variable más sensible y fácil de modificar dentro del número capilar.

La velocidad de flujo, la viscosidad y la tensión interfacial definen el valor del número de capilaridad; normalmente requieren las órdenes de cambio de magnitud del número capilar para causar disminuciones significativas en la saturación residual del aceite. Con la inyección de gas se puede obtener una disminución significativa en la tensión interfacial, con una inyección de gases de componentes y presiones apropiadas dentro del yacimiento; la transferencia de masa in-situ determina el nivel de reducción de IFT.

La disminución considerable en IFT es la ventaja de desplazamientos miscibles. Alcanzar un aumento de magnitud del número capilar por incremento de la velocidad o la viscosidad es mucho más difícil y costosa.

1.4.3 Presión Capilar

Al igual que la tensión interfacial, los efectos de la presión capilar se presentan en cualquier sistema donde haya un medio poroso y existan dos fases. Es función de la geometría de poro y radios de garganta de poro, mojabilidad y la IFT, y por último la saturación residual que se presenta en el medio poroso. La ecuación de presión capilar puede ser simplificada a un formato más básico ilustrando que:

$$P_c \propto \frac{\sigma}{D}$$

Donde:

σ = Tensión Interfacial.

D= Diámetro de garganta de poro.

Se puede ver que la presión capilar (y generalmente la saturación de aceite residual) puede ser reducida ya sea por la disminución del valor de IFT o el incremento del tamaño de los diámetros de garganta de poro, por lo tanto, se puede decir que la presión capilar es proporcional a la tensión interfacial entre los fluidos de interés e inversamente proporcional a los diámetros de garganta de poro en el cual la interacción de las dos fases ocurre.

El objetivo del proceso de inyección de gas es reducir la IFT a un nivel donde la mayoría de los poros en donde contiene aceite puede ser barrido por la inyección de gas y el entrapamiento del aceite movilizado.

1.4.4. Relación de Movilidad

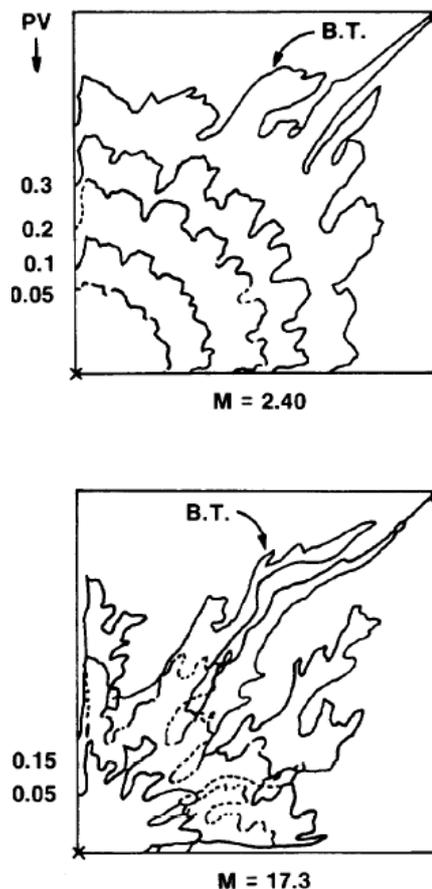
El volumen de un yacimiento que será contactado por el solvente dependerá inicialmente de la relación de movilidad entre los fluidos involucrados. La relación de movilidad se define como la relación de las movilidades del fluido desplazante con el fluido desplazado.

Para $M \leq 1$, el frente es radial, la cual forma una lengüeta central que se mueve al frente de la inundación. Con un aumento de la relación de movilidad, la distorsión en el frente radial se presenta continuamente y la lengüeta central crece progresivamente aumentando su grosor. Para una movilidad igual a 1, el

flujo radial empieza a tomar una forma cuadrada; y para mobilities mayores a 1, empieza a formarse las lengüetas de solvente independientes de la localización del pozo; en donde estos no presentan una forma característica, sino se presentan en forma irregular. (Ver Figura 11).

Como se dijo anteriormente, cuando la relación de movilidad (M) se incrementa, el alcance del solvente en la formación se reduce, y la interfase llega a ser progresivamente más irregular creciendo más rápidamente tanto como la cantidad de fluido desplazante es inyectado; a una baja relación de movilidad, la zona miscible, crece en forma más rápida.

Figura. 11. Frentes de desplazamiento para diferentes radios de movilidad y de volúmenes porosos inyectados antes de la irrupción, un cuarto de un patrón de cinco puntos.



FUENTE: HOLM, LeRoy W. Miscible Displacement. Chapter 45. Union oil Co. of California

El propósito de aplicar un desplazamiento miscible es prevenir que quede aceite residual como se presenta en los procesos por empuje de agua o por empuje de gas y el tamaño o la cantidad de fluido a inyectar depende

principalmente de la tasa de degradación de la zona miscible. A una relación de movilidad baja, la zona de mezcla crece lentamente al comienzo del desplazamiento hasta que es alcanzado el punto de corte del solvente; mientras que a una alta relación de movilidad la zona de mezcla empieza a crecer rápidamente desde que este empieza a inyectarse y grandes lengüetas se desarrollaran en el yacimiento. Este desplazamiento miscible es principalmente controlado por esta formación de lengüetas.

1.4.5 Dispersión

Tres mecanismos que contribuyen a esta mezcla son la difusión molecular, la dispersión convectiva microscópica y dispersión convectiva macroscópica. La dispersión microscópica es causada por convección en el flujo tortuoso a través del medio poroso. La mezcla de fluidos por dispersión convectiva macroscópica puede ser causada por las heterogeneidades en las permeabilidades a lo largo del área de la roca porosa.

En un yacimiento relativamente homogéneo, la longitud de esta zona de mezcla determina el tamaño mínimo de bache, éste no debe ser diluido en una extensión tal que la miscibilidad sea perdida mucho antes de que el área del yacimiento sea contactada. Por otra parte, las diferencias de viscosidades y densidades entre el solvente y el petróleo, que también afectan al bache, puede ser moderada por la difusión y dispersión, con una disminución de la digitación y de la tendencia resultante de la estabilización del bache. Los estudios de laboratorio han indicado que en un sistema de flujo lineal, la zona de mezcla se desarrolla rápidamente al principio.

Como las viscosidades de los gases o líquidos de inyección, y aun los hidrocarburos extraídos del bache enriquecido, son bajas (menos de 1 Cp), las aplicaciones en campo generalmente han sido restrictivas a yacimientos con viscosidades de aceite de menos de 5 Cp.

1.4.6 Inestabilidad Viscosa

En un desplazamiento miscible de un yacimiento de aceite por inyección de un solvente, si $M \leq 1$, y si los fluidos son de densidades similares, el desplazamiento probablemente será estable. Esto significa que el solvente no

canalizara en la zona de aceite, excepto debido a dispersión de la mezcla. El solvente desplaza el aceite eficientemente en tal caso. Por otro lado, si $M > 1$, el desplazamiento toma un carácter diferente. Inestabilidad viscosa (o digitación viscosa) se desarrolla entre el aceite y el solvente. Variaciones de permeabilidad pueden iniciar la formación de inestabilidades viscosas. El solvente canaliza a través de regiones de alta permeabilidad, y desarrolla digitación en la zona de aceite. Bajo relaciones de movilidad adversas ($M \gg 1$), la digitación puede crecer exponencialmente en tamaño y número. La irrupción de solvente ocurre más temprano que si el desplazamiento fuera estable ($M \geq 1$). Esto puede afectar la extensión del área de barrido, y resultara en un recobro de aceite más bajo. Para un volumen dado de solvente, el recobro de aceite después de la irrupción de solvente será menor en un desplazamiento inestable que uno estable. El recobro de aceite de procesos miscibles es primariamente gobernado por la relación de movilidad del solvente y el aceite. La geometría del yacimiento es el otro factor importante a considerar.

1.4.7 Estabilización gravitacional (gravity override/tonguing)

En un desplazamiento inmisible, el solvente o gas es normalmente más ligero que el aceite desplazado, y por lo tanto, este tiende a sobrepasar el aceite debido a efectos gravitacionales. Este fenómeno es conocido como “gravity tonguing” o “gravity override”. Cuando el desplazamiento avanza, la digitación viscosa puede desarrollarse a lo largo del frente. Bajo radios de movilidad adversos, la digitación puede crecer a un nivel donde el desplazamiento llega a ser completamente dominado por la inestabilidad o digitación viscosa. Crane y otros⁹ encontraron que la eficiencia vertical bajo condiciones de “gravity tonguing” depende de la relación viscosidad/gravedad del desplazamiento. La Figura 12 da una ilustración conceptual del “gravity tonguing” desarrollando digitación viscosa bajo radios de movilidad adversa¹⁰. Radios de movilidad desfavorable posteriormente empeoraran la eficiencia bajo condiciones de estabilización gravitacional. Una diferencia de densidades grande entre el aceite y el solvente pueden causar pobre eficiencia en yacimientos horizontales. Efectos gravitacionales pueden mejorar el recobro de aceite en yacimientos verticales o inclinados con alta permeabilidad vertical.

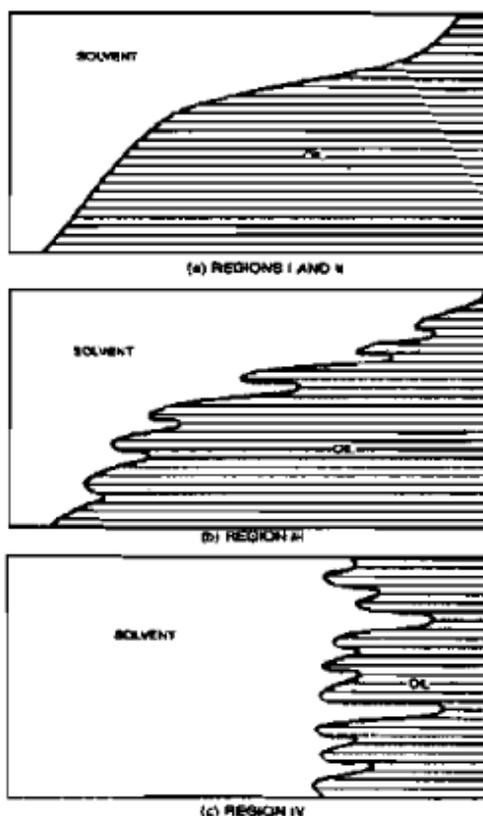
⁹ CRANE, F.E., KENDALL, H.A., and GARDNM, G.H.F. Some experiments of the flow of miscible fluids of unequal density through porous media. SPEJ, 277-80, Dec. 1963.

¹⁰ STALKUP, Jr., F. L: Miscible Displacement, Monograph Series, SPE, Richardson, TX, 1992.

1.4.8 Eficiencia de barrido

En un medio poroso de porosidad, saturaciones y espesor uniformes, un desplazamiento miscible estable bajo un radio de movilidad favorable puede teóricamente desplazar 100% del aceite en el lugar. Sin embargo, en situaciones prácticas, el recobro puede estar entre el 70-90%. Esto es principalmente debido a la baja eficiencia volumétrica del área patrón. La eficiencia de barrido volumétrica es definida como el producto de la eficiencia areal y la vertical.

Figura 12. Estabilización gravitacional (Gravity tonguing)



FUENTE: STALKUP, Jr., F. L: Miscible Displacement, Monograph Series, SPE, Richardson, TX, 1992.

Las eficiencias de barrido vertical y areal dependen la una de la otra, y es difícil obtener estos parámetros individualmente para desplazamientos 3-D usando modelos matemáticos o modelos físicos escalados. Sin embargo, E_v puede ser estimada usando modelos matemáticos y correlaciones apropiadas. Aunque es difícil obtener estos parámetros para aplicaciones prácticas, es importante reconocer su relevancia en los procesos de desplazamiento.

1.4.8.1. Eficiencia de barrido areal, E_A

La eficiencia de barrido areal es la fracción del área barrida por el fluido desplazante.

$$E_A = \frac{\text{área barrida por el fluido desplazante}}{\text{Área total del yacimiento}}$$

Y es controlada principalmente por los siguientes 4 factores:

- ✓ Heterogeneidad de la permeabilidad
- ✓ Geometría del patrón de pozo productor – inyector
- ✓ Radio de Movilidad
- ✓ Fuerzas viscosas y Gravitacionales

1.4.8.2 Eficiencia de barrido vertical, E_v

Es la fracción del espacio poroso barrido por el fluido desplazante. Los factores más importantes que controlan la eficiencia de barrido vertical son:

Segregación Gravitacional debido a la diferencia de densidades. La segregación gravitacional ocurre cuando la diferencia de densidades entre los fluidos desplazados y desplazantes es grande. En un desplazamiento miscible, si el solvente es más liviano que el aceite, el solvente tiende a sobrepasar el aceite. Segregación gravitacional también ocurre cuando el fluido desplazante es más pesado que el fluido desplazado. En tal caso, el fluido inyectado fluye bajo el aceite. La temprana irrupción del fluido inyectado y la reducida eficiencia vertical de barrido ocurren debido a la segregación gravitacional. La segregación gravitacional incrementa con el aumento de la permeabilidad, con altas diferencias de densidad, con altos radios de movilidad, y con una tasa de inyección baja¹¹.

Radio de Movilidad. Desfavorables radios de movilidad ($M > 1$) tienden a formar digitación viscosa, y a incrementar el nivel de dispersión. Esto hace que el desplazamiento sea inestable, resultando en una eficiencia de barrido pobre.

¹¹ SPIVAK, A. Gravity segregation in two-phase displacement processes. SPEJ, 9-32, Dec. 1974.

Variaciones de permeabilidad vertical a horizontal. Grandes variaciones en la permeabilidad vertical u horizontal pueden causar que el fluido desplazante fluya preferencialmente en las regiones de alta permeabilidad.

1.4.9 Eficiencia de desplazamiento

En un desplazamiento miscible, aun con radios de movilidad favorables y eficiencia de barrido volumétrica uno, todo el aceite no puede ser desplazado de un volumen específico de roca. Las mayores razones para tener saturación de aceite residual después de la inyección miscible son:

Atrapamiento de aceite (Oil trapping) debido a la saturación de agua móvil. El grado de atrapamiento es fuertemente dependiente de la mojabilidad de la roca y la permeabilidad relativa característica de los fluidos de la roca. Shelton y Scneider¹² encontraron que la magnitud de la saturación de aceite atrapada para una permeabilidad relativa de aceite dada es aproximada por la diferencia de saturación entre las curvas de permeabilidad relativa de aceite de drenaje e imbibición, comenzando a saturaciones de agua del 100%. Entre más alta sea la saturación de agua por encima del nivel de saturación de agua irreducible inicial, mayor será el volumen de aceite atrapado¹³.

Volúmenes porosos y regiones de baja permeabilidad evitadas por el solvente. Heterogeneidad en la permeabilidad puede causar bypass del aceite por el solvente. La cantidad de aceite dejado atrás es dependiente sobre todo de la distribución del tamaño de poro pero es independiente del radio de poro promedio. Como la distribución del tamaño de poro se amplía, la cantidad de aceite dejado atrás se incrementa¹⁴.

Características del comportamiento de fases tendiendo a regiones multifase. Los hidrocarburos pueden ser precipitados como resultado de cambios composicionales durante mezcla de fluidos en regiones multifasicas del diagrama de fases. La magnitud de la saturación de aceite residual debido a las características del comportamiento de fases depende del tamaño de la región multifase y de la extensión de la mezcla del fluido en la región multifase.

¹² SHELTON, J.L., and SCNEIDER, F.N. The effects of water injection on miscible flooding methods using hydrocarbons and carbon dioxide. Paper SPE 4580, presented at the 1973 SPE Annual Meeting, Las Vegas, Sep. 30-Oct. 3.

¹³ STALKUP, F.I. Displacement of oil by solvent at high water saturation. SPEJ, 337-48, Dec. 1970.

¹⁴ STALKUP, Jr., F. L. Miscible Displacement, Monograph Series, SPE, Richardson, TX, 1992.

Mejoramiento de la eficiencia de recobro por estabilización gravitacional. En yacimientos con buzamiento, la segregación gravitacional de fluidos puede ser usada como ventaja para prevenir las lengüetas viscosas o la anulación de la gravedad. Esto se alcanza por la inyección de solvente y /o gas en la parte superior del yacimiento y produciendo en la parte baja del buzamiento para que la gravedad mantenga los fluidos segregados. La digitación de solvente o gas es suprimida y el barrido es mejorado.

2. INYECCIÓN DE CO₂

2.1 GENERALIDADES

En los últimos años, la inundación con CO₂ ha avanzado a la posición de convertirse en el método más atractivo de los procesos de miscibilidad por contactos múltiples (MCM). Los mecanismos fundamentales del CO₂ se resumen en Mungan¹⁵. La miscibilidad dinámica se puede alcanzar por la vaporización del petróleo crudo o la condensación del CO₂ (Metcalf y Yarborough¹⁶; Leach y Yellig¹⁷). La vaporización ha recibido más atención que la condensación en la literatura puesto que se parece ser el proceso más común a la mayoría de los yacimientos. La condensación ocurre generalmente en yacimientos de la baja temperatura ($T \leq 150^{\circ}\text{F}$ (65.6°C)). Sin embargo, con cualquier mecanismo la presión miscibilidad mínima (MMP) con CO₂ es generalmente más bajo que con el gas pobre.

Hay básicamente dos variaciones en los procesos de inyección de CO₂

1. Proceso Inmiscible de CO₂ para crudos pesados (1-25° API y 100-1,000 cP)
2. Procesos miscibles de CO₂, para crudos livianos (>30° API, 4 2 cP)

En los años 50' y 60' el énfasis estaba en procesos inmiscibles de CO₂, sin embargo recientemente, el interés se ha movido a procesos miscibles de CO₂.

El bióxido de carbono (CO₂) es altamente soluble en aceite y en un grado inferior, en agua a temperaturas y presiones relativamente bajas (75 ° F y >700 psi). Esta característica desempeña un papel importante en el desplazamiento inmiscible del crudo por CO₂. Cuando CO₂ se disuelve en el aceite, altera las propiedades de éste tales como densidad, viscosidad, movilidad y saturación, de una manera favorable que facilita la movilización del aceite en el yacimiento. Las fuerzas viscosas, capilares, difusivas y gravitacionales desempeñan papeles significativos en el desplazamiento inmiscible de aceite por CO₂.

¹⁵ MUNGAN, N. Carbon Dioxide Flooding. Improved Oil Recovery. USA: Oklahoma City, March 1983.

¹⁶ METCALFE, R. S. and YARBOROUGH, L. The effect of phase equilibria on the CO₂ displacement mechanism. SPEJ, Aug. 1979.

¹⁷ LEACH, M. P. and YELIG, W. F. Compositional model studies – CO₂ - oil displacement mechanisms. JPT, Feb. 1981.

A altas temperaturas y presiones (3,000 psi), el CO₂ actúa como un hidrocarburo, similar al etano y propano. Sin embargo, a diferencia de solventes del hidrocarburo, el CO₂ no es inicialmente miscible con el crudo bajo la mayoría de condiciones del yacimiento, pero el CO₂ puede desarrollar miscibilidad con el crudo del yacimiento después de varios contactos. A presiones por encima de 5.000 psi, el CO₂ puede llegar a ser totalmente miscible con el aceite del yacimiento en todas sus proporciones, y se comporta como un líquido miscible al primer contacto¹⁸. Este proceso es aplicable en la etapa secundaria o terciaria de un yacimiento. El recobro total de aceite por inyección de CO₂ puede llegar hasta un 50-60 % del OOIP y lograr un recobro incremental sobre la inyección de agua en el rango de 10-20%.

2.2 PRESIÓN DE MISCIBILIDAD MÍNIMA (MMP)

El CO₂ o gases de inyección conteniendo CO₂, y el aceite no son directamente miscibles. Miscibilidad es desarrollada a través de la transferencia de masa, después de múltiples contactos entre el aceite y el CO₂ a ciertas presiones y temperaturas. La presión más baja a la cual el CO₂ llega a ser miscible con el crudo del yacimiento a la temperatura de yacimiento es llamada la presión de miscibilidad mínima, y su abreviatura es MMP¹⁹. La MMP es la llave para alcanzar la miscibilidad en procesos de inyección de gas, y es una función de la presión, temperatura, composición de aceite y la composición del gas inyectado. La temperatura y la composición del aceite del yacimiento son parámetros fijos, pero la presión de operación y la composición del gas de inyección pueden ser variadas dentro de ciertos límites. Si las presiones de operación son menores que la MMP, el desplazamiento miscible no podrá ser alcanzado. De hecho, el primer paso para evaluar la factibilidad de un proceso miscible de CO₂ es determinar la MMP para unas características del yacimiento específicas así como para los fluidos de inyección y del yacimiento.

Existen varios métodos disponibles para la determinación de la MMP, estos son:

1. El experimento en el slim tube
2. El método del risig bubble
3. Método de la Celda PVT

¹⁸ STALKUP Jr., F. II. Miscible displacement . Monograph Series, SPE. Richardson, TX,1992.

¹⁹ MUNGAN, N. Carbon Dioxide Flooding. Improved Oil Recovery. USA: Oklahoma City, March 1983.

4. Las Correlaciones MMP

2.3 COMPORTAMIENTO DE FASES EN SISTEMA CRUDOS - CO₂.

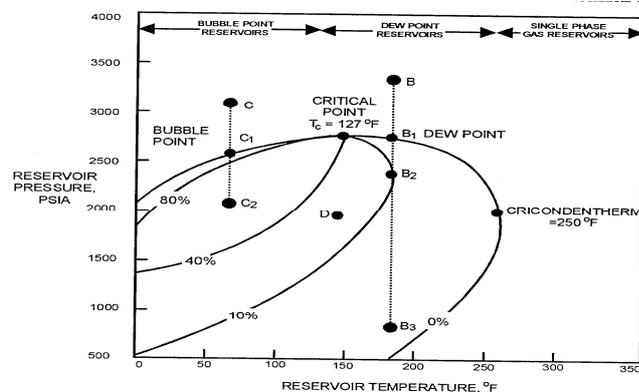
Los procesos de inyección de gas con fluidos volátiles y de gas-condensado requieren el uso de modelos composicionales para predecir recobros con mayor precisión. La Figura 13 muestra un diagrama de fases típico para un sistema de multicomponente de hidrocarburos. Un yacimiento de gas monofásico que tiene una temperatura entre la temperatura crítica y la cricondenterma tiene el nombre de gas-condensado retrogrado²⁰. Los sistemas de aceite hacia la izquierda del punto crítico se llaman aceites volátiles.

Si un yacimiento representado por el punto B experimenta una disminución de presión permanecerá en la región monofásica hasta que se alcanza el punto de rocío B₁. A medida que la presión disminuye por debajo de B₁, el líquido empieza a condensarse. En el punto B₂, el líquido condensado total alcanza un máximo igual hasta el 10% del volumen total del hidrocarburo, y después disminuye debido a la re-vaporización hasta alcanzar las condiciones de abandono en el punto B₃. El término “retrógrado” se utiliza para señalar el cambio de condensación a re-vaporización, que ocurre en el punto B₂. Un modelo composicional se requiere para describir este comportamiento retrógrado del gas.

El líquido condensado contiene fracciones muy valiosas de C₂₊ (gasolina) y será atrapado en el yacimiento puesto que es generalmente inmóvil debido a las bajas saturaciones. La idea es mantener la presión de yacimiento sobre la presión del punto de rocío para prevenir pérdida de líquido retrógrado. Esto se puede alcanzar por la inyección del gas pobre (principalmente C₁) obtenido del gas producido. Este proceso se llama cycling (recirculación de gas en el yacimiento). El valor actual del gas del hidrocarburo restringe o impide en cierto momento su uso para el mantenimiento de presión.

²⁰ HAWKINS, M. F. Phase Diagrams. Petroleum Production Handbook. Vol II, SPE, USA: Dallas, Texas, 1962.

Figura 13. Diagrama de fases P-T para un sistema Multicomponente .



FUENTE: HAWKINS, M. F. Phase Diagrams. Petroleum Production Handbook. Vol II, SPE, USA: Dallas, Texas, 1962.

2.3.1 Solubilidad

A pesar del tipo de proceso de CO₂ utilizado, el recobro de aceite por inyección de CO₂ depende principalmente de las propiedades fisicoquímicas del CO₂ (Ver Tabla 2) y del comportamiento de fases aceite-CO₂, los cuales son fuertemente dependientes de la presión y temperatura de yacimiento. Las características del comportamiento de fases son también dependientes de la composición del crudo. Ciertos datos de solubilidad y de PVT del CO₂ son necesarios para evaluar la factibilidad del proceso en un yacimiento determinado. Esto incluye la compresibilidad, densidad, relación gas/aceite y la composición de las fases líquido y gas en sistemas aceite - CO₂. Estos datos pueden ser obtenidos de experimentos usando el aceite de yacimiento y el gas de inyección en una celda de comportamiento de fases PVT a la temperatura de yacimiento mediante procedimientos convencionales. Los experimentos son llevados a cabo en un amplio rango de presiones, los cuales incluyen la presión de yacimiento.

Al mismo tiempo de la generación de miscibilidad, efectos beneficiosos adicionales están también presentes en un proceso con inyección de gas. Estos efectos son el hinchamiento del crudo, la reducción de la viscosidad, la disminución de la tensión interfacial entre el aceite y el gas, y el empuje del gas en solución. Los primeros dos son particularmente importantes en la inyección CO₂.

Tabla 2. Constantes críticas del CO₂²¹

Critical Temperature, T_c	-	31.05° C (87.8° F)
Critical Pressure, p_c	-	7.38 MPa (1069.87 psi)
Critical Volume, V_c	-	0.09451 m ³ /kg-mole (1.5139 ft ³ /lb-mole)
Density at critical point, ρ_c	-	0.468×10 ³ kg/m ³ (0.292×10 ² lb/ft ³)
Viscosity, μ_g	-	0.03335 cp (0.03335×10 ⁻³ Pa.s)
Compressibility factor, Z_c	-	0.275

FUENTE: MUNGAN, N. Carbon Dioxide Flooding. Improved Oil Recovery. USA: Oklahoma City, March 1983.

Algunas desventajas de los procesos de la inyección de gas son la diferencia entre la viscosidad y la densidad del gas con respecto al aceite, que da lugar a la digitación del gas a través del aceite, y la segregación gravitacional debido a la diferencia de densidades que hace el solvente sobrepase el aceite. Además, múltiples fases líquidas o sólidas (asfáltenos) pueden también ocurrir. Esto reducirá la movilidad de los fluidos y/o la permeabilidad del yacimiento, afectando así el recobro.

2.3.2 Hinchamiento del Crudo

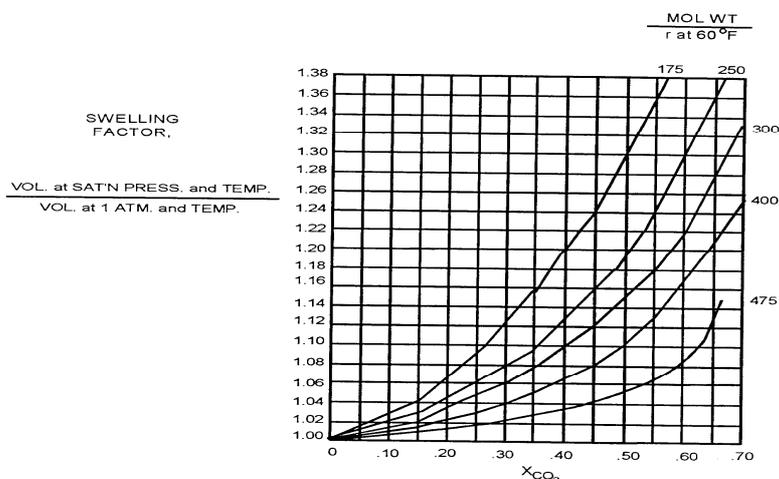
La alta solubilidad de CO₂ en el crudo causa un aumento en volumen del aceite. Para volúmenes idénticos a las condiciones de yacimiento, un aceite contactado por CO₂ rendirá un volumen en tanque menor al aceite “in situ”. Por lo tanto, la saturación de aceite residual detrás del frente de inundación contendrá menos aceite en términos de volúmenes del tanque que el original. Estudios extensivos sobre el efecto del hinchamiento del crudo por inyección de CO₂ han sido realizados por Simón y Graue²². La Figura 14 muestra la dependencia del factor de hinchamiento sobre la fracción molar de CO₂ disuelta y del peso molecular del aceite. Holm y Josendal²³ precisaron que el CO₂ expande el aceite a un mayor grado que el C₁, y por lo tanto el factor de hinchamiento es mayor para el aceite del tanque que para el aceite del yacimiento.

²¹ MUNGAN, N. Carbon Dioxide Flooding. Improved Oil Recovery. USA: Oklahoma City, March 1983.

²² SIMON, R. and GRAUE, D. J. Generalized correlations for predicting solubility, swelling and viscosity behavior of CO₂-crude oil systems. JPT, Jan. 1965.

²³ HOLM, L. W. and JOSENDAL, V.A. Mechanisms of oil displacement by carbon dioxide. JPT, Feb. 1978, 320-26.

Figura 14. Hinchamiento del crudo por inyección de CO₂.



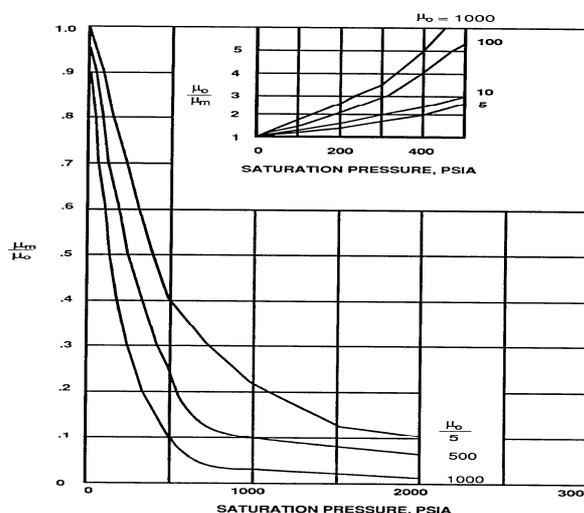
FUENTE: SIMON, R. and GRAUE, D. J. Generalized correlations for predicting solubility, swelling and viscosity behavior of CO₂-crude oil systems. JPT, Jan. 1965.

Cuidado debe ser tomado al interpretar los datos del factor de hinchamiento de la literatura puesto que se utilizan diversas definiciones. Simon y Graue (1965) utilizaron el cociente entre el volumen de aceite con CO₂ a la temperatura de yacimiento y presión de saturación y el volumen de aceite a 1 atmósfera y temperatura de yacimiento. Es de notar que Holm y Josendal (1974) la definieron como el cociente entre el volumen del aceite con el CO₂ a la presión de saturación y temperatura de yacimiento sobre el volumen de aceite original a la presión de la saturación y la temperatura de yacimiento. Observe que la definición de Holm y de Josendal (1974) es equivalente a la definición del factor del volumen usada en ingeniería de yacimientos.

2.3.3 Viscosidad

La solubilidad del CO₂ en el crudo trae también una reducción de la viscosidad del aceite. Generalmente, cuanto más alta es la viscosidad inicial del aceite, mayor es su reducción. La Figura 15 presenta los datos obtenidos por Simon y Graue (1965). μ_o es la viscosidad inicial del aceite en cp. y el μ_m es la viscosidad del aceite saturado con CO₂. Puede ser visto que una reducción de 10 veces el valor de la viscosidad es obtenida para un aceite con una viscosidad de 5 cp, mientras que una reducción de 50 veces se aplica al aceite con una viscosidad de 50 cp.

Figura 15. Reducción de Viscosidad del Crudo por el CO₂.



FUENTE: SIMON, R. and GRAUE, D. J. Generalized correlations for predicting solubility, swelling and viscosity behavior of CO₂-crude oil systems. JPT, Jan. 1965.

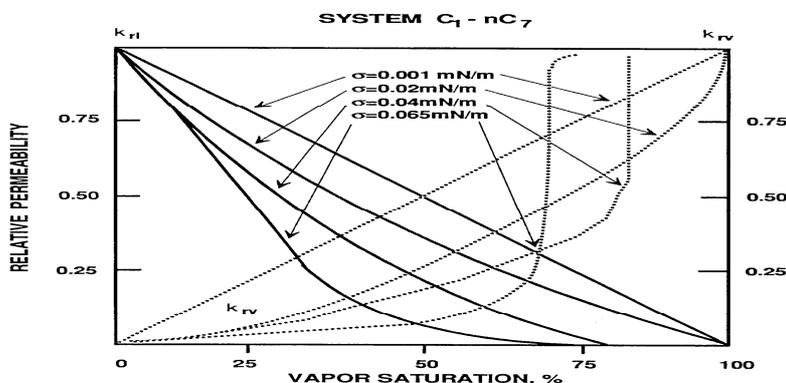
2.3.4 Tensión Interfacial

Es bien sabido del estudio de la inyección miscible tipo micro emulsión que una reducción en la tensión interfacial entre el fluido inyectado y el aceite “in situ” aumentará el recobro de aceite. El mismo fenómeno sucede en la inyección de gas como se muestra experimentalmente²⁴. Usando gas y el aceite compuesto por C₁ y C₇, realizaron desplazamientos en corazones a diferentes tensiones interfaciales variando la presión.

El recobro, las curvas de la relación gas-aceite y la caída de presión fueron ajustadas moviendo las curvas de permeabilidad relativa en un simulador bifásico. Se encontró que un cambio importante en la forma de las curvas de permeabilidad relativa parecía ocurrir alrededor de la tensión interfacial de 0.04 mN/m o dinas/cm. La Figura 16 muestra la forma de las curvas de permeabilidad relativas del gas y del líquido a muy bajas tensiones interfaciales. Puede ser observado que las curvas de permeabilidad relativa pueden ser representadas por líneas rectas con saturaciones residuales cero como tensión interfacial cae por debajo de 0.001mN/m.

²⁴ BARDON, C. and LONGERON, D.G. Influence of very low interfacial tensions on relative permeability. SPEJ, Vol. 20, 1980.

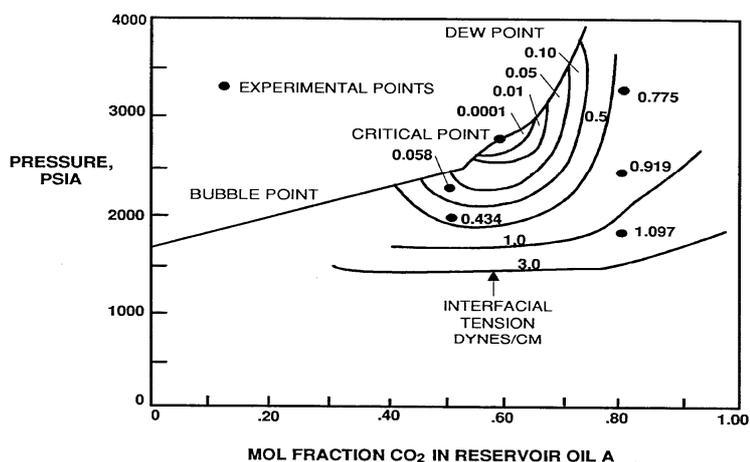
Figura 16. Curvas de permeabilidad relativa vapor/liquido a bajas tensiones interfaciales.



FUENTE: BARDON, C. and LONGERON, D.G. Influence of very low interfacial tensions on relative permeability. SPEJ, Vol. 20, 1980.

Datos de la tensión interfacial entre el CO₂ y un fluido de yacimiento típico son dados por Simon²⁵. La Figura 17 muestra el contorno de la tensión interfacial en un diagrama composición-presión para ese fluido típico.

Figura 17. Tensión interfacial calculada para mezclas de Aceite-CO₂.



FUENTE: SIMON, R. and GRAUE, D. J. Generalized correlations for predicting solubility, swelling and viscosity behavior of CO₂-crude oil systems. JPT, Jan. 1965.

²⁵ SIMON, R. and GRAUE, D. J. Generalized correlations for predicting solubility, swelling and viscosity behavior of CO₂-crude oil systems. JPT, Jan. 1965.

Cuando un proceso de contactos múltiples (MCM) se acerca al punto crítico y la tensión interfacial va a cero, las curvas de permeabilidad relativa cambian de forma. Sin embargo, esto sucederá simultáneamente con el hinchamiento del crudo, la reducción de la viscosidad del aceite y los efectos de la miscibilidad descritos anteriormente. Por lo tanto, es difícil aislar cada mecanismo y estudiar su influencia en el recobro por separado.

2.4 COMPORTAMIENTO DE FASES MÚLTIPLE

La presencia de tres fases en el hidrocarburo Líquido 1 - Líquido 2 - Vapor (L₁-L₂-V) ocurre con frecuencia durante la inyección de gas rico o CO₂ en yacimientos de baja temperatura ($T < 50^{\circ}\text{C}$ o 122°F)^{26,27,28,29,30,31}. La Figura 18 muestra los diagramas presión - composición de mezclas de CO₂ - crudo de Wasson en el artículo de Orr y de Jensen (1984). Los límites de las fases de las mezclas de CO₂ con un aceite muerto y dos aceites recombinados (312 scf/barril y 602 scf/barril) a una temperatura de 90°F (32°C) se presentan. A altas concentraciones de CO₂, se observa la formación de una región de tres fases L₁-L₂-V, lo cual es típico cuando se contacta CO₂ con fluido del yacimiento.

Estudios experimentales muestran que la formación de las fases L₁L₂V afecta la eficiencia de desplazamiento de los procesos CO₂ y pueden tener un efecto beneficioso en el recobro^{32,33}. Orr y otros (1981) divulgaron que una fase líquida de CO₂ extrae el hidrocarburo más eficientemente que la fase vapor de CO₂.

Debido a que la región trifásica es pequeña, Nghiem y Li³⁴ observaron que los

²⁶ SHELTON, J. L. and YARBOROUGH, L. Multiple phase behaviour in porous media during CO₂ and rich gas flooding. JPT, Vol. 29, 1977.

²⁷ TUREK, E.A., METCALFE, R. S., YARBOROUGH, L. and ROBINSON, R. L. , Jr. Phase equilibria in carbon dioxide – multicomponent hydrocarbon systems: Experimental data and improved prediction technique. SPEJ, Vol. 24, June 1984.

²⁸ ORR, F. M., Jr., YU, A. D. and LIEN, C. L. Phase behaviour of CO₂ and crude oil in low temperature reservoirs. SPEJ, Vol. 21, August 1981.

²⁹ MONGER, T.G. and KHAKOO, A. The phase behaviour of CO₂ – Appalachian Oil systems. SPE 10269. USA: San Antonio, Texas, Oct. 5-7,1981.

³⁰ GARDNER, J. W., ORR, F. M., and FATAL, P. D. The effect of phase behavior on CO₂ flood displacement efficiency. JPT, Nov. 1981.

³¹ ORR, F. M., Jr., and JENSEN, C M. Interpretation of pressure-composition phase diagrams for CO₂-crude oil system. SPEJ. Vol. 24. Oct. 19784.

³² HENRY, R.L. and METCALFE, R.S. Multiple phase generation during CO₂ flooding. SPEJ, Vol. 23, Aug. 1983.

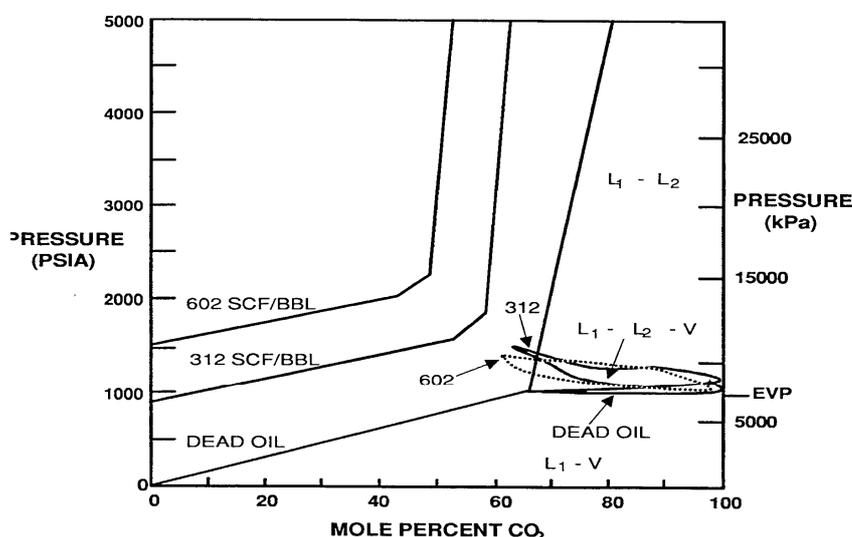
³³ YELLIG, W. F. and METCALFE, R. S. Determination and prediction of CO₂ minimum miscibility pressures. JPT, Vol. 32, 1980.

³⁴ NGHIEM, L. X. and LI, Y. K. Computation of multiphase equilibrium phenomena of reservoir fluid. Fluid Phase Equilibria, Vol17, 1984.

cálculos flash bifásicos se pueden realizar en la región trifásica sin afectar los resultados. Sin embargo, se debe cuidado para asegurarse de que la fase rica en CO₂ no fluctúe entre un estado vapor y líquido durante las iteraciones y los pasos del tiempo en la corrida de simulación.

La fase acuosa también afecta el comportamiento de fases del aceite y el gas especialmente en inyecciones de CO₂, puesto que cantidades importantes de CO₂ en pierden en la fase acuosa y producirán una predicción errónea en la cantidad de CO₂ requerida.

Figura 18. Efecto de la adición de gas disuelto a un crudo a 90°F (32°C).



FUENTE: ORR, F. M., Jr., and JENSEN, C M. Interpretation of pressure-composition phase diagrams for CO₂-crude oil system. SPEJ. Vol. 24. Oct. 19784.

Una fase sólida, por ejemplo el asfalteno, también se observa en una inyección de gas rico o CO₂^{35,36}. La precipitación de asfaltenos se ha señalado como una de las posibles causas de la reducción dramática de la inyectividad. Hirschberg y otros³⁷ divulgaron un trabajo experimental de la influencia de la temperatura y de la presión en la formación de asfaltenos, y algunos esquemas preliminares de

³⁵ SHELTON, J. L. and YARBOROUGH, L. Multiple phase behaviour in porous media during CO₂ and rich gas flooding. JPT, Vol. 29, 1977.

³⁶ SIMON, R., ROSMAN, A. and ZANA, E. Phase behaviour properties of CO₂ reservoir oil systems. SPEJ, Vol. 18, 1978.

³⁷ HIRSCHBERG, A., DE JONG, L. N. J., SCHIPPER, B. A. and MEYERS, J. G. Influence of temperature and pressure on asphaltene flocculation. SPEJ, June 1984.

modelamiento de este fenómeno.

La parte más pesada del crudo llega a ser menos soluble cuando es contactada por el CO₂. Una sustancia semejante al alquitrán se separa y forma una fase sólida. Estos son asfáltenos y el fenómeno es similar al desfaltado del crudo cuando se usa LPG u otros solventes del crudo. La mayoría de las fracciones pesadas tienen contenido de asfáltenos. Por ejemplo, fracciones pesadas del crudo Saskatchewan tienen 20% del contenido de asfáltenos. La precipitación de asfáltenos puede ser problemática, porque este puede causar formación de taponamientos en el yacimiento y finalmente reducción de la permeabilidad. La extensión de la precipitación y la reducción de la permeabilidad en el yacimiento es difícil de cuantificar. Pruebas de laboratorio simples de mezclado y filtración pueden ser realizadas para evaluar al problema antes de su aplicación.

2.5 FUENTES DE CO₂

La proximidad de una fuente de CO₂ al campo es una consideración económica importante en la planeación de este tipo de inyección. El requisito de CO₂ puede ser enorme, por ejemplo, para un yacimiento con 100 MMBbbls de aceite in situ, se necesita una cantidad entre 50 - 100 MMscf/d por un periodo de unos 10 años aproximadamente.

El costo del transporte y del almacenamiento puede ser prohibitivo. Las dos fuentes principales de CO₂ para los proyectos de EOR son (1) depósitos naturales y (2) fuentes artificiales. Los depósitos naturales son pocos y se encuentran normalmente a una gran distancia. Sin embargo, si está disponible se convierte en una enorme ventaja económica. La mayor parte del CO₂ para proyectos de inyección en los E.E.U.U. proviene de estos depósitos naturales. El CO₂ producido de estos depósitos es 99% puro con un poco de gas natural asociado, y requiere mínima purificación. Se transporta a través de tuberías a los proyectos de CO₂. La formación de hidratos puede ser un problema si el CO₂ contiene humedad.

Las fuentes artificiales de CO₂ son las plantas industriales, tales como centrales eléctricas, plantas del fertilizante, plantas del amoníaco, plantas de gas natural, etc. El gas de desecho de estas plantas tiene un 85-90% de CO₂ y está mezclado con otros gases, tales como CO, SO₂, H₂S, O₂, así como óxidos de nitrógeno y vapor de agua. El CO₂ debe separarse de estas impurezas antes de la inyección, lo que adiciona costos a la operación. Los camiones, tanques y las tuberías se utilizan para transportar CO₂ purificado y comprimido al campo.

Debido a la alta demanda de CO₂ y a las regulaciones ambientales contra la emisión de CO₂ en la atmósfera, la captura del CO₂ de fuentes industriales ahora es practicada por un número de empresas de crudo y gas³⁸.

Almacenar CO₂ en el yacimiento, como es el caso de un yacimiento de gas condensado, o inyectar en una formación profunda, es considerado como un mecanismo para mejorar el factor de recobro mientras que ayuda a reducir el efecto invernadero. Por ejemplo, la empresa Statoil en Noruega separa y almacena cerca de 1 millón ton/año de CO₂ producido de un campo de gas a un acuífero a una profundidad de 3.000 ft³⁹.

2.6 SIMULACIÓN

Aunque los experimentos del laboratorio proporcionan una información valiosa acerca de muchos de los aspectos técnicos y económicos de un proceso de recobro mejorado, es impráctico realizar experimentos en los cuales todas las variables relevantes sean escaladas exactamente. El diseño de cualquier proyecto de aceite en gran escala requiere el uso de los simuladores numéricos de yacimientos para predecir la eficiencia del proceso, la rata de recobro, la economía así como evaluar opciones en procedimientos de operación. Ninguno de los simuladores actualmente disponibles modela todos los aspectos relevantes a la inyección de CO₂ para la recuperación del aceite. A pesar de las limitaciones, es una herramienta esencial para identificar la sensibilidad del recobro de aceite a ciertas variables y para evaluar la conveniencia de un yacimiento para su producción bajo el esquema de inyección CO₂.

³⁸ MORITIS, G. CO₂ sequestration adds new dimension to oil, gas production. Oil & Gas Journal, Mar. 3, 2003.

³⁹ MORITIS, G. CO₂ sequestration adds new dimension to oil, gas production. Oil & Gas Journal, Mar. 3, 2003.

Las tres categorías generales de simuladores⁴⁰ aplicables a la inyección de CO₂ son:

1. Simuladores Miscibles
2. Simuladores Composicionales
3. Simuladores híbridos (miscible-composicional)

Simuladores composicionales modelan comportamiento de fases pero ignoran digitación viscosa. Una ecuación estado o las constantes de equilibrio K de la correlación de la presión de convergencia es usada para calcular la distribución de los componentes en las fases, las densidades y las viscosidades de las fases se calculan de las composiciones de cada fase. Adicionalmente, una gran cantidad de datos son requeridos para definir las composiciones del fluido y los parámetros usados en el cálculo de las composiciones de fase y las propiedades del fluido. Los fluidos del yacimiento son mezclas complejas de varios componentes, los cuales son representados a menudo por un sistema de pseudocomponents en un simulador.

Esto significa que las características que describen estos pseudo-componentes deben ser estimadas. A menos de que estas estimaciones sean validadas por datos experimentales, las predicciones del simulador no se pueden utilizar con confianza. Ajustes en los datos de entrada son a menudo necesarios afinar las predicciones. Por ejemplo, datos experimentales de presiones de saturación para varias concentraciones de CO₂, factores de hinchamiento, volúmenes de gas y líquido, viscosidades y las constantes K se pueden utilizar para alcanzar predicciones más realistas del comportamiento de fases y las propiedades del fluido bajo condiciones de inyección. Un simulador híbrido miscible-composicional, desarrollado por Todd⁴¹, trata el CO₂ como un fluido miscible sobre la MMP determinada experimentalmente y modela la digitación viscosa con un parámetro de mezcla.

⁴⁰ ORR, F. M., Jr., SILVA, M. K., LIEN, C. L. and PELLETIER, M. T. Laboratory experiments to evaluate field prospects for CO₂ flooding. JPT, Apr. 1982.

⁴¹ TODD, M. R. Modeling requirement for numerical simulation of CO₂ recovery processes. SPE 7998, Proceedings of the California Regional Meeting, Ventura, April 1, 1979.

2.7 EVALUACIÓN PRELIMINAR DE LAS APLICACIONES POTENCIALES

El primer paso en la evaluación primaria es un procedimiento de screening general para seleccionar el yacimiento que es apropiado para la Inyección de CO₂. Esto es seguido por algunas pruebas de laboratorio para determinar si el proceso puede ser aplicado en campo. Finalmente, un programa más detallado de pruebas de laboratorio y evaluación de campo podría ser desarrollado si los resultados de las pruebas preliminares son prometedores. El programa preliminar consiste de estudios de miscibilidad, depositación de asfaltenos, estudios de reducción de permeabilidad y pruebas de desplazamiento.

2.7.1 Pruebas de desplazamiento.

Las pruebas de desplazamiento son llevadas a cabo para encontrar, inicialmente la saturación de aceite residual dejado detrás de la inyección de CO₂ y en segundo lugar para medir permeabilidades relativas, inyektividad y la formación del banco de aceite.

2.7.2 Estudios detallados de Laboratorio para inyección de CO₂.

Un programa detallado para la evaluación en laboratorio de la aplicación potencial de CO₂ en campo consiste de tres áreas de estudio: Comportamiento de fases, aceite residual y variables de proceso. El principal objetivo en los estudios de comportamiento de fases es determinar si el proceso de desplazamiento con CO₂ será miscible o inmisible. Un completo estudio de comportamiento de fases incluye swelling test, reducción de viscosidad, MMP, diagramas ternarios, y el efecto de la composición, temperatura y presión sobre estas variables. En los estudios de aceite residual el objetivo es encontrar si la inyección de CO₂ puede recuperar aceite incremental mayor al obtenido por un proceso de recuperación secundaria normal, Ej.: inyección de agua o gas. Adicionalmente estudios procesos de inyección de CO₂ secundaria y terciaria deben ser examinados. Finalmente, los efectos de varias variables de proceso, tales como permeabilidad, porosidad, movilidad, temperatura, fuerzas

gravitacionales, digitación viscosa, eficiencias de barrido y presión de inyección deben ser examinadas.

Comportamiento de fases - Presión de Miscibilidad Mínima. El objetivo de la MMP es determinar la presión mínima a la cual se desarrollara miscibilidad con el crudo a condiciones de yacimiento. Los experimentos son llevados con mejor propiedad en un slim tube. Para mayor información ver el anexo A.

Diagrama Ternario. Para entender el desarrollo de la miscibilidad una vez contactado por el CO₂ se deben analizar los diagramas ternarios. La curva de fases en un diagrama ternario conteniendo CO₂, C₂-C₆, y C₇⁺.

2.7.3 Pruebas Piloto en Campo - Diseño e Interpretación

Los objetivos de una prueba piloto están enfocados en demostrar lo apropiado de un proceso de recobro, aprender acerca de la eficiencia y ver la viabilidad económica de una posible aplicación en campo. Específicamente estos están dirigidos a:

1. Mostrar que el procesos de CO₂ trabajaría en un yacimiento dado
2. Ganar experiencia operacional en el proceso antes de embarcarse en una aplicación total en campo.
3. Obtener información que le ayude en el diseño y requerimientos para químicos y equipo de campo.
4. Obtener la data necesaria para análisis numérico tal que se pueda predecir el comportamiento del yacimiento.
5. Evaluar el potencial de la inyección de CO₂ para desplazar y recobrar aceite que no ha sido recuperado bajo procesos de recobro convencionales. La inyección de CO₂ es usada en lugar o en combinación con un waterflooding y luego es comparada con el comportamiento bajo métodos convencionales de inyección de agua.
6. Obtener data del comportamiento de producción y del recobro de aceite con el objetivo de realizar una evaluación económica de una aplicación total en campo.

2.7.4 Problemas de Campo

Hay cuatro principales problemas para la aplicación en campo:

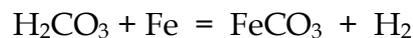
1. Corrosión en los pozos inyectoros, productores y en el equipo
2. Inyectividad
3. Pozos de Observación y muestreo
4. Manejo del CO₂ producido.

2.7.4.1 Corrosión

Es el problema más serio de los problemas operacionales en campo. El CO₂ no es corrosivo en la ausencia de agua. En presencia de ésta forma ácido carbónico:



El ácido formado reduce el PH del agua causando un medio ambiente corrosivo al metal:



Luego, carbonato de hierro es formado como un producto de la corrosión. Corrosión puede ser evitada usando tubing revestido, usando facilidades separadas para el CO₂ y el agua, localizando aparatos de medición de presión permanentemente en el fondo del pozo y tratar el sistema total con inhibidores.

2.7.4.2 Inyectividad

Los problemas de inyectividad pueden trabajar de 2 formas: Reducción en la inyectividad puede ocurrir debido a la precipitación de material asfáltico o alternativamente un incremento en la inyectividad puede ocurrir debido a un efecto de acidificación del CO₂ y la remoción del aceite residual de alrededor del wellbore. La inyección de CO₂ debe ser iniciada como un tipo de estimulación "huff-and-puff". Este podría tener el efecto de limpieza de la formación alrededor del wellbore y también proveerle una advertencia si existe alguna complicación con la aplicación.

2.7.4.3 Pozos de observación y Muestreo

El principal objetivo en una aplicación piloto es recoger la máxima información del comportamiento del proceso. Por lo tanto, pozos de observación y muestreo deben ser suministrados en una prueba piloto. La mayoría de los pilotos involucran patrones de inyección de 5 puntos pero también pueden ser usados de 7 y 9 puntos. Un pozo nuevo debería usualmente ser perforado dentro del área patrón entre el pozo inyector y los productores. Este pozo debería ser corazonado y registrado para proveer la última información del pozo. Durante la operación del piloto el pozo debería ser usado como un pozo de observación y muestreo para monitorear el avance del frente de desplazamiento.

2.7.4.4 Manejo del gas producido

Hay tres posibles soluciones:

1. El CO₂ producido contaminado podría ser re-inyectado nuevamente sin ningún tratamiento.
2. El CO₂ puede ser separado del gas producido y reinyectado como CO₂ puro o como una mezcla de composición idéntica al fluido inyectado originalmente.
3. El gas contaminado producido puede ser dispuesto para venteo o quema.

2.7.5 Programa de Trazadores

Es recomendable que trazadores sean incluidos en los fluidos inyectados para obtener información de:

1. La irrupción de los fluidos inyectados.
2. Problemas de canales y eficiencia volumétrica de barrido.
3. Información que pueda ayudar al diseño de tamaños de baches por una aplicación total en campo.

3. HISTORIA DEL CAMPO - CUPIAGUA SUR

3.1 GENERALIDADES⁴²

El campo Cupiagua Sur, localizado al sur del área comercial del Campo Cupiagua, dentro del Contrato Santiago de las Atalayas, está propuesto como una acumulación independiente en un bloque estructuralmente más bajo que el Campo Cupiagua, con diferentes presiones de yacimiento, propiedades de fluidos y contactos de fluidos. El pozo descubridor Cupiagua-EXP-W, fue terminado en Enero de 1998 y probó hidrocarburos en las formaciones Mirador y Barco. El pozo fue perforado haciendo un “sidetrack” en el pozo Cusiana-5, perforado en el año 1992 como pozo de avanzada, siendo este el más bajo estructuralmente del Campo Cusiana.

El descubrimiento del Campo Cupiagua Sur está ligado al desarrollo del Campo Cupiagua, que fue descubierto en 1992 y declarado comercial en 1993. En 1995, uno de los últimos pozos de avanzada, Cupiagua K-5, fue perforado en el extremo Sur de la estructura Cupiagua. Este pozo atravesó la sección de yacimiento pronosticada y la falla central.

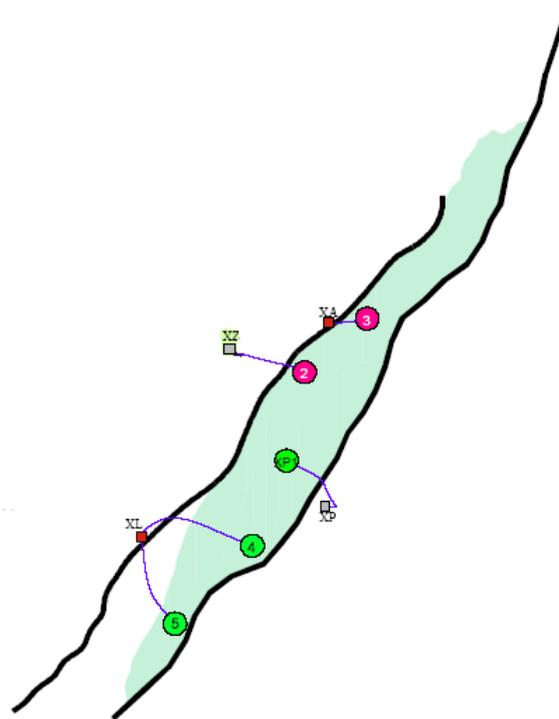
Tres factores combinados: el descubrimiento de la lámina inferior con el pozo K-5, la sísmica 3D y la revaluación de los resultados del Cusiana-5, fueron el soporte que permitió proponer el Campo Cupiagua Sur como un prospecto robusto con bajo riesgo geológico. Se tomó la decisión de hacer el sidetrack desde Cusiana-5, el cual fue renombrado como Cupiagua-EXP y re-entrado en Marzo de 1997, alcanzando una profundidad final de 17400 pies MD. El pozo atravesó 891 ft MD de la formación Mirador (incluyendo 367 pies en una sección repetida en una falla) con hidrocarburos a la base y 402 pies MD de la formación Barco, con contacto agua a 14621 pies TVDSS (272 pies de columna de hidrocarburos desde el tope de la formación hasta el contacto).

⁴² SANDOVAL, J.E. Modelo actual de simulación de yacimientos - Campo Cupiagua Sur. Informe interno ECP S.A. Noviembre, 2004.

3.1.1 Características generales del campo

Formación Objetivo:	Mirador
Tasa Inicial:	~5400 BOPD
GOR Inicial:	< 2,000 SCF/STB
Corte Agua Inicial:	< 1%
Profundidad Total:	14,096 TVDSS
Porosidad:	6.5% (min: 5.7% max: 6.9%)
NTG:	0.73
Espesor Mirador:	531 pies
Espesor Neto:	388 pies
Permeabilidad :	21 mD (min: 12 mD max: 40 mD)
KH primario esperado:	2061 mD-ft (min 1753 mD-ft, máx 4000 mD-ft)

Figura 19. Localización de los pozos - Campo Cupiagua Sur.



FUENTE: SANDOVAL, J.E. Modelo actual de simulación de yacimientos - Campo Cupiagua Sur. Informe interno ECP S.A. Noviembre 2004.

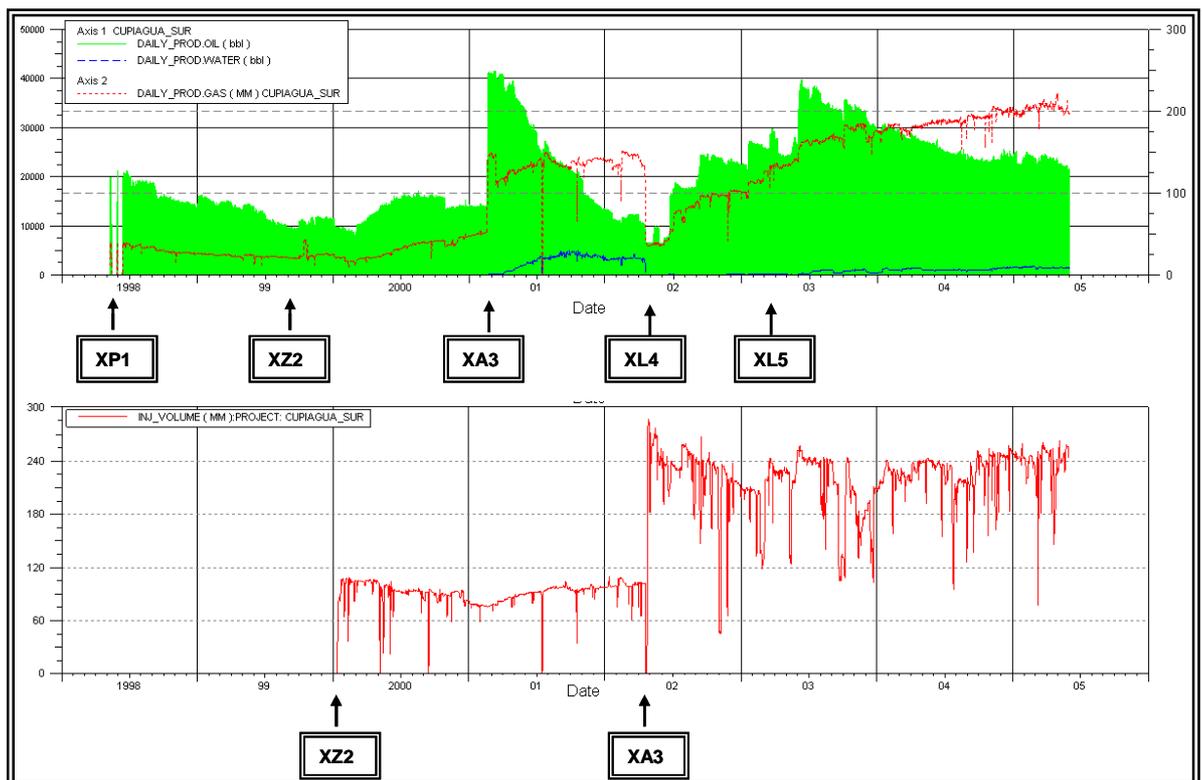
3.2 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

El campo Cupiagua Sur productor de las formaciones Mirador y Barco, presenta unos acumulados de producción:

- OCUM: 52.08 MMBbbls
- GCUM: 260275 MMSCF
- WCUM: 2.1 MMBbbls

En la grafica se puede apreciar el comportamiento histórico de producción y de inyección mostrando a través del tiempo con las diferentes entradas de producción de los pozos que comprenden el Campo.

