



UNIVERSIDAD  
METROPOLITANA  
*Enseñando el camino*

UNIVERSIDAD METROPOLITANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA

**METODOLOGÍA PARA ESTIMAR PRESIÓN MÍNIMA DE MISCIBILIDAD  
MEDIANTE UNA ECUACIÓN DE ESTADO**

Jesús Enrique Marín González  
Tutor Académico: MSc. Ana Damián  
Tutor Industrial: Dra. Elena Escobar  
Caracas, Abril 2002

## ACTA DE VEREDICTO

Nosotros, los abajo firmantes, constituidos como jurado examinador y reunidos en Caracas, el 03 de Abril de 2002, con el propósito de evaluar el Trabajo de Grado

METODOLOGÍA PARA ESTIMAR PRESIÓN MÍNIMA DE MISCIBILIDAD  
MEDIANTE UNA ECUACIÓN DE ESTADO

Presentado por el ciudadano

JESÚS ENRIQUE MARÍN GONZÁLEZ

Para optar al título de

INGENIERO QUÍMICO

Emitimos el siguiente veredicto

Reprobado\_\_\_ Aprobado\_\_\_ Notable\_\_\_ Sobresaliente\_\_\_

Sobresaliente con Mención Honorífica\_\_\_

Observaciones:

---

---

\_\_\_\_\_  
MSc. Ana Damián

\_\_\_\_\_  
Dra. Elena Escobar

\_\_\_\_\_  
Dr. Enrique Guinand

## **APROBACIÓN**

Considero que el Trabajo de Grado titulado

**METODOLOGÍA PARA ESTIMAR PRESIÓN MÍNIMA DE MISCIBILIDAD  
MEDIANTE UNA ECUACIÓN DE ESTADO**

Elaborado por el ciudadano

**JESÚS ENRIQUE MARÍN GONZÁLEZ**

Para optar al título de

**INGENIERO QUÍMICO**

Reúne los requisitos exigidos por la Escuela de Ingeniería Química de la Universidad Metropolitana, y tiene meritos suficientes como para ser sometido a la presentación y evaluación exhaustiva por parte del jurado examinador que se designe.

En la ciudad de Caracas, a los 03 días del mes de Abril de 2002

---

(Tutor) Dra. Elena Escobar

## **APROBACIÓN**

Considero que el Trabajo de Grado titulado

**METODOLOGÍA PARA ESTIMAR PRESIÓN MÍNIMA DE MISCIBILIDAD  
MEDIANTE UNA ECUACIÓN DE ESTADO**

Elaborado por el ciudadano

**JESÚS ENRIQUE MARÍN GONZÁLEZ**

Para optar al título de

**INGENIERO QUÍMICO**

Reúne los requisitos exigidos por la Escuela de Ingeniería Química de la Universidad Metropolitana, y tiene meritos suficientes como para ser sometido a la presentación y evaluación exhaustiva por parte del jurado examinador que se designe.

En la ciudad de Caracas, a los 03 días del mes de Abril de 2002

---

Dra. Elena Escobar

---

MSc. Ana Damián

## **DERECHO DE AUTOR**

Cedo a la Universidad Metropolitana el derecho de reproducir y difundir el presente trabajo, con las únicas limitaciones que establece la legislación vigente en materia de derecho de autor.

En la ciudad de Caracas, a los 03 días del mes de Abril de 2002.

---

Jesús Enrique Marín G.

## AGRADECIMIENTO

A mi hermana Rebeca por darme su apoyo en los momentos más difíciles de mi carrera.

A toda mi familia, en especial a mi abuela por su ayuda espiritual y sus sabios consejos.

A mi tutora y amiga, Elena Escobar por confiar en mi y ofrecerme todo sus conocimientos en la realización de este trabajo.

A todo el personal que elabora en la Escuela de Ingeniería Química, en especial a la profesora Ana Damián por su valiosa ayuda y sus sabios consejos durante mi carrera.

A todo el personal de la Biblioteca Pedro Grases, por ser excelentes compañeros de trabajo, en especial a la Lic. Luisa Carvajal por sus exquisiteces culinarias.

A Mercedes García por ser el mejor ejemplo de valentía y perseverancia. A Rubén García, por extenderme su mano amiga cargada de energía positiva.

A Carlos Molina, Paola Jiménez, Rolando Sandrea, Carla Vieira, Luisana Peraza, Iliana Mendoza, Edgar Moreno, Luisena Perlussi, Gabriela Ávila, Juan Pablo Londoño, y muchos más, por ser mis mejores compañeros y amigos.

Al personal que labora en el Departamento de Recuperación Mejorada en PDVSA – INTEVEP, en especial Carlos Gil, Arturo Borges, Guillermo Calderón, Odális Romero entre otros, por sus orientaciones y ayuda para culminar con éxito este trabajo.

A mi querida madre Maria Esther (gótica de amor),  
por haberme traído a este mundo, llenarme de  
amor, ofrecerme todo su cariño, darme la mejor  
educación, y ser el mejor ejemplo de que la  
perseverancia es el camino al éxito

## LISTA DE CONTENIDO

LISTA DE CONTENIDO .....	I
LISTA DE FIGURAS.....	IV
LISTA DE TABLAS.....	X
RESUMEN.....	XII
1. INTRODUCCION .....	1
2. CONCEPTOS BASICOS SOBRE MISCIBILIDAD PARA SISTEMAS CRUDO / GAS DE INYECCIÓN .....	5
2.1 DIAGRAMA PSEUDOTERNARIO .....	5
2.2 MISCIBILIDAD .....	8
2.2.1 Tensión Interfacial .....	9
2.3 PROCESOS DE DESPLAZAMIENTOS MISCIBLES .....	9
2.3.1 Miscibilidad al Primer Contacto .....	9
2.3.2 Procesos de Miscibilidad por Múltiples Contactos .....	10
2.4 DEFINICIÓN DE PRESIÓN MÍNIMA DE MISCIBILIDAD .....	14
2.5 MÉTODOS PARA ESTIMAR LA <i>PMM</i> .....	16
2.5.1 Métodos Experimentales .....	17
2.5.2 Métodos Analíticos y Termodinámicos.....	20
2.6 EXPERIMENTOS DE ANÁLISIS DE PRESIÓN, VOLUMEN Y TEMPERATURA ( <i>PVT</i> ) PARA UN FLUIDO ESPECÍFICO .....	21
2.6.1 Análisis Composicional del Fluido .....	21
2.6.2 Experimentos de Expansión a Composición Constante .....	23
2.6.3 Experimentos de Liberación Diferencial .....	25
2.6.4 Prueba de Hinchamiento .....	28
2.7 VALIDACIONES TERMODINÁMICAS.....	29
2.7.1 Función Y.....	29
2.7.2 Función Hoffman .....	30
2.7.3 Balance de Masa .....	31
2.8 CARACTERIZACIÓN DE LA FRACCIÓN PLUS.....	32

3	CORRELACIONES NUMÉRICAS PARA ESTIMAR <i>PMM</i> .....	34
3.1	CORRELACIONES INYECCIÓN DE CO <sub>2</sub> PURO.....	35
3.1.1	National Petroleum Council (N.P.C) .....	35
3.1.2	Petroleum Recovery Institute (P.R.I).....	36
3.1.3	Yelling W.F, Metcalfe R.S.....	36
3.1.4	Johnson J.P, Pollin J.S.....	36
3.1.5	Alston, R.B, Kokolis G.P, James C.F. ....	37
3.1.6	Glaso O.....	39
3.2	INYECCIÓN DE NITRÓGENO PURO.....	39
3.2.1	Glaso O.....	39
3.2.2	Hanssen.....	40
3.2.3	Glaso O.....	41
3.2.4	Glaso – Pereira.....	42
3.2.5	Sebastian H.M, Lawrence D.D .....	43
3.3	INYECCIÓN DE MEZCLA CO <sub>2</sub> Y N <sub>2</sub> .....	44
3.3.1	Croquist C.....	44
3.3.2	Johnson J.P , Pollin J.S (1981) .....	44
3.4	INYECCIÓN CO <sub>2</sub> -CH <sub>4</sub> .....	45
3.4.1	Croquist C.....	45
3.4.2	Johnson J.P , Pollin J.S.....	45
3.5	INYECCIÓN DE GAS NATURAL.....	46
3.5.1	Firoozabadi A., Aziz K. ....	46
3.5.2	Glaso O.....	47
3.6	APLICACIÓN DE LAS CORRELACIONES A LOS CRUDOS DEL CAMPO EL FURRIAL .....	48
3.6.1	Estimación de <i>PMM</i> con Inyección de CO <sub>2</sub> Puro .....	48
3.6.2	Estimación de <i>PMM</i> con Inyección de N <sub>2</sub> Puro .....	49
3.6.3	Estimación de <i>PMM</i> con Inyección de Gas Natural .....	51
4	APLICACIÓN DE LA ECUACIÓN DE ESTADO DE PENG - ROBINSON PARA ESTIMAR <i>PMM</i> .....	53
4.7	ECUACIÓN DE ESTADO DE PENG - ROBINSON .....	54
4.8	CÁLCULO DE <i>PMM</i> MEDIANTE EL PROGRAMA <i>PVTi</i> .....	58
4.8.1	Algoritmo para Estimar <i>PMM</i> Mediante el Programa <i>PVTi</i> .....	59
4.8.2	Criterio de Miscibilidad para Establecer <i>PMM</i> .....	62

5	METODOLOGÍA PARA ESTIMAR <i>PMM</i> UTILIZANDO MODELOS TERMODINÁMICOS BASADOS EN ECUACIONES DE ESTADO.....	63
5.1	RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN EXPERIMENTAL.....	63
5.1.1	Validación Termodinámica de los Análisis <i>PVT</i> .....	65
5.2	METODOLOGÍA PARA PREDECIR UN VALOR ÚNICO DE <i>PMM</i> .....	66
5.2.1	Premisas del Método.....	67
5.3	AJUSTE DE LA ECUACIÓN DE ESTADO.....	68
5.3.1	Caracterización de la Fracción Plus.....	69
5.3.2	Ajuste de las Propiedades Críticas de la Fracción Plus.....	71
5.3.3	Ajuste de los Experimentos <i>PVT</i> .....	79
5.4	CÁLCULO DE <i>PMM</i> .....	84
5.4.1	Estudio de Sensibilidad al Número de Grupos de la Fracción Plus.....	85
5.5	VALIDACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA ESTIMAR <i>PMM</i> .....	86
6	APLICACIÓN DEL METODO DESARROLLADO PARA ESTIMAR <i>PMM</i> .....	91
6.1	PREDICCIÓN DE LA <i>PMM</i> PARA CRUDOS DEL CAMPO EL FURRIAL.....	91
6.1.1	Clasificación de los Crudos según el Rango de Aplicación del Método.....	92
6.1.2	Predicción de la <i>PMM</i> .....	94
6.2	ESTUDIO DE LOS FACTORES QUE AFECTAN LA <i>PMM</i> .....	96
6.2.1	Efecto de la Composición del Gas de Inyección.....	96
6.2.2	Efecto de la Composición del Crudo.....	114
6.2.3	Efecto de la Temperatura del Yacimiento.....	119
7	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	121
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	124
	APÉNDICE A: CORRELACIONES PARA ESTIMAR PROPIEDADES TERMODINÁMICA DE LA FRACCIÓN PLUS.....	132
	APÉNDICE B: VALIDACIÓN DEL FUL CC NS Y FUL BB NS.....	134
	APÉNDICE C: CARACTERIZACIÓN DE LA FRACCIÓN PLUS.....	137
	APÉNDICE D: AJUSTE DE LA ECUACIÓN DE ESTADO PARA LOS CRUDOS ESTUDIADOS DEL CAMPO EL FURRIAL.....	156

## LISTA DE FIGURAS

Fig. 1 Diagrama Pseudoternario.....	5
Fig. 2 Efecto de la Presión en el Diagrama Pseudoternario @ $T$ const.....	7
Fig. 3. Diagrama Pseudoternario del Ful F S @ 293 °F y 2290 psia .....	8
Fig. 4 Proceso de Miscibilidad al Primer Contacto .....	9
Fig. 5 Mecanismo de Condensación @ $T$ y $P$ constantes .....	11
Fig. 6. Mecanismo de Vaporización @ $T$ y $P$ constantes .....	13
Fig. 7 Representación de un Proceso Inmiscible @ $P_1$ y $T$ .....	15
Fig. 8 Definición de $PMM$ mediante un Diagrama Ternario @ $P_2$ y $T$ .....	16
Fig. 9 Diagrama del Tubo Delgado.....	18
Fig. 10 Determinación de $PMM$ - Tubo Delgado - Ful F S / gas natural @ 293°F [4].....	18
Fig. 11 Equipo de la Burbuja Ascendente .....	20
Fig. 12 Experimento de Expansión a Composición Constante para Petróleo Negro .....	23
Fig. 13. Volumen Relativo para el Ful F S @ 293 °F.....	24
Fig. 14. Densidad del Líquido para el Ful F S @ 293 °F .....	25
Fig. 15. Experimento de Liberación Diferencial para Petróleo Negro.....	26
Fig. 16 . Relación Gas- Petróleo en Solución para el Ful F S @ 293 °F .....	27
Fig. 17. Volumen de Formación Crudo para el Ful F S @ 293 °F .....	28

Fig. 18 Prueba de Hinchamiento Ful F S con Gas Wilpro @ 293 °F .....	28
Fig. 19 Validación Termodinámica de la Presión de Saturación para el Ful F S utilizando la Función Y.....	29
Fig. 20. Validación Termodinámica de la Composición del crudo Ful F S utilizando la Función Hoffman. ....	30
Fig. 21 Validación del Balance de Masa para el Ful F S @ 293 °F .....	32
Fig. 22 Diagrama de Flujo del Algoritmo para Estimar <i>PMM</i> .....	60
Fig. 23 Estimación de <i>PMM</i> por el método de Extrapolación lineal de los valores de <i>K</i> .....	61
Fig. 24. Criterio de Miscibilidad para establecer <i>PMM</i> .....	62
Fig. 25 Comportamiento de la Fracción Plus en 8 grupos para el Ful F S ...	71
Fig. 26 Presión Crítica Vs. Peso Molecular Ful F S.....	73
Fig. 27 Temperatura Crítica Vs. Peso Molecular Ful F S .....	74
Fig. 28 Factor Acéntrico Vs. Peso Molecular Ful F S.....	75
Fig. 29 Volumen Específico Crítico Vs. Peso Molecular - Ful F S .....	76
Fig. 30 Factor de Compresibilidad Vs. Peso Molecular - Ful F S .....	76
Fig. 31 Temperatura de Ebullición Vs. Peso Molecular – Ful F S .....	77
Fig. 32 Peso Molecular Vs Componentes – Ful F S.....	78
Fig. 33 Ajuste del Volumen Relativo - Ful F S @ 293 °F .....	80
Fig. 34 Ajuste de la Densidad del Líquido - Ful F S @ 293 °F .....	81

Fig. 35 Ajuste Prueba de Hinchamiento - Ful F S @ 293 °F con Gas Wilpro 2000 .....	82
Fig. 36 Ajuste de la Relación Gas/Petróleo - Ful F S @ 293 °F .....	83
Fig. 37 Ajuste del Volumen de Formación de Crudo - Ful F S @ 293 °F .....	83
Fig. 38 Diagrama de Fase - Ful F S @ 293 °F .....	84
Fig. 39 Efecto sobre <i>PMM</i> del número de grupos de la fracción plus .....	85
Fig. 40. Clasificación de los Crudos a Estudiar Según sus Propiedades .....	94
Fig. 41. Efecto de la Inyección de Distintas Mezclas de Gases Naturales sobre la <i>PMM</i> .....	99
Fig. 42. Desplazamiento con Gas Natural, N <sub>2</sub> y mezcla, Ful BB NS @ 6515 psia y 285 °F.....	102
Fig. 43. <i>PMM</i> calculada con N <sub>2</sub> puro, gas natural y gas natural/ N <sub>2</sub> (50% molar).....	105
Fig. 44. <i>PMM</i> calculada con CO <sub>2</sub> puro, gas natural y gas natural/ CO <sub>2</sub> (50% molar).....	109
Fig. 45 Efecto del N <sub>2</sub> , CO <sub>2</sub> , C <sub>1</sub> , C <sub>2</sub> , C <sub>3</sub> , C <sub>4</sub> y Mezclas entre ellos sobre la <i>PMM</i> utilizando como ejemplo Ful G F @ 290 °F .....	111
Fig. 46. Efecto de la Composición de los Componentes Livianos sobre la <i>PMM</i> utilizando Wilpro 2001.....	115
Fig. 47. Efecto de la Composición de los Componentes Intermedios en la <i>PMM</i> utilizando Gas Wilpro 2001.....	117

Fig. 48. Efecto de la Composición de la Fracción Pesada C <sub>7+</sub> sobre la <i>PMM</i> .....	118
Fig. 49. Análisis de Temperatura para los Crudos Estudiados.....	119
Fig. 50 . Validación de Hoffman para el Ful CC NS @ 292 °F .....	134
Fig. 51. Validación del Balance de Masa para el Ful CC NS @ 292 °F .....	134
Fig. 52 . Función Y para el Ful CC NS @ 292 °F .....	135
Fig. 53. Validación de la Función Hoffman para el Ful BB NS @ 281 °F ...	135
Fig. 54. Validación de la Función Y para el Ful BB NS .....	136
Fig. 55 Caracterización para el Ful A F .....	139
Fig. 56 Caracterización para Ful F S @ 293 °F.....	140
Fig. 57Caracterización para el Ful B F @ 294 °F.....	141
Fig. 58Caracterización para Ful H F @ 295°F.....	142
Fig. 59 Caracterización para el Ful G F @ 290 F.....	143
Fig. 60 Caracterización para el Ful I S @ 289 °F.....	144
Fig. 61 Caracterización para el Ful D S @ 288 °F.....	145
Fig. 62 Caracterización para el Ful U NI @ 305 °F .....	146
Fig. 63 Caracterización para el Ful T NI @ 305 °F .....	147
Fig. 64 Caracterización para el Ful C S @ 291 °F.....	148
Fig. 65 Caracterización para el Ful HH S @ 295 °F .....	149

Fig. 66 Caracterización para el Ful S NI @ 318 °F.....	150
Fig. 67 Caracterización del Ful CC NS @ 292 °F.....	151
Fig. 68 Caracterización para el Ful V NI @ 280 °F.....	152
Fig. 69 Caracterización para el Ful BB NS @ 281 °F.....	153
Fig. 70 Caracterización para el Ful AA NS @ 281 °F.....	154
Fig. 71 Ajuste Ecuación de Estado para el Ful F S @ 293 °F.....	157
Fig. 72 Cont. Ajuste Ecuación de Estado Ful F S @ 293 °F.....	158
Fig. 73 Ajuste Ecuación de Estado para el Ful B F @ 294 °F.....	159
Fig. 74 Cont. Ajuste Ecuación de Estado para el Ful B F @ 294 °F.....	160
Fig. 75 Ajuste Ecuación de Estado para el Ful H F @ 295 °F.....	161
Fig. 76 Cont. Ajuste Ecuación de Estado Ful H F @ 295 °F.....	162
Fig. 77 Ajuste Ecuación de Estado para el Ful G F @ 290 °F.....	163
Fig. 78 Cont. Ajuste Ecuación de Estado para el Ful G F @ 290 °F.....	164
Fig. 79 Ajuste Ecuación de Estado para el Ful I S @ 289 °F.....	165
Fig. 80 Cont. Ajuste Ecuación de Estado para el Ful I S @ 289 °F.....	166
Fig. 81 Ajuste Ecuación de Estado para el Ful D S @ 288 °F.....	167
Fig. 82 Cont. Ajuste Ecuación de Estado para el Ful D S @ 289 °F.....	168
Fig. 83 Ajuste Ecuación de Estado para el Ful U NI @ 305 °F.....	169
Fig. 84 Cont. Ajuste Ecuación de Estado para el Ful U NI @ 305 °F.....	170

Fig. 85 Ajuste Ecuación de Estado para el Ful T NI @ 305 °F .....	171
Fig. 86 Cont. Ajuste Ecuación de Estado para el Ful T NI @ 305 °F .....	172
Fig. 87 Ajuste Ecuación de Estado para el Ful C S @ 291 °F.....	173
Fig. 88 Cont. Ajuste Ecuación de Estado para el Ful C S@ 291 °F .....	174
Fig. 89 Ajuste Ecuación de Estado para el Ful HH S @ 295 °F .....	175
Fig. 90 Cont. Ajuste Ecuación de Estado para el Ful HH S @ 295 °F.....	176
Fig. 91 Ajuste Ecuación de Estado para el Ful S NI @ 318 °F.....	177
Fig. 92 Cont. Ajuste Ecuación de Estado para el Ful S NI @ 318 °F .....	178
Fig. 93 Ajuste Ecuación de Estado para el Ful CC NS @ 292 °F.....	179
Fig. 94 Cont. Ajuste Ecuación de Estado para el Ful CC NS @ 292 °F .....	180
Fig. 95 Ajuste Ecuación de Estado para el Ful V NI @ 280 °F.....	181
Fig. 96 Cont. Ajuste Ecuación de Estado para el Ful V NI @ 281°F .....	182
Fig. 97 Ajuste Ecuación de Estado para el Ful AA NS @ 280 °F .....	183
Fig. 98 Cont. Ajuste Ecuación de Estado para el Ful AA NS @ 280 °F .....	184
Fig. 99 Ajuste Ecuación de Estado para el Ful BB S @ 281 °F.....	185
Fig. 100 Cont. Ajuste Ecuación de Estado para el Ful BB NS @ 281 °F ...	186

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Análisis Composicional del Ful F S [5] .....	22
Tabla 2. Correlación de N.P.C.....	35
Tabla 3. <i>PMM</i> estimada con $CO_2$ para los Crudos del campo el Furrial.....	49
Tabla 4. <i>PMM</i> estimadas de $N_2$ para crudos del campo el Furrial.....	50
Tabla 5. <i>PMM</i> estimadas con Gas Natural para los crudos del campo el Furrial.....	52
Tabla 6 Recopilación de datos experimentales de <i>PMM</i> en Venezuela.....	64
Tabla 7. Comparación entre los valores de <i>PMM</i> experimentales y calculados .....	87
Tabla 8. Resultados de la Validación Termodinámica de los Análisis <i>PVT</i> ..	91
Tabla 9. Propiedades <i>PVT</i> de los Fluidos a Estudiar .....	92
Tabla 10. Clasificación de los Crudos a estudiar según sus Propiedades <i>PVT</i> .....	93
Tabla 11. Estimación de <i>PMM</i> para los crudos de la Clase C.....	95
Tabla 12 Composición de Gases Naturales utilizados para estimar <i>PMM</i> ...	98
Tabla 13. <i>PMM</i> Calculada utilizando distintas mezclas de Gas Natural.....	99
Tabla 14. Gases utilizados para la estimación de <i>PMM</i> con inyección de $N_2$	104
Tabla 15. <i>PMM</i> estimadas con $N_2$ , gas natural y mezcla $N_2$ /gas natural ..	105

Tabla 16. Gases Utilizados para estimar <i>PMM</i> con inyección de CO <sub>2</sub> .....	107
Tabla 17. <i>PMM</i> estimadas con inyección de CO <sub>2</sub> y mezcla CO <sub>2</sub> – Wilpro 2001 .....	108
Tabla 18. Valores de <i>PMM</i> Estimados por la Metodología y Correlaciones para el Campo el Furrial.....	113

## RESUMEN

### METODOLOGÍA PARA ESTIMAR PRESIÓN MÍNIMA DE MISCIBILIDAD MEDIANTE UNA ECUACIÓN DE ESTADO

Autor: Jesús Enrique Marín González

Tutor: Dra. Elena Escobar

Caracas, Abril 2002

En este trabajo se presenta un método desarrollado para estimar la Presión Mínima de Miscibilidad (*PMM*) entre mezclas de crudo y gas de inyección a la temperatura de yacimiento. El método está basado en el uso de la ecuación de estado de Peng-Robinson para predecir el comportamiento termodinámico del sistema crudo/gas de inyección y utiliza un modelo numérico comercial conocido como *PVTi*. El método fue validado por comparación con datos de *PMM* determinados experimentalmente, encontrándose una desviación, por exceso, en el rango del 9 al 29% utilizando gas natural como gas de inyección. Finalmente, el método se aplicó para estimar la *PMM* en dos yacimientos venezolanos y evaluar el efecto que sobre la *PMM* tienen la composición tanto del gas de inyección como del crudo.

En el trabajo se hace una revisión de los conceptos de miscibilidad y de los mecanismos postulados para explicar su generación en sistemas crudo/gas de inyección.

Adicionalmente, se realizó una recopilación bibliográfica de las correlaciones publicadas para estimar *PMM* con diferentes gases de inyección como: gas natural,  $N_2$ ,  $CO_2$  y mezclas de estos gases. Una hoja de cálculo fue desarrollada con todas las correlaciones recopiladas y fue

utilizada para estimar la *PMM* en dos yacimientos venezolanos, recomendándose aquellas que mejor aplican para los yacimientos estudiados.

Se concluye que el método desarrollado es válido para crudos con bajo contenido de asfaltenos, dando resultados aceptables, en corto tiempo y permite tener más flexibilidad que las correlaciones publicadas en cuanto al tipo de gas a inyectar, la temperatura y el tipo de crudo. Sin embargo, el método necesita datos experimentales de análisis *PVT* y pruebas de hinchamiento.

## 1. INTRODUCCION

La inyección de gas natural como método de recuperación secundaria de petróleo es utilizada actualmente en los mayores yacimientos de crudos medianos y livianos ubicados al norte del estado Monagas, en Venezuela. Este proceso persigue dos objetivos fundamentales: mantener la presión del yacimiento y disminuir la saturación de crudo dentro del yacimiento.

La reducción de la saturación residual de crudo se logrará en un mayor grado, si el gas es inyectado a condiciones miscibles con el crudo presente en el yacimiento. Cuando esta condición se obtiene la tensión interfacial entre el crudo y el gas de inyección se anula, logrando vencer las fuerzas capilares que retienen al crudo dentro del medio poroso. En estas condiciones el recobro de petróleo alcanza un valor máximo en las zonas contactadas por el frente miscible.

La condición de miscibilidad depende principalmente de la composición de los fluidos (crudo y gas de inyección) y de la presión y temperatura del sistema. En vista de que la inyección de gas en un yacimiento es un proceso que en general se considera isotérmico a la temperatura del yacimiento y que es muy difícil alterar la composición del crudo, las variables disponibles para mover el sistema hacia condiciones miscibles son la composición del gas de inyección y la presión del yacimiento.

La composición del gas de inyección depende básicamente de la disponibilidad de una fuente constante y económica de gas comprimido a una presión ligeramente superior a la presión del yacimiento.

La presión del yacimiento tiende a disminuir con la producción del petróleo. Existen mecanismos de mantenimiento de presión naturales en el yacimiento como la expansión del crudo por efecto de la descompresión del

gas en solución, formación de una capa de gas o invasión de un acuífero. Artificialmente, también se puede controlar la velocidad de declinación de presión en el yacimiento a través de la inyección de fluidos tales como agua o gas. En algunos casos es posible controlar las tasas de inyección y producción a fin de represurizar el yacimiento y llevarlo a condiciones de presión donde es posible desarrollar miscibilidad con el gas inyectado.

Es por ello que es muy importante conocer a qué presión un sistema, conformado por crudo de yacimiento y gas de inyección, a la temperatura de yacimiento, puede desarrollar condiciones miscibles. La menor presión a la que esta condición se puede lograr es denominada Presión Mínima de Miscibilidad, *PMM*.

La *PMM* puede ser estimada con buena precisión mediante pruebas experimentales como la Prueba del Tubo Delgado o la Prueba de la Burbuja Ascendente. También puede estimarse (dentro de un mayor rango de error) a partir de correlaciones publicadas en la literatura. Recientemente, con el desarrollado de nuevas ecuaciones de estado, incorporadas a modelos computarizados de caracterización de fluidos, se ha comenzado a estimar valores analíticos de *PMM* con aceptable precisión basados en relaciones termodinámicas. La ventaja de los métodos analíticos es que se reduce el tiempo y los costos asociados a las determinaciones experimentales. Resulta más eficiente realizar una selección, entre una larga lista de yacimientos, de candidatos posibles para desarrollar miscibilidad a través de métodos termodinámicos y luego verificar experimentalmente esta posibilidad con un número reducido de pruebas experimentales.

El presente trabajo tiene como objetivo principal desarrollar y aplicar una metodología para estimar *PMM*, para sistemas crudo/gas de inyección de un área específica del Norte de Monagas. En el método se utilizará la Ecuación de Estado de Peng – Robinson de tres parámetros y un modelo

numérico para caracterizar fluidos conocido como *PVTi*. El gas de inyección en el área de interés corresponde a un gas natural seco, sin embargo el estudio se extendió a la evaluación de otros gases de inyección como el  $N_2$ ,  $CO_2$ , parafinas livianas y mezclas de estos gases.

En este trabajo se realizó una recopilación bibliográfica de pruebas experimentales de determinación de *PMM* realizadas en Venezuela y de análisis *PVT* de los crudos en el área de interés. Adicionalmente, se hizo una recopilación de las correlaciones para estimar *PMM* publicadas en la literatura.

Una vez establecida y validada la metodología se procedió a aplicarla en forma predictiva para estimar valores de *PMM* en sistemas crudo/gas de inyección de un yacimiento específico de Venezuela, así como para investigar el efecto que sobre este parámetro tiene la composición del crudo y del gas de inyección.

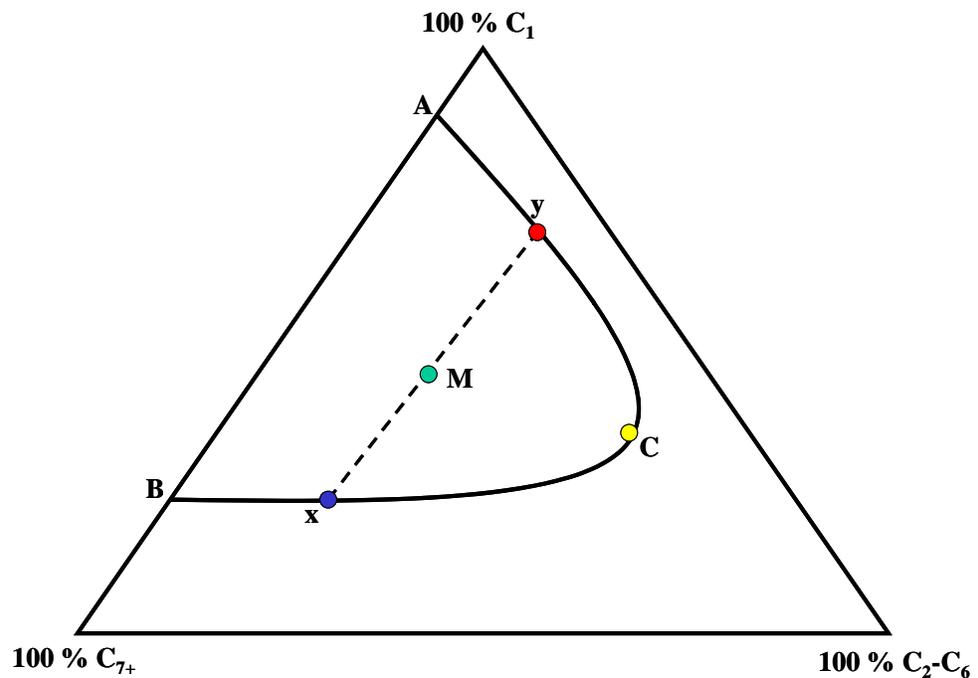
Este trabajo está compuesto por 7 capítulos, el Capítulo 1, lo constituye esta introducción. En el Capítulo 2 se hace una discusión sobre los conceptos de procesos miscibles, los mecanismos para lograr la miscibilidad, experimentos de Presión, Volumen y Temperatura (*PVT*), validaciones termodinámicas (Función Y, Hoffman y balance de masa) y caracterización de la fracción plus. El Capítulo 3, resume la recopilación de correlaciones para estimar *PMM* publicadas en la literatura y aplicación de las mismas a los crudos del campo el Furrial. En el Capítulo 4, se describe la ecuación de estado de Peng – Robinson y el algoritmo utilizado por *PVTi* para predecir la *PMM*, así como el criterio de miscibilidad. En el Capítulo 5, se presenta método desarrollado para lograr la convergencia a un valor único de *PMM*, y la validación del mismo con los datos experimentales disponibles. En el Capítulo 6 se presentan los resultados de la aplicación del método, en forma predictiva, para estimar *PMM* con gas natural y crudos

pertenecientes a un yacimiento específico de Venezuela. Una extensión del método se realizó para evaluar el comportamiento de otros gases de inyección como  $N_2$ ,  $CO_2$  y mezclas de estos gases con gas natural. El método también se empleó para investigar el efecto que sobre la *PMM* tienen la composición del gas de inyección y la composición del crudo. En el Capítulo 7 se presentan las conclusiones y recomendaciones generadas en este trabajo. En el Apéndice A, se presentan las correlaciones para estimar presión crítica, temperatura crítica, factor acéntrico todos propuesto por Lee - Kesler y coeficientes de iteración binario de Katz – Firoozabadi, así como la correlación de Watson. En el Apéndice B se muestran las validaciones termodinámicas de los crudos Ful BB NS y Ful CC NS. En el Apéndice C y D se representa la caracterización y el ajuste de la ecuación de estado de Peng - Robinson para todos los crudos estudiados, respectivamente.

## 2. CONCEPTOS BASICOS SOBRE MISCIBILIDAD PARA SISTEMAS CRUDO / GAS DE INYECCIÓN

### 2.1 Diagrama Pseudoternario

Un fluido en un yacimiento es una mezcla multicomponentes de cientos de diferentes compuestos hidrocarburos y no hidrocarburos. Para visualizar de una manera sencilla la composición de un crudo se suele utilizar un diagrama pseudoternario como se muestra en la **Fig. 1**. En este diagrama el crudo se subdivide en 3 pseudocomponentes: uno representando la fracción liviana, otro la intermedia y el tercero la fracción pesada.



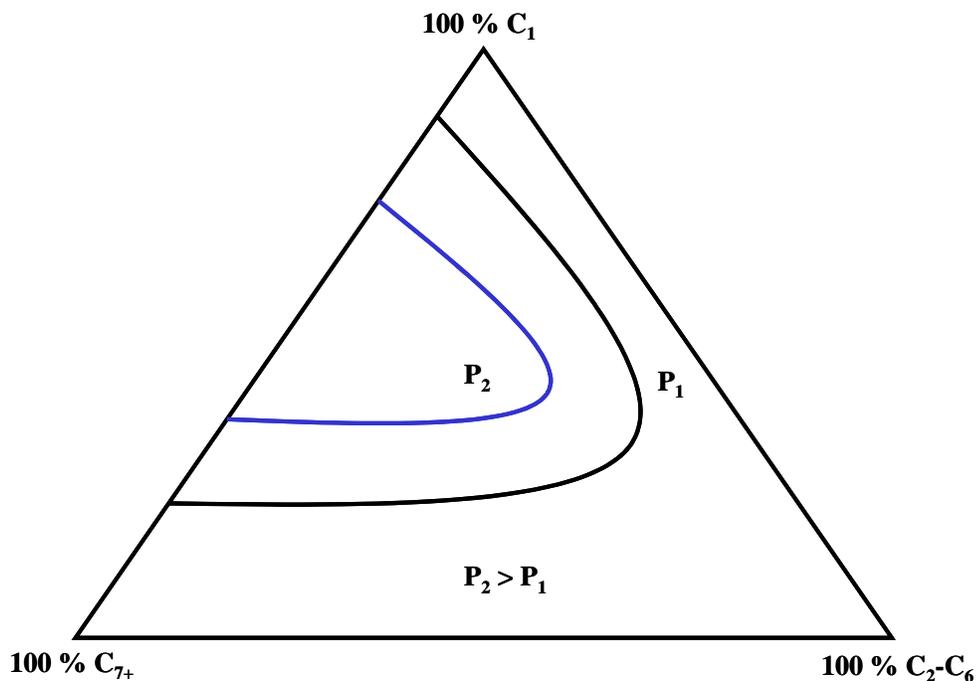
**Fig. 1 Diagrama Pseudoternario**

En cada esquina se representa un pseudocomponente. La esquina superior representa 100 % molar de la fracción liviana del crudo compuesta en su mayoría por metano C<sub>1</sub> (incluyendo N<sub>2</sub>), mientras que la esquina

inferior derecha representa 100 % molar de la fracción intermedia del crudo compuesta desde etano hasta hexano (incluyendo el  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$ ). Similarmente la esquina inferior izquierda representa la fracción pesada del crudo compuesta desde el heptano y componentes de mayor peso molecular.

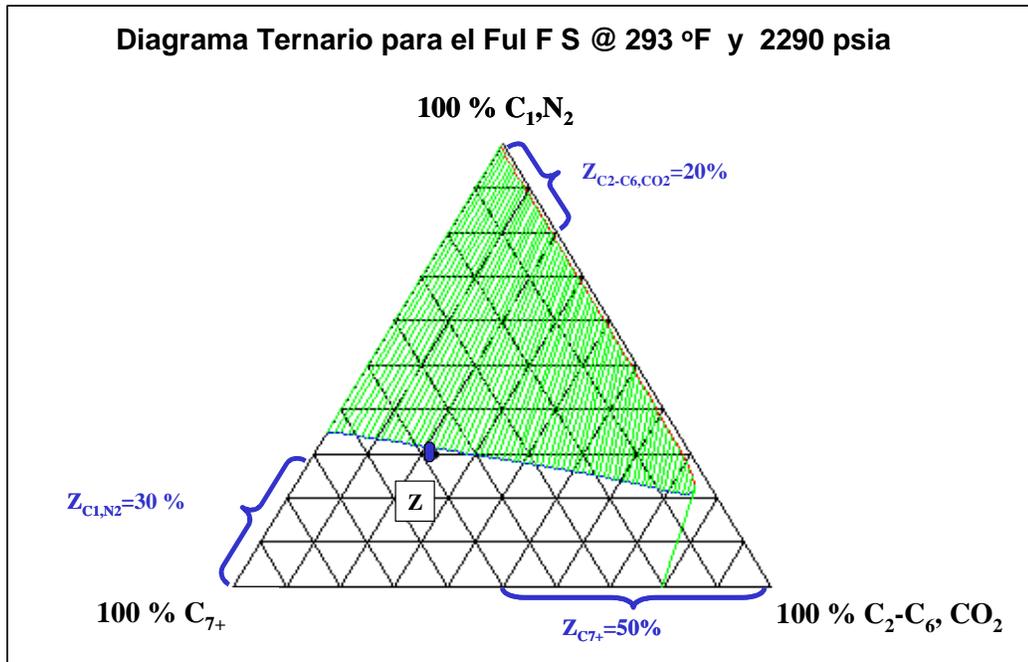
La curva  $\overline{AB}$  representa el domo de saturación del fluido a la presión de saturación y temperatura del yacimiento, el punto  $C$  es el punto crítico de la mezcla, en donde la composición del líquido es igual a la composición del vapor; el tramo  $\overline{AC}$  representa la fase del vapor la cual es llamada curva del punto de rocío y el tramo  $\overline{CB}$  es la fase líquida del fluido, la cual es llamada curva del punto de burbuja. Cualquier punto que esté dentro de la curva de saturación se encuentra en la región de dos fases (líquido / vapor) como es el caso del punto  $M$  y cualquier punto que esté ubicado por fuera de la curva de saturación se encuentra en la región de una sola fase. La línea  $\overline{xy}$  es llamada línea de equilibrio, la cual representa el equilibrio líquido- vapor entre ambas fases.

El tamaño de la región de dos fases, depende de la temperatura y presión del sistema con el cual se trabaja, como se representa en la **Fig. 2**, en donde se observa la reducción de la región de dos fases cuando la presión ( $P$ ) aumenta, ( $P_2 > P_1$ ). Cuando se incrementa la temperatura a presión constante, la región de dos fases se incrementa. Ambos comportamientos tienen relación con la solubilidad de gases en líquidos.



**Fig. 2 Efecto de la Presión en el Diagrama Pseudoternario @  $T$  const.**

A manera de ejemplo, en la **Fig. 3** se presenta el diagrama pseudoternario del crudo Ful F S a la temperatura de yacimiento, 293 °F y a su presión de saturación, 2290 psia. Este crudo posee una composición de 30% molar en componentes livianos ( $C_1$  y  $N_2$ ), 20 % en componentes intermedios ( $C_2-C_6$  y  $CO_2$ ) y 50% en la fracción pesada ( $C_{7+}$ ). A condiciones de yacimiento (7500 psi y 293 °F) el fluido se encuentra en una sola fase y el diagrama pseudoternario equivalente no mostraría la zona de dos fases.