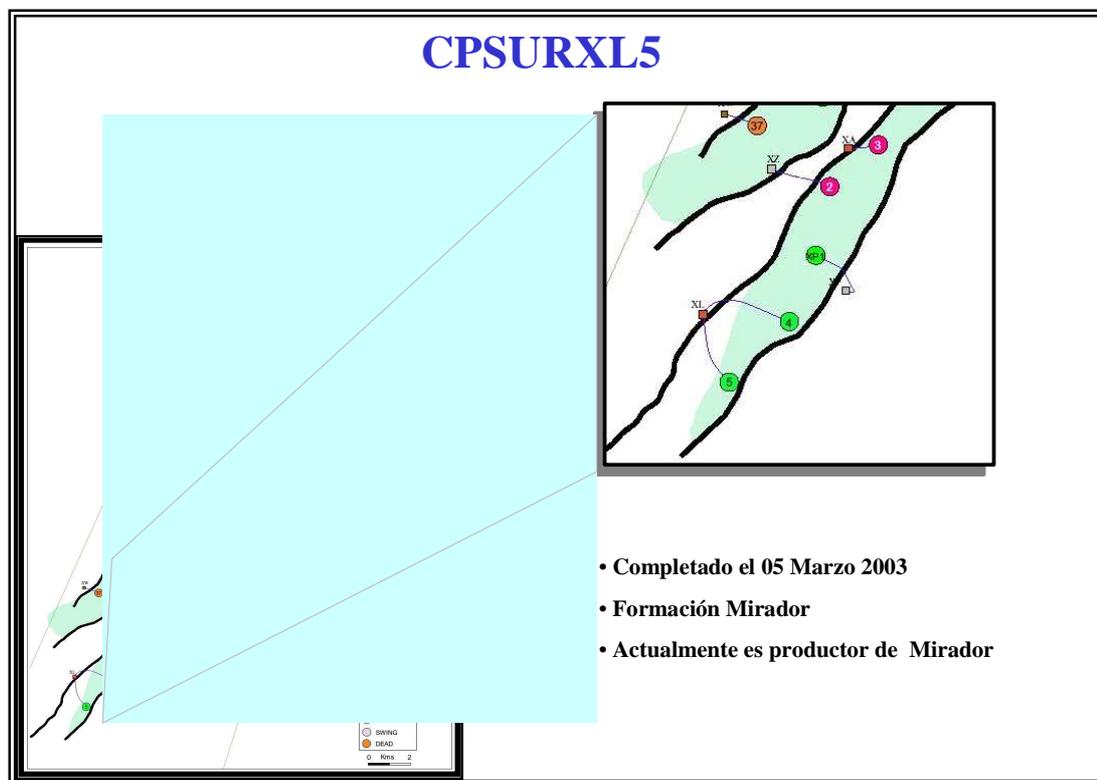
Figura 20. Historia Producción Campo Cupiagua Sur.



FUENTE: SANDOVAL, J.E. Modelo actual de simulación de yacimientos - Campo Cupiagua Sur. Informe interno ECP S.A. Noviembre 2004.

3.2.1 Pozos Productores

Figura 21. Localización pozo productor CPSUR XL5.



FUENTE: SANDOVAL, J.E. Modelo actual de simulación de yacimientos - Campo Cupiagua Sur. Informe interno ECP S.A. Noviembre 2004.

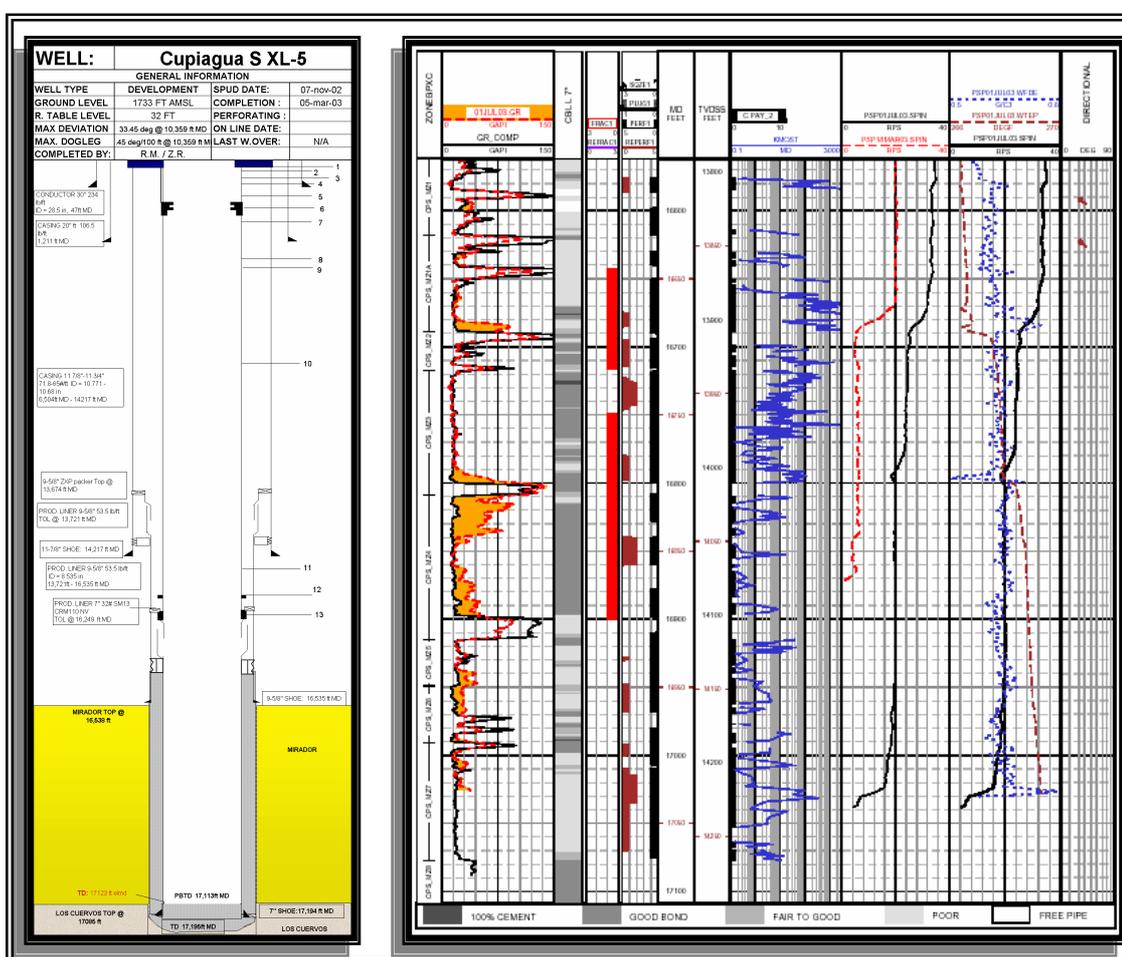
El pozo CPSUR XL5 está localizado en la parte del sur del campo Cupiagua Sur. Se perforó a través de la formación Mirador y se alcanzó una presión de yacimiento medida de ~5,500 psi medida con un MDT y un kh de 4,000 md-pies estimado de registros eléctricos. El pozo se completó con liner de 7". Se realizaron trabajos de re-cañoneo en la sección superior y en la parte media de Mirador y se logró incrementar la producción hasta 9920 bopd.

El comportamiento de la declinación después de los trabajos iniciales de fracturamiento y cañoneos se encontraba en el rango del 10 % mensual como se observa en la Figura 23. Después de efectuarse los trabajos de recañoneo, este valor se redujo a una tasa de 2.6 % mensual, el cual se ha mantenido a través de la vida del pozo dentro de este rango. Actualmente se tiene un valor de 2 %

mensual y una tasa promedio de aceite de 8900 BOPD. El GOR de este pozo es de 1400 scf/stb.

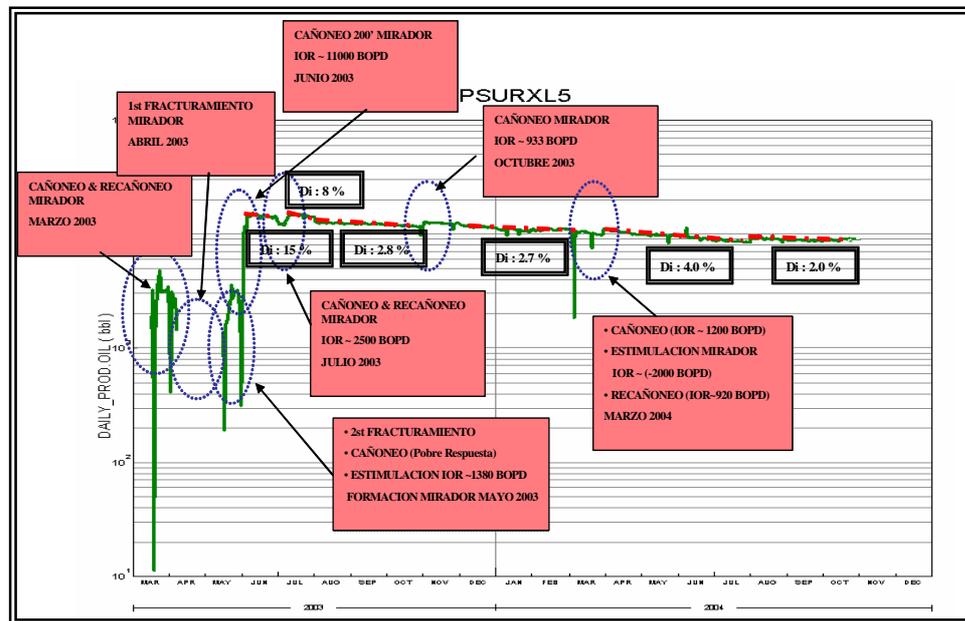
Comparando los análisis de producción de este pozo con los pozos productores del campo se ha definido que este pozo todavía produce fluidos originales de yacimiento. La distancia del inyector más cercano a este pozo es de 3860 metros, mostrándonos que el frente de gas todavía no ha llegado al pozo, pero se ha observado que este comportamiento en el pozo CPSURXL4 ya se está acercando.

Figura 22. Estado Mecánico y Registro Eléctricos pozo CPSURXL5.



FUENTE: SANDOVAL, J.E. Modelo actual de simulación de yacimientos - Campo Cupuagua Sur. Informe interno ECP S.A. Noviembre 2004.

Figura 23. Historia de Eventos y Comportamiento de la declinación pozo CPSURXL5.



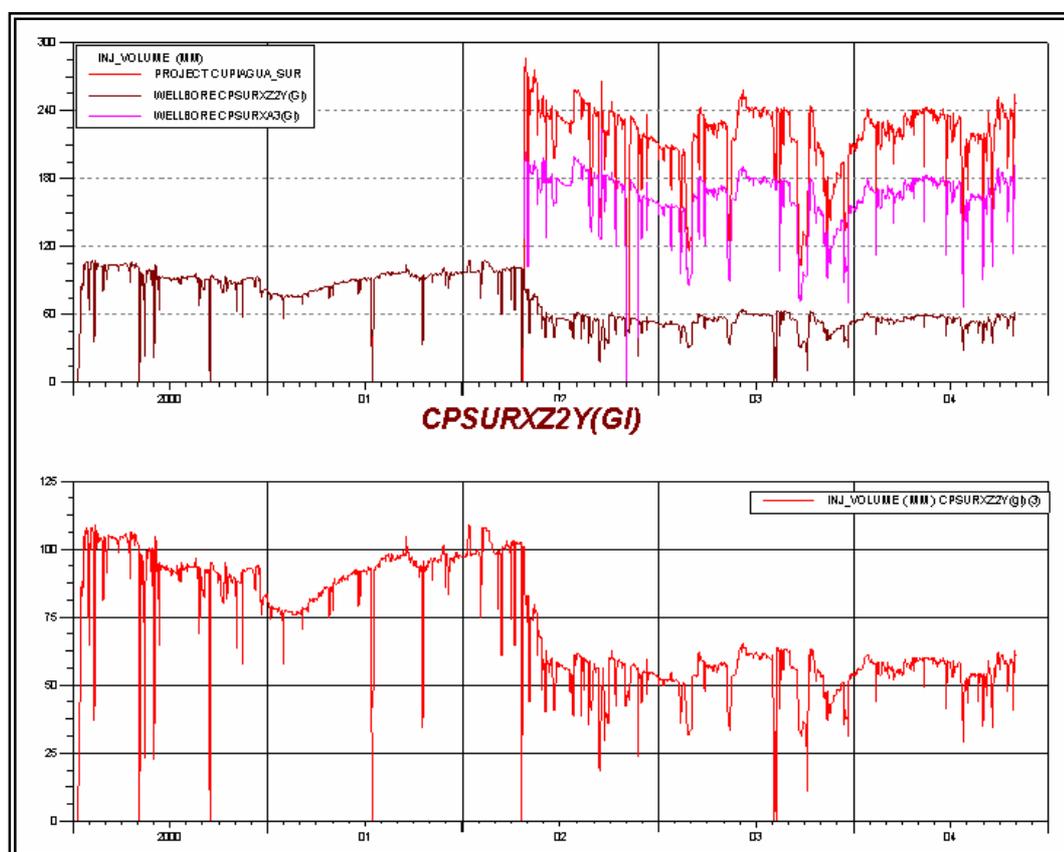
FUENTE: SANDOVAL, J.E. Modelo actual de simulación de yacimientos - Campo Cupiagua Sur. Informe interno ECP S.A. Noviembre 2004.

3.2.2 Pozos Inyectores

Los pozos se encuentran en la parte norte del campo, fueron completados en la Formación Mirador como productores de aceite. Se realizaron varios intentos por aumentar la producción inicial de los pozos pero no se obtuvo ningún aporte, motivo por el cual se tomó la decisión de convertirlos a inyector de gas. La expectativa de inyección estaba alrededor de los 150 MMSCFD, pero inicialmente se alcanzaron los 105 MMSCFD. Se cañonearon 100 ft en Mirador pero no se produjo un aumento en inyección. La tasa de inyección se mantuvo en el orden de los 90 MMSCFD y luego bajo a los 55 MMSCFD por la entrada de inyección del segundo pozo inyector. Ver Figura 24.

La necesidad de realizar un soporte de presión en el pozo se consiguió con esta inyección mostrando una muy buena respuesta en producción, y disminuyendo la declinación, este beneficio se mantuvo durante casi dos años hasta donde entro a inyectar el segundo pozo inyector.

Figura 24. Historia Inyección de Gas pozo CPSURXZ2



FUENTE: SANDOVAL, J.E. Modelo actual de simulación de yacimientos - Campo Cupigiagua Sur. Informe interno ECP S.A. Noviembre 2004.

3.3. EL SISTEMA DE HIDROCARBUROS

La descripción del sistema de hidrocarburos es una parte fundamental en el proceso de caracterización de yacimientos, el cálculo del aceite original en el yacimiento, y la definición del plan de desarrollo del campo. Esta afirmación es especialmente relevante para aquellos yacimientos que contienen “fluidos complejos”, sistemas de hidrocarburos con propiedades físicas altamente sensibles a la presión, temperatura y a los cambios composicionales.

Este trabajo de investigación presenta estudios experimentales de hinchamiento (swelling test) necesarios para obtener una actualización completa de la descripción del modelo de fluidos de Cupigiagua Sur, el cual es la clave para entender y obtener un modelo matemático que represente el comportamiento dinámico de los fluidos del yacimiento contenidos en la formación Mirador en

Cupiagua Sur y analizar su comportamiento bajo un escenario de inyección de gas. El estudio inicia con el muestreo de fluidos, pasa a través de los análisis de laboratorio los cuales fueron llevados a cabo en el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), hasta obtener la actualización del modelo EoS original de Cupiagua Sur, desarrollado en 1999⁴³.

Datos obtenidos de experimentos de laboratorio PVT antiguos y recientes, pruebas de pozo e historia de producción fueron usados para calibrar el modelo de fluidos; la nueva ecuación de estado EoS ha sido integrada a la simulación numérica (VIP) reduciendo la incertidumbre en el cálculo de las reservas.

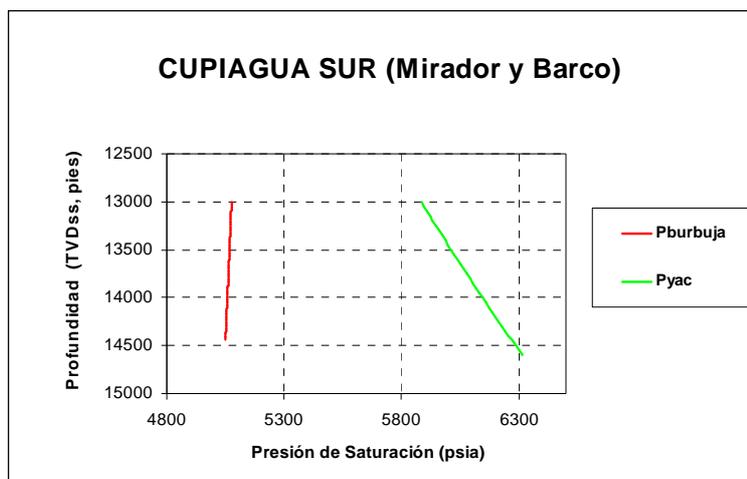
Las profundidades verticales reales para la columna de hidrocarburos está más allá de los 12.500 ft sub-sea con presiones y temperaturas de yacimiento más altas de 5500 psi y 263°F, respectivamente. La columna de hidrocarburos cubre aparentemente un espesor vertical de 1500 ft, dentro de la cual la temperatura de yacimiento incrementa desde 240°F en la cresta hasta cerca de 300°F cerca del contacto agua-petróleo. Las condiciones geológicas y termodinámicas combinadas (por ejemplo: profundidad, presión y temperatura, fuentes de hidrocarburo y la columna de hidrocarburos continua) implica estudios detallado del comportamiento de fases complejas y el análisis de las propiedades PVT.

Las Figura 25 resalta las principales características del sistema de hidrocarburos. En ella se muestra la curva de presión original de yacimiento y la presión de saturación del fluido versus la profundidad vertical y la temperatura de yacimiento. La distribución de presión de burbuja versus profundidad fue calculada a través de la EoS, usando una metodología de extrapolación composicional⁴⁴. Las propiedades PVT básicas (incluyendo la presión de saturación) predichas por la EoS inicialmente fueron validadas con muestras tomadas durante un periodo de un año. Estas predicciones mostraron que el cambio en la presión de burbuja del fluido variaba ligeramente dentro de una distancia vertical de 1500 ft.

⁴³ LEE, Sheng-Tai. Development of a 12-component equation of state and composition-versus-depth table for Volatile field development. BP report presented in August, 1999.

⁴⁴ LEE, Sheng-Tai. Development of a 12-component equation of state and composition-versus-depth table for Volatile field development. BP report presented in August, 1999.

Figura 25. Sistema de fluidos de la formación Mirador.



FUENTE: LEE, Sheng-Tai. Development of a 12-component equation of state and composition-versus-depth table for Volatile field development. BP report presented in August, 1999.

Este estudio entrega una nueva EoS para el fluido del campo Cupiagua Sur con su respectiva calibración. Para ello se revisa la EoS obtenida con el PVT básico inicial y junto con la data composicional obtenida en este estudio se determina una nueva EoS con el objetivo de estudiar los procesos de desarrollo futuro del campo, los cuales involucran la inyección de gas de separador, CO₂ puro, gas + mezclas de CO₂ e inyección de flue gas rico en N₂; de esta forma se puede representar con la mínima desviación posible la data experimental adquirida mediante pruebas de laboratorio PVT especiales realizadas en un amplio rango de condiciones comparadas con el trabajo efectuado con la data del PVT básico inicial.

Varias pruebas fueron realizadas en estas muestras incluyendo experimentos básicos y especiales tales como:

- Expansiones a composición constante (CCE)
- Expansiones a Volumen Constante (CVD)
- Separador Multietapa
- Viscosidad
- Hinchamiento (Swelling)
- Presión Mínima de Miscibilidad (MMP)

La inclusión de esta información dentro de la calibración del modelamiento de la EoS la hace confiable para representar los procesos de inyección de gas en una forma apropiada. Un Control de calidad de los experimentos PVT durante el diseño y desarrollo y una constante comunicación con el laboratorio son factores claves para obtener información confiable en la construcción del modelo de la EoS.

Este estudio fue dividido en tres etapas:

1. La adquisición, control de calidad de los fluidos y los análisis experimentales correspondientes.
2. El análisis y validación de los resultados para su respectiva integración en el desarrollo de la EoS.
3. La aplicación de la misma en la simulación composicional del full field model del campo Cupiagua Sur.

4. ANÁLISIS DE FLUIDOS

Los análisis de laboratorio de los fluidos y gases de yacimiento deben ser conducidos a determinar información con respecto a los datos de vaporización diferencial y de liberación flash, viscosidades del líquido y gas, y composición de hidrocarburos, en un amplio rango de presiones. En muchas instancias, es necesario conocer las relaciones PVT de los fluidos de yacimiento, así como los posibles materiales que podrían ser inyectados. Sin embargo, antes de analizar estos resultados, se debe conocer las propiedades fundamentales que caracterizan cada tipo de fluido del yacimiento.

4.1 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS

Para hacer la distinción de los distintos tipos de hidrocarburos de yacimiento se hace uso de los diagramas de fases, diagramas que representan el comportamiento termodinámico de los fluidos en función de presión y temperatura. Cada tipo de fluido de yacimiento se identifica según sea la trayectoria (puntos de presión y temperatura) que sigue en el diagrama de fases y por la posición de las condiciones de yacimiento a medida de que éste declina, representado por líneas verticales si se encuentra a condiciones isotérmicas en yacimiento y curvilíneas a medida que el fluido es llevado por la tubería de producción hasta alcanzar condiciones de superficie. A continuación se hará una breve descripción de los tipos de yacimientos de interés del estudio.

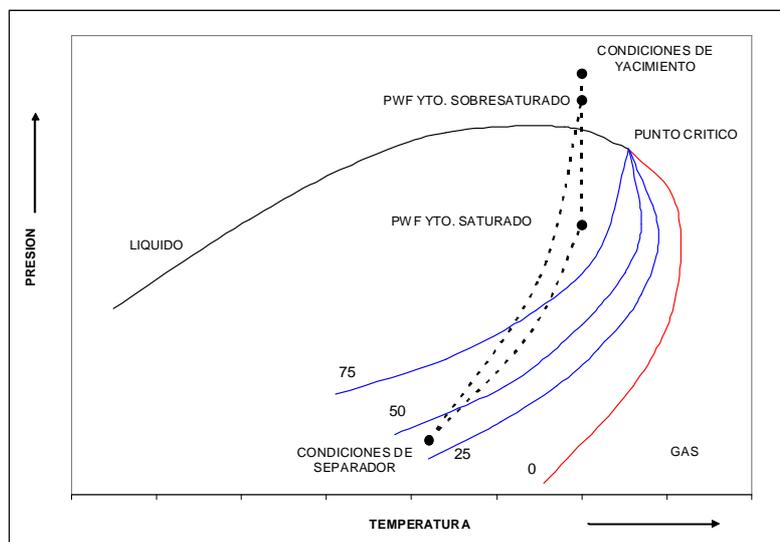
4.1.1 Yacimientos de Petróleo Volátil

Los gases y líquidos producidos en superficie son muy parecidos en cuanto a composición a los de un yacimiento de Gas condensado, sin embargo para un yacimiento de petróleo volátil la temperatura crítica del petróleo es mayor que la temperatura de yacimiento y durante la producción se atraviesa la curva de puntos de burbuja si se encuentra en estado sobresaturado. El petróleo volátil es

un fluido intermedio entre el petróleo negro y el gas condensado y en el cual el punto de burbuja está cerca al punto crítico.

Los petróleos volátiles pueden ser de merma alta, media ó baja, dependiendo de la cercanía de su temperatura crítica a la temperatura del yacimiento. Un petróleo será de merma alta si su punto crítico se encuentra muy cercano a la temperatura del yacimiento⁴⁵.

Figura 26. Diagrama de fases de un yacimiento de petróleo volátil.



FUENTE: Modificado de: McCAIN Jr, W.D and BRIDGES, B. Black Oil and volatile oils-What's the difference?. Pet. Ing. Inter. Jan. 1994.

4.1.2 Yacimientos de Gas Condensado

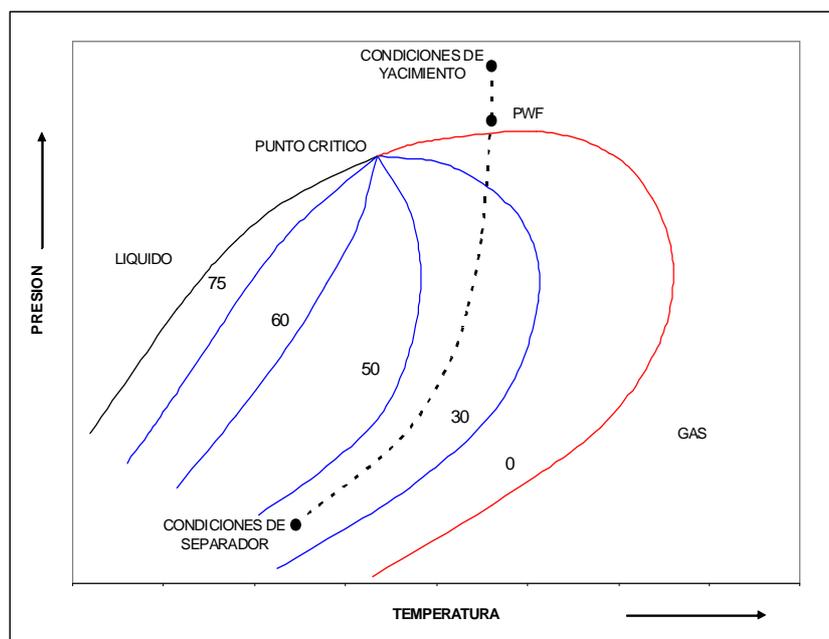
En este caso las condiciones de yacimiento pueden estar en la zona, o muy cercanas a las del punto crítico siendo en este caso un fluido crítico a tales condiciones, mientras que en superficie las condiciones de presión y temperatura caen dentro de la envolvente de dos fases con cantidades considerables de líquido producido en superficie.

Durante la producción de este tipo de yacimientos la presión declina y el cambio de fases de gas a líquido se hace notorio al atravesar la curva de puntos de rocío. Los gases condensados pueden ser de rendimiento alto, medio ó bajo, dependiendo de la cercanía de su temperatura crítica a la temperatura del

⁴⁵ McCAIN Jr, W.D and BRIDGES, B. Black Oil and volatile oils-What's the difference?. Pet. Ing. Inter. Jan. 1994.

yacimiento. Un gas condensado será de rendimiento alto si su punto crítico se encuentra muy cercano a la temperatura del yacimiento⁴⁶.

Figura 27. Diagrama de fases de un yacimiento de gas condensado.



FUENTE: Modificado de: McCAIN Jr, W.D and BRIDGES, B. Black Oil and volatile oils-What's the difference?. Pet. Ing. Inter. Jan. 1994.

4.2 DIFERENCIA ENTRE PETRÓLEOS NEGROS Y PETRÓLEOS VOLÁTILES

Los Petróleos negros y los volátiles son líquidos en yacimiento, ambos experimentan cambios de fases y liberan gas por debajo de los puntos de burbuja a medida que la presión de yacimiento declina durante su producción, sin embargo el gas que es liberado de un petróleo negro es usualmente un gas seco⁴⁷ que permanece en una sola fase desde que sale del yacimiento hasta el separador, mientras que el gas liberado en un yacimiento de petróleo volátil es un gas condensado rico al que se le asocia gran cantidad de condensado separado del gas libre a condiciones de superficie.

⁴⁶ McCAIN Jr, W.D and BRIDGES, B. Black Oil and volatile oils-What's the difference?. Pet. Ing. Inter. Jan. 1994.

⁴⁷ McCAIN Jr, W.D and BRIDGES, B. Black Oil and volatile oils-What's the difference?. Pet. Ing. Inter. Jan. 1994.

El petróleo negro y el petróleo volátil son líquidos en el yacimiento, los puntos de burbuja exhibidos al igual que la presión del yacimiento decrecen durante la producción y liberan gas en los espacios porosos a presiones por debajo del punto de burbuja.

Un petróleo volátil tiene menor cantidad de moléculas pesadas comparado con el petróleo negro, esto causa importantes cambios en el diagrama de fases, el rango de temperaturas del diagrama de fases es más pequeño, las líneas iso-volumétricas se encuentran más unidas hacia arriba cerca de la línea del punto de burbuja, y el punto crítico se encuentra más hacia la izquierda en el diagrama. Por lo tanto, la temperatura crítica del petróleo volátil, es mucho más baja que para un petróleo negro.

4.3 IDENTIFICACIÓN DEL TIPO DE YACIMIENTO SEGÚN SUS FLUIDOS

Existen varias formas para identificar y clasificar los yacimientos según sus fluidos dentro de la literatura técnica. Los principales son:

- Basados en datos de producción de campo
- Basados en el análisis de laboratorio de una muestra representativa del fluido de yacimiento que evidencia las composiciones de los fluidos.

La relación inicial de Gas-petróleo producido es el principal factor a tener en cuenta; la gravedad API del crudo y su color son los indicadores de la cantidad de componentes pesados presentes en el fluido de yacimiento.

Algunas de éstas clasificaciones se muestran a continuación:

Tabla 3. Propiedades para la identificación de fluidos de yacimiento

CLASIFICACION DE LOS FLUIDOS DE YACIMIENTO SEGÚN DATOS DE CAMPO					
	GAS SECO	GAS CONDENSADO	GAS HUMEDO	BLACK OIL	PETROLEO VOLATIL
INITIAL GOR, SCF/STB	>100000	>3200	>15000	<1750	1750-3200
INITIAL STOCK TANK LIQUID °API	-	>40	>70	<45	>40
STOCK TANK COLOR FLUID	-	Color claro	Blanco-Acuoso	Oscuro	Pardo-Café
C7+ (%molar)	<0.7	<12.5	<4	20-12.5	>20

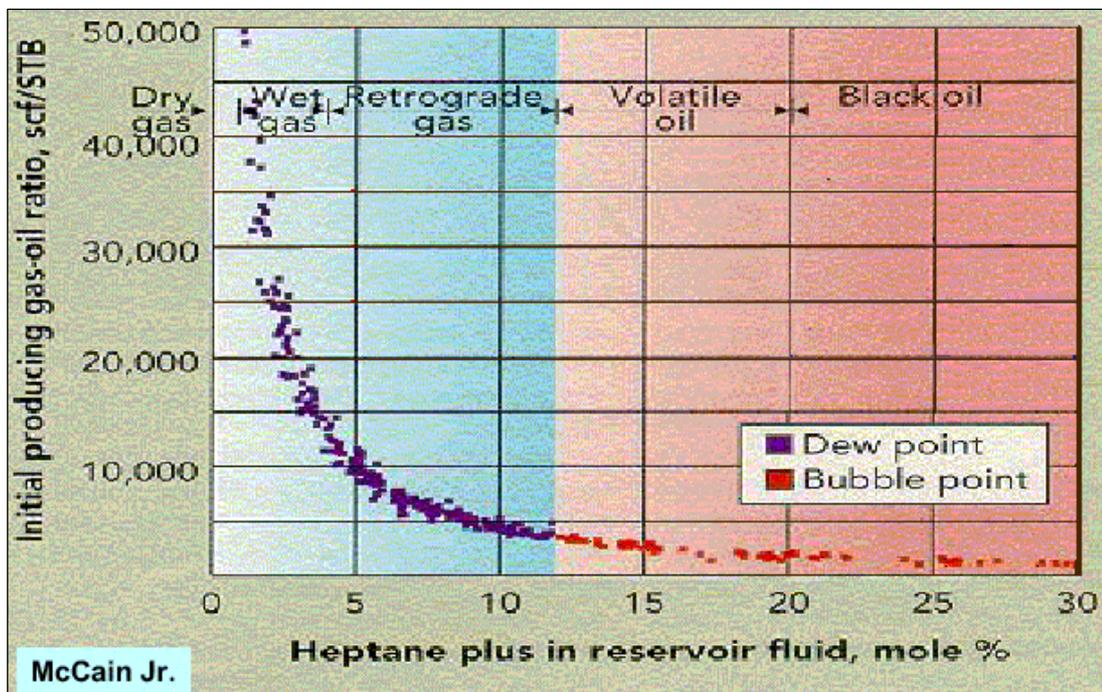
FUENTE: Modificado de: McCAIN Jr, W.D and BRIDGES, B. Black Oil and volatile oils-What's the difference?. Pet. Ing. Inter. Jan. 1994.

Tabla 4. Composición y otras propiedades de fluidos de yacimiento.

Propiedad	Petróleo negro	Petróleo volátil	Gas condensado	Gas Húmedo	Gas Seco
%C1	48.83	64.63	87.07	95.85	86.67
%C2	2.75	7.52	4.39	2.67	7.77
%C3	1.93	4.74	2.29	0.34	2.95
%C4	1.6	4.12	1.74	0.52	1.73
%C5	1.15	3.97	0.83	0.08	0.88
%C6	1.59	3.38	0.6	0.12	-
%C7+	42.15	11.91	3.8	0.42	-
Peso molecular C7+	225	181	112	157	-
G _{API} Tanque	34.3	50.1	60.8	54.7	-
GOR i, SCF/STB	625	2000	18200	105000	-
Color líquido	Negro, oscuro	Pardo, café	Amarillo, naranja	Blanco acuoso	-

FUENTE: CRAFT. Tomado de Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos.

Figura 28. Propiedades para la clasificación de fluidos de yacimiento según Mc. Cain.



FUENTE: Modificado de: McCAIN Jr, W.D and BRIDGES, B. Black Oil and volatile oils-What's the difference?. Pet. Ing. Inter. Jan. 1994.

Tabla 5. Clasificación de Danesh de los sistemas de hidrocarburos según su composición.

Component, Mole%	Dry Gas	Gas Condensate	Volatile Oil	Black Oil
N ₂	6.25	0.29	0.12	0.16
CO ₂	2.34	1.72	1.50	0.91
C ₁	81.13	79.14	69.59	36.47
C ₂	7.24	7.48	5.31	9.67
C ₃	2.35	3.29	4.22	6.95
iC ₄	0.22	0.51	0.85	1.44
nC ₄	0.35	1.25	1.76	3.93
iC ₅	0.09	0.36	0.67	1.44
nC ₅	0.03	0.55	1.12	1.41
C ₆		0.61	1.22	4.32
C ₇₊		4.80	16.64	33.29

Fuente: GALLEGO, O. R. Tomado del Taller de Modelamiento Composicional de fluidos con énfasis en e Piedemonte Llanero, 2005.

Tabla 6. Clasificación de Whitson de los sistemas de hidrocarburos según su composición.

Component	Composition (mol%)					
	Dry Gas	Wet Gas	Gas Condensate	Near-Critical Oil	Volatile Oil	Black Oil
N2	0.10	1.41	2.37	1.30	0.93	0.02
CO2	2.07	0.25	0.31	0.56	0.21	0.34
C1	86.12	92.46	73.19	69.44	58.77	34.62
C2	5.91	3.18	7.80	7.88	7.57	4.11
C3	3.58	1.01	3.55	4.26	4.09	1.01
iC4	1.72	0.28	0.71	0.89	0.91	0.76
nC4		0.24	1.45	2.14	2.09	0.49
iC5	0.50	0.13	0.64	0.90	0.77	0.43
nC5	Whitson	0.08	0.68	1.13	1.15	0.21
C6		0.14	1.09	1.46	1.75	1.61
C7+		0.82	8.21	10.04	21.76	56.40

Fuente: GALLEGO, O. R. Tomado del Taller de Modelamiento Composicional de fluidos con énfasis en e Piedemonte Llanero, 2005.

4.4 MUESTREO Y ANÁLISIS EXPERIMENTAL

Las propiedades PVT del fluido de yacimiento son críticas para un eficiente manejo del yacimiento a lo largo de su vida productiva, desde el descubrimiento hasta el abandono⁴⁸. Medir propiedades PVT confiables en los fluidos del yacimiento es esencial para la determinación de los volúmenes iniciales “in situ” y para los cálculos del factor de recobro, los cuales a su vez son la clave en la simulación de yacimientos para la evaluación técnica del campo y sus planes de desarrollo y/o agotamiento.

La apropiada caracterización del fluido y su distribución dentro del yacimiento ayudan a definir la continuidad y la comunicación entre varias zonas del yacimiento. Las características exactas de las propiedades PVT del fluido son requeridas para la interpretación de los datos de prueba de pozo y del diseño de las facilidades de superficie y plantas de proceso. Por lo tanto, es crítico obtener muestras representativas y datos confiables de PVT para la

⁴⁸ HONARPOUR, M.M., NAGARAJAN, N.R., and SAMPATH, K. Rock fluid characterization and their integration implication on reservoir management. JPT 58(9): 120. SPE 103358-MS. DOI:10.2118/103358-MS, 2006.

caracterización de los fluidos (Ver Tabla 7). La periódica actualización de las propiedades de los fluidos, su distribución, y del análisis de sus cambios con la producción del yacimiento son un paso necesario en el monitoreo para optimizar las estrategias de producción/ inyección.

Tabla 7. Datos generales del pozo Cupiagua XL5.

DATA GENERAL CUIAGUA XL5	
Presión de yacimiento	5500 Psia
Temperatura de yacimiento:	263°F
Formación:	Mirador
Intervalo perforado:	13800 - 14260
Field GOR:	1800 scf/stb
P burbuja :	4383 Psia
Densidad (Pyac):	0.5896 gr/cc
Tipo de fluido:	Volátil

FUENTE: Tomado de informe interno PVT de Ecopetrol S.A, 2006.

Condiciones estables de muestreo y un informe detallado de las operaciones de campo son importantes para establecer un primer filtro en la calidad de las muestras obtenidas. Inicialmente, varias operaciones de muestreo fueron realizados en los pozos involucrados en el desarrollo del fluido volátil campo Cupiagua Sur.

Las muestras del fluido original fueron obtenidas durante las operaciones DST 1, 2 y 3 y éstos fueron utilizados para caracterizar el sistema de fluidos volátil del Campo Cupiagua Sur. Con esas muestras es posible determinar el contacto gas-oil subsaturado alrededor de 10800 pie TVDSS y construir la posible Tabla C vs. D para extrapolar características más profundas del fluido.

Esta etapa del proyecto fue realizada en el laboratorio PVT del Instituto Colombiano del Petróleo - ICP bajo supervisión de personal calificado y experimentado y la dirección del equipo de subsuelo. Varias reuniones y teleconferencias fueron celebradas incluyendo representantes de BP Colombia, BP Houston, ECOPETROL S.A. e ICP para diseñar las pruebas y los procedimientos a seguir. Una comunicación continua entre el laboratorio y los ingenieros de yacimiento ayudaron a seguir el progreso en los experimentos.

Las revisiones de resultados parciales fueron hechas para asegurar calidad de los datos. Informes detallados que contienen los resultados de cada uno de los experimentos proporcionan una gran cantidad de datos experimentales para calibrar la EoS. El gas producido es inyectado como parte de una estrategia de mantenimiento de presión y por ende es importante determinar el efecto del gas de inyección en el yacimiento.

Una vez las muestras llegan al ICP, estas son validadas para observar su representatividad, y al mismo tiempo ser preparadas para los experimentos posteriores. Las muestras presurizadas del gas y del aceite son chequeadas para revisar cualquier signo de fuga. Para asegurar condiciones de una sola fase antes de transferencia al equipo de recombinación DBR-JEFRI, la presión en la muestra del aceite es aumentada a la temperatura ambiente inyectando volúmenes conocidos de agua en el cilindro con pistón flotante por medio de una bomba de desplazamiento positivo. El cilindro es aislado y equilibrado oscilando el sistema. Tal procedimiento de incrementar la presión se repite varias veces hasta que la pendiente de la presión/lectura de bomba es constante a altas presiones, indicando que la muestra está en condiciones de una sola fase; después un volumen pequeño (12 cc) se desplaza en una presión fija de 1500 psia a un picnómetro evacuado para obtener la densidad y el análisis composicional de la muestra.

Así como se hizo con el aceite, la muestra de gas es tomada a condiciones de una sola fase antes del inicio de la recombinación y luego un volumen pequeño es retirado con el objeto de ejecutar un análisis cromatografico. Una liberación instantánea fue realizada sobre un pequeño volumen de muestra recombinada, procedimiento que permite el cálculo de la composición del fluido del yacimiento.

Un GOR de 1800 scf/stb fue escogido para el análisis PVT especial total de las muestras. El fluido recombinado tiene un punto de burbuja de 4415 psia a una temperatura de yacimiento de 263 °F, siendo este dato determinado de una prueba de expansión a composición constante. La densidad y viscosidad del fluido recombinado fue determinado en 0.57059 g/cc and 0.143 cp a temperatura de yacimiento y presión de saturación.

La muestra de gas No. A0593 y de aceite 817496 fueron escogidas para ser usadas para la recombinación del fluido del yacimiento el cual fue recombinado a una relación másica de 0.28717 gr gas/gr oil (1245 Sep

scf/stb). Una liberación instantánea fue realizada sobre un pequeño volumen de muestra recombinada, procedimiento que permite el cálculo de la composición del fluido del yacimiento (Tabla 8). La Tabla 9 muestra la composición de gas de separador utilizado para la inyección al fluido del yacimiento de acuerdo a las mezclas especificadas.

Varias pruebas fueron realizadas en estas muestras incluyendo experimentos básicos y especiales tales como:

- Expansiones a composición constante (CCE)
- Expansiones a Volumen Constante (CVD)
- Separador Multietapa
- Viscosidad
- Hinchamiento (Swelling)
- Mínima presión de miscibilidad (MMP)

Tabla 8. Composición del fluido del yacimiento recombinado

Components	Mol % Calculated	Wt % Calculated
Nitrogen	0.2821	0.1187
Carbon Dioxide	4.3109	2.8497
Methane	51.2864	12.3565
Ethane	9.0452	4.0855
Propane	6.0750	4.0241
Isobutane	1.7264	1.5071
Normal Butane	3.1234	2.7267
Isopentane	1.3192	1.4297
Normal Pentane	1.0687	1.1582
Hexanes	1.4027	1.7698

PROPERTIES OF HEAVY FRACTIONS OF MEASURED SAMPLE

Plus Fraction	Mol %	Wt %
C7 +	20.361	67.974
C10+	13.845	57.641
C20+	5.370	33.734
C30+	1.876	16.347

Tabla 9. Composición del gas de separador usada para los estudios de hinchamiento.

Cylinder I.D.	A0593
Opening Pressure (psig)	5000
At Temperature (°F)	68
Gas Gravity (Air = 1.00)	0.7912
Components	(Mol %)
Nitrogen	0.369
Carbon Dioxide	4.202
Methane	73.623
Ethane	11.077
Propane	5.884
Isobutane	1.433
Normal Butane	1.677
Isopentane	0.617
Normal Pentane	0.370
Hexanes	0.324
Benzene	0.026
Heptanes	0.162
Toluene	0.032
Octanes	0.130
Nonanes	0.031
Decanes	0.015
Undecanes	0.028
Dodecanes	0.000
Tricanes Plus	0.000

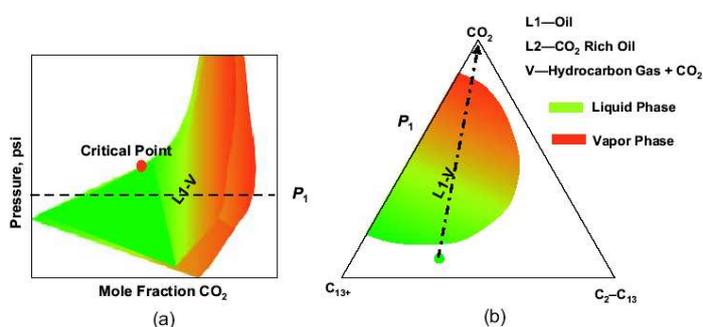
4.4.1. Comportamiento PVT del aceite + CO₂

Un comportamiento de fases típico exhibido por las mezclas de aceite y CO₂ a ambas, altas (>120°F) y bajas temperaturas (<120°F), es mostrada respectivamente en las Figuras 29 y 30, mediante un diagrama de presión/composición (P/X) y diagramas ternarios⁴⁹. Dependiendo de la presión, temperatura y composición, mezclas de aceite + CO₂ pueden exhibir un comportamiento cercano al punto crítico incluyendo equilibrios multifásicos que van desde equilibrios en 2 fases liquido-vapor (Figuras 29a y 29b) hasta

⁴⁹ BISHOP, D.L., WILLIAMS, M. E., GARDNER, S. E., SMITH, D. P., COCHRANE, T. D. Vertical Conformance in a mature carbonate CO₂-Flood :Salt Creek Field unit, Texas. SPE 88720, October 2004.

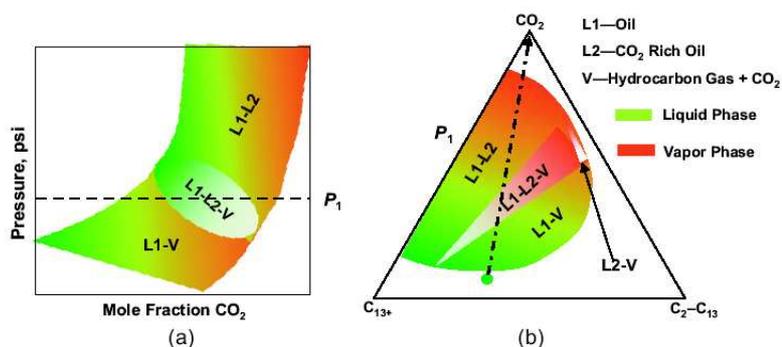
equilibrios más complejos de dos o tres fases, liquido/liquido o liquido/liquido/vapor, tal como se observa en las Figuras 30a y 30b. Como se observa en la Figura 29, el límite del diagrama de fases del aceite + CO₂ en la región crítica es abrupta. Las propiedades del fluido también varían significativamente en esta región con pequeños cambios en las condiciones de operación o composición del fluido. Pruebas PVT para evaluar los procesos de inyección de CO₂ deben ser diseñados para adquirir una alta precisión de la data PVT para el modelamiento de estos comportamientos de fases complejos. La interpretación de la data y el modelamiento son igualmente retadores.

Figura 29. Diagrama ternario y diagrama presión/composición CO₂ + Oil a T>120°F



FUENTE: NAGARAJAN, N.R., HONARPOUR, M.M., and SAMPATH, K. Reservoir - Fluid sampling and characterization - Key to efficient reservoir management. JPT, August 2007.

Figura 30. Diagrama ternario y diagrama presión/composición CO₂ + Oil a T<120°F



FUENTE: NAGARAJAN, N.R., HONARPOUR, M.M., and SAMPATH, K. Reservoir - Fluid sampling and characterization - Key to efficient reservoir management. JPT, August 2007

Estudios especiales PVT fueron realizados para adquirir datos de equilibrio en las mezclas CO₂ + gas de separador + aceite de yacimiento usando diferentes mezclas de gases como fluido desplazante. Las pruebas PVT incluyeron esencialmente pruebas de hinchamiento (Inyección de 100% de CO₂, 50% de CO₂ + 50% de gas de separador y 5% de CO₂ (gas de separador actual)); adicionalmente se obtuvieron resultados mediante la inyección de gas de separador en el slim tube.

Varias inyecciones de solvente para cada una de las mezclas de gas estudiadas, en concentraciones que van desde un bajo porcentaje molar (10%) hasta un 70% molar, fueron usados en las pruebas de hinchamiento determinando presiones de saturación, densidad, y viscosidad como función de presión y concentración de solvente. Las fracciones volumétricas de gas y líquido y las composiciones en la región de dos fases también fueron medidas a varias presiones como función de la concentración de solvente para cada uno de los gases inyectados.

4.4.2 Interpretación y Análisis de Resultados de las pruebas de hinchamiento

Los estudios de hinchamiento involucran análisis de expansión a composición constante (CCE) las cuales fueron realizados después de cada inyección de gas y donde las propiedades como la presión de saturación, densidad y factores de hinchamiento resultantes fueron determinadas, como se reportan en las 10,11 y 12 para cada uno de los procesos de inyección. Si se observa, un estudio de hinchamiento de seis etapas fue realizado en la inyección de 100% de CO₂, mediante la adición de volúmenes incrementales medidos (moles) del gas de inyección, desde un 20% hasta un 65%, al fluido recombinado. Volúmenes de gas y aceite fueron también medidos y los resultados son tabulados en la Tabla 13 para el caso de la inyección con 100% CO₂, y se muestran gráficamente en las Figuras 31, 32 y 33 para cada uno de los casos.

Tabla 10. Resumen del Estudio de hinchamiento con 100% CO₂

Swelling Step % Molar	Type of Fluid	Saturation Pressure	Swelling Fact	Density At Psat
Fluido original		4415	1.0000	0.5706
First Stage (20%)	Bubble	4648	1.1694	0.5785
Second stage (35%)	Bubble	4821	1.3166	0.5895
Third stage (40%)	Bubble	4875	1.3658	0.5941
Fourth stage (45%)	Dew	5000	1.4415	0.5970
Fifth Stage (55%)	Dew	5435	1.6549	0.6175
Sixth stage (65%)	Dew	6066	1.9363	0.6532
Cross Check				
Second stage (35%)	Bubble	4839	1.3106	0.5878
Fifth Stage (55%)	Dew	5000	1.664	0.6176

Tabla 11. Resumen del Estudio de hinchamiento con 50% CO₂

Swelling Step % Molar	Type of Fluid	Saturation Pressure	Swelling Fact	Density At Psat
Fluido original		4415	1.0000	0.5706
First Stage (15%)	Bubble	4785	1.0990	0.5602
Second stage (30%)	Bubble	5155	1.2357	0.5532
Third stage (45%)	Dew	5595	1.4476	0.5445
Fourth stage (55%)	Dew	6181	1.6536	0.5422
Fifth Stage (65%)	Dew	7166	1.9235	0.5547
Cross Check				
Second stage (40%)	Bubble	5401	1.3536	0.5521
Fifth Stage (50%)	Dew	5963	1.5553	0.5421

Tabla 12. Resumen del Estudio de hinchamiento con gas de separador actual .

Swelling Step % Molar	Type of Fluid	Saturation Pressure	Swelling Fact	Density At Psat
Original Fluid			1.0000	
First Stage (10%)	Bubble	5171	1.0686	0.5581
Second stage (20%)	Bubble	5321	1.1559	0.5411
Third stage (30%)	Bubble	5551	1.2630	0.5252
Fourth stage (35%)	Bubble	5697	1.3438	0.5102
Fifth Stage (40%)	Dew	5826	1.3998	0.5088
Sixth Stage (50%)	Dew	6460	1.5877	0.4923
Seventh Stage (60%)	Dew	7270	1.87738	0.4718
Eighth stage (70%)	Dew	8027	2.37101	0.44674

Figura 31. Cambios en el tipo de fluido, Presiones de saturación y Saturación de líquidos del Estudio de hinchamiento con 100% CO₂.

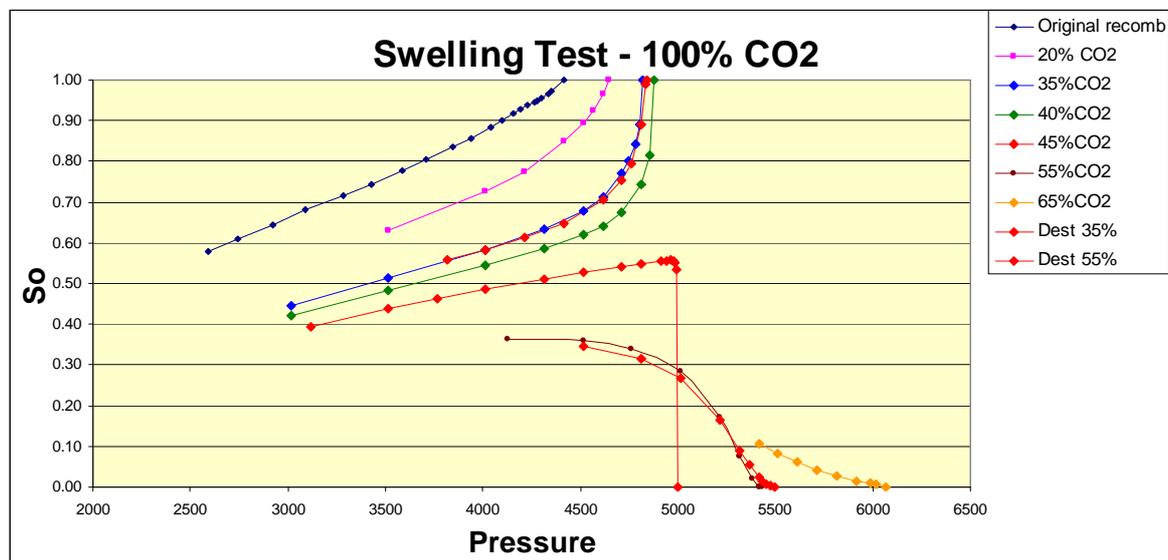


Figura 32. Cambios en el tipo de fluido, Presiones de saturación y Saturación de líquidos del Estudio de hinchamiento con 50% CO₂.

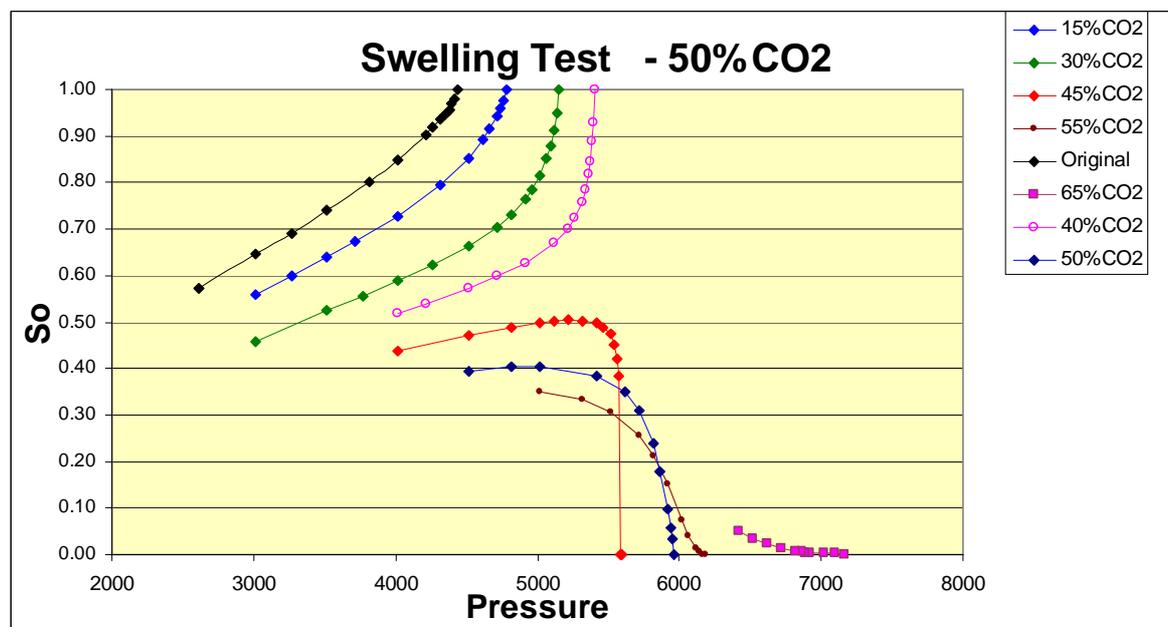
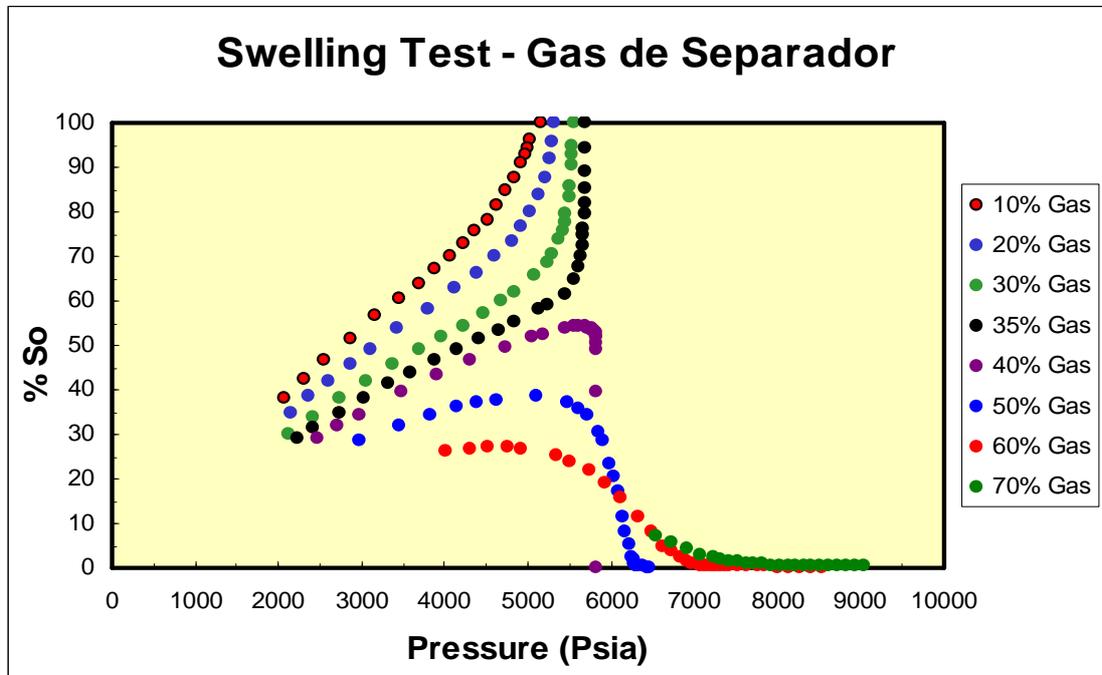


Tabla 13. Saturación de fluidos para cada inyección para el caso de pruebas de hinchamiento con 100% CO₂.

Original Fluid		Swelling 20%		Swelling 35%		Swelling 40%		Swelling 45%		Swelling 55%		Swelling 65%	
Pressure	Liquid Volume	Pressure	Liquid Volume	Pressure	Liquid Volume	Pressure	Liquid Volume	Pressure	Liquid Volume	Pressure	Liquid Volume	Pressure	Liquid Volume
Psia	Fraction	Psia	Fraction	Psia	Fraction	Psia	Fraction	Psia	Fraction	Psia	Fraction	Psia	Fraction
4415	1.0000000	4648	1.0000000	4821	1.0000000	4875	1.0000000	5000	0.0000000	5435	0.0000000	6066	0.0000000
4352	0.9721233	4615	0.9662070	4803	0.8890405	4853	0.8145679	4995	0.5330003	5420	0.0000000	6016	0.0070267
4336	0.9665364	4565	0.9259777	4783	0.8438535	4815	0.7422446	4985	0.5499410	5415	0.0000000	5991	0.0086093
4303	0.9553716	4515	0.8948234	4745	0.8005164	4715	0.6740017	4980	0.5531155	5380	0.0202578	5916	0.0135701
4281	0.9498584	4415	0.8478811	4715	0.7714625	4615	0.6404579	4965	0.5583642	5315	0.0748903	5815	0.0266575
4261	0.9443946	4215	0.7753440	4615	0.7131352	4515	0.6186180	4940	0.5553532	5215	0.1696363	5715	0.0423529
4227	0.9367018	4015	0.7263147	4515	0.6774430	4315	0.5858810	4915	0.5538866	5015	0.2835700	5615	0.0613053
4195	0.9274501	3515	0.6312019	4315	0.6352017	4015	0.5461488	4815	0.5482652	4765	0.3392754	5515	0.0820708
4154	0.9178106			4015	0.5825552	3515	0.4843034	4715	0.5414046	4515	0.3586530	5415	0.1078098
4100	0.9011934			3515	0.5148214	3015	0.4216761	4515	0.5270016	4125	0.3625452		
4041	0.8842402			3015	0.4459925			4315	0.5108353				
3940	0.8572536							4015	0.4859287				
3843	0.8342094							3765	0.4618689				
3706	0.8036419							3515	0.4368721				
3585	0.7762252							3115	0.3935462				
3427	0.7439727												
3284	0.7149010												
3088	0.6799542												
2919	0.6444545												
2741	0.6090736												

Figura 33. Cambios en el tipo de fluido, Presiones de saturación y Saturación de líquidos del Estudio de hinchamiento con Gas de Separador.



Para comparar la variación de las propiedades masicas, molares y volumétricas se ha tomado como referencia la prueba de hinchamiento con 100% de CO₂. En ella, una muestra de la sexta etapa de la prueba con 65% molar (Ver Tabla 10), a condiciones por encima de la presión de saturación fue tomada para análisis composicional y luego fue llevada condiciones de equilibrio liquido-vapor de 4500 psia and 263 °F. Una comparación de la composición total medida y calculada es observada en la Tabla 14, y comparada gráficamente en la Figura 34.

Una segunda serie de inyecciones de gas fue ejecutada sobre el fluido recombinado a 263°F con el objetivo de obtener chequeos de control de calidad para el análisis de conservación de masa. Información correspondiente a cada inyección de solvente (35 y 55%) puede ser encontrado en la Tabla 10. Un resumen de los resultados de los análisis máxicos, volumétricos y composicionales fue realizado a 4500 psia and 263°F.

Figura 34. Comparación de composiciones medidas y calculadas con la inyección de 100% CO₂.

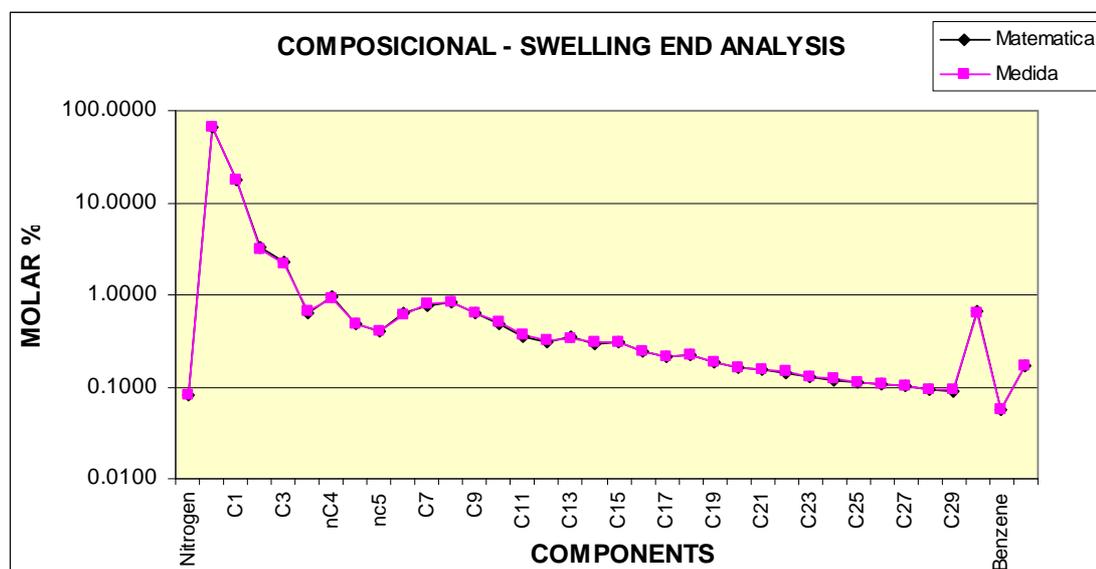


Tabla 14. Comparación de composiciones medidas y calculadas con la inyección de 100 % CO₂.

ANÁLISIS DEL FLUIDO FINAL OBTENIDO			
	Matemática	Medida	Diferencia
	65% Molar	65% Molar	Matemática - Medida
	Mol%	Mol%	
Nitrogen	0.0805	0.0826	-2.53
CO ₂	66.4496	66.7182	-0.40
C ₁	17.5716	17.5126	0.34
C ₂	3.2058	3.1067	3.09
C ₃	2.2940	2.2071	3.79
iC ₄	0.6437	0.6557	-1.86
nC ₄	0.9648	0.9207	4.57
iC ₅	0.4914	0.4726	3.82
nc ₅	0.3985	0.3953	0.79
C ₆	0.6235	0.6128	1.71
C ₇₊	7.2765	7.3156	-0.54
C ₁₀₊	4.8257	4.8399	-0.29
C ₁₅₊	3.0269	3.0150	0.39
C ₂₀₊	1.8547	1.8472	0.40
C ₂₅₊	1.1561	1.1318	2.10
C ₃₀₊	0.6510	0.6218	4.49

La Tabla 15 resume un análisis comparativo de las composiciones obtenidas de un flash realizado a 4500 psia y temperatura de yacimiento tanto para la

fase vapor, fase líquida, y la recombinada, las cuales pueden ser vistas gráficamente en las Figuras 35, 36 y 37. Estos resultados comparan muy bien con la primera serie. Un análisis de viscosidad fue corrido en el líquido remanente después de cada prueba de hinchamiento. Un resumen de esta data puede ser observada en la Tabla 16 y en la Figura 38.

Tabla 15. Comparación de composiciones de la prueba inicial de hinchamiento y las dos destructivas en el caso de inyección de 100% CO₂.

Componente	FLUIDO RECOMBINADO			FASE VAPOR			FASE LIQUIDA		
	Swell 1 65% Molar	Destruc 1 35% Molar	Destruc 2 55% Molar	Swell 1 65% Molar	Destruc 1 35% Molar	Destruc 2 55% Molar	Swell 1 65% Molar	Destruc 1 35% Molar	Destruc 2 55% Molar
Nitrogen	0.08257	0.14709	0.1047	0.08303	0.17685	0.1047	0.06064	0.13623	0.1196
CO2	66.71819	36.72924	56.2561	68.42684	41.17638	56.2561	56.64690	34.23065	48.6284
C1	17.51260	33.37205	23.13056	18.07948	36.70387	23.13056	16.48431	31.69308	20.19541
C2	3.10673	5.98352	4.2288	3.24896	6.14181	4.2288	2.93795	6.07325	4.3434
C3	2.20710	4.07742	2.8257	2.32425	4.17716	2.8257	1.82217	4.23727	3.0222
iC4	0.65569	1.20452	0.8169	0.61780	0.98411	0.8169	0.67162	1.25866	0.8155
nC4	0.92075	1.75166	1.2812	0.88832	1.42610	1.2812	1.16753	1.91195	1.3355
iC5	0.47261	0.91934	0.6292	0.44421	0.74633	0.6292	0.58611	1.02961	0.6623
nC5	0.39533	0.76853	0.5092	0.37480	0.58489	0.5092	0.49307	0.78069	0.5694
C6	0.61281	1.16430	0.8206	0.51890	0.74461	0.8206	0.93825	1.33066	1.1474
C7+	7.31563	13.88234	9.3971	4.99342	7.13788	9.3971	18.19145	17.31795	19.1610
C10+	4.83993	9.18179	6.2941	2.87691	4.38374	6.2941	14.00327	11.67159	14.2022
C15+	3.01503	5.76658	3.9855	1.49167	2.19173	3.9855	10.15265	7.58365	10.1662
C20+	1.84721	3.53595	2.4544	0.71086	1.00923	2.4544	7.02985	4.83695	6.8118
C25+	1.13183	2.19579	1.5146	0.34153	0.45321	1.5146	4.73211	3.09713	4.4635
C30+	0.62182	1.23491	0.8488	0.13648	0.14192	0.8488	2.83120	1.79108	2.6651
Peso Molecular	52.04	59.42	54.47	45.8130	43.4830	54.4710	80.28	67.50	79.23

Figura 35. Comparación de composiciones de la prueba inicial de hinchamiento y las dos destructivas en el caso de inyección de 100% CO₂ en una sola fase.

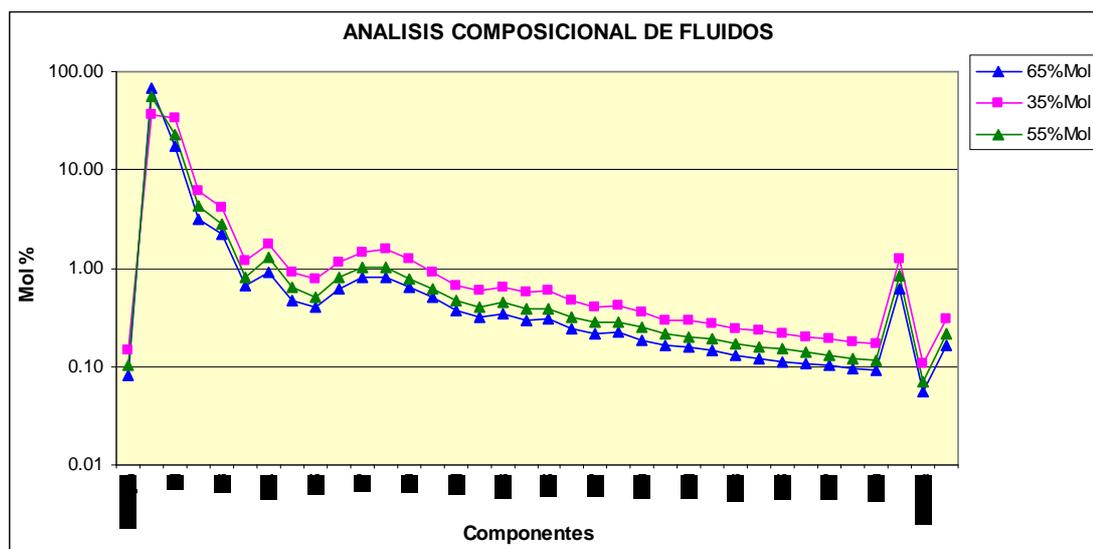


Figura 36. Comparación de composiciones de la prueba inicial de hinchamiento y las dos destructivas en el caso de inyección de 100% CO₂ en la fase líquida.

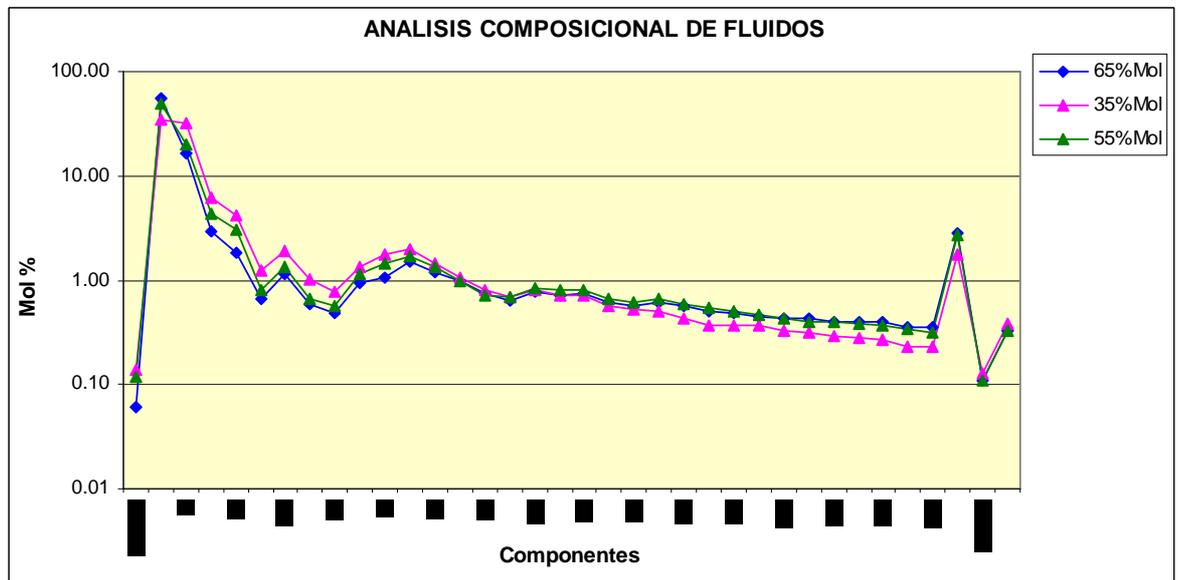


Figura 37. Comparación de composiciones de la prueba inicial de hinchamiento y las dos destructivas en el caso de inyección de 100% CO₂ en la fase vapor.

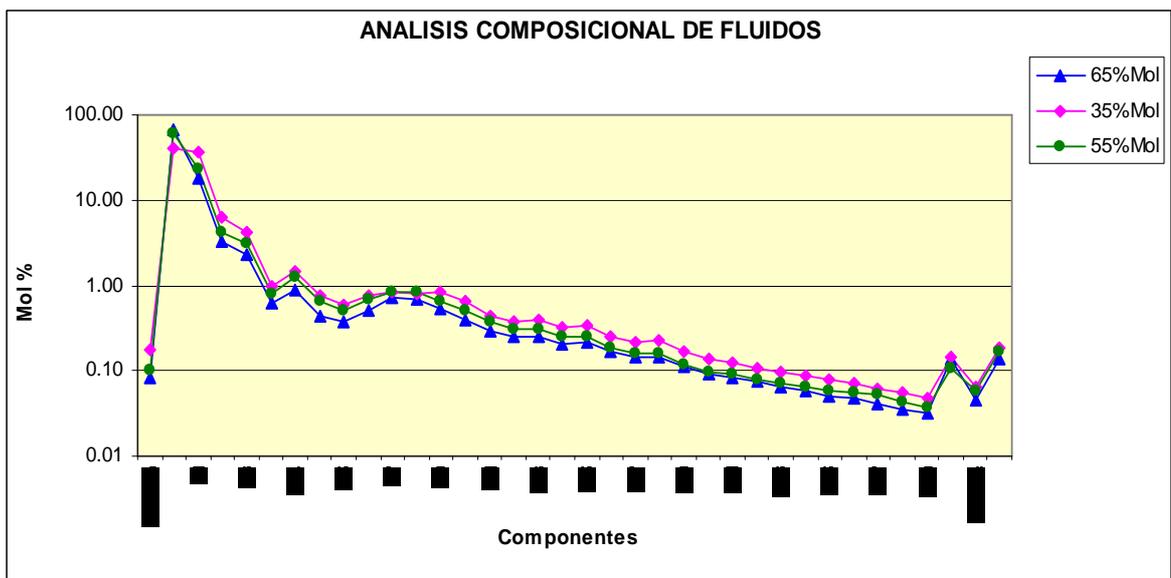
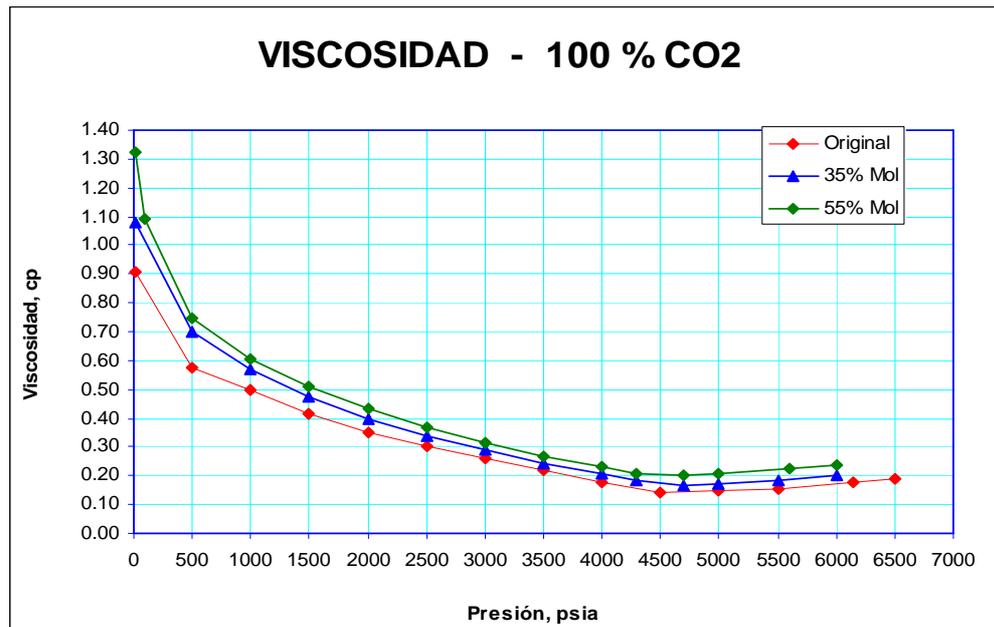


Tabla 16. Comparación de los cambios de viscosidad del fluido original de yacimiento y las dos destructivas en el caso de inyección de 100% CO₂.

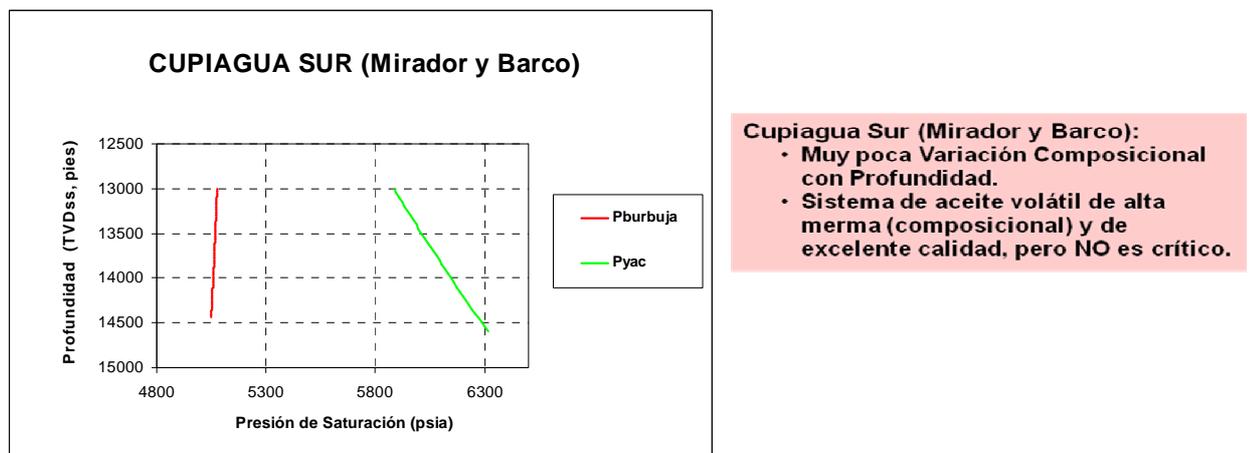
Fluido Original		Destructiva 1 35% Molar		Destructiva 2 55% Molar	
Presión Psia	Viscosidad cp	Presión Psia	Viscosidad cp	Presión Psia	Viscosidad cp
6500	0.1890	6000	0.2030	6000	0.2400
6140	0.1775	5500	0.1860	5600	0.2240
5500	0.1570	5000	0.1720	5000	0.2090
5000	0.1486	4700	0.1640	4700	0.2030
4500	0.1442	4300	0.1810	4300	0.2070
4000	0.1790	4000	0.2060	4000	0.2310
3500	0.2200	3500	0.2450	3500	0.2690
3000	0.2610	3000	0.2930	3000	0.3170
2500	0.3000	2500	0.3360	2500	0.3690
2000	0.3490	2000	0.4000	2000	0.4340
1500	0.4170	1500	0.4750	1500	0.5100
990	0.4995	1000	0.5680	1000	0.6060
500	0.5770	500	0.6980	500	0.7490
15	0.9080	15	1.0810	100	1.0900
				15	1.3200

Figura 38. Comparación de los cambios de viscosidad del fluido original de yacimiento y las dos destructivas en el caso de inyección de 100% CO₂.



Los nuevos datos no confirman la interpretación anterior (1999) para el sistema de fluidos de la formación Mirador, debido a que los nuevos datos generados cambian la forma de la curva del gradiente. Una vez la presión de yacimiento disminuye hacia la presión de saturación se produce una importante reducción de la producción de líquido, por lo tanto es importante mantener la presión de yacimiento lo suficientemente alta como se pueda para mantener el recobro del campo.

Figura 39. Interpretación de 1999 del sistema de fluidos de la formación Mirador.



FUENTE: LEE, Sheng-Tai. Development of a 12-component equation of state and composition-versus-depth table for Volatile field development. BP report presented in August, 1999.

Para el caso de la referencia (100% CO₂), la prueba de hinchamiento indica que una mol de aceite volátil original se convierte en gas condensado una vez se le inyecten 0.45 moles de solvente. Esto puede ser apreciado en la Figura 31 donde se detallan los cambios en los perfiles de la curva de saturación de aceite, en ella cada set de puntos corresponde a diferentes porcentajes molares de solvente.

Los resultados de las pruebas de contacto múltiples confirman la efectividad de la inyección de gas para remover los componentes livianos del aceite remanente mejorando así el recobro. Como se espera la inyección de gas no solo trabaja como mantenimiento de presión sino que también al contactar la columna de aceite, éste se vuelve más rico y el gas que puede irrumpir en los productores arrastrará una buena cantidad de aceite.

4.4.3 Interpretación y Análisis de Resultados en el Slim tube.

a. Presión de 4525 psi

Se presenta un incremento de la presión de inyección necesaria para ejercer el desplazamiento de fluidos a través del medio poroso, que llegó hasta un valor de 4571 psi a los 3.86 VP de gas inyectado a partir del cual comenzó a disminuir, pero, la irrupción del gas se manifestó a los 6.74 VP inyectados con un FR del 44%. Desde la irrupción del gas hasta los 12 VP inyectados solo hubo un incremento del 10% en el FR. El FR final para la presión de 4525 psi fue del 55%.

b. Presión de 5000 psi

La irrupción del gas se presentó a los 0.77 VP inyectados con un FR del 84% que se mantuvo sin incremento hasta los 1.2 VP inyectados. Se puede apreciar que el desplazamiento presentó una irrupción temprana de gas y no debido a la tasa porque el Diferencial de Presión (DP) se mantuvo cerca de 37 psi. Ver Tabla 17.

c. Presión de 6500 psi

Para este ensayo el DP se incrementó a 48 psi, la irrupción del gas se presentó al 1.1 VP inyectado lo que significa que se presentó un buen perfil de desplazamiento a través del medio poroso, llegando a obtener un FR del 90%.

d. Presión de 7500 psi

El diferencial de presión promedio (45 psi) fue muy similar al desplazamiento de 6500 psi, la irrupción de gas se presentó a los 0.78 VP inyectados con un FR del 83 % que se incrementó a 91% en 1.2 VP de gas inyectados.

La representación gráfica de los “End Point” entre el Factor de Recobro y las presiones de ensayo se presentan en la Figura 40. Siguiendo el procedimiento propuesto se unen los puntos de 6500 y 7500 psi con una misma pendiente de curva y los puntos 4525 y 5000 psi presentaron otra pendiente. Gráficamente y por las ecuaciones de cada recta se estableció que la MPM para los fluidos evaluados es de 5080 psi con un FR del 89%. Otro comportamiento típico que corrobora que se ha obtenido la miscibilidad es el incremento del FR a presiones por encima de la MPM, en donde se obtienen incrementos muy pequeños del FR (1%) con incrementos altos de la presión de inyección (6500 y 7500 psi).

5. MODELAMIENTO DE FLUIDOS

Un conocimiento exacto de las propiedades PVT es esencial en los cálculos de ingeniería de producción y de yacimientos. La estimación de reservas, la determinación de los cambios en el yacimiento, la eficiencia en el recobro, optimización de la producción y diseño de los sistemas de producción son algunas de las áreas que requieren una precisa determinación de las propiedades físicas de los fluidos a diferentes condiciones de temperatura y presión. Las propiedades de los fluidos pueden ser medidas por un análisis Presión-Volumen-Temperatura, PVT.

Sin embargo, en muchos casos no existe un reporte PVT que pueda ser utilizado en la vida temprana del yacimiento, ya sea por la falta o pérdida de los datos que lo componen o porque no se realizó debido al costo de los análisis de laboratorio; además, si en el desarrollo inicial del yacimiento se han tomado muestras para realizar los análisis PVT, estas no siempre son representativas de las condiciones en las que se encuentran los fluidos del yacimiento ya que por lo general estas muestras se tomaron en las primeras formaciones de interés, de igual forma si dichas muestras se extrajeron tardíamente, la presión habrá cambiado con el tiempo por lo tanto también las propiedades del fluido; es así como se hace necesario disponer de una herramienta software para determinar dichas propiedades.

Históricamente las correlaciones PVT se han basado en datos de áreas geográficamente restringidas, por lo que presentan limitaciones en cuanto a la validez de estas correlaciones para diferentes tipos de sistemas de hidrocarburos en cuanto a exactitud, rango de aplicabilidad, corrección por componentes no hidrocarburos, etc. Además el comportamiento PVT del crudo es función de la composición, por lo que la directa aplicación de correlaciones sin considerar los efectos de la composición no proporciona resultados satisfactorios. Es entonces evidente, que para determinar la aplicabilidad de las propiedades a una región en particular, es necesario evaluar o ajustar las propiedades PVT actualmente disponibles.

Estas propiedades son muy importantes, incluyéndose la presión de burbuja, la relación gas en solución-aceite, y el factor volumétrico de formación, entre otras. Además, la viscosidad debe ser determinada para cálculos que comprenden el flujo del petróleo a través de la tubería o el medio poroso. Idealmente esas propiedades son determinadas a partir de estudios de laboratorio diseñados para duplicar las condiciones de interés. Sin embargo, a menudo los datos experimentales no están disponibles debido a que no se han podido obtener muestras adecuadas o el horizonte de producción no justifica el costo de un estudio del fluido del yacimiento a profundidad. En estos casos, las propiedades PVT deben ser determinadas por analogía o a través del uso de ecuaciones de estado (EoS).

“El cálculo de reservas en un yacimiento de crudo o la determinación de su rendimiento y economía, requiere de un buen conocimiento de las propiedades físicas de los fluidos. La presión en el punto de burbuja, GOR, factor volumétrico de formación del aceite y compresibilidad son de principal importancia en el cálculo de balance de materiales, donde la viscosidad juega un papel importante en la interpretación de pruebas de producción y en el análisis de problemas de pozo”⁵⁰.

“Un exacto conocimiento de las propiedades PVT es esencial en los cálculos de ingeniería de producción y de yacimientos. La estimación de reservas, la determinación de los cambios en el yacimiento, la eficiencia en el recobro, optimización de la producción y diseño de los sistemas de producción son algunas de las áreas que requieren una precisa determinación de las propiedades físicas de los fluidos a condiciones de temperatura y de presión diferentes”⁵¹.

5.1 ECUACIONES DE ESTADO

Una ecuación estado (EoS) es una expresión analítica que relaciona la presión P con la temperatura T y el volumen V . Una descripción apropiada de esta relación PVT para hidrocarburo reales es esencial en la determinación del

⁵⁰ DE GHETTO, Giambattista, et al. Reliability analysis on PVT correlations. SPE, Paper 28904, 1994.

⁵¹ FRASHAD, F. et al. Empirical PVT correlations for colombian crudes oils. SPE, Paper 24538, 1995.

comportamiento volumétrico y de fases de los fluidos del yacimiento y en predicción del funcionamiento de las instalaciones de separación en superficie.

El ejemplo más conocido y más simple de una ecuación estado es la ecuación ideal del gas, expresada matemáticamente por la expresión:

$$P = \frac{R * T}{V} \dots\dots\dots [5.1]$$

Donde:

P es la presión del sistema, psia.

T es la temperatura del sistema, °R.

R es la constante universal de los gases, 10.73 psi-ft³/lb-mol*°R y

V es el volumen de gas en pies cúbicos por 1 mol de gas.

Esta relación PVT solo es usada para describir el comportamiento volumétrico de gases reales a presiones cercanas a la presión atmosférica para la cual esta fue experimentalmente derivada. La ecuación de estado de Van der Waals⁵² tiene las siguientes suposiciones:

- **Primera suposición:** El volumen de las moléculas del gas es insignificante comparado al volumen del contenedor y a la distancia entre las moléculas.
- **Segunda suposición:** No hay fuerzas atractivas o repulsivas entre las moléculas o las paredes del contenedor.

$$P = \frac{RT}{V - b} - \frac{a}{V^2} \dots\dots\dots [5.2]$$

Las limitaciones extremas de la aplicabilidad de la ecuación 5.1 impulsaron numerosas tentativas de desarrollar una ecuación estado (EoS) conveniente para describir el comportamiento de fluidos reales en rangos extendidos de presión y de temperaturas.

La ecuación de Van der Waals o cualquier otra ecuación de estado puede ser expresada en una forma más generalizada, así:

⁵² VAN DER WAALS, J. D. On the Continuity of the Liquid and Gaseous State. Ph.D. Dissertation, Sigthoff, Leiden, 1873.

$$P = P_{repulsive} - P_{attractive}$$

Donde el término de presión repulsiva es representado por el término $RT/(V-b)$ y el término de presión de atracción es descrito por a/V^2 . Donde los parámetros **a** y **b** son constantes caracterizando las propiedades moleculares de los componentes individuales. El símbolo **a** es considerado una medida de las fuerzas atractivas intermoleculares y **b** es el volumen molecular actual.

La ecuación 5.2 puede también ser expresada en una forma cúbica en términos del volumen V , como sigue:

$$V^3 - \left\{ b + \frac{RT}{p} \right\} * V^2 + \left\{ \frac{a}{p} \right\} * V - \left\{ \frac{ab}{p} \right\} = 0 \quad \dots\dots\dots [5.3]$$

La ecuación 5.3 se refiere generalmente como la ecuación de estado cúbica de dos-parámetros de Van der Waals. El término de dos-parámetros se refiere a los parámetros a y b . El término *ecuación cúbica de estado* implica una ecuación que, si se expande, contendría términos del volumen a la primera, segunda, y tercera potencia. Quizás la característica más significativa de la ecuación 5.3 es su capacidad de describir el fenómeno de condensación de líquidos y el paso del gas a la fase líquida una vez el gas se comprime.

La ecuación 5.3 puede ser expresada en una forma más práctica en términos del factor de compresibilidad Z . Reemplazando el volumen molar V en la ecuación 5.3 con ZRT/p da:

$$Z^3 - (1 + B)Z^2 + AZ - AB = 0 \quad \dots\dots\dots [5.4]$$

Donde

$$A = \frac{ap}{R^2 * T^2} \quad \dots\dots\dots [5.5]$$

$$B = \frac{bp}{R * T} \quad \dots\dots\dots [5.6]$$

Z = Factor de compresibilidad
 p = Presión del sistema, psia
 T = Temperatura del sistema, °R

La ecuación 5.4 resuelve una raíz real en la región una sola fase y tres raíces reales en la región bifásica (donde la presión de sistema iguala la presión del vapor de la sustancia). En el último caso, la raíz más grande corresponde al factor de la compresibilidad de la fase Z_V del vapor, mientras que la raíz positiva más pequeña corresponde a la del líquido Z_L .

La ecuación de estado de Van der Waals, a pesar de su simplicidad, proporciona una descripción correcta, por lo menos en forma cualitativa, del comportamiento PVT de las sustancias en los estados líquidos y gaseosos. Con todo esto no es suficientemente exacta para ser usada convenientemente para propósitos de diseño. Con el rápido desarrollo de computadoras, el acercamiento de la EoS para el cálculo de las propiedades físicas y de equilibrios de fases demuestra ser una herramienta de gran alcance, de ahí que mucha energía ha sido dedicada al desarrollo de nuevas y exactas ecuaciones estado.

Estas ecuaciones, muchas de ellas una modificación de la ecuación de Van der Waals, tienen varias gamas en complejidad que van desde las expresiones más simples que contienen 2 o 3 parámetros a las formas complicadas que contienen más de 50 parámetros. Aunque la complejidad de cualquier ecuación estado no presenta ningún problema de cómputo, la mayoría de los autores prefieren conservar la simplicidad encontrada en la ecuación cúbica de Van der Waals mientras que mejoran su exactitud con modificaciones. Todas las ecuaciones estado se desarrollan generalmente para los líquidos puros primero, y en seguida se amplían a las mezclas con el uso de reglas de mezcla. Estas reglas de mezcla son simplemente medios de calcular los parámetros de la mezcla equivalentes a los de sustancias puras.

Uno de los hitos más significativos en el desarrollo de las ecuaciones estado cúbicas fue la publicación de Soave⁵³ de una modificación a la evaluación del parámetro a en el término atractivo de la presión de la ecuación de Redlich-

⁵³ SOAVE, G. Equilibrium Constants from a Modified Redlich-Kwong Equation of State. Chem. Eng. Sci., 1972, Vol. 27.

Kwong⁵⁴. Soave substituyó el término $a/T^{0.5}$ en la ecuación 5.2 por un término dependiente de temperatura generalizado, según lo denotado por $(a\alpha)$, para dar:

$$p = \frac{RT}{V - b} - \frac{a\alpha}{V(V + b)} \quad \dots\dots\dots [5.7]$$

Donde α es un factor adimensional que llega a ser uno cuando $T = T_c$. A temperaturas diferentes de la temperatura crítica, el parámetro α es definido por la siguiente expresión:

$$\alpha = [1 + m(1 - \sqrt{T_r})]^2 \quad \dots\dots\dots [5.8]$$

El parámetro m es correlacionado con el factor acéntrico así:

$$m = 0.480 + 1.574\omega - 0.176\omega^2 \quad \dots\dots\dots [5.9]$$

Donde T_r = temperatura reducida T/T_c
 ω = factor acéntrico de la sustancia
 T_c = temperatura crítica del sistema, °R

Introduciendo el factor de compresibilidad Z y reemplazando el volumen molar V en la ecuación con (ZRT/p) y re arreglando, tenemos:

$$Z^3 - Z^2 + (A - B - B^2)Z - AB = 0 \quad \dots\dots\dots [5.10]$$

Con:

$$A = \frac{(a\alpha)p}{(RT)^2} \quad \dots\dots\dots [5.11]$$

$$B = \frac{bp}{R^*T} \quad \dots\dots\dots [5.12]$$

⁵⁴ REDLICH, O., and KWONG, J. On the Thermodynamics of Solutions. An Equation of State. Fugacities of Gaseous Solutions. Chem. Rev., Vol. 44,1949.

Donde p = presión del sistema, psia

T = temperatura del sistema, °R

$R = 10.730$ psia ft³/lb-mol-°R

5.1.1 Ecuación de Estado de Peng-Robinson y sus Modificaciones

Peng y Robinson⁵⁵ condujeron un estudio para evaluar el uso de la ecuación de estado de Soave (SRK) para predecir el comportamiento de los sistemas de hidrocarburos. Ilustraron la necesidad de una mejora en la habilidad de la ecuación de estado para predecir densidades líquidas y otras propiedades del fluido particularmente en la vecindad de la región crítica. Como una base para crear un modelo mejorado, Peng -Robinson propusieron la siguiente expresión:

$$p = \frac{RT}{V - b} - \frac{a\alpha}{V(V + b)^2 - cb^2} \quad \dots\dots\dots [5.13]$$

donde a , b , y el α tienen la misma significado que tienen en el modelo SRK, y el parámetro c es un número entero optimizado analizando los valores de los dos términos Z_c y b/V_c según lo obtenido de la ecuación. Está generalmente aceptado que Z_c debe estar cerca de 0.28 y que b/V_c debe ser aproximadamente 0.26. Un valor optimizado de $c = 2$ dio $Z_c = 0.307$ y $(b/V_c) = 0.253$.

De acuerdo con este valor de c , Peng - Robinson propusieron la siguiente ecuación estado (PR):

$$p = \frac{RT}{V - b} - \frac{a\alpha}{V(V + b) + b(V - b)} \quad \dots\dots\dots [5.14]$$

Bajo las condiciones de punto crítico clásico sobre la ecuación 5.14 y resolviendo para los parámetros a y b , se obtiene:

$$a = \Omega_a \frac{R^2 T_c^2}{P_c} \quad \dots\dots\dots [5.15]$$

⁵⁵ PENG, D., and ROBINSON, D. A New Two Constant Equation of State. Ind. Eng. Chem. Fund., Vol. 15, No. 1, 1976.

$$b = \Omega_b \frac{RT_c}{P_c} \dots\dots\dots [5.16]$$

Donde $\Omega_a = 0.45724$ y $\Omega_b = 0.07780$. Esta ecuación predice un factor de compresibilidad crítico del gas universal Z_c de 0.307 comparado a 0.333 para el modelo SRK. Peng - Robinson también adoptaron la aproximación de Soave para el cálculo parámetro dependiente de temperatura α :

$$\alpha = \left[1 + m(1 - \sqrt{T_r})\right]^2 \dots\dots\dots [5.17]$$

Donde

$$m = 0.3796 + 1.54226\omega - 0.2699\omega^2 \dots\dots\dots [5.18]$$

Peng -Robinson⁵⁶ propusieron la siguiente expresión modificada para m la cual es recomendada para componentes pesados con valores acéntricos $w > 0.49$:

$$m = 0.379642 + 1.48503\omega - 0.1644\omega^2 + 0.016667\omega^3 \dots\dots\dots [5.19]$$

Reareglando la ecuación 5.14 en la forma del factor de compresibilidad permite obtener:

$$Z^3 + (B - 1)Z^2 + (A - 3B^2 - 2B)Z - (AB - B^2 - B^3) = 0 \dots\dots\dots [5.20]$$

Donde **A** y **B** son dados por las ecuaciones 5.11 y 5.12 para componentes puros.

Algunas de las ecuaciones de estado que se usan más frecuentemente en la industria petrolera para calcular propiedades físicas, el equilibrio vapor-líquido de mezclas de hidrocarburos y para modelar su comportamiento termodinámico son las que se muestran en la Tabla 18.

⁵⁶ PENG, D., and ROBINSON, D. Two and Three Phase Equilibrium Calculations for Coal Gasification and Related Processes. ACS Symposium Series, No. 133, Thermodynamics of Aqueous Systems with Industrial Applications. Washington, DC: American Chemical Society, 1980

Tabla 18. Ecuaciones de estado generalizadas

Nombre	Ecuación	Constantes y Funciones de la Ecuación
(1) Ley de Gases Ideales	$P = \frac{RT}{v}$	Ninguna
(2) Generalizada	$P = \frac{ZRT}{v}$	$Z = Z\{P_r, T_r, Z_c \text{ o } \omega\}$
(3) Redlich-Kwong (R-K)	$P = \frac{RT}{v-b} - \frac{a}{v^2 + bv}$	$b = 0.08664RT_c / P_c$ $a = 0.42748R^2T_c^{2.5} / P_cT^{0.5}$
(4) Soave-Redlich-Kwong (S-R-K)	$P = \frac{RT}{v-b} - \frac{a}{v^2 + bv}$	$b = 0.08664RT_c / P_c$ $a = 0.42748R^2T_c^2 [1 + f_\omega(1 - T_r^{0.5})]^2 / P_c$ $f_\omega = 0.48 + 1.574\omega - 0.176\omega^2$
(5) Peng-Robinson (P-R)	$P = \frac{RT}{v-b} - \frac{a}{v^2 + 2bv - b^2}$	$b = 0.077880RT_c / P_c$ $a = 0.45724R^2T_c^2 [1 + f_\omega(1 - T_r^{0.5})]^2 / P_c$ $f_\omega = 0.37464 + 1.54226\omega - 0.26992\omega^2$

FUENTE: Universidad de Tulsa

Donde el factor de compresibilidad **Z** es función de Pr, Tr y el factor de compresibilidad crítico Zc. El factor acéntrico **w** es determinado de datos experimentales PVT.

Elliot y Daubert⁵⁷ indicaron que el coeficiente de interacción binario óptimo kij reduciría al mínimo el error en la representación de todas las propiedades termodinámicas de una mezcla. Las propiedades de particular interés en los cálculos del equilibrio de fases incluyen la presión del punto de burbuja, la presión del punto de rocío, y las constantes de equilibrio. Los autores propusieron un sistema de relaciones para determinar los coeficientes de interacción binaria para mezclas asimétricas que contienen metano, N₂, CO₂, y H₂S. Refiriendo al componente principal como el **i** y la otra fracción como **j**, Elliot y Daubert propusieron las siguientes expresiones:

⁵⁷ ELLIOT, J., and DAUBERT, T. Revised Procedure for Phase Equilibrium Calculations with Soave Equation of State. Ind. Eng. Chem. Process Des. Dev., Vol. 23, 1985.

- Para sistemas de N₂:

$$k_{ij} = 0.107089 + 2.9776k_{ij}^- \dots \dots \dots [5.21]$$

- Para sistemas con CO₂:

$$k_{ij} = 0.08058 - 0.77215k_{ij}^- - 1.8404\left(k_{ij}^-\right)^2 \dots \dots \dots [5.22]$$

- Para sistemas con H₂S:

$$k_{ij} = 0.07654 + 0.01792k_{ij}^- \dots \dots \dots [5.23]$$

- Para sistemas con metano con componentes de 10 carbonos o más:

$$k_{ij} = 0.17985 - 2.6958k_{ij}^- - 10.853\left(k_{ij}^-\right)^2 \dots \dots \dots [5.24]$$

Donde

$$k_{ij}^- = \frac{-(\varepsilon_i - \varepsilon_j)^2}{2\varepsilon_i\varepsilon_j} \dots \dots \dots [5.25]$$

y

$$\varepsilon_i = \frac{0.480453\sqrt{a_i}}{b_i} \dots \dots \dots [5.26]$$

Los dos parámetros **ai** y **bi** en la ecuación 5.26 fueron previamente definidos por las ecuaciones 5.15 y 5.16.

Una mezcla asimétrica se define como una en el cual dos de los componentes son considerablemente diferentes en su comportamiento químico. Las mezclas de metano con hidrocarburos de 10 o más átomos de carbono se pueden considerar asimétricos. Las mezclas que contienen los gases tales como nitrógeno o hidrógeno son asimétricas.

La desventaja principal en la EoS - SRK es que el factor de compresibilidad crítico adquiere una compresibilidad crítica universal poco realista de 0.333 para todas las sustancias. Por lo tanto, los volúmenes molares típicamente se sobrestiman, y por lo tanto, se subestiman las densidades.

Peneloux y otros⁵⁸ desarrollaron un procedimiento para mejorar las predicciones volumétricas de la EoS, introduciendo un parámetro de corrección del volumen c_i en la ecuación. Este tercer parámetro no cambia las condiciones de equilibrio vapor-líquido determinadas por la ecuación sin modificar SRK, por ejemplo, la constante de equilibrio K_i , pero él modifica los volúmenes del líquido y del gas. La metodología propuesta, conocida como el *método de translación de volumen*, utiliza las siguientes expresiones:

$$V_{corr}^L = V^L - \sum (x_i c_i) \quad \dots\dots\dots [5.27]$$

$$V_{corr}^V = V^V - \sum (y_i c_i) \quad \dots\dots\dots [5.28]$$

Donde:

V^L = volumen molar de líquido sin corregir, ejemplo., $V_L = Z_L RT/p$, ft³/mol.

V^V = volumen molar de gas sin corregir $V_v = Z_v RT/p$, ft³/mol.

V_{corr}^L = volumen molar de líquido corregido, ft³/mol.

V_{corr}^V = volumen molar de gas corregido, ft³/mol.

x_i = fracción molar del componente i en la fase líquida.

y_i = fracción molar del componente i en la fase gas.

Los autores propusieron seis diferentes esquemas para el cálculo del factor de corrección c_i para cada componente. Para los líquidos del petróleo y los hidrocarburos pesados, Peneloux y otros (1982) sugirieron que el mejor parámetro que correlaciona el factor de corrección c_i es el factor de compresibilidad de Rackett Z_{RA} . El factor de corrección entonces es definido matemáticamente por la siguiente relación:

⁵⁸ PENELOUX, A., RAUZY, E., and FREZE, R. A Consistent Correlation for Redlich-Kwong-Soave Volumes. Fluid Phase Equilibria, Vol. 8, 1982.

$$c_i = 4.43797878(0.29441 - Z_{RA})T_{ci} / P_{ci} \dots\dots\dots [5.29]$$

Donde c_i = factor de corrección del componente i , ft³/lb-mol

T_{ci} = temperatura crítica del componente i , °R

p_{ci} = presión crítica del componente i , psia

El parámetro Z_{RA} es una constante única para cada compuesto. Los valores de Z_{RA} son en general no muy diferentes de los de los factores críticos de compresibilidad Z_c . Si sus valores no están disponibles, Peneloux y otros. (1982) propusieron la siguiente correlación para calcular el c_i :

$$c_i = (0.0115831168 + 0.411844152\omega) \left[\frac{T_{ci}}{P_{ci}} \right] \dots\dots\dots [5.30]$$

Donde ω_i = factor acéntrico del componente i .

5.1.2 Esquemas de subdivisión (splitting) y agrupamiento (lumping) de la fracción pesada.

Las fracciones pesadas del hidrocarburo que abarcan una porción significativa de los fluidos naturales de los crudos crean problemas importantes al predecir las propiedades termodinámicas y el comportamiento volumétrico de estos fluidos mediante las ecuaciones estado. Estos problemas se presentan debido a la dificultad de caracterizar correctamente las fracciones más (extremos pesados) en términos de sus propiedades críticas y factores acéntricos.

Whitson⁵⁹ y Maddox y Erbar⁶⁰, entre otros, han mostrado efectos distintos del procedimiento de caracterización de las fracciones pesadas en la predicción de las correlaciones PVT por ecuaciones de estado. Generalmente, estas fracciones pesadas indefinidas más, conocidas comúnmente como las fracciones de C₇₊, contienen un número indefinido de componentes con un número de carbón

⁵⁹ WHITSON, C. Characterizing Hydrocarbon Plus Fractions. EUR Paper 183 presented at the European Offshore Petroleum Conference, London, Oct. 21–24, 1980.

⁶⁰ MADDOX, R. N., and ERBAR, J. H. Gas Conditioning and Processing, Vol. 3. Advanced Techniques and Applications. Norman, 1982.

más alto que el C₆. El peso molecular y la gravedad específica de la fracción de C₇₊ pueden ser los únicos datos medidos disponibles.

En ausencia de datos analíticos detallados para la fracción pesada en una mezcla del hidrocarburo, conclusiones y predicciones erróneas pueden ser obtenidas si la fracción pesada se utiliza directamente como solo componente en los cálculos del comportamiento de fases de la mezcla. Numerosos autores han indicado que estos errores pueden ser reducidos substancialmente “partiendo” o “analizando” la fracción pesada en un número manejable de las fracciones (pseudo-componentes) para los cálculos de la ecuación de estado.

El problema, luego, es como dividir adecuadamente la fracción C₇₊ en un número de pseudocomponentes caracterizados por:

- Fracción Molar
- Peso Molecular
- Gravedad específica

La apropiada caracterización de estas propiedades, deberá ajustar las propiedades de la fracción pesada medidas, como por ejemplo, (MW)₇₊ and (Z)₇₊.

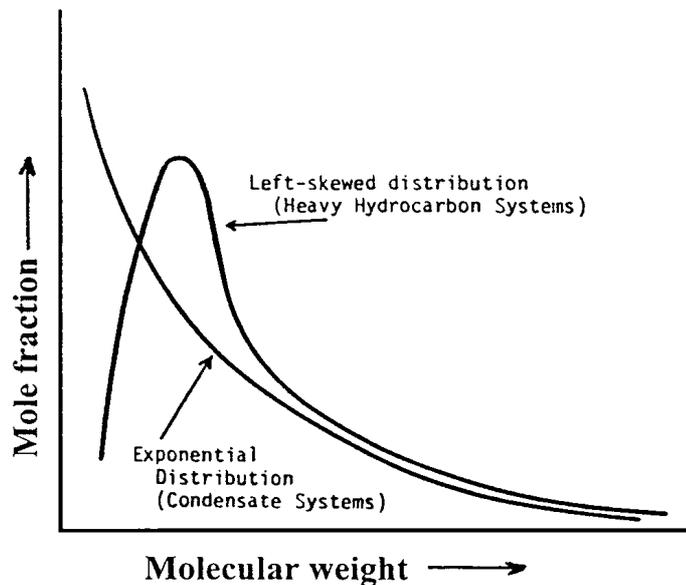
5.1.2.1 Esquemas de Subdivisión (Splitting Schemes)

Los esquemas de splitting se refieren a los procedimientos de dividir las fracciones del heptano-plus en grupos del hidrocarburo con un solo número de carbón (C₇, C₈, C₉, etc.) y son descritas por las mismas propiedades físicas usadas para los componentes puros. Varios autores han propuesto diversos esquemas para ampliar el comportamiento de la distribución molar de C₇₊, es decir, el peso molecular y la gravedad específica. Los esquemas propuestos se basan generalmente en la observación, en donde sistemas más ligeros tales como los gases condensados exhiben generalmente una distribución molar exponencial, mientras que los sistemas más pesados muestran a menudo distribuciones sesgadas a la izquierda. Este comportamiento se muestra esquemáticamente en la Figura 41.

Tres requisitos importantes se deben satisfacer al aplicar cualquiera de los modelos de subdivisión propuestos:

1. La suma de las fracciones molares de los pseudo-componentes individuales es igual a la fracción molar del C₇₊.
2. La suma de los productos de la fracción molar y del peso molecular de los pseudo-componentes individuales es igual al producto de la fracción molar y del peso molecular de C₇₊.
3. La suma del producto de la fracción molar y del peso molecular dividido por la gravedad específica de cada componente individual es igual a la de C₇₊.

Figura 41. Funciones de distribución Exponencial y con sesgamiento a la izquierda.



FUENTE: AHMED, Tarek. Reservoir Engineer Handbook. Second edition. Gulf Professional Publishing. Houston, Texas, 2000. ISBN 0-88415-770-9.

Los requerimientos anteriores pueden ser expresados matemáticamente por las siguientes ecuaciones:

$$\sum_{n=7}^{n+} z_n = z_{7+} \dots\dots\dots [5.31]$$

$$\sum_{n=7}^{n+} [z_n M_n] = z_{7+} M_{7+} \dots\dots\dots [5.32]$$

$$\sum_{n=7}^{n+} \frac{z_n M_n}{\gamma_n} = \frac{z_{7+} M_{7+}}{\gamma_{7+}} \dots\dots\dots [5.33]$$

Donde:

z_{7+} = fracción molar del C₇₊

n = número de átomos de carbón.

N_+ = último grupo de hidrocarburos con n átomos de carbono, ejemplo 20+.

Z_n = fracción molar del pseudo-componente con n átomos de carbón.

M_{7+}, γ_{7+} = medida del peso molecular y de la gravedad específica del C₇₊.

M_n, γ_n = peso molecular y gravedad específica del pseudo-componente con n átomos de carbón.

Varios esquemas de splitting han sido propuestos recientemente, los cuales pueden ser revisados en el libro de Tarek Ahmed⁶¹.

5.1.2.2 Esquemas de Agrupamiento (Lumping)

El gran número de componentes necesarios para describir la mezcla del hidrocarburo para obtener un modelamiento del comportamiento de fases de una manera exacta frecuentemente sobrecarga los cálculos de la EoS. A menudo, el problema es agrupar la gran cantidad de fracciones determinadas experimentalmente, o modelar el sistema de hidrocarburos cuando los únicos datos experimentales disponibles para la fracción de C₇₊ son el peso molecular y la gravedad específica.

Generalmente, con un número suficientemente grande de componentes pesados usados en caracterizar la fracción pesada de una mezcla de hidrocarburos, una predicción satisfactoria del comportamiento PVT mediante la ecuación estado puede ser obtenida. Sin embargo, en modelos composicionales, el costo y el tiempo de cómputo pueden aumentar significativamente con el número creciente de componentes en el sistema. Por lo tanto, las limitaciones

⁶¹ AHMED, Tarek. Reservoir Engineer Handbook. Second edition. Gulf Professional Publishing. Houston, Texas, 2000. ISBN 0-88415-770-9.

terminantes se establecen en el número máximo de componentes que pueden ser usados en modelos composicionales y los componentes originales tienen que ser agrupados en un número más pequeño de pseudocomponentes.

El término “lumping” o “pseudoization” entonces denota la reducción en el número de componentes usados en los cálculos EoS para los fluidos del yacimiento. Esta reducción es lograda empleando el concepto de pseudocomponentes. El pseudo-componente denota un grupo de componentes puros agrupados y representados por un solo componente. Varios problemas son asociados con el “reagrupamiento” de los componentes originales en un número más pequeño sin perder el poder de predicción de la ecuación estado.

Estos problemas incluyen:

- Como seleccionar los grupos de componentes puros para ser representados por un solo pseudocomponente.
- Que reglas de mezcla podrían ser usadas en la determinación de las constantes EoS (p_c , T_c , y w) para los nuevos pseudocomponentes reagrupados.

Varias técnicas han sido publicadas que pueden ser usadas para direccionar los problemas de agrupamiento arriba mencionados, particularmente los métodos propuestos por:

- Lee et al⁶²
- Whitson⁶³
- Mehra et al⁶⁴
- Montel y Gouel⁶⁵
- Schlijper (1984)⁶⁶
- Behrens y Sandler⁶⁷
- Gonzalez, Colonosmos, y Rusinek⁶⁸

⁶² LEE, S., et al. Experimental and Theoretical Studies on the Fluid Properties required for Simulation of Thermal Processes. SPE Paper 8393 presented at the SPE 54th Annual Technical Conference, Las Vegas, NV, Sep. 1979.

⁶³ WHITSON, C. Characterizing Hydrocarbon Plus Fractions. EUR Paper 183 presented at the European Offshore Petroleum Conference, London, Oct. 21–24, 1980.

⁶⁴ MEHRA, R., et al. A Statistical Approach for Combining Reservoir Fluids into Pseudo Components for Compositional Model Studies. SPE Paper 11201 presented at the SPE 57th Annual Meeting, New Orleans, Sep. 1983

⁶⁵ MONTEL, F., and GOUEL, P.A New Lumping Scheme of Analytical Data for Composition Studies,” SPE Paper 13119 presented at the SPE 59th Annual Technical Conference, Houston, Sep.1984.

⁶⁶ SCHLIJPER, A. G. Simulation of Compositional Process: The Use of Pseudo-Components in Equation of State Calculations. SPE/DOE Paper 12633 presented at the SPE/DOE 4th Symposium on EOR, Tulsa, OK, 1984.

⁶⁷ BEHRENS, R., and SANDLER, S. The Use of Semi-Continuous Description to Model the C7+ Fraction in Equation of State Calculation. SPE/DOE Paper 14925 presented at the 5th Annual Symposium on EOR, Tulsa, OK, 1986

⁶⁸ GONZALEZ, E., COLONOSMOS, P., and RUSINEK, I. A New Approach for Characterizing Oil Fractions and for Selecting Pseudo-Components of Hydrocarbons. Canadian JPT, March-April 1986.

5.1.3 Aplicación de las ecuaciones de estado

Los estudios integrados de yacimiento se inician generalmente después de que el yacimiento ha estado en producción por muchos años. Esto proporciona suficientes datos en el desempeño del campo para asegurar de que ciertos ajustes de los cálculos a la historia real pueden ser realizados. Para conducir tales estudios, los ingenieros tienen que utilizar generalmente datos disponibles incluyendo datos existentes de PVT. En la mayoría de los casos los datos existentes de PVT, que se pudieron haber recogido inmediatamente después del completamiento de los pozos de desarrollo iniciales antes de la producción del campo o después de varios años de producción, pueden mostrar inconsistencias considerables. Además, ciertos datos claves no pudieron haber sido medidos o algunos de los datos pueden no reflejar el comportamiento real del yacimiento, tal como la relación gas -aceite (GOR). Es, por lo tanto, importante desde el principio de un proyecto comprobar la consistencia de los datos disponibles de PVT con los datos de las pruebas de producción y con la descripción geológica antes de usarla en un estudio de la simulación de yacimientos.

Los fluidos del yacimiento constan de una mezcla muy compleja de compuestos naturales. Estos compuestos son principalmente hidrocarburos que se extienden desde el metano hasta el asfalto. No hay reglas fijas en la distribución de hidrocarburos en el yacimiento. Los fluidos en el yacimiento pueden existir como un fluido monofásico (gas o líquido), bifásicos (gas y líquido) o multifásicos (gas, líquido, líquido) dependiendo de las condiciones del yacimiento y de los componentes presentes.

La habilidad para predecir las tasas de producción, de optimizar las estrategias de producción y del diseño de las facilidades de producción depende del conocimiento de las propiedades del fluido del yacimiento, no solo a las condiciones originales del reservoir, sino también a una gran cantidad de condiciones en la trayectoria de agotamiento y de producción. Es generalmente impráctico, debido al costo tiempo o a la carencia de suficiente muestra, de conducir los análisis del laboratorio para tan amplia gama de condiciones. Con el objetivo de predecir propiedades típicas de los fluidos y el comportamiento de fases del hidrocarburo, los ingenieros han estado utilizando cada vez más técnicas de predicción de la Eos. Pero las EoS son correlaciones semi-empíricas que requieren ciertos datos físicos PVT para ajustar sus parámetros.

Desafortunadamente, los datos medidos PVT pueden estar en error o algunos de ellos pueden faltar. Es necesario un muy buen entendimiento de los procedimientos de análisis PVT y de los parámetros necesitados para ajustar correctamente la EoS.

Los modelos EoS son utilizados por los ingenieros para identificar tales inconsistencias en los datos PVT y para calcular los datos que no pudieron haber sido medidos o son obviamente incorrectos. Antes de que una EoS pueda ser usada, se requiere primero ajustar correctamente sus parámetros⁶⁹, es decir, caracterizar el aceite. Por lo tanto la caracterización del aceite desempeña un papel importante en los estudios integrados de yacimientos. Una correcta caracterización de los fluidos permite predicciones exactas de las propiedades de los fluidos los cuales pueden proporcionar información muy útil acerca de la descripción y la compartimentalización del yacimiento, así como la definición correcta del comportamiento del fluido para los cálculos de ingeniería.

Para modelar el flujo de fluidos existen básicamente dos alternativas; modelamiento como Black Oil y modelamiento composicional. A diferencia del modelo Black Oil donde se consideran solo dos componentes, el modelo composicional tiene en cuenta una mezcla multicomponente (hidrocarburos) presentes tanto en el gas como en el petróleo.

Considera que:

- Todos los hidrocarburos pueden estar presentes tanto en la fase líquida como en la gaseosa.
- Las propiedades volumétricas son función de la presión, temperatura y su composición.

Para determinar la fugacidad de los componentes en ambas fases se requieren ecuaciones de estado (EoS) que modelen de una manera precisa y confiable los cambios en la mezcla multicomponente a medida que se experimentan cambios de presión y temperatura ya sea en yacimiento o en tubería de producción.

⁶⁹ WHITSON, C. Characterizing Hydrocarbon Plus Fractions. EUR Paper 183 presented at the European Offshore Petroleum Conference, London, Oct. 21–24, 1980

Recientemente se ha incrementado el interés en métodos de EOR. El resultado ha sido la necesidad de desarrollar modelos numéricos para simular los procesos de EOR involucrando comportamiento de fases complejos. La mayoría de estos modelos usan una EoS para predecir el equilibrio vapor-liquido (VLE) y la volumetría. Un problema típico con usar EoS es la dificultad en describir las fracciones de petróleo constituyendo C₇₊. Estas fracciones afectan fuertemente las predicciones de la EoS, tal como ha sido reportado en la literatura. Normalmente solo datos limitados de C₇₊ son disponibles para describir estas fracciones de C₇₊.

Varias correlaciones existen para estimar las propiedades críticas de las fracciones de petróleo. La mayoría son ecuaciones empíricas que proveen el mejor ajuste de correlaciones gráficas basado en datos experimentales. El punto de burbuja y la gravedad específica usualmente son requeridas por las correlaciones de propiedades críticas. Varios métodos existen para estimar gravedades específicas y puntos de ebullición de las fracciones de petróleo cuando solo propiedades del C₇₊ son conocidas.

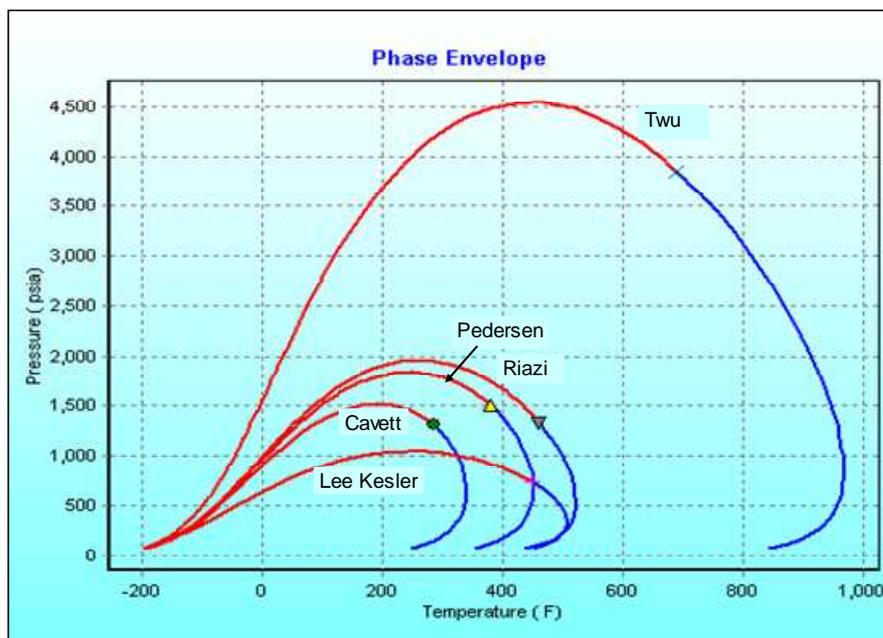
En este estudio se analiza el efecto de los ajustes a las propiedades críticas del C₇₊ sobre las predicciones de la EOS, así mismo, los ajustes de las constantes Ω_a y Ω_b , los coeficientes de interacción binaria, el efecto de la caracterización del C₇₊, las reglas de mezcla, los volúmenes shift, entre otras. Cinco correlaciones son escogidas para estudiar el efecto de las propiedades críticas sobre las predicciones de la EOS. La influencia individual y combinada de los ajustes del C₇₊ es ilustrada gráficamente. Estas proveen guías cualitativas que pueden ser usadas cuando se ajusten los datos PVT con la EoS.

5.1.4 Interpretación y Análisis de resultados de sensibilidad

1. Efecto de las correlaciones

Cinco diferentes correlaciones estaban disponibles para generar las propiedades de las fracciones más pesadas. Ellas son la de Pedersen, Riazi-Daubert, Kesler-Lee, Cavett - Edmister y Twu - Lee Kesler.

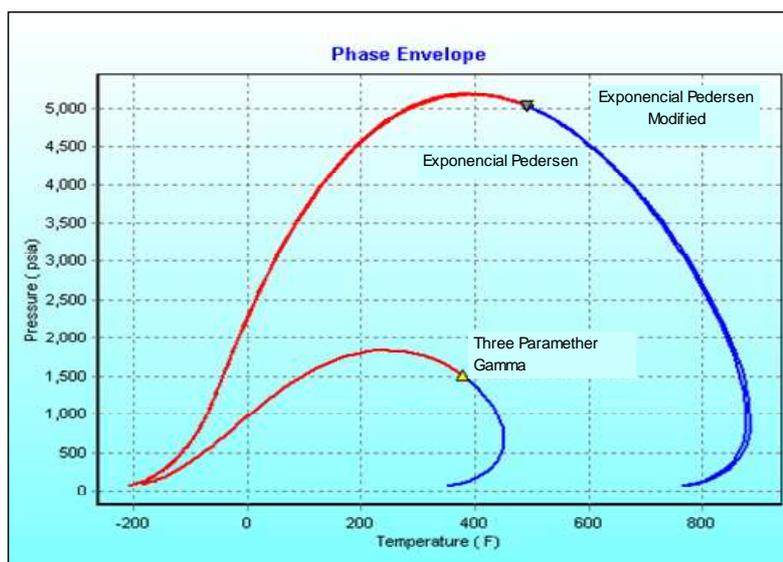
Figura 42. Análisis del efecto de las correlaciones



2. Efecto de las funciones de Distribución

Para este se consideraron la exponencial de Pedersen, la de 3 parámetros Gamma de Whitson y la exponencial modificada de Pedersen

Figura 43. Análisis del efecto de las funciones de distribución



3. Efecto de las reglas de mezcla

Se tomo en cuenta con K_{ij} independientes de temperatura, $K_{ij} - L_{ij}$ independientes de temperatura y con $K_{ij} - L_{ij}$ dependientes de temperatura. Al realizar el análisis no se presento ninguna modificación en el diagrama de fases, ni en sus densidades o en su saturación de líquidos

4. Efecto de las propiedades criticas

- a) En las figuras 44, 45, 46, 47, 48 y 49 se muestra el efecto de ajustar las propiedades críticas del C₇₊. P saturación vs Saturaciones de liquido y los diagramas de fases son mostradas. En estas figuras se observa la variación del ajuste con respecto a la Pc. Se estudian las siguientes variaciones: $P_c' = (9/10) * P_c$, $P_c' = ((9/10)^2) * P_c$; $P_c' = (10/9) * P_c$, $P_c' = ((10/9)^2) * P_c$; P_c constante.
- b) En estas figuras se observa la variación del ajuste con respecto a la Tc. Se estudian las siguientes variaciones: $T_c' = (9/10) * T_c$, $T_c' = ((9/10)^2) * T_c$; $T_c' = (10/9) * T_c$, $T_c' = ((10/9)^2) * T_c$; T_c constante.