**Fig. 3. Diagrama Pseudoternario del Ful F S @ 293 °F y 2290 psia**

## 2.2 Miscibilidad

Es una propiedad que establece una condición de tensión interfacial igual a cero entre fluidos formándose con esto una fase homogénea a una presión y temperatura específicas. Si dos fluidos son altamente miscibles se necesita menos energía para que ellos formen una sola fase. La figura, **Fig. 3**, puede ser tomada como ejemplo, ya que se necesita una alta presión para lograr miscibilidad entre el crudo Z con un gas con un alto contenido de metano, en cambio si al ponerse en contacto el crudo Z con un gas rico en componentes intermedios, se necesitará una menor presión para lograr condiciones de miscibilidad a la temperatura del yacimiento

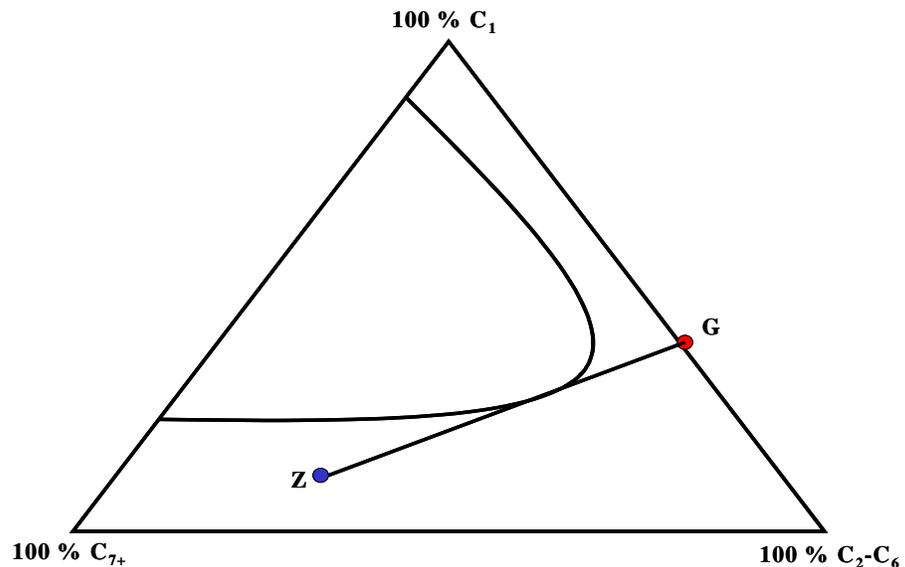
### 2.2.1 Tensión Interfacial

Se puede definir como la cantidad de energía por unidad de área [Dinas /  $\text{cm}^2$ ] necesaria para formar una interfase, la disminución de la tensión interfacial da origen a la disminución del crudo residual retenido en el medio poroso del yacimiento, obteniéndose con esto altas recuperaciones de crudo residual [1].

### 2.3 Procesos de Desplazamientos Miscibles

#### 2.3.1 Miscibilidad al Primer Contacto

El proceso es caracterizado porque al ponerse en contacto el crudo con el solvente se mezclan en todas las proporciones sin que se observe una interfase entre ellos [1]. Es el método más simple y rápido para obtener un desplazamiento miscible entre el crudo y el solvente. Los solventes más comunes utilizados en este proceso son: butano, propano y mezclas de LPG. [1].



**Fig. 4 Proceso de Miscibilidad al Primer Contacto**

En la **Fig. 4**, se presenta el proceso de miscibilidad al primer contacto. En la figura, la composición del yacimiento se representa en el punto Z y la composición del solvente en el punto G. Al ponerse en contacto ambos fluidos cualquier punto en la línea de unión ZG caerá en la región de una sola fase, lográndose la miscibilidad del sistema al primer contacto, se observa que el solvente es rico en componentes intermedios.

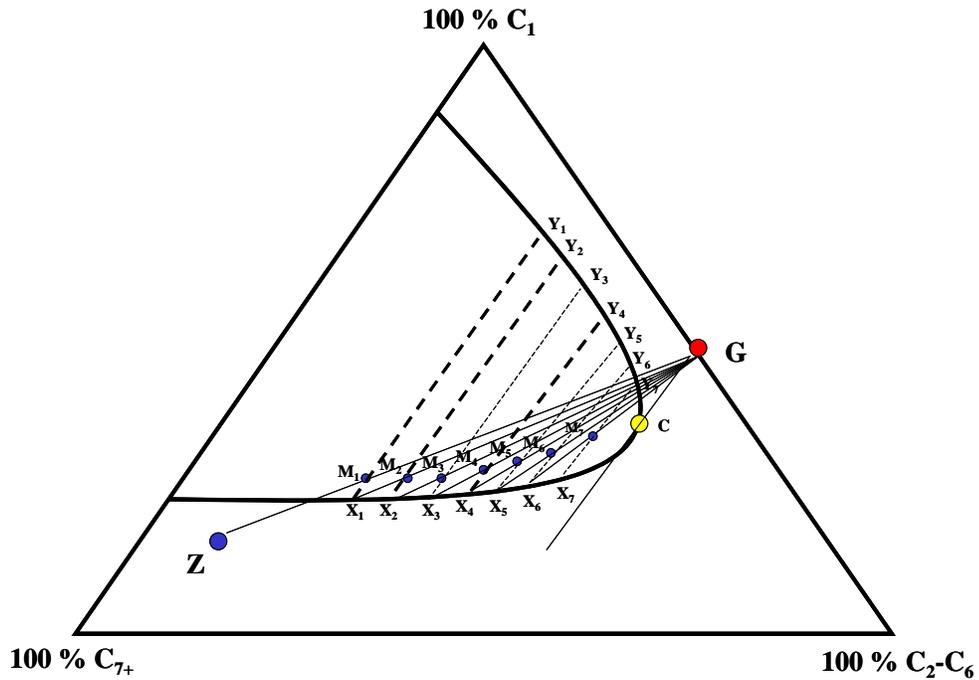
Debido a que inyectar un solvente rico en componentes intermedios resulta costoso, la miscibilidad al primer contacto no es un proceso de recobro aplicable comercialmente a nivel de campo. Lo usual es inyectar gases secos, siendo necesarios varios pasos de transferencia de masa, previo a la obtención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

### **2.3.2 Procesos de Miscibilidad por Múltiples Contactos**

Son procesos mediante el cual se pone en contacto el crudo con un gas de inyección que puede ser nitrógeno, dióxido de carbono o gas natural para que exista una transferencia de masa entre ambos fluidos y con esto crear el desplazamiento del crudo retenido en el medio poroso. Existen dos mecanismos para obtener la miscibilidad por múltiples contactos los cuales son: condensación del gas de inyección y vaporización del crudo por el gas de inyección [1].

#### **2.3.2.1 Mecanismo de Condensación**

Es un proceso en donde existe transferencia de masa del gas al crudo, el gas utilizado en los procesos de condensación es rico en componentes intermedios ( $C_2 - C_6$  y  $CO_2$ ) que son transferidos al crudo por múltiples contactos durante el proceso de desplazamiento.



**Fig. 5 Mecanismo de Condensación @ T y P constantes**

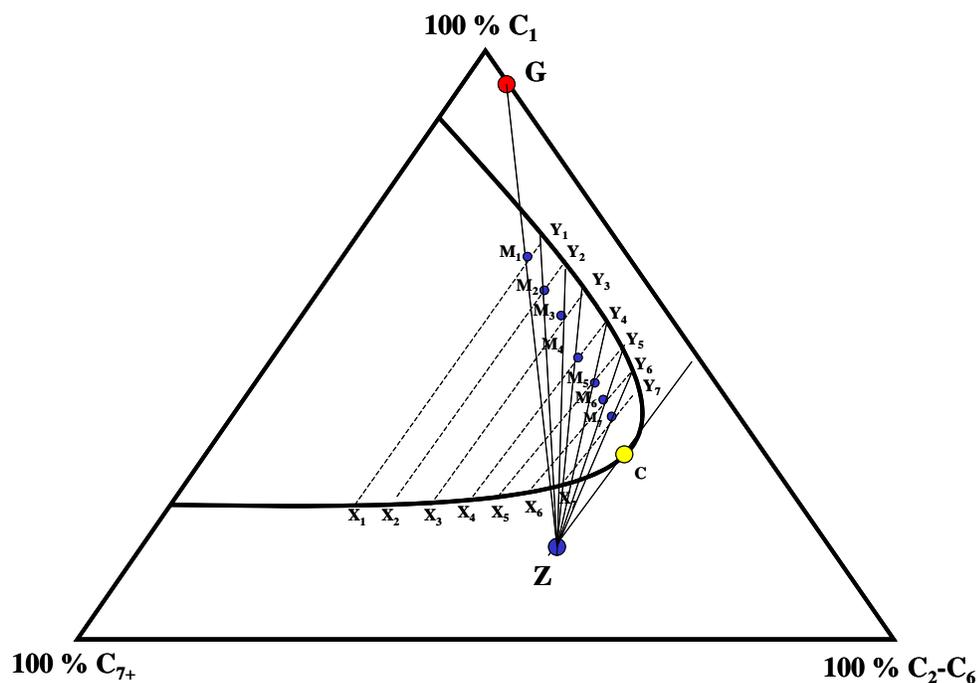
En la **Fig. 5** se utiliza un diagrama pseudoternario que explica el mecanismo de condensación para obtener miscibilidad por múltiples contactos a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento. En dicha figura se representa la composición del crudo en el punto Z y la composición del gas de inyección en el punto G. Al ponerse en contacto el gas de inyección con el crudo, se produce una mezcla representada por el primer punto de mezcla  $M_1$ . A través de este punto pasa la línea de equilibrio  $Y_1X_1$ . Como se observa en la figura, el líquido resultante es más rico en componentes intermedios que el crudo original, mientras que el vapor en equilibrio es más pobre que el gas original, esto muestra el tipo de transferencia de masa que tuvo lugar. Seguido a esto  $L_1$  se pone en contacto con el gas de inyección (G) originado con esto otro punto de mezcla  $M_2$  cuyas composiciones líquido / vapor en equilibrio están representadas por los puntos  $Y_2$  y  $X_2$ . Este proceso se repite hasta que la última línea de unión coincida con la línea de unión límite, la cual pasa por

el punto crítico y la composición del gas de inyección. Si la última línea de unión coincide o converge con la línea límite entonces el sistema ha llegado a condiciones de miscibilidad a la presión y temperatura de trabajo.

### **2.3.2.2 Mecanismo de Vaporización**

En este proceso la transferencia de masa ocurre del crudo hacia el gas, esto es debido a que el metano y nitrógeno tienden a vaporizar y transferirse al gas de inyección junto con algunos componentes hidrocarburos intermedios. La *PMM* que se obtiene a través de este mecanismo es mayor que la obtenida por condensación, esto es debido a la gran cantidad de metano presente en el gas de inyección.

Los gases de inyección utilizados pueden ser nitrógeno, dióxido de carbono o gas natural. La selección del gas de inyección dependerá de la disponibilidad del gas, la economía del proyecto y las condiciones del yacimiento.



**Fig. 6. Mecanismo de Vaporización @ T y P constantes**

El procedimiento para obtener miscibilidad por múltiples contactos a través del mecanismo de vaporización a condiciones de presión y temperatura constantes se representa en la **Fig. 6**. El punto Z es la composición del crudo, el punto G es la composición del gas de inyección (gas seco por su alta concentración de metano), al ponerse en contacto estos dos fluidos se mezclan y crean un punto de mezcla  $M_1$  caracterizado por la ubicación en la región de dos fases y la formación de una interfase entre ellos. Este punto de mezcla se encuentra ubicado en la línea de equilibrio de  $Y_1$  con  $X_1$ , luego el proceso continua y  $Y_1$  se pone en contacto con el crudo original, Z, provocando con esto la formación de un nuevo punto de mezcla  $M_2$  el cual se encuentra en la línea de equilibrio de  $Y_2$  con  $X_2$ , igual al paso anterior el proceso continua hasta que la última línea de unión coincida con la línea límite de unión, la cual pasa por el punto crítico y la composición del crudo, Z. Si estas dos líneas convergen, entonces se obtuvo miscibilidad a las condiciones de presión y temperatura de trabajo. Si

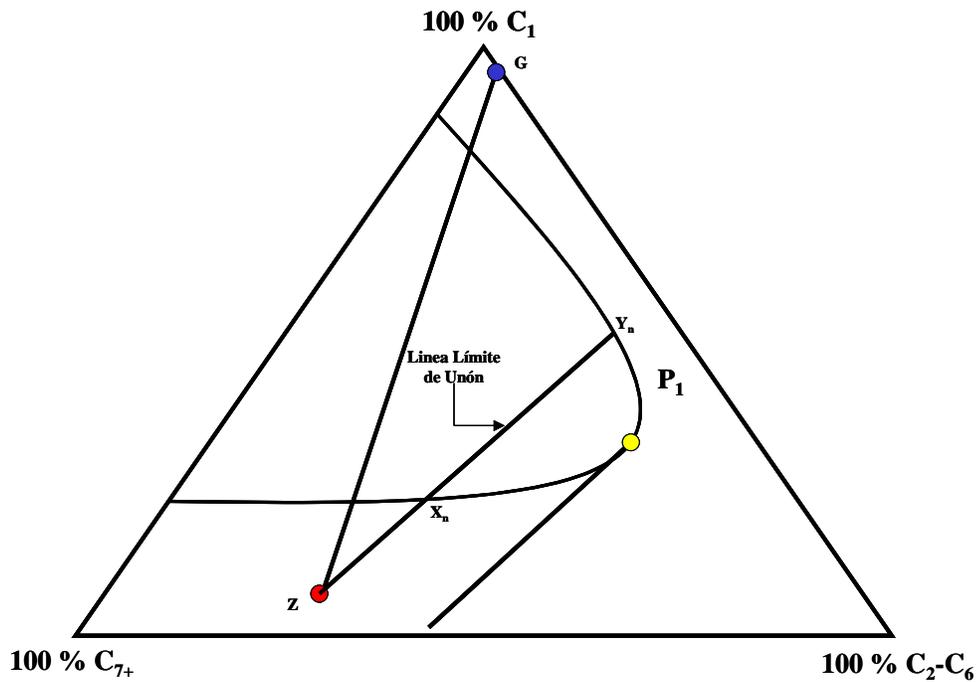
no se llega a la línea límite se tiene que incrementar la presión, manteniendo la temperatura constante, lo que reduce la región de dos fases y facilita que se llegue a las condiciones de miscibilidad.

#### **2.4 Definición de Presión Mínima de Miscibilidad**

La Presión Mínima de Miscibilidad (*PMM*), es la menor presión a la cual el gas de inyección y el crudo de un yacimiento pueden llegar a ser miscibles a través de procesos por múltiples contactos, existiendo transferencia de masa entre la fase líquida (crudo) y la fase gaseosa (gas de inyección) a una temperatura específica [2].

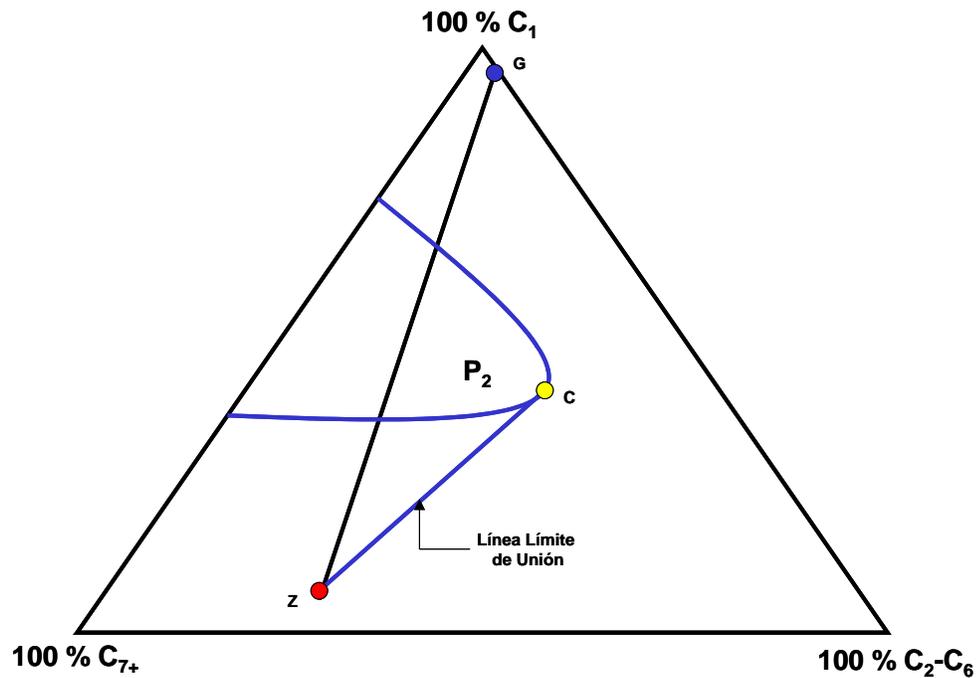
La *PMM* es una propiedad termodinámica y clave en los procesos miscibles de recobro de petróleo. Depende fundamentalmente de la temperatura, composición del gas de inyección y composición del crudo en el yacimiento.

En la **Fig. 7**, se presenta un ejemplo de un caso inmisible, para un mecanismo de vaporización, a una presión menor a la *PMM*. Existe transferencia de masa en las etapas intermedias pero no se logrará la miscibilidad, debido a que no se alcanzará la línea límite de unión en el punto crítico.



**Fig. 7 Representación de un Proceso Inmiscible @  $P_1$  y  $T$**

La **Fig. 8**, representan las mismas composiciones de los fluidos de la **Fig. 7**, a la misma temperatura  $T$ , pero a una presión mayor ( $P_2$ ), la cual representa para el sistema la *PMM*. El proceso se realiza por vaporización en donde la línea límite de unión coincidirá con el punto crítico, punto en el cual la composición del líquido es igual a la composición del gas. Al llegar a este punto se establece que se han logrado condiciones de miscibilidad a  $T$  y  $P_2$ , representando a  $P_2$  como la *PMM*.



**Fig. 8 Definición de *PMM* mediante un Diagrama Temario @  $P_2$  y  $T$**

El proceso es similar cuando se trata de una condensación, en este caso la línea límite de unión es definida cuando la última línea de unión pasa por la composición del gas de inyección y el punto crítico del domo de saturación a una determinada presión y temperatura, en este caso el gas enriquece al crudo en componentes intermedios hasta llegar a una sola fase.

## 2.5 Métodos para Estimar la *PMM*

Los métodos para estimar *PMM* se clasifican en:

### Experimentales

- Prueba del Tubo Delgado
- Prueba de la Burbuja Ascendente

## **Analíticos y Termodinámicos**

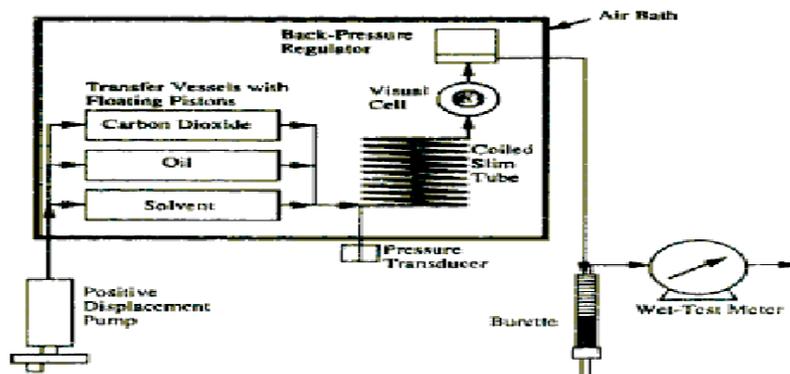
- Correlaciones Matemáticas y Gráficas
- Ecuaciones de Estado

### **2.5.1 Métodos Experimentales**

Son pruebas que se hacen a nivel de laboratorio, utilizando muestras de crudo y gas de inyección. En estas pruebas la temperatura se mantiene constante y equivalente a la temperatura del yacimiento. Estas pruebas son costosas ya que, además de las muestras de fluido y personal técnico especializado, demandan equipos de alta presión y consumen una apreciable cantidad de tiempo. Entre estas pruebas se encuentran:

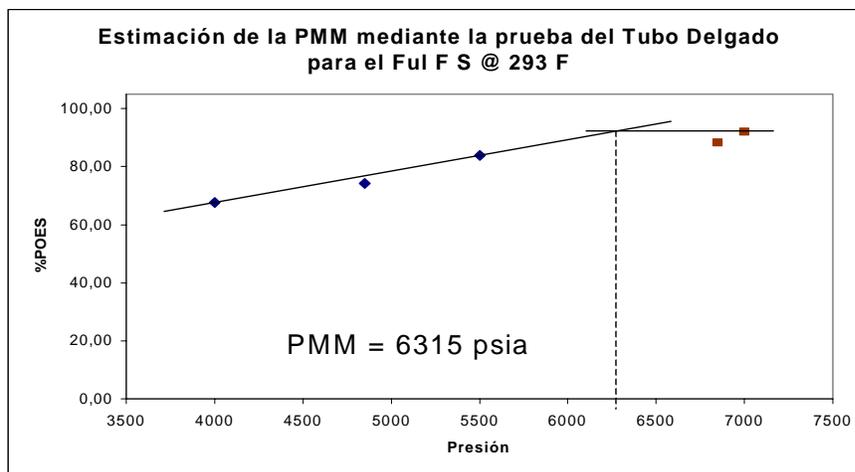
#### **2.5.1.1 Prueba del Tubo Delgado**

Es un equipo que consta principalmente de un tubo delgado enrollado en forma de espiral con una longitud que varía entre 20 y 30 m de longitud y con un diámetro capilar que se encuentra en un rango de 1.5 – 2.00 mm, este tubo puede ir empacado con esferas de vidrio o con arena de unos 15 mesh. El diagrama del equipo [3] se muestra en la **Fig.9**. El equipo posee tres cilindros pistón en donde se almacenan los fluidos, una bomba de desplazamiento positivo, un transductor y regulador de presión y una celda visual para observar los cambios de color indicativos de la formación del frente miscible. Todo el equipo se coloca dentro de un horno con regulación de temperatura.



**Fig. 9 Diagrama del Tubo Delgado**

Para estimar la *PMM* mediante la prueba del tubo delgado se necesitan un mínimo de 5 pruebas de desplazamientos a distintas presiones y a temperatura constante, utilizando un único gas de inyección durante las 5 pruebas como se muestra en la **Fig. 10**.



**Fig. 10 Determinación de *PMM*- Tubo Delgado - Ful F S / gas natural @ 293 °F [4]**

Cada punto representa una prueba realizada a una presión diferente con el respectivo recobro de petróleo, *POES*, (Petróleo Original en Sitio). Para obtener cada punto se necesita un tiempo aproximado de una semana,

por lo tanto para estimar *PMM* con la técnica del tubo delgado es necesario contar con 5 semanas de fuerte trabajo.

En la **Fig. 10** se observa que a medida que aumenta la presión de trabajo, el *POES* incrementa hasta llegar un punto en donde se mantiene constante, la presión en el punto de intersección de ambas rectas se denomina Presión Mínima de Miscibilidad.

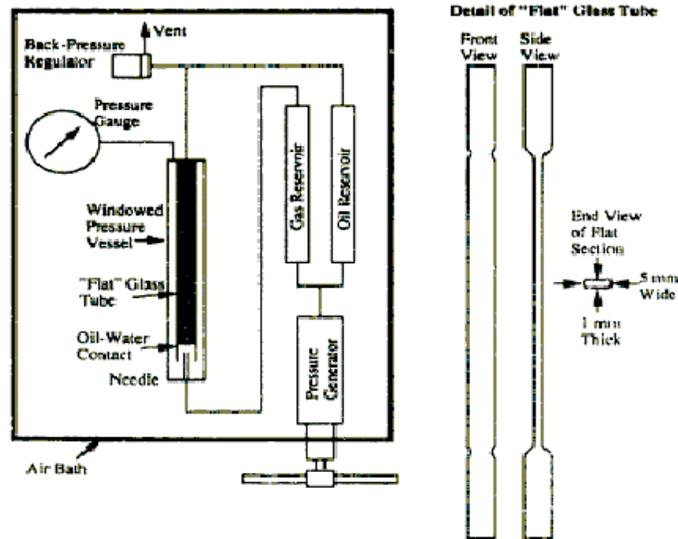
### **2.5.1.2 Prueba de la Burbuja Ascendente**

El aparato consiste principalmente en un tubo transparente, montado verticalmente que trabaja a altas presiones dentro de un horno con controlador de temperatura [3], como se observa en la **Fig. 11**

En la parte inferior del tubo se encuentra un agujero por donde se inyecta el gas con una aguja. La longitud de la aguja está alrededor de 2.5-5 cm. El diámetro de la aguja puede variar con el fin de controlar el tamaño de la burbuja. Para obtener un mejor registro el equipo cuenta con una cámara que graba el proceso de evolución de la burbuja.

El procedimiento consiste en llenar el tubo con agua desionizada y destilada. El crudo es inyectado por la parte superior con el fin de desplazar el agua. La presión dentro del equipo puede ser regulada añadiendo o quitando agua.

El método de la burbuja ascendente permite una observación directa de la miscibilidad y requiere menos de dos horas para obtener la *PMM*.



**Fig. 11 Equipo de la Burbuja Ascendente**

El procedimiento consiste en inyectar una burbuja de gas por la parte inferior de la columna que contiene el crudo, a presión y temperatura de trabajo, si la burbuja llega al tope de la columna a esas condiciones el gas de inyección es inmisible con el crudo, por lo que hay que aumentar la presión de trabajo hasta que la burbuja no llegue al tope de la columna, cuando suceda esto se está trabajado a las condiciones de miscibilidad entre el crudo y el gas de inyección. El proceso de obtención de la *PMM* con esta prueba dura alrededor de una a dos semanas.

### 2.5.2 Métodos Analíticos y Termodinámicos

Los métodos analíticos son correlaciones matemáticas y gráficas que tienen como finalidad estimar la *PMM* de acuerdo al tipo de gas de inyección; involucran parámetros como: temperatura del yacimiento, composición del crudo y composición del gas de inyección, además de sus respectivas, temperatura y presión críticas.

Los métodos termodinámicos consisten en ajustar una ecuación de estado a los valores experimentales obtenidos en el análisis *PVT* (liberación diferencial, expansión a composición constante, factor de hinchamiento y presión de saturación) con el fin de obtener la *PMM*. Estos experimentos serán explicados en las próximas dos secciones.

## **2.6 Experimentos de Análisis de Presión, Volumen y Temperatura (*PVT*) para un Fluido Específico**

Las pruebas *PVT* es un análisis de presión (P), volumen (V) y temperatura (T) que se realizan al nivel de laboratorio con el fin de determinar propiedades termodinámicas del crudo, tales como: presión de saturación, análisis composicional, determinación de viscosidad, entre otras.

Los experimentos *PVT* soportan los cálculos que permiten determinar las reservas del yacimiento y predecir el comportamiento de producción a medida que el yacimiento se va explotando.

Un punto clave en estos experimentos es obtener una muestra de crudo representativa. La muestra puede ser tomada en el separador (superficie) donde se toman muestras de gas y líquido simultáneamente y posteriormente es recombinada en el laboratorio. El otro tipo de muestra es tomada en el fondo del yacimiento (muestra de fondo), es el tipo de muestra recomendada para realizar los experimentos *PVT*, ya que representa las condiciones más representativas del yacimiento.

### **2.6.1 Análisis Composicional del Fluido**

Es necesario conocer la composición del crudo, **Tabla 1**, ya que esta información es clave para caracterizar este fluido a través de la ecuación de estado.

**Tabla 1. Análisis Composicional del Ful F S [5]**

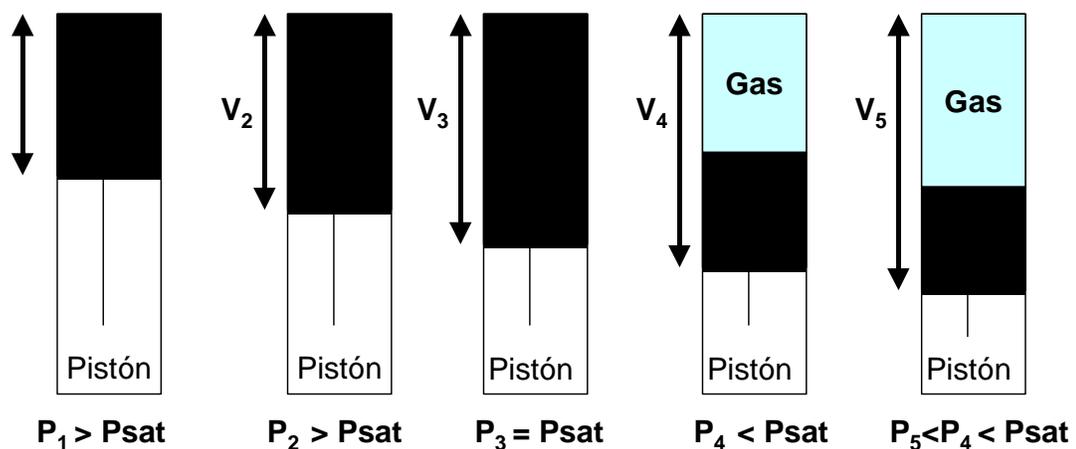
<b>Componente</b>	<b>y (% molar)</b>	<b>x (% molar)</b>	<b>z (% molar)</b>
N <sub>2</sub>	0.240	0.000	0.118
CO <sub>2</sub>	3.430	0.000	1.692
C <sub>1</sub>	60.440	0.000	29.806
C <sub>2</sub>	11.460	0.020	5.662
C <sub>3</sub>	10.910	0.118	5.440
iC <sub>4</sub>	2.420	0.076	1.232
nC <sub>4</sub>	5.200	0.248	2.690
iC <sub>5</sub>	2.000	0.337	1.157
nC <sub>5</sub>	1.850	0.368	1.099
C <sub>6</sub>	1.303	1.879	1.595
C <sub>7</sub>	0.624	3.439	2.051
C <sub>8</sub>	0.118	4.855	2.519
C <sub>9</sub>	0.005	6.255	3.173
C <sub>10</sub>	0.000	5.644	2.861
C <sub>11</sub>	0.000	4.440	2.250
C <sub>12</sub>	0.000	2.571	1.303
C <sub>13</sub>	0.000	3.523	1.786
C <sub>14</sub>	0.000	3.227	1.636
C <sub>15</sub>	0.000	2.965	1.503
C <sub>16</sub>	0.000	2.676	1.356
C <sub>17</sub>	0.000	2.490	1.262
C <sub>18</sub>	0.000	2.134	1.082
C <sub>19</sub>	0.000	2.063	1.046
C <sub>20+</sub>	0.000	50.960	25.682
<b>Total</b>	<b>100.000</b>	<b>100.000</b>	<b>100.000</b>
% molar	49.300	50.700	100.000
Peso Molecular	28.600	248.630	140.120
<b>Propiedades del C<sub>20+</sub> (Calculadas)</b>			
Gravedad Específica @ 60°F			0.950
Peso Molecular			334.820
<b>Propiedades del Fluido Total</b>			
Peso Molecular			140.12
Relación Gas-Petróleo (PCN/BN)			465.97
Gravedad Específica del Gas @ 60°F			0.988
<b>Condiciones de Separación</b>			
Presión (lpca)			15.00
Temperatura (°F)			70.00

Para caracterizar la fracción plus, ( $C_{n+}$ ), es necesario contar como mínimo con valores experimentales del peso molecular y gravedad específica.

En el análisis de la composición de los fluidos estudiados en este trabajo la fracción plus es variable entre  $C_{7+}$ ,  $C_{8+}$ ,  $C_{11+}$  y  $C_{20+}$

### 2.6.2 Experimentos de Expansión a Composición Constante

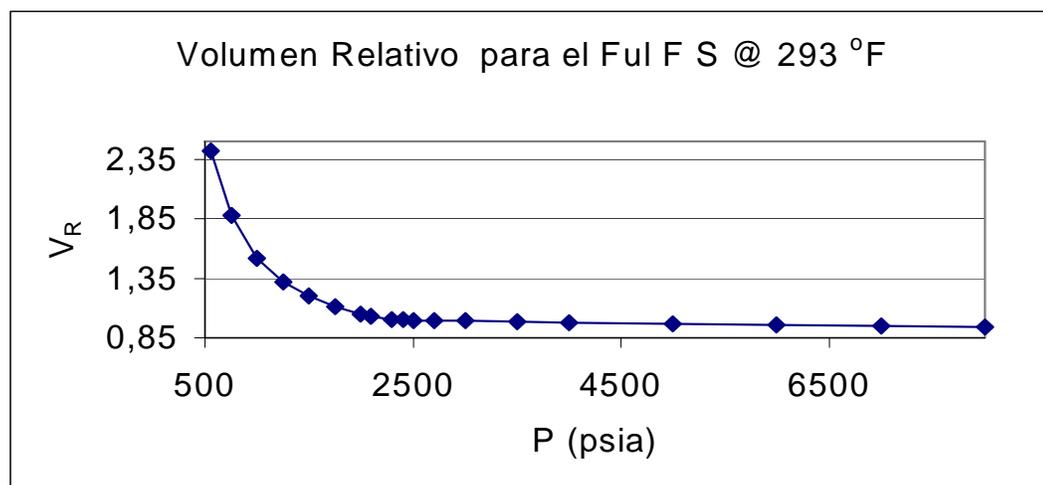
Es una prueba de liberación instantánea donde la muestra original es sometida a un proceso a composición y temperatura constante (igual a la temperatura del yacimiento). Al expandir, el volumen disponible aumenta y la presión disminuye, provocando una liberación del gas contenido en el crudo. El gas liberado se mantiene en contacto con el crudo durante todo el tiempo de expansión. La composición total del sistema permanece constante, pero la composición de la fase gaseosa y líquida, cambian con la disminución de la presión. Con este experimento se pueden realizar varias pruebas, entre ellas se encuentra la determinación del volumen relativo con el fin de estimar la presión de saturación del crudo, densidad del líquido, entre otras.



**Fig. 12 Experimento de Expansión a Composición Constante para  
Petróleo Negro**

En la **Fig.12**, se muestra el proceso del experimento, en donde se inicia aumentando la presión de la muestra a un valor superior a la presión de burbujeo de tal forma que el fluido permanezca monofásico durante cierto intervalo de presiones. Este punto corresponde a  $P_1$ . Si la presión es mayor que la presión de burbujeo el fluido permanece en el estado líquido. Se va disminuyendo la presión poco a poco. Durante este intervalo, el volumen de la muestra varia poco con los cambios de presión. La presión es disminuida en etapas y en cada oportunidad el volumen total del contenido del fluido es medido. Al alcanzar la presión de burbujeo,  $P_3$ , el gas comienza a separarse del líquido, y por lo tanto la compresibilidad del sistema aumenta significativamente. El gas liberado puede ocupar un volumen superior en magnitud al volumen del líquido que tenia retenido a dicho gas. A presiones inferiores que la de burbuja se necesita una menor caída de presión para observar un cambio apreciable en el volumen [6]. Con esta prueba se puede obtener diferentes propiedades del crudo, tales como:

### 2.6.2.1 Volumen Relativo ( $V_R$ )

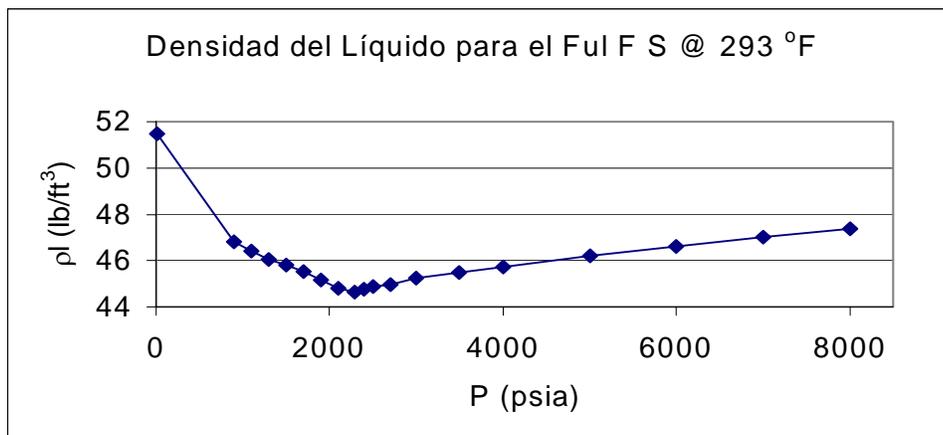


**Fig. 13. Volumen Relativo para el Ful F S @ 293 °F**

Es un experimento que tiene como objetivo estimar la presión de saturación y volumen de saturación a una temperatura específica. En la **Fig. 13** se muestra la gráfica de  $P$  versus  $V_R$  en donde por debajo del punto de saturación se encuentra la región de dos fases.

### 2.6.2.2 Densidad del Líquido ( $\rho_l$ )

Es una prueba combinada en donde se estima la densidad del líquido a determinadas presiones por debajo del punto de saturación mediante liberación diferencial y por encima del punto de saturación mediante expansión a composición constante. Como se observa en la **Fig. 14**.



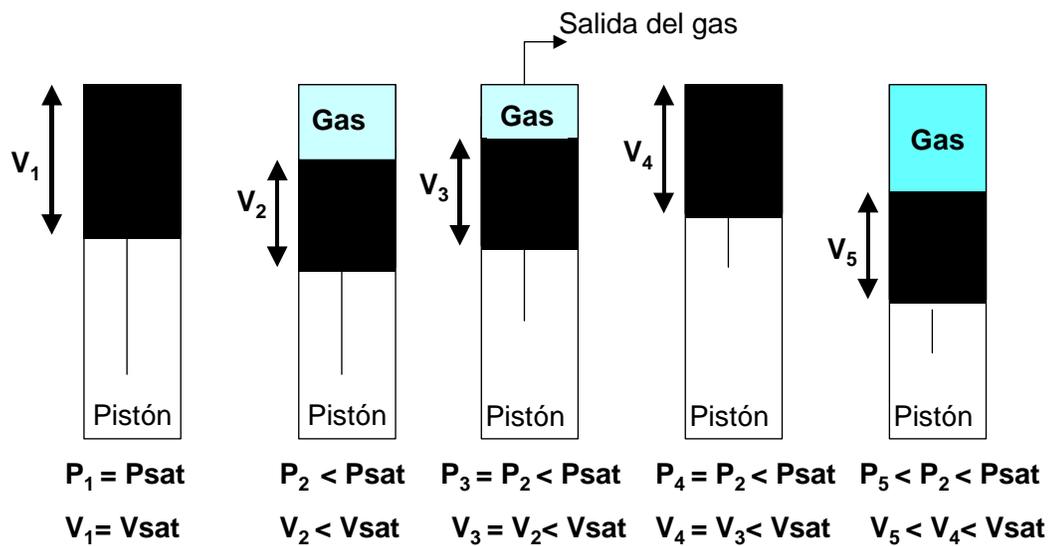
**Fig. 14. Densidad del Líquido para el Ful F S @ 293 °F**

Existe otra prueba  $PVT$ , la cual es la viscosidad del líquido, en donde se estima viscosidad a distintas presiones, esta prueba no es ajustada por ecuación de estado, se utiliza la correlación de Lorethz – Brain [7].

### 2.6.3 Experimentos de Liberación Diferencial

Es un estudio de expansión a composición variable, realizado para simular el comportamiento de los fluidos en el yacimiento durante el agotamiento de la presión. Durante el proceso de explotación del yacimiento la presión disminuye, ocasionando así la liberación del gas.

La prueba está representada en la **Fig.15**, la prueba se comienza colocando una muestra de fluido de yacimiento en una celda pistón, a la temperatura del yacimiento y a una presión ( $P_1$ ) mayor o igual que la presión de saturación del crudo. El pistón se comienza a retirar con lo que la presión disminuye y el fluido se expande aumentando el volumen de la mezcla hasta que la fase gaseosa aparece en la celda de prueba.



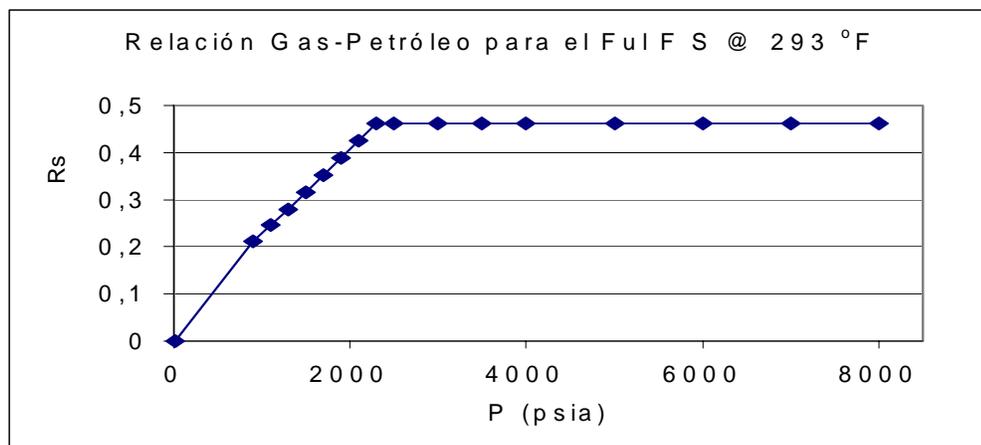
**Fig. 15. Experimento de Liberación Diferencial para Petróleo Negro**

Si la prueba es convencional, durante todo el proceso la celda permanece en constante agitación a fin de obtener el equilibrio entre las fases. Se espera hasta que alcance el equilibrio y se tome la data de volumen en función de la presión ( $P_2$  y  $V_2$ ). Luego la fase del gas es removida de la celda manteniendo la presión constante ( $P_2 = P_3$ ), reduciendo el volumen de la mezcla con el empleo del pistón. Estos pasos son repetidos hasta que el gas en solución es liberado y se alcanza la presión atmosférica con un volumen de petróleo residual a temperatura del yacimiento [6].