Figura 44. Diagrama de fases variando la P_{crítica}

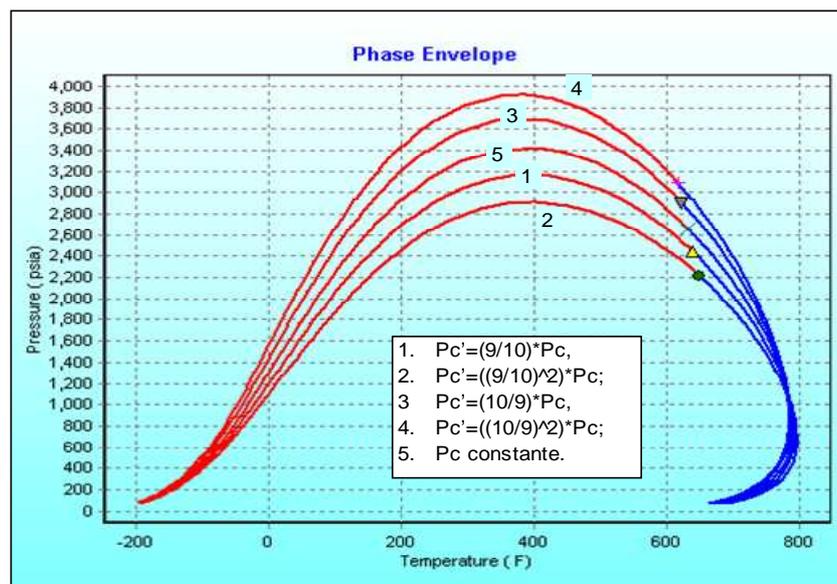


Figura 45. Psaturación vs Saturaciones de líquido variando la P_{crítica}

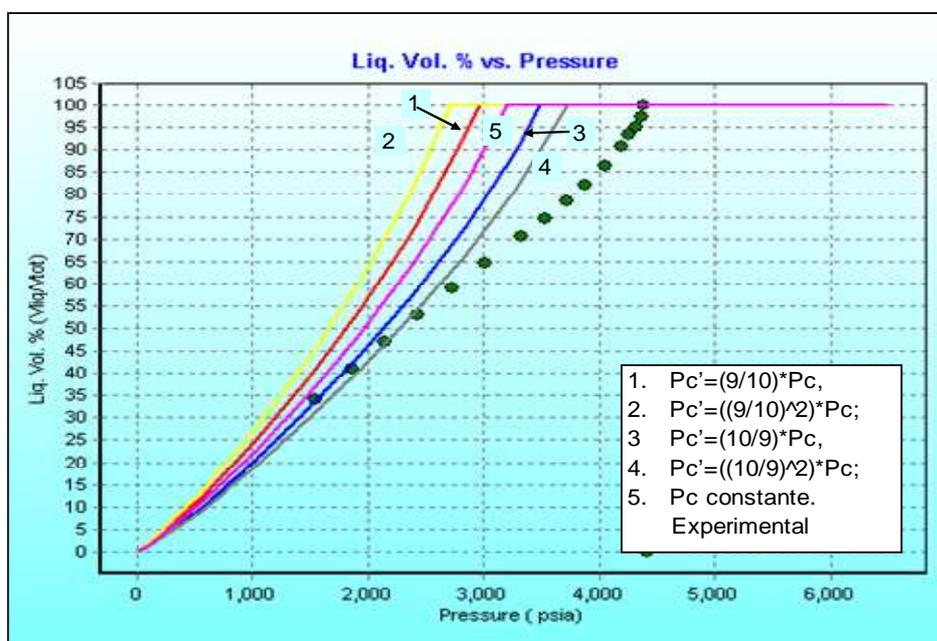


Figura 46. Diagrama de fases variando la T_{crítica}

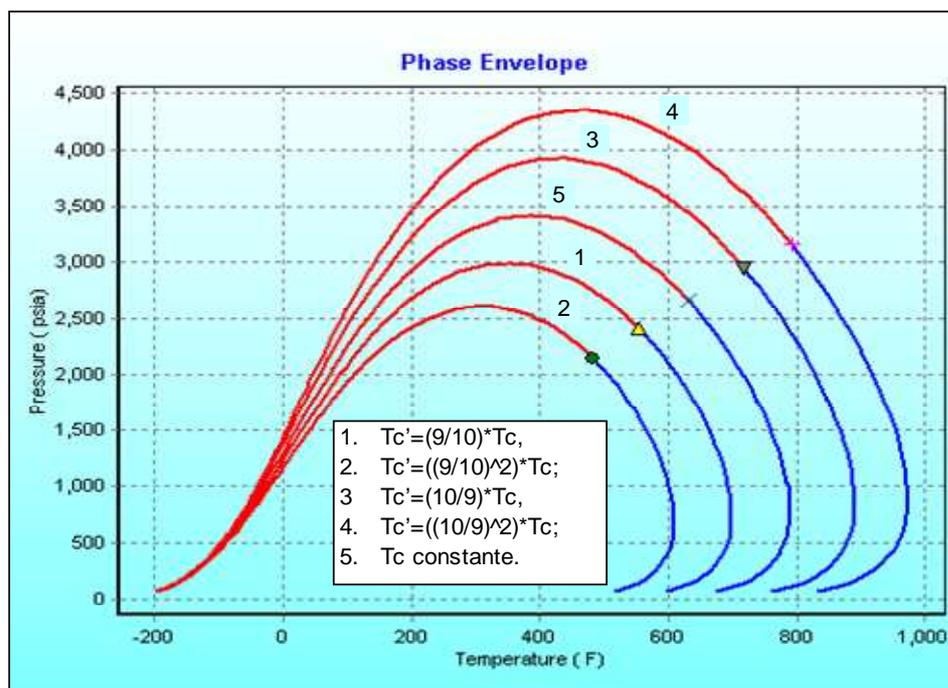
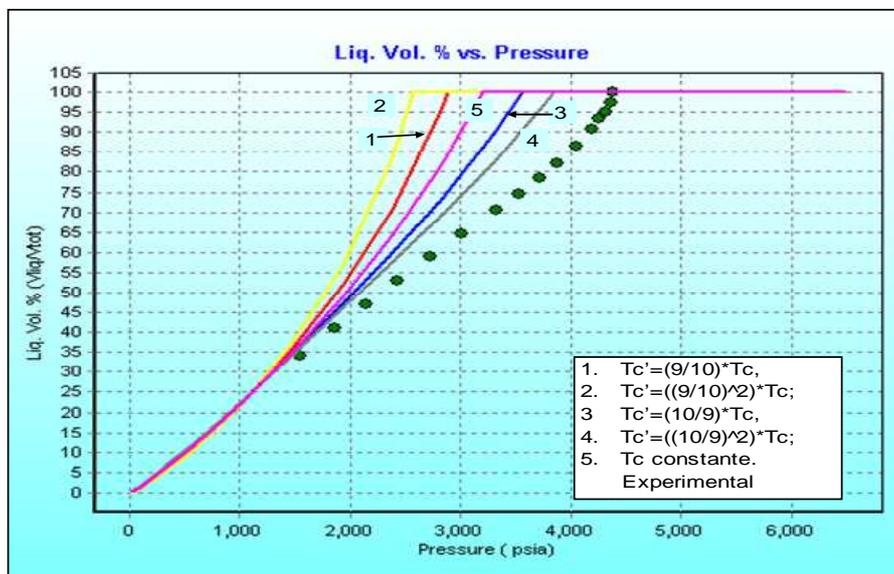


Figura 47. Psaturación vs Saturaciones de liquido variando la Tcrítica



c) En estas figuras se observa la variación del ajuste con respecto a la w_c . Se estudian las siguientes variaciones: $w_c'=(9/10)*w_c$, $w_c'=((9/10)^2)*w_c$; $w_c'=(10/9)*w_c$, $w_c'=((10/9)^2)*w_c$; w_c constante.

Figura 48. Diagrama de fases variando la w_{c} crítica

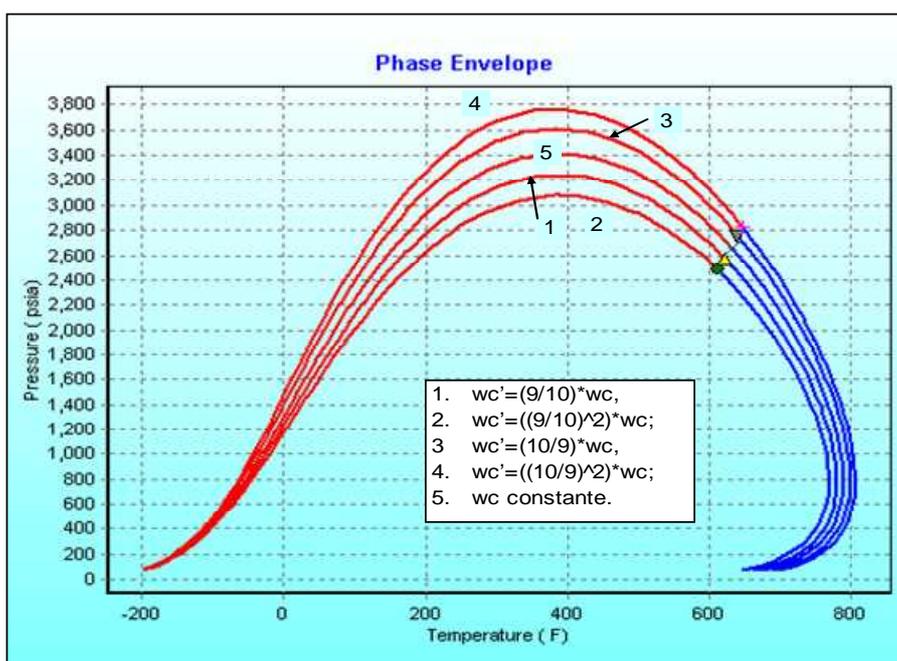
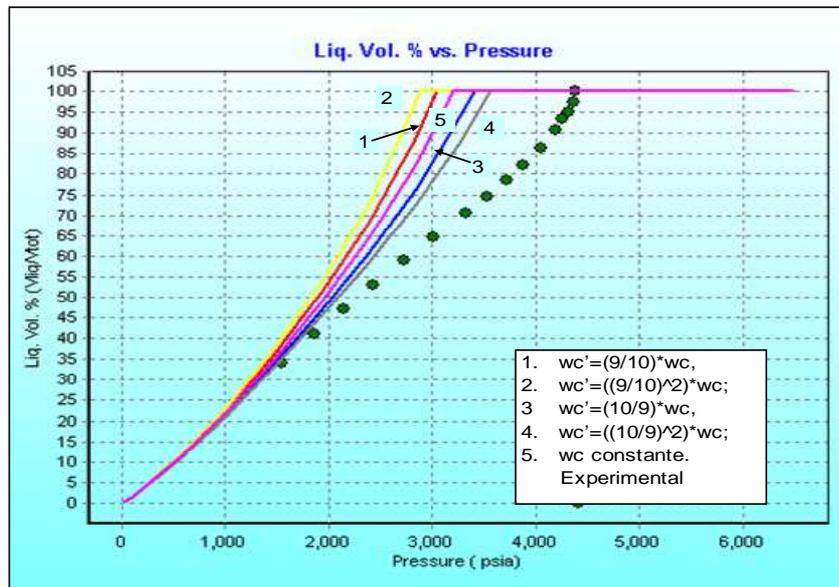
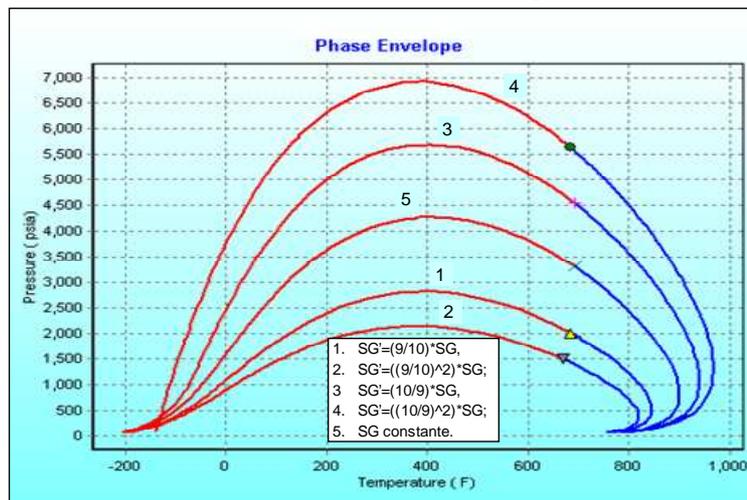


Figura 49. Psaturación vs Saturaciones de líquido variando la wcritica



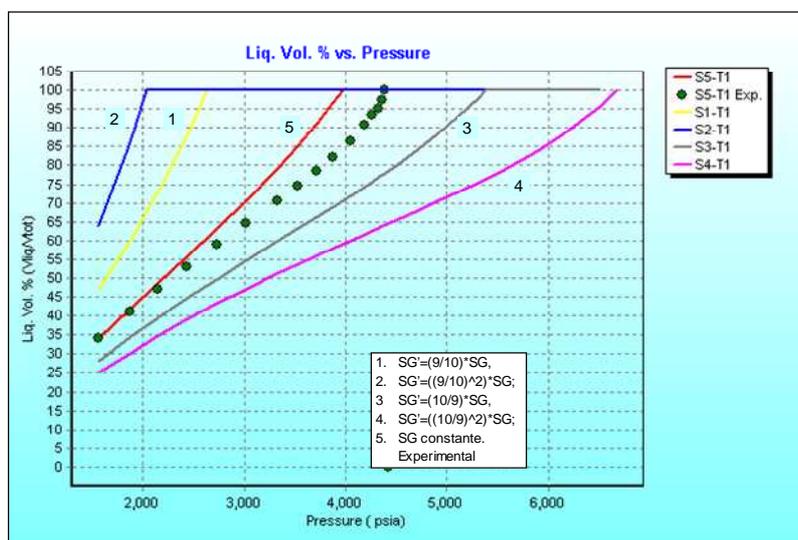
d) Se analiza la variación del ajuste con respecto al V_c . Se estudian las siguientes variaciones: $V_c' = (9/10) * V_c$, $V_c' = ((9/10)^2) * V_c$; $V_c' = (10/9) * V_c$, $V_c' = ((10/9)^2) * V_c$; V_c constante. Al realizar el análisis no se presentó ninguna modificación en el diagrama de fases, ni en sus densidades o en su saturación de líquidos.

Figura 50. Diagrama de fases variando la gravedad específica (SG)



e) En estas figuras se observa la variación del ajuste con respecto a la gravedad específica (SG). Se estudian las siguientes variaciones: $SG' = (9/10) * SG$, $SG' = ((9/10)^2) * SG$; $SG' = (10/9) * SG$, $SG' = ((10/9)^2) * SG$; SG constante.

Figura 51. Psaturación vs Saturaciones de líquido variando la SG



f) Se observa en estas figuras la variación del ajuste con respecto al peso molecular de las fracciones C₇₊ (MW). Se estudian las siguientes variaciones: $MW' = (9/10) * MW$, $MW' = ((9/10)^2) * MW$; $MW' = (10/9) * MW$, $MW' = ((10/9)^2) * MW$; MW constante.

Figura 52. Diagrama de fases variando el peso molecular (MW)

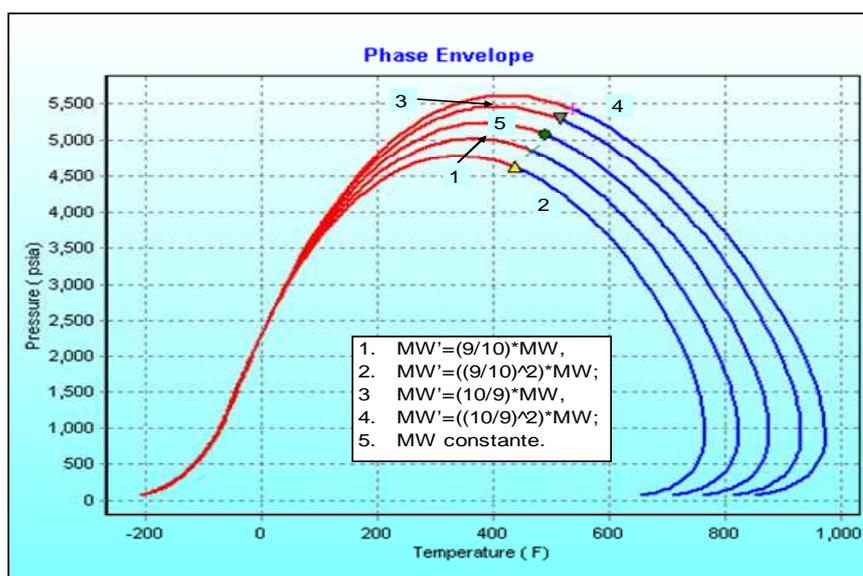


Figura 53. Análisis de la densidad del líquido variando el peso molecular (MW)

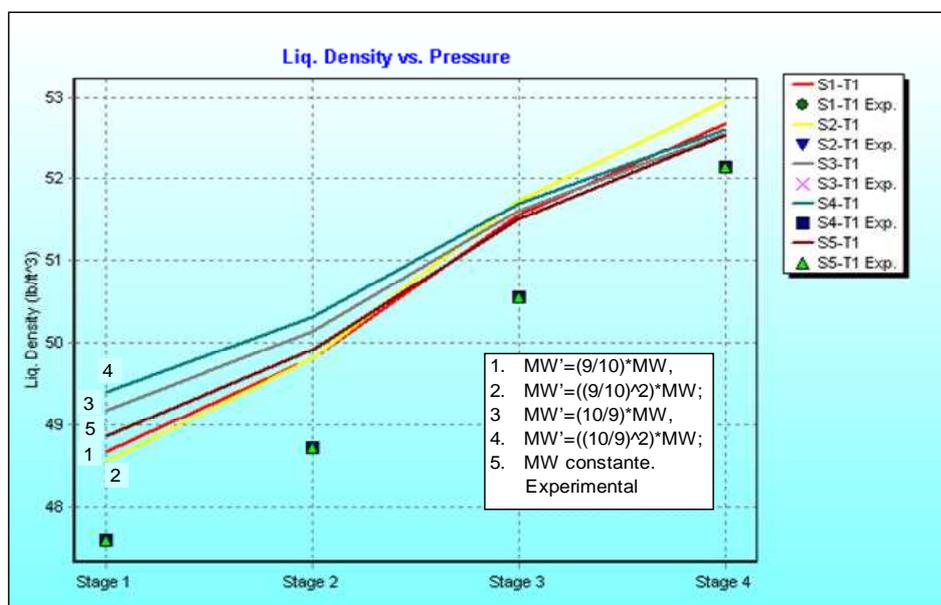
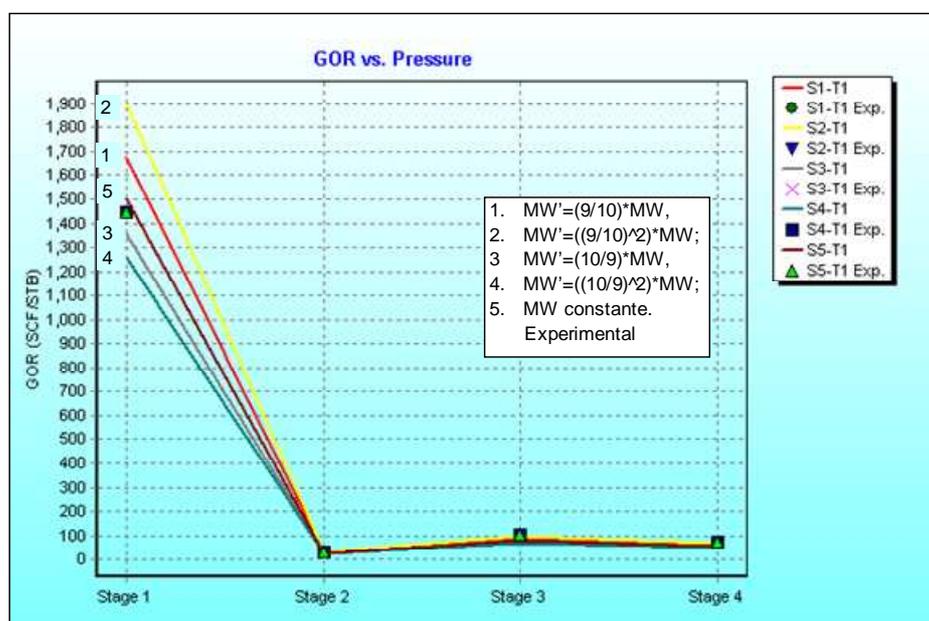
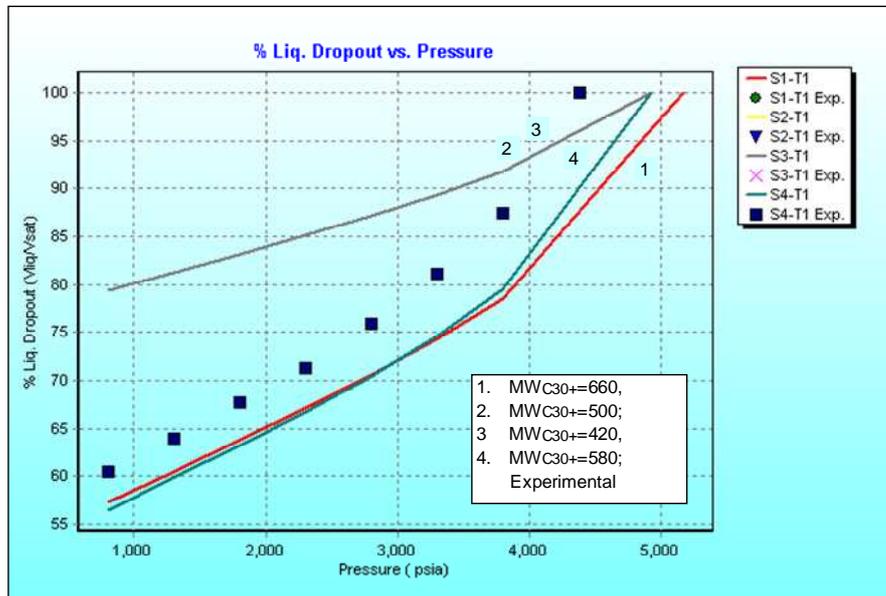


Figura 54. Análisis del GOR variando el peso molecular (MW)



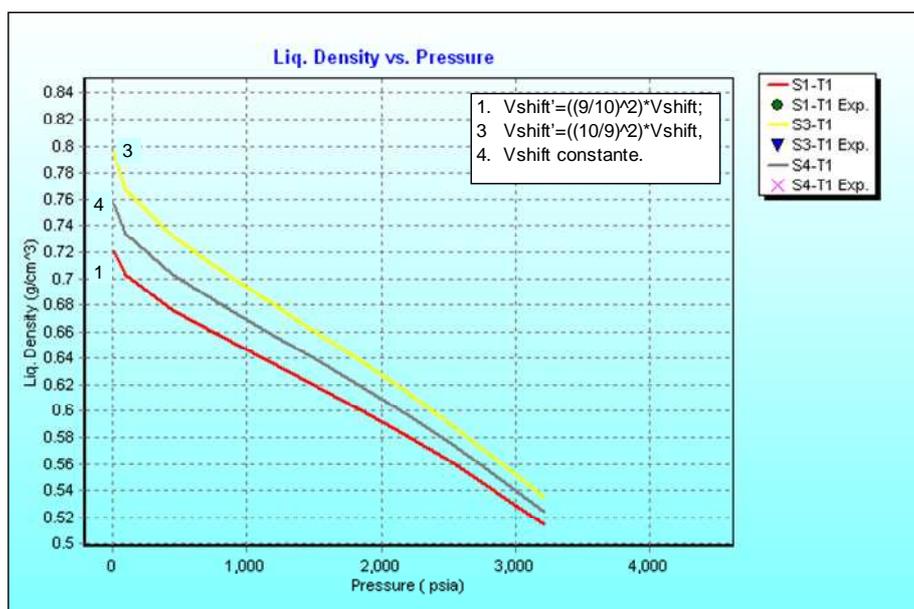
g) En estas figuras se observa la variación del ajuste con respecto al peso molecular solo del C₃₀₊. Se estudian las siguientes variaciones: 660, 500, 420 y 580.

Figura 55. Análisis de la saturación de líquidos con respecto al MW



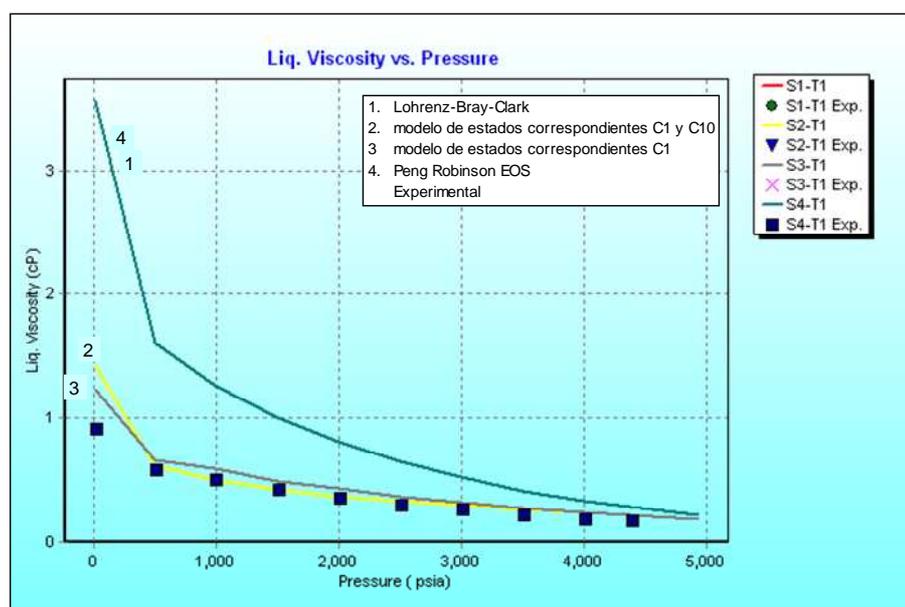
h) En estas figuras se observa la variación del ajuste con respecto al Vshift. Se estudian las siguientes variaciones: $V_{shift}' = (9/10) * V_{shift}$, $V_{shift}' = ((9/10)^2) * V_{shift}$, $V_{shift}' = (10/9) * V_{shift}$, $V_{shift}' = ((10/9)^2) * V_{shift}$; Vshift constante. Al realizar el análisis no se presentó ninguna modificación en el diagrama de fases, ni en la CVD o CCE, solo varió la densidad del líquido como se esperaba.

Figura 56. Análisis de la densidad del líquido variando el volumen shift (Vshift)



- i) Se analiza la variación del ajuste con respecto a los Kij. Se estudian las siguientes variaciones: Kij=0 y Kij de literatura. No se observaron cambios significativos en los diagramas de fases ni en sus propiedades, sin embargo un estudio especial debe ser considerado cuando se modelen los fluidos sujetos a inyección.
- j) En estas figuras se observa la variación del ajuste con respecto a las correlaciones de Viscosidad. Se comparan las correlaciones de Lohrenz-Bray-Clark, modelo de estados correspondientes con fluidos de referencia como el C1 y el C10, modelo de estados correspondientes con C1 como fluido de referencia y el modelo de la ecuación de estado de Peng Robinson.

Figura 57. Análisis de la viscosidad del líquido



- k) Se realizó un agrupamiento preliminar para analizar los diferentes comportamientos de las propiedades del fluido de yacimiento. Se considero utilizar 36, 15, 12, 10 y 2 seudocomponentes. Inicialmente se presentan los seudocomponentes utilizados en la Tabla 19 y se modela sin y con su caracterización respectiva.

Tabla 19. Agrupamiento en seudocomponentes: 36, 15, 12, 10 y 2

SEUDOCOMPONENTES				
36	15	12	10	2
N2	N2	N2	CO2	Livianos
CO2	CO2	CO2	C1-N2	Pesados
C1	C1	C1	C2	
C2	C2	C2	C3-4	
C3	C3	C3-4	C5-6	
i-C4	i-C4	C5	C7-10	
n-C4	n-C4	C6	C11-14	
i-C5	i-C5	C7-10	C15-20	
n-C5	n-C5	C11-14	C21-29	
C6	C6	C15-20	C30+	
Benzene	C7-10	C21-29		
Toluene	C11-14	C30+		
C7	C15-20			
C8	C21-29			
C9	C30+			
C10				
C11				
C12				
C13				
C14				
C15				
C16				
C17				
C18				
C19				
C20				
C21				
C22				
C23				
C24				
C25				
C26				
C27				
C28				
C29				
C30+				

Figura 58. Diagrama de fases variando el número de pseudocomponentes

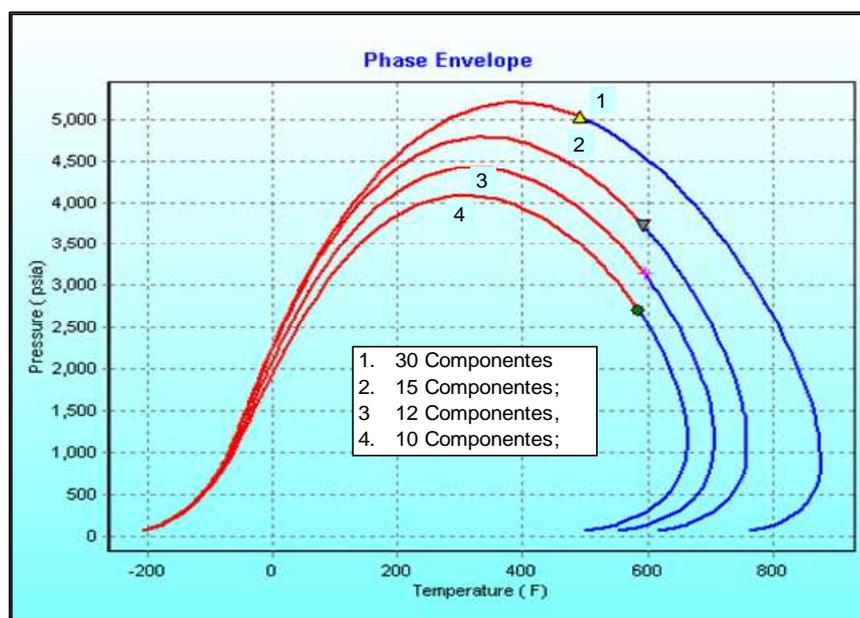


Figura 59. Diagrama de fases variando el número de pseudocomponentes con ajuste

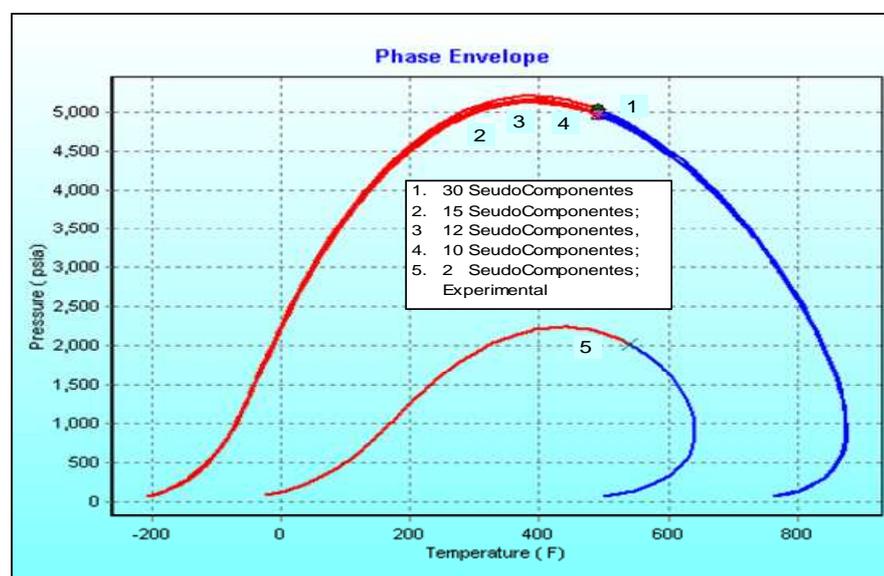


Figura 60. Análisis de la saturación de líquidos de la CCE con respecto al número de seudocomponentes con ajuste

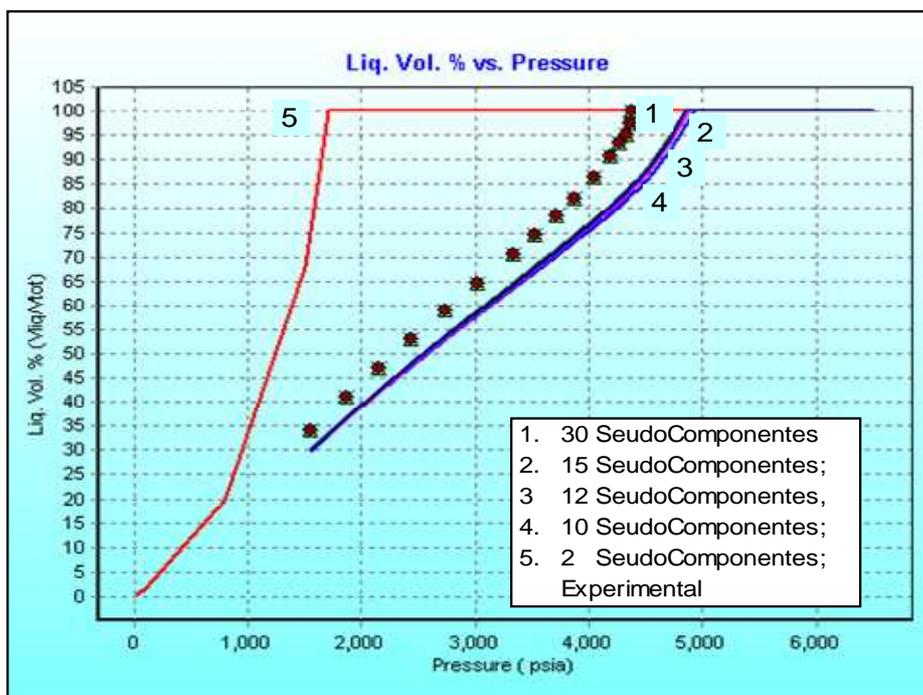
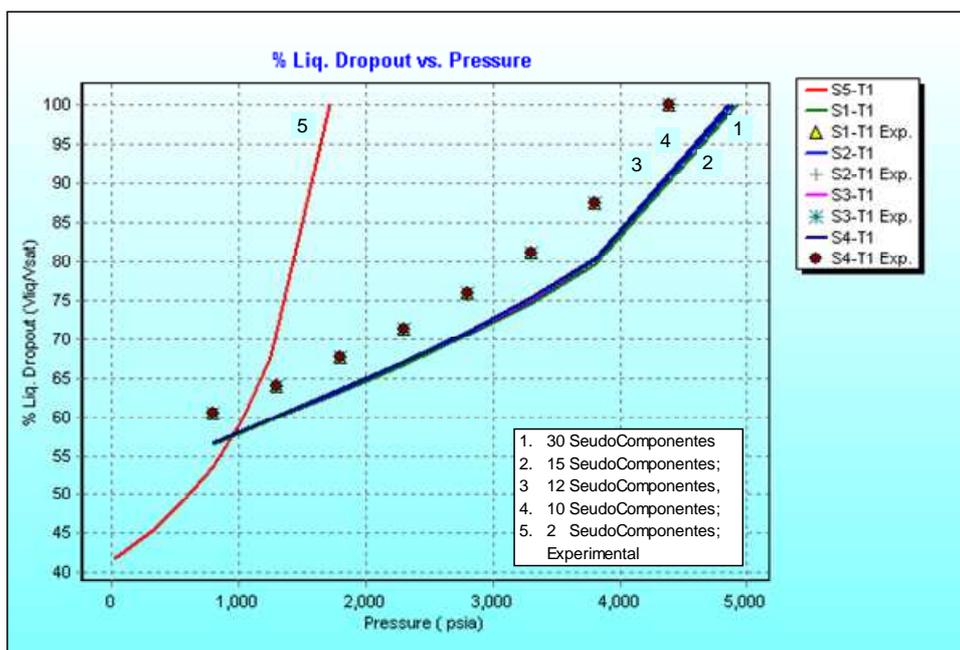


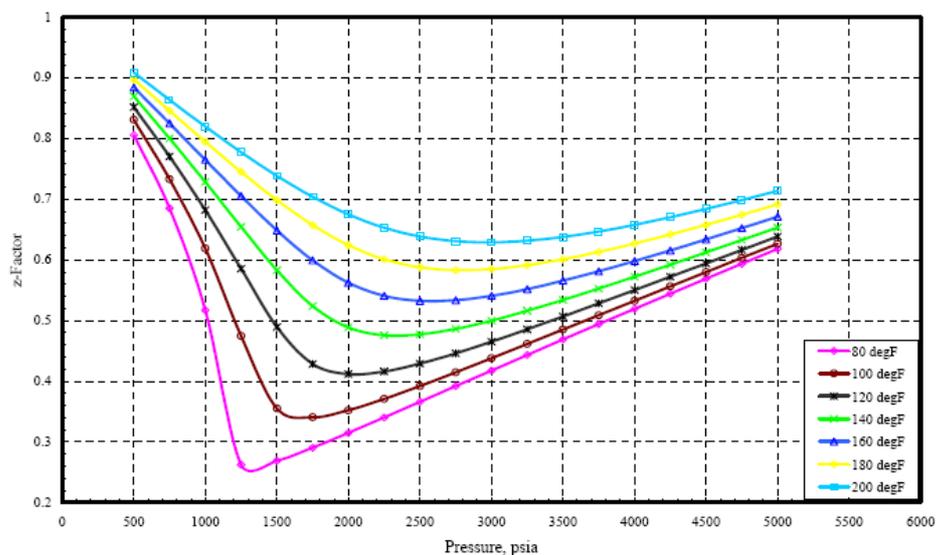
Figura 61. Análisis de la saturación de líquidos de la CVD con respecto al número de seudocomponentes con ajuste.



5.1.5 Comportamiento de fases básico del CO₂

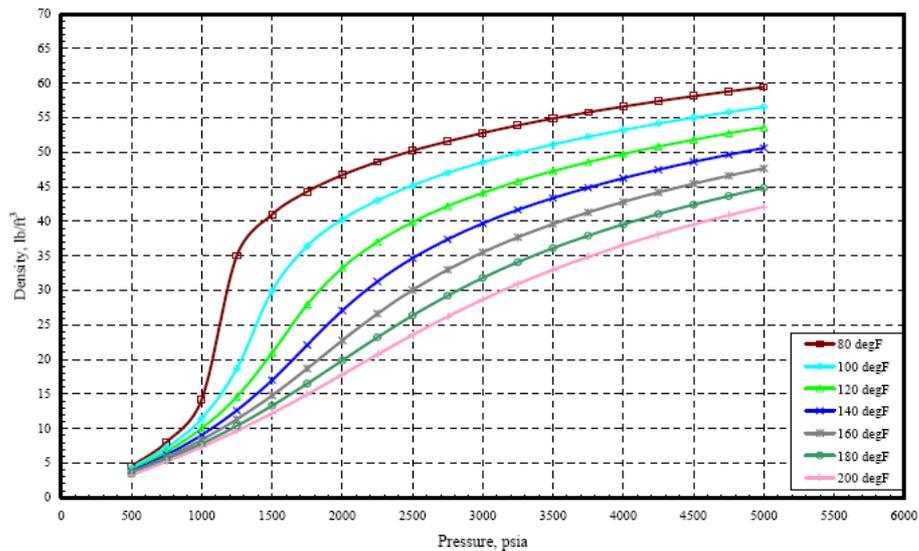
La presión crítica del CO₂ puro es 1072 psia y la temperatura crítica es 87.8 F. La Figura 62 muestra la relación entre la presión, temperatura y la compresibilidad del CO₂ puro. La Figura 63 muestra la interrelación entre la presión, temperatura y la densidad del CO₂ puro. Es aparente a partir de las gráficas que cambios muy pequeños en presión o temperatura pueden tener efectos drásticos en la compresibilidad y la densidad. El comportamiento de fases del CO₂ es complejo al punto que a altas presiones tiene densidad semejante a un líquido mientras mantiene su viscosidad como la de un gas en un amplio rango de presiones y temperaturas. La dificultad de modelar este comportamiento se incrementa por la introducción debido a la introducción de volúmenes variables de contaminantes tales como gases del hidrocarburo (C₁ hasta C₇) y nitrógeno (N₂). Estas interacciones complejas y composiciones variables demuestran por que la inyección de CO₂ debe ser modelada por una EoS y no por un cálculo de gradiente o de ajuste de curvas.

Figura 62. Compresibilidad del CO₂ vs Presión a varias temperaturas – EoS de Peng Robinson.



FUENTE: KELLY, T. R. Utilizing compositional simulation for material balance and bottomhole pressure calculations in CO₂ WAG floods. SPE 99714. USA: Tulsa, Oklahoma, April 2006.

Figura 63. Densidad del CO₂ vs Presión a varias temperaturas – EoS de Peng Robinson



FUENTE: KELLY, T. R. Utilizing compositional simulation for material balance and bottomhole pressure calculations in CO₂ WAG floods. SPE 99714. USA: Tulsa, Oklahoma, April 2006.

5.2 MODELAMIENTO FINAL DE LOS FLUIDOS DE CUPIAGUA SUR

La EoS es una expresión analítica que puede establecer la relación entre la presión, el volumen y la temperatura, para los gases pero se pueden extender a los líquidos. Puede ser utilizada para reproducir el equilibrio líquido-vapor y el comportamiento volumétrico de componentes puros así como de las mezclas. Una de las EoS más usadas y ampliamente conocidas en la industria de petróleo es la expresión desarrollada por Din-Yu Pen y Donald B. Robinson⁷⁰, la cual se basa en la forma general de Van der Waals para el ecuaciones cúbicas de dos-parámetros. La EoS de Peng-Robinson (PR) se utiliza para los modelos de fluidos del Piedemonte así como para otros campos operados por Ecopetrol en Colombia.

Cuando cualquier EoS necesita ser utilizada para representar el comportamiento de un sistema de hidrocarburos, un conjunto de reglas de

⁷⁰ PENG, Ding-Yu. and ROBINSON, Donald B. A new two-constant equation of state. Ind. Eng. Chem., Fundam. Vol 15, No 1, (1976).

mezcla se deben aplicar para calcular las propiedades críticas promedias del sistema. Con el objetivo de integrar una EoS al modelo de simulación numérica del yacimiento, los componentes puros necesitan ser agrupados en pseudo-componentes para reducir el número de variables que el simulador tiene que manejar. Esto es lo que hace que a partir de una cromatografía extendida con 36 componentes, la EoS termine con 10 pseudo-componentes.

Las propiedades físicas calculadas de tales componentes (peso molecular (MW), presión crítica (P_c) y la temperatura (T_c), factor Z, factor acéntrico (w)) son susceptibles a ser ajustadas dentro de rangos normales y preservando la consistencia entre ellos. También los coeficientes binarios de interacción (BIC), los parámetros que describen las fuerzas de interacción molecular, y el parámetro de desplazamiento de volumen (volumen-shift) son usados para calibrar la ecuación PR-EOS original.

El proceso de la calibración de los parámetros de la EoS se desarrolla en varios pasos iterativos como puede ser observado en el organigrama siguiente. Software robusto PVT se utiliza para simular cada experimento así como para la calibración de la EoS. En este estudio un software desarrollado por Ecopetrol S.A fue utilizado. La diferencia media entre los datos experimentales y calculados se llama la función de error (EF).

Dado la $EF = f(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n)$, donde x_i es un parámetro, el objetivo es reducir al mínimo la función de error (EF) con una regresión paramétrica múltiple^{71,72}. Es otras palabras, la idea general es obtener un conjunto de parámetros x_i tal que la EF se aproxime a su valor mínimo posible.

La calibración se hace en tres pasos, el primer ajuste que se busca es la predicción de la presión de saturación y el tipo de fluido a la condición monofásica así como la curva de saturación de líquido, el GOR y el balance de material. Los parámetros usados para calibrar la ecuación EoS en este paso son la P_c, T_c y w de los pseudo-componentes más pesados (C7+); también los K_{ij} entre los pseudo-componentes más ligeros con los más pesados se utilizan. Una vez que el modelo es capaz de predecir estas propiedades con cierto grado de

⁷¹ COATS, K.H. y SMART, G.T. Application of a regression based EOS PVT program to laboratory data. SPE Reservoir Engineering. May, 1986.

⁷² AGARWAL, Rajeev K., LI, Yau-Kun, NGHIEM, Long. A regression technique with dynamic parameter selection for phase-behavior matching. SPE Reservoir Engineering. February, 1990.

exactitud, el segundo paso es ajustar las densidades del fluido, el factor volumétrico del aceite (B_o) y el factor de compresibilidad Z . Esto se hace mediante la modificación del parámetro de volumen-shift del pseudo-componente (C)⁷³. A este punto se puede ir de nuevo a refinar el primer paso o continuar con el último. El tercer paso es el ajuste de la viscosidad y se puede hacerse con la modificación del parámetro de la compresibilidad crítica (Z_c). En el segundo y tercer pasos los parámetros fueron ajustados según los pseudo-componentes ligeros así como para los más pesados.

La aproximación del modelamiento del yacimiento ilustra cómo las herramientas de ingeniería disponibles se pueden utilizar para evaluar la viabilidad técnica y la economía de los procesos de inyección de gas a alta presión. Los componentes claves de este tipo estudio incluyen:

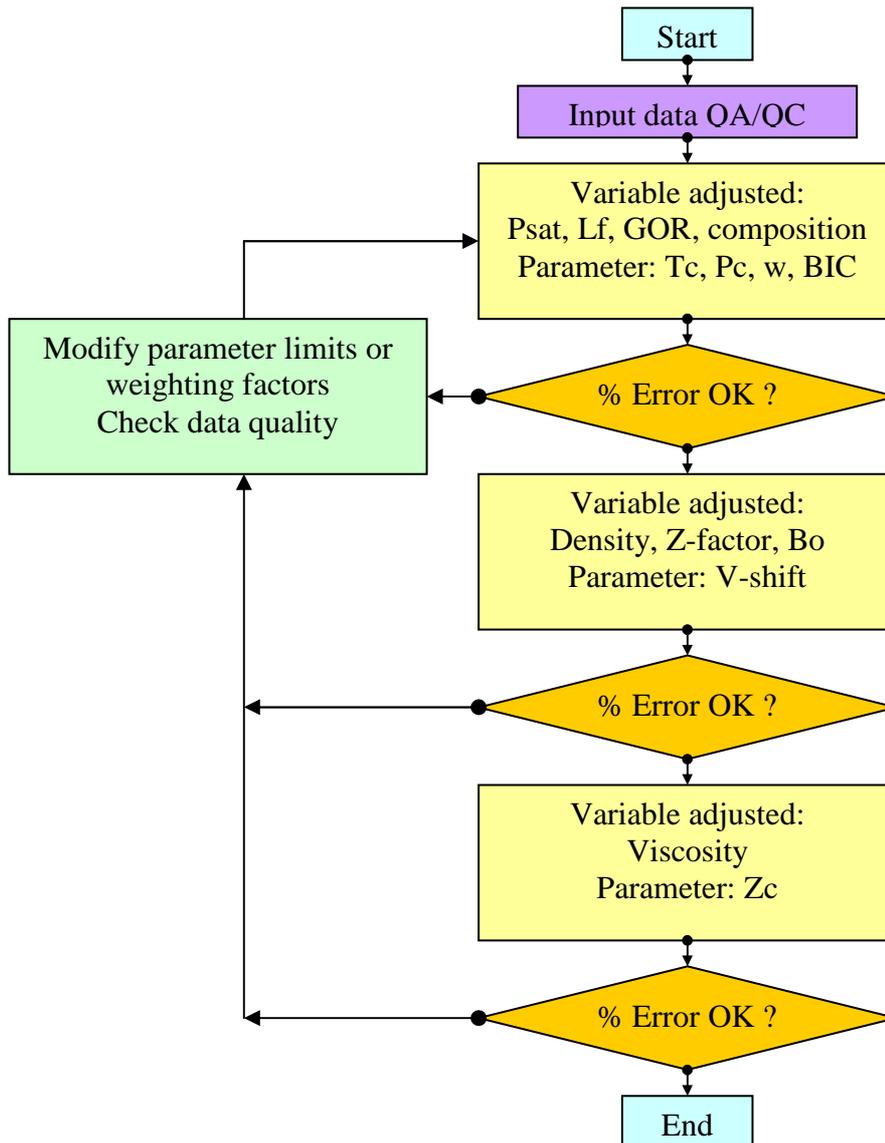
- 1) El modelamiento de la ecuación de estado (EoS) de los datos experimentales PVT, ajustando los resultados de las pruebas de hinchamiento miscibles o inmiscibles, y sistemáticamente reducir el número de los componentes usados en el modelo de la EoS para minimizar los requisitos computacionales.
- 2) Estudiar los efectos numéricos de la grilla, mecanismos de desplazamientos, patrones óptimos, y la presión de la inyección con modelos 2D y 3D.
- 3) Comparar los resultados composicionales con simulaciones basadas en formulaciones PVT tipo Black oil usadas en el ajuste histórico del campo y en el modelamiento gerencial del yacimiento.

Uno de los objetivos principales de la actualización de la descripción de los fluidos volátiles del campo es entender y obtener un modelo matemático para representar el comportamiento dinámico de los fluidos del yacimiento contenidos en la formación Mirador dentro de la franja de volátiles del área del Piedemonte. Los datos experimentales obtenidos de pruebas de laboratorio de viejos y recientes estudios PVT, pruebas de pozo y la historia de producción fue utilizada para calibrar el modelo de fluidos del yacimiento. La nueva EoS se ha integrado al modelo numérico de la simulación (VIP) reduciendo la

⁷³ JHAVERY Bharat S. and YOUNGREN Gary K. Three-parameter modification of the Peng-Robinson equation of state to improve volumetric predictions. SPE 13118, 1984.

incertidumbre de los cálculos de reservas iniciales y de su predicción a largo plazo. El fluido a sus condiciones iniciales es un aceite volátil cerca del punto crítico con una presión de saturación de 4415 psia a 13800 pies.

Figura 64. Diagrama de flujo del modelo de calibración de la EOS



FUENTE: Lee, S.-T. Floreña Field Fluid Description update, Jan. 2004

La segunda etapa incluyó el análisis y el procesamiento de la información experimental a ser usada en el software de regresión de la EoS en el cual varios

parámetros fueron ajustados para reproducir los datos experimentales. La fracción de C₇₊ del fluido del yacimiento contiene numerosos componentes de diversos homólogos (parafínicos, nafténicos, y aromáticos) y desempeña un papel dominante en la determinación del comportamiento PVT del fluido. Por ejemplo, en un gas-condensado, la presión del punto de rocío tiene fuerte influencia del peso molecular del C₇₊ y de su cantidad relativa en el fluido. En crudos pesados, los componentes del C₇₊ establecen el comportamiento de la viscosidad y controlan las propiedades de la depositación de asfaltenos y sólidos. Igualmente, en aceites volátiles y condensados ricos, los volúmenes de aceite y otras propiedades por debajo de la presión de saturación son determinados por las cantidades de componentes intermedios y pesados.

La caracterización del fluido fue desarrollada usando datos experimentales PVT que incluyen los análisis TBP (punto de ebullición) para describir las fracciones de C₇₊ del fluido del yacimiento, pruebas de expansión a composición constante, expansiones a volumen constante y pruebas de liberación diferencial a la temperatura del yacimiento, los datos de separador multietapa, y los estudios de inyección de gas (hinchamiento). Los datos de la TBP fueron caracterizados usando un modelo de distribución molar⁷⁴ y las correlaciones del punto de ebullición y de gravedad específica de Søreide⁷⁵. Las propiedades críticas fueron estimadas usando la correlación de Pedersen⁷⁶. Con los datos experimentales de la TBP ajustados a los modelos de caracterización de C₇₊, cinco de los pseudocomponentes “óptimos” fueron seleccionados usando cuadratura Gaussiana. Este método tiene la ventaja que múltiples fluidos del mismo yacimiento (pero con diferentes propiedades de C₇₊) se pueden caracterizar con un solo sistema de pseudocomponentes. Las propiedades de los pseudocomponentes son iguales para todos los fluidos, pero las fracciones molares de los pseudocomponentes son diferentes para cada fluido. En este estudio, todos los datos PVT de calidad, de todas las muestras del yacimiento se pueden ajustar simultáneamente con un solo modelo EoS consistente.

⁷⁴ WHITSON, C. H., ANDERSEN, T. F., and SØREIDE, I. C7 Characterization of Related Equilibrium Fluids Using the Gamma Distribution. New York, 1989.

⁷⁵ SØREIDE, I. Improved Phase Behavior Predictions of Petroleum Reservoir Fluids From a Cubic Equation of State. Dr. Ing. thesis, IPT Report 1989:4, Norwegian Institute of Technology, 1989.

⁷⁶ PEDERSEN, K., THOMASSEN, P., and FREDENSLUND, A. Phase Equilibria and Separation Processes. Report SEP 8207. Denmark: Institute for Kemiteknik, Denmark Tekniske Højskole, July 1982.

Por lo tanto, es importante caracterizarlos exactamente. Varias técnicas se utilizan para agrupar estos componentes en los pseudocomponentes para los modelos de la EoS. El método más ampliamente utilizado es el de Whitson⁷⁷ en el cual la distribución del C₇₊ es representada por una distribución gamma continua que es discretizada en forma óptima en algunas fracciones (es decir, pseudocomponentes). El tipo de fluido y los procesos de producción determinan la selección de los componentes. Al describir fluidos cercanos al punto crítico y bajo escenarios de procesos miscibles, es importante tener componentes más intermedios y más volátiles en la descripción del fluido para representar de una mejor forma los procesos de re vaporización y procesos más complejos como los de condensación y de empuje vaporizante.

5.2.1 Minimización de la Energía y Modelo de Optimización.

Aunque los modelos fluidos basados en EoS predicen el comportamiento multicomponente de una forma confiable, todavía carecen de la capacidad para representar adecuadamente el comportamiento cercano al punto crítico debido a ciertas particularidades encontradas en esta región. Por lo tanto, métodos más-rigurosos tales como los de minimización de la energía de Gibbs/Helmholtz y técnicas de solución de ecuaciones más robustas son necesarias para modelar el comportamiento de los fluidos cercanos al punto crítico⁷⁸. Otro paso crucial en el modelamiento de fluidos es la optimización de los parámetros para ajustar datos experimentales medidos. Generalmente, el modelo de fluidos de la EoS utiliza 6 a 12 componentes, de los cuales cuatro a cinco son pseudo componentes de la fracción C₇₊. El resultado debe modelar varios parámetros (tales como propiedades críticas de los componente-presiones, temperaturas, volúmenes, y factores acéntricos críticos y varios coeficientes binarios de interacción) que deben ser ajustados. Un agrupamiento sistemático de estos parámetros es esencial para obtener una regresión confiable y más rápida.

⁷⁷ WHITSON, C. H. Characterizing Hydrocarbon Plus Fractions. SPEJ, Aug. 1983

⁷⁸ NAGARAJAN, N.R., HONARPOUR, M.M., and SAMPATH, K. Reservoir – Fluid sampling and characterization – Key to efficient reservoir management. JPT, August 2007

5.2.2 Ajuste de la Ecuación de estado.

Los datos PVT fueron simulados usando la EoS de Peng-Robinson y la caracterización del C₇₊ descritos anteriormente. Ajustes leves fueron hechos a las propiedades críticas de los pseudocomponentes, y a los parámetros binarios de interacción entre el metano, el CO₂ y el N₂ y los pseudocomponentes. Regresión no lineal fue utilizada para determinar los parámetros de ajuste, donde particular énfasis fue puesto en el ajuste de los datos composicionales de las pruebas de hinchamiento, los datos volumétricos del experimento de agotamiento a volumen constante, y los resultados de la prueba de separador. Se listan las propiedades críticas utilizadas para el PVT básico en la Tabla 20, las cuales fueron utilizadas para modelar algunas propiedades obtenidas del ajuste de la EoS que se presentan en la Figura 66.

La naturaleza crítica de los fluidos de Cuiagua Sur, unida a la influencia de gradientes composicionales, exige un modelamiento de fluidos composicional robusto⁷⁹. Un modelo fluido fue desarrollado siguiendo los mismos pasos definidos en el diagrama de la Figura 64. La fracción de C₇₊ fue dividida en un número adecuado de componentes volátiles para capturar el comportamiento cercano al punto crítico.

Los cálculos de la EoS fueron realizados con la aplicación de las técnicas de minimización de la energía y de solución de ecuaciones de forma robusta⁸⁰. El modelo de la EoS también fue requerido para capturar gradientes composicionales observados, los cuales fueron logrados modificando la ecuación de equilibrio químico para incluir el efecto gravitacional mediante un modelo de equilibrio químico-gravitacional⁸¹.

Los gradientes composicionales y las variaciones de las propiedades de los fluidos fueron predichos por medio de un modelo de equilibrio químico-gravitacional en la EoS y los resultados se muestran en la Figura 67. La presión de saturación calculadas con profundidad y las variaciones composicionales predichas del metano y del C₇₊ estuvieron de acuerdo con los datos.

⁷⁹ HØIER, L., and WHITSON, C.H. 2001. Compositional Grading - Theory and Practice. SPEREE 4(6): 525. SPE 74714-PA. DOI: 10.2118/74714-PA.

⁸⁰ NAGARAJAN, N.R., HONARPOUR, M.M., and SAMPATH, K. Reservoir – Fluid sampling and characterization – Key to efficient reservoir management. JPT, August 2007.

⁸¹ HØIER, L., and WHITSON, C.H. 2001. Compositional Grading - Theory and Practice. SPEREE 4(6): 525. SPE 74714-PA. DOI: 10.2118/74714-PA.

Tabla 20. Propiedades Críticas del PVT Básico

Component	MW g/mol	Critical P. psia	Critical T. F	Acentric	Critical V. cm ³ /gmol	Critical Z	Tb F	Volume Trans.
CO2	44.01	1071.3	87.9	0.225	93.9	0.274246	-109.2	-0.04958
C1N2	16.11	671.4	-117.5	0.01326	99.11	0.290287	-259.2	-0.14851
C2	30.07	708.3	90.1	0.0986	148.3	0.285222	-127.4	-0.10863
C3-4	50.32	579.2	251.6	0.17436	231.12	0.280966	-8.8	-0.073239
C5-6	78.94	494	438.9	0.25983	328.29	0.2694	133	-0.033306
C7-10	117.7	396.3	509.7	0.50217	454.41	0.277291	385.9	0.127803
C11-14	167.3	311.9	621.7	0.63182	615.72	0.265075	493.8	0.303643
C15-20	237.77	258	743.1	0.80079	778	0.249148	614.5	0.175046
C21-29	339.94	225.7	885.7	1.00932	916.27	0.229493	752.4	-0.236022
C30+	550	210.8	1131.5	1.26965	1036.56	0.204954	966.7	-1.291503

	N2	CO2	C1	C2	C3	C4	C5-C6	C7-10	C11-14	C15-20	C21-29	C30+
N2	0	-0.02	0.036	0.05	0.08	0.0918	0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
CO2		0	0.1	0.13	0.135	0.13	0	0.125	0.125	0.125	0.125	0.125
C1			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
C2				0	0	0	0	0	0	0	0	0
C3					0	0	0	0	0	0	0	0
C4						0	0	0	0	0	0	0
C5-C6							0	0	0	0	0	0
C7-10								0	0	0	0	0
C11-14									0	0	0	0
C15-20										0	0	0
C21-29											0	0
C30+												0

Figura 65. Tren de las propiedades críticas versus el peso molecular

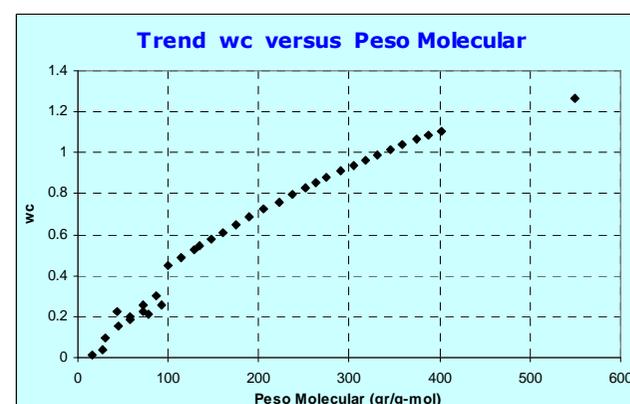
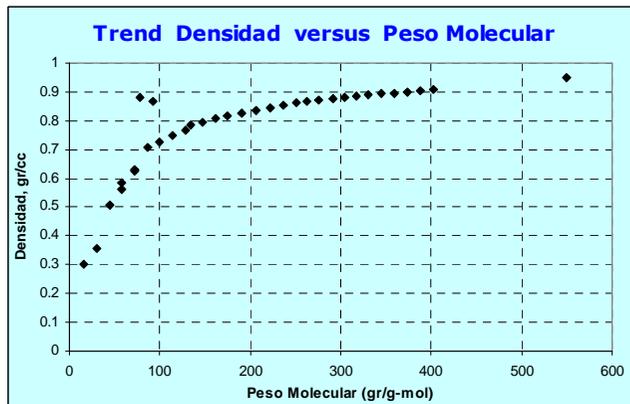
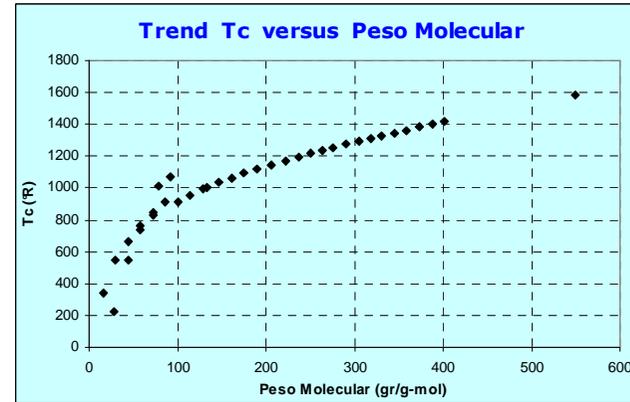
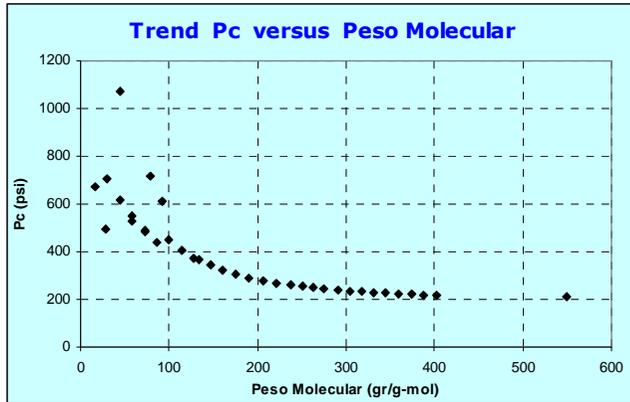


Figura 66. Ajuste de la EoS con respecto al PVT Básico de Cupiagua Sur

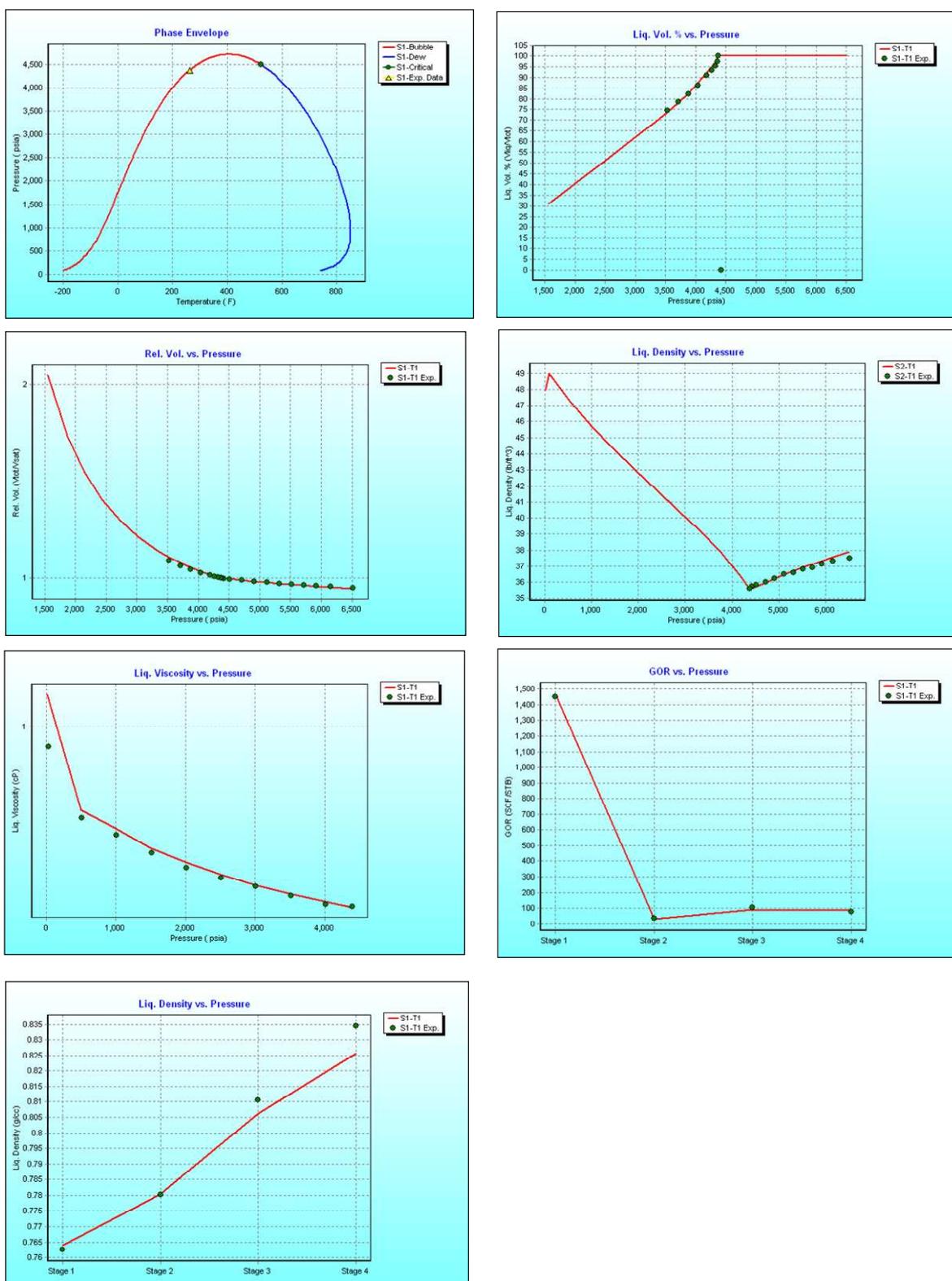
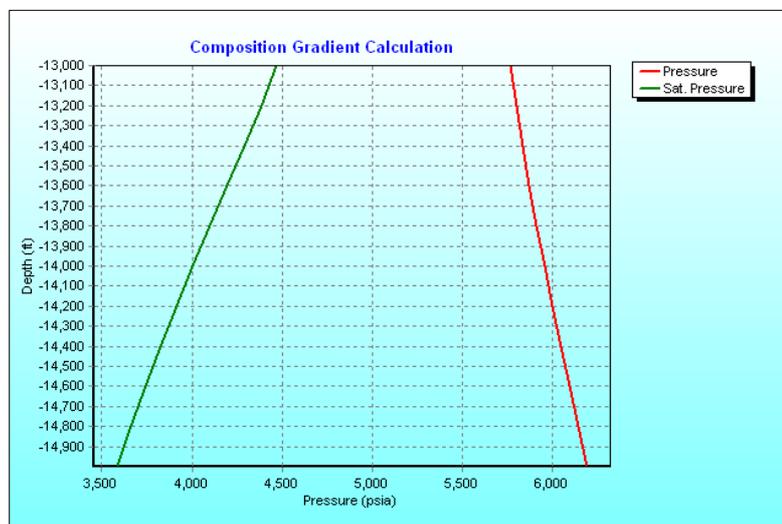


Figura 67. Gradiente de presión con profundidad actualizado



La caracterización final de la EoS de 36 componentes fue reducida a diez componentes para el uso en estudios de modelamiento 3D. El procedimiento de reducción “pseudoization” asegura que la caracterización de 10 componentes reproduce exactamente la caracterización de 36 componentes original. Esto fue alcanzada por:

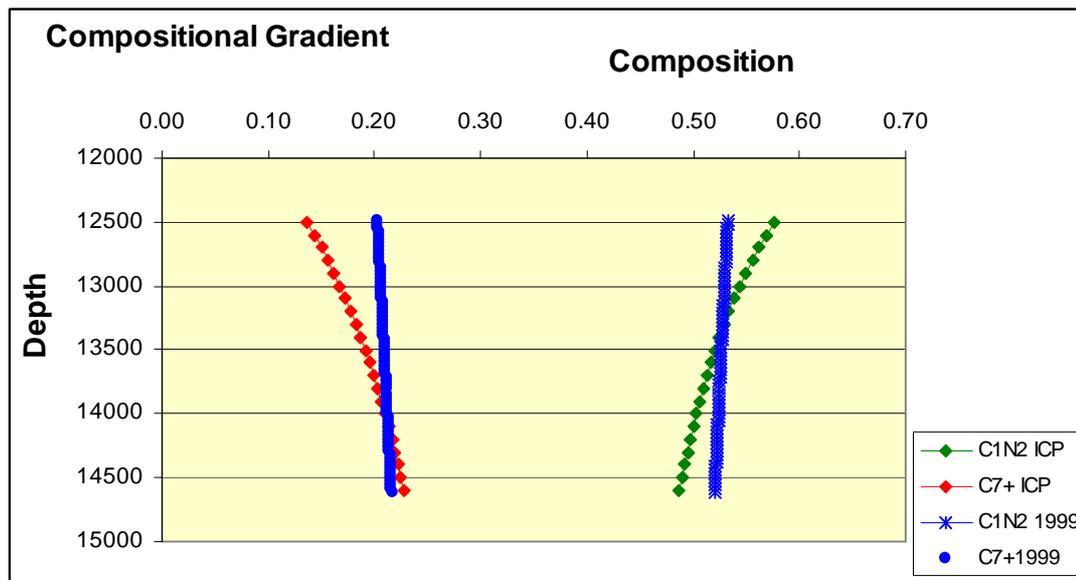
- (1) simulación de numerosos experimentos PVT con la caracterización original.
- (2) tratando los resultados calculados como “datos”.
- (3) reduciendo a diez componentes usando el procedimiento de Coats⁸².
- (4) Ajustando de una forma fina los parámetros de la EoS (constantes A y B de la EoS para cada pseudocomponente, y los parámetros de interacción binaria entre el metano y las fracciones de C₇₊) mediante regresión no lineal.