A partir del experimento de liberación diferencial se puede obtener, los siguientes experimentos:

### 2.6.3.1 Relación Gas – Petróleo ( $R_s$ )

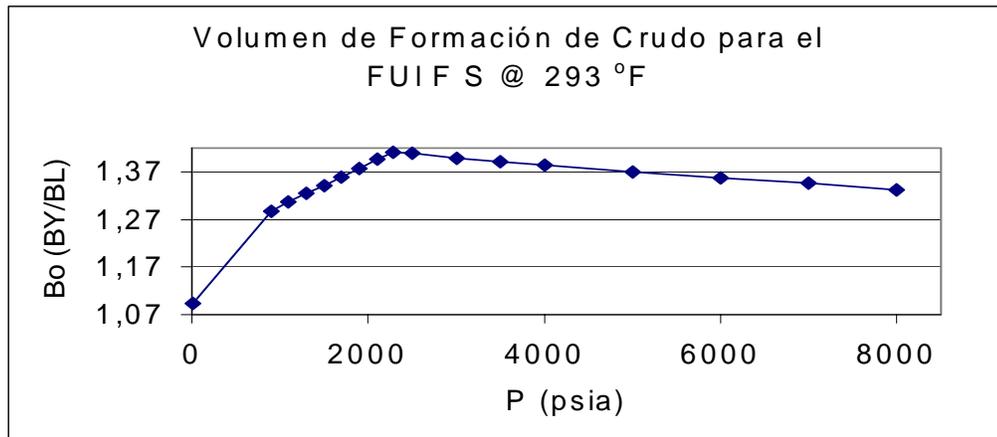
Representa la relación de gas que está disuelta en solución en el líquido, a una determinada temperatura como se muestra en la **Fig. 16**. Dicha gráfica está compuesta por una región de dos fases la cual se encuentra por debajo del punto de saturación y una región monofásica por encima del punto de saturación con propiedades muy parecidas a las del líquido.



**Fig. 16 . Relación Gas- Petróleo en Solución para el Ful F S @ 293 °F**

### 2.6.3.2 Volumen de Formación de Crudo ( $B_o$ )

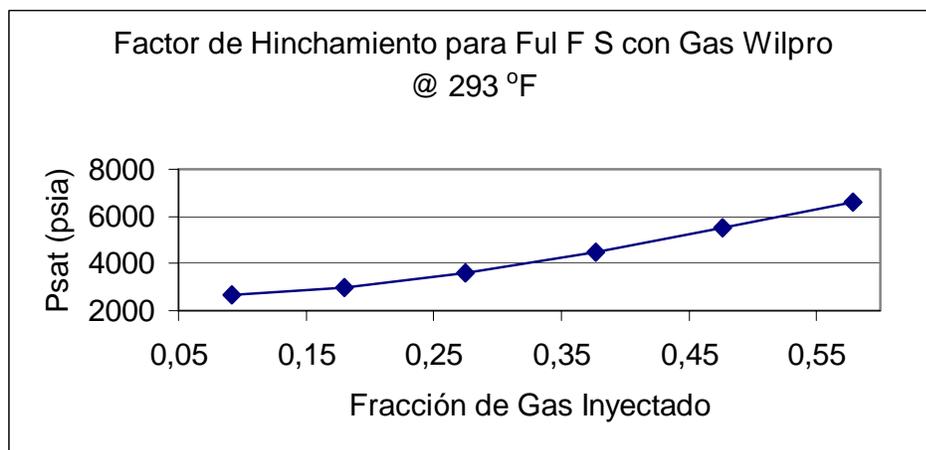
Es una relación volumétrica del crudo a las condiciones de yacimiento con respecto condiciones normales, sus unidades son Barriles de Yacimientos por Barriles Normales (BY / BN), como se representa en la **Fig. 17**; en donde se observa una región de dos fases por encima del punto de saturación y una región monofásica con propiedades similares a las del líquido.



**Fig. 17. Volumen de Formación Crudo para el Ful F S @ 293 °F**

#### 2.6.4 Prueba de Hinchamiento

Es una prueba en donde se pone en contacto el crudo con distintas fracciones del gas de inyección con el objetivo de estimar la presión de saturación para cada punto de hinchamiento. En la **Fig. 18** se representa dicha prueba a temperatura de yacimiento



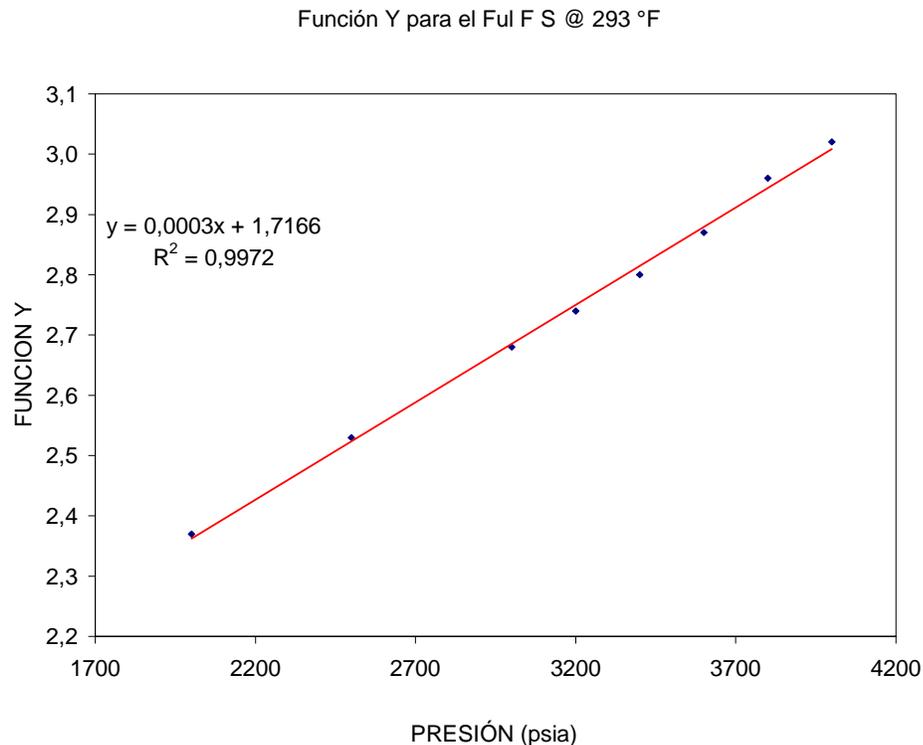
**Fig. 18 Prueba de Hinchamiento Ful F S con Gas Wilpro @ 293 °F**

En la **Fig. 19**, se observa que a medida que aumenta la fracción de gas de inyección, la presión de saturación incrementa debido que el crudo se va convirtiendo más liviano por la transferencia de masa que existe por condensación o vaporización de los fluidos (gas y líquido) en el yacimiento

## 2.7 Validaciones Termodinámicas

Todo análisis *PVT* debe ser válido para asegurar que los datos experimentales son termodinámicamente consistentes, para este trabajo se utilizaron los crudos validados por Urrunaga (2001), [6]. Existen tres tipos de validaciones las cuales serán explicadas a continuación:

### 2.7.1 Función Y

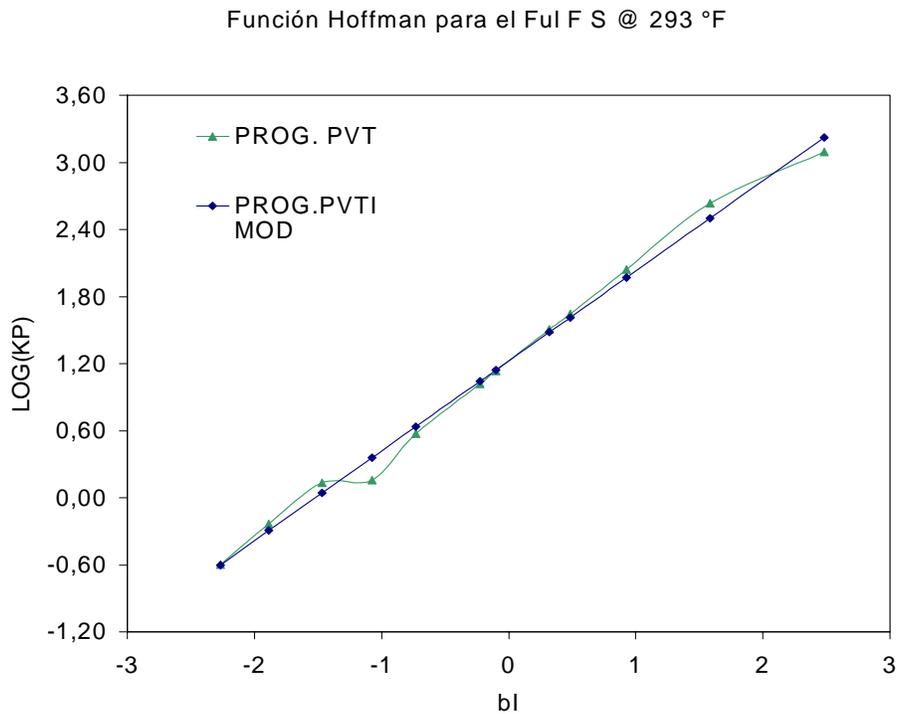


**Fig. 19 Validación Termodinámica de la Presión de Saturación para el Ful F S utilizando la Función Y.**

La Función Y es una ecuación que está en función del volumen relativo, presión de trabajo y presión de saturación del crudo, tiene como objetivo la validación de la presión de saturación del crudo. En la **Fig. 19** se presenta la Función Y calculada con los datos del *PVT* del Ful F S [5]:

En la **Fig. 19**, se presenta la Función Y en el eje de la ordenada, y en el eje de la abscisa se presenta la presión por debajo de la presión de saturación, todos los puntos deben alinearse a una línea recta, se aceptan errores hasta 6 %, por encima de este valor, y se concluye que la presión de saturación no es válida termodinámicamente ya que fue mal estimada experimentalmente.

### 2.7.2 Función Hoffman



**Fig. 20. Validación Termodinámica de la Composición del crudo Ful F S utilizando la Función Hoffman.**

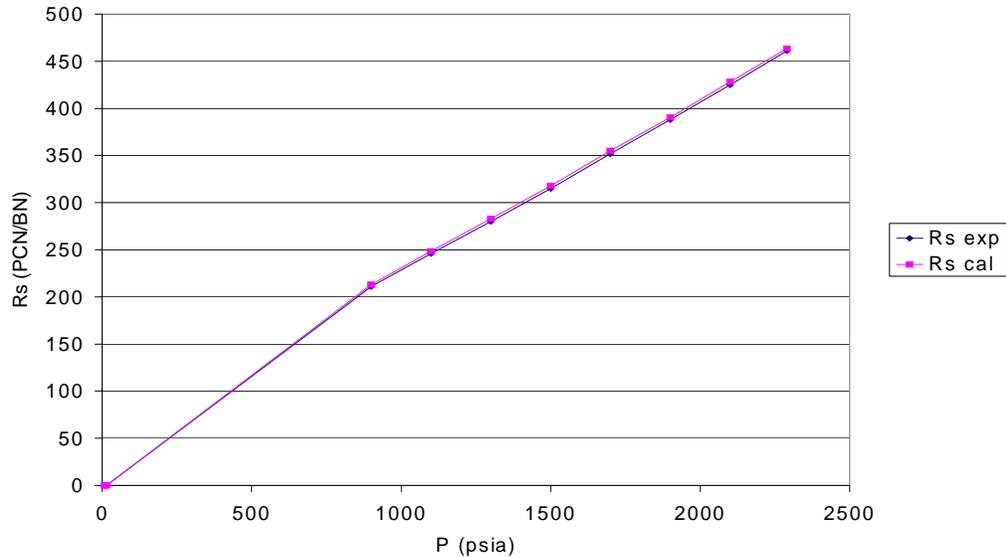
Tiene como objetivo la validación de las composiciones reportadas en el *PVT*, para esto se toma en cuenta la constante de equilibrio de cada componente  $K_i$ , y las condiciones de separación de presión ( $P$ ) y temperatura reportadas en el análisis composicional del crudo.

En la **Fig. 20**, se observan dos curvas una sin ajustar reportada por el laboratorio *PVT* (PROG. *PVT*) y la ajustada mediante la Función Hoffman [8] (PROG. *PVTIMOD*). Como se observa los valores para cada valor de  $K$  deben ajustarse a una línea recta, y se aceptan errores menores al 6 %, por encima de estos valores se concluye que las composiciones no son válidas.

### **2.7.3 Balance de Masa**

El balance de masa es realizado si se posee experimentos de liberación diferencial, ya que en este experimento hay la liberación de la fase gaseosa en cada etapa del diferencial, la prueba se hace con el propósito de estimar el volumen de formación de crudo, la relación gas – petróleo, densidad del líquido y densidad del gas liberado en cada etapa. Como toda validación tiene como objetivo comprobar si se cumple el balance de masa.

Validación Termodinamica de la Relación Gas - Petróleo ( $R_s$ ) para el Ful F S @ 293 °F



**Fig. 21 Validación del Balance de Masa para el Ful F S @ 293 °F**

En la **Fig. 21** se observa que el balance de masa se cumple para el Ful F S, debido que la curva del  $R_s$  calculado está sobre la curva del  $R_s$  experimental con un error menor al 6 %, el cual se traduce que para cada etapa se llegó al equilibrio termodinámico entre el líquido y el gas, por lo tanto la prueba es válida y consistente termodinámicamente.

Si el análisis *PVT* no cumple algunas de estas validaciones es eliminado y no es utilizado en este trabajo.

## 2.8 Caracterización de la Fracción Plus

La fracción plus es una cierta cantidad representativa de un fluido de un yacimiento, está compuesto por una mezcla de cientos de componentes hidrocarburos (nafténicos, parafínicos y aromáticos). Las únicas propiedades que se le conocen a la fracción plus es su peso molecular y gravedad

específica; desconociéndose ciertas propiedades como son: temperatura y presión crítica, factor acéntrico y temperatura de ebullición normal.

La fracción plus es de gran interés en los métodos de recuperación, es necesario tener un valor estimado de las propiedades desconocidas para así realizar simulaciones numéricas en donde estén involucradas ecuaciones de estado prediciendo el comportamiento del equilibrio líquido vapor (*ELV*). Debido a esta limitante que presenta la fracción plus, han surgido correlaciones para estimar estas propiedades tomando como punto de partida el peso molecular y gravedad específica. Entre ellas se encuentran: Roess (1936) [9], Edmister (1948) [10], Lydersen (1955) [11], Nokay (1959) [12], Cavett (1962) [13], Bergman (1976) [14], Kesler – Lee (1976) [15], Katz – Firoozabadi (1978) [16]. Para este trabajo de investigación se utilizaron las correlaciones de Lee – Kesler [15] para estimar las propiedades críticas y factor acéntrico y la correlación de Katz – Firoozabadi [16] para estimar los coeficientes de iteración binarios.

Kesler – Lee [15], en 1976 presenta una correlación para estimar presión y temperatura crítica, peso molecular y factor acéntrico, la correlación aplica para un rango de peso molecular de la fracción plus entre 60 – 650. Katz – Firoozabadi [16], en 1978, para estimar los coeficientes de iteración binario entre el metano y la fracción plus, la cual se encuentra en función del peso molecular, gravedad específica y temperatura de ebullición normal.

### 3 CORRELACIONES NUMÉRICAS PARA ESTIMAR *PMM*

En este capítulo se presentan las correlaciones publicadas por la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE), para los distintos tipos de gases de inyección como son CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> y gas natural. Posteriormente dichas correlaciones serán aplicadas a los crudos del campo el Furrial, y se seleccionaran de acuerdo a su rango de aplicación las que mejor aplican a estos crudos.

Las correlaciones numéricas se pueden desarrollar o formular utilizando valores experimentales de *PMM* obtenidos por la prueba del tubo delgado para varios tipos de crudos en donde se involucran las variables que de la cual depende la *PMM* como lo son:

Por parte del crudo (mecanismo de vaporización):

- Temperatura del crudo (temperatura del yacimiento)
- Composición del crudo (fluido total)

Por parte del gas de inyección (mecanismo de condensación):

- Composición del Gas

Tal es el caso de Yelling y Metcalfe [17] los cuales desarrollaron una correlación para la inyección de CO<sub>2</sub> que depende directamente de la temperatura del yacimiento. Dunyushkin y Namiot [18] formularon una correlación gráfica para la inyección de CO<sub>2</sub> la cual depende de la composición del crudo y temperatura del yacimiento. Holm y Josendal [19] desarrollan una correlación grafica para la inyección de CO<sub>2</sub> en donde toma en cuenta la densidad del crudo y temperatura del yacimiento.

El otro método para desarrollar una correlación es ajustando ecuaciones de estado a las pruebas *PVT* mencionadas en el capítulo anterior. El procedimiento consiste en estimar *PMM* para varias muestras de crudos con propiedades distintas y con esto formular una ecuación en donde se involucren las principales variables que afectan a la *PMM*. La estimación de *PMM* por ecuaciones de estado será explicada en el próximo capítulo.

Las correlaciones ubicadas aplican principalmente para la inyección de nitrógeno, dióxido de carbono, gas natural y mezclas entre ellos.

### 3.1 Correlaciones Inyección de CO<sub>2</sub> Puro

#### 3.1.1 National Petroleum Council (N.P.C)

El NPC (1976) [20], propuso una correlación empírica que puede estimar la *PMM* con la inyección de CO<sub>2</sub> puro. La correlación usa como parámetros principales la °API y la temperatura del yacimiento.

**Tabla 2. Correlación de N.P.C**

°API	PMM (psi)	Corrección de la Temperatura del Yacimiento	
		T (F)	Presión Adicional (psi)
<27	4000	< 120	0
27 a 30	3000	120 a 150	200
>30	1200	150 a 200	350
		200 a 250	500

Limitación de la correlación:

Temperatura de yacimiento, <250 °F

### 3.1.2 Petroleum Recovery Institute (P.R.I)

El PRI (1979) [20], propone una correlación sencilla para el cálculo de la *PMM* con inyección de CO<sub>2</sub>, sólo toma en cuenta la temperatura del yacimiento es ideal para temperatura mayor que la temperatura crítica del gas de inyección.

$$PMM = 1071.82893 * 10^{\left(2.772 - \frac{1519}{T_o + 460}\right)} \quad \text{Ec.1}$$

### 3.1.3 Yelling W.F, Metcalfe R.S

Yelling y Metcalfe (1980) [17], proponen una correlación utilizando gas CO<sub>2</sub> puro, como método de recuperación secundaria. Para esta correlación se toma en cuenta la temperatura del reservorio, con respecto a la composición del crudo se dice que tiene poco efecto sobre la *PMM*. Ya que a mayores temperatura aumenta significativamente la *PMM*.

$$PMM = 1833.7217 + 2.2518055 * T_o + 0.1800674 * T_o^2 - \frac{103949.93}{T_o} \quad \text{Ec.2}$$

Limitación de la correlación:

Temperatura de yacimiento, 95 a 192 °F

### 3.1.4 Johnson J.P, Pollin J.S

Johnson y Pollin (1981) [21], desarrollaron varias correlaciones con distintos tipos de gases de inyección, una de estas correlaciones es la inyección de CO<sub>2</sub> como alternativa para recuperación de crudos utilizando gases miscibles. Los autores de esta correlación toman en cuenta algunos parámetros del crudo que tienen mayor efecto sobre la *PMM* entre estos se encuentran el peso molecular promedio del crudo, temperatura del

yacimiento y por parte del gas de inyección toman en cuenta la temperatura crítica, presión crítica del gas así como el peso molecular del gas.

$$PMM = \alpha_{inj} * (T_o - T_{cginj}) + I * (\beta * M_o - M_{ginj})^2 + P_{cginj} \quad \text{Ec.3}$$

en donde :

$$\alpha_{inj} = 18.9 \text{psia} / K$$

$$\beta = 0.285$$

$$I = -11.73 + 6.313E^{-2} * M_o - 1.954E^{-4} * M_o^2 + 2.502E^{-7} * M_o^3 + (0.1362 + 1.138E^{-5} M_o) * \circ API - 7.222E^{-5} * \circ API^2 \quad \text{Ec.4}$$

Limitación de la correlación:

Temperatura del yacimiento, 80 a 280 °F

### 3.1.5 Alston, R.B, Kokolis G.P, James C.F.

Alston, Kokolis y James (1985) [22], proponen una correlación en donde toma en cuenta el tipo de crudo a estudiar, es decir, crudo con gas en solución y crudo muerto. Los autores calculan la *PMM* tomando en cuenta que los parámetros que mayor afectan a la *PMM* son: la temperatura del reservorio, el peso molecular  $C_{5+}$ , la fracción molar de los componentes volátiles en el crudo (nitrógeno y metano), fracción molar de los componentes intermedios (etano, propano, butano,  $CO_2$  y  $H_2S$ ).

Para inyección de  $CO_2$  puro con gas en solución en el crudo, se propone la siguiente ecuación:

$$PMM_{CO_2-LO} = 8.78E^{-4} * T_o * MC_{5+}^{1.78} * \left( \frac{z_{vol}}{z_{int}} \right)^{0.136} \quad \text{Ec.5}$$

Inyección de CO<sub>2</sub> puro en un crudo muerto, se propone la siguiente ecuación:

$$PMM_{CO_2-STO} = 8.78 E^{-4} * T_o^{1.06} * (MC_{5+})^{1.78} \quad \text{Ec.6}$$

Inyección de CO<sub>2</sub> impuro en un crudo muerto se propone la siguiente ecuación:

$$PMM = PMM_{CO_2} * \left( \frac{87.8}{T_{cm}} \right)^{\frac{1.935*7.8}{T_{cm}}} \quad \text{Ec.7}$$

en donde :

$$T_{cm} = \sum_{i=1}^n W_i * T_{Ci} - 4597 \quad \text{Ec.8}$$

Se recomienda para obtener mejores resultados, utilizar la correlación para crudos con presión de punto de burbuja menores de 50 MPa.

Limitaciones de las correlaciones:

Presión de saturación, < 7250 psia

Temperatura, 90 a 243 [305-390] °F [K]

Relación (Volátil / Intermedio), 0.14 a 13.61

Peso molecular, MC<sub>5+</sub>, 169.2 a 302.5 lb/lbmol

Temperatura crítica promedio, 70.7 a 115.7 °F

### 3.1.6 Glaso O.

Glaso (1985) [23], propone varias correlaciones para distintos tipos de gases de inyección, entre estas se encuentra la inyección de dióxido de carbono. Glaso propone que la *PMM* depende fundamentalmente del peso molecular de la fracción pesada  $C_{7+}$ , temperatura del yacimiento y la fracción de los componentes intermedios ( $C_2$ - $C_6$  incluyendo el  $CO_2$ ).

Sí  $z_{intC2\_C6} > 0.18$  entonces:

$$PMM = 810.0 - 3.404 * M_{C7+} + (1.700E^{-9} * M_{C7+} * e^{786.8 * M_{C7+}^{-1.058}}) * T_o \quad \text{Ec.9}$$

Sí  $z_{intC2\_C6} < 0.18$  entonces:

$$PMM = 2947.9 - 3.404 M_{C7+} + (1.700E^{-9} M_{C7+}^{3.730} e^{786.8 * M_{C7+}^{-1.058}}) T_o - 121.2 z_{intC2\_C6} \quad \text{Ec.10}$$

Limitación de la correlación

Aplica a crudos livianos y medianos

## 3.2 Inyección de Nitrógeno Puro

### 3.2.1 Glaso O.

En 1985 Glaso [23], publica varias correlaciones entre ellas se encuentran unas correlaciones que estiman la *PMM* con inyección de nitrógeno puro. En estas correlaciones se toman en cuenta el peso molecular de la fracción pesada  $C_{7+}$ , la fracción de los componentes intermedios en el crudo y la temperatura del yacimiento.

Para  $M_{C7+} > 160$

$$PMM = 6364.0 - 12.090 * M_{C7+} + (1.127 E^{-12} * M_{C7+}^{5.258} * e^{23025 * M_{C7+}^{-1.703}} - 20.80) * T_o \quad \text{Ec.11}$$

Para  $M_{C7+} < 160$

$$PMM = 7695.0 - 12.090 * M_{C7+} + (1.127 E^{-12} * M_{C7+}^{5.258} * e^{23025 * M_{C7+}^{-1.703}} - 39.77) * T_o \quad \text{Ec.12}$$

Para  $z_{intC2-C6} > 0.28$

$$PMM = 9364.0 - 12.09 * M_{C7+} + (1.127 E^{-12} * M_{C7+}^{5.258} * e^{23025 * M_{C7+}^{-1.703}} - 20.80) * T_o - 99.3 * z_{intC2-C6} \quad \text{Ec.13}$$

Limitación de la correlación:

Aplica a crudos livianos y medianos.

### 3.2.2 Hanssen

Hanssen [24] propone una correlación en 1988, en donde toma en cuenta el efecto de los componentes intermedios en el crudo (etano, propano, butano, pentano, hexano y CO<sub>2</sub>), el peso molecular de los componentes pesados C<sub>7+</sub> y la temperatura del yacimiento.

$$PMM = 0.5216 \left( \frac{z_{C2-C6}}{M_{C7+} * (T_o + 460)} \right)^{-0.5236} + 14.5 \quad \text{Ec.15}$$

Limitación de la correlación:

PMM, 4600 a 8000 psi

### 3.2.2.1 Hudgins D.A , Llave F.M , Chung F.T

Debido que el estudio de la presión de miscibilidad del nitrógeno ha sido escasa, se decide a desarrollar a principio de 1990 una correlación que estime la *PMM* [25] con inyección de nitrógeno, en este trabajo se toma en cuenta la concentración del metano, el aporte de la fracción intermedia en el crudo (C<sub>2</sub>-C<sub>5</sub> incluyendo el CO<sub>2</sub>) y la temperatura del yacimiento.

$$PMM = 5568 * e^{-R_1} + 3641 * e^{-R_2} \quad \text{Ec.16}$$

Donde :

$$R_1 = 792.06 * \frac{Z_{C2-C6}}{M_{C7+} * T_o^{0.25}} \quad \text{Ec.17}$$

$$R_2 = 2.158E^6 * \frac{Z_{C1}^{5.632}}{M_{C7+} * T_o^{0.25}} \quad \text{Ec.18}$$

Limitación de la correlación:

Gravedad específica del crudo, 0.9 a 0.79

### 3.2.3 Glaso O

En 1990, Glaso [26] publica una correlación en el SPE ideal para la inyección de gas seco como lo es N<sub>2</sub> puro, toma en cuenta la °API del crudo, desarrollando una correlación para crudos con °API > 40 y otra para crudos con °API < 40. Considera que los parámetros de la cual depende la *PMM* es la composición del crudo y la temperatura.

$^{\circ}API < 40$

$$PMM = 14.5 * (80.14 + 35.25 * A + 0.76 * (A)^2) + 14.5 \quad \text{Ec.19}$$

$$A = \frac{M_{C7+}^{0.88} * \left( \left( \frac{T-32}{1.8} \right) \right)^{0.11}}{z_{\text{int}}^{0.64} * z_{C1}^{0.33}} \quad \text{Ec.20}$$

$^{\circ}API > 40$

$$PMM = 14.5 * (-648.5 + 2619.5 * (B) - 1347.6 * (B)^2) + 14.5 \quad \text{Ec.21}$$

$$B = \frac{M_{C7+}^{0.48}}{\left( \left( \frac{T-32}{1.8} \right)^{0.25} * z_{\text{int}}^{0.12} * z_{C1}^{0.42} \right)} \quad \text{Ec.22}$$

### 3.2.4 Glaso – Pereira

En PDVSA –INTEVEP, Carlos Pereira [27] realiza un ajuste a Glaso [26] con el fin de adaptar esta ecuación a las propiedades de los crudos venezolanos, con el fin de calcular *PMM* con mayor precisión, igual que Glaso, elaboró un ajuste para crudos con  $^{\circ}API > 45$  y otra para crudos con  $^{\circ}API < 45$ .

$^{\circ}API > 45$

$$PMM = 14.7 * \left( 450 - 9.17 * z_{C1} - 1.71 * z_{C2-C6} - 1.25 * \left( \frac{T-32}{1.8} \right) \right) + 14.5 \quad \text{Ec.23}$$

$^{\circ}API < 45$

$$PMM = 14.7 * \left( 735 - 3.85 * z_{C1} - 9.22 * z_{int} + 0.63 * \left( \frac{T - 32}{1.8} \right) \right) + 14.5 \quad \text{Ec.24}$$

### 3.2.5 Sebastian H.M, Lawrence D.D

En 1992, Sebastián y Lawrence [28], proponen una correlación de *PMM* con  $N_2$ , en esta correlación se toma en cuenta el aporte de los componentes intermedios del crudo ( $C_2$ - $C_6$  incluyendo el  $CO_2$  y el  $H_2S$ ). Ambos autores proponen que la *PMM* decrece con la concentración de metano y aumenta con la concentración de los componentes intermedios.

Otra hipótesis de esta correlación es el aumento de la *PMM* con el incremento del peso molecular de la fracción pesada  $C_{7+}$ . Por lo tanto, se toma en cuenta en esta correlación el peso molecular de la fracción pesada  $C_{7+}$ , temperatura del yacimiento y la fracción intermedia del crudo ( $C_2$  al  $C_6$  incluyendo el  $CO_2$  y el  $H_2S$ ).

$$PMM = 4603 - 3283 * \frac{z_{C1} * T_o}{M_{C7+}} + 4.776 * \left( \frac{z_{C1}^2 * T_o^2}{M_{C7+}} \right) - 4.008 * \left( \frac{z_{int C2-C6} * T_o^2}{M_{C7+}} \right) + 2.05 * M_{C7+} + 7.541 * T_o \quad \text{Ec.25}$$

Limitaciones de la correlación:

Temperatura, 100 a 300 °F

Porcentaje de metano en el crudo, 0 a 60 %

Porcentaje de intermedios en el crudo, 0 a 30%

Peso molecular  $C_{7+}$ , 100 a 260

### 3.3 Inyección de Mezcla CO<sub>2</sub> y N<sub>2</sub>

#### 3.3.1 Croquist C.

Croquist (1978) [29], propone una correlación empírica la cual fue generada con una regresión utilizando 58 puntos de experimentales de *PMM*. Caracterizó la *PMM* como función de la temperatura del yacimiento, peso molecular de la fracción pesada de C<sub>5+</sub> y el porcentaje molar de nitrógeno presente en la mezcla.

$$PMM = 15.988 * T_o^{0.74426 + 0.0011038 * M_{C_{5+}} + 0.001579 * y_{N_2}} \quad \text{Ec.26}$$

Limitaciones de la correlación:

Temperatura del yacimiento, 110 a 295 °F

#### 3.3.2 Johnson J.P , Pollin J.S (1981)

En 1981, se plantea una correlación para calcular la *PMM* con inyección de CO<sub>2</sub>, no sólo estudia el efecto de CO<sub>2</sub> puro, sino también la correlación de Johnson y Pollin [21] aplica para una mezcla de gases CO<sub>2</sub>-N<sub>2</sub>. En esta correlación se toma en cuenta la temperatura del yacimiento, la temperatura crítica del gas de inyección, el peso molecular promedio del crudo, presión crítica del gas de inyección.

El hecho de diluir el CO<sub>2</sub> con N<sub>2</sub> trae como consecuencia que la presión de miscibilidad aumente linealmente con la composición molar del N<sub>2</sub>.

$$PMM = \alpha_{inj} * (T_o - T_{cginj}) + I * (\beta * M_o - M_{ginj})^2 + P_{cginj} \quad \text{Ec.27}$$

en donde :

$$\alpha_{inj} = 10.5 * \left( 1.8 + \frac{10^3 * y_{N_2}}{T_o - T_{cginj}} \right) \quad \text{Ec.28}$$

$$\beta = 0.285$$

$$I = -11.73 + 6.313E^{-2} * M_o - 1.954E^{-4} * M_o^2 + 2.502E^{-7} * M_o^3 + (0.1362 + 1.138E^{-5} * M_o) * \text{API} - 7.222E^{-5} * \text{API}^2 \quad \text{Ec.29}$$

Limitaciones de la correlación:

Temperatura del yacimiento, 300 a 410 °F

Composición del N<sub>2</sub> en la mezcla, y<sub>N<sub>2</sub></sub> > 0.2

### 3.4 Inyección CO<sub>2</sub>-CH<sub>4</sub>

#### 3.4.1 Croquist C.

En una publicación realizada en 1978 de inyección de CO<sub>2</sub> se estudia el efecto de inyectar el CO<sub>2</sub> diluido con CH<sub>4</sub> con el fin de estudiar el cambio de la presión de miscibilidad, por lo tanto Croquist [29] sólo toma en cuenta en su ecuación el efecto de la temperatura del yacimiento, el peso molecular de la fracción pesada C<sub>5+</sub> y la composición del gas inyección CH<sub>4</sub>.

$$PMM = 15.988 * T_o^{0.74426 + 0.0011038 * M_{C5+} + 0.001579 * y_{C1}} \quad \text{Ec.30}$$

Limitación de la correlación:

Temperatura del yacimiento, 110 a 295 °F

#### 3.4.2 Johnson J.P , Pollin J.S

Johnson y Pollin (1981) [21], estudian el efecto de diluir el CO<sub>2</sub> con CH<sub>4</sub>, toman en cuenta en esta correlación el efecto de la temperatura crítica

del gas inyección, temperatura del yacimiento, composición del gas de inyección y el peso molecular promedio del crudo.

$$PMM = \alpha_{inj} * (T_o - T_{cginj}) + I * (\beta * M_o - M_{ginj})^2 + P_{cginj} \quad \text{Ec.31}$$

en donde :

$$\alpha_{inj} = 10.5 * \left( 1.8 + \frac{10^2 * y_{CH_4}}{T_o - T_{cginj}} \right) \quad \text{Ec.32}$$

$$\beta = 0.285$$

$$I = -11.73 + 6.313E^{-2} * M_o - 1.954E^{-4} * M_o^2 + 2.502E^{-7} * M_o^3 + (0.1362 + 1.138E^{-5} * M_o) * \text{API} - 7.222E^{-5} * \text{API}^2 \quad \text{Ec.33}$$

Limitación de la correlación:

Temperatura del yacimiento, 300 a 410 °F

### 3.5 Inyección de Gas Natural

#### 3.5.1 Firoozabadi A., Aziz K.

En Noviembre de 1986 se publica en el SPE [30] (Society Petroleum Engeneer) un análisis de una correlación en donde se utiliza la inyección gas seco para estimar la presión de miscibilidad. En este reporte se formula una correlación utilizando el proceso de vaporización de gas de inyección con la finalidad de estimar con precisión la *PMM*.

Para esta correlación se toma en cuenta la fracción intermedia del crudo (C<sub>2</sub>-C<sub>5</sub> incluyendo el CO<sub>2</sub> y el H<sub>2</sub>S) excluyendo el aporte del C<sub>6</sub>, el peso molecular de la fracción pesada C<sub>7+</sub> y por supuesto el efecto de la temperatura del yacimiento.

$$PMM = 9433 - 1833 E^3 * \left( \frac{z_{\text{int } C2-C5}}{M_{C7+} * T_o^{0.25}} \right) + 1430 E^3 * \left( \frac{z_{\text{int } C2-C5}}{M_{C7+} * T_o^{0.25}} \right)^2 \quad \text{Ec.34}$$

Limitación de la correlación:

Valida para crudos livianos y medianos

### 3.5.2 Glaso O.

Glaso [23], en 1985 publica en el SPE una serie de correlaciones de *PMM* entre estas, se encuentra una correlación en donde utiliza la inyección de gas rico en componentes intermedios, toma en cuenta la temperatura del yacimiento, peso molecular de la fracción pesada  $C_{7+}$  por parte del gas. Separa las correlaciones de acuerdo al peso molecular de inyección de la fracción intermedia del gas ( $C_2$  al  $C_6$  incluyendo el  $CO_2$ ) y toma en cuenta la fracción de metano inyectada.

Sí  $M_{\text{Int}C2\_C6} = 34$

$$PMM = 6329.0 - 25.410 * b - (46.745 - 0.185 * b) * y_{C1} + \left( 1.127 E^{-12} * b^{5.258} * e^{319.8 * y_{C1} * b^{-1.703}} \right) * T_o \quad \text{Ec.35}$$

Sí  $M_{\text{Int}C2\_C6} = 44$

$$PMM = 5503.0 - 19.238 * b - (80.913 - 0.273 * b) * y_{C1} + \left( 1.700 E^{-9} * b^{3.730} * e^{13.567 * y_{C1} * b^{-1.058}} \right) * T_o \quad \text{Ec.36}$$

Sí  $M_{\text{Int}C2\_C6} = 54$

$$PMM = 7437.0 - 25.703 * b - (73.515 - 0.214 * b) * y_{C1} + \left( 4.920 E^{-14} * b^{5.520} * e^{21.706 * y_{C1} * b^{-1.109}} \right) * T_o \quad \text{Ec.37}$$

Donde:

$$b = \left( \frac{2.622}{SG_{C7+}^{-0.846}} \right)^{-6.588} \quad \text{Ec.38}$$

Limitación de la correlación:

*PMM*, 1100 a 7000 psia

### 3.6 Aplicación de las Correlaciones a los Crudos del Campo el Furrial

La siguiente sección tiene como objetivo aplicar las correlaciones publicadas para gases de inyección como N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> y gas natural, al campo el Furrial con el propósito de estimar la *PMM* y seleccionar las correlaciones que mejor apliquen a estos crudos. La *PMM* obtenidas por correlaciones, deben dar superior a la presión de saturación del crudo a la temperatura de yacimiento, los valores de *PMM* obtenidos por las distintas correlaciones para un mismo crudo no deben diferir en amplios valores de *PMM* y ser utilizadas dentro del rango de aplicación en el que fueron desarrolladas.

#### 3.6.1 Estimación de *PMM* con Inyección de CO<sub>2</sub> Puro

Algunas de las correlaciones para inyección de CO<sub>2</sub> fueron desarrolladas para un rango de temperatura inferior al observado en el campo el Furrial. Estas correlaciones fueron elaboradas para un crudo específico, con propiedades distintas a los del campo el Furrial, por lo tanto hay que seleccionar cuales son las que mejor aplican al mismo.

En la **Tabla 3**, se muestran los resultados para inyección de CO<sub>2</sub>. Se observa que las correlaciones: NPC, Johnson y Yelling no aplican a los crudos del Furrial, ya que estos crudos se encuentran fuera del rango de temperatura de cada correlación. La correlación del P.R.I predice un rango de *PMM* entre 5000-7000 psia, para Alston se obtiene 6000 – 8000 psia excepto el Ful A F y el Ful B F con *PMM* de 11344 psia y 10375 psia

respectivamente y la correlación de Glaso 4000–8000 psia. Estas tres correlaciones poseen un rango similar de *PMM*, con lo que se puede decir que PRI, Alston y Glaso son las correlaciones que mejor aplican al campo el Furrial.

**Tabla 3. *PMM* estimada con CO<sub>2</sub> para los Crudos del campo el Furrial**

Crudo	PMM (psia)					
	N.P.C	P.R.I	Yelling	Jhonson	Alston	Glaso
Ful A F	No Aplica	6207	No Aplica	No Aplica	11344	8617
Ful F S	No Aplica	6093	No Aplica	No Aplica	6827	4226
Ful B F	No Aplica	6131	No Aplica	No Aplica	10375	8257
Ful H F	No Aplica	6169	No Aplica	No Aplica	No Aplica	6928
Ful G F	No Aplica	5981	No Aplica	No Aplica	6999	4166
Ful I S	No Aplica	5944	No Aplica	No Aplica	7719	5035
Ful D S	No Aplica	5907	No Aplica	No Aplica	No Aplica	5020
Ful U NI	No Aplica	6554	No Aplica	No Aplica	No Aplica	5024
Ful T NI	No Aplica	6554	No Aplica	No Aplica	7060	4276
Ful C S	No Aplica	6019	No Aplica	No Aplica	7849	4831
Ful HH S	No Aplica	6169	No Aplica	No Aplica	7516	5537
Ful S NI	No Aplica	7074	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
Ful CC NS	No Aplica	6056	No Aplica	No Aplica	7043	4557
Ful V NI	No Aplica	5616	No Aplica	No Aplica	8068	No Aplica
Ful BB NS	No Aplica	5652	No Aplica	No Aplica	No Aplica	5103
Ful AA NS	No Aplica	5616	No Aplica	No Aplica	6772	No Aplica

### 3.6.2 Estimación de *PMM* con Inyección de N<sub>2</sub> Puro

En la **Tabla 4**, se presentan los resultados de la aplicación de las distintas correlaciones con inyección de N<sub>2</sub>, la cual está ordenada de menor a mayor presión de saturación.

La correlación de Glaso (1985) predice mayores valores de *PMM* con un rango de predicción entre 4000 y 9000 psia. Con Hanssen se obtiene

un rango de *PMM* que oscila entre 6000 y 7000 psia. Los menores valores de *PMM* se obtuvieron con la correlación de Hudgins en un rango entre 4200 y 6500 psia. Con Glaso (1990) se obtiene un rango de 6000- 8000 psia, Glaso – Pereira con un rango de 5600 y 8000 psia y para Sebastián se logra un rango de *PMM* de 5000–6700 psia.

Las correlaciones para estimar *PMM* que mejor aplican al campo el Furrial para la inyección de N<sub>2</sub> puro son: Hanssen, Glaso (1990) y Glaso – Pereira, ya que estas tres correlaciones poseen rangos similares de predicción de *PMM*.

**Tabla 4. *PMM* estimadas de N<sub>2</sub> para crudos del campo el Furrial**

Crudo	PMM (psia)					
	Glaso (1985)	Hanssen	Hudgins	Glaso (1990)	Glaso- Pereira	Sebastian
Ful A F	No Aplica	7044	6337	7133	6963	6719
Ful F S	6496	6755	5217	7872	7783	6086
Ful B F	No Aplica	6350	6499	6424	6314	6658
Ful H F	No Aplica	6837	4917	6625	6342	6277
Ful G F	6394	6745	4835	7631	7330	5861
Ful I S	9138	6197	4771	6599	6453	6019
Ful D S	9116	7997	5013	7591	7388	5970
Ful U NI	8650	6346	4788	6733	6606	5974
Ful T NI	6379	6200	4755	7021	6920	5825
Ful C S	8391	6700	4850	6984	6825	5936
Ful HH S	No Aplica	6089	4753	6277	6080	6060
Ful S NI	4713	4430	4244	6195	5984	5031
Ful CC NS	7490	6217	4752	6472	6128	5685
Ful V NI	7353	6846	4830	6690	6389	5620
Ful BB NS	9617	6091	No Aplica	6003	5614	5798
Ful AA NS	6320	6020	No Aplica	6377	6020	5514

### 3.6.3 Estimación de *PMM* con Inyección de Gas Natural

Las correlaciones con inyección de gas natural son escasas, en la revisión bibliográfica sólo fueron ubicadas un par de correlaciones, una es válida sólo para la inyección de gas natural rico (alto composición en componentes  $C_2$ - $C_6$  por encima de 30% molar en el gas de inyección) publicada por Glaso [23], en donde la composición molar del gas de inyección es 10 % de metano, 70 % de etano, 10 % propano y 10 de butano. La otra correlación, publicada por Firoozabadi [30], es válida para la inyección de gas natural seco (alto contenido de metano por encima de 80% molar en el gas de inyección).

En la **Tabla 5**, se muestran los resultados obtenidos aplicando las correlaciones para la inyección de gas rico y gas seco. Se obtiene un rango de *PMM* con gas rico de 3000 - 6000 psia y con gas seco se obtiene un rango de 6000 – 7000 psia, excepto el Ful S NI con una *PMM* de 4629 psia.

Con ambas correlaciones se obtienen los resultados esperados, ya que con la inyección de gas rico se obtiene menor valor de *PMM* que con la inyección de gas seco. Como se discutirá en los próximos capítulos, los valores de *PMM* obtenidos con estas correlaciones están dentro del rango experimental de *PMM* obtenido en pruebas con tubo delgado. Se puede decir que estas correlaciones dan resultados coherentes y pueden ser aplicadas a los crudos del campo el Furrial.

**Tabla 5. *PMM* estimadas con Gas Natural para los crudos del campo el Furrial**

	<b>PMM (psia)</b>	
	<b>Gas Rico</b>	<b>Gas Seco</b>
<b>Crudo</b>	<b>Glaso</b>	<b>Firoozabadi</b>
Ful A F	3130	6930
Ful F S	4760	6512
Ful B F	6030	6474
Ful H F	3965	6835
Ful G F	3750	6534
Ful I S	4240	6305
Ful D S	3730	7190
Ful U NI	4715	6091
Ful T NI	3760	6249
Ful C S	5950	6591
Ful HH S	3965	6246
Ful S NI	No Aplica	4629
Ful CC NS	5777	6244
Ful V NI	5640	6529
Ful BB NS	5480	6113
Ful AA NS	5638	6040

#### **4 APLICACIÓN DE LA ECUACIÓN DE ESTADO DE PENG - ROBINSON PARA ESTIMAR *PMM***

Una ecuación de estado es una expresión analítica que relaciona la presión, temperatura y el volumen molar de sustancias pura o mezclas por medio de relaciones semiteóricas o empíricas.

La ecuación de estado debe cumplir una serie de requisitos tales como:

- Debe ser válida en un amplio rango de densidades y temperaturas. Esto es importante en los cálculos de equilibrio de fases de mezclas constituidas por especies moleculares distintas.
- Debe ser aplicable a una variedad de mezclas.
- Debe poseer tan pocos parámetros ajustables como sea posible.

Las ecuaciones de estado se podrían clasificar como: teóricas, empíricas y semiepíricas.

Las ecuaciones teóricas pueden ser sencillas o muy complejas. En el primer caso suelen sufrir limitaciones inherentes del modelo que emplean. En el segundo caso, su complejidad es tal que impide su manejo aún con la ayuda de un computador.

Las ecuaciones de estado teóricas, por el contrario, proporcionan una vía rápida y comparativamente simple para cálculo de propiedades termodinámicas. Sin embargo, las ecuaciones de alta precisión están a menudo limitada a conjuntos reducidos de sustancias y hacen uso de un gran número de parámetros.

Las ecuaciones de estado semiempíricas, resultan de un compromiso entre las dos primeras clases, combinando simplicidad, exactitud y versatilidad. Generalmente, estas ecuaciones son expresiones derivadas de una ecuación original propuesta por Van der Waals en 1973. A partir de esta se proponen una gran variedad de nuevas ecuaciones para representar el comportamiento de presión, volumen y temperatura de los fluidos.

#### **4.7 Ecuación de Estado de Peng - Robinson**

En 1975, Peng – Robinson (*PR*), presentaron los resultados que obtuvieron al comparar su ecuación y la de Soave – Redlich – Kwong (*SRK*) en sistemas de hidrocarburos y señalan que aunque ambas generan predicciones de equilibrio constante, la ecuación propuesta por ellos predice de forma mucho más exacta el comportamiento volumétrico de la mezcla.

La ecuación de estado de *SRK* proporciona buenos resultados para mezclas binarias, pero presenta mayores desviaciones cuando está presente el nitrógeno, en cambio, la ecuación de estado de *PR* proporciona equilibrios líquidos – vapor con buena exactitud.

En este trabajo se seleccionó la ecuación de estado de *PR*, para predecir el comportamiento de sistemas de hidrocarburos, ya que es la más aceptada en la industria y produce mejores estimaciones en la densidad del líquido que la ecuación de *SRK*.

Una ecuación de estado semiempírica [31], expresa la presión como la suma de dos términos, la presión de repulsión ( $P_R$ ) y la presión de atracción ( $P_A$ ) como se presenta a continuación

$$P = P_R + P_A \quad \text{Ec.39}$$

La ecuación de van der Waals (1873), Redlich – Kwong (1949) y Soave (1972) son ejemplos y todos tienen la presión de repulsión expresada por la ecuación de esfericidad de van der Waals, la cual es:

$$P_R = \frac{RT}{v - b} \quad \text{Ec.40}$$

La presión de atracción puede ser expresada como:

$$P_A = -\frac{a}{g(v)} \quad \text{Ec.41}$$

Donde  $g(v)$  es una función del volumen molar  $v$ , el parámetro  $b$  esta relacionada con la esfericidad de cada componente en la sustancia. El parámetro  $a$  esta relacionado con las fuerzas de atracción intermolecular.

La ecuación generalizada por Peng –Robinson es la siguiente:

$$P = \frac{RT}{v - b} - \frac{a(T)}{v(v + b) + b(v - b)} \quad \text{Ec.42}$$

en donde el termino  $v - b$  representa la reducción del espacio debido al movimiento cinético que presentan las moléculas por consecuencia de la temperatura.

La Ec.42, puede ser simplificada de la siguiente forma:

$$Z^3 - (1 - B)Z^2 + (A - 3B^2 - 2B)Z - (AB - B^2 - B^3) = 0 \quad \text{Ec.43}$$

donde :

$$A = \frac{aP}{R^2T^2} \quad \text{Ec.44}$$

$$B = \frac{bP}{RT} \quad \text{Ec.45}$$

$$Z = \frac{Pv}{RT} \quad \text{Ec.46}$$

La Ec.43, posee una o tres raíces dependiendo de la cantidad de fases que exista en el sistema. En la región de dos fases la raíz mayor corresponde al factor de compresibilidad del vapor y la raíz menor positiva corresponde al factor de compresibilidad del líquido.

Aplicando la Ec.42 en el punto crítico se obtiene:

$$a(T_c) = 0.45724 \frac{R^2 T_c^2}{P_c} \quad \text{Ec.47}$$

$$b(T_c) = 0.07780 \frac{RT_c}{P_c} \quad \text{Ec.48}$$

$$Z_c = 0.307 \quad \text{Ec.49}$$

Para condiciones de presión y temperaturas distintas a las críticas, se tiene lo siguiente:

$$a(T) = a(T_c) \cdot \alpha(T_r, \omega) \quad \text{Ec.50}$$

$$b(T) = b(T_c) \quad \text{Ec.51}$$

en donde el término  $\alpha(T_r, \omega)$  está en función de la temperatura reducida y el factor acéntrico y la unidad de dimensión es igual a la de la temperatura crítica.

Aplicando la relación termodinámica de fugacidad:

$$\ln\left(\frac{f}{P}\right) = \int_0^P \left(\frac{v}{R \cdot T} - \frac{1}{P}\right) dP \quad \text{Ec.52}$$

Al integrar la Ec.52 se obtiene la siguiente expresión para la fugacidad de un componente puro:

$$\ln\left(\frac{f}{P}\right) = Z - 1 - \ln(Z - B) - \frac{A}{2\sqrt{2}B} \cdot \ln\left(\frac{Z + 2.414B}{Z - 0.414B}\right) \quad \text{Ec.53}$$

Para las condiciones de equilibrio termodinámico se cumple que:

$$f^L = f^V \quad \text{Ec.54}$$

para la expresión anterior el criterio de convergencia es  $|f^L - f^V| < 10^{-4} \text{ kPa}$ , requiere de 2 a 4 iteraciones son requeridos para obtener  $\alpha$  para cada temperatura.

Para todas las sustancias estudiadas la relación entre  $\alpha$  y  $T_r$  puede ser linealizada y obtener la siguiente expresión:

$$\alpha^{1/2} = 1 + k(1 - T_r^{1/2}) \quad \text{Ec.55}$$

donde  $k$  es una constante característica de cada sustancia y depende del factor acéntrico, como se muestra a continuación:

$$k = 0.37464 + 1.54226\omega - 0.26992\omega^2 \quad \text{Ec.56}$$

Los parámetros de mezclas usados en la Ec.50 son definidos por la ley de mezcla:

$$a = \sum_i \sum_j z_i z_j a_{ij} \quad \text{Ec.57}$$

$$b = \sum_i z_i b_i \quad \text{Ec.58}$$

donde :

$$a_{ij} = (1 - \delta_{ij}) a_i^{1/2} a_j^{1/2} \quad \text{Ec.59}$$

En la Ec.59 el termino  $\delta_{ij}$  es un coeficiente empírico denominado coeficiente de iteración binario, formado entre el componente  $i$  y el componente  $j$ . La importancia de este termino es de gran utilidad, ya que sirve para ajustar valores analíticos a valores experimentales obtenidos en un laboratorio.

En 1988, Peneloux – Rauzy – Fréze (*PRF*) [32], proponen un tercer parámetro para la ecuación de estado de Peng – Robinson el cual tiene como finalidad disminuir el error de la densidad de liquido obtenido por la ecuación de estado (< 6%).

*PRF* un tercer parámetro de mezcla dentro de la ecuación de estado de dos parámetros, obteniéndose con esto el volumen de traslación:

$$V_T = v - \sum_i c_i z_i \quad \text{Ec.60}$$

Donde  $V_T$  es el volumen molar de traslación,  $v$  es el volumen molar obtenido por la ecuación de estado de dos parámetros,  $z_i$  es la composición de cada sustancia en la mezcla multicomponentes y  $c_i$  es el tercer parámetro de la ecuación de estado.

#### 4.8 Cálculo de *PMM* Mediante el Programa *PVTi*

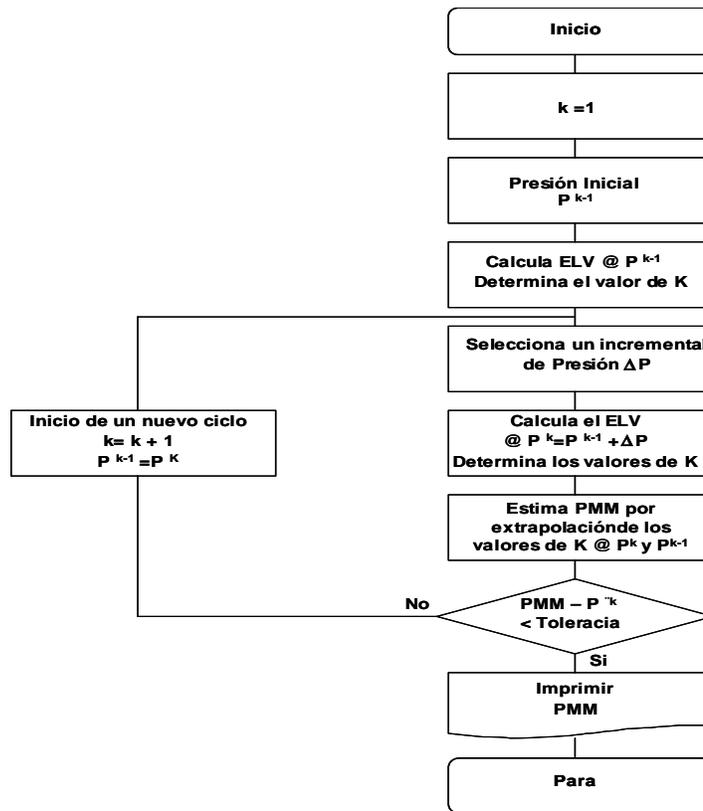
El programa *PVTi* [33], es un módulo de caracterización de fluidos de los simuladores numéricos Eclipse, los cuales son programas

computarizados creados por la compañía GeoQuest cuyo objetivo principal es simular el comportamiento de yacimientos petrolíferos

*PVTi* utiliza ecuaciones de estado para reproducir el comportamiento termodinámico del petróleo a diferentes condiciones de presión y temperatura. La ecuación de estado es ajustada a partir de análisis de laboratorio de *PVT* sobre muestras de petróleo y gas de yacimiento.

#### **4.8.1 Algoritmo para Estimar *PMM* Mediante el Programa *PVTi***

El algoritmo que utiliza el programa *PVTi* para predecir *PMM* está basado en el criterio de que el valor de la constante de equilibrio ( $K$ ) de cada componente de la mezcla debe converger a la unidad, a una determinada presión y temperatura [2], este algoritmo es presentado en la **Fig. 22**. La presión a la cual converge a este valor se representa en el siguiente diagrama de flujo:

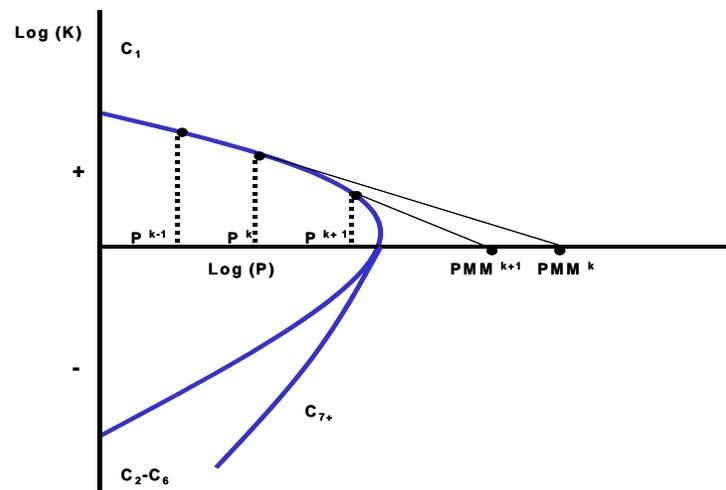


**Fig. 22 Diagrama de Flujo del Algoritmo para Estimar *PMM***

El primer paso consiste en seleccionar una presión menor a la *PMM*. A esta presión el equilibrio líquido–vapor (*ELV*), dicho valor es ajustada con la composición del crudo de yacimiento y del gas de inyección. Este *ELV* puede ser calculado por la composición del crudo (vaporización) o por la composición del gas de inyección (condensación). La solución apropiada del *EVL* corresponde a la línea limite de unión que pasa por la composición bien sea del crudo o del gas de inyección, como se mostró en la condensación y vaporización del gas de inyección. Para este *ELV* se calcula los valores de las constantes de equilibrio, *K*.

El próximo paso es incrementar la presión y estimar el *ELV*, el cual es ajustado por esta presión mayor, y con esto evaluar los valores de *K* para cada componente de la mezcla.

Para los valores de *K* ajustados anteriormente, se selecciona un valor de *K* el cual converja para cada componente a la unidad. La *PMM* entonces es estimada por la extrapolación del log-lineal de los valores de *K* para cada componente converjan la unidad, como se muestra en la **Fig. 23**:



**Fig. 23 Estimación de *PMM* por el método de Extrapolación lineal de los valores de *K***

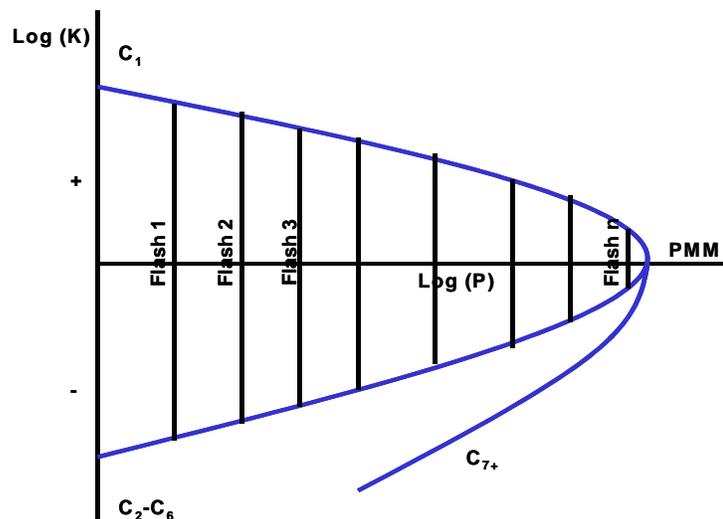
Generalmente la *PMM* estimada podría ser mayor que el incremento de presión. La diferencia entre estos dos valores de presión es una medida de precisión de la *PMM* estimada. Sí la diferencia entre estos dos valores es alta (tolerancia), entonces se incrementa la presión y se comienza un nuevo ciclo. El proceso continua hasta alcanzar una gran precisión del valor de la *PMM*.

La precisión de la *PMM* depende del ajuste y caracterización de la fracción plus como los son: propiedades críticas, peso molecular y factor acéntrico de cada componente en la ecuación de estado.

#### 4.8.2 Criterio de Miscibilidad para Establecer *PMM*

A partir de 1980, se comenzó a estimar *PMM* mediante el uso de programas de ecuaciones de estado, debido a esto, en cada investigación se ha establecido un criterio para estimar un valor muy cercano a la *PMM*.

Hagoort y Dumore (1985) [2], establecen *PMM* en términos de los valores de las constantes de equilibrio *K*. La **Fig. 24**, están graficados los valores de las constantes de equilibrio *K* correspondientes a la composición del líquido y el vapor para cada flash, para cada línea equilibrio, a distintas valores de presiones en escala logarítmica.



**Fig. 24. Criterio de Miscibilidad para establecer *PMM***

En la **Fig. 24**, se observa tres curvas correspondientes a cada pseudogrupo ( $C_1$  y  $N_2$ ,  $C_2-C_6$  y  $C_{7+}$ ), a distintos flash al aumentar la presión los valores de *K* van disminuyendo de forma tal que existirá una presión (*PMM*), en donde todos los valores de *K* converjan a la unidad.

## **5 METODOLOGÍA PARA ESTIMAR *PMM* UTILIZANDO MODELOS TERMODINÁMICOS BASADOS EN ECUACIONES DE ESTADO**

A continuación se presenta la metodología desarrollada para estimar *PMM* a través de un procedimiento termodinámico basado en la caracterización de los fluidos de yacimiento y del gas de inyección, a través del ajuste de los parámetros termodinámicos de una ecuación de estado con valores experimentales. Este tipo de caracterización de fluidos forma parte de simuladores numéricos de yacimiento para predecir el recobro de petróleo en una variedad de escenarios posibles.

En este trabajo se utilizó el modelo *PVTi* [33], el cual es un software aplicado en la industria petrolera para simular el comportamiento volumétrico de los fluidos del yacimiento en un rango amplio de presión a temperatura constante. Uno de los parámetros que puede ser predicho por el *PVTi* es la *PMM* y en el caso, de tener el valor experimental puede ser utilizado como un parámetro de ajuste adicional para estimar la desviación con la cual el *PVTi* predice la *PMM* para un sistema crudo / gas de inyección.

El procedimiento seguido para estimar la *PMM* consistió en recopilar los datos experimentales publicados en Venezuela de *PMM* y sus correspondientes análisis *PVT*. Con esta información se procedió a desarrollar una metodología para ajustar la ecuación de estado de Peng-Robinson a fin de asegurar una buena convergencia a un valor único de *PMM*, posteriormente se validó el método al comparar los valores calculados de *PMM* con los reportados desde experimentos.

### **5.1 Recopilación de Información Experimental**

La primera etapa de este trabajo consistió en recopilar en el Centro de Información Técnica (CIT) de PDVSA - INTEVEP, los informes publicados de experimentos para determinar la *PMM* en crudos venezolanos, así como

de análisis *PVT* correspondientes a los crudos con valores experimentales de *PMM*. Adicionalmente, se recopilaron los análisis *PVT* reportados para crudos del campo el Furrial, ya que sobre esta información se procedió con el estudio predictivo de los valores de *PMM* para crudos de este campo con diferentes tipos de gases de inyección. Los resultados de esta última búsqueda y los correspondientes resultados son discutidos en el **Capítulo 6**.

**Tabla 6 Recopilación de datos experimentales de *PMM* en Venezuela**

#	Pozo	Ubicación Estado/Yac	Gas de Iny.	PMM (psia)	PVT	#Ref.
1	Ful F S	Monagas/Cretáceo	Natural (Wilpro)	6315	Si	4
2	Ful B F	Monagas/Cretáceo	Natural (Wilpro)	7015*	Si	4
3	Ful G F	Monagas/Cretáceo	Sintético	7015*	Si	34
4	Ful CC NS	Monagas/Naricual Sup.	Sintético	6050	Si	35
5	Ful BB NS	Monagas/Naricual Sup.	Natural (Wilpro)	6515*	Si	36
6	Ful J	Monagas/Cretáceo	Natural (Wilpro)	7080	Si	37
7	Crudo A	Monagas/Naricual	Natural (Wilpro)	7500	No	38
8	Crudo B	Zulia	Natural Lamar	3958	No	39
9	Crudo C	Zulia	CO <sub>2</sub>	3060- 3350	No	40
10	Crudo D	Anzoátegui	CO <sub>2</sub>	3150- 3300	No	41
11	Crudo E	Anzoátegui	CO <sub>2</sub>	3028-3105	No	42

\* Prueba de Desplazamiento con criterio de miscibilidad en 85 % del

En la **Tabla 6**, se observan los resultados de la búsqueda de experimentos de *PMM* publicados como informes técnicos de PDVSA -

INTEVEP. En dicha tabla se coloca el nombre del pozo del que se tomó la muestra de hidrocarburo. Al nombre del pozo se le agregó la letra *F* para indicar que la muestra fue tomada en fondo y las letras *NS* para indicar que la muestra proviene del yacimiento naricual superior. Seguidamente se muestra en la tabla, la ubicación en Venezuela y el nombre del yacimiento, así como el tipo de gas de inyección con el que se hizo el experimento, el valor o el rango de *PMM* reportados, si se obtuvo o no un análisis *PVT* asociado a la muestra de crudo y la referencia o fuente de la información.

En de los experimentos recopilados, el objetivo no era estimar la *PMM*, sino chequear sí a la presión y temperatura del yacimiento el gas de inyección desarrollaría un comportamiento miscible con el crudo. En estos casos, reportados con un asterisco "\*", en la **Tabla 6** sólo se dispone de uno o dos puntos experimentales de la curva para estimar la *PMM*. En estos se aplicaron ciertos criterios, para tener un valor de *PMM* de referencia al realizar la comparación con el valor estimado con el procedimiento desarrollado en este trabajo.

En total se obtuvieron 11 publicaciones de las cuales sólo a 6 se les pudo asignar el informe *PVT* correspondiente. De estas 3 presentaron la limitante expuesta en el párrafo anterior. Una observación que se desprende de esta información es que se cuenta con muy poca data experimental para validar el procedimiento desarrollado en este estudio.

### **5.1.1 Validación Termodinámica de los Análisis *PVT***

El siguiente paso fue chequear la consistencia termodinámica de los análisis *PVT* recopilados. Para ello se utilizó el procedimiento descrito en **Capítulo 4**. Según la **Tabla 6** los análisis *PVT* disponibles correspondieron a los pozos del Furrial: Ful (B F, F S, G F, CC NS, BB NS y J), de estos Urrunaga (2001) [6] reporta termodinámicamente válidos los análisis *PVT*

correspondientes a los crudos Ful (B F, F S, G F y J), faltando por chequear la consistencia del Ful-CC NS y del Ful BB NS.

En este trabajo se chequeó la consistencia termodinámica de los dos crudos faltantes Ful (CC NS y BB NS), los cuales también pasaron todas las pruebas y cuyos resultados se presentan en el **Anexo B**.

## **5.2 Metodología para Predecir un Valor Único de *PMM***

Inicialmente se pensó que teniendo el valor experimental de *PMM* este podría ser utilizado dentro del algoritmo de ajuste de la ecuación de estado como un dato experimental adicional a ser ajustado. Sin embargo, una vez que se obtuvo cierta destreza con el uso del software se pudo observar que no se tenía flexibilidad para hacer esto.

Posteriormente, se procedió a realizar un ajuste manual de la ecuación de estado con los experimentos *PVT* y proceder a predecir la *PMM* con el algoritmo interno del *PVTi* discutido en el **Capítulo 4**. Si el valor de *PMM* calculado difería mucho del valor experimental se procedía a realizar ajustes en la presión de saturación a través del factor acéntrico, la presión y temperatura críticas, así como los coeficientes de interacción binaria. De esta forma se logró en muchos de los casos una buena predicción de la *PMM*.

Sin embargo, dos observaciones limitaron la aplicación de este procedimiento con fines predictivos, estos fueron:

- Dependencia del valor experimental de *PMM*, lo cual limita la aplicación del método como predictivo.
- Al forzar la ecuación de estado a cotejar la *PMM* se observó en algunos casos un comportamiento poco suave de las propiedades termodinámicas con el peso molecular de las fracciones molares que

representan los componentes del crudo. Este comportamiento denotaba cierto distanciamiento con el esperado, lo que generaba incertidumbre sobre el buen ajuste de la ecuación de estado y el comportamiento predictivo de la misma.

### 5.2.1 Premisas del Método

Con base en estas observaciones se desarrolló una metodología para el ajuste de la ecuación de estado y predicción de la *PMM* enfocada en las siguientes premisas:

- El valor experimental de *PMM* no será utilizado para el ajuste de la ecuación de estado. Los valores experimentales serán empleados para validar la metodología y conocer el error del procedimiento desarrollado.
- El número de grupos para representar la fracción plus está limitada sólo por la capacidad del *PVTi* para manejar un número máximo de grupos. Esta premisa, aún cuando pueda generar un alto número de componentes para una simulación numérica composicional de un yacimiento específico, es perfectamente válida para este caso donde lo que se busca es el desarrollo de una herramienta predictiva para estimar *PMM*.
- El procedimiento de ajuste de la ecuación de estado no sólo buscará minimizar el error del ajuste a los experimentos *PVT*, también asegurará que el comportamiento de las propiedades termodinámicas de los componentes que conformen la fracción pesada presenten un comportamiento suave con respecto a sus respectivos pesos molecular.
- Se tratará de ajustar lo mejor posible, la presión de saturación, el factor volumétrico del petróleo y el gas en solución (ambos en función de la presión). Se hará énfasis en ajustar los puntos por encima de la presión

de burbujeo y se descargará en el ajuste de la densidad del líquido el error del ajuste.

### 5.3 Ajuste de la Ecuación de Estado

Como se discutió en el **Capítulo 4**, en este trabajo se seleccionó la ecuación de estado de Peng-Robinson para predecir el comportamiento volumétrico de la mezcla crudo/gas a diferentes presiones y a temperatura constante e igual a la temperatura del yacimiento.

De todos los componentes que integran el crudo, la fracción plus (fracción pesada) es la que acumula la mayor incertidumbre, ya que de esta, generalmente, sólo se conocen valores experimentales de la densidad y su peso molecular.

Ajustar la ecuación de estado es el proceso iterativo que se realiza para encontrar las propiedades termodinámicas de la fracción plus, de manera que al introducir en una ecuación de estado todos los parámetros termodinámicos de todos los componentes que conforman el crudo se logre predecir, con un mínimo error, los experimentos reportados en los análisis *PVT*.

El simulador *PVTi* contiene en su código los diferentes procedimientos publicados en la literatura para realizar el ajuste de la ecuación de estado. Sin embargo, es necesario conocer el procedimiento que se selecciona con el fin de entender que es lo que se realiza en cada uno de los pasos del procedimiento de ajuste seleccionado.

En este trabajo se realizó el siguiente procedimiento:

- **Caracterización de la fracción plus**, utilizando el método de Whitson [43] para distribuir la fracción plus en un número de 45

pseudocomponentes y obtener las respectivas propiedades termodinámicas.

- **Agrupamiento de los pseudocomponentes** utilizando una regla de mezclado.
- **Ajuste de las propiedades termodinámicas** de los grupos que representan la fracción plus utilizando los experimentos *PVT*. En este punto, el método propuesto hace énfasis en que se debe lograr el mejor ajuste, haciendo que las propiedades termodinámicas que intervienen en la ecuación de estado mantengan un comportamiento monótono con el incremento del peso molecular.
- **Análisis de sensibilidad con el número de grupos de la fracción plus** respecto al valor predicho de *PMM* de los diferentes grupos en los que se pueden dividir los pseudocomponentes de la fracción plus generados en el paso anterior.

### 5.3.1 Caracterización de la Fracción Plus

La caracterización de la fracción plus consiste en adjudicarle a esta fracción las propiedades termodinámicas que necesita la ecuación de estado para que en conjunto con el resto de los componentes que conforman el crudo, se pueda predecir con un mínimo error el comportamiento experimental reportado en los análisis *PVT*.

Este proceso consta de 2 etapas, en la primera la fracción plus se divide en una serie de pseudocomponentes utilizando cualquiera de los métodos publicados, como el de Whitson [43] que es uno de los más populares. Mediante este método se logra adjudicar a cada pseudocomponente todas las propiedades termodinámicas necesarias para emplear una ecuación de estado que represente una mezcla. La segunda

etapa consiste en agrupar estos pseudocomponentes (ya caracterizados) en un número de grupos que al unirlos al resto de los componentes de la mezcla, representan, mediante una ecuación de estado bien ajustada, el comportamiento *PVT* del crudo original.

#### **5.3.1.1 Método de Whitson [43]**

Para la caracterización de la fracción plus se utilizó el método de Whitson [43], el cual fue discutido con mayor detalle por Urrunaga (2001) [6]. Este método consiste en separar esta fracción en un número de pseudocomponentes, a los cuales se les estima la gravedad específica y el peso molecular. El método distribuye las fracciones de los pseudocomponentes en forma decreciente con el incremento del peso molecular, de forma que la fracción de mayor peso molecular tenga una fracción molar cercana a cero.

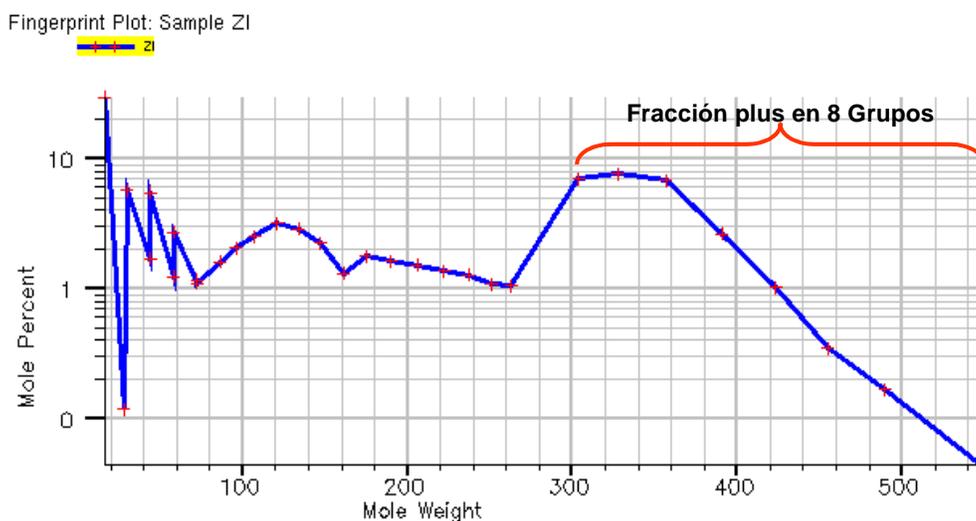
El método de Whitson emplea la función de densidad de probabilidad con dependencia en tres parámetros. Para caracterizar la fracción plus es necesario contar con la gravedad específica y peso molecular de la fracción plus. Estas propiedades son siempre reportadas en los análisis *PVT* como fue mostrado en la **Tabla 1**. Con estos valores el método de Whitson permite estimar la temperatura y presión críticas, factor acéntrico de todos los pseudocomponentes que conforman la fracción plus, incorporando las correlaciones de Lee –Kesler, así como el factor de Watson las cuales son mostradas en el **Anexo A**.

#### **5.3.1.2 Agrupamiento de los Pseudocomponentes Formados con la Fracción Plus**

Como se discutirá al final de esta sección, en base a los resultados de un análisis de sensibilidad se seleccionó trabajar con 8 grupos para

representar la fracción plus en la metodología desarrollada y es lo que se utilizó para el resto de los crudos en este estudio.

A manera de ejemplo, en la **Fig. 25** se presenta la gráfica el logaritmo de la fracción molar versus el peso molecular para todos los componentes que conforman la muestra de hidrocarburos del pozo Ful F S. Sobre la curva se resalta la fracción plus distribuida en los respectivos 8 grupos.



**Fig. 25 Comportamiento de la Fracción Plus en 8 grupos para el Ful F S**

En la **Fig. 25**, se observa el comportamiento suave decreciente a partir del Grupo # 1 con un peso molecular aproximado de 300 lb/lbmol, este sería el comportamiento esperado para caracterizar la fracción plus. Sin embargo, es importante señalar en los crudos mas livianos no se observó este comportamiento (Ver **Apéndice D**).

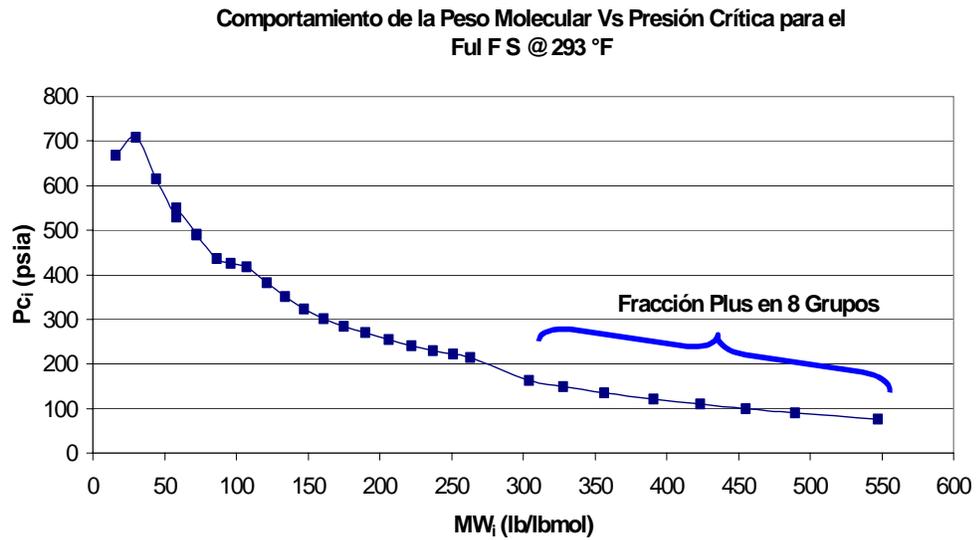
### 5.3.2 Ajuste de las Propiedades Críticas de la Fracción Plus

La manera de garantizar la convergencia de la *PMM* a un mismo valor, tiene un efecto directo sobre el estudio del comportamiento de las propiedades termodinámicas como función del peso molecular. Se pudo

observar que, en general, la mejor convergencia se obtiene cuando se logra un comportamiento suave a lo largo de estas curvas. Es importante no observar un salto en el punto que se insertan los grupos de la fracción plus.

Para ello se escogen las propiedades críticas que tienen mayor efecto sobre el ajuste de la presión de saturación, como lo son: temperatura y presión crítica, ( $T_c$ ) ( $P_c$ ), factor acéntrico ( $\omega$ ) y coeficiente de iteración binaria ( $B_{ij}$ ) entre el metano y los grupos de la fracción plus y como variable secundarias el volumen específico crítico ( $V_c$ ), factor de compresibilidad crítico ( $Z_c$ ). El comportamiento de estas propiedades se estudia en paralelo con el ajuste de los experimentos *PVT*, de forma que se logra el mínimo error en el ajuste, manteniendo un comportamiento suave de las propiedades termodinámicas.

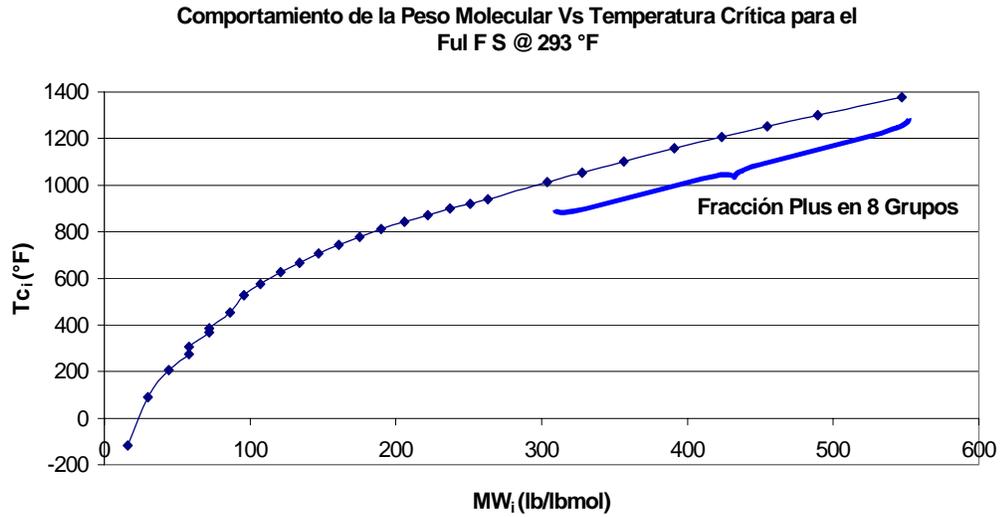
En las siguientes figuras se presenta a manera de ejemplos el comportamiento de algunas de las propiedades termodinámicas en función del peso molecular para todo el rango de componentes que conforman el fluido del Ful F S. En todas las figuras se resaltan los valores correspondientes a los 8 grupos que representan la fracción plus. Estos resultados se obtuvieron en paralelo con el mejor ajuste de los valores experimentales obtenidos para este crudo, los cuales son presentados en la siguiente subsección.



**Fig. 26 Presión Crítica Vs. Peso Molecular Ful F S**

En la **Fig. 26**, se observa el comportamiento decreciente y suave de la curva, esta es la tendencia que debería tener la curva de presión crítica versus peso molecular para estimar *PMM* mediante ecuaciones de estado, con esta tendencia se logra el mejor ajuste de la presión crítica para cada grupo.

La **Fig. 27**, representa la tendencia de la temperatura crítica de cada componente presente en la mezcla, con respecto a sus respectivos pesos moleculares, observándose un comportamiento directamente proporcional entre ambas propiedades.



**Fig. 27 Temperatura Crítica Vs. Peso Molecular Ful F S**

La **Fig. 28**, representa el comportamiento del factor acéntrico de cada componente con respecto a su peso molecular. En la experiencia desarrollada en este trabajo, se pudo notar que esta es una de las variables más influyente, ya que un comportamiento no suave proporciona resultados de *PMM* erróneos.