Los resultados calculados fueron almacenados automáticamente como “datos” que formaron la base para la regresión no lineal en el procedimiento de reducción “pseudoization”. La escogencia de los pseudocomponentes fue basada en un estudio preliminar usando el procedimiento de agrupamiento. Las caracterizaciones reducidas a 12, 10, 8 y 6 pseudocomponentes fueron desarrolladas. Fue encontrado que la reducción de 8 a 6 pseudocomponentes no pudo reproducir algunas características del comportamiento de fases de la caracterización original de 36 componentes. La caracterización reducida final

⁸² COATS, K. H. Simulation of Gas Condensate Reser-voir Performance. JPT , Oct. 1985.

consiste de CO₂, C₁+ N₂, C₂, C₃+C_{4s}, (C_{5s}+C₆), y cinco fracciones del C₇+ (el más pesado con un peso molecular de 550). Las caracterizaciones finales de los 36, 15, 12 y 10 componentes de la EoS están dadas en la Tabla 19.

Figura 68. Comparación de las variaciones composicionales predichas del C₁ y del C₇+



Para modelar los procesos del campo Cupiagua Sur, fue necesario dividir la fracción C₇+ en una gran cantidad de pseudocomponentes para el modelo de la EoS. Los pseudocomponentes fueron generados agrupando los componentes en pequeños rangos de números de carbón (ejemplo, C₇-C₁₀, C₁₁-C₁₄, C₁₅-C₂₀, C₂₁-C₂₉ y C₃₀+). Este tipo de descripción detallada del C₇+ era necesario capturar la vaporización de los componentes intermedios tan altos como el C₂₀ al C₂₅ por la fase densa rica en CO₂. El procedimiento de minimización de energía de Helmholtz en términos de densidades molares fue utilizado para identificar las soluciones de equilibrio de fases correcta⁸³.

La formulación de la minimización de la energía de Helmholtz converge a soluciones reales evitando dificultades encontradas mientras que usa la energía-minimización Gibbs como función de números molares y el volumen molar. Además de ajustar el modelo de fluidos a los datos del equilibrio PVT, los datos del slim tube fueron utilizados en un simulador 1D para ver el ajuste del

⁸³ NAGARAJAN, N.R., HONARPOUR, M.M., and SAMPATH, K. Reservoir – Fluid sampling and characterization – Key to efficient reservoir management. JPT, August 2007.

modelo de la EoS. Para el análisis estadístico se utilizó el error absoluto medio (MAE) y el sesgo (BIAS) siendo S los valores obtenidos del simulador, I los datos experimentales y n el número de muestras (Ver ecuación 5.33 y 5.34).

A continuación se presenta un análisis de los errores medidos con respecto a los resultados para el PVT Básico (ver Tabla 21).

$$MAE = \frac{\sum |\log(S) - \log(I)|}{n} * 100 \quad \dots\dots\dots [5.33]$$

$$BIAS = \frac{\sum [\log(S) - \log(I)]}{n} * 100 \quad \dots\dots\dots [5.34]$$

Características composicionales PVT de gran importancia del fluido volátil de Cupiagua Sur sometido a la inyección de fluidos se observan a continuación:

- Inyección de gas de separador: Se analizan los comportamientos del modelamiento con 10 y 12 componentes donde 5 contactos son establecidos (20%, 30%, 40%, 50%, 70% molar), la variación de la presión de burbuja y la identificación del paso de fluido volátil a gas condensado, la variación de propiedades del fluido como la viscosidad y de los gradientes composicionales comparando 5 modelos de caracterización como son:
 1. Caracterización completa (36 componentes)
 2. Caracterización con 15 componentes
 3. Caracterización con 10 componentes
 4. Caracterización con 12 componentes
 5. Caracterización con 3 pseudocomponentes

Tabla 21. Comparación de datos experimentales y datos simulados

EXPERIMENT 1: ICP CCE Original Oil
REFERENCE TEMPERATURE (F) = 256
REFERENCE PRESSURE (PSIA) = 5500
CALC. SATURATION PRESSURE (PSIA) = 4384.1
EXPT. SATURATION PRESSURE (PSIA) = 4383

STG	PRES PSIA	REL VOL, INITIAL		LIQ SAT, INITIAL	
		EXPT	CALC	EXPT	CALC
1	6516	0.949124	0.9448	1	1
2	6156	0.956175	0.9522	1	1
3	5916	0.960184	0.9576	1	1
4	5715	0.964608	0.9622	1	1
5	5515	0.968203	0.9671	1	1
6	5315	0.972627	0.9723	1	1
7	5115	0.977327	0.9776	1	1
8	4915	0.98341	0.9833	1	1
9	4715	0.988802	0.9893	1	1
10	4515	0.995023	0.9956	1	1
11	4421	0.997926	0.9988	1	1
12	4384.1	0.9995	1	1	1
13	4383	1	1.0001	1	0.9995
14	4366	1.000691	1.0017	0.9723	0.9919
15	4325	1.003595	1.0055	0.9517	0.9743
16	4265	1.008986	1.0114	0.9333	0.9502
17	4188	1.015207	1.0193	0.9091	0.9218
18	4045	1.02765	1.0351	0.8634	0.8746
19	3880	1.044654	1.0554	0.8226	0.8265
20	3715	1.062765	1.0784	0.7846	0.7829
21	3529	1.087927	1.1078	0.746	0.7374
AVE % ERR		0.3		0.51	
AVE % BIAS		-0.22		0.37	

STG	PRES PSIA	REL VOL, INITIAL	
		EXPT	CALC
1	6516	0.6014	0.6057
2	6156	0.5896	0.5912
AVE % ERR		0.49	
AVE % BIAS		-0.49	

EXPERIMENT 2: Cupiagua South Mirador MultiStage ICP
REFERENCE TEMPERATURE (F) = 256
REFERENCE PRESSURE (PSIA) = 5500
CALC. SATURATION PRESSURE (PSIA) = 4383

STG	TEMP F	PRES PSIA	CUM GOR, SCF/BBL		LIQ DEN, G/CC		SEP VOL FACTOR,		GAS RAVITY	
			EXPT	CALC	EXPT	CALC	EXPT	CALC	EXPT	CALC
1	190	715	1448.3	1461.1	0.74623	0.76408	1.158	1.14	0.8239	0.82252
2	150	515	34.1	31.8	0.7804	0.7801	1.124	1.11	0.8037	0.79017
3	100	150	103.5	93.5	0.8098	0.80573	1.061	1.054	0.8853	0.86999
4	60	14.7	75	82	0.8352	0.82495	1	1	1.3458	1.3281
AVE % ERR			6.73		1.03		0.87		1.23	
AVE % BIAS			-1.83		0.146		-0.87		-1.23	

EXPERIMENT 3: Cupiagua South Mirador CVD Test (ICP)

REFERENCE TEMPERATURE (F)	=	256
REFERENCE PRESSURE (PSIA)	=	5500
CALC. SATURATION PRESSURE (PSIA)	=	4384.1
EXPT. SATURATION PRESSURE (PSIA)	=	4383

STG	PRES PSIA	Viscosity	
		EXPT	CALC
1	6500	0.189	0.18
2	6140	0.177	0.175
3	5500	0.157	0.167
4	5000	0.149	0.16
5	4500	0.144	0.152
6	4000	0.179	0.18
7	3500	0.220	0.217
8	3000	0.261	0.256
9	2500	0.300	0.301
10	2000	0.349	0.353
11	1500	0.417	0.414
12	990	0.500	0.492
13	500	0.577	0.584
14	15	0.908	1.161
AVE % ERR		4.17	
AVE % BIAS		2.48	

- Inyección de gas con 100% CO₂: Se analizan los comportamientos del modelamiento con 10 y 12 componentes donde 5 contactos son establecidos (20%, 35%, 45%, 55%, 65% molar), los diagramas de fases obtenidos, la variación de la presión de burbuja y la identificación del paso de fluido volátil a gas condensado, la variación de propiedades del fluido como la viscosidad, GOR, Bo y densidad, y finalmente los gradientes composicionales comparando 3 modelos de caracterización (1. Caracterización completa, 2. Caracterización con 10 componentes y Caracterización con 12 componentes).
- Inyección de flue gas: Se analizan los comportamientos del modelamiento con 10 y 12 componentes donde 5 contactos son establecidos (10%, 20%, 30% molar), los diagramas de fases obtenidos, la variación de la presión de burbuja, la variación de propiedades del fluido como la viscosidad, GOR, Bo y densidad, comparando 5 modelos de caracterización descritos anteriormente.

5.2.3. Análisis de Resultados.

A través de estos estudios de modelamiento se evaluaron los aspectos composicionales del desempeño del recobro mediante la inyección de fluidos.

Figura 69. Estudio de Hinchamiento mediante inyección de gas de separador - 5 contactos (10 componentes)

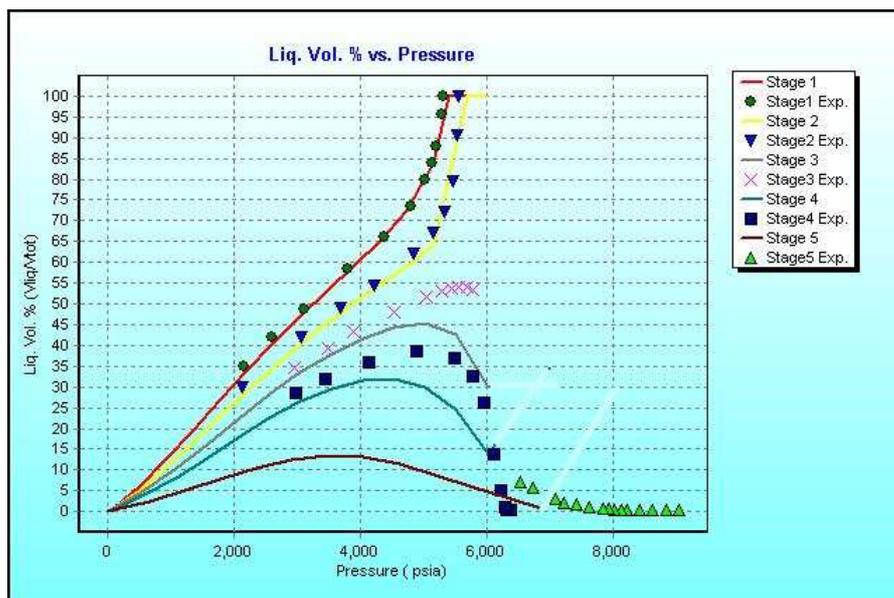


Figura 70. Estudio de Hinchamiento mediante inyección de gas de separador - 5 contactos (12 componentes).

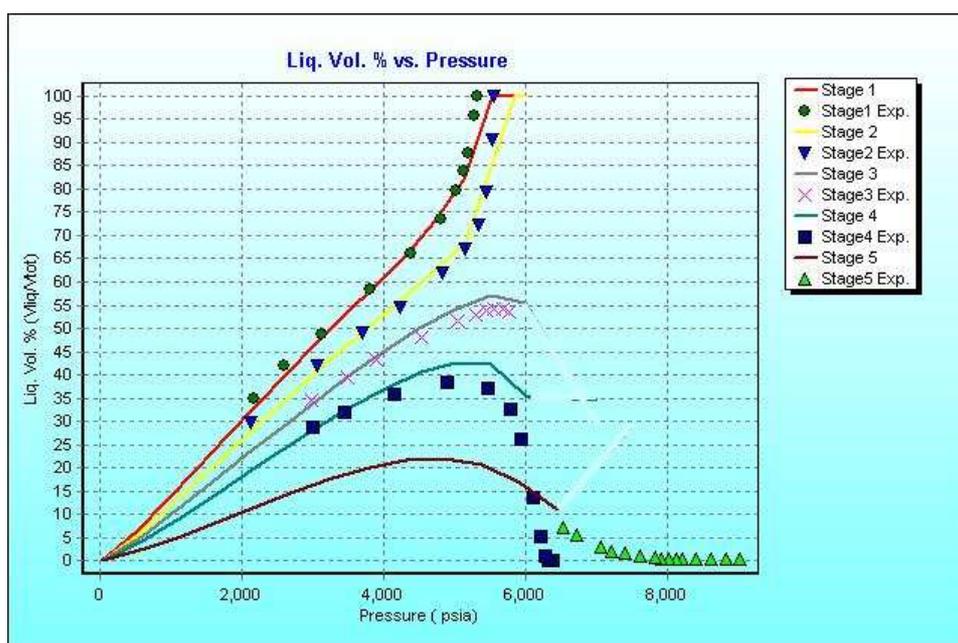


Figura 71. Cambio de las presiones de burbuja a rocío bajo la inyección de gas de separador - 5 modelos de caracterización.

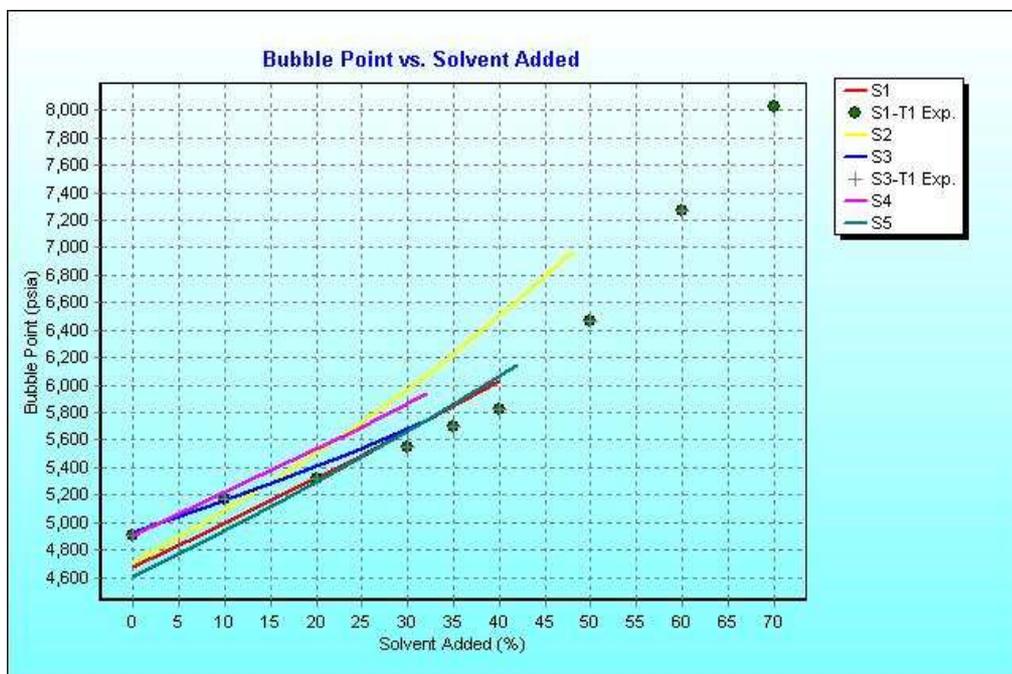


Figura 72. Variación de la viscosidad bajo la inyección de gas de separador - 5 modelos de caracterización.

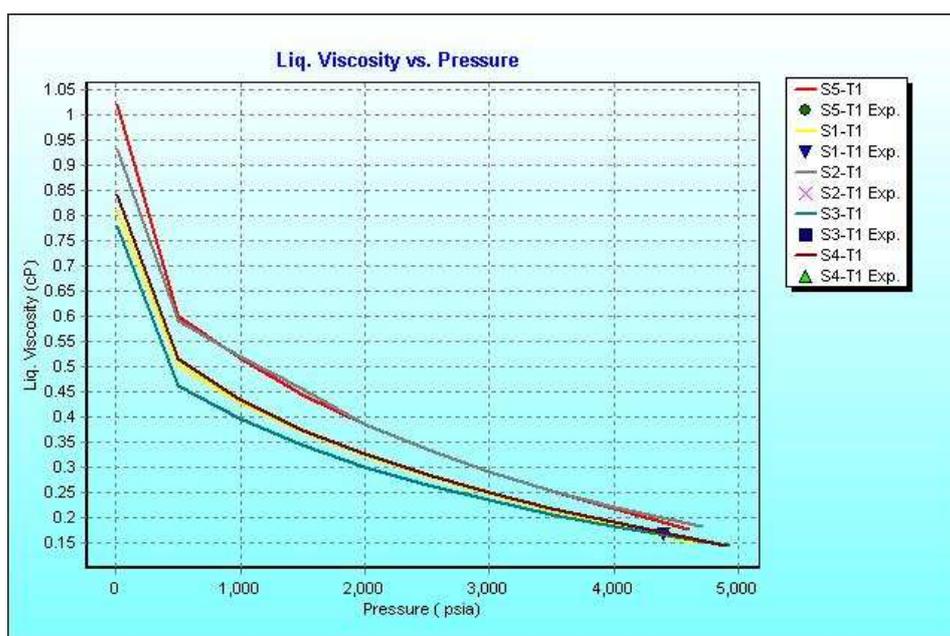


Figura 73. Variación del gradiente de presión bajo procesos de inyección de gas de separador – 5 modelos de caracterización.

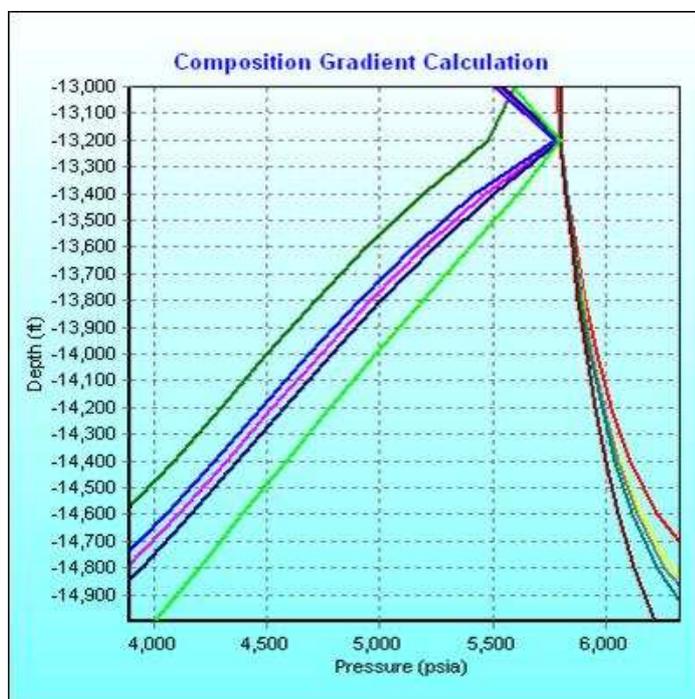


Figura 74. Variación del diagrama de fases bajo procesos de inyección de gas con 50% CO₂ – 5 modelos de caracterización.

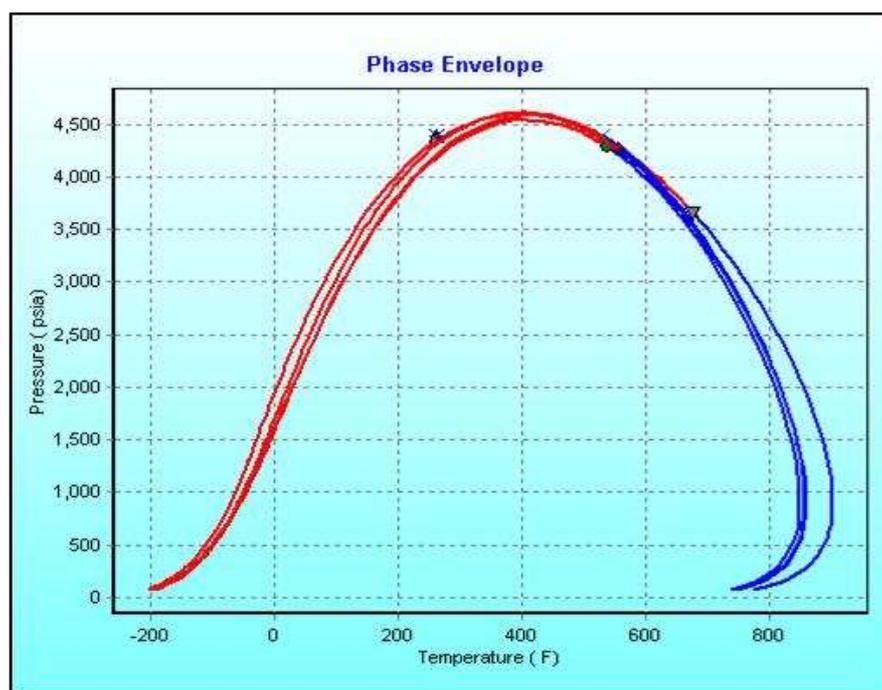


Figura 75. Cambio de las presiones de burbuja a rocío bajo la inyección de gas con 50% CO₂ – 5 modelos de caracterización.

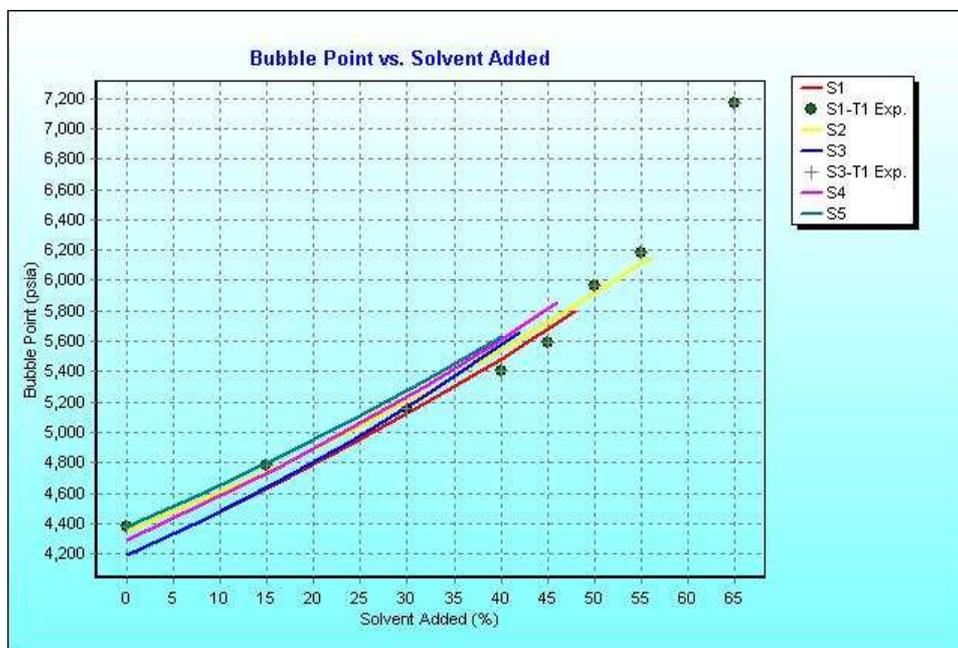


Figura 76. Variación de las presiones de burbuja y la saturación de líquidos bajo procesos de inyección de gas con 50% CO₂ – 5 modelos de caracterización.

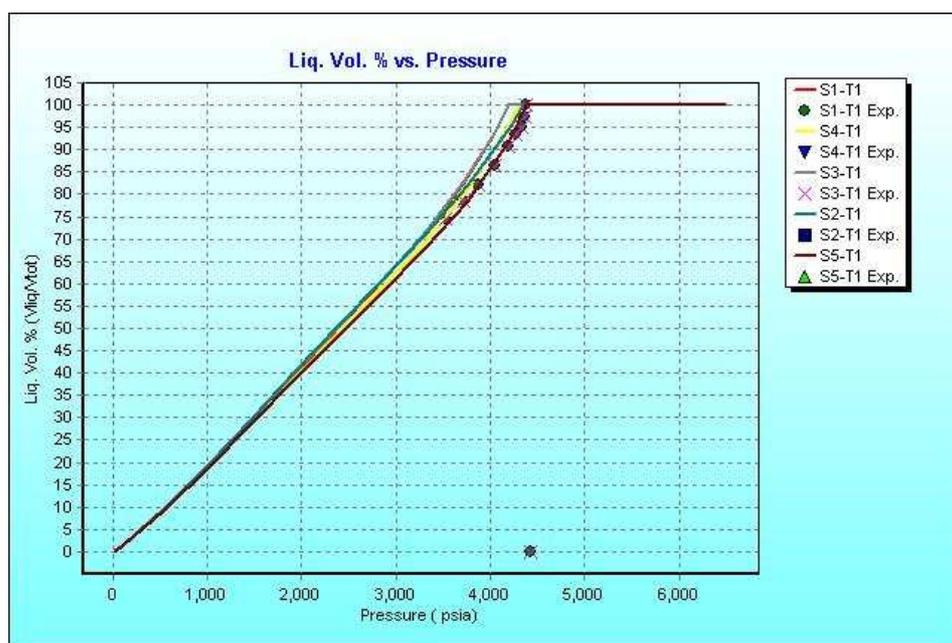


Figura 77. Variación de la densidad de liquido bajo procesos de inyección de gas con 50% CO₂ – 5 modelos de caracterización.

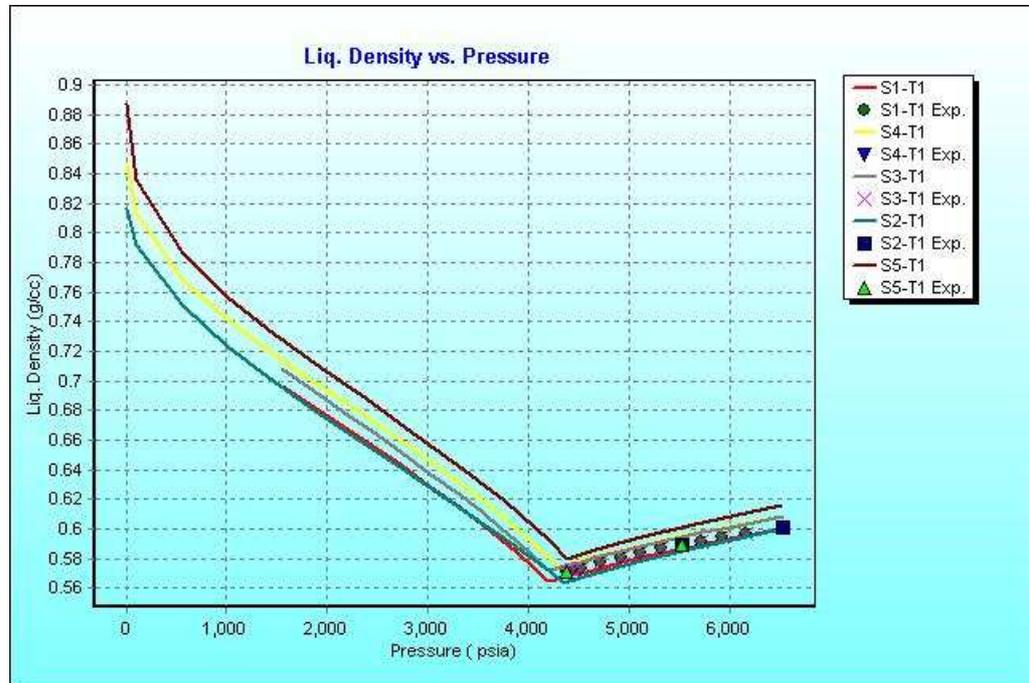


Figura 78. Variación del GOR bajo procesos de inyección de gas con 50% CO₂ – 5 modelos de caracterización.

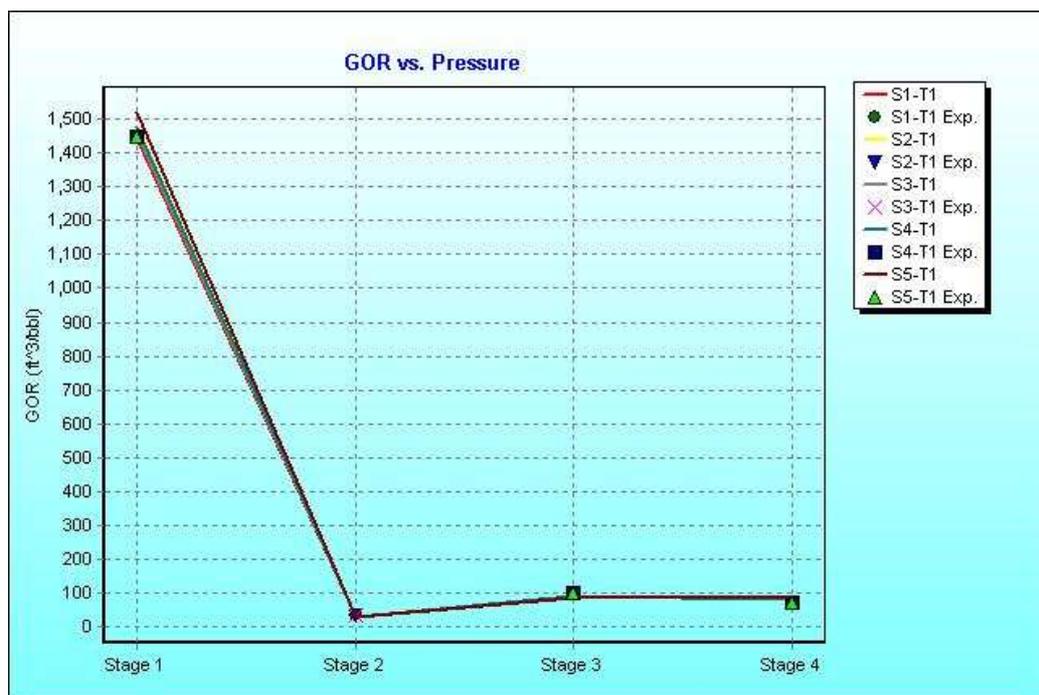


Figura 79. Variación de la viscosidad bajo procesos de inyección de gas con 50% CO₂ - 5 modelos de caracterización.

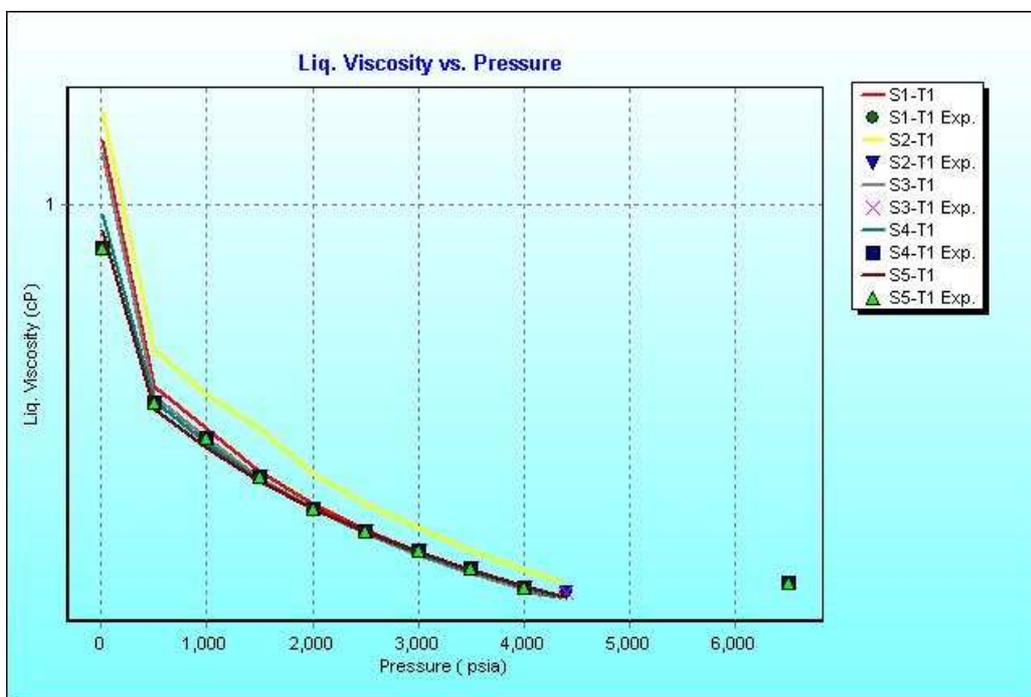


Figura 80. Variación del Bo bajo procesos de inyección gas con 50% CO₂ - 5 modelos de caracterización.

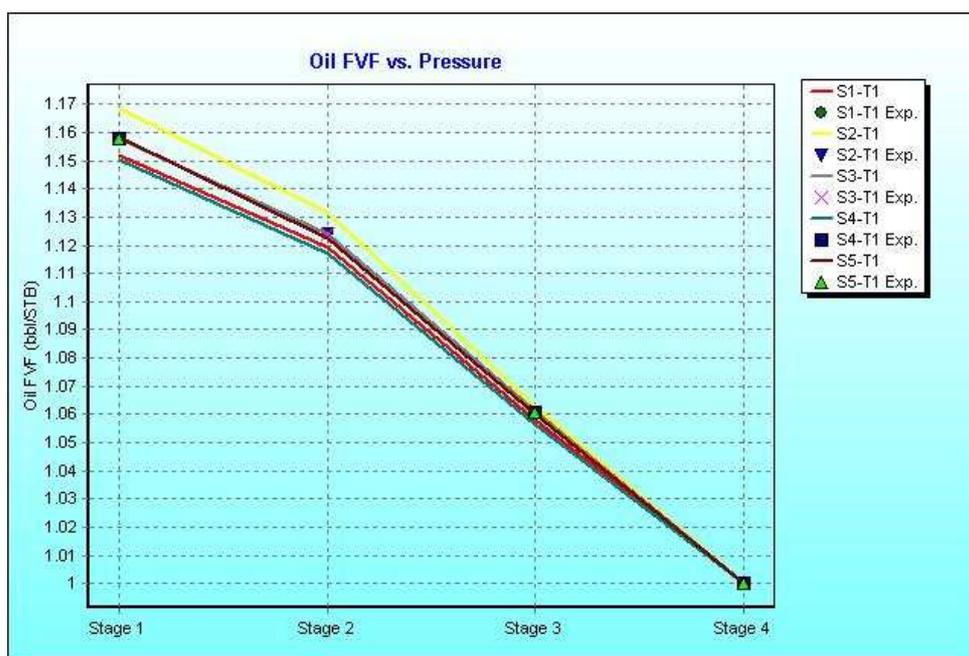


Figura 81. Estudio de Hinchamiento mediante procesos de inyección gas con 50% CO₂ - 5 contactos (10 componentes).

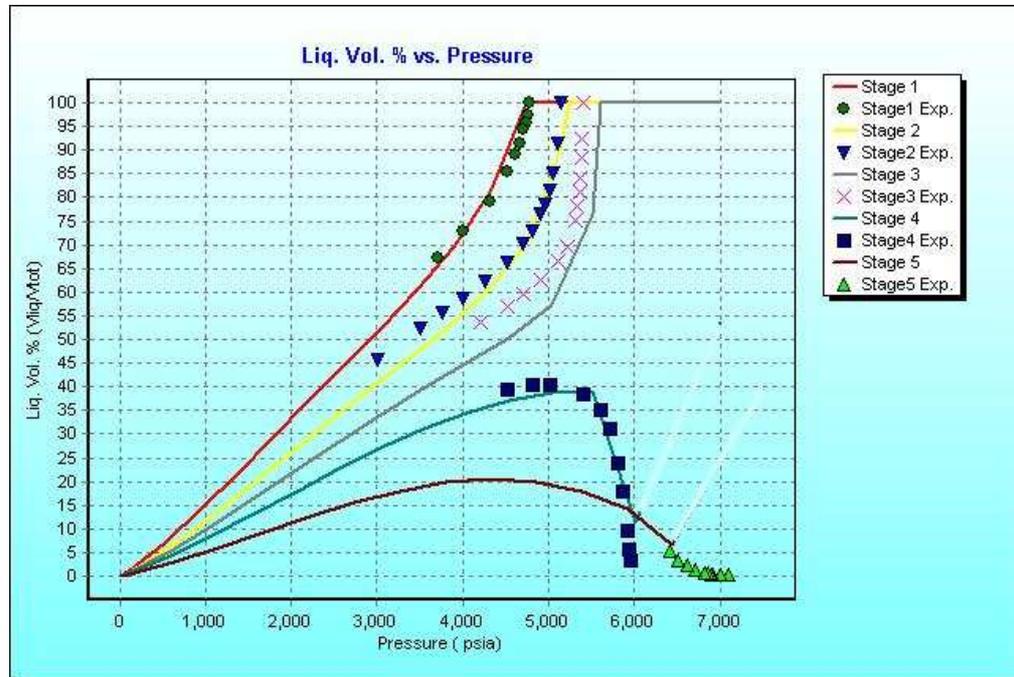


Figura 82. Estudio de Hinchamiento mediante procesos de inyección gas con 50% CO₂ - 5 contactos (12 componentes).

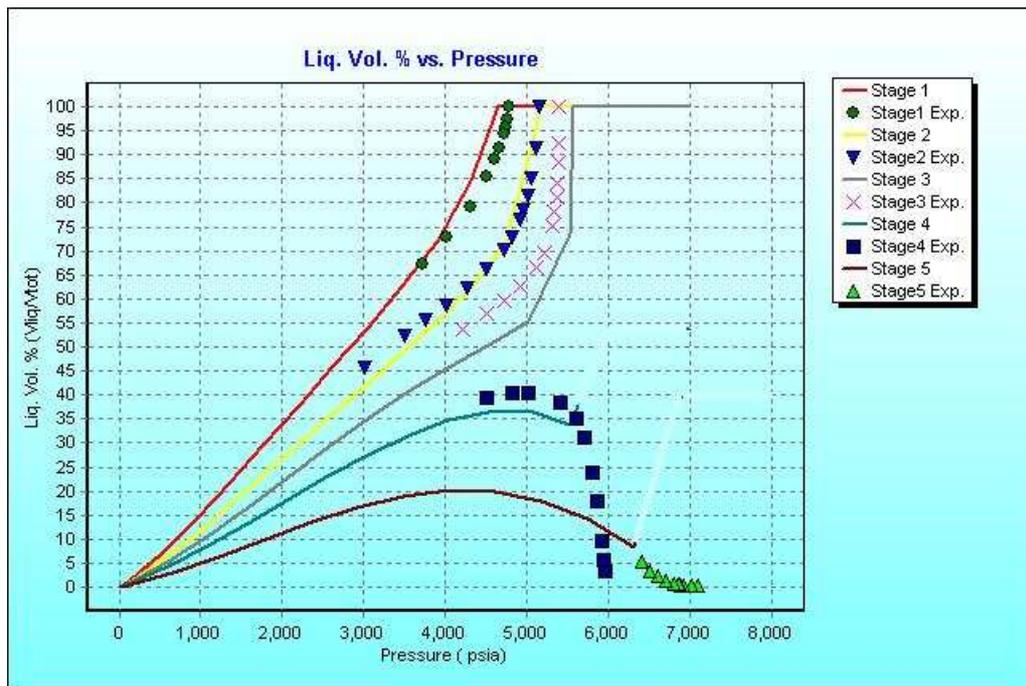


Figura 83. Variación del diagrama de fases bajo procesos de inyección de gas con 100% CO₂ - 3 modelos de caracterización.

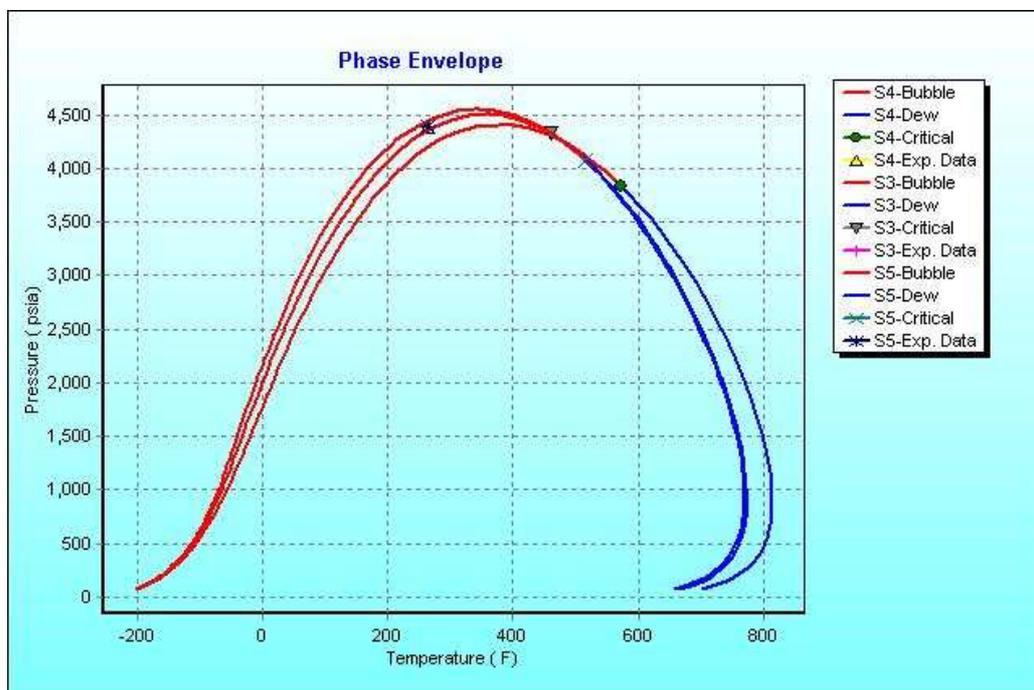


Figura 84. Variación de las presiones de burbuja y la saturación de líquidos bajo procesos de inyección de gas con 100% CO₂ - 3 modelos de caracterización.

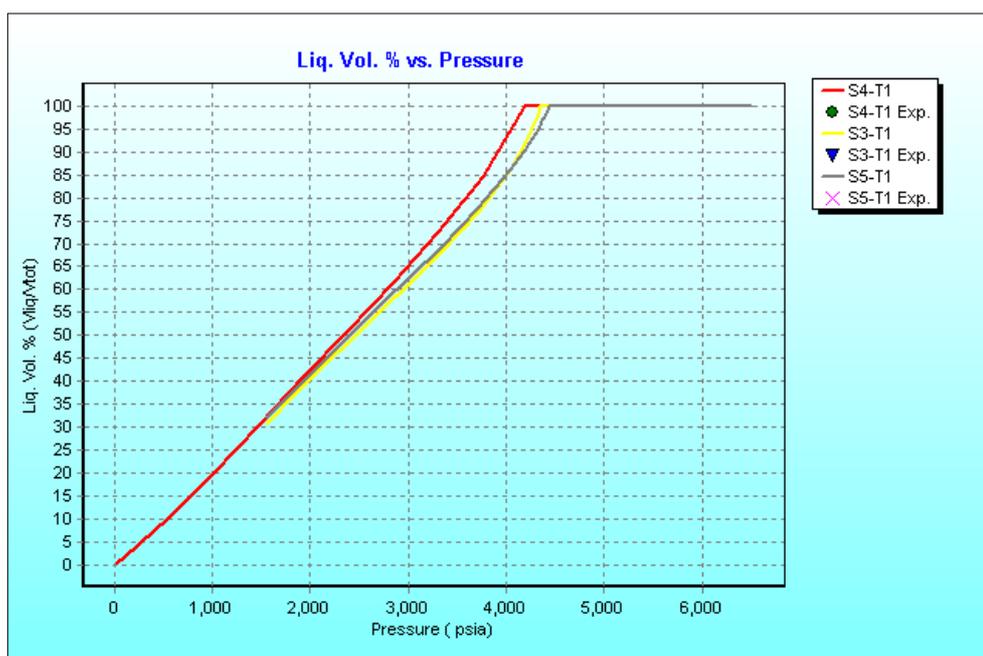


Figura 85. Variación de la densidad de líquido bajo procesos de inyección de gas con 100% CO₂ – 3 modelos de caracterización.

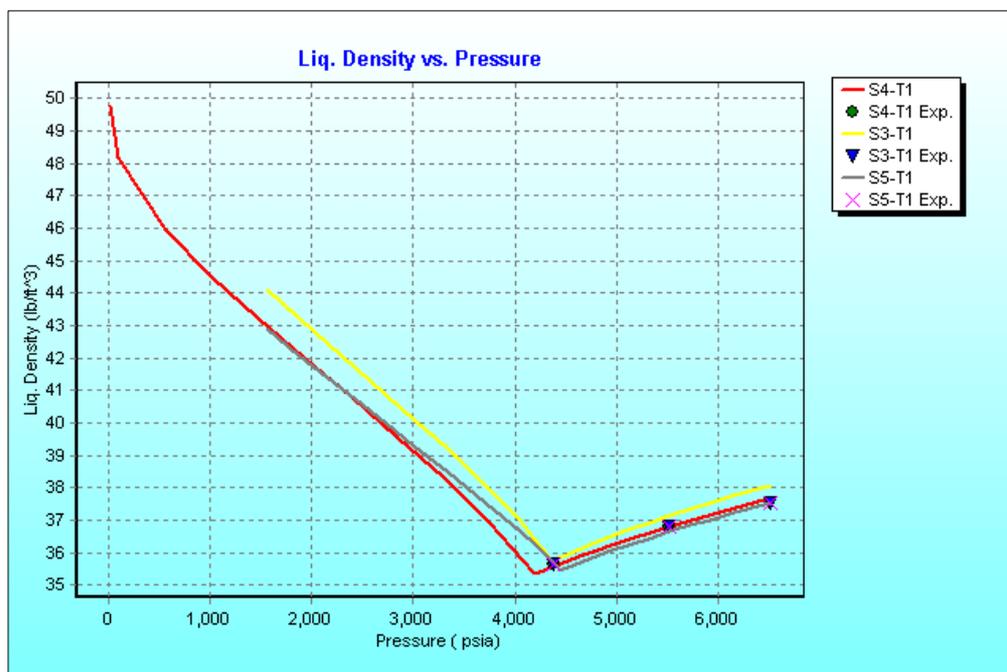


Figura 86. Variación de la viscosidad bajo procesos de inyección de gas con 100% CO₂ – 3 modelos de caracterización.

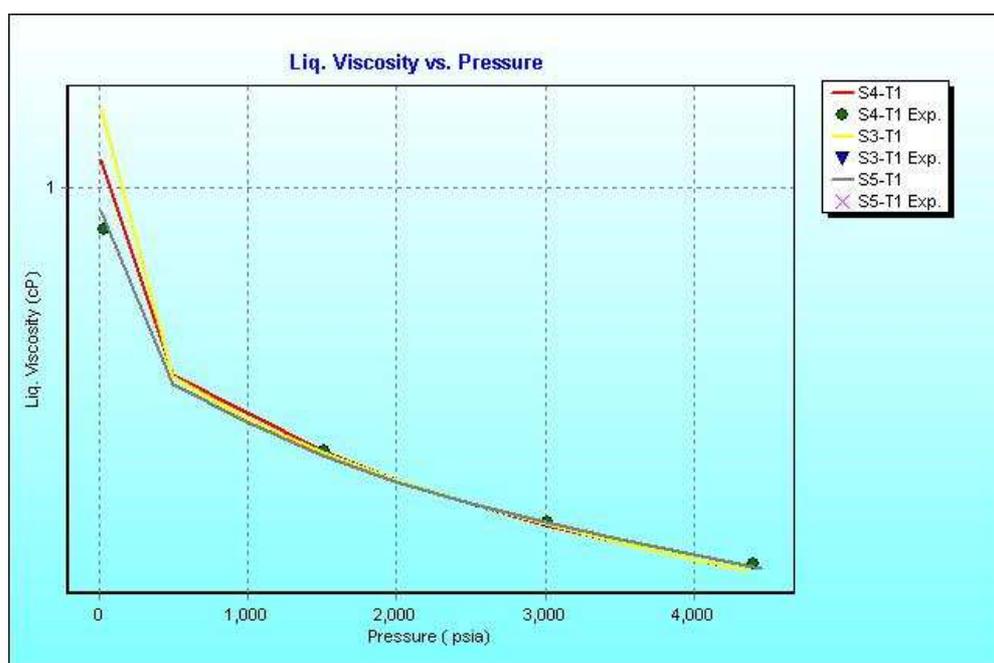


Figura 87. Variación del GOR bajo procesos de inyección gas con 100% CO₂ - 3 modelos de caracterización.



Figura 88. Variación del Bo bajo procesos de inyección gas con 100% CO₂ - 3 modelos de caracterización.

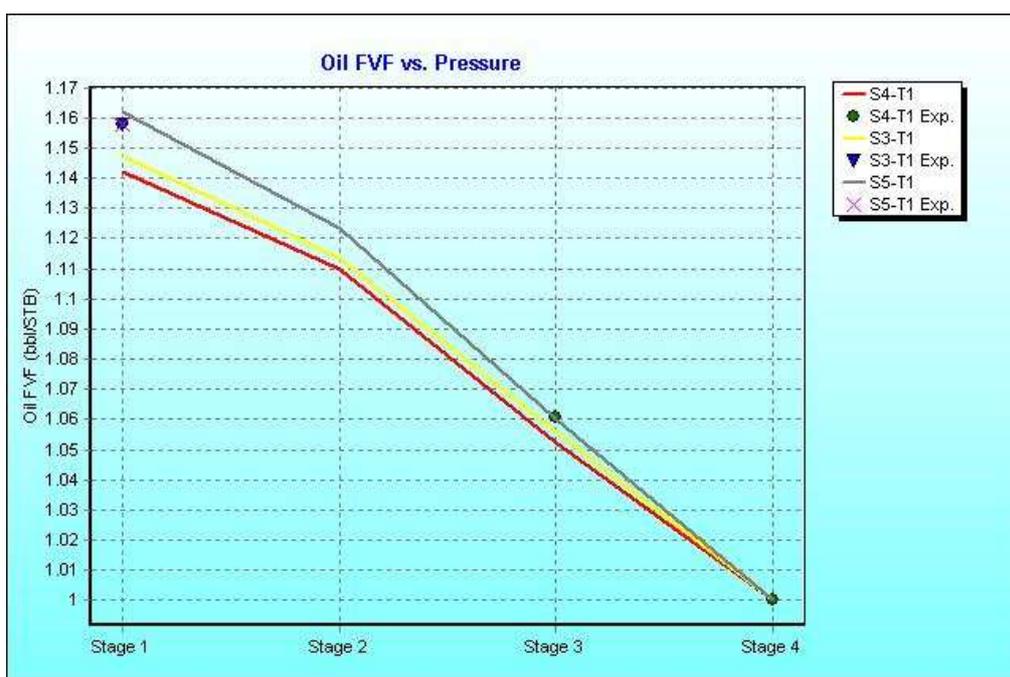


Figura 89. Estudio de Hinchamiento mediante procesos de inyección gas con 100% CO₂ – 5 contactos (10 componentes)

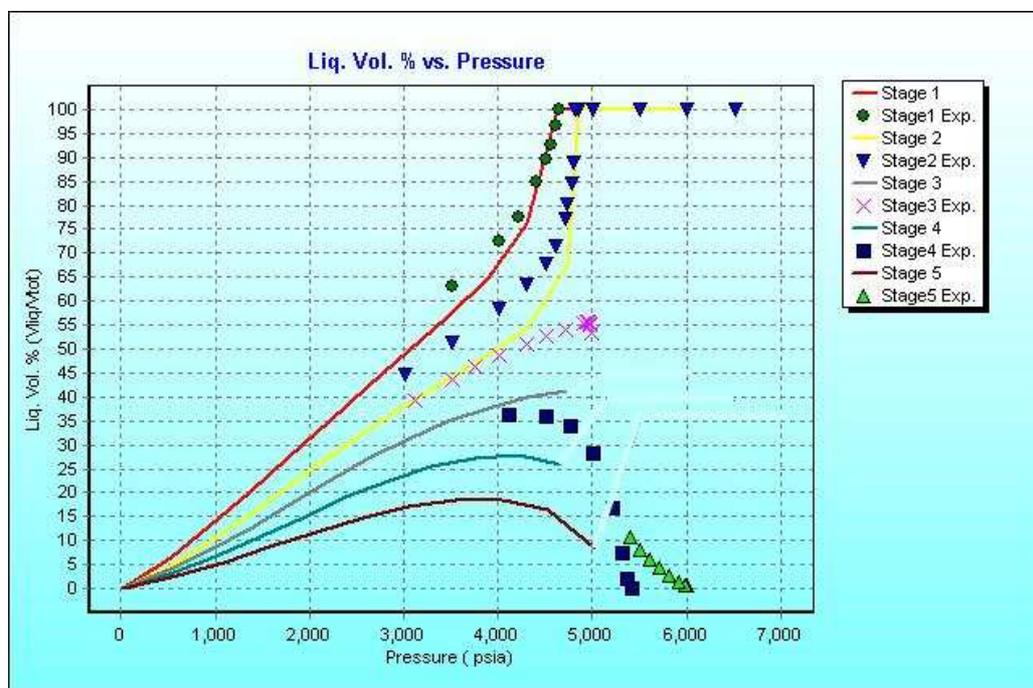


Figura 90. Cambio de las presiones de burbuja a rocío bajo la inyección de gas con 100% CO₂ – 3 modelos de caracterización.

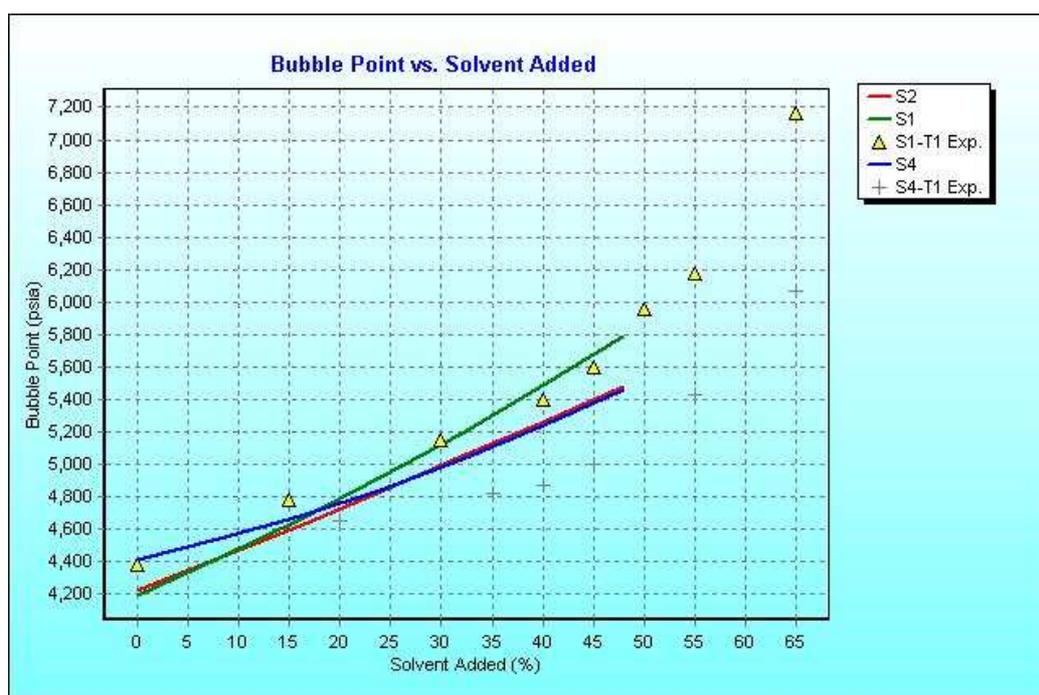


Figura 91. Variación del diagrama de fases bajo procesos de inyección con flue gas – 5 modelos de caracterización.

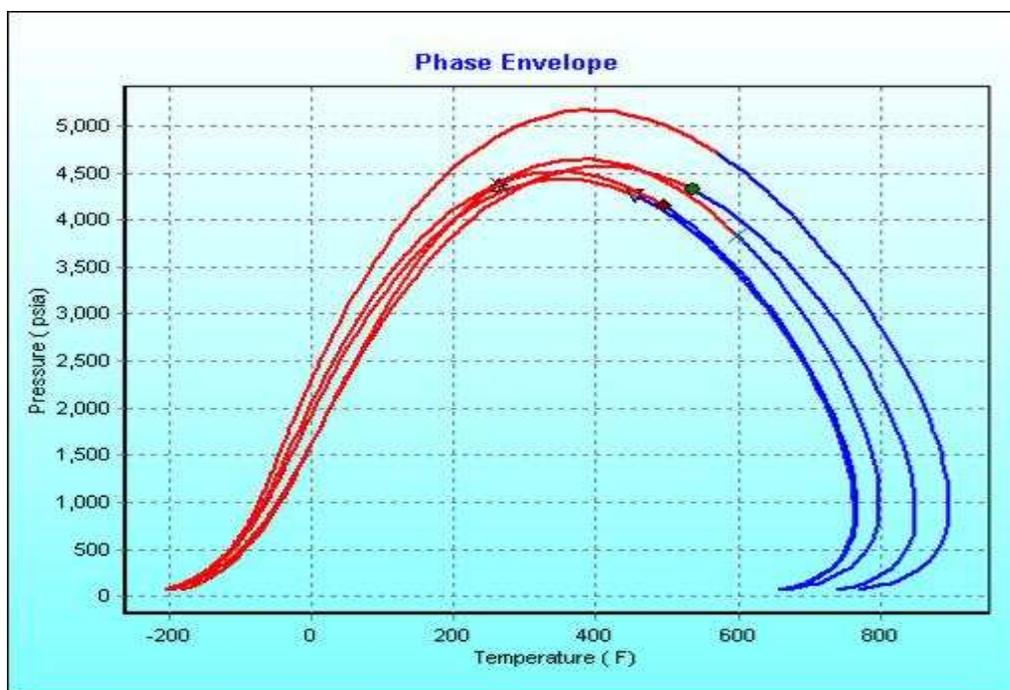


Figura 92. Variación de las presiones de burbuja y la saturación de líquido bajo procesos de inyección con flue gas – 5 modelos de caracterización.