Comportamiento del Peso Molecular Vs Factor Acéntrico para el  
Ful F S @ 293 °F

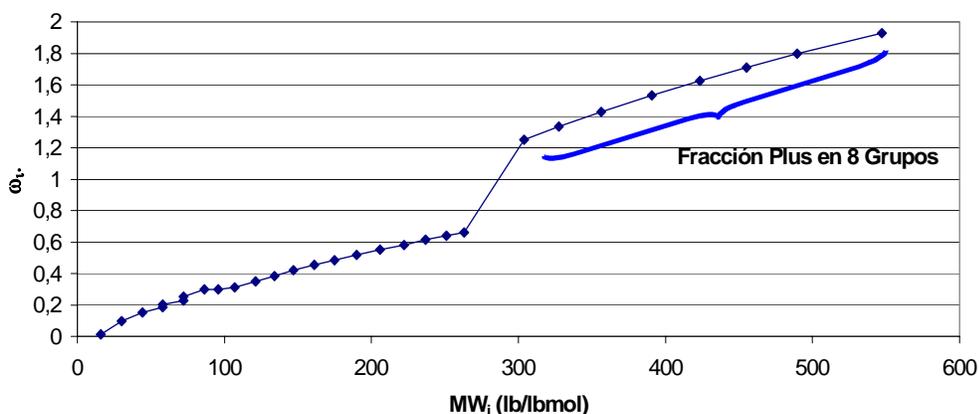


Fig. 28 Factor Acéntrico Vs. Peso Molecular Ful F S

La Fig. 29 representa el comportamiento del volumen crítico específico de cada componente con respecto a su peso molecular. A medida que aumenta el peso molecular, el volumen crítico aumenta en forma lineal, tendencia que también cumplen los 8 grupos en la cual fue dividida la fracción plus. Esta variable es muy importante para ajustar el comportamiento volumétrico de la ecuación de estado, más aún, si se posee la prueba de viscosidad del líquido, ya que esta variable crítica forma parte del ajuste de esta prueba.

Comportamiento del Peso Molecular Vs. Volumen Específico Crítico para el Ful F S @ 293 °F

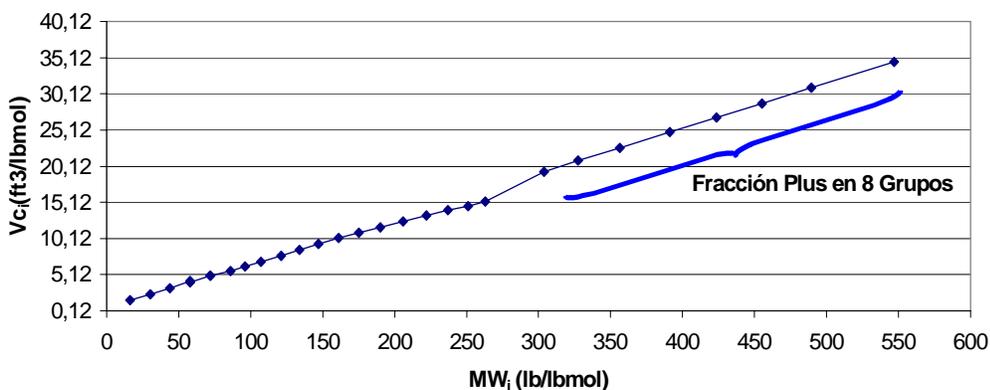


Fig. 29 Volumen Específico Crítico Vs. Peso Molecular - Ful F S

Comportamiento del Peso Molecular Vs Factor de Compresibilidad Critico para el Ful F S @ 293 °F

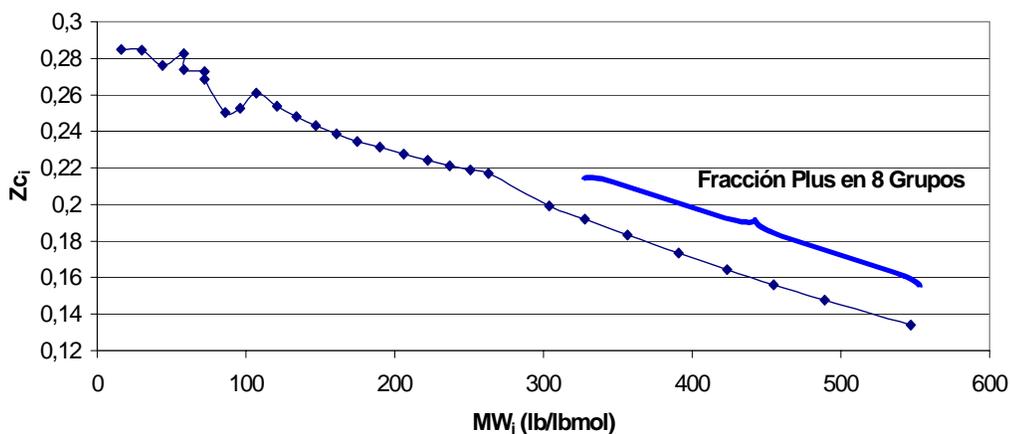


Fig. 30 Factor de Compresibilidad Vs. Peso Molecular - Ful F S

La Fig. 30, representa la tendencia del factor de compresibilidad crítico de cada componente con respecto a su peso molecular, se observa que a medida que aumenta el peso molecular el factor de compresibilidad crítico disminuye ya que va aumentando el componente pesado en la mezcla.

Comportamiento del Peso Molecular Vs. Temperatura de Ebullición Normal para el Ful F S @ 293 °F

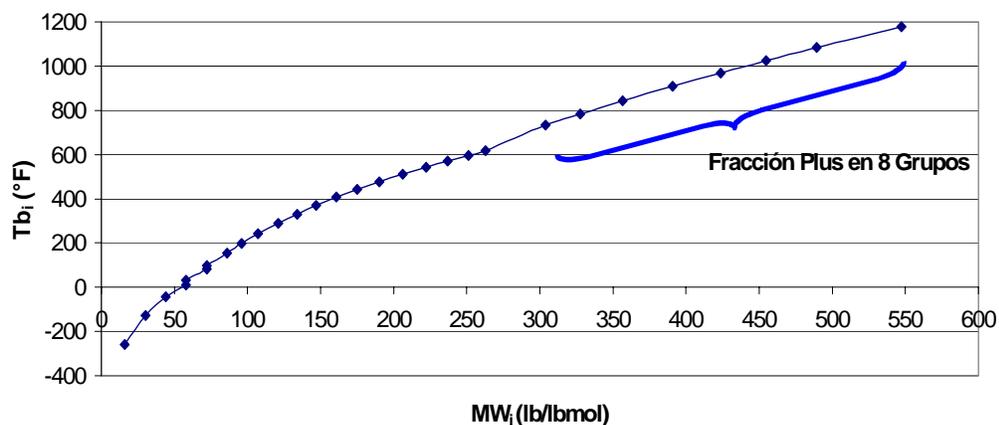
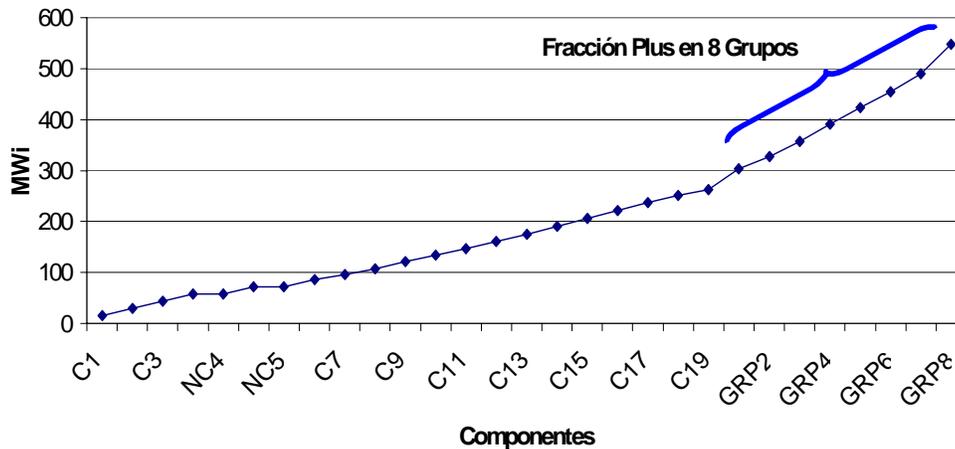


Fig. 31 Temperatura de Ebullición Vs. Peso Molecular – Ful F S

La Fig. 31, representa la tendencia de la temperatura de ebullición normal de cada componente con respecto al peso molecular, se observa que a medida que aumenta el peso molecular en la mezcla el punto de ebullición aumenta esto es debido que los componentes pesado poseen puntos de ebullición elevados. Esta variable es calculada para cada componente utilizando la ecuación del factor de caracterización de Watson [44],

Comportamiento de los Componentes vs Peso Molecular para el  
Ful F S @ 293 °F



**Fig. 32 Peso Molecular Vs Componentes – Ful F S**

La **Fig. 32**, representa el comportamiento del peso molecular con respecto al componente, se observa el comportamiento que a medida que aumenta el número de carbono presente en la mezcla el peso molecular incrementa tendencia que también cumplen los 8 grupos en la cual fue dividida la fracción plus.

La tendencia que se observa en las figuras, representa que cada grupo en la cual fue dividida la fracción plus fue caracterizado correctamente, con este análisis de tendencia se está asegurando que las propiedades termodinámicas de los grupos, no ocasionaran predicciones erróneas al momento de ajustar la ecuación de estado.

Este análisis de tendencia es recomendado realizarlo cada vez que se ajuste una ecuación de estado para predecir la *PMM*, ya que es de gran utilidad cuando no se poseen datos experimentales sobre desplazamientos miscibles y estimaciones experimentales mediante la prueba del tubo delgado.

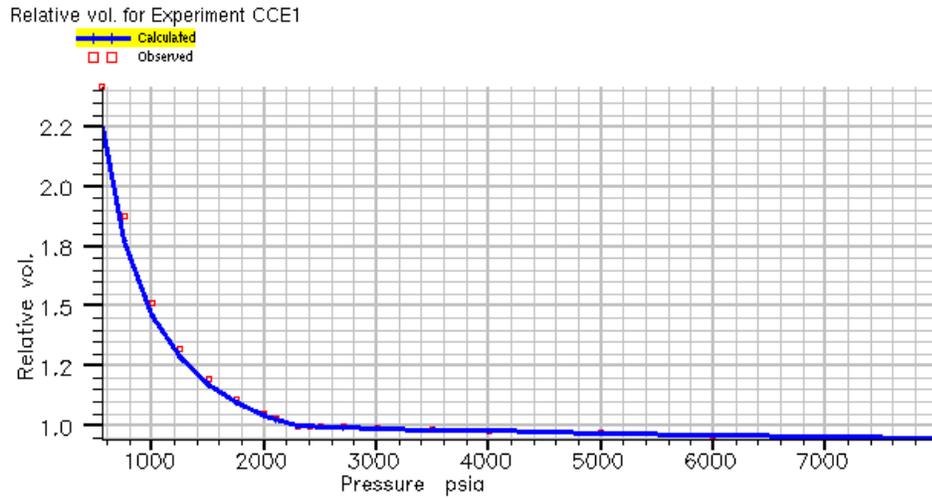
### 5.3.3 Ajuste de los Experimentos *PVT*

La ecuación de estado se ajusta haciendo regresiones sobre las propiedades termodinámicas de los grupos que representan la fracción plus. Tomando en cuenta que con respecto al peso molecular, las propiedades deben tener el comportamiento monotónico descrito anteriormente, se recomienda el siguiente procedimiento:

- Primero ajustar la presión de saturación,  $p_b$ , del fluido con una desviación entre el valor experimental y el calculado menor al 1 %.
- Una vez ajustada la  $p_b$ , se procede a ajustar el comportamiento volumétrico haciendo regresiones sobre el tercer parámetro de la ecuación de estado de Peng – Robinson como lo es el volumen de traslación ( $S_i$ ), el cual ajusta a la densidad del líquido, relación gas / petróleo, volumen de formación del crudo y volumen relativo.
- Si se posee prueba de viscosidad esta se ajusta de manera independiente con respecto a las demás pruebas con el volumen crítico específico.
- La prueba de hinchamiento es ajustada directamente con el ajuste de la presión de saturación

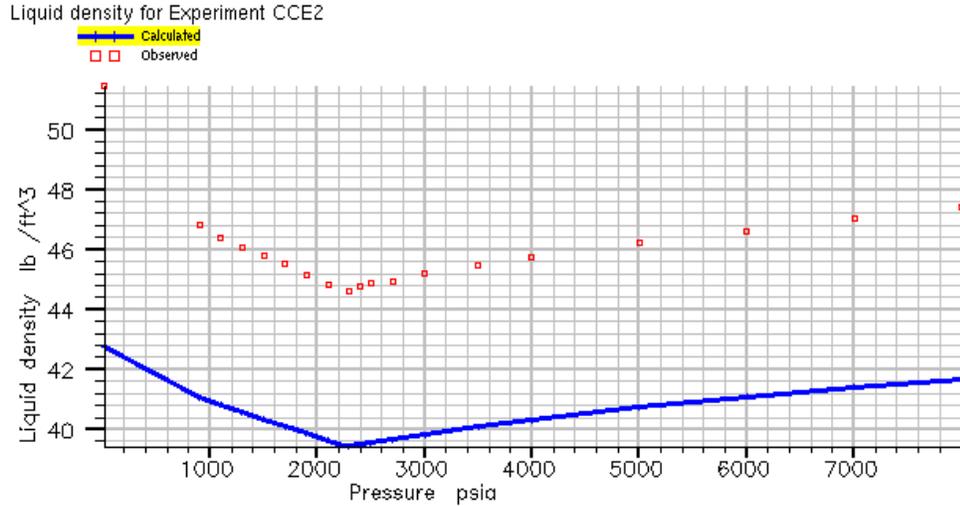
El *PVTi* permite colocar un peso que oscila entre 1 y 10, el cual es definido por el usuario u operador. Este peso fija la prioridad sobre la variable a ajustar al momento de realizar la regresión a una prueba. El peso puede aplicarse al rango completo de observaciones experimentales o sólo a ciertos puntos de dicha prueba. Al hacer esto, se ajustan en un mejor grado los resultados calculados por la ecuación de estado con los valores experimentales.

A continuación se presentan, como ejemplo, las pruebas *PVT* ajustadas utilizando la ecuación de estado de Peng – Robinson, para el crudo Ful F S. Todas las pruebas fueron realizadas a condiciones isotérmicas, a la temperatura del yacimiento (293°F).



**Fig. 33 Ajuste del Volumen Relativo - Ful F S @ 293 °F**

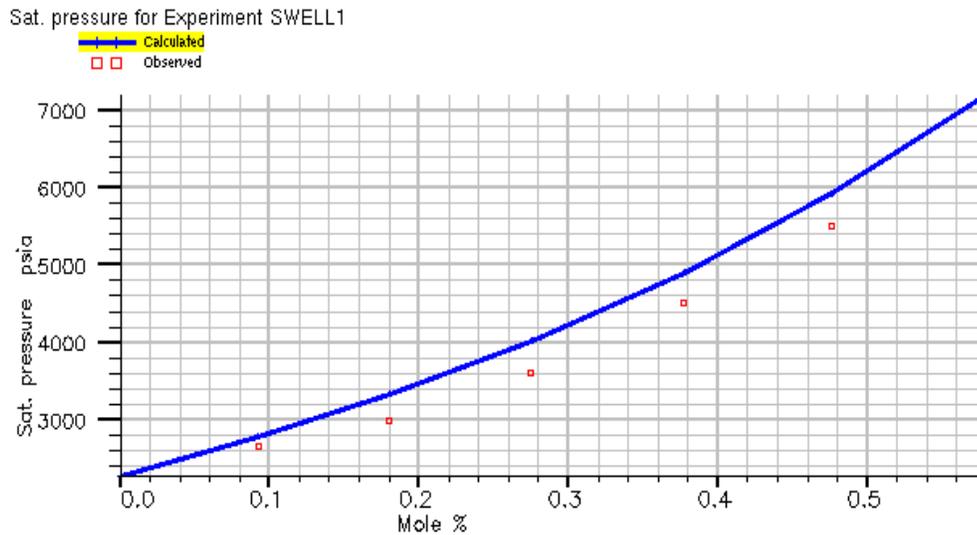
La **Fig.33**, representa el mejor ajuste realizado para el volumen relativo del Ful F S en función de la presión del sistema. Los puntos rojos son puntos experimentales obtenidos en el laboratorio *PVT* y la curva azul es el ajuste obtenido por la ecuación de estado de Peng – Robinson. Esta es una de las pruebas que hay que ajustar con la menor desviación posible, ya que de ella depende en gran parte el ajuste de la presión de saturación. Las variables claves para el ajuste de esta son presión crítica, temperatura crítica, factor acéntrico y coeficientes de iteración binarios entre el metano y los grupos en los cuales fue dividida la fracción plus.



**Fig. 34 Ajuste de la Densidad del Líquido - Ful F S @ 293 °F**

La **Fig. 34**, representa el mejor ajuste obtenido para la densidad del líquido. Se observa que existe amplia diferencia entre el valor experimental y el obtenido por la ecuación de estado. Esta prueba es una de las más laboriosa para ajustar, ya que al ser ajustada al valor experimental se desajustan las pruebas de la liberación diferencial. La variable clave para ajustar esta prueba es el tercer parámetro de la ecuación de estado de Peng – Robinson.

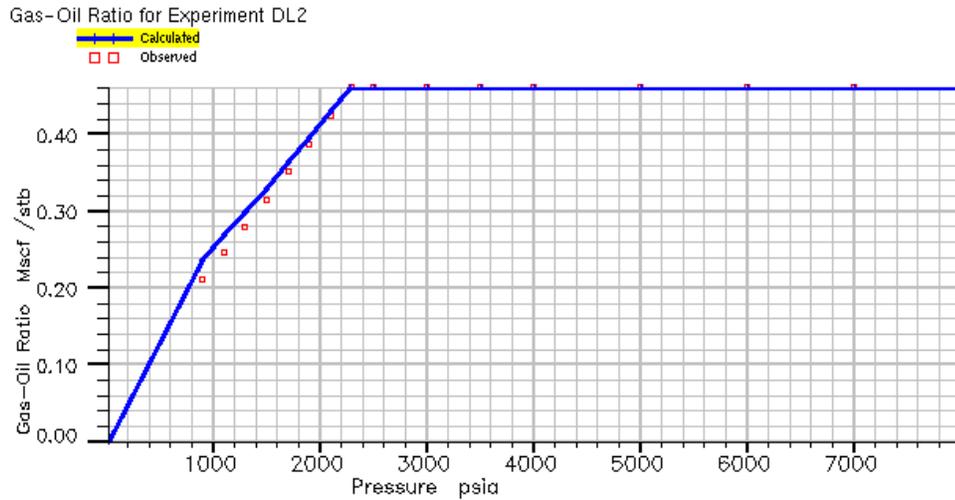
Esta observación también fue hecha por Urrunuga (2001) [6], se piensa que puede ser una limitación de esta ecuación de estado para representar el comportamiento de la fase líquida. Es de hacer notar, que en el análisis de sensibilidad que se realizó agrupando la fracción plus en 4, 8 y 16 grupos, no se notó una ventaja significativa sobre este ajuste, al incorporar mas grupos para representar la fracción pesada.



**Fig. 35 Ajuste Prueba de Hinchamiento - Ful F S @ 293 °F con Gas Wilpro 2000**

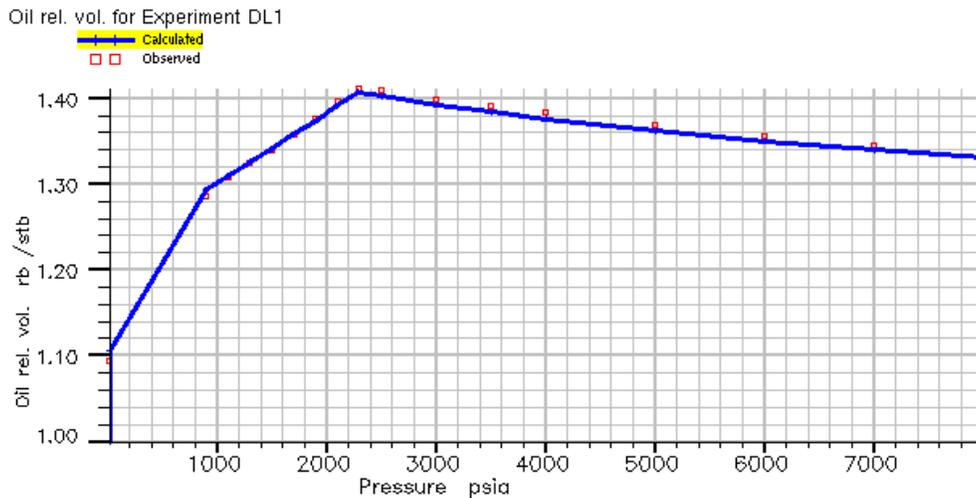
La **Fig. 35**, representa el ajuste de la prueba de hinchamiento del Ful F S utilizando como gas de inyección Wilpro 2000. En esta prueba se tiene el mejor ajuste cuando se ha logrado ajustar la presión de saturación al valor más cercano del experimental. Se recomienda para esta prueba utilizar pesos entre 1 y 10 en los puntos más cercanos a la presión de saturación, de esta manera se logrará un mejor ajuste.

Es importante señalar que esta es la única prueba que permite ajustar la incorporación del gas de inyección en el crudo y por lo tanto es crítica para el estimado de la *PMM*.



**Fig. 36 Ajuste de la Relación Gas/Petróleo - Ful F S @ 293 °F**

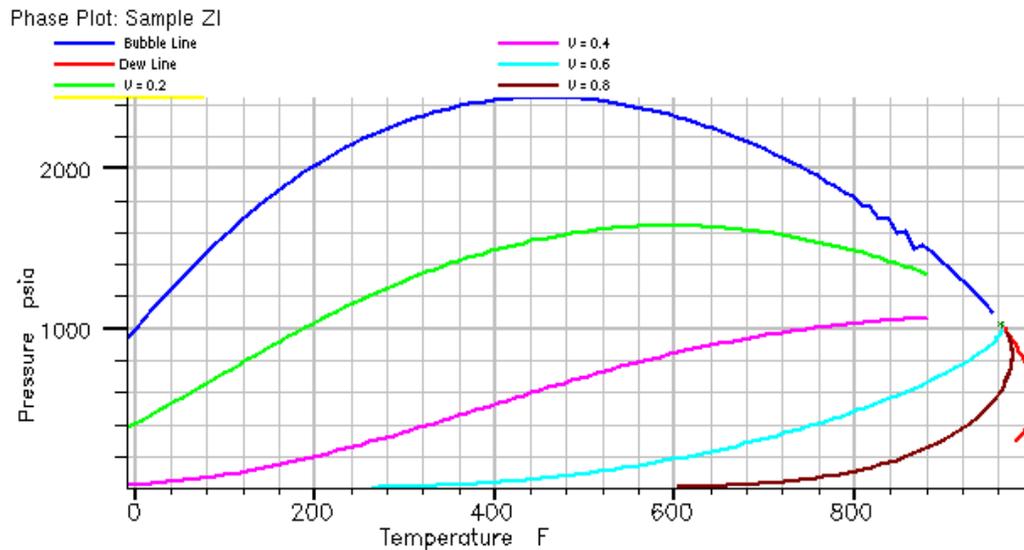
La **Fig. 36**, representa el mejor ajuste para la relación gas / petróleo. Se observa que la región por encima de la presión de saturación 2290 psia ajusta con una desviación menor al 1%, criterio que se aplicó en todos los crudos estudiados. Una vez ajustada la presión de saturación, el ajuste de la prueba dependerá del tercer parámetro de la ecuación de estado de Peng – Robinson.



**Fig. 37 Ajuste del Volumen de Formación de Crudo - Ful F S @ 293 °F**

La **Fig. 37**, representa el mejor ajuste para el volumen de formación de crudo para el Ful F S. Primero se ajusta la presión de saturación y luego

se utiliza el volumen de traslación para ajustar la curva obtenida por la ecuación de estado de Peng – Robinson a los valores experimentales obtenidos en el laboratorio *PVT*.



**Fig. 38 Diagrama de Fase - Ful F S @ 293 °F**

La **Fig. 38**, representa el diagrama de fase para el Ful F S @ 293 °F, la curva azul representa la curva de burbuja y la curva roja representa la curva de rocío, el punto donde se unen estas dos curvas es el punto crítico, el cual es definido como la máxima temperatura a la cual el fluido se encuentra en estado líquido. En la figura se observa que @ 293 °F la presión de saturación calculada (curva azul) es de 2284 psia, el valor experimental se encuentra en 2290 psia, lo que implica un error menor al 1 % en el estimado de este parámetro.

#### 5.4 Cálculo de *PMM*

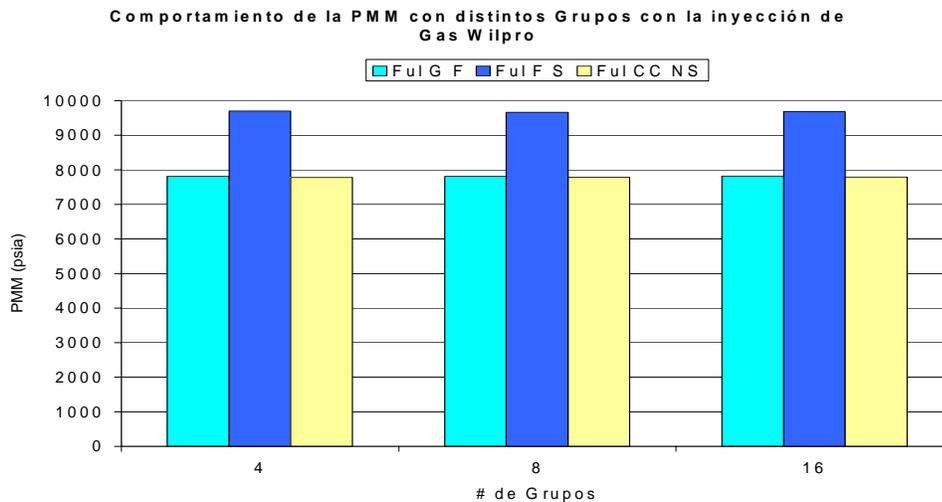
Una vez ajustada la ecuación de estado a los valores experimentales, habiendo ajustado la presión de saturación con una desviación respecto al

valor experimental menor al 1%, se procede a estimar la *PMM* por múltiples contactos.

Dependiendo de la composición del gas de inyección se selecciona el tipo de proceso por el cual se obtendrá la miscibilidad. Glaso [23] sugiere el siguiente criterio, si el gas de inyección es gas natural y su contenido es menor al 65 % en composición molar de metano, probablemente el mecanismo de transferencia de masa prevaeciente en el proceso será condensación, si el contenido de metano es mayor, el mecanismo más probable será vaporización. Si es el gas de inyección es nitrógeno o dióxido de carbono se elegirá el mecanismo de vaporización.

#### 5.4.1 Estudio de Sensibilidad al Número de Grupos de la Fracción Plus

Un estudio de sensibilidad fue realizado para estimar la influencia que sobre la *PMM* ejerce el número de grupos seleccionados para representar la fracción plus. Estos grupos son formados a partir de los pseudocomponentes obtenidos al aplicar el método de Whitson y se crean al aplicar reglas de mezclado en forma automática con el modelo *PVTi*.



**Fig. 39 Efecto sobre *PMM* del número de grupos de la fracción plus**

El estudio de sensibilidad consistió en evaluar los valores de *PMM* estimados al utilizar 4, 8 y 16 grupos para representar la fracción plus. Tres diferentes fluidos (Ful-CC NS, G F y F S) fueron empleados. El Ful CC NS es un crudo más liviano que el Ful G F y a su vez este es más liviano que el Ful F S. No existe un rango muy amplio de temperatura entre los 3 fluidos. En los 3 casos se estimó la *PMM* para un mismo gas de inyección (gas natural seco, Wilpro 2001). Los resultados obtenidos se resumen en la **Fig. 39**. En todos los casos se aplicó el procedimiento de ajuste de la ecuación de estado discutido en las subsecciones anteriores.

Como se observa en la **Fig. 39** no se aprecia una diferencia efectiva en los valores de *PMM*, entre agrupar los pseudocomponentes de la fracción plus en 4, 8 o 16 grupos. Este resultado es consistente para los tres fluidos estudiados. De este punto se afirma que para estimar *PMM* se puede trabajar, agrupando la fracción plus en 4, 8 16 o más grupos, ya que esto no influirá en el valor de la *PMM*. Para todos los resultados que se muestran en lo sucesivo, se trabajó con 8 grupos para representar la fracción plus.

## **5.5 Validación de la Metodología para Estimar *PMM***

Para validar el método propuesto se estimó la *PMM* para aquellos crudos donde se disponía de datos experimentales, tanto de *PMM* como sus correspondientes análisis *PVT*. El estudio de las desviaciones obtenidas al realizar la comparación entre los valores determinados experimentalmente y aquellos calculados vía relaciones termodinámicas define el espacio de aplicación donde esta metodología es válida como herramienta predictiva de la *PMM*.

Como se mostró en la **Tabla 6**, sólo 6 de los 10 crudos a los que se les midió *PMM* experimentalmente tenían sus correspondientes análisis *PVT*. Estos 6 crudos pertenecen a un mismo campo (Furrial) y la *PMM* fue

determinada con distintos tipos de gas natural. Como se indicó con un asterisco en la **Tabla 6**, algunas de las pruebas experimentales no corresponden a estudios completos para estimar *PMM*. Es evidente que no se dispone de suficiente cantidad de datos experimentales como para realizar una extensa validación del método propuesto para estimar *PMM*.

**Tabla 7. Comparación entre los valores de *PMM* experimentales y calculados**

<b>Propiedades</b>	<b>Ful B F</b>	<b>Ful F S</b>	<b>Ful G F</b>	<b>Ful CC NS</b>	<b>Ful BB NS</b>
Tipo de Muestra	Fondo	Superficie	Fondo	Superficie	Superficie
P sat (psia)	2430	2290	2835	4210	4756
T (F)	294	293	290	292	281
R <sub>SB</sub> (PCN/BN)	465	461	697	1246	1229
° API	17,3	24,4	23,3	28,1	26,6
PMC <sub>7+</sub>	367,3	254,7	244,9	268,5	293,3
<b>PMM exp (psia)</b>	<b>7015</b>	<b>6315</b>	<b>7015</b>	<b>6050</b>	<b>6515</b>
<b>PMM cal (psia)</b>	<b>12991</b>	<b>9664</b>	<b>7808</b>	<b>7781</b>	<b>7127</b>
<b>% Error</b>	<b>85,2</b>	<b>53,0</b>	<b>11,3</b>	<b>28,6</b>	<b>9,4</b>

En la **Tabla 7**, se presentan los valores de algunas propiedades de los fluidos como presión de saturación, temperatura del yacimiento, gas en solución en el punto de burbujeo y a la temperatura del yacimiento, gravedad API del crudo y peso molecular del C<sub>7</sub><sup>+</sup>, para los 5 fluidos con datos de *PMM* experimental disponible. En dichos fluidos se cuentan con tres crudos de la formación cretáceo (Ful B F, Ful F S, Ful G F) y dos crudos de la formación naricual (Ful CC NS y Ful BB NS) todos pertenecientes al campo el Furrial. En la tabla también se presentan los valores de *PMM* resultantes de experimentos con distintos tipos de gas natural y los calculados mediante el método propuesto en este trabajo. Adicionalmente, se presentan los porcentajes de error de los valores calculados respecto a los experimentales.

Como se puede observar en la **Tabla 7** el rango de error del método propuesto se encuentra entre 9 y 85%. También se observa que el error en todos los casos fue por exceso, notándose una tendencia hacia un menor error en la medida que la presión de saturación de los crudos fue mayor.

A fin de entender las posibles causas de los errores obtenidos, a continuación se revisan algunas características de los crudos estudiados:

**Ful B F:** El mayor error (85%) se observa para el Ful B F, siendo este el crudo más pesado con una °API de 17.3 y un peso molecular de la fracción  $C_{7+}$  de 367.3. Aún cuando no se tiene la curva completa experimental para estimar la  $PMM$ [4], se reporta un sólo punto a 7015 psia y temperatura de yacimiento que indica condiciones miscibles a dicha presión, posiblemente la  $PMM$  sea menor a este valor.

Es evidente que el método propuesto de cálculo de la  $PMM$  no funcionó para este fluido. Las hipótesis que se manejan tienen relación con la dificultad encontrada para ajustar la ecuación de estado a los valores  $PVT$  reportados para este crudo, unido al gran contenido de asfáltenos 18% [5] de este crudo y la inestabilidad de estos en contacto con el gas de inyección, reportados al momento de realizar la prueba de hinchamiento en el laboratorio [5] Es posible que para este crudo se cometa un mayor error al desprestigiar el efecto de la fase sólida representada por los asfáltenos. Ninguna de las hipótesis pudo ser corroborada, por lo tanto se decidió no utilizar esta metodología como método predictivo en crudos con características similares al Ful-B F.

**Ful F S:** Para este crudo se obtuvo un valor de  $PMM$  calculado de 9664 psia y uno experimental de 6315 psia [4], con lo cual se obtiene un error respecto a este valor de 53 %. Este crudo está considerado como liviano con una °API de 24.4 y una presión de saturación de 2290 psia.

Los resultados experimentales de este crudo muestran algunas inconsistencias que podrían justificar el error obtenido al calcular la *PMM*. Al comparar al Ful B F con el Ful F S se observa que siendo el Ful B F más pesado que el Ful F S, se esperaría una presión de saturación menor para el Ful B F, sin embargo esto no se cumple. Posiblemente, la relación gas/petróleo medida en campo al momento de hacer el muestreo en superficie de los fluidos del Ful F S fue inferior a la correspondiente en el yacimiento.

Otro punto de atención lo representa el valor experimental de la *PMM*. Como se observa en la **Tabla 7**, este valor resulta comparable con los obtenidos para crudos más livianos como Ful-(CC NS y BB NS).

Aún cuando son inferencias indirectas se piensa que los resultados experimentales tanto del análisis *PVT*, como la *PMM* son cuestionables y podrían explicar el apreciable error obtenido al calcular la *PMM*.

**Ful G F:** se obtiene una *PMM* calculada de 7808 psia, a este crudo se le realizó una prueba de desplazamiento con gas natural siendo miscible con el gas a una presión de 7015 psia, con lo cual se estima que su *PMM* debe estar muy cercana a este valor. Se considera que el método aplicó a este crudo con un error (11%) aceptable.

**Ful CC NS:** se obtiene una *PMM* calculada de 7781 psia y el resultado obtenido experimentalmente fue de 6050 psia para un error de 29 %. En vista de que este crudo es más liviano que el Ful G F se observa una buena tendencia, tanto experimental como calculada, ya que para ambos casos la *PMM* de este crudo resultó inferior al Ful G F.

**Ful BB NS:** es el más liviano de todos los crudos estudiados. Además es el fluido con menor temperatura (281 °F). Para este crudo se obtuvo el menor error (9%) al estimar la *PMM*.

**Resumen:** de esta sección se concluye los siguientes puntos:

- Es necesario contar con una mayor cantidad de datos experimentales.
- El método desarrollado no aplica a crudos de las características del Ful B F. Se piensa que el efecto del alto contenido de asfáltenos puede generar la precipitación de esta fase, posiblemente inestables en presencia del gas de inyección, originando su precipitación. El efecto de una fase sólida no está considerado en este método basado en el estudio del equilibrio de las fases líquido / vapor y tampoco es considerada dentro de los estudios experimentales.
- Asimismo, se cuestionan los valores experimentales tanto de los análisis *PVT* como de *PMM* para el crudo Ful F S, por lo que se explica la alta desviación obtenida para este fluido.
- Respecto a los fluidos Ful (G F, CC NS y BB NS) se considera que el rango de error entre 9 y 29% es aceptable en la aplicación de esta metodología, notándose que en todos los casos el error es por exceso y que este error es menor conforme los crudos son más livianos.

Es importante señalar que para este trabajo de investigación no se ajustó la ecuación de estado para el Ful J, ya que Urrunaga (2001) [6] demostró que este crudo a pesar de pasar las validaciones termodinámicas presentaba inconsistencia en sus propiedades *PVT*, por lo que la ecuación de estado obtenía resultados fuera de la tendencia esperada como se mostró en la sección 5.3.3.

## 6 APLICACIÓN DEL METODO DESARROLLADO PARA ESTIMAR *PMM*

### 6.1 Predicción de la *PMM* para Crudos del Campo el Furrial

Una vez establecida la metodología para estimar *PMM*, así como sus límites de aplicación, se procedió a emplearla como método predictivo en crudos sin información experimental de *PMM*, pero con análisis *PVT*.

Los crudos seleccionados pertenecen al campo el Furrial ubicado al norte del estado Monagas y son presentados en la **Tabla 8**. Se trabajó con un total de 13 crudos: 7 crudos provenientes de la formación cretáceo y 6 crudos de la formación naricual. Para todos estos crudos se disponía de análisis *PVT*, previamente validados en referencia a su consistencia termodinámica [6].

**Tabla 8. Resultados de la Validación Termodinámica de los Análisis *PVT***

Ref .#	Formación	Pozo	Función Y	Balace de Masa	Criterio Hoffman	Consistencia Termodinámica
45	Cretáceo	Ful H F	√	√	√	Representativa
46	Cretáceo	Ful G F	√	√	√	Representativa
47	Cretáceo	Ful I S	√	√	√	Representativa
48	Cretáceo	Fuc D S	√	√	√	Representativa
49	Naricual	Ful U NI S	√	√	√	Representativa
50	Naricual	Ful T NI	√	√	√	Representativa
51	Cretáceo	Ful C S	√	√	√	Representativa
52	Cretáceo	Ful HH S	√	√	√	Representativa
53	Naricual	Ful S NI	√	√	√	Representativa
54	Naricual	Ful CC NS	√	√	√	Representativa
55	Naricual	Ful V NI	√	√	√	Representativa
56	Naricual	Ful BB NS	√	√	Sin datos	Representativa
57	Naricual	Ful AA NS (2)	√	√	√	Representativa

### 6.1.1 Clasificación de los Crudos según el Rango de Aplicación del Método

Para conocer sobre que crudos el método podría ser utilizado como predictivo, se realizó un análisis previo de sus propiedades termodinámicas con base a los rangos de aplicación discutidos en la sección donde se validó la metodología.

La **Tabla 9** muestra el resumen de las propiedades más significativas para la clasificación de los mismos. A efectos de comparación en la tabla también se incluyen los 4 crudos (Ful B F, Ful G, Ful CC NS y Ful BB NS) utilizados para la validación del método.

**Tabla 9. Propiedades *PVT* de los Fluidos a Estudiar**

Clase	Pozo	Tipo de Muestra	T (°F)	API	PM C <sub>7+</sub>	$\rho_{lb}$ (gr/ml)	B <sub>ob</sub> (BY/BN)	R <sub>sb</sub> (PCN/BL)	Psat (psia)
A	Ful A F	Fondo	296	17,0	373,5	0,7584	1,3568	363	<b>2005</b>
A	Ful B F	Fondo	294	17,3	367,3	0,715	1,4179	465	<b>2430</b>
B	Ful H S	Fondo	295	21,4	342,4	0,727	1,4379	547	<b>2800</b>
C	Ful G F	Fondo	290	23,3	244,9	0,7106	1,4778	697	<b>2835</b>
C	Ful I S	Superficie	289	26,7	287,0	0,6915	1,5970	833	<b>3125</b>
C	Ful D S	Superficie	288	21,3	258,0	0,7382	1,4746	812	<b>3355</b>
C	Ful U NI	Superficie	305	25,1	279,0	0,6817	1,6990	944	<b>3406</b>
C	Ful T NI	Superficie	305	24,8	251,0	0,689	1,6350	929	<b>3415</b>
C	Ful C S	Superficie	291	22,8	279,0	0,6982	1,5970	885	<b>3705</b>
C	Ful HH S	Superficie	295	25,8	284,0	0,6794	1,7630	1133	<b>3864</b>
C	Ful S NI	Superficie	318	25,0	181,1	0,627	1,7738	1009	<b>4090</b>
C	Ful CC NS	Superficie	292	28,1	268,5	0,6501	1,7180	1246	<b>4210</b>
C	Ful V NI	Superficie	280	25,1	271,5	0,643	1,7732	1159	<b>4600</b>
C	Ful BB NS	Superficie	281	26,6	293,3	0,668	1,7009	1229	<b>4756</b>
C	Ful AA NS	Superficie	280	26,8	254,2	0,6404	1,9140	1458	<b>4790</b>

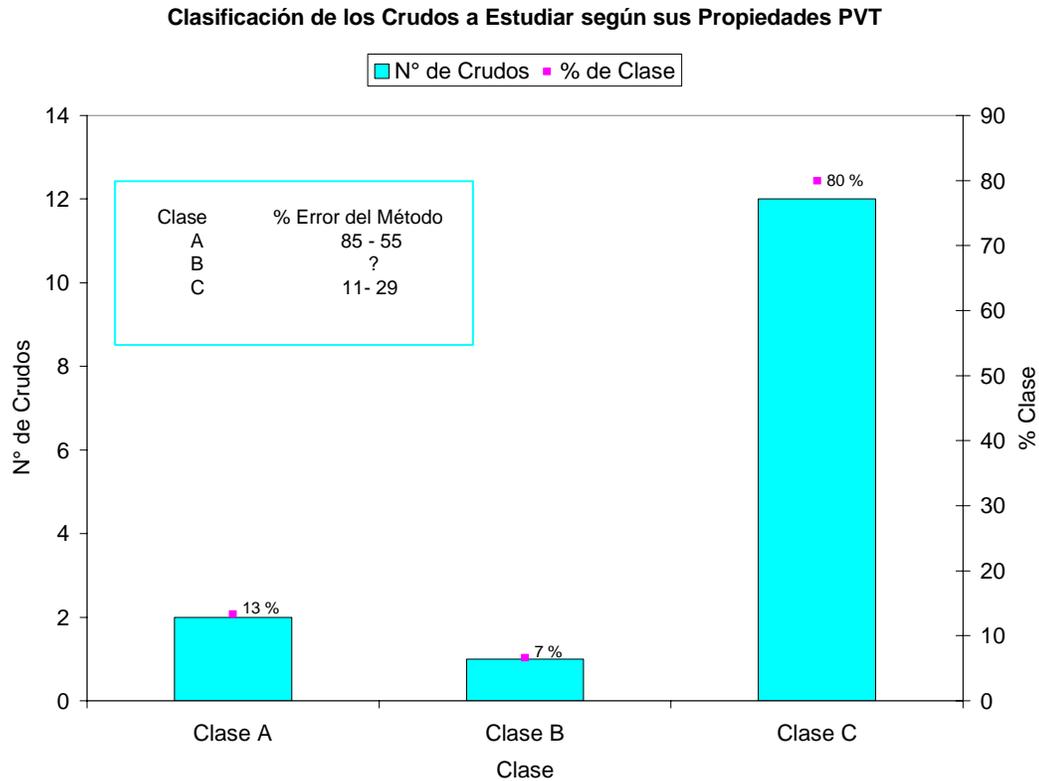
Los crudos se dividieron en tres clases: A, B y C, para cada clase se estableció un rango de error en que la metodología aplica, como se muestra en la **Tabla 10**. Básicamente, en la **Clase A** se incluyeron los crudos con características similares al Ful B F, como es el caso del Ful A F, donde se sospecha que el método, al utilizarlo como predictivo, dará un error muy grande. En la **Clase B** se colocaron los crudos que caen entre los que se parecen al Ful H S, donde al no tener datos experimentales de *PMM*, no se puede establecer el rango de error del método al utilizarlo como predictivo y finalmente la **Clase C** donde entran todos los crudos semejantes al Ful-G, Ful CC NS y Ful BB NS donde se espera que la metodología trabaje en un rango de error aceptable entre 9 y 29%.

Debido a que es difícil conseguir una tendencia constante entre todas las propiedades, por ejemplo, se supone que en la medida que un crudo es más pesado su gravedad API es menor, al igual que su presión de saturación y la cantidad de gas en solución. Sin embargo, como se observa en la **Tabla 9**, esta correlación no siempre se cumple en todos los casos. Para la clasificación de los crudos se hizo un análisis de la presión de saturación, el gas en solución y el factor volumétrico, como se aprecia en la **Tabla 10**.

**Tabla 10. Clasificación de los Crudos a estudiar según sus Propiedades PVT**

Clase	Rango de Aplicación			Error	N° de crudos	% Clase
	P sat (psia)	R <sub>sb</sub> (PCN/BN)	B <sub>ob</sub> (BY/BN)			
Clase A	<2430	<465	<1,4179	53 - 85 %	2	13
Clase B	2431 - 2835	466 - 696,9	1,4180-1,41779	?	1	7
Clase C	2836-4756	697 - 1458	1,4778 - 1,9140	9 - 29 %	12	80

Como se observa en las **Tablas 9 y 10** y en la **Fig. 40**, afortunadamente la mayor cantidad de los crudos estudiados se encuentran en la **Clase C** (80 %), encontrándose sólo un crudo (Ful A) en la **Clase A** y sólo un crudo (Ful H) en la **Clase B**.



**Fig. 40. Clasificación de los Crudos a Estudiar Según sus Propiedades**

### 6.1.2 Predicción de la *PMM*

Para predecir la *PMM* se aplicó el método desarrollado, ajustando la ecuación de estado de Peng – Robinson a los valores *PVT* experimentales. En todos los casos, se dividió la fracción plus en 8 grupos y se cuidó de mantener una tendencia suave sobre todos las propiedades termodinámicas que intervienen en caracterización de la fracción plus con la ecuación de estado.

En la **Tabla 11**, se representan los valores de *PMM* estimados con gas natural (Wilpro 2001) para todos los crudos dentro de la **Clase C (Tabla 10)**. Como se puede observar en los resultados, la mayoría de las *PMM* calculadas se encuentran en un rango de 8000 y 9800 psia.

El mayor valor de *PMM* (10240 psi) se obtuvo para el Ful S NI, se piensa que el factor más influyente para este resultado es la alta temperatura (318 °F) reportada por el análisis *PVT*.

Según lo observado en la validación del método, cabe esperar que los errores obtenidos en esta clase son por exceso. Utilizando esta información sobre los resultados calculados de *PMM* los valores fueron corregidos normalizándolos entre 9 % y 29 %. A estos resultados se les tomó un promedio para obtener un rango de 6559 a 7944 psia, excepto el Ful S NI con un valor de 8297 psia.

El Ful H F no se corrigió ya que está ubicado en la **Clase B** y no se logró establecer un rango de error por no poseer pruebas experimentales de *PMM*. Sin embargo fue el único crudo en el cual se obtuvo la menor *PMM*.

**Tabla 11. Estimación de *PMM* para los crudos de la Clase C**

Formación	Pozo	T (°F)	PMM (psia)	PMM(psia) Corregida		
				9%	29%	Corregida
Cretáceo	Ful H S	295	6724	-	-	-
Cretáceo	Ful I S	289	9529	6766	8671	7718
Cretáceo	Ful D S	288	8602	6107	7828	6968
Naricual	Ful U NI	305	9126	6479	8305	7392
Naricual	Ful T NI	305	8523	6051	7756	6904
Cretáceo	Ful C S	291	9808	6964	8925	7944
Cretáceo	Ful HH S	295	8097	5749	7368	6559
Naricual	Ful S NI	318	10243	7273	9321	8297
Naricual	Ful V NI	280	8635	6131	7858	6994
Naricual	Ful AA NS	280	8555	6074	7785	6930

Es importante señalar que ningunos de los crudos a los cuales se le estimó su *PMM*, como se muestra en la **Tabla 11**, no posee pruebas de hinchamiento por lo que sólo se está ajustando la *PMM* obtenida con los errores de la **Clase C**. La prueba de hinchamiento es importantes poseerla para realizar el ajuste de la ecuación de estado ya que es la única prueba en la cual se pueden ajustar las propiedades del crudo y el gas de inyección simultáneamente y con esto obtener un valor de *PMM* más cercano al experimental.

## **6.2 Estudio de los Factores que Afectan la *PMM***

En esta sección se aplica el método desarrollado para analizar el efecto de las principales variables que afectan a la *PMM* como lo son la composición del gas de inyección, la composición del crudo y la temperatura.

### **6.2.1 Efecto de la Composición del Gas de Inyección**

En esta sección se estudia el efecto de los siguientes tipos de gases de inyección:

- Diferentes composiciones de gas natural (caso Furrial):
- Mezclas de gas natural con  $N_2$  o  $CO_2$
- $N_2$  o  $CO_2$  puros
- Efecto de los gases parafínicos de bajo peso molecular

La selección de estos gases se hizo en base a criterios de aplicación práctica en el campo.

## Tipos de Gas Natural Inyectados en Furrial

Para los yacimientos estudiados uno de los procesos de recobro está basado en la inyección de gas natural, cuya composición, dentro de ciertos límites, ha variado con el tiempo, en este sentido, es interesante conocer cómo afecta a la *PMM* las diferentes composiciones de gas que se han inyectado en el campo.

El gas natural que se inyecta en Furrial tiene diferentes orígenes, parte de esta mezcla viene del gas que se separa del petróleo producido y otra parte viene de yacimientos de gas que se encuentran relativamente cerca del campo. Estos gases son tratados en una planta compresora (Wilpro) en la que además de comprimir el gas se vigila la calidad del mismo en lo que respecta a la cantidad de agua e hidrocarburos líquidos, los cuales deben permanecer en valores mínimos para evitar efectos de corrosión, mala inyectividad y baja economía del proceso.

Debido a que este gas de inyección está asociado a la producción de petróleo, su composición se ve afectada por las fluctuaciones propias de la producción de los campos que surten este gas, es por ello que en el tiempo se ha observado cierta variación en la composición del gas de inyección. La **Tabla 12** muestra, identificados como Wilpro y su respectivo año, la variación en la composición de los gases inyectados a este campo. A manera de comparación, en la tabla también se incluye la composición de un gas de inyección rico reportada en la literatura [58], así como la composición del gas de inyección del campo Quiri Quiri, el cual es uno de los campos que a partir del 2002 alimenta la corriente del gas de inyección de Furrial.

**Tabla 12 Composición de Gases Naturales utilizados para estimar *PMM***

Componente	Gas Rico *	Wilpro 1999	Wilpro 2000	Wilpro 2001	Quiri Quiri
<b>N<sub>2</sub></b>	0.000	0.100	0.361	0.278	0.276
<b>CO<sub>2</sub></b>	0.000	5.440	5.537	3.847	1.218
<b>C<sub>1</sub></b>	57.900	79.155	81.756	83.318	86.189
<b>C<sub>2</sub></b>	7.400	10.869	11.526	10.282	6.764
<b>C<sub>3</sub></b>	19.400	2.645	0.702	1.450	3.317
<b>IC<sub>4</sub></b>	7.600	0.453	0.043	0.207	0.531
<b>NC<sub>4</sub></b>	7.800	0.637	0.057	0.373	1.008
<b>IC<sub>5</sub></b>	0.000	0.190	0.010	0.111	0.302
<b>NC<sub>5</sub></b>	0.000	0.146	0.008	0.101	0.282
<b>C<sub>6</sub></b>	0.000	0.182	0.000	0.031	0.108
<b>C<sub>7</sub></b>	0.000	0.079	0.000	0.002	0.005
<b>C<sub>8</sub></b>	0.000	0.080	0.000	0.000	0.000
<b>C<sub>9</sub></b>	0.000	0.013	0.000	0.000	0.000
<b>C<sub>10</sub></b>	0.000	0.010	0.000	0.000	0.000
<b>C<sub>11</sub></b>	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
<b>% C<sub>1</sub>- N<sub>2</sub></b>	57.900	79.255	82.117	83.597	86.465
<b>% C<sub>2</sub>-C<sub>6</sub>, CO<sub>2</sub></b>	42.100	20.563	17.883	16.402	13.53
<b>% C<sub>7+</sub></b>	0.000	0.182	0.000	0.002	0.005
<b>GPM Total</b>	-	1.38	0.597	0.67	1.63
<b>Gravedad Esp. @ 60 F</b>	-	0.719	0.69	0.669	0.674
<b>Poder Cal. (BTU/PCS)</b>	-	1129.24	1029.4	-	1142
<b>PM</b>	28.952	20.750	19.460	19.340	19.300

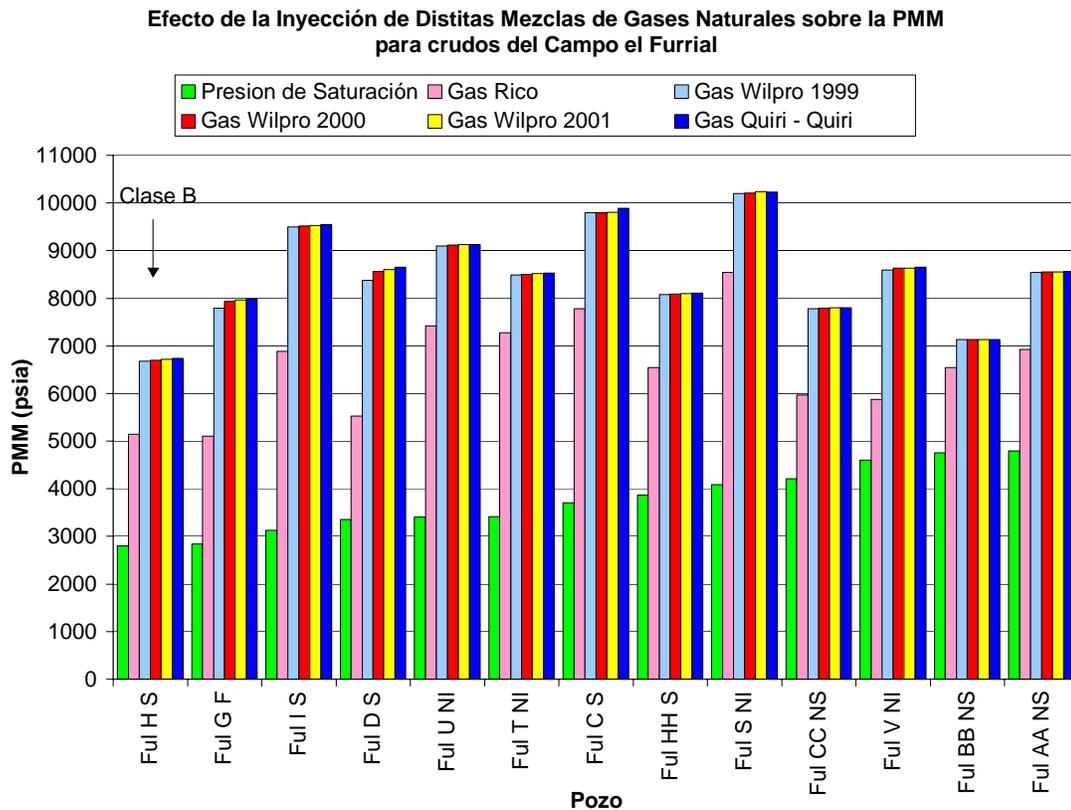
\* SPE 71606

Como se aprecia en la **Tabla 12**, los gases naturales utilizados poseen un alto contenido de metano (gas seco) entre 79 y 86% molar, observándose que entre el 99 al 2001 son más secos, es decir, aumenta la cantidad de metano así como disminuye el *GPM* (galones de hidrocarburos líquidos por millón de pies<sup>3</sup> de gas) en su composición.

En la **Tabla 13**, se presentan los resultados de las *PMM* calculadas aplicando la metodología desarrollada, a los crudos de la **Clase C**, para todas las mezclas de gas presentadas en la **Tabla 12**.

**Tabla 13. PMM Calculada utilizando distintas mezclas de Gas Natural**

Crudo	PMM (psia)					$\Delta$ PMM (psia)	
	Gas Rico	Wilpro 1999	Wilpro 2000	Wilpro 2001	Quiri Quiri(QQ)	QQ - Wilpro 1999	QQ - Gas Rico
Ful H F	5147	6679	6699	6724	6735	56	1588
Ful G F	5103	7794	7933	7961	7981	187	2878
Ful I S	6887	9497	9516	9529	9547	50	2660
Ful D S	5521	8376	8558	8602	8655	279	3134
Ful U NI	7420	9097	9112	9126	9128	31	1708
Ful T NI	7276	8491	8495	8523	8527	36	1251
Ful C S	7783	9795	9792	9808	9890	95	2107
Ful HH S	6545	8080	8083	8097	8105	25	1560
Ful S NI	8545	10202	10212	10243	10226	24	1681
Ful CC NS	5971	7775	7787	7795	7801	26	1830
Ful V NI	5873	8589	8630	8635	8656	67	2783
Ful BB NS	6545	7126	7128	7129	7132	6	587
Ful AA NS	6924	8541	8550	8555	8563	22	1639



**Fig. 41. Efecto de la Inyección de Distintas Mezclas de Gases Naturales sobre la PMM**

En la **Tabla 13** y en la **Fig. 41**, se presentan los resultados obtenidos de *PMM*. En la **Fig. 41**, se presenta la *PMM* calculada para todas las mezclas de gas presentadas en la **Tabla 12**. En dicha figura los crudos fueron ordenados en base a la presión de saturación, la cual también es incluida en la gráfica para efectos comparativos.

Tanto en la **Tabla 13** como en la **Fig. 41**, se observa que no existen diferencias notables o significativas en el cambio de la *PMM* cuando se inyectan las distintas mezclas de gas natural seco como lo son: Wilpro 1999, Wilpro 2000, Wilpro 2001 y Quiri Quiri, aunque se observa la mayor diferencia entre los gases Wilpro 1999 y Quiri Quiri. Además, se aprecia una tendencia en que a medida que aumenta la cantidad de metano y disminuye la cantidad de componentes intermedios en la mezcla de gas natural la *PMM* tiende a aumentar.

Es interesante notar el efecto que sobre la disminución de la *PMM* tiene la mayor cantidad de componentes intermedios (42% molar, etano a butano) que posee el gas rico, introducido en este análisis a manera de comparación, respecto a los resultados obtenidos con gas seco (13% molar, etano a butano). Como se observa con gas rico se obtienen valores de *PMM* aproximadamente 35% (2800 psia de diferencia con respecto a QQ) menor a las obtenidas con gas natural seco.

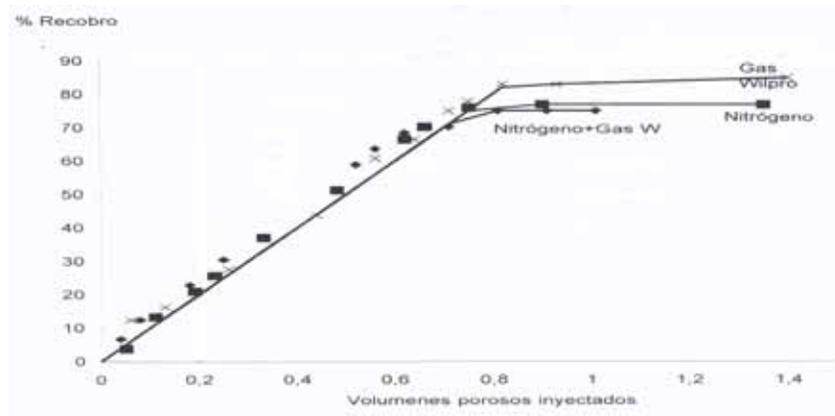
Otro punto a notar en la **Fig. 41**, es que no hay tendencia entre el aumento de la presión de saturación y la disminución de la *PMM*, como se podría esperar en base a que mayores presiones de saturación deberían implicar crudos más livianos con menores *PMM*. No debe olvidarse que estos son sistemas complejos multivariables, donde los parámetros independientes como presión, temperatura, tiempo y en algunos casos composición se mueve en forma antagónica.

El resultado obtenido anteriormente valida la hipótesis, “con la inyección de un gas rico se obtendrán menores valores de *PMM* que con la inyección de un gas seco”, esto es debido, a mientras que el gas se parezca más al crudo este formará una sola fase a menores presiones, es decir, los componentes intermedios son más solubles en el crudo, se observa que el alto efecto que posee la alta cantidad de metano en el medio, mientras mayor sea la composición de metano en el gas de inyección la *PMM* tiende a aumentar, esto es debido a la naturaleza de reacción del metano ya que tiende a estar en condiciones de gas y para que se mezcle con el crudo y forme una sola fase lo debe hacer bajo altas presiones.

### **Inyección de N<sub>2</sub> y mezcla de N<sub>2</sub>/gas natural**

Ante la eventualidad de una escasez de gas natural en el área, se ha pensado la posibilidad de inyectar mezclas de gas natural con N<sub>2</sub> o con CO<sub>2</sub>. Esta posibilidad despierta interés en conocer la respuesta de estos yacimientos desde el punto de vista de miscibilidad a la inyección de estas mezclas.

Casos extremos de la situación anterior corresponden a la utilización de estos gases en forma pura. Para el caso del N<sub>2</sub> la ventaja es que al sacarlo del aire se tiene una fuente segura y constante de suministro de gas. En el caso del CO<sub>2</sub> su suministro dependerá de las regulaciones ambientales (cada vez más exigentes para la protección de la capa de ozono) y la posibilidad de separarlo de la corriente de gas natural que actualmente se inyecta a los yacimientos o se comercializa en los mercados de gas natural a nivel nacional. INTEVEP ha realizado pruebas de desplazamientos de crudos del campo el Furrial [36], con N<sub>2</sub> puro y mezcla (50% molar) de N<sub>2</sub> y gas natural (Wilpro 1999).



**Fig. 42. Desplazamiento con Gas Natural, N<sub>2</sub> y mezcla, Ful BB NS @ 6515 psia y 285 °F**

En la **Fig. 42** se presentan los resultados experimentales (en tubo delgado) de 3 pruebas de desplazamiento de crudo Ful BB NS (formación nariqual superior) con 3 tipos de gases: nitrógeno puro, mezcla gas natural (Wilpro 1999) con nitrógeno y gas natural (Wilpro 1999). Las 3 pruebas se realizaron a la misma presión de 6515 psia y temperatura de 285 °F. En dicha figura se grafica el porcentaje de recobro de crudo versus la fracción de volumen poroso de gas inyectado, para cada una de las pruebas.

El criterio de miscibilidad en estas pruebas fue el de obtener más del 85 % del crudo original en el medio poroso, para 1.2 volúmenes de gas inyectado, por lo que valores menores a él se considera un desplazamiento inmisible.

Como se observa en la **Fig. 42**, y según el criterio experimental antes discutido, el desplazamiento con gas natural es miscible con un recobro de crudo por encima de del 85 %. Sin embargo, para la mezcla gas natural/nitrógeno y la inyección de nitrógeno puro, son considerados desplazamientos inmiscibles, ya que alcanzaron un 75% y 77% de recobro de crudo respectivamente.

Con el resultado experimental obtenido anteriormente, se espera que:

### ***PMM* gas natural < *PMM* nitrógeno**

Es lógico pensar la hipótesis anterior, ya que el nitrógeno es un compuesto inerte y no polar, poco soluble en el crudo, por lo que se deben necesitar altas presiones para favorecer la transferencia de masa entre las fases gas / líquido y generar condiciones de miscibilidad.

Para estimar la *PMM* con un gas de inyección diferente al gas natural, se tiene la limitante de no contar con las respectivas curvas de hinchamiento del crudo con un gas de inyección diferente al gas natural. Como se discutió anteriormente esta curva es un experimento clave para ajustar la ecuación de estado con un experimento que toma en cuenta tanto el crudo como el gas de inyección.

Aunque no hay datos experimentales para cuantificar el error que se está incurriendo al trabajar con  $N_2$  o con mezclas de  $N_2$  y gas natural, se espera que el error no sea muy grande ya que las propiedades críticas del  $N_2$  son bien conocidas y por lo tanto deberían ser bien representadas por la ecuación de estado.

Teniendo presente esta limitación, que sin lugar a dudas introduce un error en los cálculos de *PMM*, se hizo el cálculo de *PMM* tanto para el  $N_2$  puro como para la mezcla de gas natural y  $N_2$  (50% molar) y los resultados se compararon con los correspondientes para el gas natural previamente discutidos. En todos los casos se utilizó la composición de gas natural correspondiente a Wilpro 2001, **Tabla 12**. En la **Tabla 14** se presentan las 3 composiciones de gas de inyección evaluadas.

**Tabla 14. Gases utilizados para la estimación de *PMM* con inyección de  $N_2$**

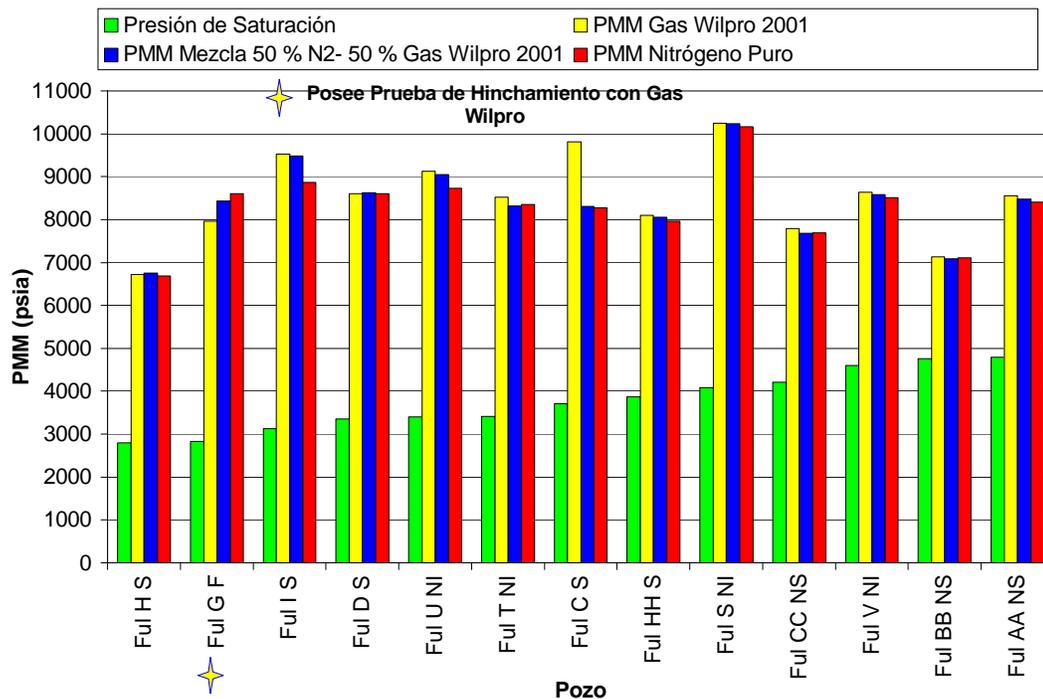
Componente	Gases de Inyección (% molar)		
	Wilpro 2001	Wilpro 2001 - $N_2$	$N_2$
$N_2$	0,278	50,135	100
$CO_2$	3,847	1,868	0,000
$C_1$	83,318	41,902	0,000
$C_2$	10,282	4,991	0,000
$C_3$	1,450	0,704	0,000
$IC_4$	0,207	0,100	0,000
$NC_4$	0,373	0,181	0,000
$IC_5$	0,111	0,054	0,000
$NC_5$	0,101	0,049	0,000
$C_6$	0,031	0,015	0,000
$C_7$	0,002	0,001	0,000
$C_8$	0,000	0,000	0,000
$C_9$	0,000	0,000	0,000
$C_{10}$	0,000	0,000	0,000
$C_{11}$	0,000	0,000	0,000
% $C_1-N_2$	83,597	92,037	100,000
% $C_2- C_6, CO_2$	16,402	7,692	0,000
% $C_{7+}$	0,002	0,001	0,000
<b>PM</b>	19,350	23,620	28,000

Para todos los crudos de Furrial discutidos en la sección anterior, en la **Tabla 16** se presentan los valores calculados de *PMM* para los 3 gases de inyección (gas natural,  $N_2$  y mezcla gas natural /  $N_2$ , 50% molar). Los resultados fueron ordenados de menor a mayor presión de saturación del crudo, estos resultados se muestran en forma gráfica en la **Fig. 43**.

**Tabla 15. PMM estimadas con N<sub>2</sub>, gas natural y mezcla N<sub>2</sub>/gas natural**

Crudo	PMM (psia)			ΔPMM (psia)	
	N <sub>2</sub>	Wilpro 2001	50 %N <sub>2</sub> - 50%Wilpro 2001	Wilpro 2001- N <sub>2</sub>	Mezcla - N <sub>2</sub>
Ful H S	6686	6724	6760	38	36
Ful G F	8609	7961	8435	-648	474
Ful I S	8871	9529	9480	658	-49
Ful D S	8607	8602	8630	-5	28
Ful U NI	8732	9126	9048	394	-78
Ful T NI	8357	8523	8324	166	-199
Ful C S	8268	9808	8304	1540	-1504
Ful HH S	7963	8097	8053	134	-44
Ful S NI	10165	10243	10231	78	-12
Ful CC NS	7691	7795	7679	104	-116
Ful V NI	8513	8635	8580	122	-55
Ful BB NS	7113	7129	7083	16	-46
Ful AA NS	8413	8555	8481	142	-74

**Efecto de la Inyección de N<sub>2</sub> Puro y una Mezcla 50% Gas Wilpro 2001 - 50% N<sub>2</sub> sobre la PMM**



**Fig. 43. PMM calculada con N<sub>2</sub> puro, gas natural y gas natural/ N<sub>2</sub> (50% molar)**

Los resultados muestran que la *PMM* con N<sub>2</sub> puro y gas natural son comparables y por ello se explica que una mezcla de ambos gases también de una respuesta comparable.

Es importante notar que en esta comparación no se están colocando los valores corregidos de *PMM* para el gas natural, por lo que se puede esperar que los valores reales de *PMM* deban ser inferiores a los reportados en un rango del 9 al 29% para el gas natural y un rango desconocido para el N<sub>2</sub> y las mezclas de ambos gases.

### **Inyección de CO<sub>2</sub> y mezcla de CO<sub>2</sub> / gas natural**

El dióxido de carbono tiene propiedades, como su mayor solubilidad en el crudo, que le ayudan a lograr condiciones de miscibilidad a presiones inferiores que las obtenidas con el gas natural o el N<sub>2</sub>.

$$**PMM CO_2 < PMM gas natural < PMM N_2**$$

Tomando en cuenta que al no tener curvas de hinchamiento de los crudos evaluados con CO<sub>2</sub>, se está incurriendo en el mismo tipo de error discutido para el caso del N<sub>2</sub>, se consideró interesante evaluar el comportamiento del método para el caso de la inyección del CO<sub>2</sub> o una mezcla de este con gas natural (50% molar), ya que se tiene más interés en conocer cómo se comporta el método y estudiar en forma cualitativa los resultados obtenidos.

**Tabla 16. Gases Utilizados para estimar *PMM* con inyección de CO<sub>2</sub>**

Componente	Gases de Inyección (% molar)		
	Wilpro 2002	Wilpro 2002 - CO <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>
N <sub>2</sub>	0,278	0,135	0,000
CO <sub>2</sub>	3,847	51,867	100,000
C <sub>1</sub>	83,318	41,902	0,000
C <sub>2</sub>	10,282	4,991	0,000
C <sub>3</sub>	1,450	0,704	0,000
IC <sub>4</sub>	0,207	0,100	0,000
NC <sub>4</sub>	0,373	0,181	0,000
IC <sub>5</sub>	0,111	0,054	0,000
NC <sub>5</sub>	0,101	0,049	0,000
C <sub>6</sub>	0,031	0,015	0,000
C <sub>7</sub>	0,002	0,001	0,000
C <sub>8</sub>	0,000	0,000	0,000
C <sub>9</sub>	0,000	0,000	0,000
C <sub>10</sub>	0,000	0,000	0,000
C <sub>11</sub>	0,000	0,000	0,000
% C <sub>1</sub> -N <sub>2</sub>	83,597	42,037	100,000
% C <sub>2</sub> - C <sub>6</sub> , CO <sub>2</sub>	16,402	57,962	0,000
% C <sub>7+</sub>	0,002	0,001	0,000
PM	19,350	31,620	44,000

En la **Tabla 16**, se presentan las composiciones de los 3 gases de inyección evaluados, correspondientes a CO<sub>2</sub> puro, gas natural (Wilpro 2001) y la mezcla 50% molar de CO<sub>2</sub>/gas natural.

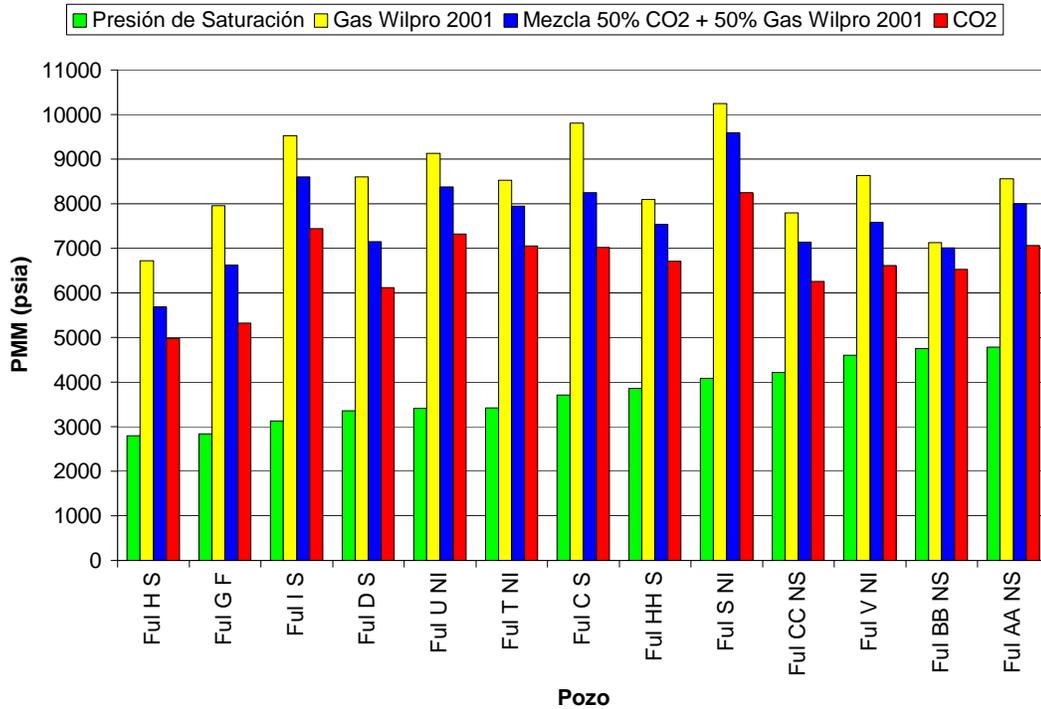
En la **Tabla 17** y en la **Fig. 44** se presentan los valores de *PMM* calculados para los 3 gases de inyección y los crudos discutidos del campo el Furrial.

**Tabla 17. *PMM* estimadas con inyección de CO<sub>2</sub> y mezcla CO<sub>2</sub> – Wilpro 2001**

Crudo	PMM (psia)			ΔPMM (psia)	
	Wilpro 2001	CO <sub>2</sub>	50% CO <sub>2</sub> - 50% Wilpro 2002	Wilpro 2001 - CO <sub>2</sub>	Mezcla -CO <sub>2</sub>
Ful H F	6724	4980	5687	1744	707
Ful G F	7961	5325	6623	2636	1298
Ful I S	9529	7442	8603	2087	1161
Ful D S	8602	6113	7148	2489	1035
Ful U NI	9126	7319	8375	1807	1056
Ful T NI	8523	7051	7951	1472	900
Ful C S	9808	7025	8249	2783	1224
Ful HH S	8097	6706	7538	1391	832
Ful S NI	10243	8247	9596	1996	1349
Ful CC NS	7795	6255	7141	1540	886
Ful V NI	8635	6613	7580	2022	967
Ful BB NS	7129	6530	7013	599	483
Ful AA NS	8555	7060	7997	1495	937

En la **Tabla 17**, se observa la diferencia que existe en la inyección de Wilpro 2001 y CO<sub>2</sub> (ΔPMM), obteniéndose diferencia hasta de 2783 psia como es el caso el Ful C S, se observa que a medida que se aumenta la cantidad de CO<sub>2</sub> en el gas natural y lo comparamos con la inyección de CO<sub>2</sub>, la *PMM* tiende a disminuir, esto es debido a la alta miscibilidad que posee el CO<sub>2</sub> en el crudo.

**Efecto de la Inyección de CO<sub>2</sub> puro y una mezcla de 50% gas Wilpro 2001 - 50% de CO<sub>2</sub> sobre la PMM**



**Fig. 44. PMM calculada con CO<sub>2</sub> puro, gas natural y gas natural/ CO<sub>2</sub> (50% molar)**

Como se puede apreciar en los resultados obtenidos, los valores de PMM de miscibilidad obtenidos para el CO<sub>2</sub> puro son los menores y la mezcla de CO<sub>2</sub>/gas natural da valores de PMM menores que los obtenidos con gas natural solo.

**Resumen:** tomando en cuenta que no se dispone de datos experimentales para validar los resultados obtenidos, se presume que para los crudos del campo el Furrial, no se verá mayor influencia sobre las condiciones miscibles al inyectar N<sub>2</sub> o mezclas de N<sub>2</sub> y gas natural. Sin embargo, pareciera que este sistema se ve más favorecido cuando el gas de inyección es CO<sub>2</sub> puro o mezclas de CO<sub>2</sub> y gas natural.

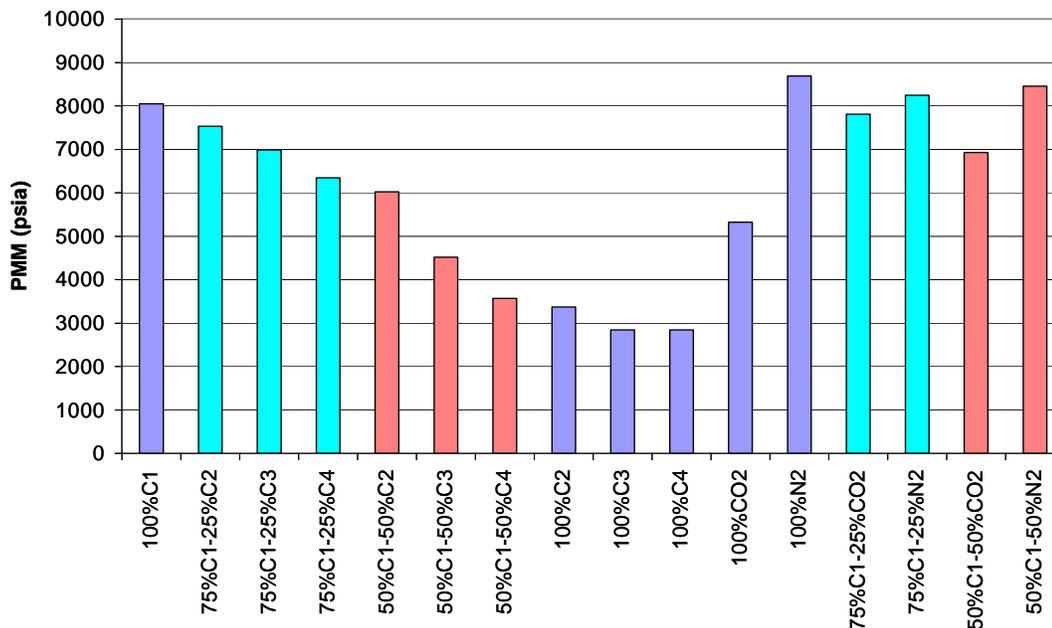
## **Efecto de las Parafinas Livianas en el Gas de Inyección**

Se evaluó el efecto del metano,  $C_1$ , etano,  $C_2$ , propano,  $C_3$  y butano,  $C_4$ , como componentes puros y en mezclas con metano sobre la *PMM*. En este punto se busca establecer la importancia relativa de estos compuestos siempre presentes en el gas natural. En estos resultados y a manera de comparación y soporte del análisis se incluyen los resultados obtenidos en las secciones anteriores para  $N_2$  y  $CO_2$  puros.

Para este análisis se escogió como ejemplo el crudo Ful G F perteneciente a la formación cretáceo con una temperatura de yacimiento de 290 °F. Sobre este crudo se hizo el cálculo de *PMM* utilizando las diferentes combinaciones de gas de inyección.

Se estimaron las *PMM* para los gases de inyección puros  $C_1$ ,  $C_2$ ,  $C_3$ ,  $C_4$ ,  $N_2$  y  $CO_2$  y para mezclas de 75 y 50 % molar de  $C_1$  con cada uno de los gases anteriormente nombrados.

**Efecto del N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, C<sub>1</sub>, C<sub>2</sub>, C<sub>3</sub>, C<sub>4</sub> en el gas de inyección y Mezclas entre ellos sobre la PMM utilizando como ejemplo FUL G F @ 290 °F**



**Fig. 45 Efecto del N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, C<sub>1</sub>, C<sub>2</sub>, C<sub>3</sub>, C<sub>4</sub> y Mezclas entre ellos sobre la PMM utilizando como ejemplo Ful G F @ 290 °F**

En la **Fig. 45**, se observa el efecto que sobre la *PMM* ejerce la composición de los diferentes gases de inyección.

Los mayores valores de *PMM* se obtuvieron con los gases C<sub>1</sub> y N<sub>2</sub>, los cuales no difieren en un alto rango, aunque la mayor *PMM* se obtuvo para la inyección de N<sub>2</sub> puro, el cual se ubicó por encima de 8500 psia.

Se observa que el efecto de inyectar componentes parafínicos puros de mayor peso molecular la *PMM* tiende a disminuir, obteniéndose los menores valores con la inyección de C<sub>3</sub> y C<sub>4</sub>.

Para la inyección de CO<sub>2</sub> puro se obtiene un valor de *PMM* menor

que con la inyección de metano puro esto es debido a la alta solubilidad que posee el  $\text{CO}_2$  sobre el crudo.