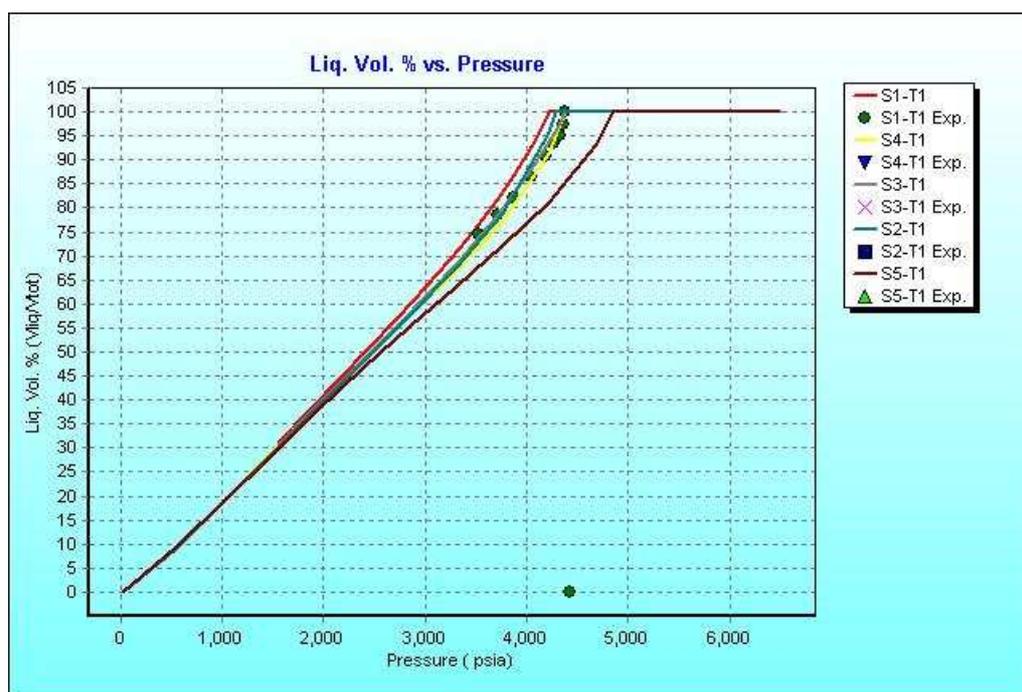


Figura 93. Variación de la densidad de líquido bajo procesos de inyección con flue gas - 5 modelos de caracterización.

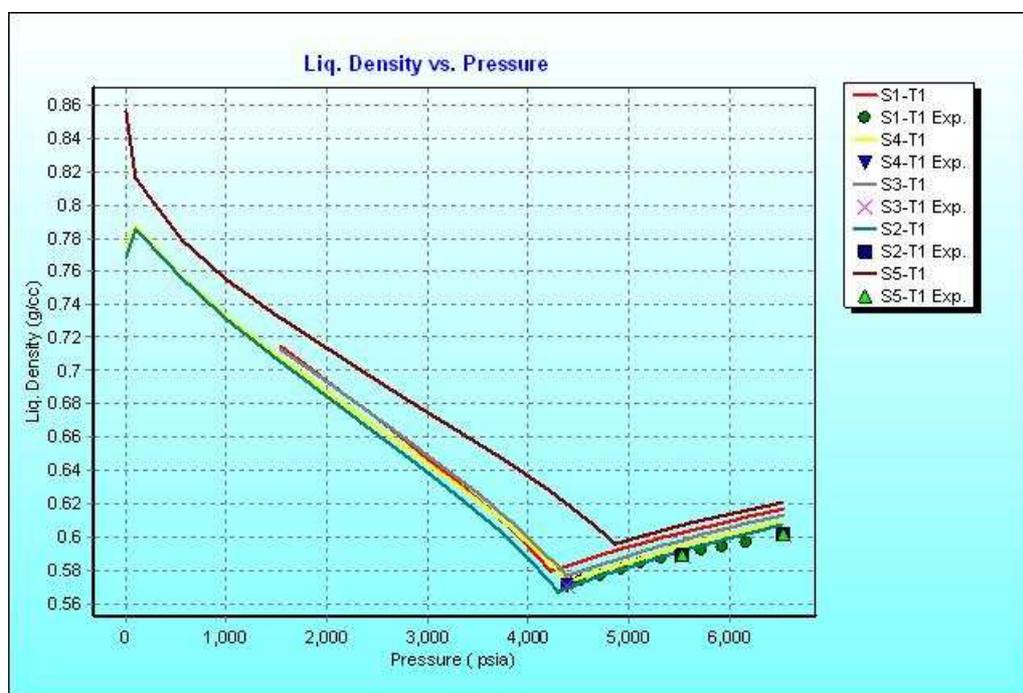


Figura 94. Variación del GOR bajo procesos de inyección con flue gas - 5 modelos de caracterización.

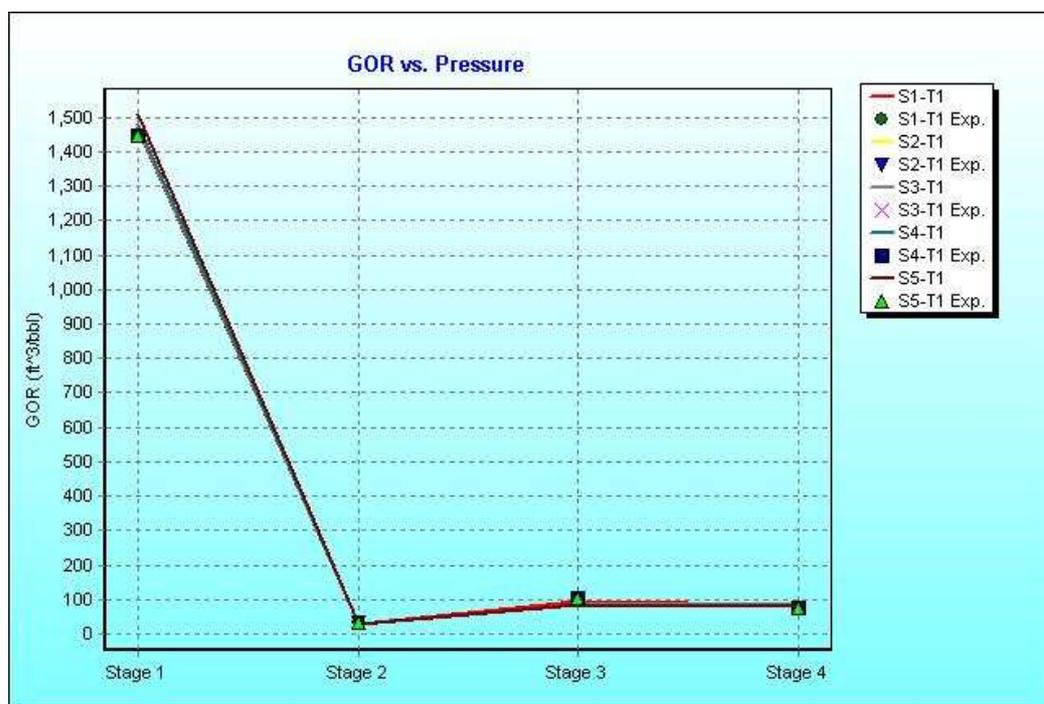


Figura 95. Variación del Bo bajo procesos de inyección con flue gas – 5 modelos de caracterización.

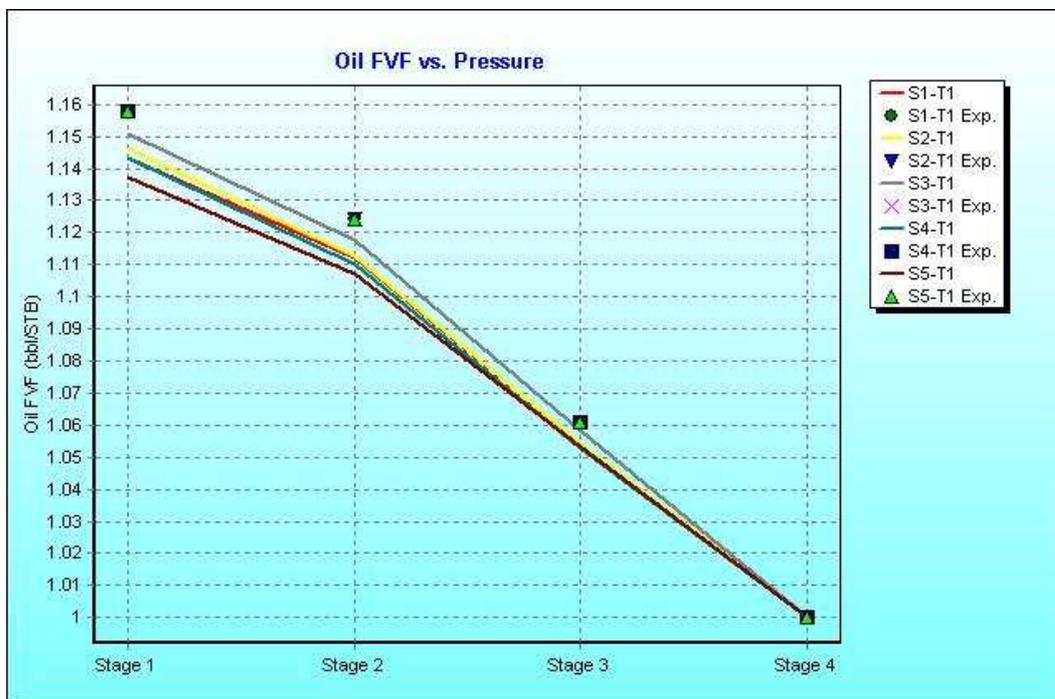


Figura 96. Variación de la viscosidad bajo procesos de inyección con flue gas – 5 modelos de caracterización.

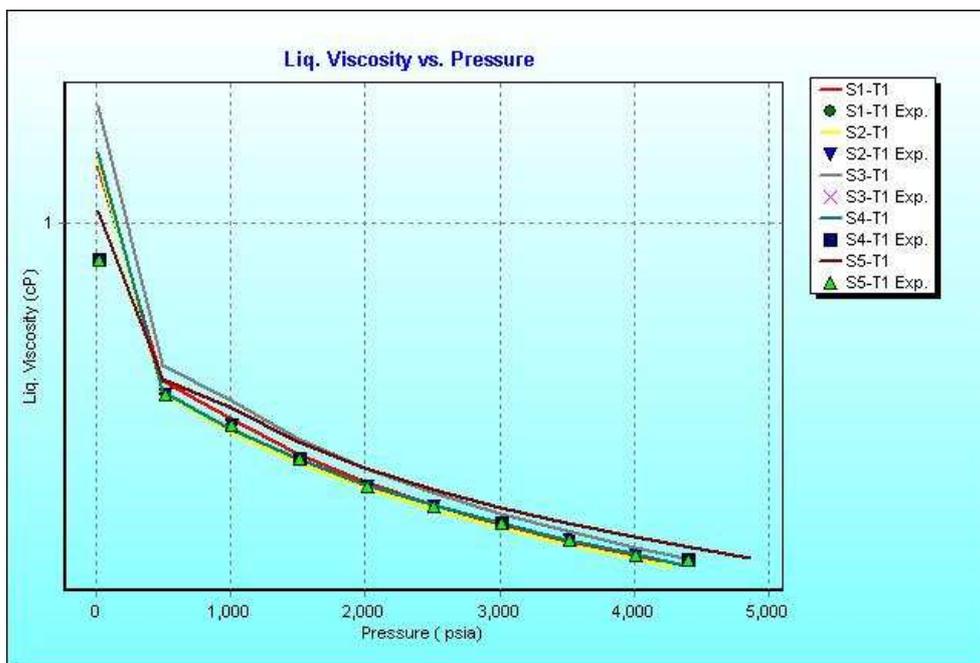
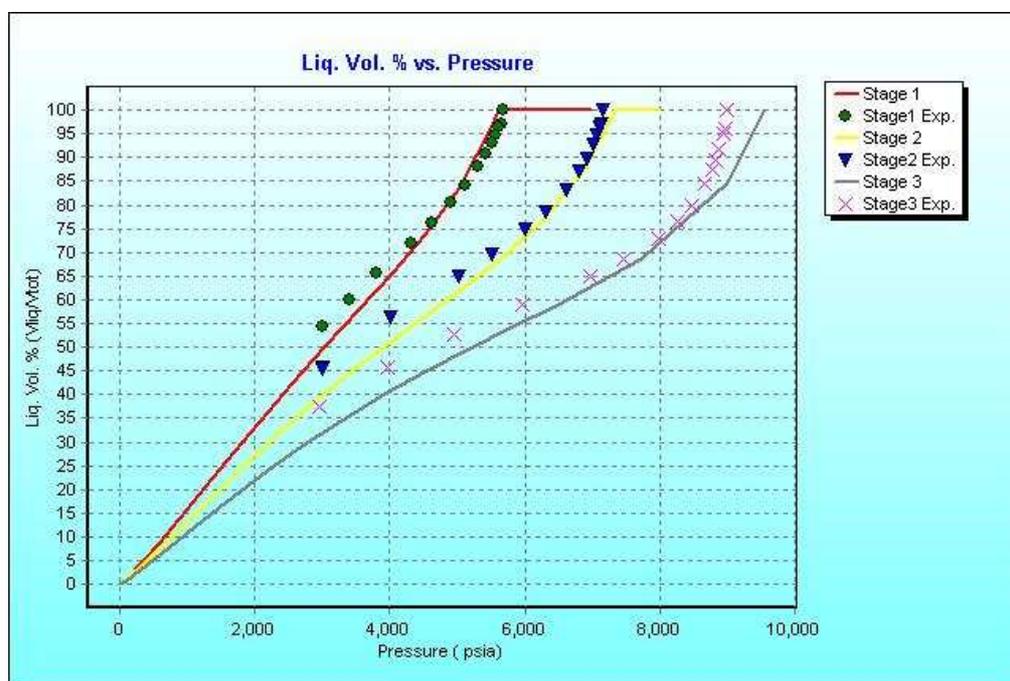


Figura 97. Estudio de Hinchamiento mediante procesos de inyección gas con flue gas - 3 contactos



Todos los gases de inyección utilizados son miscibles con el fluido Volátil del campo a las condiciones de yacimiento lo cual favorece el proceso de recobro mejorado disminuyendo las condiciones de la presión mínima de miscibilidad.

Las características composicionales PVT de gran importancia del fluido volátil sometido a la inyección de fluidos se observan a continuación:

- a) La variación composicional contra profundidad es gradual, por ejemplo. La concentración del metano disminuye de 58.6% a 48.5% para profundidades entre 12500' hasta 14600'.
- b) Sistemas de hidrocarburos ricos en C₂-C₄ (aprox. el 19.97%), hacen el fluido volátil con factores de la encogimiento de 1.97 - rb/stb.
- c) La gravedad API de tanque producido en la separación multietapa está en el rango de 37-39, indicando los hidrocarburos son también ricos en octano+, gasolina y fracciones diesel del combustible.

Procedimientos especiales se requieren para el desarrollo de la caracterización del fluido con solo 10 componentes. Esta caracterización con

seudocomponentes prueba ser precisa, al comparar sus predicciones con la original para la descripción del comportamiento PVT estándar, el comportamiento cercano al punto crítico y el análisis del efecto combinados de vaporización /condensación asociado con el desarrollo del mecanismo de miscibilidad.

Durante el modelamiento se observó que el uso de K_{ij} entre el C_1 y CO_2 con los componentes del hidrocarburo, especialmente con las fracciones pesadas, juegan un papel importante para ajustar las presiones de saturación determinadas experimentalmente con las pruebas de hinchamiento (swelling test). Una influencia composicional fuerte del K_{ij} de estos componentes con las fracciones de petróleo representada en que la curva de presión de saturación vs el gas inyectado es menor comparadas a las obtenidas cuando usa las K_{ij} constantes. La dependencia composicional de los K_{ij} puede ser importante, para modelar procesos como la revaporización y de miscibilidad dinámica.

La experiencia de este estudio muestra que si la EoS es ajustada a las pruebas de hinchamiento, con una adecuada predicción de la transición en el punto crítico, la EoS será capaz de predecir un comportamiento de fases miscible y casi miscible durante un proyecto de desplazamiento o de inyección de gas debido a que los fenómenos de vaporización y condensación a cada lado del punto crítico serán representados adecuadamente. Como recomendación, se deben realizar una serie de mediciones a cada lado del punto crítico y realizar pruebas de expansión a composición constante (CCE) para cada mezcla. Potencialmente, las composiciones de gas y aceite deben ser medidas después de depletar el fluido cercano al punto crítico por debajo de su punto de saturación, para obtener información de las constantes de equilibrio (K) alrededor del punto crítico.

6. SIMULACION NUMERICA FULL FIELD MODEL

6.1 GENERALIDADES

En la vida real un yacimiento dado solo puede ser producido una sola vez. Un modelo con una apropiada descripción geológica seguida de la validación de un “history match” puede proveer la oportunidad para analizar la producción bajo varios escenarios. Estudios de sensibilidad pueden liderar hacia la producción del yacimiento en la forma más óptima. Coats⁸⁴ define simulación como el uso de cálculos para predecir el comportamiento del yacimiento, predicción del recobro, o comparar economía de métodos de recobro alternados.

Simulación es una herramienta poderosa por las siguientes razones:

- ✓ Esta provee la habilidad para incorporar simultáneamente el efecto de un número de variables tales como la gravedad, movilidad, heterogeneidad de la roca, permeabilidad relativa, presión capilar y propiedades del fluido.
- ✓ El proceso por si mismo obliga al ingeniero a examinar detenidamente todas las partes de un yacimiento y toda la información geológica.
- ✓ Después de que el modelo es calibrado con una adecuada información geológica e histórica de producción, estudios de sensibilidad pueden ser iniciados para optimizar recobro y el análisis económico.

“La habilidad para predecir el comportamiento de un yacimiento bajo la aplicación de recobro mejorado de aceite (EOR) es más difícil que el requerido para el manejo de un black oil. Los modelos EOR son procesos altamente dependientes. Adicional al conocimiento del yacimiento y al proceso de recobro mejorado, se tienen que escalar a la práctica los datos de miscibilidad de los diferentes estudios de contactos múltiples al simulador. Datos del slim tube son unidimensionales - mientras que el yacimiento tiene tres dimensiones de flujo. Parte del yacimiento puede ser inmisible, parte parcialmente miscible y la restante completamente miscible. Los posibles cambios en la mojabilidad de la

⁸⁴ COATS, K.H. Reservoir Simulation: State of the Art. J. Pet. Tech. Aug. 1982.

roca o en la tensión interfacial y los cambios correspondientes en las saturaciones de aceite residual son difíciles para definir con precisión y ajustar apropiadamente.”

“Debido a que una significativa porción de los estudios de simulación EOR es para propósitos de planeación de estrategias de desarrollo, los resultados son útiles en términos de comparación relativa de casos. Si el objetivo es establecer el recobro último, los datos del comportamiento del campo a partir de yacimientos similares inundados con fluidos similares deberían ser revisados como un análogo. Si datos de la prueba piloto del campo son disponibles, tales datos podrían ser cuidadosamente ajustados antes de escalar los resultados al campo total”⁸⁵.

6.2 DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN

El modelo de simulación fue desarrollado⁸⁶ para correr en el simulador VIP de Landmark. Este modelo ha sido tomado como base para el desarrollo final del estudio. A continuación se describen sus principales características y se muestran las propiedades establecidas para lograr el ajuste histórico y obtener un modelo definido como base para llevar a cabo los diferentes casos de predicción y de acuerdo con los resultados técnicos y económicos, determinar el mejor escenario de desarrollo para los yacimientos de Cupiagua Sur.

6.2.1 Grillado del Modelo

El modelo tiene una rejilla de simulación de 80x31x12 en dirección X, Y, y Z respectivamente, para un total de 29760 celdas. La Figura 98 muestra el enmallado desde una vista superior, al tope de la formación mirador (capa numero 1). En total se definen 12 capas en la dirección Z, de las cuales, las 5 superiores corresponden a la formación Mirador, 2 intermedias para la formación Los Cuervos y las cinco inferiores para la formación Barco.

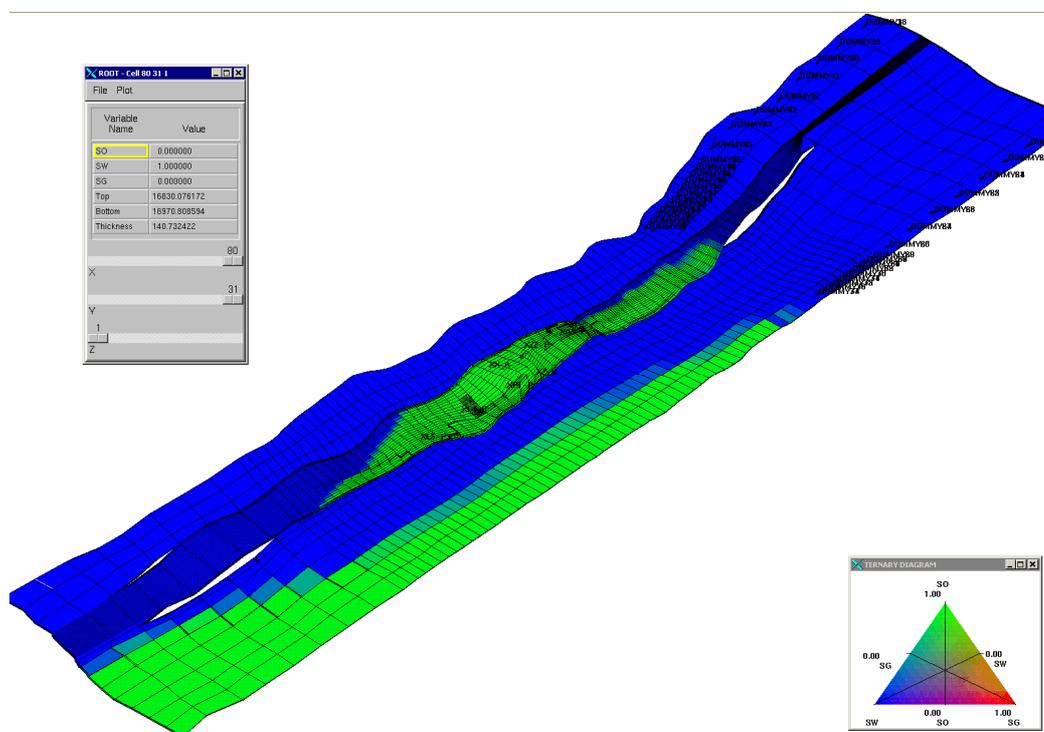
La zona de interés o área comercial del campo está definida por las celdas 35 a

⁸⁵ COATS, K.H. Reservoir Simulation:State of the Art. J. Pet. Tech. Aug. 1982.

⁸⁶ SANDOVAL, J. Modelo actual de simulación de yacimientos del campo Cupiagua Sur. Informe interno de Ecopetrol S.A. Nov. 2004.

80 en la dirección X y 9 a 28 en la dirección Y, correspondiente a la zona central que se observa en la Figura 98. En esta zona se encuentran perforados los pozos productores e inyectores del campo. El resto del enmallado de simulación se ha modelado principalmente para incluir los efectos de presión ocasionados por el desarrollo de los campos aledaños, los cuales contienen fluidos volátiles y gases condensados, a partir de la información del comportamiento histórico de presión en los yacimientos, se ha determinado que forman estructuras que se encuentran hidráulicamente conectadas.

Figura 98. Grillado del modelo, vista superior al tope de la formación Mirador - Cupiagua Sur.



FUENTE: SANDOVAL, J. Modelo actual de simulación de yacimientos del campo Cupiagua Sur. Informe interno de Ecopetrol S.A. Nov. 2004.

6.2.2 Propiedades de la Roca

Las propiedades básicas de inicialización del modelo se muestran en la Tabla 22, e incluyen el agua de formación y condiciones iniciales de yacimiento. Se definen tres zonas de equilibrio, la zona uno para las capas 1 a 5

correspondiente a la formación Mirador, la zona dos para las capas 6 y 7 en la formación Los Cuervos y la zona tres para las capas 8 a 12 que corresponde a la formación Barco. Aunque la presión inicial de yacimiento a 13400 pies es de 6087 psia para las tres zonas de equilibrio, la profundidad del contacto agua-aceite es de 14500 pies para las formaciones Mirador y Los cuervos y de 14621 pies para la formación Barco.

Tabla 22. Propiedades básicas de inicialización en el modelo de simulación.

Propiedad	Nombre	Valor
Densidad del agua a condiciones estándar, gm/cc	DWB	1.002
Factor volumétrico de formación del agua, rb/stb	BWI	1.0679
Viscosidad del agua, cp	VW	0.2691
Compresibilidad del agua, 1/psi	CW	3.39x10 ⁻⁶
Compresibilidad de la roca, 1/psi	CR	3.00x10 ⁻⁶
Temperatura de yacimiento, °F	TRES	273
Presión inicial de yacimiento a 13400 pies, psia	PRES	6087
Profundidad contacto agua - aceite en Mirador, pies	WOC	14500
Profundidad contacto agua - aceite en Barco, pies	WOC	14621
Temperatura estándar, °F	TS	60
Presión estándar, psia	PS	14.65

FUENTE: SANDOVAL, J. Modelo actual de simulación de yacimientos del campo Cupiagua Sur. Informe interno de Ecopetrol S.A. Nov. 2004.

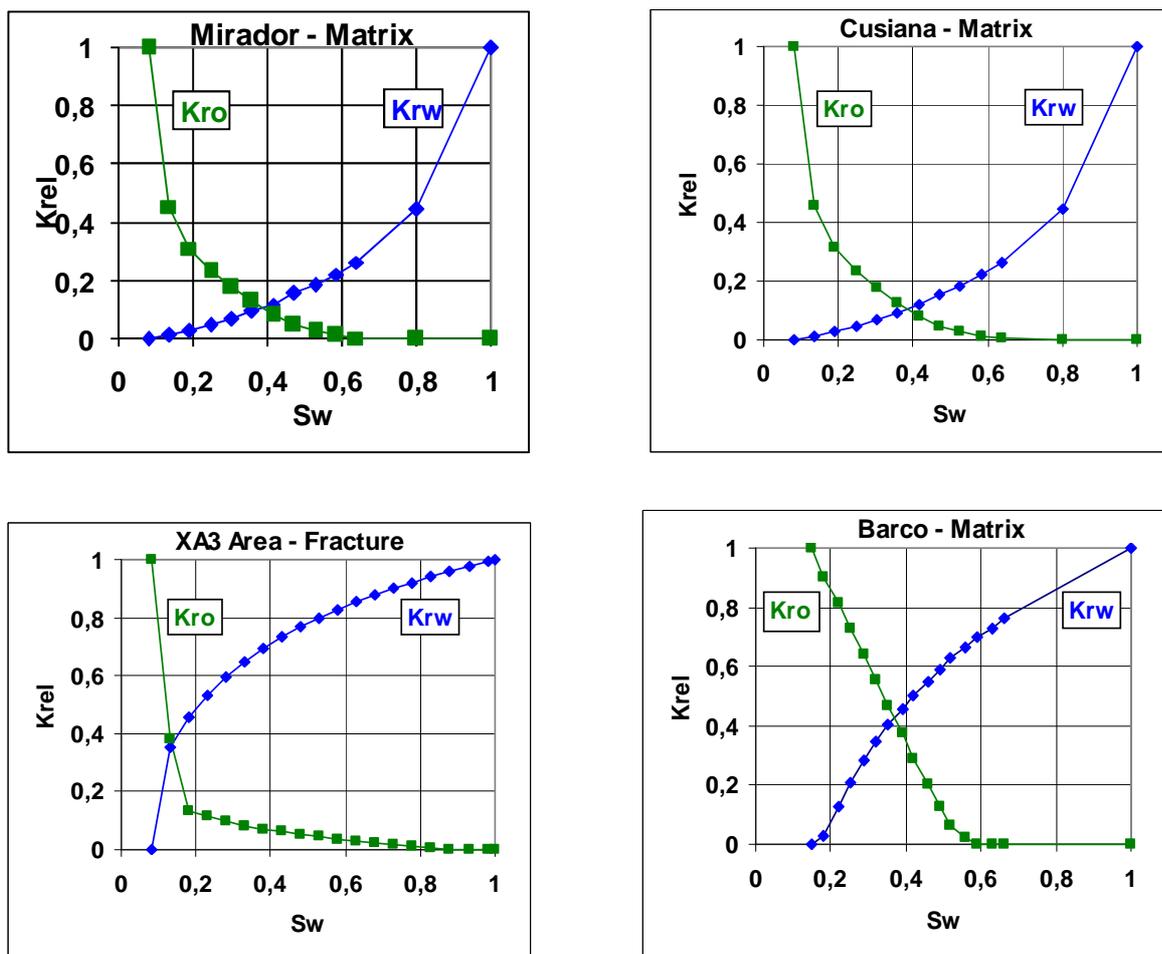
6.2.2.1 Permeabilidades Relativas

Se definen cuatro zonas de saturación, la primera para la formación Mirador, la segunda para la zona que está conectada hidráulicamente con el campo Cusiana, la tercera definida alrededor del pozo XA3 en las capas 4 y 5 de la formación Mirador, para ajustar el comportamiento de la inyección de

trazadores y la cuarta definida para toda la formación Barco.

Las Figuras 99 y 100 presentan las curvas de permeabilidad relativa para cada una de estas zonas de saturación como son utilizadas en el modelo de simulación.

Figura 99. Permeabilidades relativas agua-aceite para las cuatro zonas de saturación.



FUENTE: SANDOVAL, J. Modelo actual de simulación de yacimientos del campo Cupiagua Sur. Informe interno de Ecopetrol S.A. Nov. 2004.

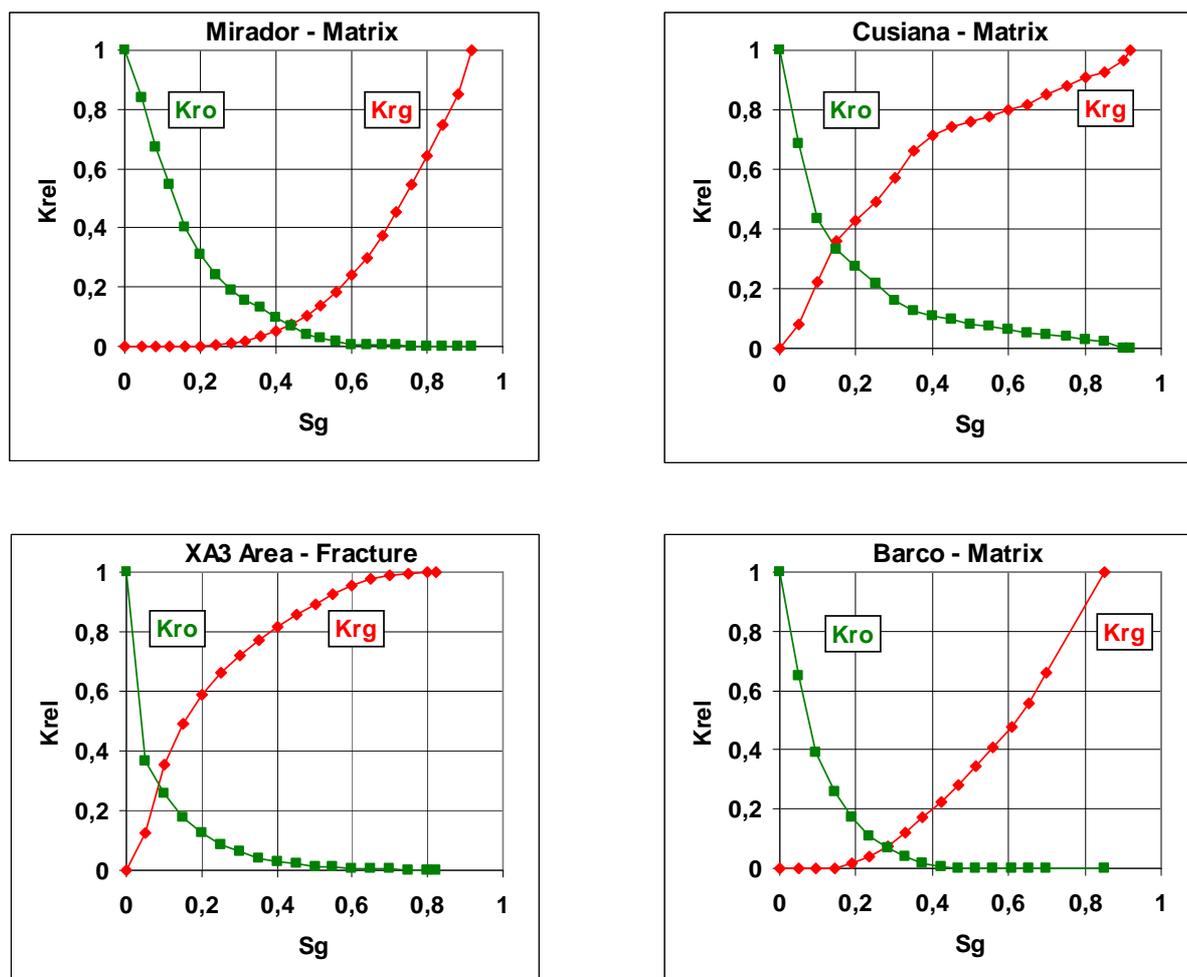
6.2.2.2 Propiedades Petrofísicas

A partir del modelo estático de yacimientos se tiene la información de las principales propiedades petrofísicas utilizadas en el simulador. Entre los valores promedio de las propiedades petrofísicas para el área establecida como

comercial para Cupuagua Sur se tiene una porosidad de 6.5%, permeabilidades superiores a los 1000 md en la mayor parte de la zona comercial en la formación Mirador y relación de espesor neto a total con fracciones entre 0.5 y 1. Para la zona de interés, la saturación inicial de aceite es de 92% y 8% para la saturación de agua.

En el modelo de simulación se definieron barreras de flujo y zonas de flujo preferencial. Estas barreras son establecidas de acuerdo con el modelo geológico del campo, limitando el área definida como comercial e incluyendo fallas sellantes al este del pozo XP1 y al norte del pozo XL4, separando casi completamente a este último de la zona noreste de la estructura, definiendo una baja conectividad en esa dirección.

Figura 100. Permeabilidades relativas gas-aceite para las cuatro zonas de saturación.



FUENTE: SANDOVAL, J. Modelo actual de simulación de yacimientos del campo Cupuagua Sur. Informe interno de Ecopetrol S.A. Nov. 2004.

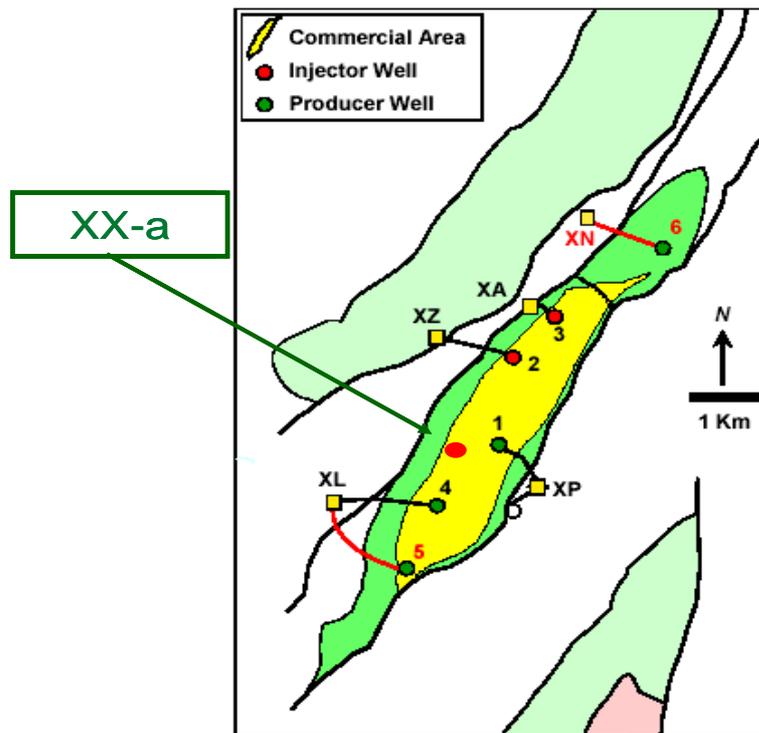
6.2.3 Fluidos Iniciales en el Yacimiento

Los volúmenes de fluidos inicialmente en el yacimiento, dados a condiciones de superficie y definidos para el área comercial del campo son obtenidos de la simulación inicial y son la base para todos los análisis aquí obtenidos.

6.2.4 Ajuste Histórico

La Figura 101 muestra el área comercial con los pozos incluidos para el ajuste histórico.

Figura 101. Área comercial de Cupiagua Sur



FUENTE: SANDOVAL, J. Modelo actual de simulación de yacimientos del campo Cupiagua Sur. Informe interno de Ecopetrol S.A. Nov. 2004.

A partir del modelo estático de yacimientos, se realizó el ajuste histórico final con la información de producción, inyección, presión de yacimiento y se incluyeron los resultados obtenidos con la inyección de trazadores, realizada en los pozos XZ2 y XA3. Adicionalmente, como se mencionó anteriormente, para simular los efectos de los campos aledaños, Cusiana y Cupiagua, el modelo incluye dos líneas de pozos al norte de la estructura, denominados “Dummies”, de los cuales finalmente se conectaron los pozos de la línea que simula los efectos del campo Cusiana y no se incluyó ningún efecto con el campo Cupiagua. Actualmente en el campo se tienen los pozos productores XP1, XL4 y XL5 y como inyectoros de gas los pozos XZ2 y XA3.

Las Figuras 102 and 103 presentan los resultados del ajuste histórico para los datos de producción diaria de aceite y gas, relación gas-aceite y acumulado de producción de aceite, para todo el campo. El acumulado de producción de aceite hasta la fecha de ajuste provee un factor de recobro de 24.4% del aceite original en el yacimiento; del total de producción de aceite se alcanza un factor de recobro del 26.9% para la formación Mirador y del 5.7% para la formación Barco respectivamente

Figura 102. Ajuste histórico de la producción diaria de aceite y gas para el total del campo.

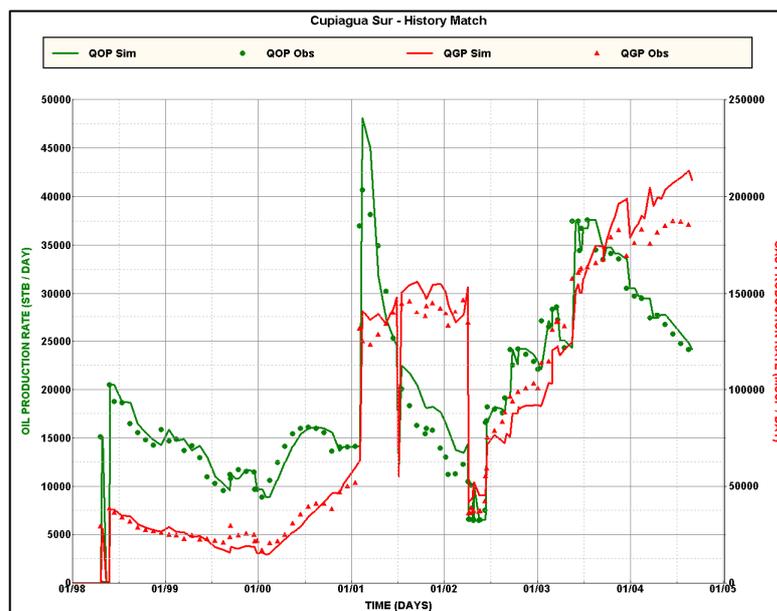
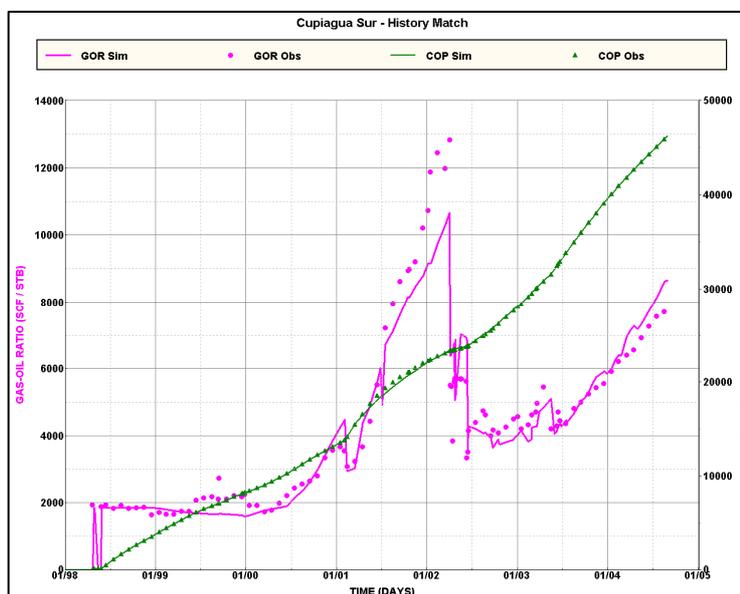


Figura 103. Ajuste histórico de relación gas-aceite y producción acumulada de aceite para el total del campo.



A partir de esta información se presentan los mejores escenarios de desarrollo para el campo Cupiagua Sur, los cuales se han obtenido a partir del modelo de simulación ajustado e incluyendo predicciones hasta el año 2025.

De esta manera, este trabajo ilustra el proceso de evaluación, demostrando cómo la simulación puede ampliar resultados del laboratorio y determinar mecanismos de desplazamiento presentes en el yacimiento; y muestra los efectos de las variables de operación tales como enriquecimiento del gas, la configuración del patrón de los pozos, y presión de la inyección en la recuperación en el recobro de aceite del campo Cupiagua Sur.

6.2.5 Modelo de Fluidos

El modelamiento de fluidos para los yacimientos del campo Cupiagua Sur, según el modelo de simulación, incluye la ecuación de estado (EOS) revisada en octubre de 1999, la cual fue ajustada con datos de pruebas PVT de hinchamiento realizadas en el Instituto Colombiano del Petróleo y con datos de pruebas PVT para las formaciones Mirador y Barco de septiembre de 1998

realizadas en Wesport Lab. El fluido a condiciones iniciales en el yacimiento es catalogado como un aceite volátil cercano al punto crítico, con una presión de saturación de 5144 psia a 13600 pies.

La ecuación de estado para el modelamiento de fluidos se toma a partir de la información generada por Sheng Tai Lee y Raul Osorio⁸⁷ e incluye las tablas de variación de composición con profundidad. En total el modelo fue desarrollado para 10 pseudo-componentes y sus propiedades fueron descritos en el capítulo anterior. El desarrollo de nuevos modelos de fluidos para cada uno de los diferentes sistemas de inyección planteados (analizados experimentalmente en este estudio) fue incluido en la estructura del modelo de simulación para su respectivo análisis comparativo.

Para la determinación de la estrategia óptima, se definieron los siguientes modelos de fluidos a seguir. Sus resultados se agrupan así:

- Modelo EoS original.
- Modelo EoS, Inyección de gas rico - Simulación de gas rico desplazando el aceite usando el modelo composicional EoS.
- Modelo EoS, Inyección de gas rico + 50% CO₂ - Simulación de gas rico + 50% CO₂ desplazando el aceite usando el modelo composicional EoS.
- Modelo EoS, 100% CO₂ - Simulación de CO₂ desplazando el aceite usando el modelo composicional EoS.

Un modelo EoS adicional no considerado en la propuesta de este estudio, involucro la inyección de Flue gas - Simulación con residuos de la planta de gas (87% N₂ y 13% CO₂) fue analizado. Simulaciones 3D fueron conducidas para evaluar las variables de operación tales como la configuración del patrón (posibles conversiones o perforación de pozos nuevos) y la presión de inyección, así como para el análisis de propiedades de campo y la comparación de sus diferentes potenciales de recobro.

6.3 SIMULACIONES 2D (TRANSVERSALES)

Modelos 2D transversales corridos fueron utilizados para comparar el flujo de fluidos por cada una de las capas y evaluar el potencial de cada una de ellas. Para cumplir con este objetivo se analizaron todas las capas de la formación

⁸⁷ LEE, S.-T., OSORIO, R. Cusiana Compositional Review- A Summary Presentation. Cupiagua TCM, Oct. 1999, Bogota, Colombia.

Mirador y se incluyeron las correspondientes a la formación Cuervos y Barco. Las capas fueron agrupadas bajo la siguiente nomenclatura Up (capa 1 y 2), Media (capas 3, 4 y 5), Down (capa 6 y 7) y barco que incluyo las capas (8, 9, 10, 11 y 12). El análisis de estas simulaciones compara el comportamiento de los caudales de gas y aceite (Qo y Qg) producidos y sus respectivos acumulados (COP y CGP), el caudal de gas inyectado (Qgi), el GOR y la Presión promedio (PAVH) y factor de recobro (OREC) bajo los escenarios de inyección de 140 y 250 MMscf/stb.

Figura 104. Simulación Numérica del caudal de aceite producido bajo una inyección de 140 MMscf/stb.

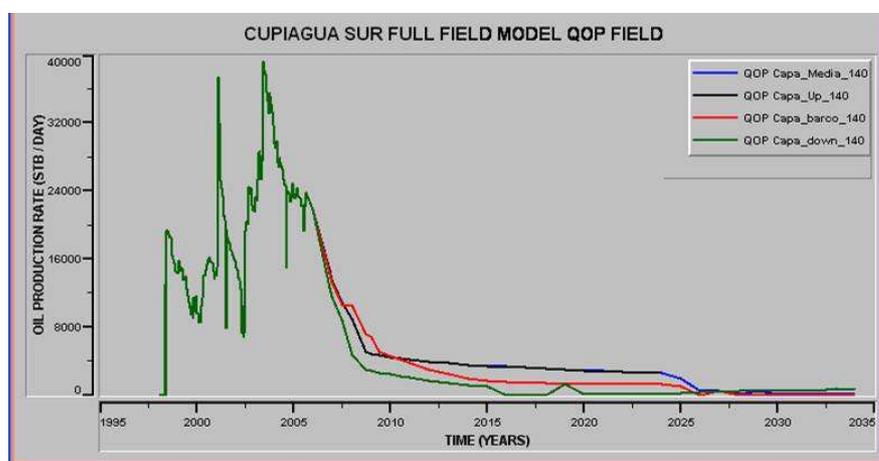


Figura 105. Simulación Numérica del caudal de aceite producido bajo una inyección de 250 MMscf/stb.

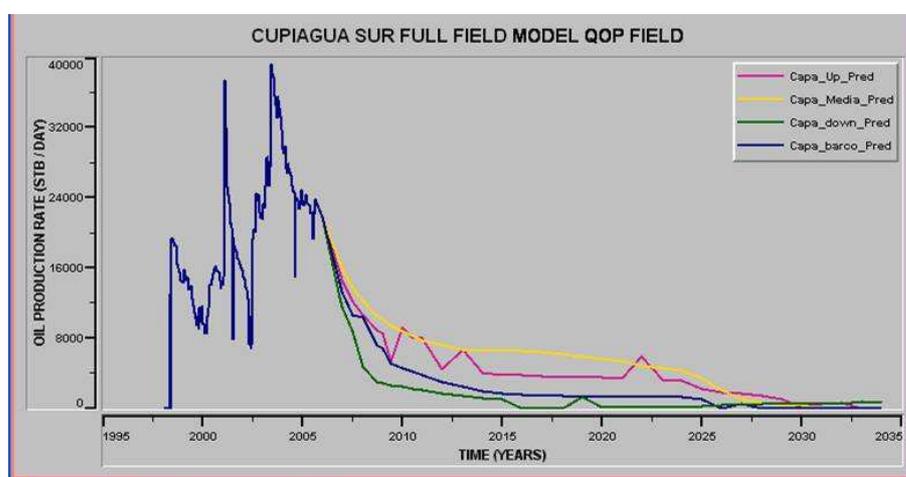


Figura 106. Simulación Numérica del caudal de gas producido bajo una inyección de 140 MMscf/stb.

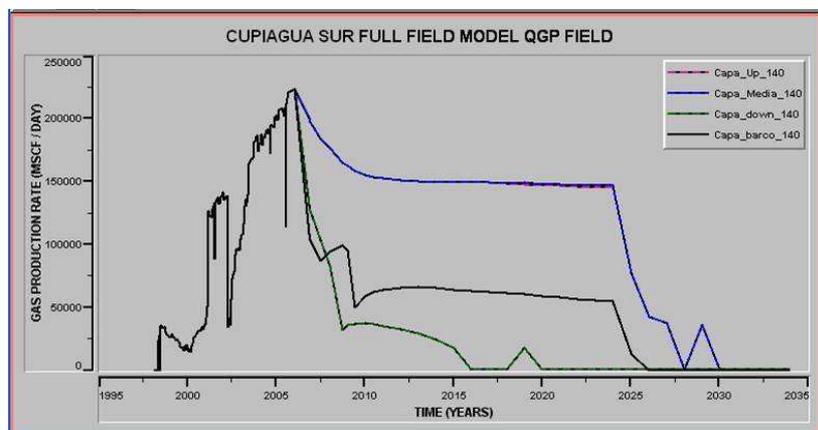


Figura 107. Simulación Numérica del caudal de gas producido bajo una inyección de 250 MMscf/stb.

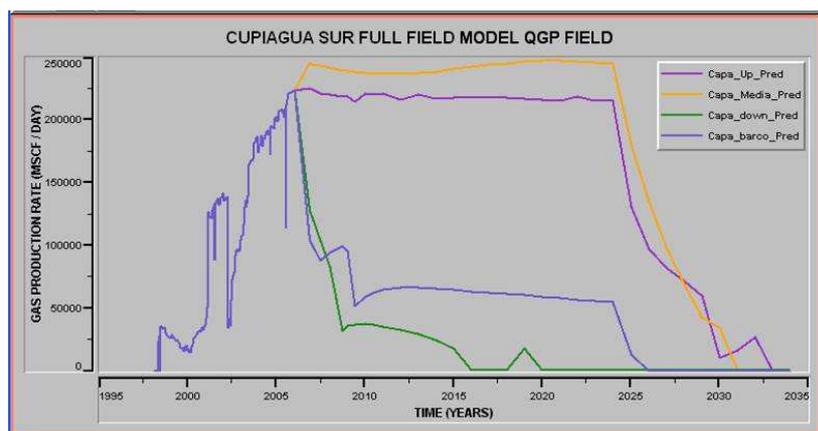


Figura 108. Simulación Numérica del caudal de aceite acumulado producido bajo una inyección de 250 MMscf/stb.

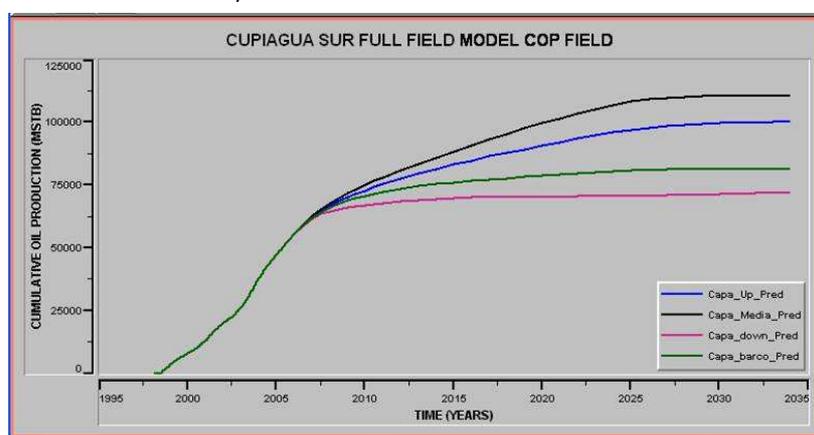


Figura 109. Simulación Numérica del caudal de gas acumulado producido bajo una inyección de 250 MMscf/stb.

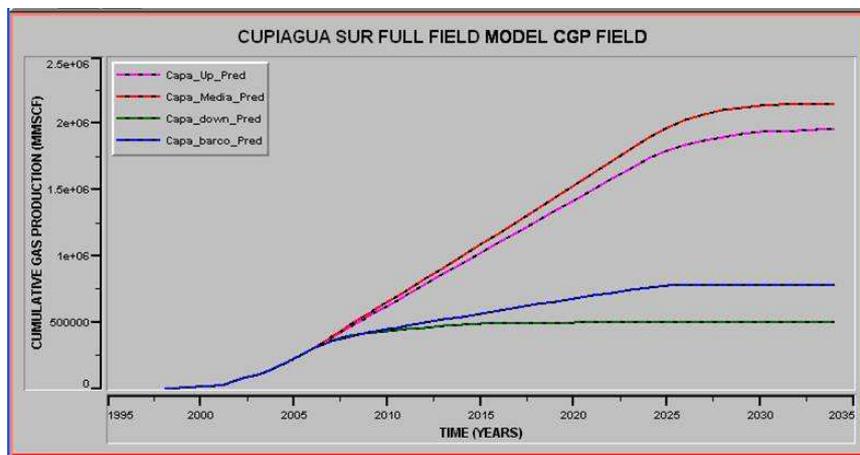


Figura 110. Simulación Numérica del caudal de gas inyectado bajo una inyección de 250 MMscf/stb.

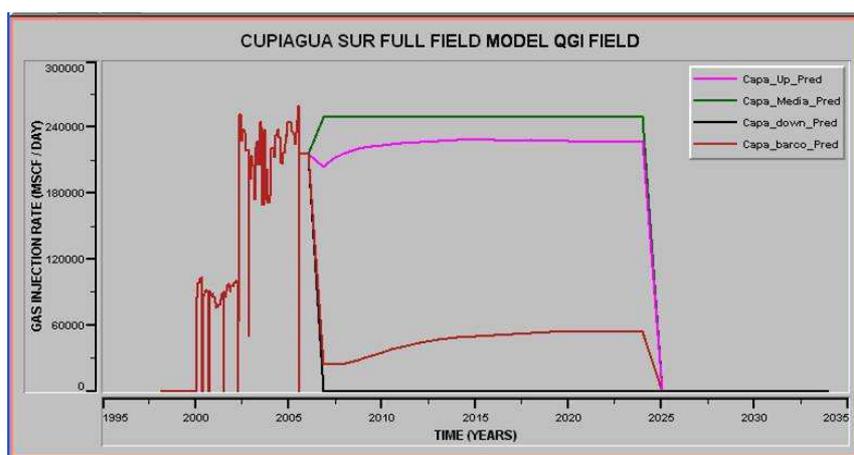


Figura 111. Simulación Numérica del GOR bajo una inyección de 250 MMscf/stb.

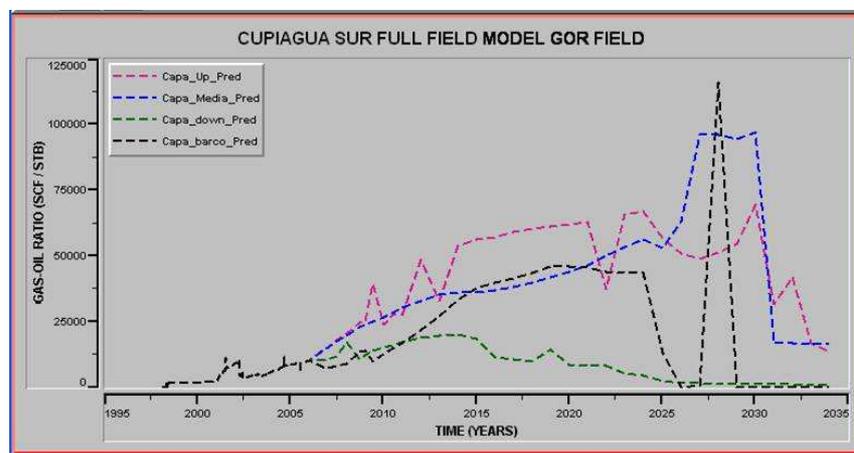


Figura 112. Simulación Numérica de la presión promedio de yacimiento bajo una inyección de 250 MMscf/stb.

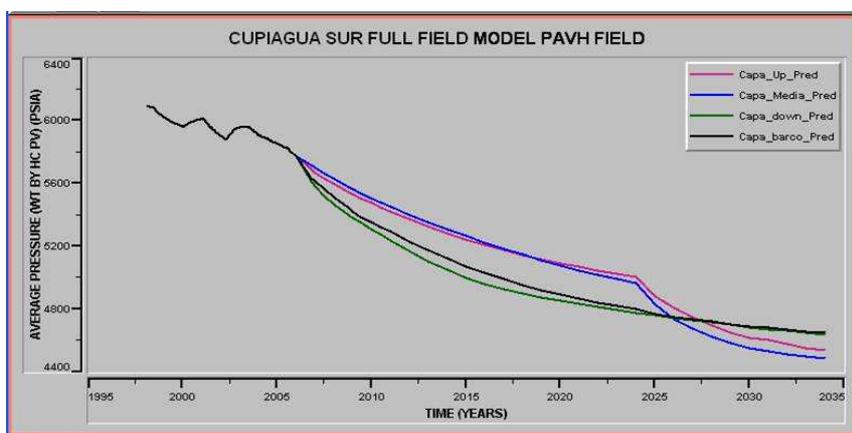


Figura 113. Simulación Numérica del factor de recobro para cada capa definida bajo una inyección de 250 MMscf/stb.

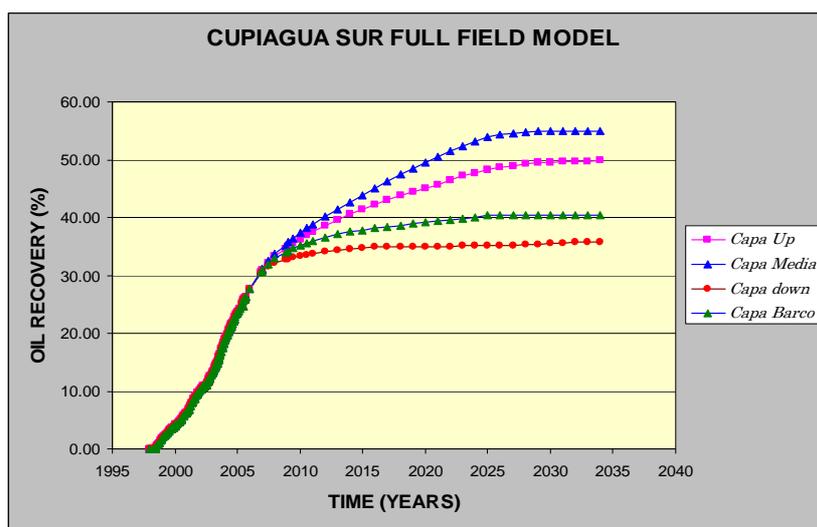
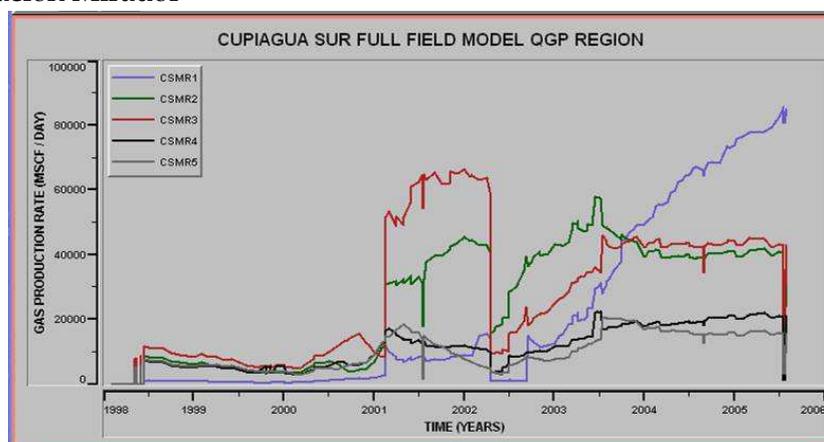


Figura 114. Simulación Numérica de la rata de gas producido de cada capa de la formación Mirador



6.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS - SIMULACIÓN 3D

El desarrollo del campo Cupiagua Sur tiende en el futuro a convertirse en un proyecto ampliado de inyección de gas de fuentes externas; la eficiencia microscópica de los posibles gases a inyectar como una función de la presión es estudiada. El recobro de aceite dependerá de la composición del gas, del patrón de inyección, y de la presión de la inyección. El patrón de inyección afecta el recobro de aceite a través de la eficiencia de barrido y la relación de pozo inyector/pozo productor. Como se observa a continuación a altas presiones de inyección se mejoran los efectos composicionales y se incrementa la producción.

Antes del estudio de sensibilidad, se presentan las curvas obtenidas del ajuste histórico de los datos de producción de aceite y gas, presión de yacimiento y del GOR del campo.

Figura 115. Ajuste de datos históricos del aceite producido por pozo.

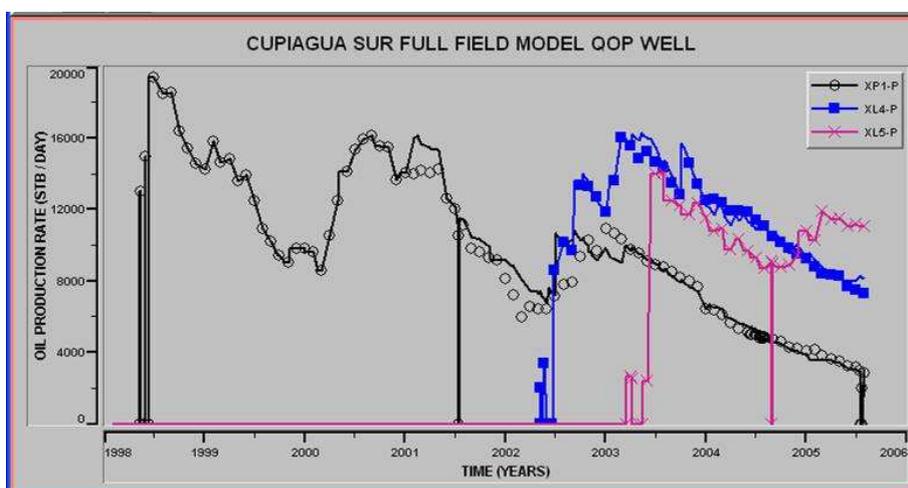


Figura 116. Ajuste de datos históricos del aceite y gas producido del campo

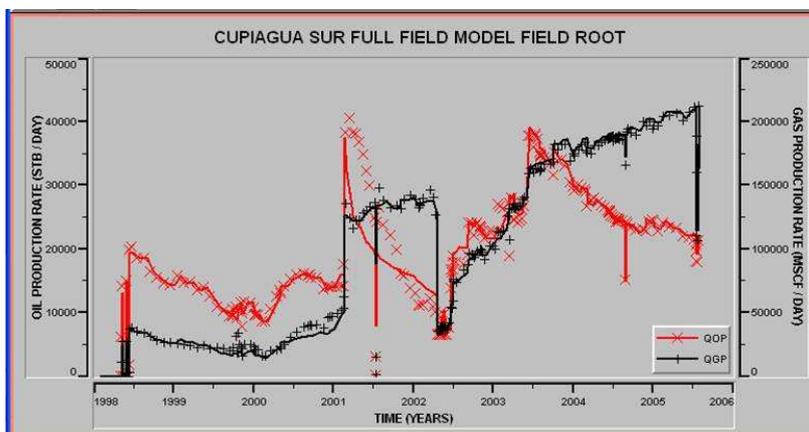


Figura 117. Ajuste de datos históricos del gas acumulado y el gas inyectado

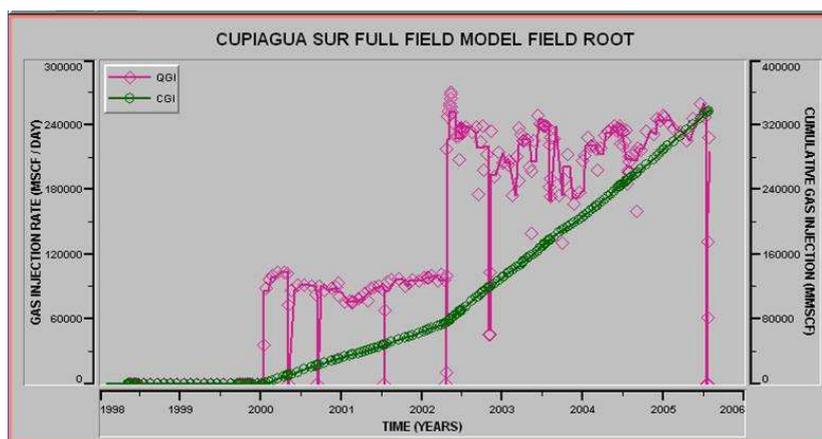


Figura 118. Ajuste de datos históricos de presión del yacimiento

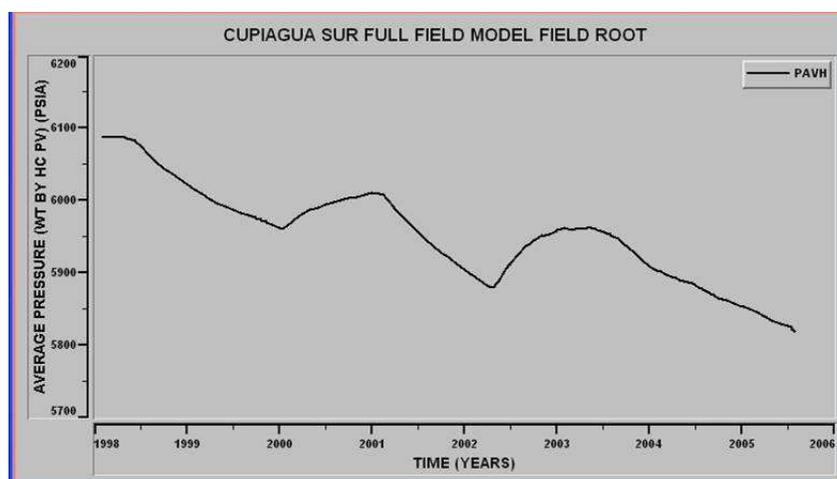
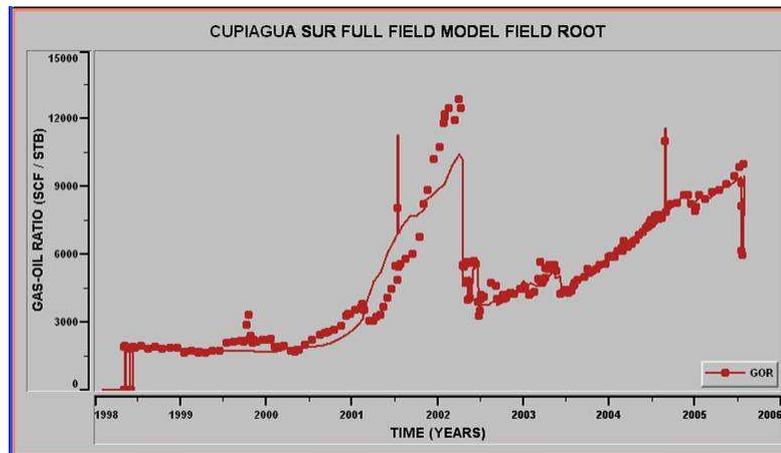


Figura 119. Ajuste de datos históricos de GOR del campo.



6.4.1 Simulación de la inyección con gas rico.

6.4.1.1 Efecto de la inyección de gas

Los efectos composicionales en proyectos de inyección de gas a alta presión puede ser supervisada aproximadamente a través de las propiedades del aceite y del gas producidos. Las Figuras 120, 121, 122, 123 y 124 muestran las variaciones de las tasas de aceite y de gas, del GOR, la presión de yacimiento y del factor de recobro para el campo tomando el caso base el correspondiente a la producción e inyección de 255 MMscf/d y comparando su desempeño con predicciones bajo escenarios sin balance de fluidos y con 5% de inyección de CO₂ (gas de separador actual). En éstos se evalúan tasas de inyección de 140, 290 y 350 MMscf/d, con las cuales se pretenden investigar los beneficios potenciales del mantenimiento de presión y del desbalance de gas. La aplicabilidad de los escenarios es fundamental máxime cuando se tienen los valores de 290 MMscf/d como límite de inyectividad, y de 350 MMscf/d representando un esquema de repesurización del yacimiento. Adicional, el caso de no inyectar fluidos al yacimiento es simulado.

Figura 120. Comparación de la predicción de la tasa de aceite producido

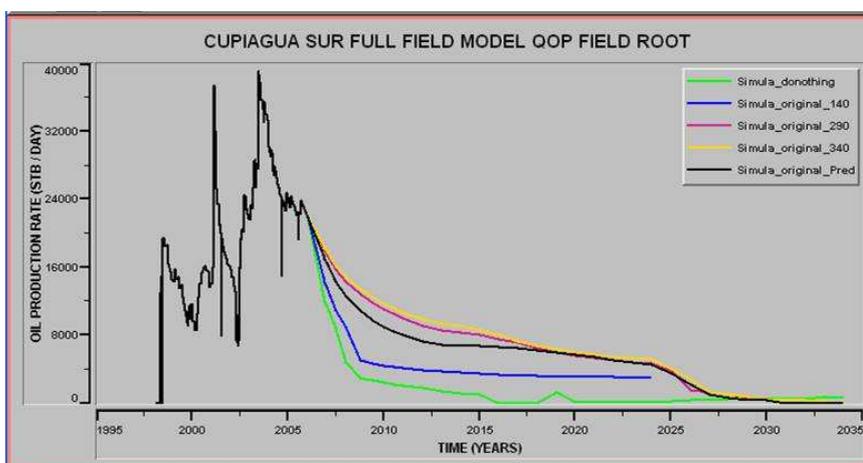


Figura 121. Comparación de la predicción de la tasa de gas producido

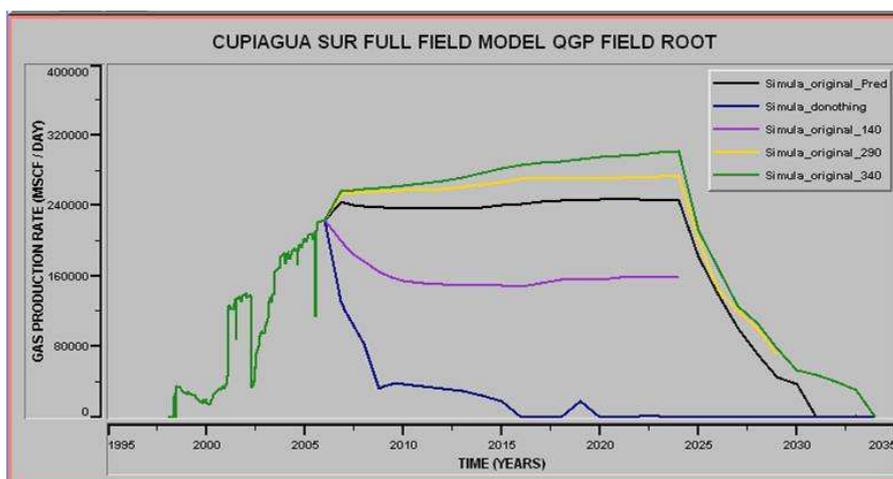


Figura 122. Comparación de la predicción del GOR

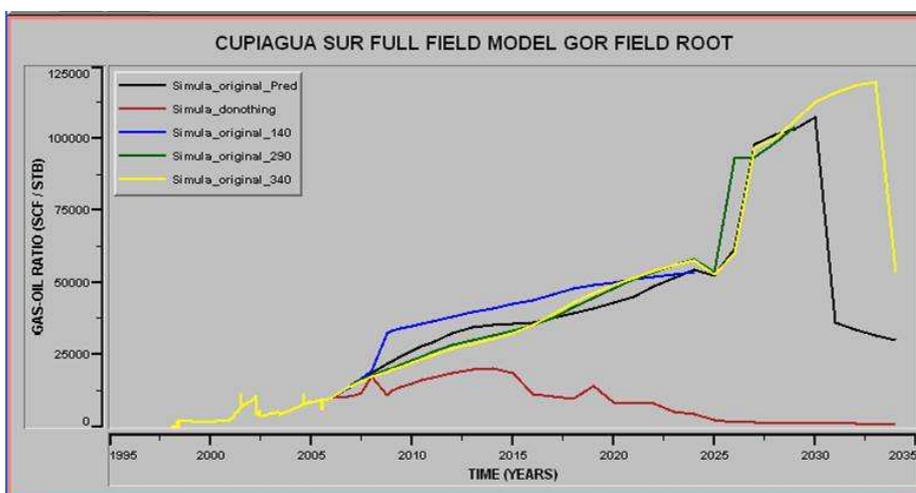


Figura 123. Comparación de la predicción de la presión promedio de yacimiento

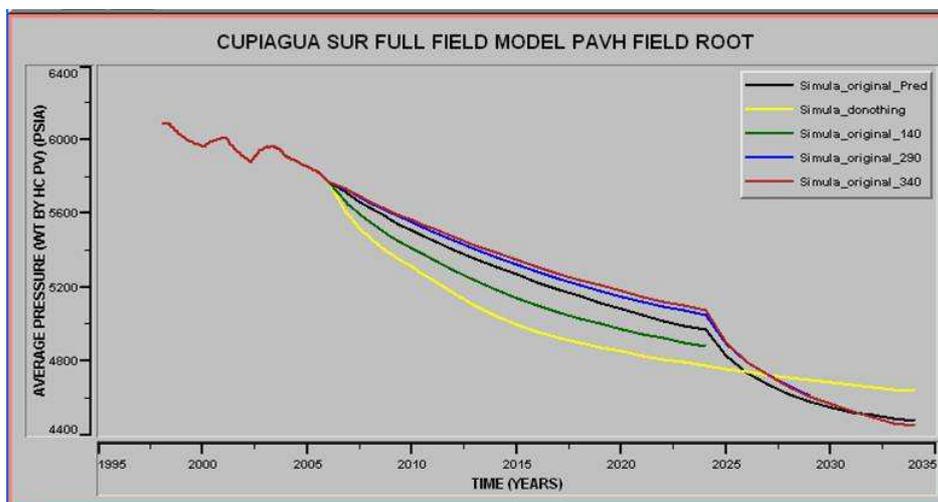
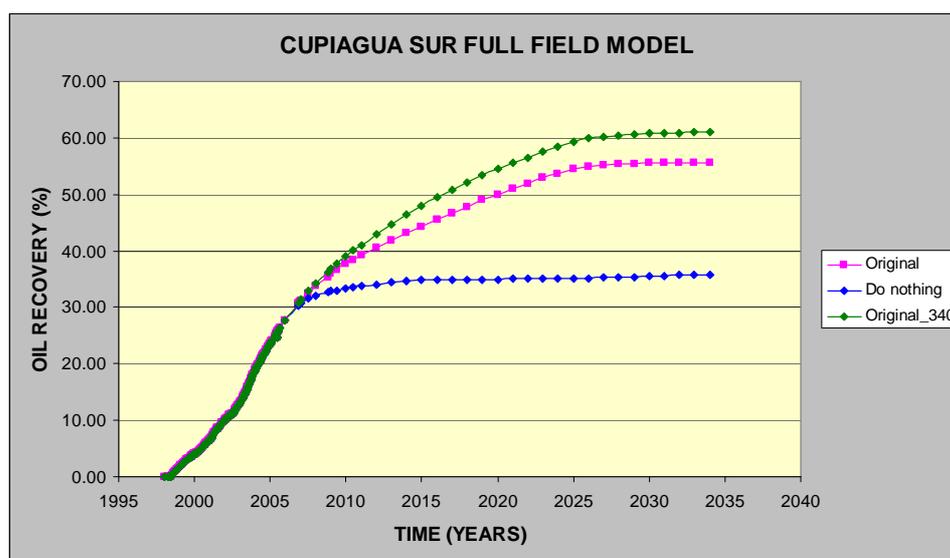


Figura 124. Comparación de la predicción del factor de recobro – caso base



Como se observa la inyección de gas es un proceso altamente beneficioso para el tipo de fluidos que se encuentra en el campo. La alta presión de inyección aumenta la presión promedio del patrón, el cual mejora los efectos composicionales que conducen al incrementar el recobro de aceite.

Los resultados de simulación del caso “do nothing” muestran un recobro final del 35% comparado con el caso base que alcanza un recobro del 56%. El caso de

un esquema de represurización del yacimiento con una inyección de 350 MMscf/d aumento el recobro final a un 61%. Sin embargo, se debe analizar esta estrategia de producción de incrementar la presión ya que puede ser riesgosa debido al rápido incremento en el GOR debido a fracturas naturales o zonas de alta permeabilidad, lo que produciría una eficiencia de barrido menor.

6.4.1.2 Efecto de la presión de la inyección.

Dependiendo de las facilidades y el suministro de gas, puede ser que no sea posible mantener la inyección a presiones de fondo de 5500 psia o viceversa, de ahí que se consideraron valores de 4000 y 7000 psia para analizar la sensibilidad del yacimiento a este factor. Una presión de inyección más baja disminuye el recobro de aceite debido a la reducción de efectos composicionales y a que la rata de inyección de gas será menor, dando como resultado un menor gas total neto en un momento dado.

Se valora la variación de la presión (THP) de los pozos inyectoros, mientras se mantiene la presión de fondo (BHP) de los pozos productores cerca a 1000 psia. Figuras 125, 126 y 127 comparan el comportamiento de la producción del patrón de inyección para las presiones de la inyección de 4000 psia, 7000 psia y la original de 5500 psia.

Figura 125. Análisis de la predicción de la rata de aceite y gas producido variando la THP

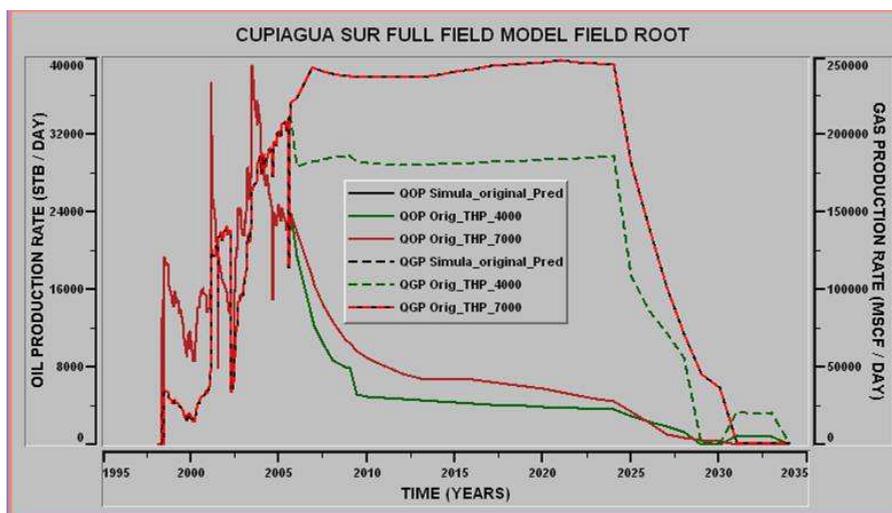
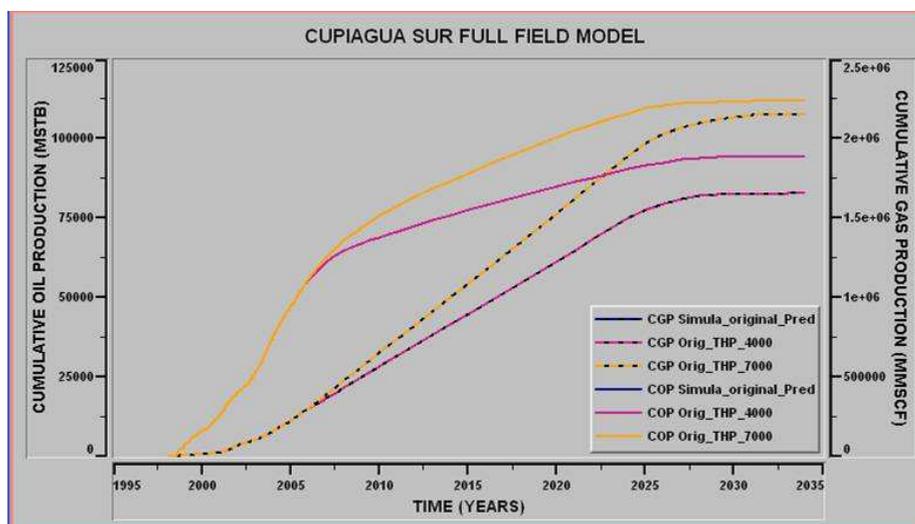
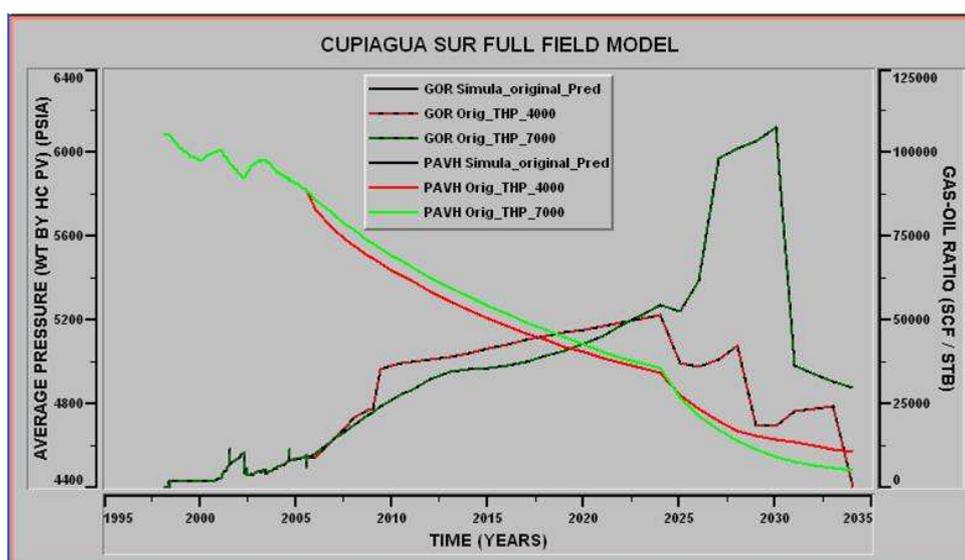


Figura 126. Análisis de la predicción del aceite y gas producido acumulado variando la THP



De acuerdo a lo que se observa en las gráficas, las curvas para la presión de 5500 son superpuestas completamente por la de 7000 lo que indica que así aumentemos significativamente la presión por encima de 5500 no obtendremos beneficios en el factor de recobro.

Figura 127. Análisis de la predicción del GOR y la Presión promedio variando la THP



De acuerdo a lo que se observa en las gráficas, las curvas para la presión de 5500 son superpuestas completamente por la de 7000 lo que indica que así aumentemos significativamente la presión por encima de 5500 no obtendremos beneficios en el factor de recobro. El resultado de la simulación con un THP de 4000 psia es comparado con el caso base (THP: 5500 psia). La producción de aceite acumulado es reducido en 17.4 MMstb por la inyección de una menor cantidad de gas y a la reducción de los efectos composicionales.

6.4.1.3 Efecto de la perforación de nuevos pozos y/o conversión de pozos

Bajo condiciones de control de presión de fondo constante tanto para la inyección como para la producción, el máximo recobro de aceite en un momento dado depende del establecimiento de la relación óptima de inyección/producción de los pozos para lograr una producción máxima. Puesto que el gas tiene una movilidad mucho más alta que el aceite, pocos pozos inyectoros comparado con los pozos productores son requeridos asumiendo propiedades de wellbore similares. Esta es una consideración importante para un patrón de inyección operando a condiciones de presión de fondo tanto de inyección como de producción fijas. Para el estudio, se considero analizar las sensibilidades del comportamiento del yacimiento bajo el escenario de la perforación de un nuevo pozo y la conversión de un productor a inyector por separado, comparando estos resultados con el caso original y de esta forma evaluar así su efectividad.

Figura 128. Comparación del comportamiento de la presión promedio de yacimiento y el GOR.

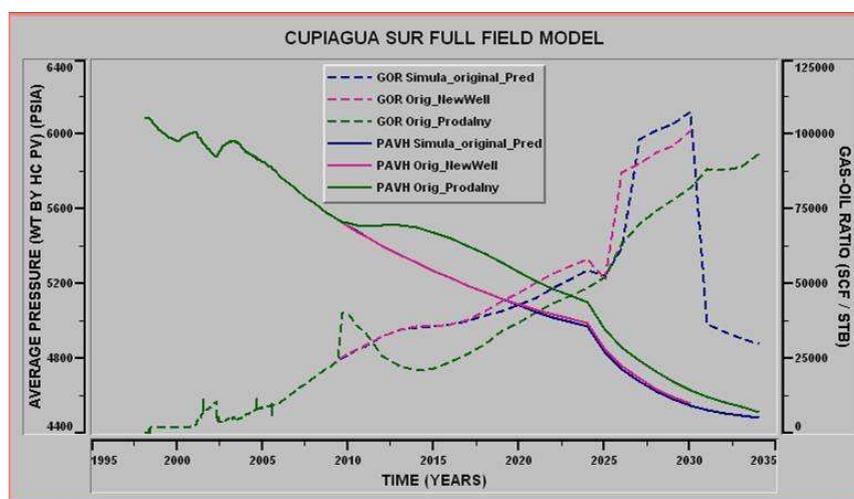


Figura 129. Comparación del comportamiento del aceite y gas producido acumulado

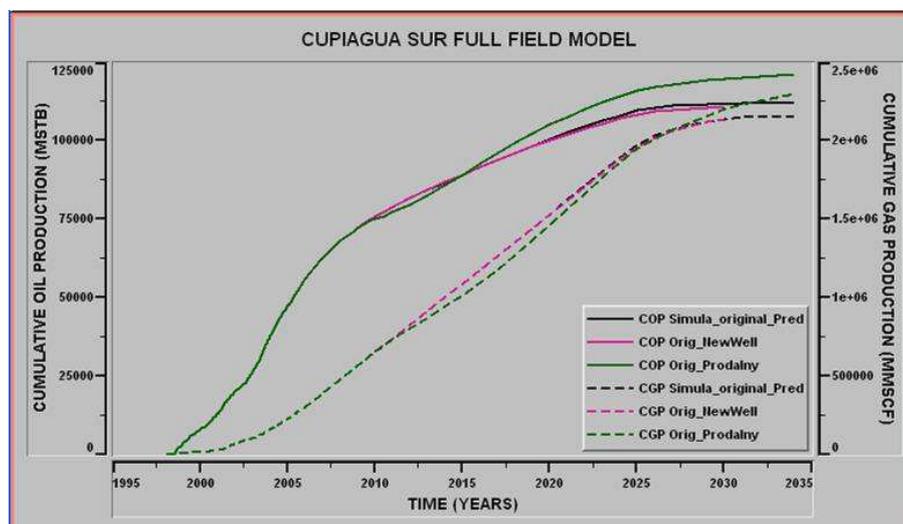
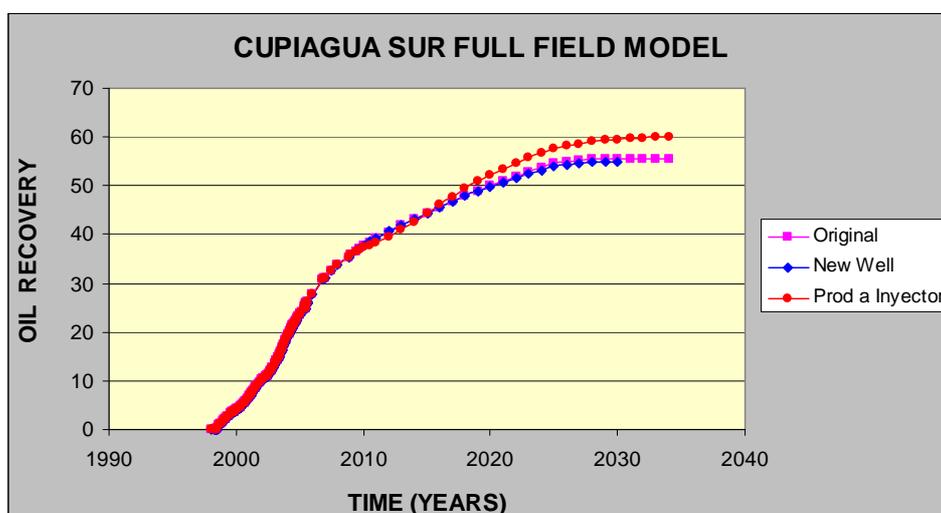


Figura 130. Comparación del comportamiento del factor de recobro



La perforación de un nuevo pozo no mejora el comportamiento de las curvas de producción de gas y aceite ni el de su recobro final. La conversión del pozo productor a inyector implica un aumento en el factor de recobro de aproximadamente el 5% con respecto al original. Se observa que los beneficios potenciales del manejo de la presión son más grandes que los beneficios potenciales de la perforación adicional de pozos.

Resultados de la simulación del caso de conversión de pozos y de la perforación de un nuevo pozo es comparado con el caso base. El comportamiento de la

producción con la perforación de un nuevo pozo no genera mejores expectativas de producción. La producción de aceite acumulado se aumenta en 9 MMstb con la conversión del pozo productor.

6.4.1.4 Efecto del gradiente composicional

Partiendo de un modelo original en donde se observa una variación composicional gradual con profundidad, y donde se ha definido que el fluido del Campo Cupiagua Sur pertenece a un sistema de aceite volátil de alta merma (composicional) y de excelente calidad, pero NO crítico, se incluye visualizar el comportamiento de las curvas de producción al hecho de modificar la EoS y su composición con profundidad tomando como referencia los datos experimentales de los laboratorios de westport y de ICP actuales y diferentes datos de gradiente de presión supuestos, comparando procesos de inyección con 140 y 255 MMscf/d . Ver Figuras 131 hasta la 141.

Figura 131. Comparación de la predicción de la tasa de aceite producido

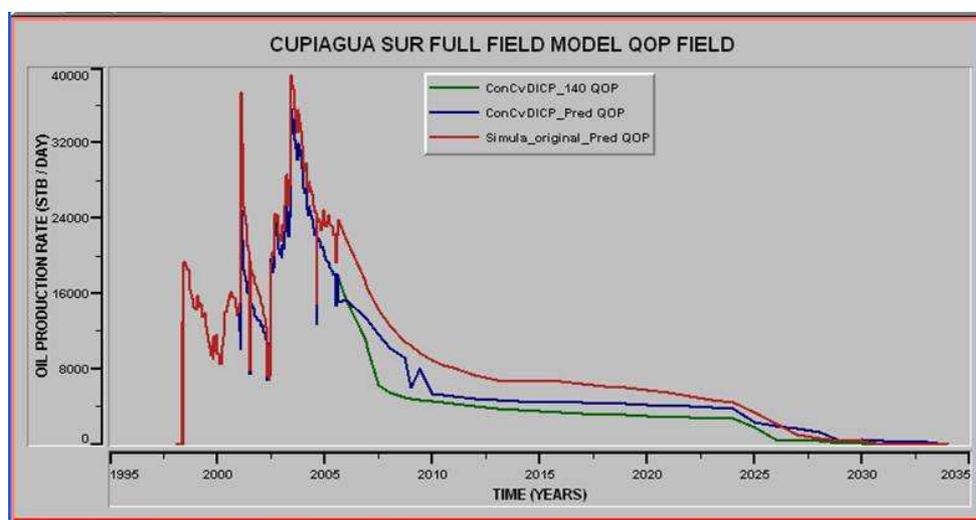


Figura 132. Comparación de la predicción de la tasa de gas producido

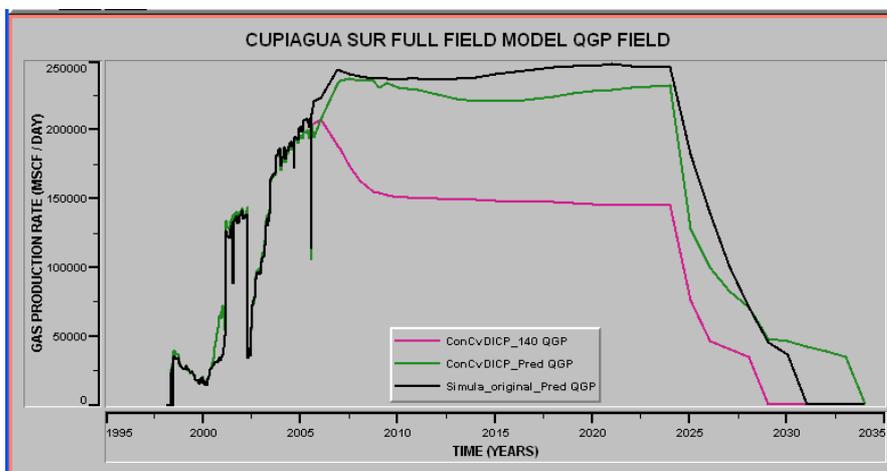


Figura 133. Comparación de la predicción de aceite acumulado

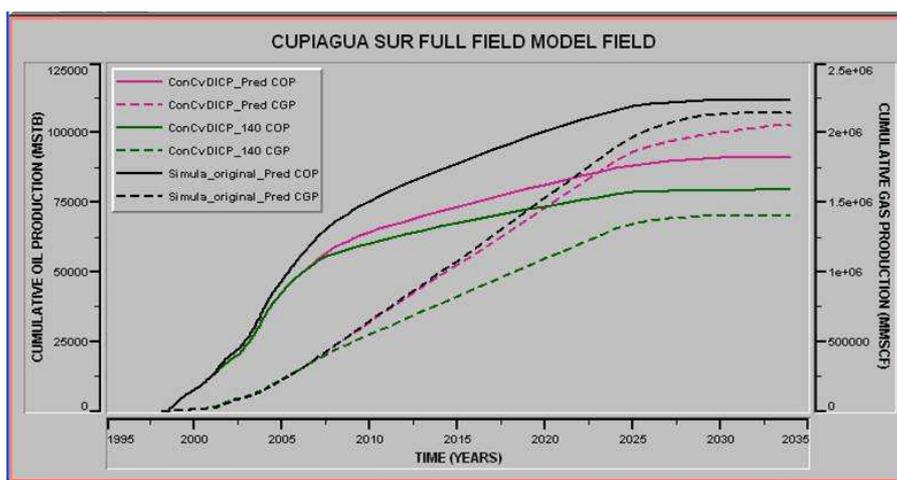


Figura 134. Comparación de la predicción del GOR

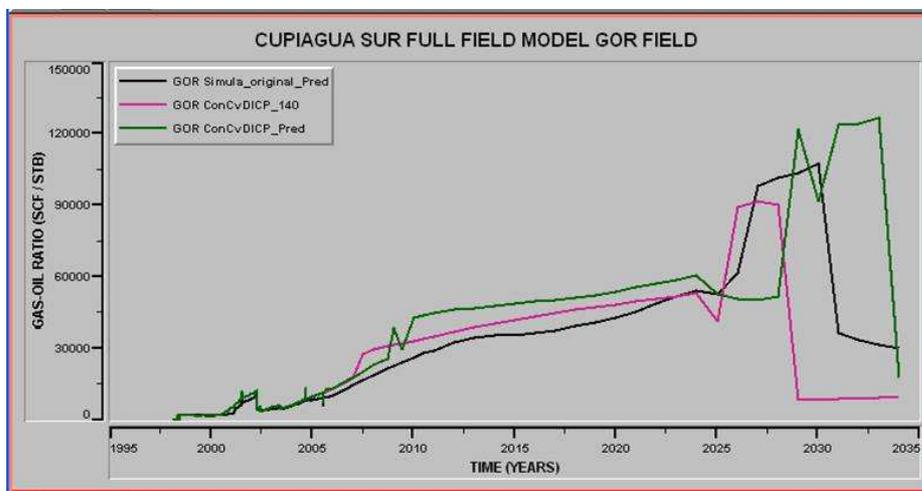


Figura 135. Comparación de la predicción de la presión promedio de yacimiento

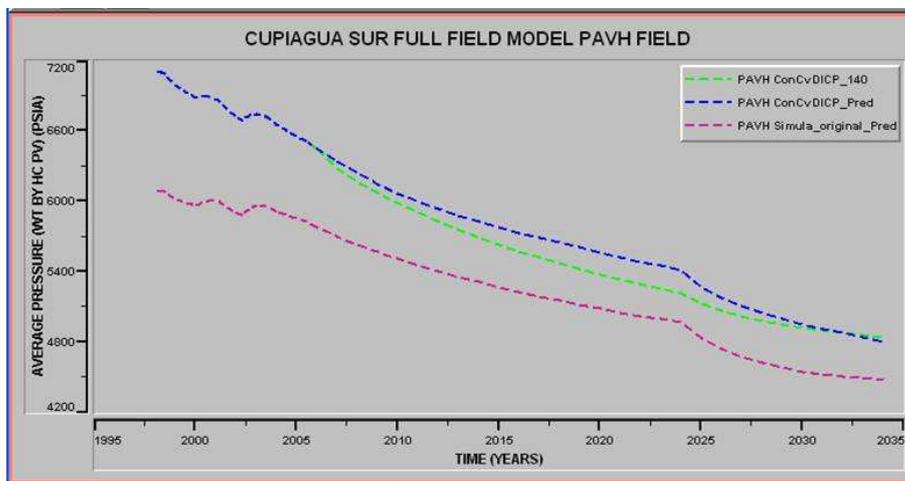


Figura 136. Comparación de la predicción del factor de recobro

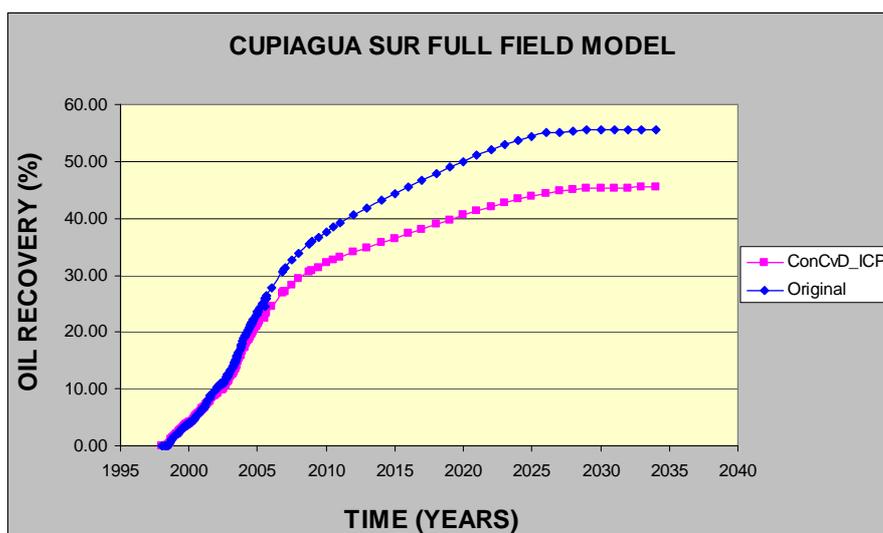


Figura 137. Comparación de la predicción de la tasa de aceite producido

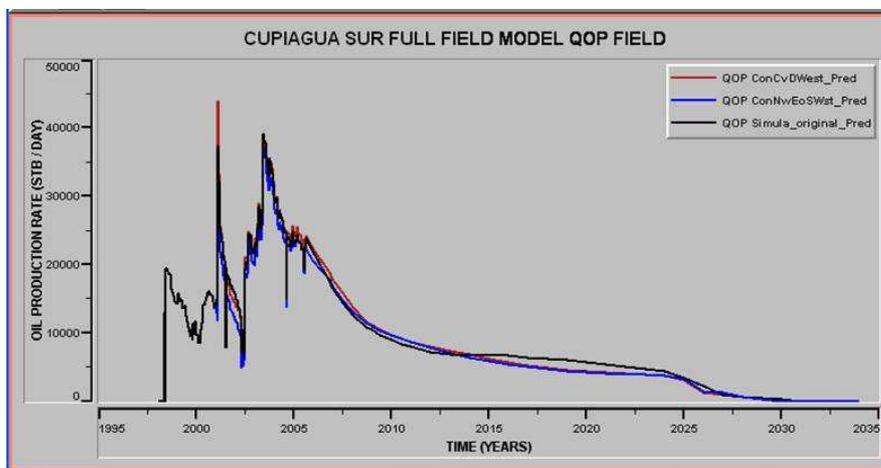


Figura 138. Comparación de la predicción del GOR

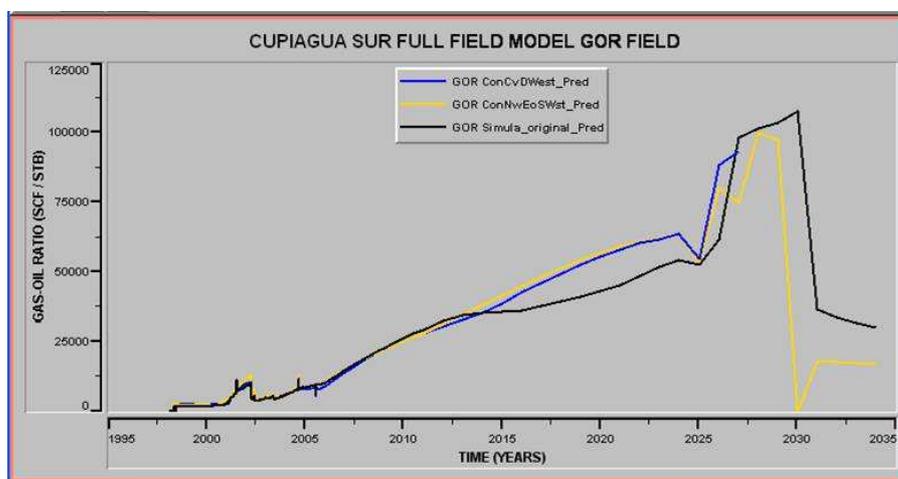


Figura 139. Comparación de la predicción de aceite producido acumulado

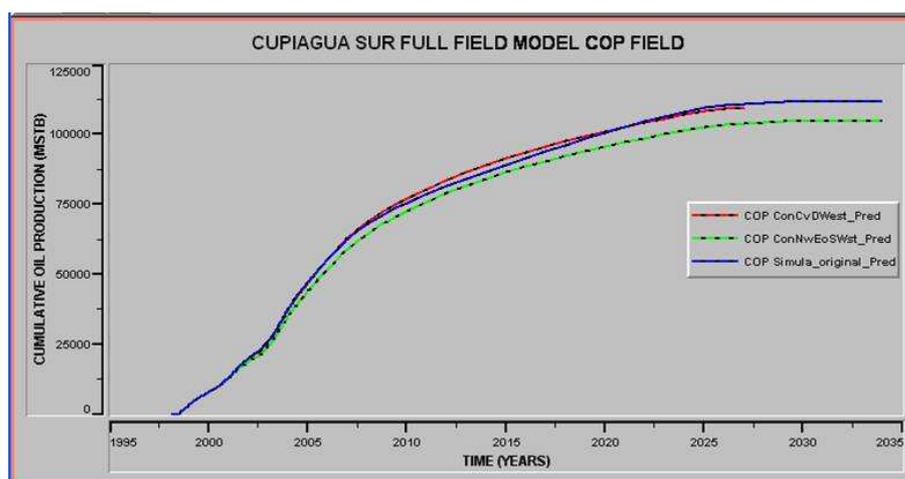


Figura 140. Comparación de la predicción de la rata de gas producido

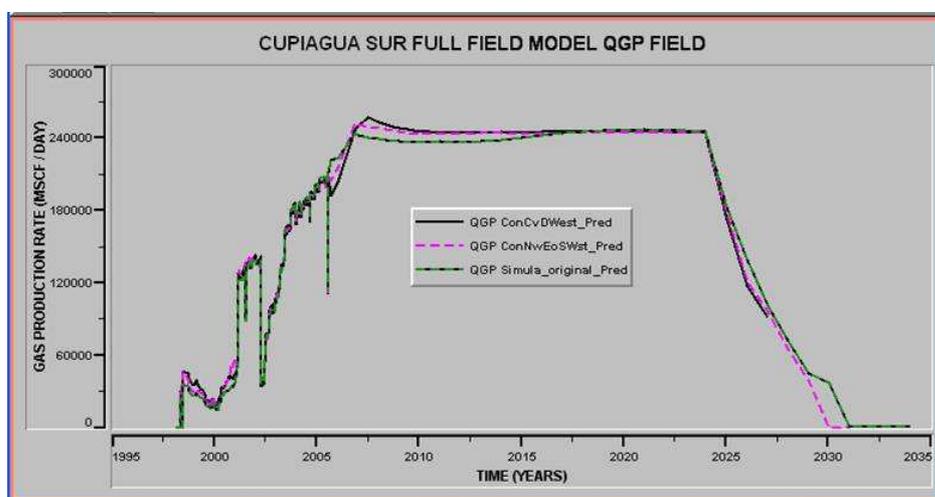
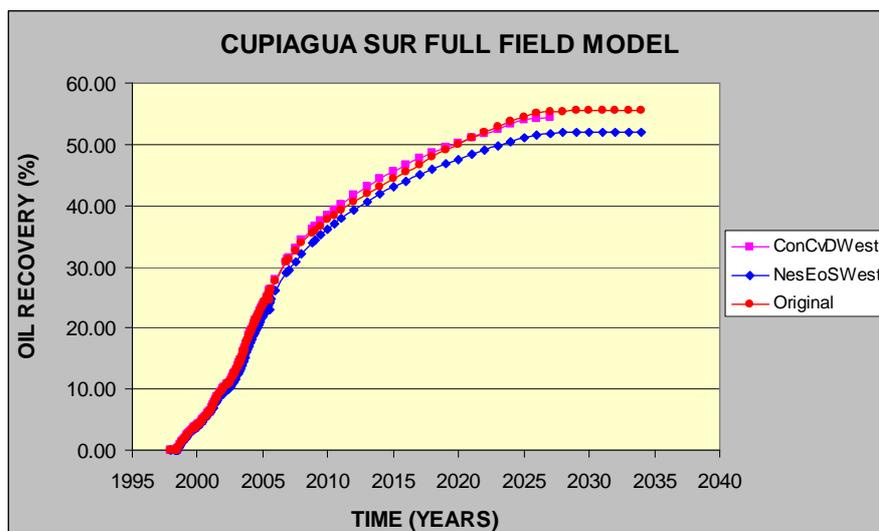


Figura 141. Comparación de la predicción del factor de recobro



Resultados de la simulación usando las tablas de composición versus profundidad del caso original presenta una disminución del 10% en su factor de recobro si se compara con respecto a la tabla definida como “ConCvDICP” mientras que alcanza una disminución del 4% si se utilizan los datos denominados “NewEoSwest”. La importancia de una definición apropiada de los gradientes y del tipo de gradiente a aplicar en el yacimiento es fundamental en las estrategias de producción.

6.4.1.5 Desbalance de fluidos

Sensibilidades de los procesos de inyección con 140 y 255 MMscf/d se pueden observar en las Figuras 142 hasta la 147.

Figura 142. Comparación del comportamiento de la rata de aceite producido

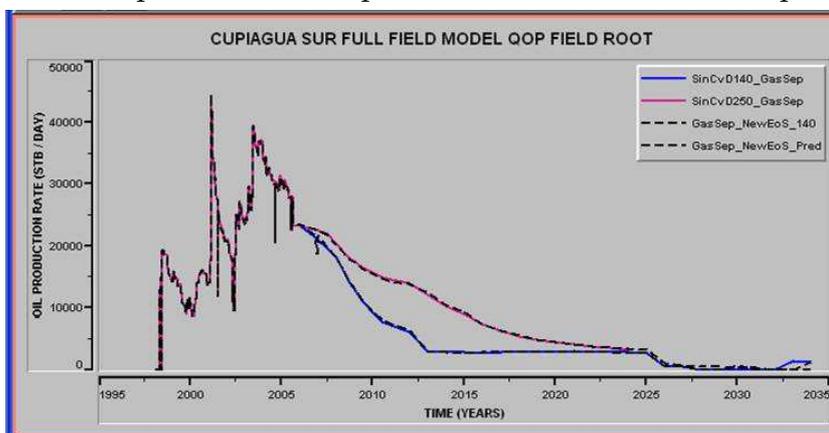


Figura 143. Comparación del comportamiento de la tasa de gas producido

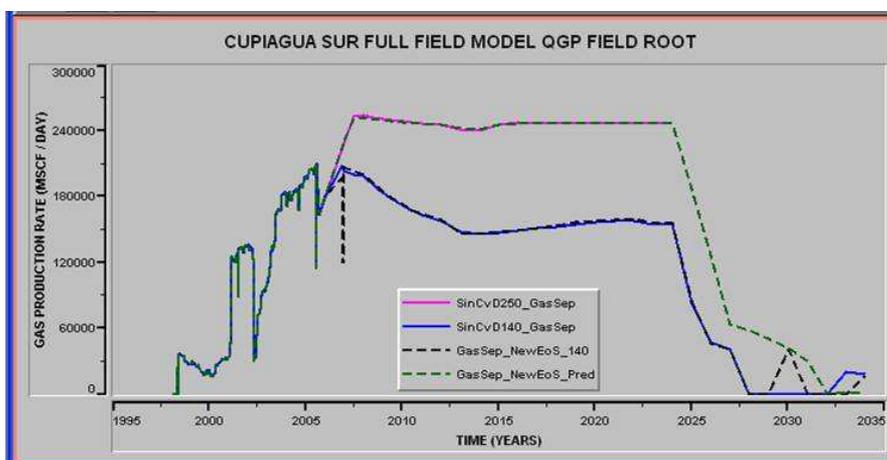


Figura 144. Comparación de la predicción del aceite producido acumulado

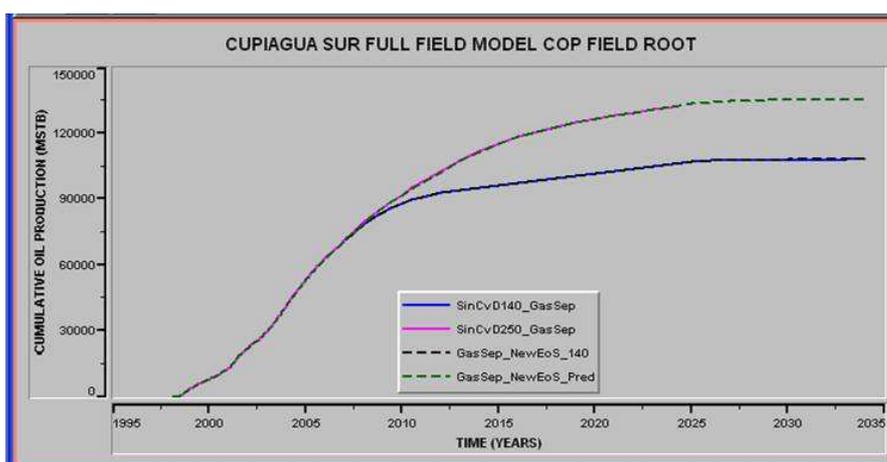


Figura 145. Comparación de la predicción del gas producido acumulado

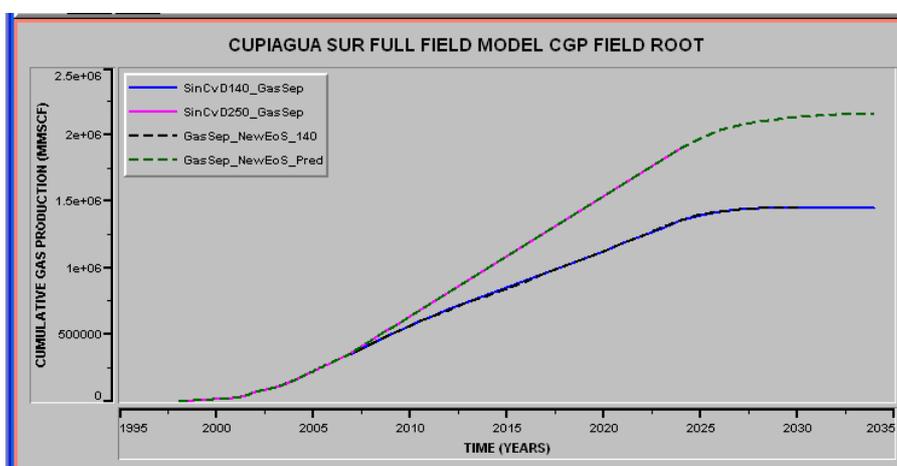


Figura 146. Comparación de la predicción de la presión promedio

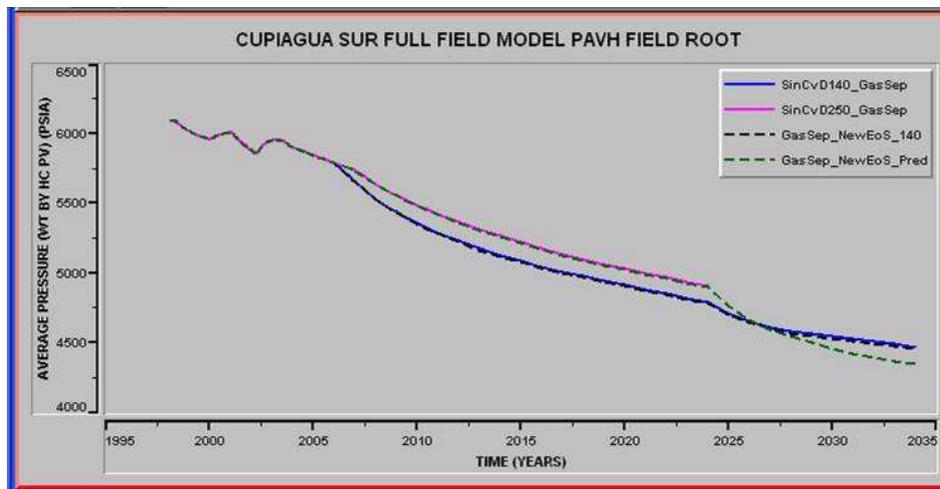
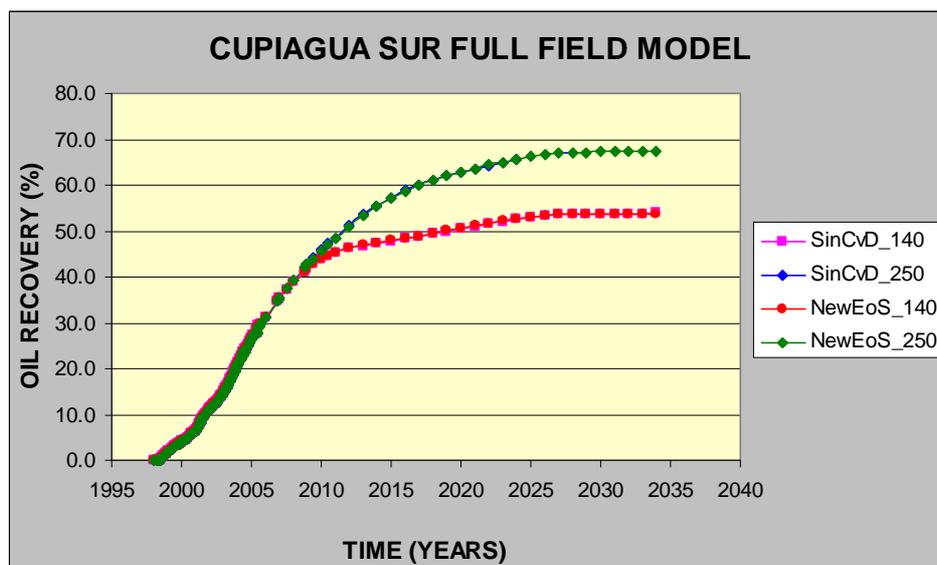


Figura 147. Comparación de la predicción del factor de recobro



6.4.2 Simulación de la inyección con CO₂ y sus mezclas.

Los efectos composicionales en proyectos de inyección de gas altas presión puede ser supervisada aproximadamente a través de las propiedades del aceite y del gas producidos. Las Figuras 148 hasta la 159 muestran las variaciones ratas de aceite y de gas, del GOR, la presión de yacimiento y del factor de recobro para el campo tomando el caso base el correspondiente a la producción

e inyección de 140 y 255 MMscf/d y comparando su desempeño con predicciones bajo escenarios con y sin balance de fluidos y con 50% - 100% de inyección de CO₂.

6.4.2.1 Simulación con 50% CO₂ + 50% de gas de separador.

Figura 148. Comparación del comportamiento de la rata de aceite producido

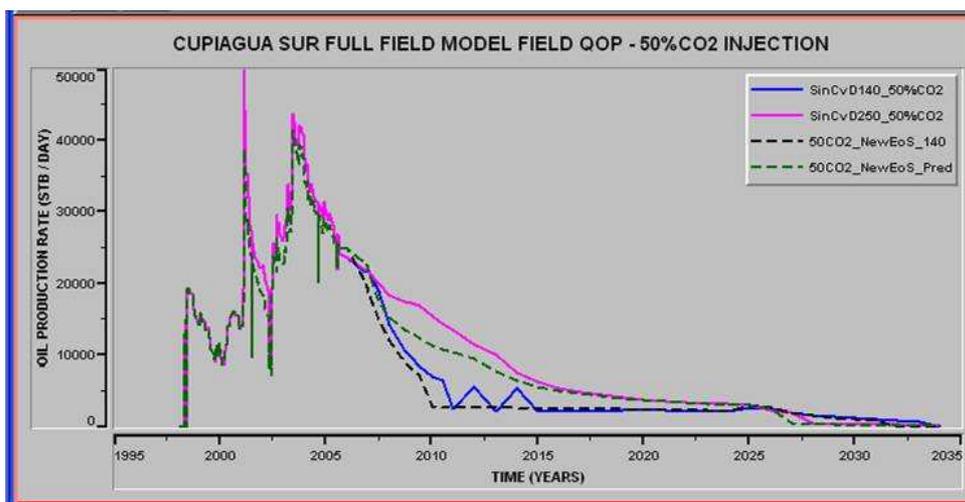


Figura 149. Comparación del comportamiento de la rata de gas producido

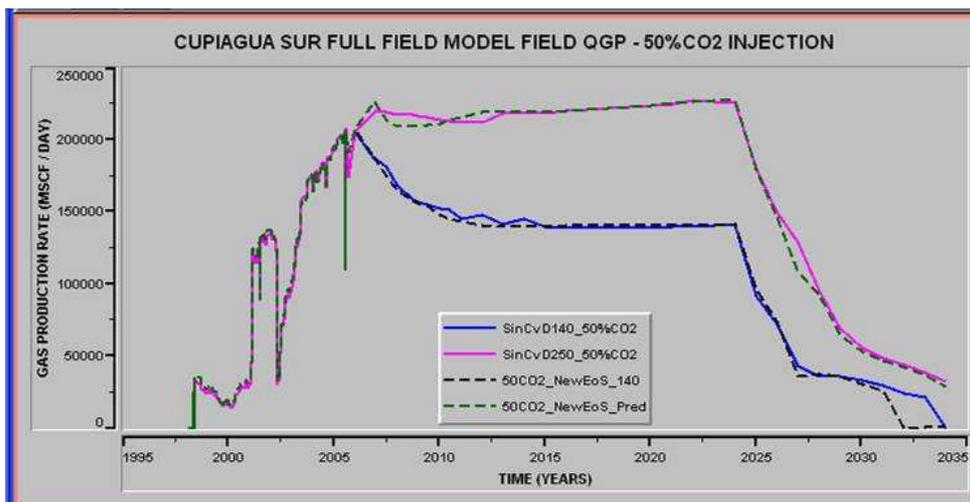


Figura 150. Comparación de la predicción del aceite producido acumulado

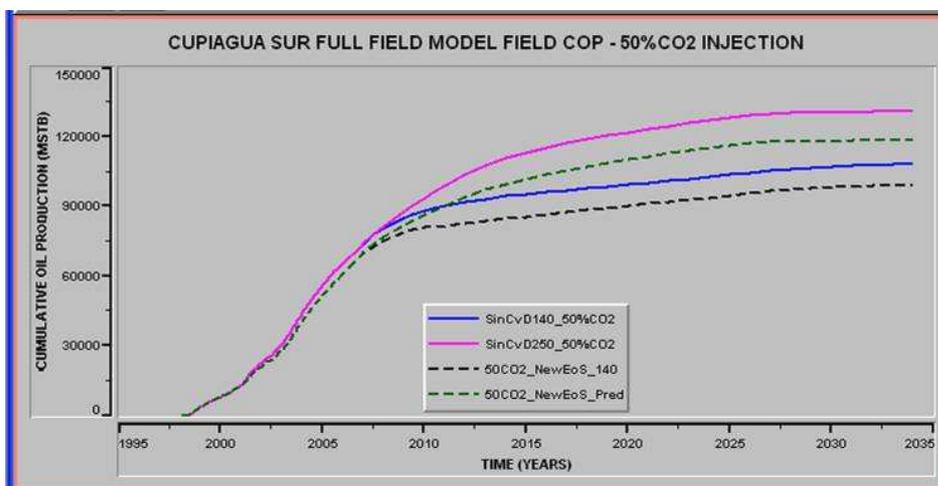


Figura 151. Comparación de la predicción del gas producido acumulado

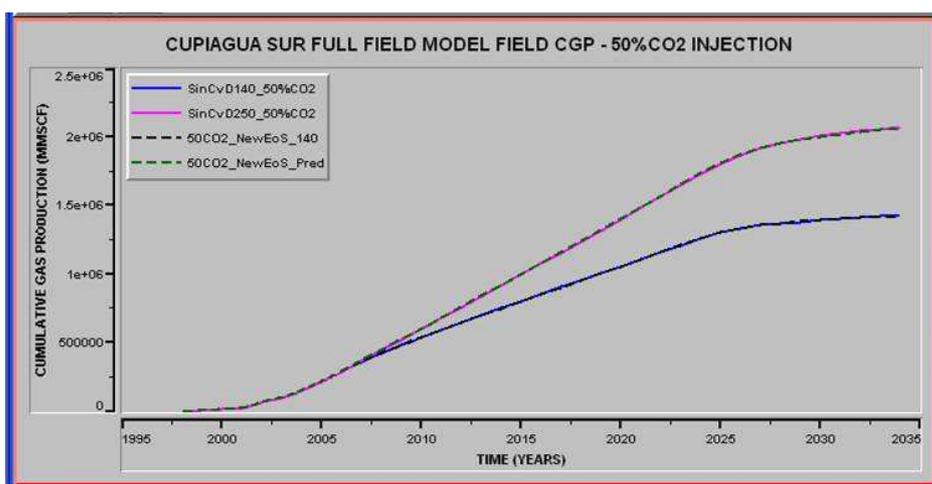


Figura 152. Comparación de la predicción de la presión promedio

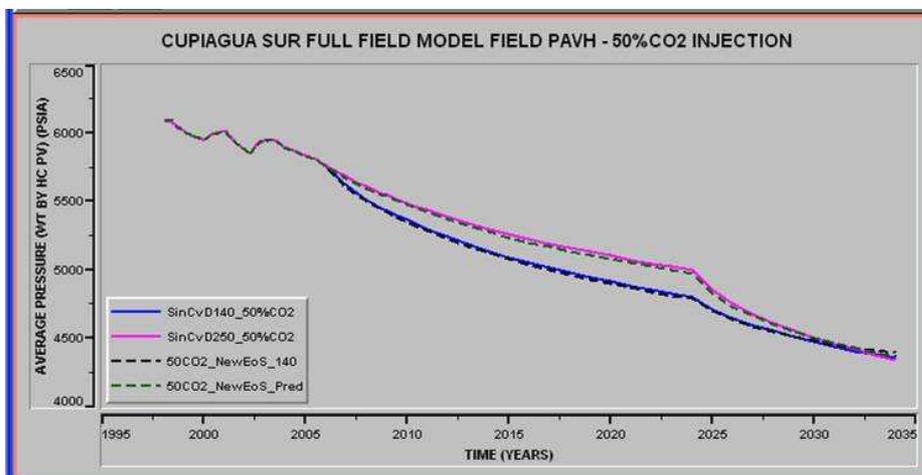
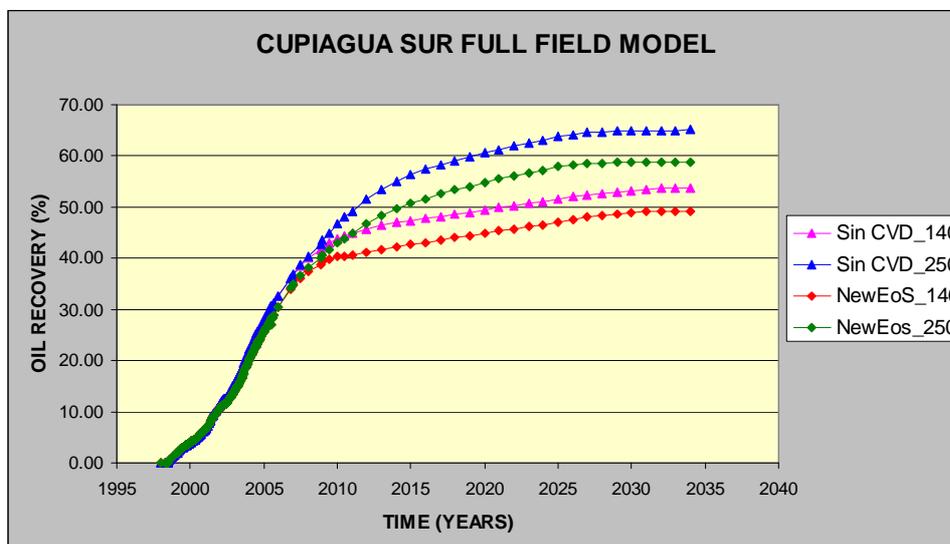


Figura 153. Comparación de la predicción del factor de recobro



6.4.2.2 Simulación con 100% CO₂

Figura 154. Comparación del comportamiento de la rata de aceite producido

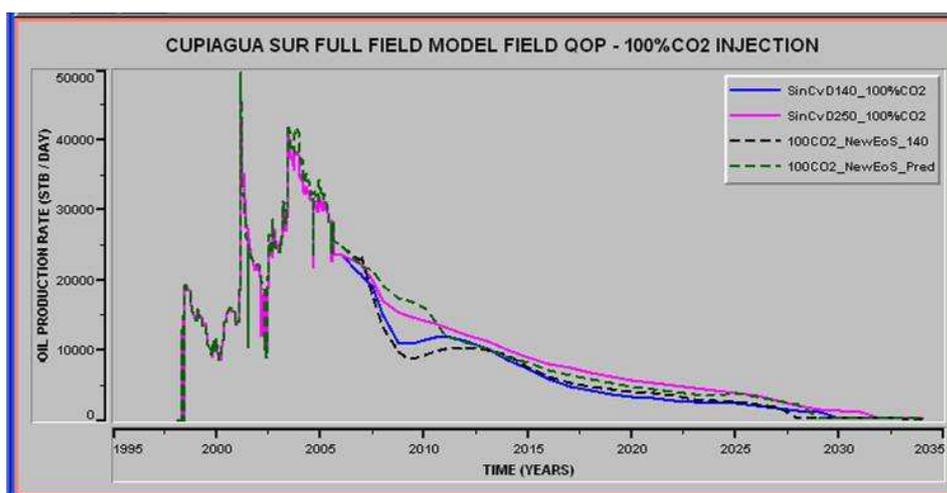


Figura 155. Comparación del comportamiento de la tasa de gas producido

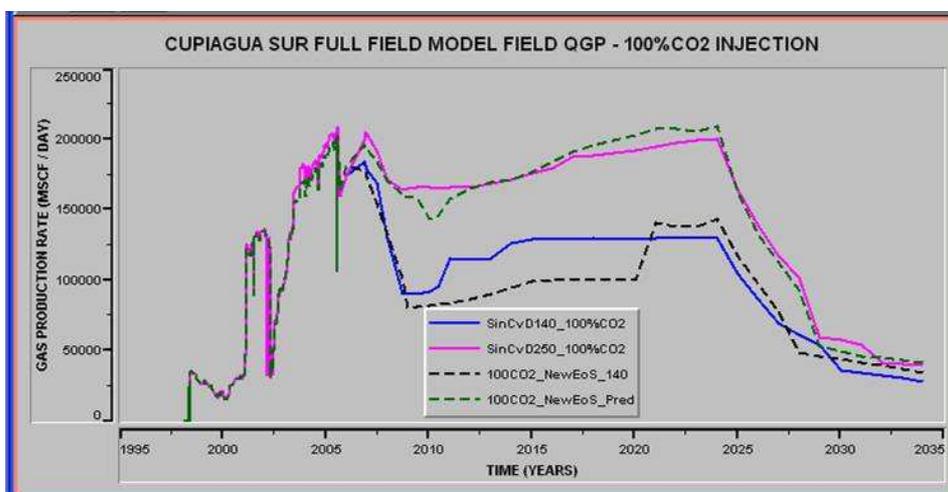


Figura 156. Comparación de la predicción del gas producido acumulado

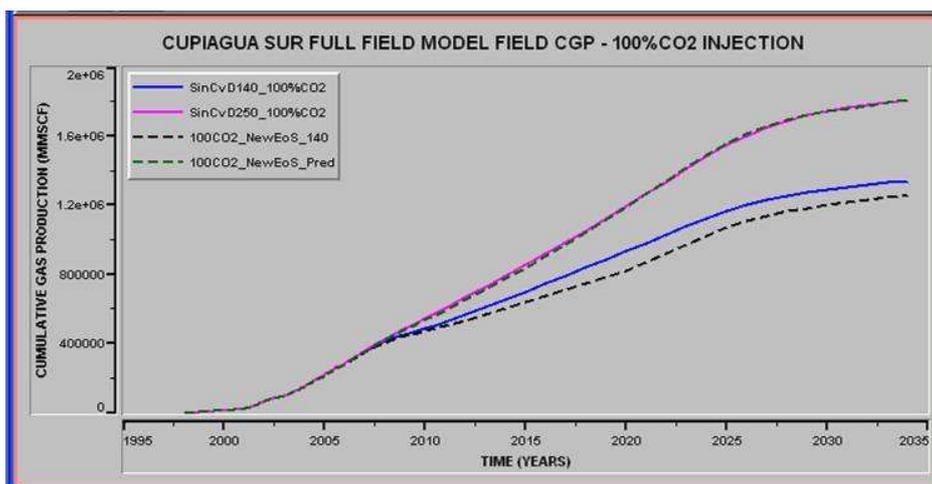


Figura 157. Comparación de la predicción del aceite producido acumulado

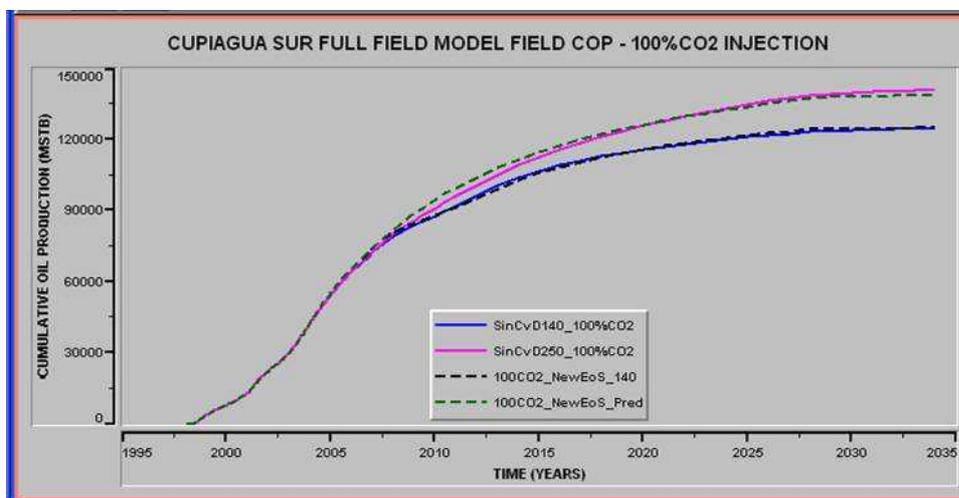


Figura 158. Comparación de la predicción del GOR

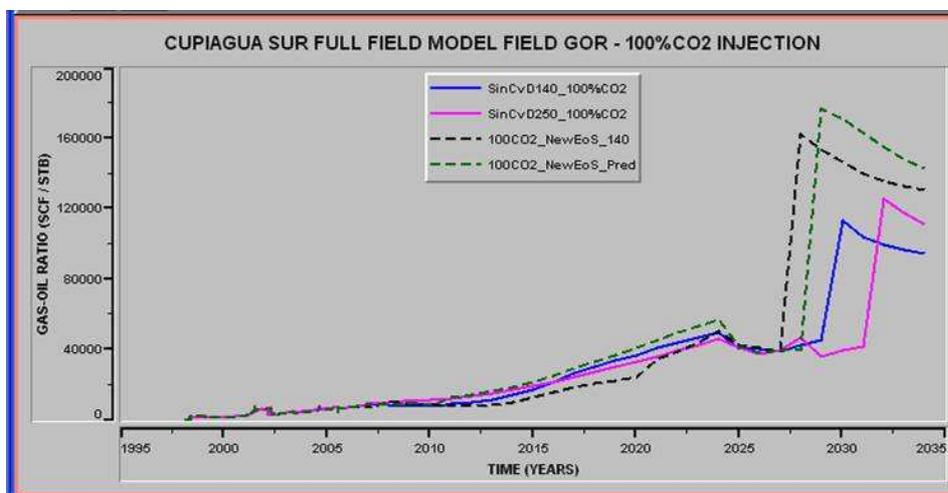
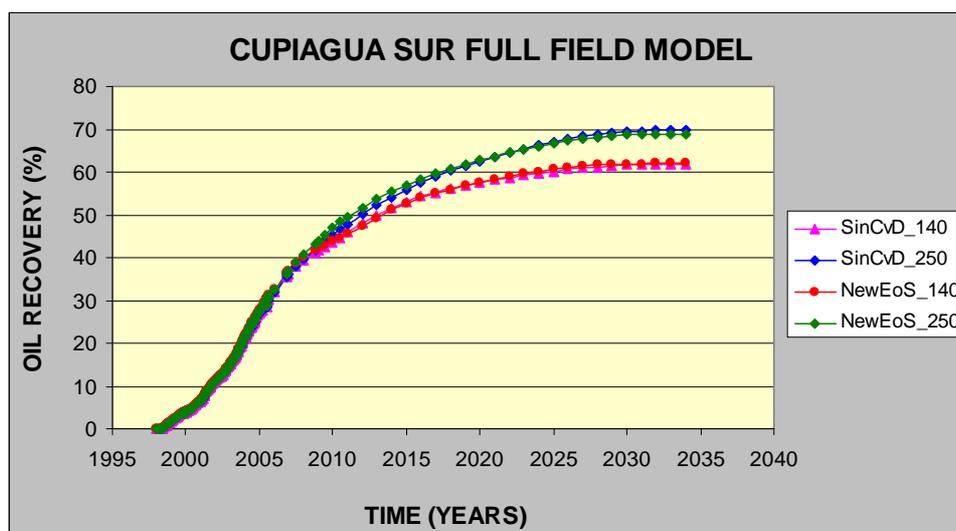


Figura 159. Comparación de la predicción del factor de recobro



Los sistemas estudiados son agrupados convenientemente para su estudio. En los gráficos relacionados a continuación, se investigan las opciones de venta de gas y las posibles influencias en las pérdidas de aceite en Cupiagua Sur. Las Figuras 160 hasta la 171 muestran las variaciones de las tasas de aceite y de gas, del GOR, la presión de yacimiento y del factor de recobro para el campo tomando las curvas correspondientes a la producción e inyección de 140 y 255 MMscf/d para cada uno de los tipos de fluidos de inyección analizados. Se

anexa en los gráficos las curvas obtenidas de la predicción con a inyección de flue gas (87% de N₂ y 13% de CO₂).