Para las mezclas de gas de inyección se mantuvo presente el metano en todas las mezclas estudiadas, ya que es el gas más abundante en la composición típica del gas natural. En general, los resultados muestran el comportamiento esperado, la presencia de  $\text{C}_1$  en la mezcla hace que la *PMM* sea mayor en la medida que la concentración de metano es mayor en el gas de inyección. Los menores valores de *PMM* en las mezclas se obtienen para las combinaciones con la parafina más pesada, en este caso butano. Las mezclas con parafinas dieron valores de *PMM* menores a las observadas con las mezclas con  $\text{CO}_2$ .

Estos resultados indican que gases más ricos en componentes intermedios se obtienen valores menores de *PMM*. Para las mezclas de  $\text{C}_1$  -  $\text{CO}_2$ , se obtiene que al disminuir el metano presente en la mezcla, la *PMM* da valores menores esto es debido al incremento de concentración de un componente más soluble en el crudo como lo es  $\text{CO}_2$ . Para las mezclas de  $\text{C}_1$  -  $\text{N}_2$ , se obtiene que al aumentar la composición de 25% a 50 % sufre un ligero incremento en la *PMM* obteniéndose valores muy similares a la inyección de metano puro.

#### **6.2.1.1 Comparación entre los Valores Estimados de *PMM* Mediante Metodología y Correlaciones Publicadas**

La presente sección tiene como propósito comparar el rango de *PMM* obtenido por la metodología desarrollada aplicando ecuación de estado de Peng – Robinson de tres parámetros con las correlaciones publicadas para los distintos gases de inyección como lo son  $\text{N}_2$ ,  $\text{CO}_2$  y gas natural. Tanto para las correlaciones y metodología desarrollada se tomó un rango general

de *PMM* con el objetivo de comparan ambos métodos, los resultados se presentan en la siguiente tabla:

**Tabla 18. Valores de *PMM* Estimados por la Metodología y Correlaciones para el Campo el Furrial**

<b>Método</b>	<b><i>PMM</i> (psia)</b>		
	<b>CO<sub>2</sub></b>	<b>N<sub>2</sub></b>	<b>Gas Natural</b>
<b><i>Correlaciones Publicadas</i></b>	4000-8000	5600-8000	gas rico 3000-6000 gas seco 6000-7000
<b><i>Metodología Desarrollada</i></b>	5000-8000	6500-8000	gas rico 5000-7500 gas seco 6300-8000

En la **Tabla 18**, se presenta el rango general de *PMM* obtenido por la metodología desarrollada y correlaciones para los distintos gases de inyección, se observa que los rangos de *PMM* obtenidos para un mismo gas de inyección son similares aplicando metodología y correlaciones numéricas, es importante notar que todos los límites inferiores de las *PMM* estimadas por correlaciones son menores al límite inferior obtenido por metodología y se obtiene un límite superior similar para la inyección de CO<sub>2</sub> y N<sub>2</sub> para ambos métodos; para la inyección de gas natural específicamente la inyección de gas seco se obtiene un rango de *PMM* similar para los crudos del campo el Furrial aplicando la metodología y correlación numérica.

Con el resultado anterior se puede decir que las correlaciones numéricas publicadas, es una buena opción para estimar *PMM* en un corto tiempo, sin embargo, es importante señalar que la metodología desarrollada está apoyada sobre el ajuste de una ecuación de estado a los valores experimentales *PVT* y una vez adquirida la destreza del manejo del software

PVTi se facilita la estimación de la *PMM* ya que el ajuste se puede realizar en corto tiempo.

### **6.2.2 Efecto de la Composición del Crudo**

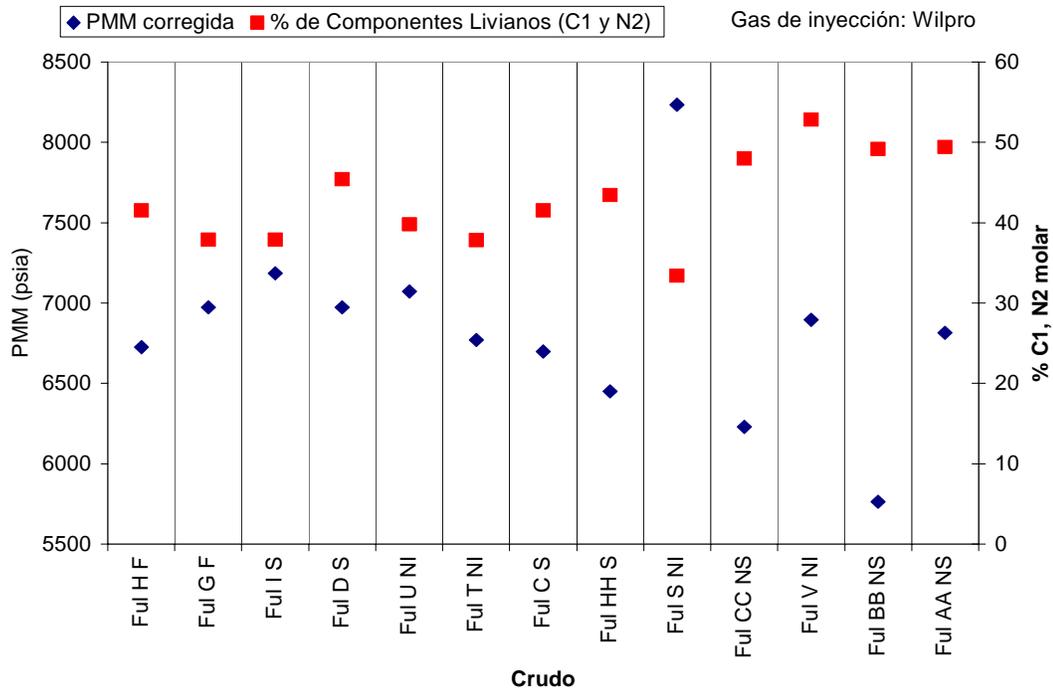
Para investigar el efecto que posee la composición del crudo sobre la *PMM*, se subdividieron los componentes del crudo en 3 grupos:

- Fracción liviana: metano y nitrógeno
- Fracción Intermedia: del etano hasta el hexano incluyendo el dióxido de carbono
- Fracción pesada: C<sub>7+</sub>.

#### **Efecto de la Fracción Liviana (C<sub>1</sub>, N<sub>2</sub>) sobre la *PMM***

A continuación se presentan un análisis de la composición intermedia en donde se encuentra agrupado la composición del metano y nitrógeno. El contenido de N<sub>2</sub> en las muestras de crudo es prácticamente despreciable, así que para todos los casos en este grupo se estudia el efecto del metano.

Efecto de la Composición de los Componentes Livianos ( $C_1$  y  $N_2$ ) presentes en el Crudo sobre la *PMM*



**Fig. 46. Efecto de la Composición de los Componentes Livianos sobre la *PMM* utilizando Wilpro 2001.**

En la **Fig. 46**, se presentan los valores corregidos de *PMM* (puntos azules) estimados con gas natural en el eje izquierdo de las ordenadas, mientras que en el eje derecho se presenta el contenido de la fracción liviana en el crudo (puntos rojos). En esta figura los crudos se ordenaron de menor a mayor presión de saturación.

Como se observa en la figura, existe dispersión en los valores de *PMM*, mientras que los valores de concentración de la fracción liviana varían en un pequeño rango entre 40 y 50%. No se observa correlación en el comportamiento de los valores estimados de *PMM* y la fracción liviana de los componentes que conforman el crudo.

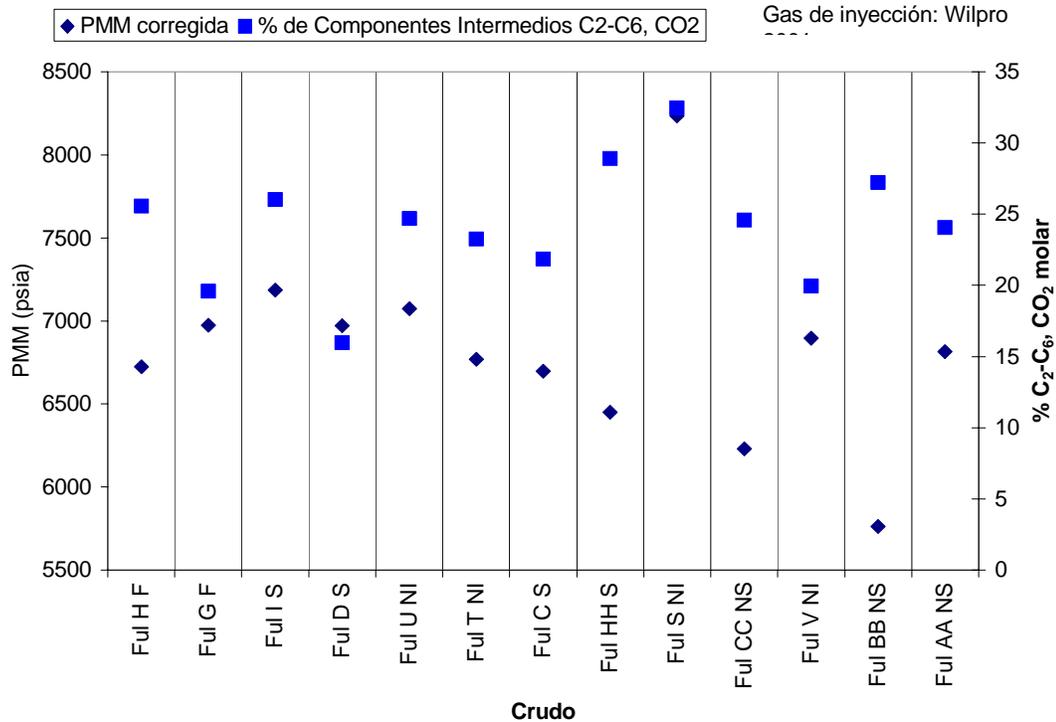
Se observa que existe una tendencia en los crudos Ful H F, Ful G F y Ful I S a incrementar la *PMM* a cuando aumenta el contenido de metano, siendo estos los crudos de menor °API de todos los estudiados, sin embargo a partir del Ful U NI los crudos con mayor cantidad de componentes livianos tienden a menores *PMM*, esto es debido a que son más livianos.

En general para este análisis y los próximos el crudo Ful S NI se saldrá de cualquier correlación, ya que está fuertemente influenciado por la alta temperatura a la que se hizo el análisis *PVT* (318 °F).

### **Efecto de la Fracción Intermedia (C<sub>2</sub>- C<sub>6</sub>, CO<sub>2</sub>) sobre la *PMM***

En la **Fig. 47**, se presentan los valores corregidos de *PMM* (puntos azul oscuro) estimados con gas natural en el eje izquierdo de las ordenadas, mientras que en el eje derecho se presenta el contenido de la fracción intermedia en el crudo (puntos azul claro). En esta figura los crudos se ordenaron de menor a mayor presión de saturación.

**Efecto de la Composición de los Componentes Intermedios (C<sub>2</sub>-C<sub>6</sub>, CO<sub>2</sub>) presentes en el Crudo sobre la PMM**

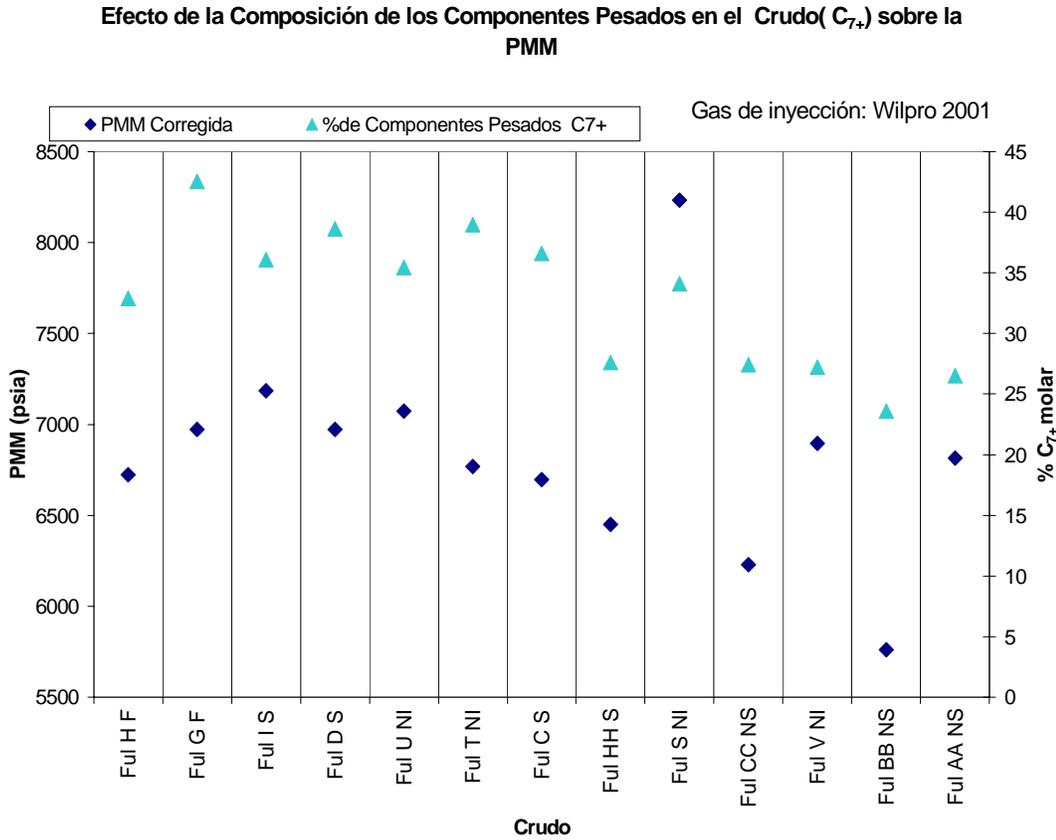


**Fig. 47. Efecto de la Composición de los Componentes Intermedios en la PMM utilizando Gas Wilpro 2001.**

En la **Fig. 47**, se observa que no existe tendencia entre los valores de *PMM* a y la cantidad de componentes intermedios. El Ful CC NS posee una de la más alta cantidad de componentes intermedios y su *PMM* da un valor bastante bajo respecto a los demás, también se esperaría un menor valor de *PMM* para el Ful S NI pero este posee un alto valor de temperatura. Para el Ful H F, se obtuvo uno de los menores valores de *PMM* estando la cantidad de componentes intermedios ubicada en el promedio de los valores.

**Efecto de la Composición de los Componentes Pesados ( $C_{7+}$ ) sobre la *PMM***

En la **Fig. 48**, se presentan los valores corregidos de *PMM* (puntos azul oscuro) estimados con gas natural en el eje izquierdo de las ordenadas, mientras que en el eje derecho se presenta el contenido de la fracción pesada en el crudo (puntos azul claro). En esta figura los crudos se ordenaron de menor a mayor presión de saturación.



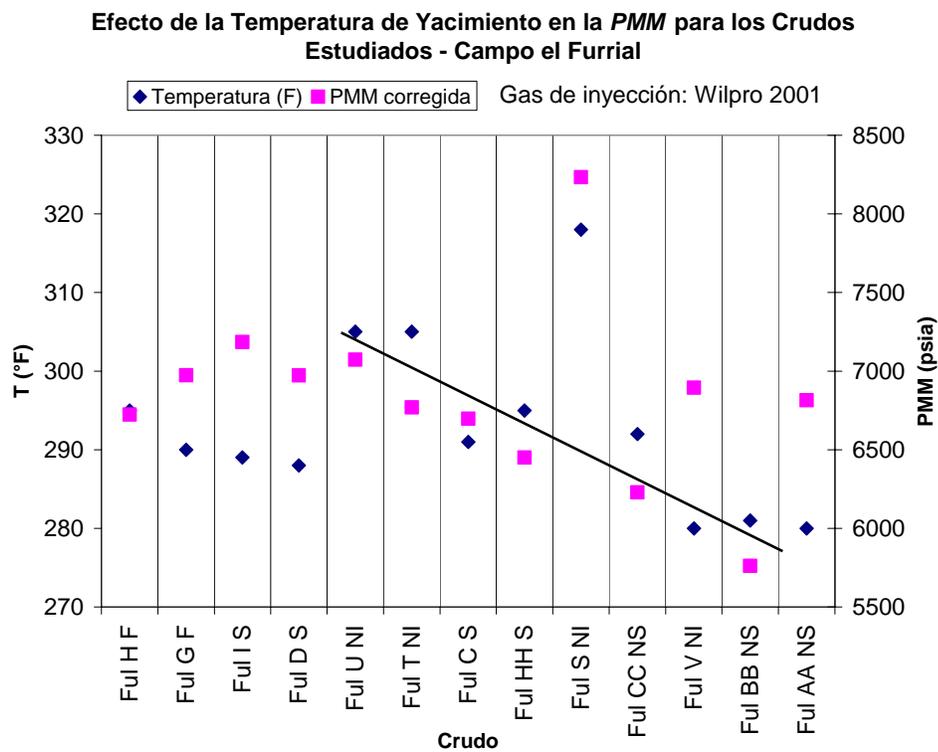
**Fig. 48. Efecto de la Composición de la Fracción Pesada  $C_{7+}$  sobre la *PMM***

En la **Fig.48** se puede observar una ligera relación entre la *PMM* y la fracción pesada. Analizando por separado el Ful CC NS y el Ful AA NS, ambos poseen casi la misma temperatura y poca diferencia en su presión de

saturación pero el Ful AA NS posee mayor composición de componentes pesados por lo que su *PMM* es mayor.

Con respecto a la presión de saturación se observa para todas las fracciones una tendencia a partir del Ful I S, de disminución de *PMM* a medida que el fluido es más liviano.

### 6.2.3 Efecto de la Temperatura del Yacimiento



**Fig. 49. Análisis de Temperatura para los Crudos Estudiados**

En la **Fig. 49**, se presentan los valores corregidos de *PMM* (puntos violeta) estimados con gas natural en el eje derecho de las ordenadas, mientras que en el eje izquierdo se presenta la temperatura del yacimiento (puntos azules). En esta figura los crudos se ordenaron de menor a mayor presión de saturación.

En la **Fig. 49**, se observa que existe una tendencia de disminución de la *PMM* en crudos con menor temperatura, a partir del Ful U NI hasta el Ful AA NS, excepto para el Ful S NI el cual posee la mayor temperatura de todos los crudos estudiados y por ende la *PMM* es la mayor de todas. Esto es debido a que la solubilidad de los gases en líquido disminuye cuando aumenta la temperatura.

## 7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Se desarrolló una metodología para estimar un valor convergente de *PMM* en sistemas crudo/gas de inyección, utilizando la ecuación de estado de Peng – Robinson de tres parámetros y el modelo numérico para caracterizar fluidos de yacimiento, *PVTi*.
2. El factor crítico en esta metodología es lograr que en función del peso molecular, las propiedades termodinámicas de los grupos que caracterizan a la fracción plus presenten un comportamiento suave y continuo.
3. Para los crudos evaluados se pudo concluir que la *PMM* no es sensible a la cantidad de grupos en la cual es dividida la fracción plus. Se observó que utilizando 8 grupos se logra un buen ajuste en corto tiempo.
4. El método desarrollado sobre estima los valores de *PMM*, determinándose que para la inyección de gas natural en el campo el Furrial se obtienen valores de *PMM* en el rango de 6300 a 8000 psia, con una desviación por exceso comprendida entre 9 y 29%.
5. No se observa una importante influencia sobre la *PMM*, de las fluctuaciones (observadas en los últimos años) en la concentración del gas natural inyectado en Furrial.
6. El método para estimar *PMM* no es aplicable a crudos pesados del campo el Furrial con alto contenido de asfaltenos.
7. La *PMM* es muy sensible al contenido de metano y parafinas livianas en el gas de inyección. En general, se observó que la disminución en

la composición de metano y el aumento de etano, propano y butano en el gas de inyección la *PMM* tiende a disminuir.

8. Se observaron resultados comparables de *PMM* entre el  $N_2$ , el gas natural y mezclas de estos gases. Para todos los casos la inyección de  $CO_2$  puro o mezclas de  $CO_2$  y gas natural dieron valores inferiores a los obtenidos con  $N_2$  o gas natural.
9. Cuanto mayor es el contenido de parafinas de mayor peso molecular, como butano, en el gas de inyección, menor será la *PMM*. La reducción de la *PMM* con las parafinas (de etano a butano) es mayor que con  $CO_2$ .
10. Las correlaciones publicadas en la literatura que mejor aplican a los crudos del campo el Furrial, para la inyección de  $CO_2$  son: Petroleum Recovery Institute (P.R.I), Alston y Glaso. Para la inyección de  $N_2$  son Hanssen, Glaso (1990) y Glaso – Pereira y para la inyección de gas natural Firoozabadi si el gas es seco y Glaso si el gas es rico.
11. Existen pocos datos experimentales de *PMM* para crudos venezolanos, por lo que no se puede desarrollar una correlación propia para algunos de los yacimientos del país.

### **Recomendaciones**

- Debido a la escasez de pruebas experimentales de *PMM* para crudos Venezolanos, se recomienda realizar más pruebas experimentales.
- Para tener buenos resultados de *PMM* mediante ecuaciones de estado. Es necesario poseer análisis *PVT* y pruebas de hinchamiento con el mismo gas, el mismo crudo y de ser posible realizar los experimentos en forma simultánea.

- Debido a las inconsistencias termodinámicas presentadas en las propiedades  $F_{ul}$ ,  $F_S$  tanto en la presión de saturación como en la relación de gas en solución en el punto de burbuja, se recomienda realizar otro estudio *PVT* para este fluido.
- Para los crudos con análisis *PVT* y pruebas de hinchamiento con el gas de inyección, se recomienda utilizar esta metodología para estimar *PMM* sobre las correlaciones publicadas en la literatura, ya que el método se encuentra respaldado por el ajuste de la Ecuación de Estado al comportamiento experimental específico del sistema estudiado y una vez que se ha desarrollado práctica en el uso de la herramienta se obtienen resultados en corto tiempo.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Stalkup, F.I., "Miscible Displacement: Monograph Volume 8", Society of Petroleum Engineers.
2. Hagoort, J., Dumore, J.M., "Determination of Minimum Miscibility Pressures With An Equation of State Program", 3rd European Meeting on Improved Oil Recovery, Roma (1985).
3. Elsharkawy A.M, Poettmann R. L., "Measuring Minimum Miscibility Pressure: Slim – Tube or Rising – Bubble Method? ". This paper was prepared for presentation at the SPE / DOE Eighth Symposium on Enhanced Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, 1992.
4. Fadiño, J. "Estimación de PMM para el crudo perteneciente al campo el Furrial", PDVSA – INTEVEP, INT. – 9209,2001.
5. Borges, A.,García, F., Conde, C.,"Informe Técnico de Estudio PVT", PDVSA – INTEVEP, (s.p.i), 2001.
6. Urrunaga, J.,"Caracterización de Fluidos del Yacimiento el Cretáceo del Campo el Furrial", PDVSA – INTEVEP, Universidad Metropolitana, Los Teques, 2001.
7. Lorhenz, J.,Bray, B.G., Clark, C- "Calculating Viscosity of Reservoir Fluids from their Composición", J.P.T, pag. 1171, (1960).
8. Hoffman, A.E., Crump, J.S.,Hocott, C.R. "Equilibrium Constants for a Gas – Condensate System", AIME, (1953).
9. Roess, L.C., "Determination of Critical Temperature and Pressure of Petroleum Fractions by Flow Method", Journal of Petroleum Technology, (1936) 22, 665.

10. Edmister, W.C., "Applied Hydrocarbon Thermodynamics Part 4: Compressibility Factor and Equation of State", *Pet. Refiner* (April 1958) 37, 173 – 79.
11. Lydersen, A.L., "Estimation of Critical Properties of Organic Compounds", U. of Wisconsin, Eng. Experimental Station Report 3, Madison (April 1955).
12. Nokay, R., "Estimate Petrochemical Properties", *Chem. Eng.* (Feb 23, 1959), 147 – 48.
13. Cavett, R.H., "Physical Data for Distillation Calculations Vapor – Liquid Equilibrium", *Proc.*, 27<sup>th</sup> Annual Meeting, API, Dallas (1962) 351-66.
14. Bergman, D.F., "Predicting the Phase Behavior of Natural Gas in Pipelines", PhD dissertation, U. of Michigan, Ann. Arbor (1976).
15. Kesler, M.G., Lee, B.I., "Improve Predictions of Enthalpy of Fractions", *Hydro. Proc.*, (March 1977) 153 –58.
16. Katz, D.L., Firoozabadi, A., "Predicting Phase Behavior of Condensate/Crude – Oil Systems Using Methane Interactions Coefficients", *J. Pet. Tech.* (Nov, 1978) 1649 –55.
17. Yelling, W.F. and Metcalfe, R.S., "Determination and Prediction of CO<sub>2</sub> Minimum Miscibility Pressure", *JPT*, (Jan 1980), 160-168.
18. Dunyushkin, I.I., Namiot, A.Y., "Mixing Conditions of Oil with Carbon Dioxide", *Neft. Khozyaistvo* [March 1978] 59 – 61.
19. Holm, L., Josendal, V., "Study Shows Best Use of CO<sub>2</sub> as EOR Agent", *Oil and Gas Journal* (Oct. 22, 1984) 131 – 34.

20. Lee, J.I, "Effectiveness of Carbon Dioxide Displacement Under Miscible and Inmiscible Conditions", Research Report RR-40, Petroleum Recovery Inst., Calgary, (March 1970).
21. Johnson, J.P and Polling, J.S. "Measurement and Correlation of CO<sub>2</sub> Miscibility Pressures", Paper SPE 9790 presented at the 1981 SPE / DOE Enhanced Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, April 5-8.
22. Alston, R.B, Kokolis, J.P and James, C.F., "CO<sub>2</sub> Minimum Miscibility Pressure: A Correlation for Impure CO<sub>2</sub> Streams and Live Oil Systems", SPEJ (April 1985) 268-74.
23. Glaso, O., "Generalized Minimum Miscibility Pressure Correlation"; Society of Petroleum Engineers Journal (Dec 1985) pp 927-34.
24. Hanssen, J. E," Nitrogen as a Low Cost Replacement for Natural Gas Reinjection Offshore", This paper was prepared for presentation at the SPE Gas Technology Symposium held in Dallas, Texas, June 13-15, 1986.
25. Hudgins D.A., Llave F.F., Chung F.T., "Nitrogen Miscible Displacement of Light Crude Oil: A Laboratory Study"; SPE Reservoir Engineering, SPE 17372, Feb 1990.
26. Glaso, O., "Miscible Displacement: Recovery with Nitrogen", SPE 17378, Feb, (1990).
27. Pereira, C., " Ajuste de la Correlación de Glaso para estimar PMM con inyección de N<sub>2</sub>", PDVSA – INTEVEP.
28. Sebastian H.M., Lauren D.D., "Nitrogen Minimum Miscibility Pressure", SPE 24134, This paper was prepared for presentation at the SPE/DOE

Eight Symposium on Enhanced Oil Recovery held in Tulsa, Oklahoma, April 1992.

29. Croquist, C., "Carbon Dioxide Dynamic Miscibility with Light Reservoir Oils", paper presented at the 1978 U.S. DOE Annual Symposium, Tulsa, Oklahoma, Aug. 28-30.
30. Firoozabadi, A., Khalid A., "Analysis and Correlation of Nitrogen and Lean-Gas Miscibility Pressure"; SPE Reservoir Engineering, SPE 13669, (Nov 1986).
31. Peng, D.Y., Robinson, D.B, "A New Two – Constant Equation of State", Ind. Eng. Chem. Fundam., Vol. 15, N° 1 1976.
32. Bharat, S.J., Youngren, G.K., "Three – Parameter Modification of Peng – Robinson Equation of State to Improve Volumetric Predictions", SPE 13118, SPE Reservoir Engineering, August 1988.
33. GeoQuest Schlumberger, "PVTi Reference Manual 2001a", (2001).
34. Borges, L., "Apoyo al estudio integrado del yacimiento el Furrial. Resultados de pruebas de "Slim Tube" del Sistema Gas 1- Ful 48, yacimiento los Jabillos", PDVSA – INTEVEP, INT-STE-00561, 1996.
35. Cabeza, G. "Estudio de Miscibilidad para el campo el Furrial", Core Laboratories, Zulia, Venezuela, Oct. 1997.
36. Borges, L., "Lic. El Furrial, Estudio de Inyección de Nitrógeno, Gas Natural y su mezcla para el Yacimiento Naricual, utilizando la técnica del Tubo Delgado", PDVSA – INTEVEP, INT- 7173, 2000.
37. Borges, L., "Lic. "El Furrial, determinación de la Presión Mínima de Miscibilidad para el sistema Gas Wilpro / crudo", PDVSA – INTEVEP, INT-07044, 1999.

38. Borges, Luis., "Resultados de Pruebas de Desplazamiento del fluido con gas Wilpro", PDVSA – INTEVEP, INT-8333,2001.
39. Calderón, G., "Determinación de la Presión Mínima de Miscibilidad para el sistema planta Lamar/Crudo", PDVSA – INTEVEP, INT3233,1996.
40. Montenegro, T., "Estudio Experimental de Desplazamiento con CO<sub>2</sub> del Crudo", PDVSA – INTEVEP, INT-01659,1985.
41. Calderón, G., "Inyección de CO<sub>2</sub>: Determinación de la Presión mínima de Miscibilidad para sistemas CO<sub>2</sub>/Crudo a la Temperatura del Yacimiento", PDVSA – INTEVEP, INT-02449,1992.
42. Montenegro, T. "Métodos de recuperación Mejorada para crudos livianos del Oriente", PDVSA – INTEVEP, INT. 01083,1984.
43. Whitson, C.H., "Characterizing Hydrocarbon Plus Fraction", Soc. Pet. Eng. J, (Aug. 1983) 683 –94.
44. Watson, K.M., Nelson, E.F., Murphy, G.B., "Characterization of Petroleum Fraction", Ind. And Eng. Chem. (1985) 27,1460 – 64.
45. Borges, A., Conde, C., García, F., "Apoyo al Estudio Integrado del yacimiento el Furial. Estudio PVT y solubilidad de asfaltenos ", PDVSA – INTEVEP, INT-STE-01422,1997.
46. Borges, A., Conde, C., García, F., "Apoyo al Estudio Integrado del yacimiento el Furial. Estudio PVT, solubilidad y prueba de hinchamiento", PDVSA – INTEVEP, INT-STE-00980,1997.
47. Cañizales, L., "Estudio de Fluido del Yacimiento Campo el Furrial", Core Laboratories, RFL 270434, Zulia , Venezuela, (1989).

48. Cañizales, L., "Estudio de Fluido del Yacimiento", Core Laboratories, Zulia, Venezuela, (1993).
49. Cañizales, L., "Estudio de Fluido del Yacimiento", Core Laboratories, RFL 270427, Zulia, Venezuela, (1988).
50. Cañizales, L., "Estudio de Fluido del Yacimiento pozo", Core Laboratories, RFL 270402, Zulia, Venezuela, (1988).
51. Cañizales, L., "Estudio de Fluido del Yacimiento", Core Laboratories, RFL 270433, Zulia, Venezuela, (1989).
52. Cañizales, L., "Estudio de Fluido del Yacimiento", Core Laboratories, RFL 270370, Zulia, Venezuela, (1988).
53. Almeida, J., Gil C., Borges, A., "Estudio PVT para el fluido", PDVSA – INTEVEP, INT – EPYC-00009, 1987.
54. Borges, A., "Estudio PVT para el campo el Furrial", PDVSA – INTEVEP, 2001.
55. Vásquez, T., Gómez W., "Estudio PVT de Fluidos de yacimiento y deposición de asfáltenos.", PDVSA – INTEVEP, INT – EPYC-00003, 1990.
56. Gil, C. "Hinchamiento con Nitrógeno y gas natural y mezclas entre ellos para el yacimiento el Furrial", PDVSA – INTEVEP, INT-07298, 2001.
57. Cañizales, L., "Estudio de Fluido del Yacimiento pozo", Core Laboratories, RFL 920118, Zulia, Venezuela, (1992).
58. Lee, S., Moulds, T., "Optimizing Miscible Injectant (MI) Composition for Gas Injection Projects", SPE 71606, New Orleans, (2001)

## Nomenclatura

<b>V<sub>R</sub></b>	Volumen Relativo, V <sub>R</sub>
<b>ρ<sub>L</sub></b>	Densidad del Líquido, gr/ml [lb/ft <sup>3</sup> ]
<b>R<sub>S</sub></b>	Relación Gas – Petróleo, PCN/BN
<b>B<sub>O</sub></b>	Volumen de Formación de Petróleo, BY/BN
<b>T<sub>O</sub></b>	Temperatura del yacimiento, °F
<b>T<sub>cginj</sub></b>	Temperatura crítica del gas de Inyección, °F
<b>T<sub>ci</sub></b>	Temperatura crítica por componente, °F
<b>T<sub>cm</sub></b>	Temperatura crítica promedio , °F
<b>M<sub>o</sub></b>	Peso molecular Promedio del crudo
<b>M<sub>ginj</sub></b>	Peso Molecular del gas de inyección
<b>M<sub>C5+</sub></b>	Peso Molecular de la Fracción Pesada mayor o igual al Pentano
<b>M<sub>C7+</sub></b>	Peso Molecular de la fracción Pesada mayor o igual al Heptano
<b>Z<sub>vol</sub></b>	Fracción Molar de los componentes volátiles en el crudo, N <sub>2</sub> y CH <sub>4</sub>
<b>Z<sub>intC2_C6</sub></b>	Fracción Molar de los componentes intermedios en el crudo , C <sub>2</sub> al C <sub>6</sub> incluyendo el CO <sub>2</sub> y H <sub>2</sub> S
<b>Z<sub>intC2_C5</sub></b>	Fracción Molar de los componentes intermedios en el crudo, C <sub>2</sub> al C <sub>5</sub> incluyendo el CO <sub>2</sub> y H <sub>2</sub> S

<b>°API</b>	gravedad API
<b>w<sub>i</sub></b>	Fracción peso por componentes
<b>z<sub>C1</sub></b>	Fracción molar del metano en el crudo
<b>y<sub>N2</sub></b>	Fracción molar de inyección de Nitrógeno
<b>y<sub>CH4</sub></b>	Fracción Molar de inyección de Metano
<b>SG<sub>C7+</sub></b>	Gravedad específica de la fracción pesada mayor o igual al Heptano
<b>T<sub>c<sub>i</sub></sub></b>	Temperatura crítica, °F
<b>P<sub>c<sub>i</sub></sub></b>	Presión crítica, psia
<b>V<sub>c<sub>i</sub></sub></b>	Volumen específico crítico, ft <sup>3</sup> /lbmol
<b>Z<sub>c<sub>i</sub></sub></b>	Factor de compresibilidad Crítico
<b>ω<sub>i</sub></b>	Factor acéntrico
<b>T<sub>b<sub>i</sub></sub></b>	Temperatura de ebullición normal
<b>SG</b>	Gravedad específica de la fracción

**APÉNDICE A: CORRELACIONES PARA ESTIMAR PROPIEDADES  
TERMODINÁMICA DE LA FRACCIÓN PLUS**

- **Temperatura Crítica**

$$T_C = 341.7 + 811 * SG + (0.4244 + 0.1174 * SG) * T_{bn} + \frac{(0.4669 - 3.2323 * SG) * 10^5}{T_{bn}}$$

Ec.61

- **Presión Crítica**

$$\ln(P_C) = 8.3634 - \frac{0.0566}{SG} - (0.24244 + \frac{2.2898}{SG} + \frac{0.11857}{SG^2}) * 10^{-3} * T_{bn} \\ + (1.1485 + \frac{3.648}{SG} + \frac{0.47227}{SG^2}) * 10^{-7} * T_{bn}^2 - (0.42019 + \frac{1.6977}{SG^2}) * 10^{-10} * T_{bn}$$

Ec.62

- **Peso Molecular**

$$MW = -12272.6 + 9486.4 * SG + (4.6523 - 3.3287 * SG) * T_{bn} + (1 - 0.77084 * SG \\ - 0.02058 * SG^2) * (1.3437 - \frac{720.79}{T_{bn}}) * \frac{10^7}{T_{bn}} + (1 - 0.80882 * SG + 0.02226 * SG^2) * \\ (1.8828 - \frac{181.98}{T_{bn}}) * \frac{10^{12}}{T_{bn}^3}$$

Ec.63

- **Factor Acéntrico**

$$\omega = -7.904 + 0.1352 * K - 0.007465 * K^2 + 8.359 * T_{bnr} + \frac{1.408 - 0.01063}{T_{bnr}}$$

Ec.64

- **Factor de Caracterización de Watson**

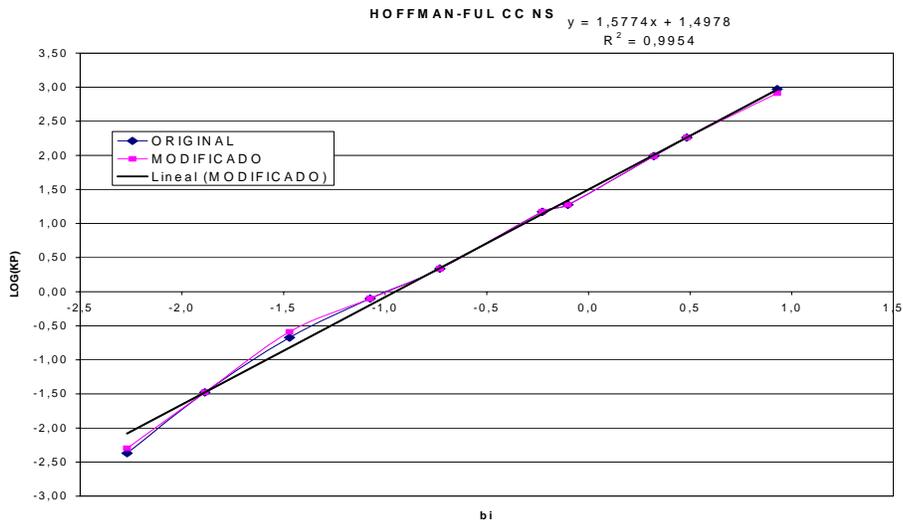
$$K = \frac{T_{bn}^{1/3}}{SG} \quad \text{Ec.65}$$

$$MW = 4.5673 * 10^{-5} * T_{bn} * SG^{-1.0164} \quad \text{Ec.66}$$

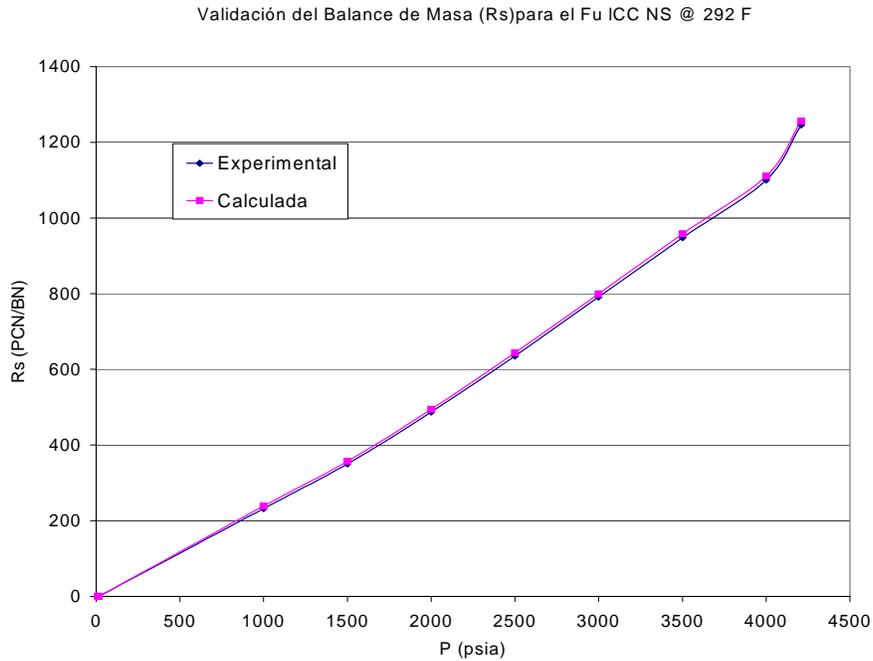
- **Coeficientes de Iteración Binario entre el Metano y la Fracción Plus  
propuesto por Katz – Firoozabadi**

$$\delta_{C1-Ci} = 0.14 * SG - 0.0668 \quad \text{Ec.67}$$

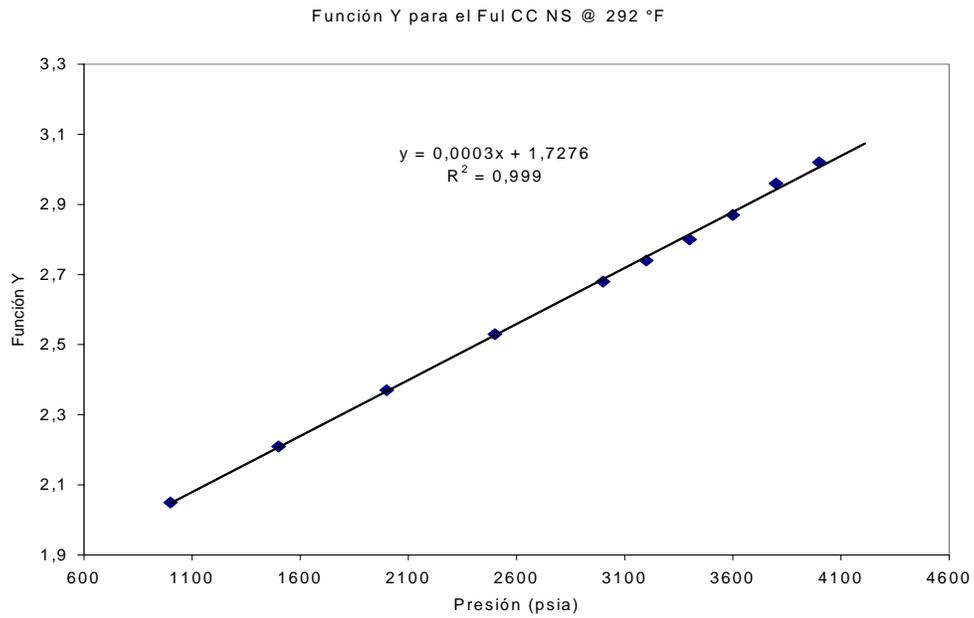
## APÉNDICE B: VALIDACIÓN DEL FUL CC NS Y FUL BB NS