Figura 160. Comparación de la predicción del comportamiento de la rata de aceite producido - 140 MMscf/d.

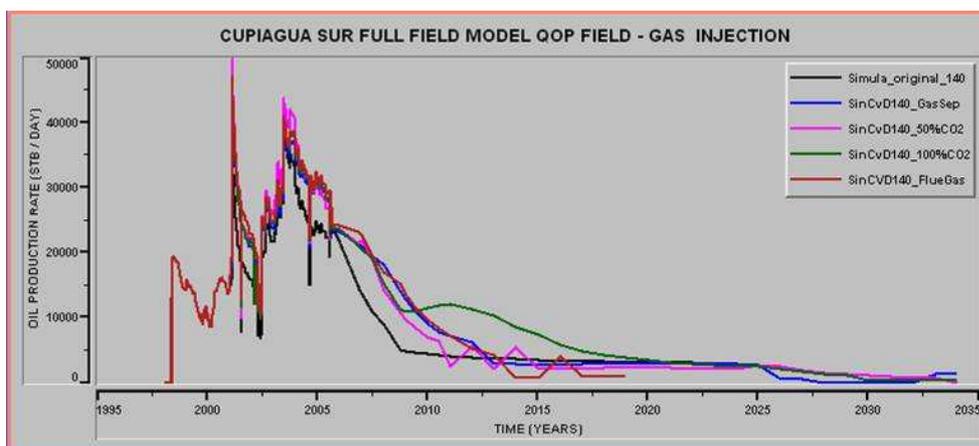


Figura 161. Comparación de la predicción del comportamiento de la rata de gas producido - 140 MMscf/d.

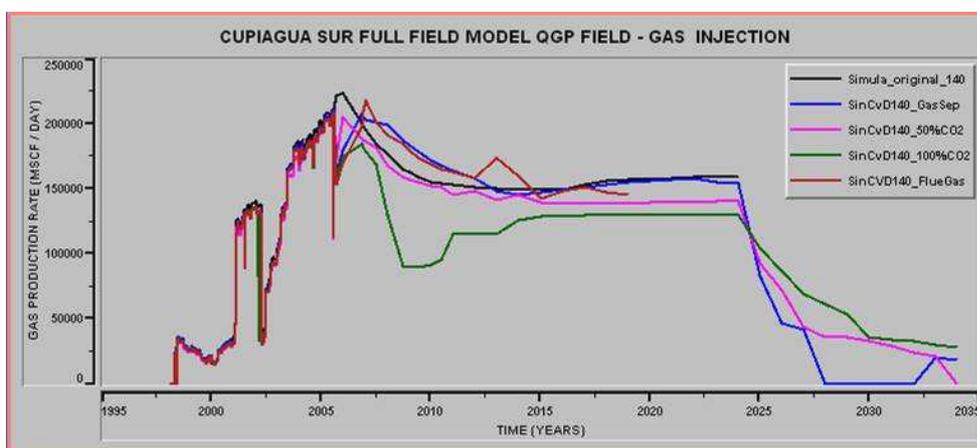


Figura 162. Comparación de la predicción del comportamiento del aceite producido acumulado - 140 MMscf/d.

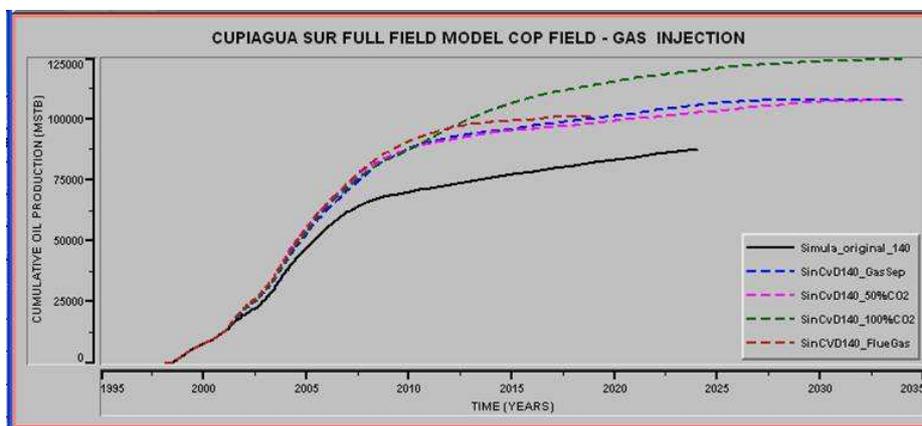


Figura 163. Comparación de la predicción del comportamiento de la presión de yacimiento - 140 MMscf/d.

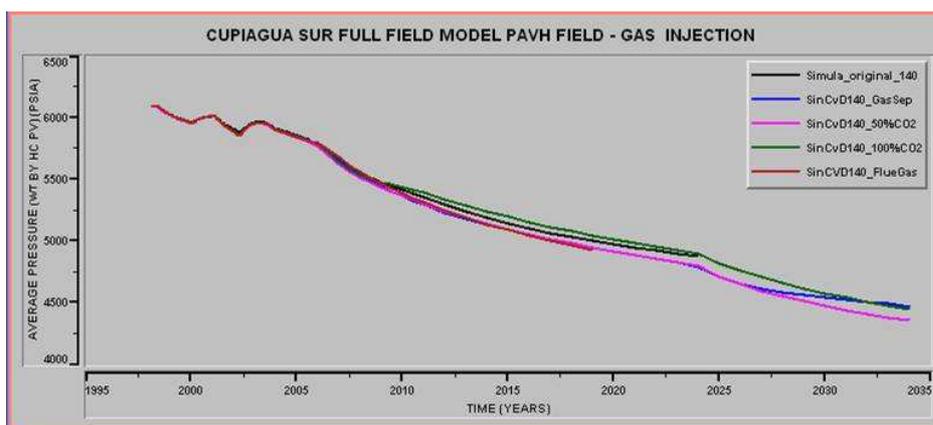


Figura 164. Comparación de la predicción del comportamiento del factor de recobro - 140 MMscf/d.

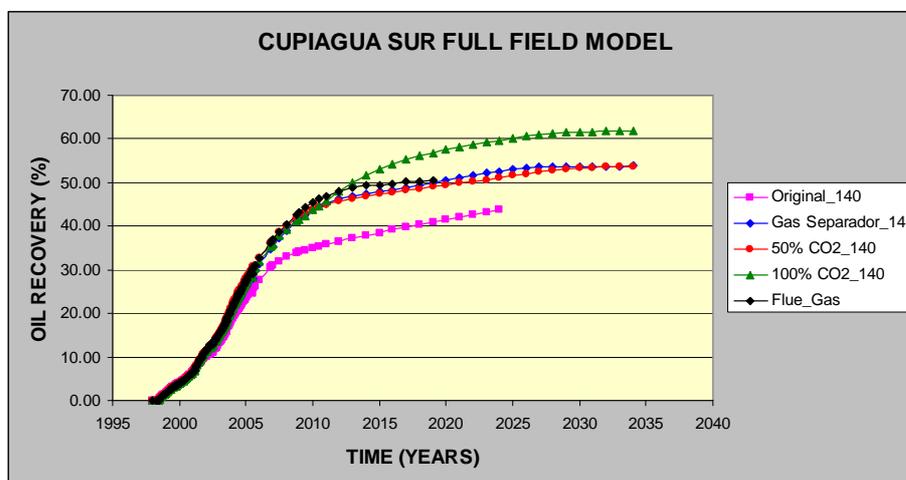


Figura 165. Comparación de la predicción del comportamiento de la tasa de aceite producido - 250 MMscf/d.

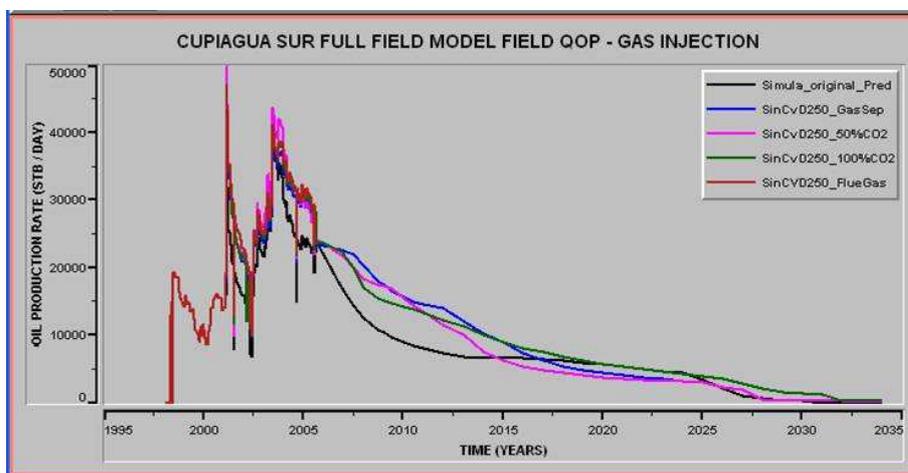


Figura 166. Comparación de la predicción del comportamiento de la tasa de gas producida - 250 MMscf/d.

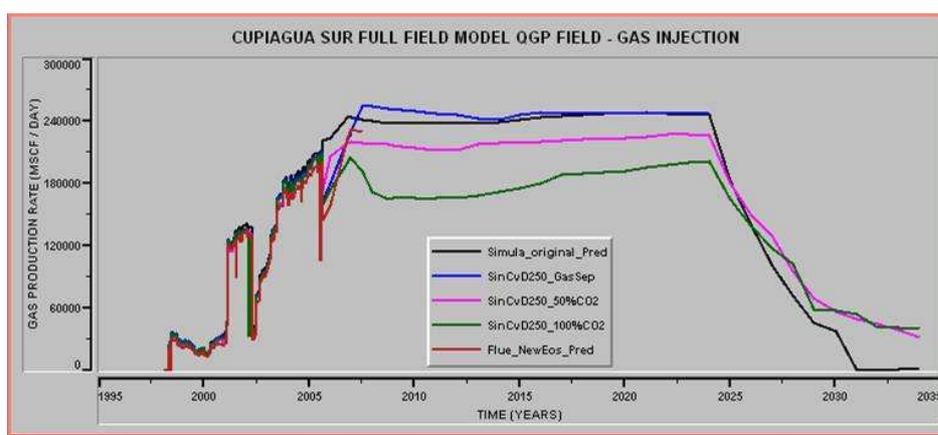


Figura 167. Comparación de la predicción del comportamiento del aceite producido acumulado - 250 MMscf/d.

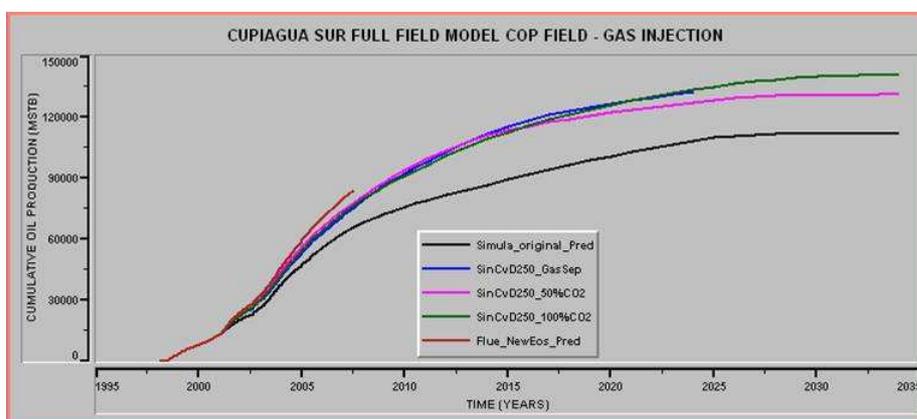


Figura 168. Comparación de la predicción del comportamiento del gas producido acumulado - 250 MMscf/d.

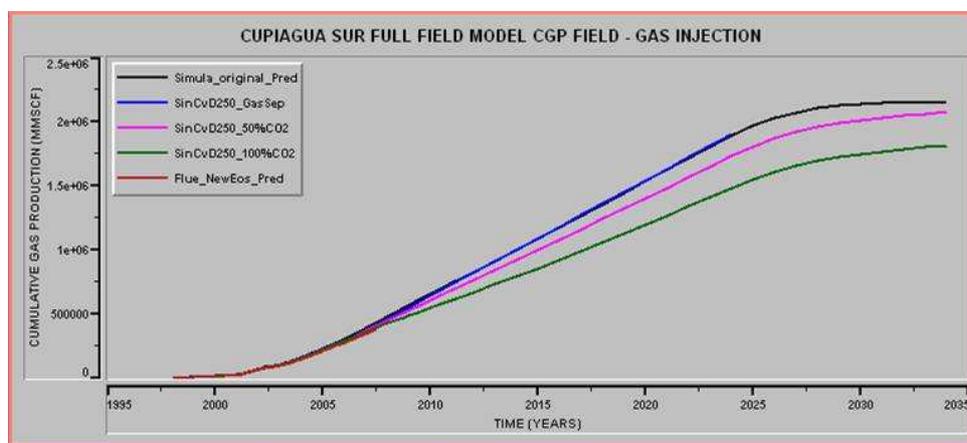


Figura 169. Comparación de la predicción del comportamiento del GOR - 250 MMscf/d

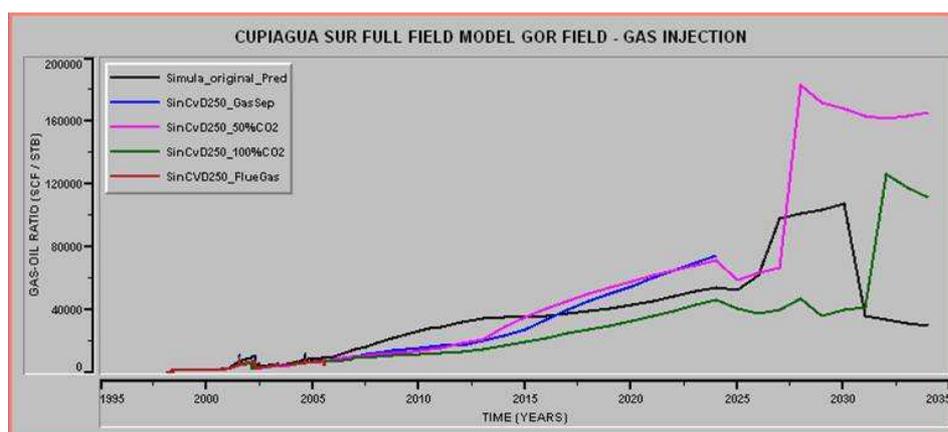


Figura 170. Comparación de la predicción del comportamiento de la presión de yacimiento - 250 MMscf/d

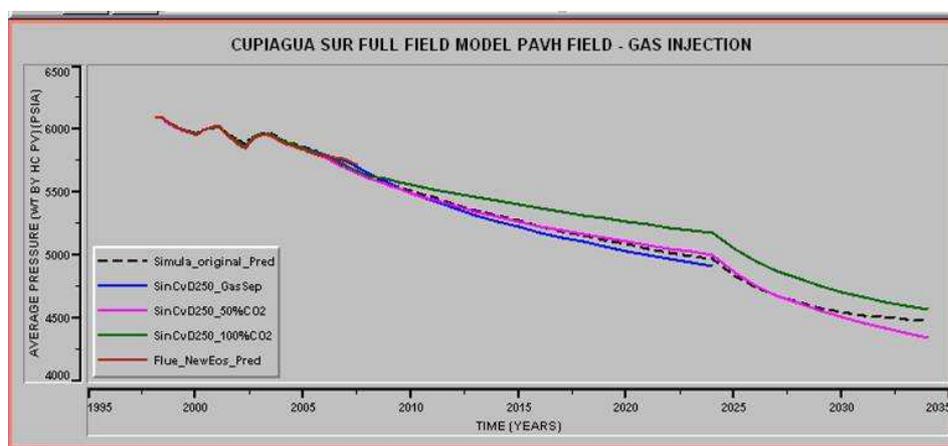
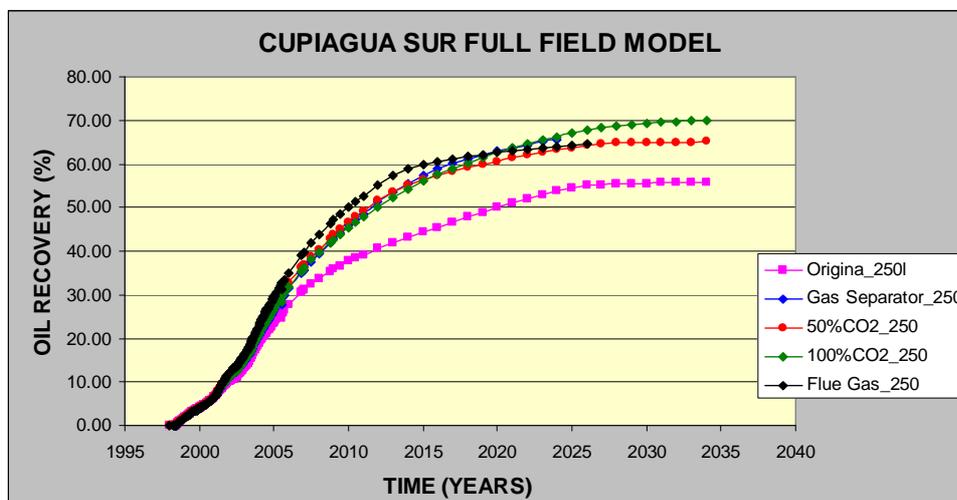


Figura 171. Comparación de la predicción del comportamiento del factor de recobro - 250 MMscf/d.



Los resultados de simulación con CO₂ puro y con mezclas de gas de separador son comparados con el caso base. La producción de aceite acumulado es aumentada en 14.82 MMstb al inyectar un fluido con 50% de CO₂ y de 32 MMstb para el caso de 100%CO₂, esto dentro del escenario de un sistema desbalanceado con inyección de 140 MMscf/d. Para el escenario balanceado de 250 MMscf/d se tiene que hay un incremento de 19 MMstb al inyectar un fluido con 50% y de 28.7 MMstb para el caso del 100% CO₂, referenciando siempre los cálculos al caso base. Sin embargo, el gas acumulado neto de producción (producción menos inyección) en el caso base es mayor en 0.4 Bscf. Esto será atractivo a partir de un punto de vista económico dependiendo del costo asociado con los precios de gas que puedan ser obtenidos.

Según lo visto en la Figura 171, el recobro en 25 años en una inundación con gas rico cae desde el 65% OOIP al caudal más alto de inyección (250 MMscf/d) hasta el 55% OOIP inyectando 140 MMscf/d. El recobro para la inyección de 50% de CO₂ se mantiene y no presenta cambios significativos. Al caudal más alto de inyección, el recobro de 25 años para la inyección de CO₂ es ligeramente más alto que con el gas rico, en donde alcanza un 4% más. La simulación numérica muestra completamente que la inyección de CO₂ y/o sus mezclas con gas de separador representan una solución técnica viable para el cambio del gas de separador.

Simulaciones con un proceso de superficie hipotético con una alta eficiencia para el C₃ al C₁₀, podrá mostrar que el aceite de producción puede ser mejorado significativamente mediante la recuperación óptima de componentes intermedios. La pérdida de producción de aceite debido a la inyección de gas más liviano es marginal comparado con el incremento en producción debido al uso de un proceso más eficiente en superficie.

El flue gas es de particular interés ya que grandes cantidades son producidas por combustión. La baja eficiencia microscópica del N₂ (comparada con la del gas rico) es la principal razón para la reducción de producción. La presión de yacimiento es más alta en el caso con inyección de N₂ porque el factor volumétrico del gas para N₂ es mayor que el del gas rico. Una desventaja de la inyección del flue gas es que el gas producido tendrá cantidades significantes de N₂ y CO₂ después de un tiempo de inyección de flue gas. La presión de yacimiento al final de la simulación es mayor en 600 psia con flue gas que en el caso base.

La simulación composicional muestra que al reemplazar la inyección actual de gas rico con flue gas decrece el recobro de aceite. El recobro de aceite puede incrementar si la presión de yacimiento se incrementa por la inyección a tasas de inyección más altas, pero el barrido puede ser menor y puede presentarse un rápido incremento en el GOR.

Después de la irrupción del gas, la gravedad del aceite aumenta substancialmente para un proyecto miscible con gas rico, adicionalmente la gravedad del gas también incrementa. Para un proceso de inyección de gas pobre, la gravedad del aceite incrementa levemente y luego disminuye. La gravedad del gas disminuye gradualmente a la del gas pobre inyectado.

CONCLUSIONES

A partir del desarrollo de la presente investigación se puede establecer:

- La experiencia de este estudio precisa que si la EoS es ajustada con las pruebas de hinchamiento, bajo una adecuada predicción de la transición en el punto crítico, la EoS será capaz de predecir un comportamiento de fases miscible y casi miscible durante un proyecto de desplazamiento o de inyección de gas debido a que los fenómenos de vaporización y condensación a cada lado del punto crítico serán representados adecuadamente.
- Las características termodinámicas de la precipitación de asfaltenos en este estudio mostro que la máxima cantidad de asfaltenos precipitados están alrededor de la presión de saturación; con el incremento del porcentaje de CO₂ en el solvente inyectado se observo un incremento en la precipitación de asfaltenos de tal forma que bajo ciertas condiciones de yacimiento dos fases líquidas coexistirían en el sistema.
- Los estudios de PVT y las pruebas slimtube demostraron que la inyección del 100% CO₂ es el mejor agente de recobro entre los tres gases estudiados en este trabajo. El desplazamiento miscible del aceite volátil del campo Cupiagua Sur con mezclas de gas de separador y CO₂ puede recuperar significativamente más aceite comparado con la inyección de gas pobre.
- La investigación de este trabajo concluye que el manejo integrado del campo Cupiagua Sur puede ofrecer grandes beneficios, aun con el inminente programa de las ventas de gas próximo. Los beneficios potenciales del manejo de la presión son más grandes que los beneficios potenciales de perforación adicional. Los resultados de estos estudios proveen un incentivo para realizar análisis más detallados para evaluar el impacto de estas estrategias en el sistema total.
- Según lo visto en las predicciones, el recobro en 25 años en una inundación con gas rico cae desde el 65% OOIP al caudal más alto de inyección (250

MMscf/d) hasta el 55% OOIP inyectando 140 MMscf/d. El recobro para la inyección de 50% de CO₂ se mantiene y no presenta cambios significativos. Al caudal más alto de inyección, el recobro de 25 años para la inyección de CO₂ es ligeramente más alto que con el gas rico, en donde alcanza un 4% más. La simulación numérica muestra completamente que la inyección de CO₂ y/o sus mezclas con gas de separador representan una solución técnica viable para el cambio del gas de separador.

RECOMENDACIONES

Con base en los resultados obtenidos de esta investigación se recomienda:

- Una fase posterior de este estudio debe ser la evaluación de la extracción de hidrocarburos líquidos del gas de separador, conocidos como NGL (C₅₊) o LPG (C₄ y C₃). Simulaciones con un proceso de superficie hipotético con una alta eficiencia para el C₃ al C₁₀, podrá valorar si la producción de aceite puede ser mejorada significativamente mediante la recuperación mayor de componentes intermedios.
- Como tema investigativo se considera hacer simulación black oil y analizar este comportamiento con respecto al composicional, y de esta forma separar el recobro por efectos de hinchamiento y de reducción de viscosidad debido a las altas presiones comparado con el producido por efectos de vaporización cerca a los pozos inyectoros. Al mismo tiempo se debe considerar el efecto del tamaño de grid y del tipo de patrón de inyección.
- Se debe considerar la realización de estudios enfocados a los pozos (single well modeling) para evaluar los problemas de bloqueo o taponamiento por condensados en procesos de inyección de gas, y determinar este radio en función del tiempo, la rata de inyección de gas, las propiedades de los fluidos y de la roca, etc.
- Futuras investigaciones deben involucrar estudios de precipitación de asfáltenos y la determinación de las óptimas concentraciones (saturaciones) de CO₂ en el fluido del yacimiento para minimizar la floculación de asfáltenos en este tipo de crudo, y de esta forma estudiar los procesos de agotamiento determinando los efectos del taponamiento en la producción del pozo y la reducción de permeabilidad.
- La inyección de CO₂ demanda costos adicionales a los costos normales. Facilidades independientes de inyección y producción, programas de

inhibidores de corrosión, pozos adicionales, trabajos de workover, sistemas para la recolección y distribución de gas, manejo del CO₂ producido, y equipo de pozo especial implican costos adicionales que no son comunes en los proyectos de inyección de agua. Es por eso que el análisis económico involucra un número de variables desconocidas y de estimativos, donde es fundamental realizar sensibilidades a la rentabilidad de cada una de las variables esenciales.

BIBLIOGRAFÍA

1. AGARWAL, Rajeev K.; LI, Yau-Kun and NGHIEM, Long. A regression technique with dynamic parameter selection for phase-behavior matching. SPE Reservoir Engineering. February, 1990.
2. AHMED, Tarek. Reservoir Engineer Handbook. Second edition. Gulf Professional Publishing. Houston, Texas, 2000. ISBN 0-88415-770-9.
3. BALLIN, P.R.; CLIFFORD, B.J., and CHRISTIE, M.A. Cupiagua: A Complex Full-Field Fractured Reservoir Study Using Compositional Upscaling, SPE 66376 presented at the 2001 SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, 11-14 February.
4. BARDON, C. and LONGERON, D.G. Influence of very low interfacial tensions on relative permeability. SPEJ, Vol. 20, 1980.
5. BARDON, C.; LONGERON, D.G.; BAUDOIN, F.; DELHOMME, A. and NAILI N. Gas/Oil Relative Permeabilities and Residual Oil Saturations in a Field Case of a Very Light Oil, in the Near-Miscibility Conditions, SPE 28625 presented at the 1994 Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, 25-28 September.
6. BENHAM, A. L.; DOWDEN, W.E., and KUNZMAN, W.J. Miscible fluid displacement, prediction of miscibility. Trans. AIME, 219, 229-37, 1960.
7. BEHRENS, R. and SANDLER, S. The Use of Semi-Continuous Description to Model the C7+ Fraction in Equation of State Calculation. SPE/DOE Paper 14925 presented at the 5th Annual Symposium on EOR, Tulsa, OK, 1986.
8. BISHOP, D.L.; WILLIAMS, M. E.; GARDNER, S. E.; SMITH, D. P. and COCHRANE, T. D. Vertical Conformance in a mature carbonate CO₂-Flood: Salt Creek Field unit. USA: Texas. SPE 88720, October 2004.

9. BLOM, S.M.P.; HAGOORT, J. and SOETEKOUW, D.P.N. Relative Permeability at Near-Critical Conditions, SPE 38935 presented at the 1997 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, 5-8 October.
10. COATS, K.H. An Equation of State Compositional Model, SPE 8284 presented at the 1979 Annual Fall Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Nevada, 23-25 September.
11. COATS, K.H. Simulation of Gas Condensate Reservoir Performance, JPT, October 1985.
12. COATS, K.H. and SMART, G.T. Application of a regression based EOS PVT program to laboratory data. SPE Reservoir Engineering. May, 1986.
13. CRANE, F.E.; KENDALL, H.A. and GARDNER, G.H.F. Some experiments of the flow of miscible fluids of unequal density through porous media. SPEJ, 277-80, Dec. 1963.
14. CREEK, J.L. and SCHRADER, M. L. East Painter Reservoir: An Example of a Compositional Gradient From a Gravitational Field, SPE 14411 presented at the 1985 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Nevada, 22-25 September.
15. Cupiagua Fluid Characterization, Fluid Initialization, and Reservoir Simulation Study, Ecopetrol report presented by PERA at 2001, March.
16. Cupiagua Gas/Condensate Relative Permeability, BPX report 1999 Drawbacks of experimental method used for 1996 studies.
17. DANESH, A. PVT and phase behaviour of petroleum reservoir fluids. Netherlands, Elsevier 1998. ISBN: 044482196.
18. ELLIOT, J. and DAUBERT, T. Revised Procedure for Phase Equilibrium Calculations with Soave Equation of State. Ind. Eng. Chem. Process Des. Dev., Vol. 23, 1985.
19. DE GHETTO, Giambattista, et al. Reliability analysis on PVT correlations. SPE, Paper 28904, 1994.

20. FEVANG, O. Gas Condensate Flow Behavior and Sampling, PhD thesis, The Norwegian Institute of Technology, U. of Trondheim, Norway (1995).
21. FEVANG, O.; KAMESHWAR, S. and WHITSON, C.H. Guidelines for choosing Compositional and Black-oil Models for Volatile Oil and Gas Condensate Reservoirs, SPE 63087 presented at the 2000 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, 1-4 October.
22. FRASHAD, F. et al. Empirical PVT correlations for Colombian crudes oils. SPE, Paper 24538, 1995.
23. GALLEGO, O. R. Taller de Modelamiento Composicional de fluidos con énfasis en el Piedemonte Llanero, 2005.
24. GARDNER, J. W.; ORR, F. M. and FATAL, P. D. The effect of phase behavior on CO₂ flood displacement efficiency. JPT, Nov. 1981.
25. GIBBS, J.W. The scientific papers of J. Willard Gibbs. Volume 1. USA: New York, 1961.
26. GLASO, O. Generalised minimum miscibility pressure correlation. 927-934, Dec. 1985.
27. GONZALEZ, E.; COLONOMOS, P. and RUSINEK, I. A New Approach for Characterizing Oil Fractions and for Selecting Pseudo-Components of Hydrocarbons. Canadian JPT, March-April 1986.
28. HAWKINS, M. F. Phase Diagrams. Petroleum Production Handbook. Vol II, SPE, USA: Dallas, Texas, 1962.
29. HENDERSON, G.D.; DANESH, A.; TEHRANI, D.H. and PEDEN, J.M. The Effect of Velocity and Interfacial Tension on Relative Permeability of Gas Condensate Fluids in the Wellbore Region, PSEJ (1997) 265.
30. HENRY, R.L. and METCALFE, R.S. Multiple phase generation during CO₂ flooding. SPEJ, Vol. 23, Aug. 1983.

31. HIRSCHBERG, A.; DE JONG, L. N. J.; SCHIPPER, B. A. and MEYERS, J. G. Influence of temperature and pressure on asphaltenes flocculation. SPEJ, June 1984.
32. HØIER, L. and WHITSON, C.H. 2001. Compositional Grading - Theory and Practice. SPHERE 4(6): 525. SPE 74714-PA. DOI: 10.2118/74714-PA.
33. HOLM, LeRoy W. Miscible Displacement. Chapter 45. Union oil Co. of California.
34. HOLM, L. W. and JOSENDAL, V.A. Mechanisms of oil displacement by carbon dioxide. JPT, Feb. 1978.
35. HONARPOUR, M.M.; NAGARAJAN, N.R. and SAMPATH, K. Rock fluid characterization and their integration implication on reservoir management. JPT 58(9): 120. SPE 103358-MS. DOI:10.2118/103358-MS, 2006.
36. JARAMILLO, J.M. and BARRUFET, M. Vertical composition gradient effects on original hydrocarbon in place volumes and liquid recovery for volatile oil and gas condensate reservoirs, M.S. Thesis Texas A&M University. December 2000, College Station.
37. JHAVERY, Bharat S. and YOUNGREN, Gary K. Three-parameter modification of the Peng-Robinson equation of state to improve volumetric predictions. SPE 13118, 1984.
38. KASAP, E. Estimating kv/kh Ratio for Conductive and Nonconductive Shales and Mudstones, SPE 68782 presented at the 2001 SPE Western Regional Meeting, Bakersfield, California, March.
39. KELLY, T. R. Utilizing compositional simulation for material balance and bottomhole pressure calculations in CO₂ WAG floods. SPE 99714. USA: Tulsa, Oklahoma, April 2006.
40. LEACH, M. P. and YELLIG, W. F. Compositional model studies - CO₂ - oil displacement mechanisms. JPT, Feb. 1981.

41. LEE, S., et al. Experimental and Theoretical Studies on the Fluid Properties required for Simulation of Thermal Processes. SPE Paper 8393 presented at the SPE 54th Annual Technical Conference, Las Vegas, NV, Sep. 1979.
42. LEE, Sheng-Tai. Development of a 12-component equation of state and composition-versus-depth table for Volatile field development. BP report presented in August. 1999.
43. LEE, S.-T. and OSORIO, R. Cusiana Compositional Review- A Summary Presentation. Cupiagua TCM, Oct. 1999, Bogota, Colombia.
44. LEE, S.-T. Floreña Field Fluid Description update, Jan. 2004.
45. LI, K. and FIROOZABADI, A. Phenomenological Modeling of Critical Condensate Saturation and Relative Permeabilities in Gas/Condensate Systems, SPEJ (June 2000), 138.
46. License extension study for seven Llanos foothills reservoirs Piedemonte region. IRT's final report for Ecopetrol S.A. USA: Colorado, December, 2006.
47. MADDOX, R. N. and ERBAR, J. H. Gas Conditioning and Processing, Vol. 3. Advanced Techniques and Applications. Norman, 1982.
48. MALACHOWSKI, M.A.; YANOSIK, J.L. and SALDANA, M.A. Simulation of Well Productivity Losses Due to Near Well Condensate Accumulation in Field Scale Simulation, SPE 30715 presented at the 1995 at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, 22-25 October.
49. McCAIN Jr, W.D. and BRIDGES, B. Black Oil and volatile oils-What's the difference?. Pet. Ing. Inter. Jan. 1994.
50. MEHRA, R., et al. A Statistical Approach for Combining Reservoir Fluids into Pseudo Components for Compositional Model Studies. SPE Paper 11201 presented at the SPE 57th Annual Meeting, New Orleans, Sep. 1983.
51. MEIBURG, E. and CHEN, C. High-Accuracy Implicit Finite-Difference Simulations of Homogeneous and Heterogeneous Miscible-Porous-Medium Flows, JPT (June 2000), 129.

52. METCALFE, R. S. and YARBOROUGH, L. The effect of phase equilibria on the CO₂ displacement mechanism. SPEJ, Aug. 1979.
53. METCALFE, R.S.; VOGEL, J.L. and MORRIS, R.W. Compositional Gradients in the Anschutz Ranch East Field, SPE 14412 presented at the 1988 Reservoir Engineering Conference, August.
54. MONGER, T.G. and KHAKOO, A. The phase behaviour of CO₂ - Appalachian Oil systems. SPE 10269. USA: San Antonio, Texas, Oct. 5-7, 1981.
55. MONTEL, F. and GOUEL, P.A. New Lumping Scheme of Analytical Data for Composition Studies. SPE Paper 13119 presented at the SPE 59th Annual Technical Conference, Houston, Sep. 1984.
56. MORITIS, G. CO₂ sequestration adds new dimension to oil, gas production. Oil & Gas Journal, Mar. 3, 2003.
57. MOTT, R.E.; CABLE, A.S. and SPEARING, M.C. Measurements of Relative Permeabilities for Calculating Gas-Condensate Well Deliverability, SPERE (December 2000), 473.
58. MUNGAN, N. Carbon Dioxide Flooding. Improved Oil Recovery. USA: Oklahoma City, March 1983.
59. NAGARAJAN, N.R.; HONARPOUR, M.M. and SAMPATH, K. Reservoir - Fluid sampling and characterization - Key to efficient reservoir management. JPT, August 2007.
60. NGHIEM, L. X. and LI, Y. K. Computation of multiphase equilibrium phenomena of reservoir fluid. Fluid Phase Equilibria, Vol. 17, 1984.
61. ORR, F. M., Jr.; YU, A. D. and LIEN, C. L. Phase behaviour of CO₂ and crude oil in low temperature reservoirs. SPEJ, Vol. 21, August 1981.
62. ORR, F. M., Jr.; SILVA, M. K.; LIEN, C. L. and PELLETIER, M. T. Laboratory experiments to evaluate field prospects for CO₂ flooding. JPT, Apr. 1982.

63. ORR, F. M. Jr. and JENSEN, C M. Interpretation of pressure-composition phase diagrams for CO₂-crude oil system. SPEJ. Vol. 24. Oct. 1984.
64. PEDERSEN, K.; THOMASSEN, P. and FREDENSLUND, A. Phase Equilibria and Separation Processes. Report SEP 8207. Denmark: Institute for Kemiteknik, Denmark Tekniske Hojskole, July 1982.
65. PENELOUX, A.; RAUZY, E. and FREZE, R. A Consistent Correlation for Redlich-Kwong-Soave Volumes. Fluid Phase Equilibria, Vol. 8, 1982.
66. PENG, D. and ROBINSON, D. A New Two Constant Equation of State. Ind. Eng. Chem. Fund., Vol. 15, No. 1, 1976.
67. PENG, D. and ROBINSON, D. Two and Three Phase Equilibrium Calculations for Coal Gasification and Related Processes. ACS Symposium Series, No. 133, Thermodynamics of Aqueous Systems with Industrial Applications. Washington, DC: American Chemical Society, 1980.
68. RATHMELL, J. J.; STALKUP, F. I. and HASSINGER, R.C. A laboratory investigation of miscible displacement by carbon dioxide. SPE 3483, New Orleans, Louisiana, Oct. 3 -6, 1971.
69. REDLICH, O. and KWONG, J. On the Thermodynamics of Solutions. An Equation of State. Fugacities of Gaseous Solutions. Chem. Rev., Vol. 44, 1949.
70. SANDOVAL, Jorge. Modelo actual de simulación de yacimientos del campo Cupiagua Sur. Informe interno de Ecopetrol, Nov. 2004.
71. SANTOS, N., ANDRADE J.P. Precipitación de asfaltenos por inyección de CO₂ Pozo Galan 61, Ecopetrol ICP, Piedecuesta, 1989.
72. SCHLIJPER, A. G. Simulation of Compositional Process: The Use of Pseudo-Components in Equation of State Calculations. SPE/DOE Paper 12633 presented at the SPE/DOE 4th Symposium on EOR, Tulsa, OK, 1984.
73. SHELTON, J.L. and SCNEIDER, F.N. The effects of water injection on miscible flooding methods using hydrocarbons and carbon dioxide. Paper

- SPE 4580, presented at the 1973 SPE Annual Meeting, Las Vegas, Sep. 30-Oct. 3.
74. SHELTON, J. L. and YARBOROUGH, L. Multiple phase behaviour in porous media during CO₂ and rich gas flooding. JPT, Vol. 29, 1977.
 75. SIMON, R. and GRAUE, D. J. Generalized correlations for predicting solubility, swelling and viscosity behavior of CO₂-crude oil systems. JPT, Jan. 1965.
 76. SIMON, R.; ROSMAN, A. and ZANA, E. Phase behaviour properties of CO₂ reservoir oil systems. SPEJ, Vol. 18, 1978.
 77. SOAVE, G. Equilibrium Constants from a Modified Redlich-Kwong Equation of State. Chem. Eng. Sci., 1972, Vol. 27.
 78. SØREIDE, I. Improved Phase Behavior Predictions of Petroleum Reservoir Fluids From a Cubic Equation of State. Dr. Ing. thesis, IPT Report 1989:4, Norwegian Institute of Technology, 1989.
 79. SPIVAK, A. Gravity segregation in two-phase displacement processes. SPEJ, 9-32, Dec. 1974.
 80. STALKUP, F.I. Displacement of oil by solvent at high water saturation. SPEJ, 337-48, Dec. 1970.
 81. STALKUP, Jr., F. L. Miscible Displacement, Monograph Series, SPE, Richardson, TX, 1992.
 82. STANDING, M.B. Notes on Relative Permeability Relationships, Trondheim, Norway (revised 1978).
 83. THOMERE, R. and GRAVIER, J. F. Recuperation assistee point sur les procedes miscibles. Paper presented at the 10th World Petroleum Congress. Bucharest, Romania, Sep. 1978.
 84. TODD, M. R. Modeling requirement for numerical simulation of CO₂ recovery processes. SPE 7998, Proceedings of the California Regional Meeting. USA: Ventura, April 1, 1979.

85. TUREK, E.A.; METCALFE, R. S.; YARBOROUGH, L. and ROBINSON, R. L. , Jr. Phase equilibria in carbon dioxide – multicomponent hydrocarbon systems: Experimental data and improved prediction technique. SPEJ, Vol. 24, June 1984.
86. VAN DER WAALS, J. D. On the Continuity of the Liquid and Gaseous State. Ph.D. Dissertation, Sigthoff, Leiden, 1873.
87. WHITSON, C.H. and BRULE, M.R. Phase Behavior, Monograph Series, SPE, Richardson, Texas. (2000) 20, 47-65.
88. WHITSON, C. Characterizing Hydrocarbon Plus Fractions. EUR Paper 183 presented at the European Offshore Petroleum Conference, London, Oct. 21-24, 1980.
89. WHITSON, C. H.; ANDERSEN, T. F. and SØREIDE, I. C7 Characterization of Related Equilibrium Fluids Using the Gamma Distribution. New York, 1989.
90. WHITSON, C.H., FEVANG, O., and SAEVAREID, A. Gas Condensate Relative Permeability for Well Calculations, SPE 56476 presented at the 1999 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, 3-6 October.
91. YELLIG, W. F. and METCALFE, R. S. Determination and prediction of CO₂ minimum miscibility pressures. JPT, Vol. 32, 1980.
92. ZICK, A. A. A Combined condensing/Vaporising mechanism in the displacement of oil enriched by enriched gases. SPE 15493, Oct. 1986.

ANEXO A. PROCEDIMIENTOS Y EQUIPOS DE LABORATORIO

Los siguientes procedimientos y equipos fueron utilizados para el desarrollo de las pruebas y están soportados por los procedimientos técnicos de ensayo y de operación de equipos del Instituto Colombiano del Petróleo – ICP.

1. COMPORTAMIENTO DE FASES

1.1 CONTROL DE CALIDAD DE LAS MUESTRAS

Las muestras de superficie son chequeadas para verificar la representatividad de las muestras de acuerdo al Procedimiento Técnico de Ensayo 13.003.

Para asegurar condiciones de una sola fase antes de transferir a la celdas de Recombinación Jefri-DBR, la presión de la muestra de aceite es incrementada a temperatura de laboratorio mediante la inyección de volúmenes conocidos de mercurio al cilindro, por medio de una bomba de desplazamiento positivo. La botella es aislada y el equilibrio es alcanzado agitando el sistema. Tal procedimiento de incrementar la presión gradualmente hasta que la pendiente presión-volumen sea constante a altas presiones, indica que la muestra está en una sola fase. La muestra fue transferida a una presión de 6000 psi y temperatura de laboratorio a la celda de recombinación Jefri-DBR. Cromatografías de gas de separador son realizadas y sus composiciones analizadas.

1.2 ANÁLISIS DEL FLUIDO DEL YACIMIENTO

El fluido del yacimiento fue recombinado a una relación de masas definida previamente. Gas de separador a 185 °F fue transferido a la celda de recombinación Jefri, la cual tiene un volumen de 1500 cc. Posteriormente volúmenes conocidos de mercurio fueron inyectados para presionar el gas a

1000 psig. A esta condición el volumen de gas dentro de la celda es conocido con precisión basados en la ecuación de la celda y la densidad del gas fue calculada basada en el análisis composicional, y por ende la masa de gas puede ser calculada. Una vez los volúmenes de gas y aceite son inyectados a la celda, el fluido recombinado es agitado y estabilizado a 6500 psig.

El Análisis del fluido actual del yacimiento fue obtenido separando un pequeño volumen de muestra recombinada en las fases vapor y líquido a condiciones estándar. Esto es alcanzado realizando una liberación instantánea simple, donde una porción del fluido recombinado (15 cc) es desplazado a un cilindro de acero pequeño de 75 cc aproximadamente, tal que la muestra empiece a liberar dentro del cilindro. El cilindro es conectado al sistema de recolección de muestras (GOR Apparatus) y a través de una válvula de flujo controlado el gas liberado es capturado dentro de un sistema previamente calibrado.

Después de que el sistema este equilibrado completamente y no se presente más liberación de gas de la solución, el volumen de gas y del condensado son medidos, corregidos a condiciones estándar y sus densidades determinadas. Análisis cromatográficos del gas y del líquido son realizados, y la composición del fluido del yacimiento es obtenido recombinando matemáticamente las composiciones del gas y del líquido de acuerdo a la relación obtenida en la liberación instantánea.

1.3 RELACIONES PRESIÓN - VOLUMEN @ TEMPERATURA DEL YACIMIENTO (CCE)

El equipo utilizado en esta prueba es la Celda de Comportamiento de Fases Jefri-DBR. El equipo consiste de una celda de alta presión con un volumen interno aproximado de 150 cc , el cual tiene unas condiciones de operación máximas de 10.000 psig y 200 °C. La muestra es transferida dentro de un cilindro de vidrio transparente la cual se encuentra asegurado dentro de dos ventanas de vidrio, permitiendo que su contenido sea completamente visible. El espacio alrededor del tubo de vidrio es llenado con agua con el objetivo de ejercer esfuerzos de sobrecarga sobre el vidrio, iguales y contrarios a la presión de la muestra.

El uso de un pistón flotante asegura que no exista expansión en la celda a través

de todo el rango de operación del equipo. La celda está dentro de un baño térmico con circulación de aire donde la temperatura es controlada con una precisión de 0.5 °C. Una válvula en el fondo de la celda permite la introducción de mercurio, el cual es usado como fluido desplazante.

La celda tiene en su interior un sistema de agitación magnética, lo cual permite obtener una mejor homogenización del fluido y equilibrios termodinámicos en menor tiempo. Las medidas volumétricas del contenido de la celda son realizadas mediante medidas de niveles usando el sistema de captura de imágenes CCD DBR-Jefri, el cual consiste de una cámara de alta resolución equipada con un lente telescópico el cual magnifica la imagen. Esta cámara está montada en un sistema motorizado lineal de etapas el cual permite posicionar la cámara con respecto a la interfase del fluido. Un pistón cónico fue montado dentro de la celda con el objeto de permitir la medición de volúmenes muy pequeños de líquido retrogrado.

Un volumen de 60 cc de muestra recombinada fue isobaricamente transferida a 6500 psig y a temperatura de yacimiento a la celda de alta presión por medio de una bomba de desplazamiento positivo. Una vez la muestra está equilibrada a la temperatura de yacimiento y una sola fase existe, la presión es gradualmente reducida retirando mercurio de la celda usando una bomba de desplazamiento positivo; al mismo tiempo, una serie de datos de presión contra lectura de la bomba son registrados de acuerdo al Procedimiento de Ensayo Técnico 13.005. El punto de rocío es definido como la presión a la cual la primera gota de líquido comienza a salir de la solución del fluido del yacimiento.

1.4 AGOTAMIENTO A VOLUMEN CONSTANTE

Un estudio de agotamiento a volumen constante de varias etapas fue realizado en la celda de comportamiento de fases Jefri-DBR. El objetivo de la prueba consiste en simular el agotamiento del yacimiento por efectos de producción desde la presión de rocío hasta la presión atmosférica.

Después de realizar la CCE, un volumen de 60 cc de muestra representativa del fluido del yacimiento se transfiere a la celda visual donde la temperatura del yacimiento. Una vez estabilizada la muestra, la presión es establecida en el punto de rocío y el volumen de la muestra es medido. Secuencialmente, la presión es

reducida retirando mercurio de la celda hasta que la primera etapa de presión deseada es alcanzada. La muestra es agitada hasta lograr que no existan cambios de presión y luego, el gas es desplazado isobaricamente hasta que el volumen inicial de la muestra en el punto de rocío es alcanzado. La altura total del pistón y el nivel de líquido retrogrado antes y después del desplazamiento de gas son registrados por medio de un catetómetro motorizado el cual ha sido descrito anteriormente. Tales niveles son convertidos posteriormente en volúmenes de muestra y saturaciones de líquido. Este procedimiento es repetido para la etapas remanentes.

El gas desplazado es capturado en un cilindro de acero previamente evacuado, el cual tiene un volumen aproximado de 75 cc, tal que la muestra empieza a expandirse dentro del cilindro. Este cilindro es conectado al sistema de recolección de muestras (GOR Apparatus) y a través de una válvula de flujo controlado el gas liberado es capturado dentro de un sistema previamente calibrado, y recirculado a través de todo el sistema. Una vez el equilibrio es alcanzado, y no se presenta más liberación de gas de la solución, los volúmenes de gas y condensado son medidos, corregidos a condiciones estándar y sus densidades medidas. Análisis composicionales del gas y del líquido son realizados por separado. Estos análisis son utilizados con el objeto de obtener la composición de la corriente de gas. Este procedimiento es repetido para todas las etapas incluyendo la última etapa, donde todos el gas remanente en la celda es desplazada.

1.5 PRUEBAS DE SEPARADOR

Permite determinar las condiciones óptimas de contra-presión en superficie para obtener un mayor rendimiento de hidrocarburos líquidos de acuerdo al Procedimiento Técnico de Ensayo 13.007.

Esta prueba consiste de una serie de liberaciones instantáneas en las cuales el gas liberado permanece en equilibrio con el líquido. Esta prueba se realiza en la celda de comportamiento de fases DBR la cual tiene un volumen interno de 150 cc y sus condiciones máximas de operación son 10000 psia y 200°C. La celda se encuentra dentro de un horno térmico con circulación de aire donde la temperatura es controlada dentro de rango de $\pm 0.5^\circ\text{C}$. La muestra es expandida desde las condiciones de yacimiento a las condiciones de la primera etapa de separación, y así sucesivamente hasta las condiciones finales de separación.

Un volumen de 60 cc de muestra representativa del fluido del yacimiento se transfirió a la celda de comportamiento de fases Jefri-DBR, y se estableció a condiciones de yacimiento para posteriormente realizar una prueba de separador de 3 etapas. La presión y temperatura de la primera etapa de separación fueron obtenidas removiendo mercurio de la celda, y simultáneamente agitando el fluido dentro de la celda mediante la utilización del agitador magnético hasta alcanzar equilibrio. Después de esto, la fase vapor es desplazada isobaricamente a la presión actual de separación, y el volumen y las propiedades del gas producido son determinados. Este procedimiento se repite en las etapas posteriores. Una vez el gas de la última etapa es removido, el líquido remanente en la celda es desplazado y su volumen y propiedades medidas.

1.6 VISCOSIDAD DEL FLUIDO

La determinación de la viscosidad se realizó en un Viscosímetro Capilar Jefri. Este equipo opera bajo el principio de que cualquier fluido en flujo laminar a través de un Capilar de dimensiones conocidas ejerce una caída de presión a través del capilar, el cual está relacionado a la tasa de flujo del fluido pasando a través de él. Tal relación es una función de la viscosidad del fluido.

El viscosímetro capilar consiste de 2 cilindros de alta presión (10000 psia) conectados a un tubo capilar, los cuales están dentro de un horno de aire con un controlador de temperatura que distribuye el calor a través del horno con una precisión de +/- 0.5 °C.

El controlador térmico fue establecido a la temperatura de yacimiento, después de transferir un volumen de 40 cc de la muestra recombinada isobáricamente a 6500 psig y a temperatura de laboratorio dentro de los cilindros del viscosímetro por medio de una bomba de desplazamiento positivo. Una vez la muestra es equilibrada a condiciones de yacimiento y una sola fase es alcanzada, la muestra es desplazada de un cilindro al otro a través del capilar por medio de una bomba motor de flujo controlado. La caída de presión a través del capilar es determinada usando un transductor de presión que tiene una precisión de +/-0.25% de la escala. A partir de las constantes del capilar, la

caída de presión medida y la rata de flujo, la viscosidad del fluido puede ser calculada usando la ecuación de Hagen-Poiseuille.

1.7 ESTUDIOS DE HINCHAMIENTO (SWELLING TEST STUDY)

Esta prueba fue realizada en la Celda de Comportamiento de Fases DBR – JEFRI con el objetivo de determinar el comportamiento del fluido de yacimiento a la adición de volúmenes incrementales medidos (% molar) mediante la inyección de un solvente. Para el análisis de cada inyección pruebas ya referidas como las Relaciones Presión – Volumen, densidades, viscosidades y análisis cromatograficos fueron ejecutadas en la misma forma detallada anteriormente.

2. PRESION MINIMA DE MISCIBILIDAD

Los procesos de desplazamiento miscible pueden lograr una recuperación de petróleo de cerca del 100%. Para maximizar esta recuperación es necesario encontrar la Mínima Presión de Miscibilidad (MMP) la cual se puede definir como la presión de inyección más baja que permite los recobros más altos de aceite, como ya se mencionó anteriormente, minimizando la saturación residual del aceite mediante la reducción de la tensión interfacial.

La MPM (mínima presión de miscibilidad) que se requiere para el desarrollo de un empuje dinámico por gas vaporizante se obtiene experimentalmente mediante una prueba de desplazamiento en el SLIM TUBE.

2.1 DESCRIPCIÓN DEL SLIM TUBE.

El slim tube, un modelo de yacimiento unidimensional, es un tubo estrecho empacado con arena, o granos de cristal, con una longitud entre 5 y 40 m. El tubo inicialmente es saturado con el aceite a temperatura de yacimiento por encima de la presión del punto de la burbuja. El aceite entonces se desplaza inyectando el solvente en el tubo a una entrada constante, o más a menudo, a una presión de salida regulada por una contrapresión (backpressure). La caída de presión a través del slim tube es generalmente pequeña, por lo tanto, el proceso completo de desplazamiento se considera estar a presión constante. El

efluente del slim tube se vaporiza a condiciones atmosféricas, y la rata de recobro, densidad y composición de líquidos producidos son medidos. La irrupción de gas es detectada a través de un continuo monitoreo de la composición del gas efluente y/o la relación gas-aceite de producción (GOR).

Las condiciones de miscibilidad son determinadas conduciendo los desplazamientos a varias presiones, o a través de varios niveles de enriquecimiento del gas, y supervisando el recobro de aceite. Esto se puede complementar con la observación visual del flujo a través del visor de cristal colocado a la salida del slim tube. Se espera que la miscibilidad este acompañada de un cambio del color gradual del fluido que esta fluyendo. Mientras que, la observación de flujo bifásico es indicativa de un desplazamiento inmiscible.