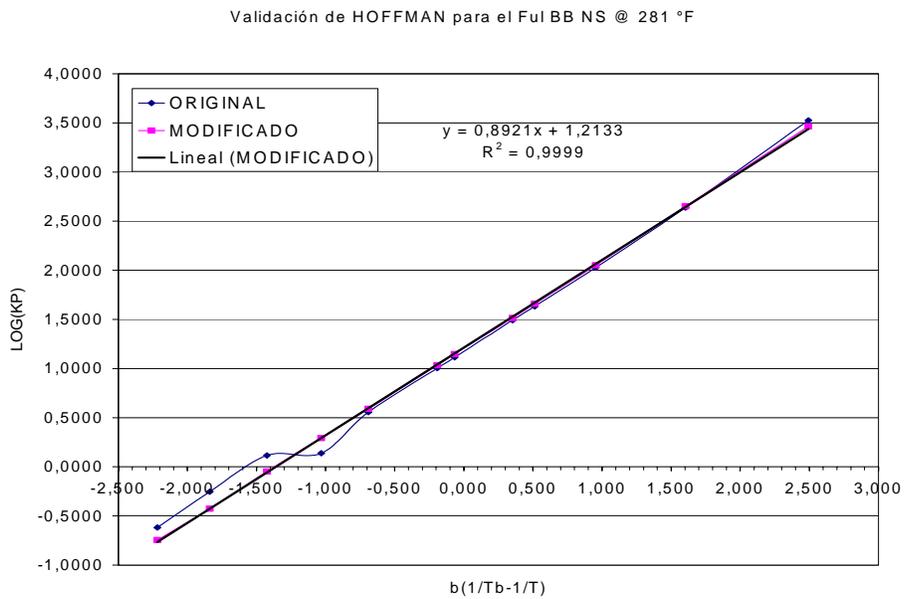
**Fig. 50 . Validación de Hoffman para el Ful CC NS @ 292 °F**



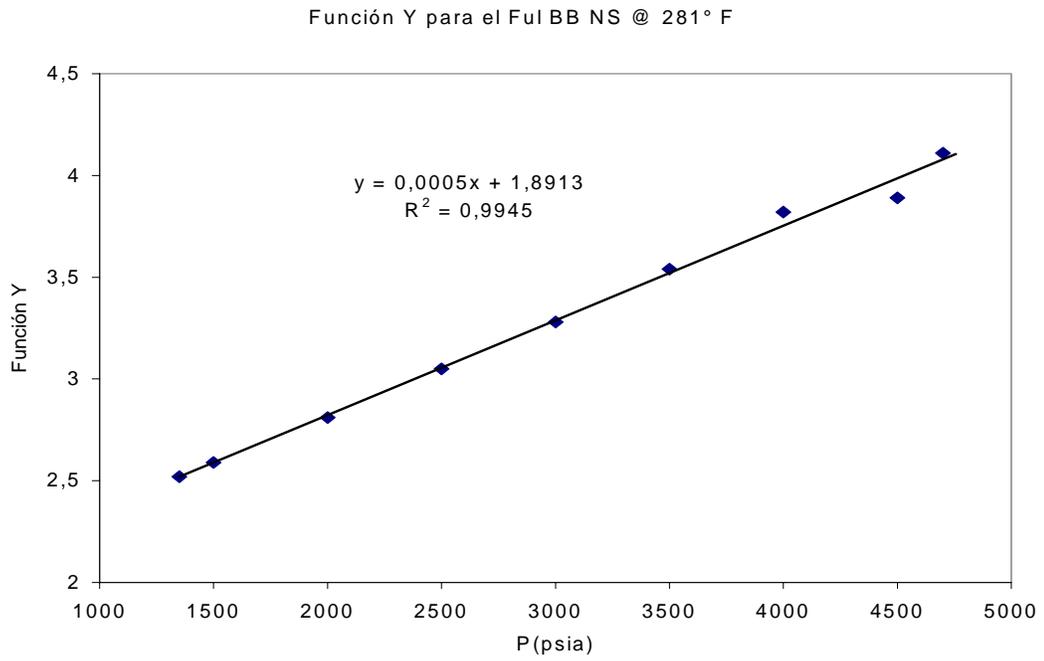
**Fig. 51. Validación del Balance de Masa para el Ful CC NS @ 292 °F**



**Fig. 52 . Función Y para el Ful CC NS @ 292 °F**



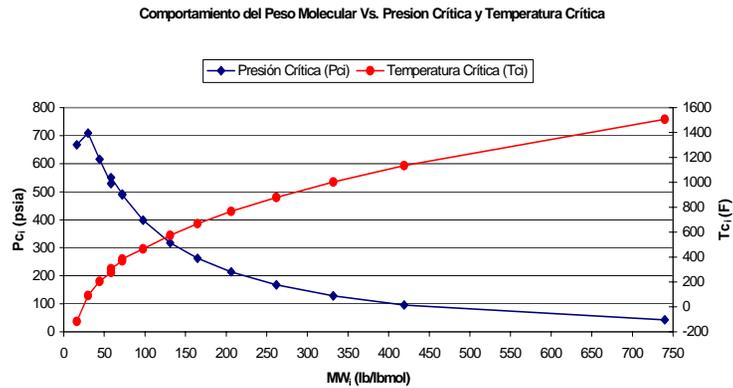
**Fig. 53. Validación de la Función Hoffman para el Ful BB NS @ 281 °F**



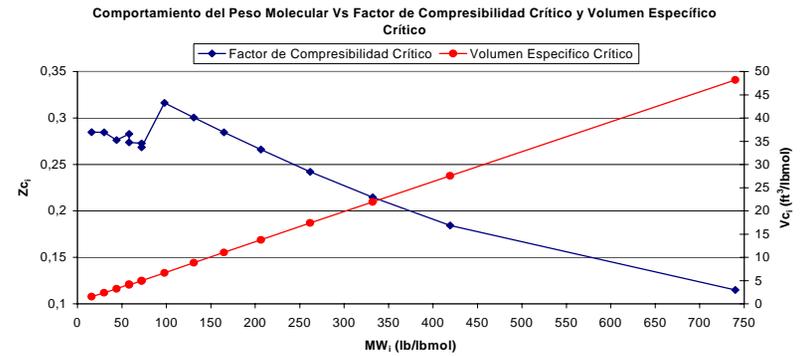
**Fig. 54. Validación de la Función Y para el Ful BB NS**

## **APÉNDICE C: CARACTERIZACIÓN DE LA FRACCIÓN PLUS**

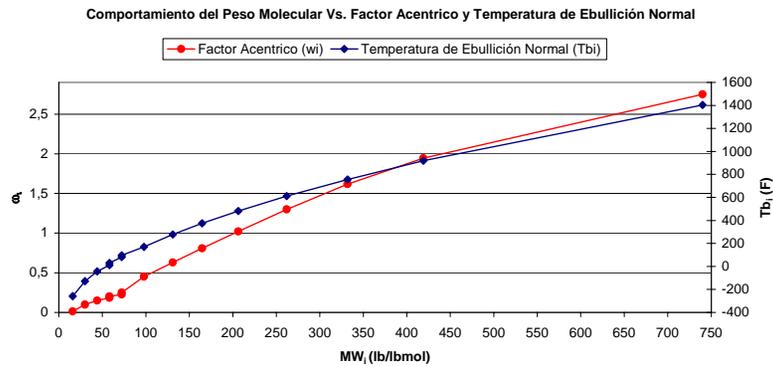




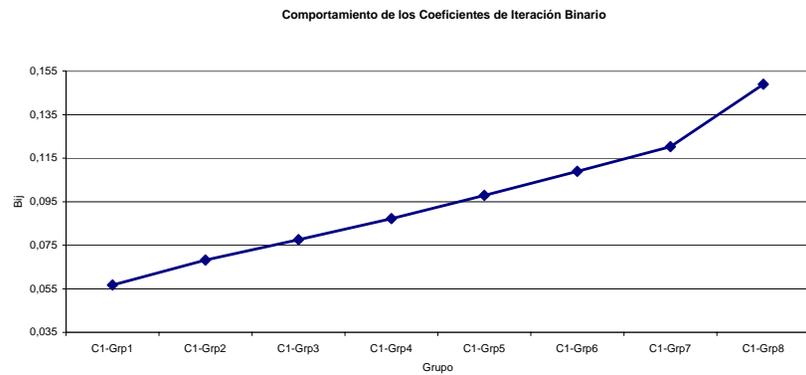
(a)  $T_{Ci}$  y  $P_{Ci}$



(b)  $V_{Ci}$  y  $Z_{Ci}$

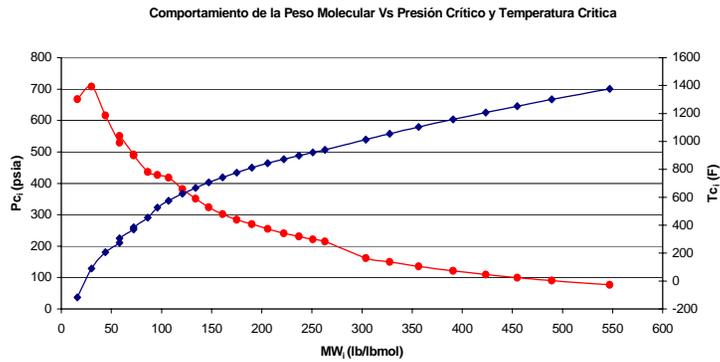


(c)  $T_{bi}$  y  $\omega_i$

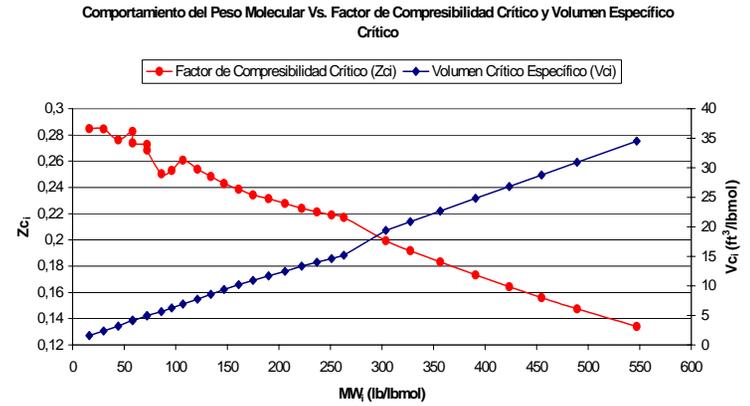


(d)  $B_{ij}$

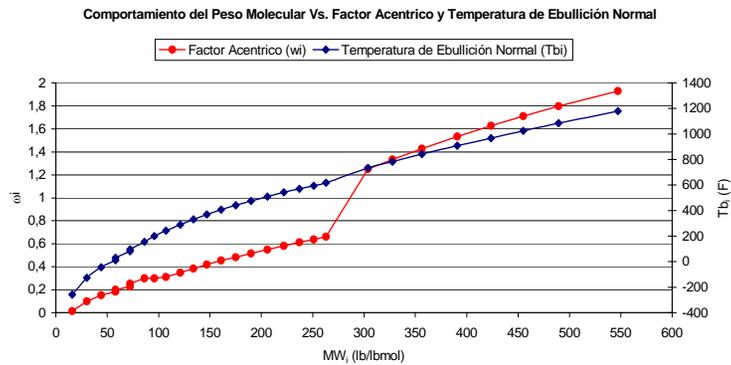
Fig. 55 Caracterización para el Ful A F



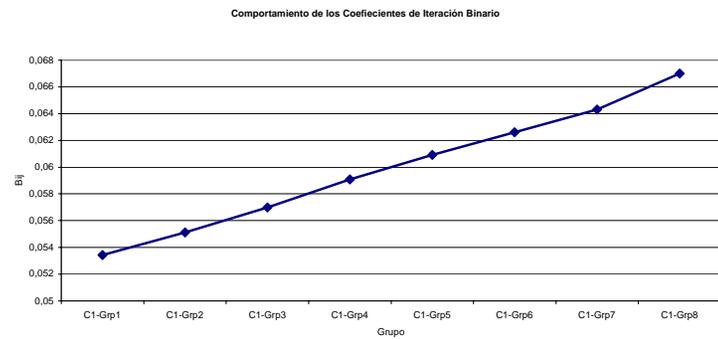
(a)  $P_{C_i}$  y  $T_{C_i}$



(b)  $V_{C_i}$  y  $Z_{C_i}$

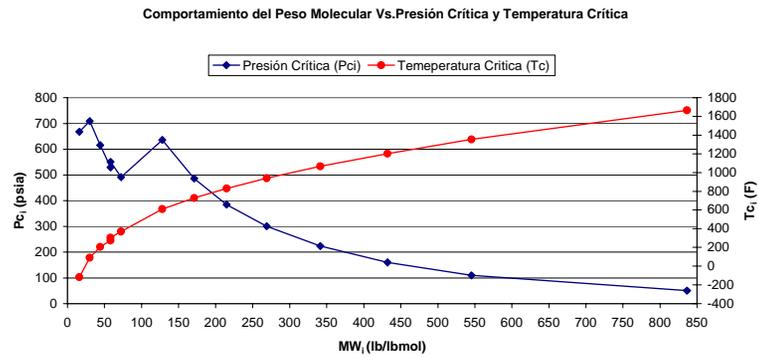


(c)  $T_{C_i}$  y  $\omega_i$

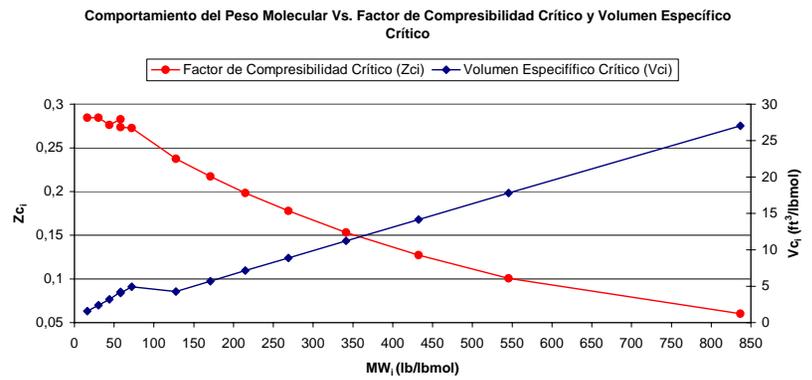


(d)  $B_{ij}$

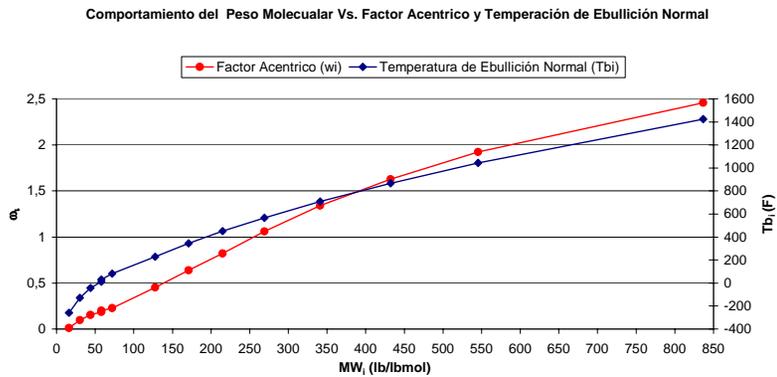
Fig. 56 Caracterización para Ful F S @ 293 °F



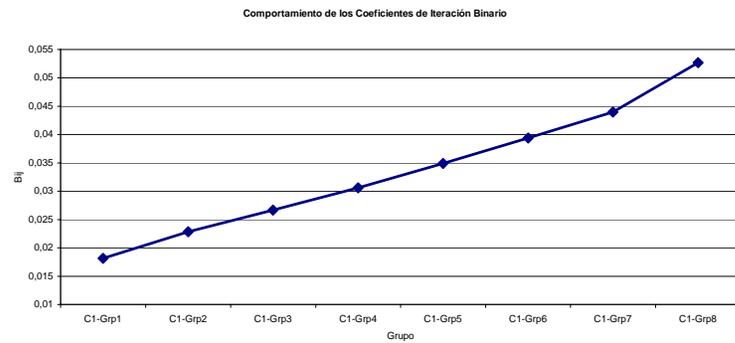
(a)  $P_{c_i}$  y  $T_{c_i}$



(b)  $V_{c_i}$  y  $Z_{c_i}$

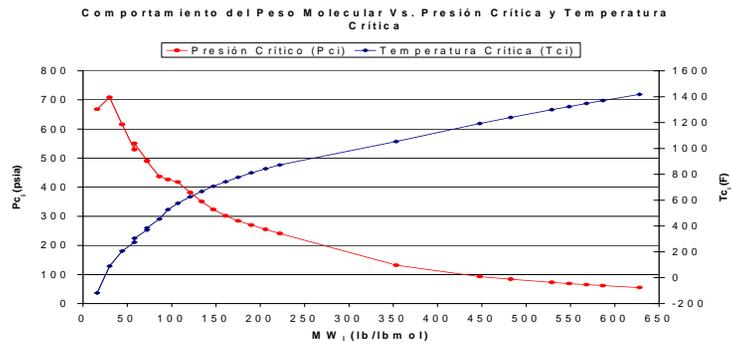


(c)  $T_{b_i}$  y  $\omega_i$

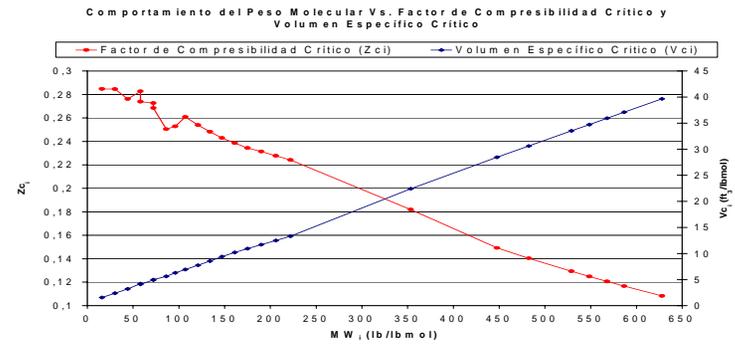


(d)  $B_{ij}$

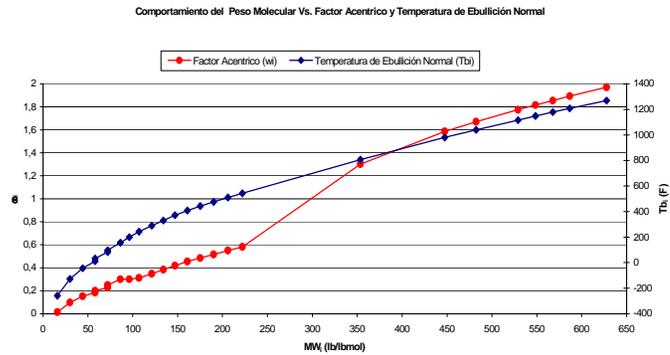
Fig. 57 Caracterización para el Ful B F @ 294 °F



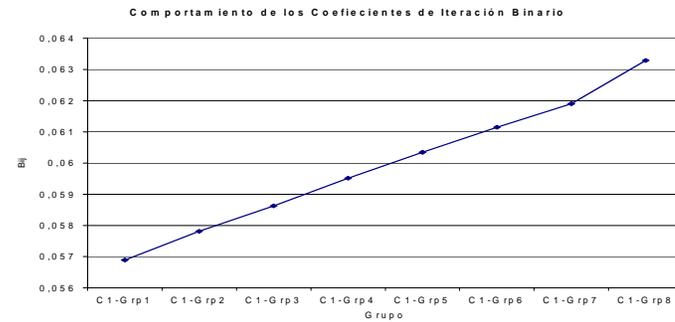
(a)  $P_{Ci}$  y  $T_{Ci}$



(b)  $V_{Ci}$  y  $Z_{Ci}$

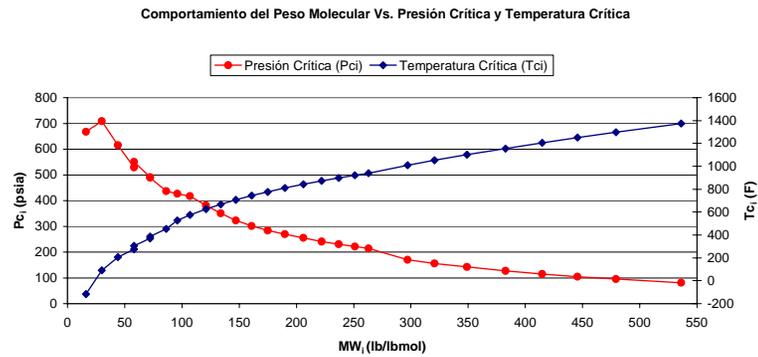


(c)  $T_{bi}$  y  $w_i$

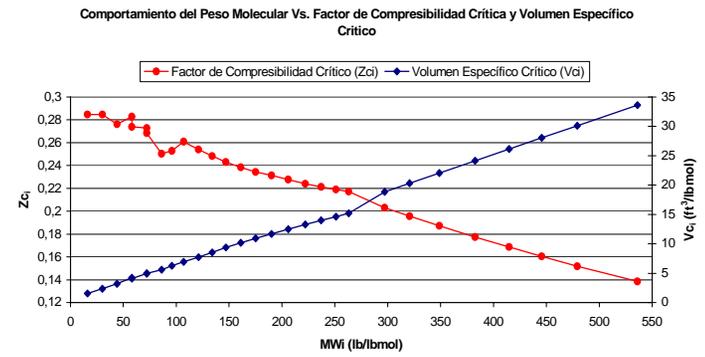


(d)  $B_{ij}$

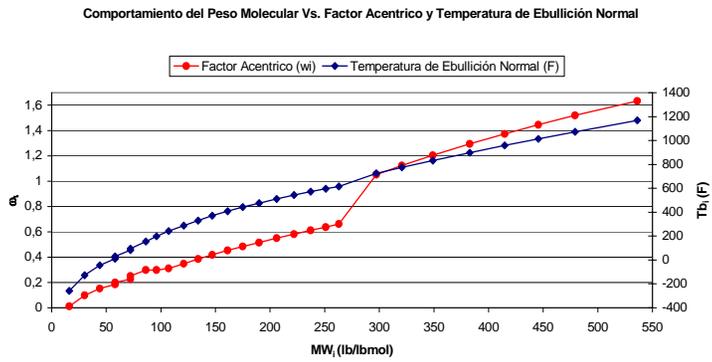
Fig. 58 Caracterización para Ful H F @ 295°F



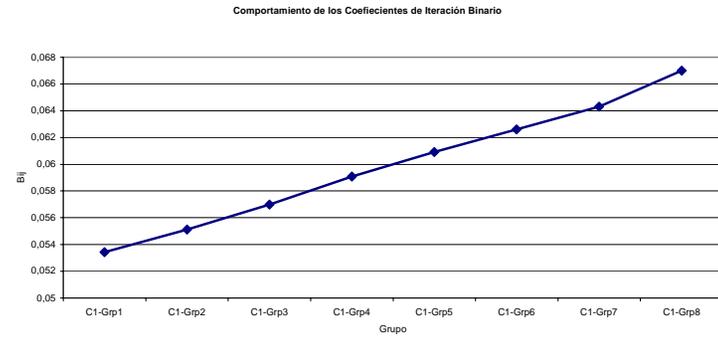
(a)  $P_{C_i}$  y  $T_{C_i}$



(b)  $V_{C_i}$  y  $Z_{C_i}$

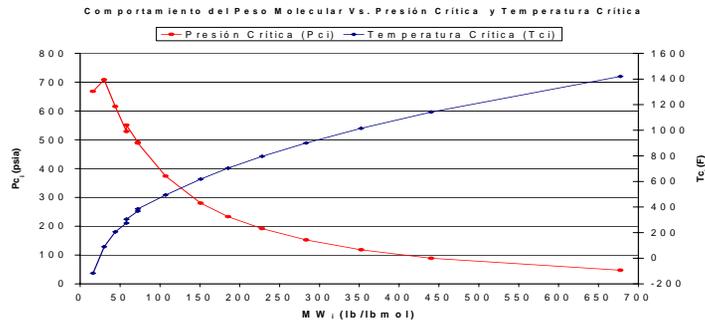


(c)  $T_{b_i}$  y  $\omega_i$

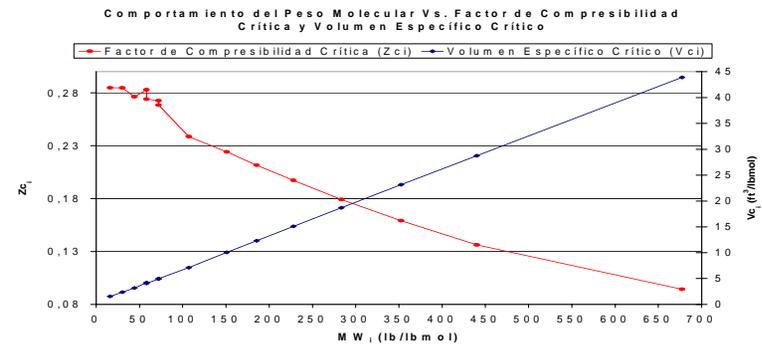


(d)  $B_{ij}$

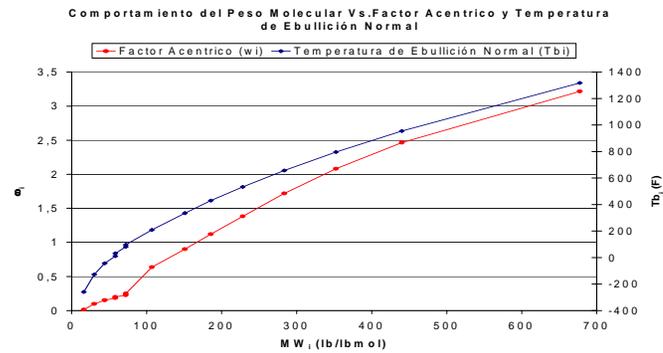
Fig. 59 Caracterización para el Ful G F @ 290 F



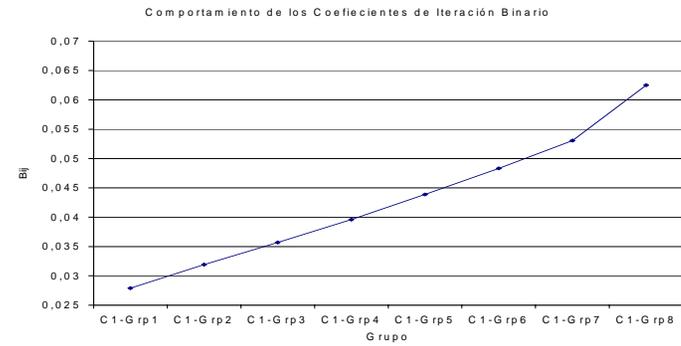
(a)  $P_{c_i}$  y  $T_{c_i}$



(b)  $V_{c_i}$  y  $Z_{c_i}$

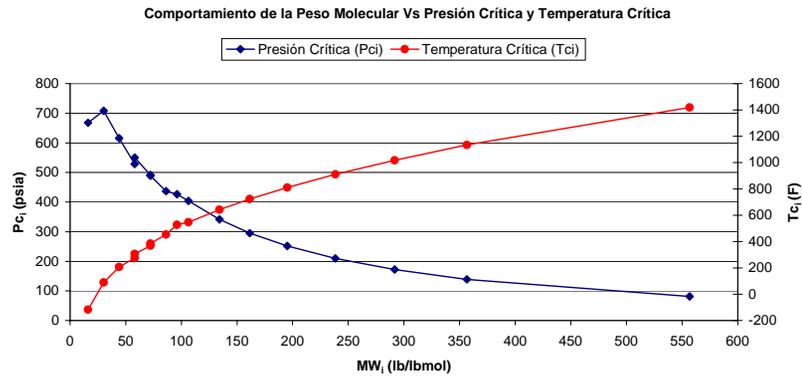


(c)  $T_{b_i}$  y  $w_i$

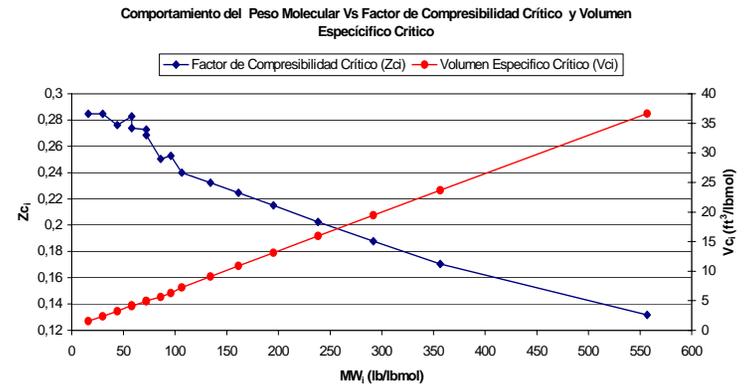


(d)  $B_{ij}$

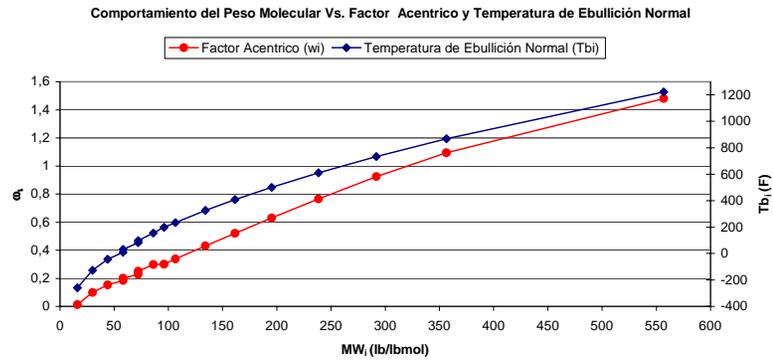
Fig. 60 Caracterización para el Ful I S @ 289 °F



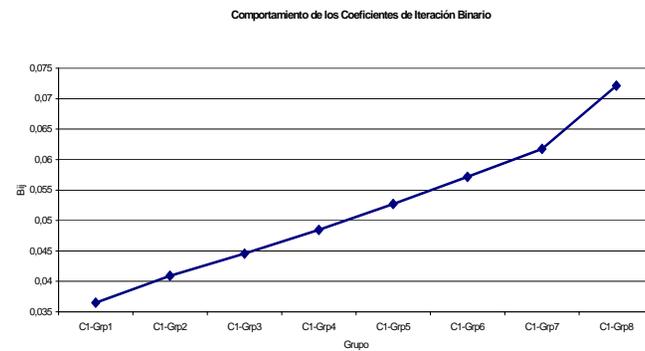
(a)  $P_{C_i}$  y  $T_{C_i}$



(b)  $V_{C_i}$  y  $Z_{C_i}$

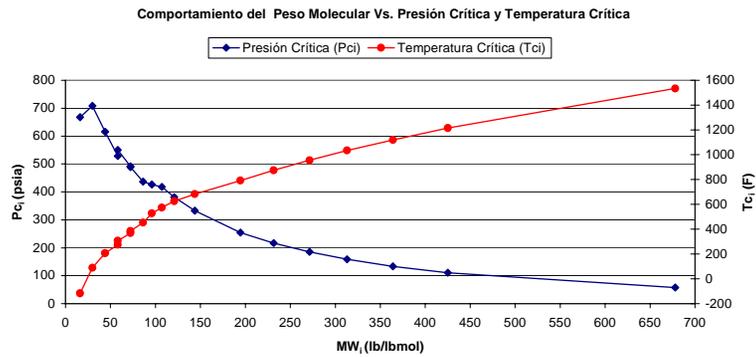


(c)  $T_{b_i}$  y  $\omega_i$

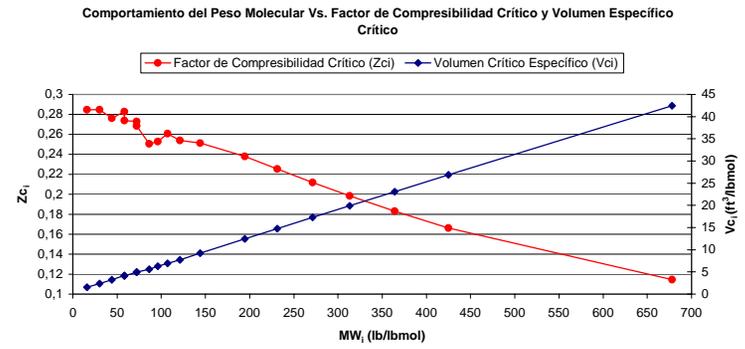


(d)  $B_{ij}$

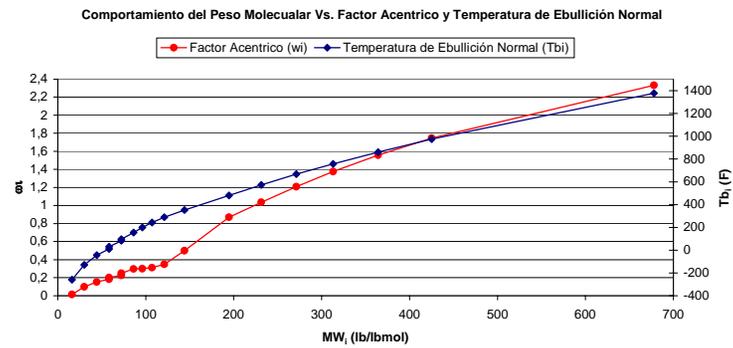
Fig. 61 Caracterización para el Ful D S @ 288 °F



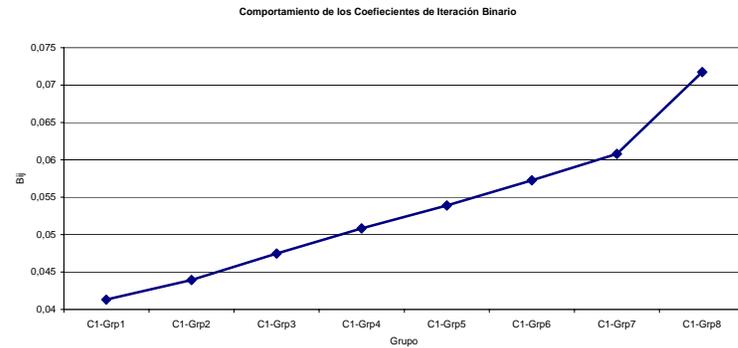
(a)  $P_{Ci}$  y  $T_{Ci}$



(b)  $V_{Ci}$  y  $T_{Ci}$

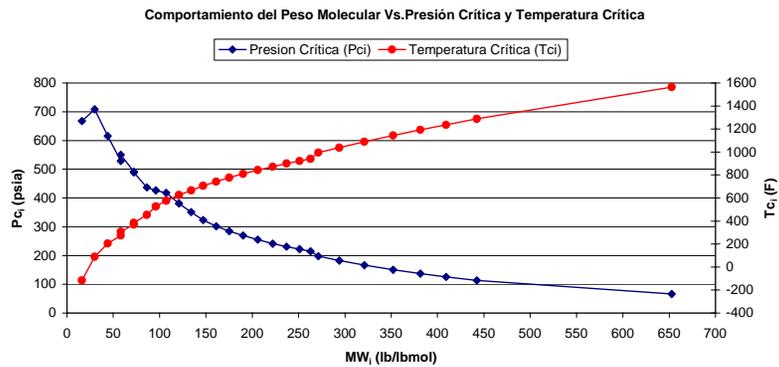


(c)  $T_{bi}$  y  $\omega_i$

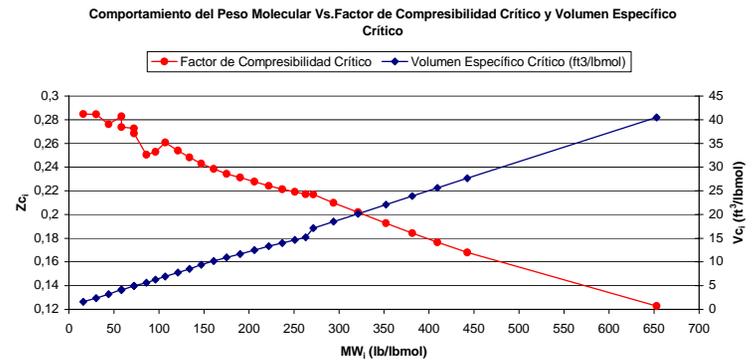


(d)  $B_{ij}$

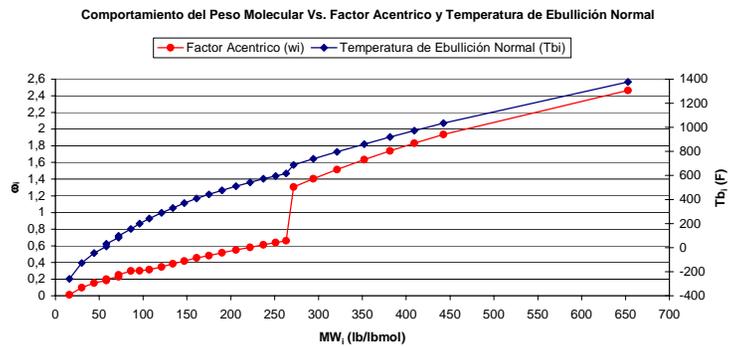
Fig. 62 Caracterización para el Ful U NI @ 305 °F



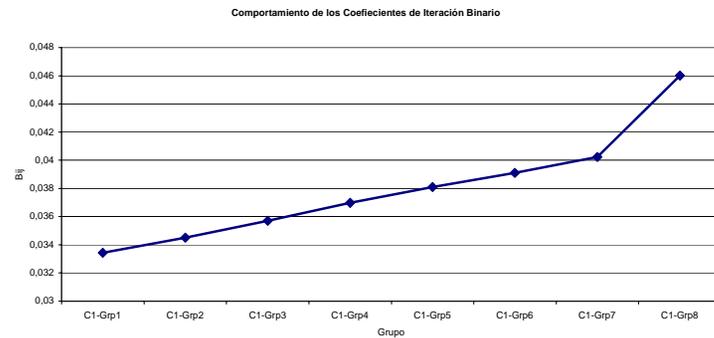
(a)  $P_{c_i}$  y  $T_{c_i}$



(b)  $V_{c_i}$  y  $Z_{c_i}$

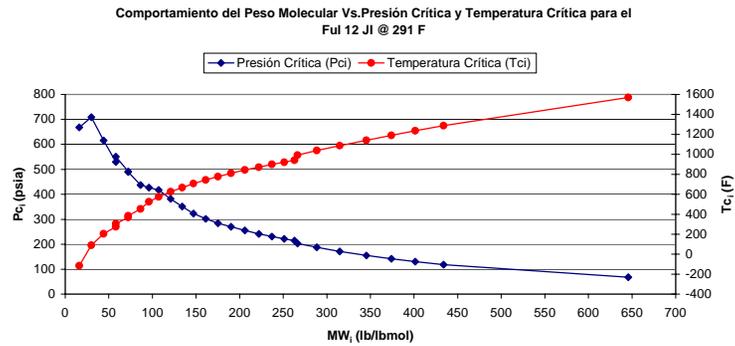


(c)  $T_{b_i}$  y  $\omega_i$

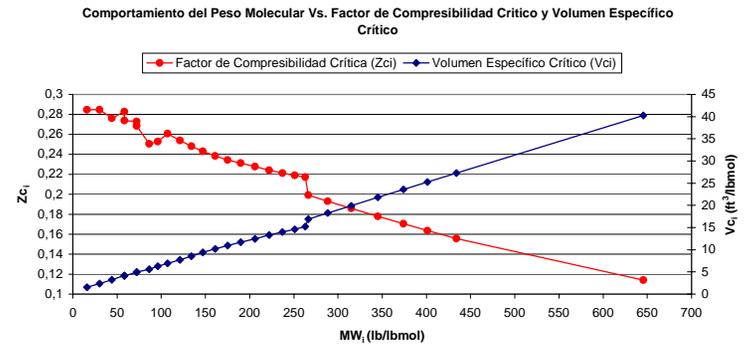


(d)  $B_{ij}$

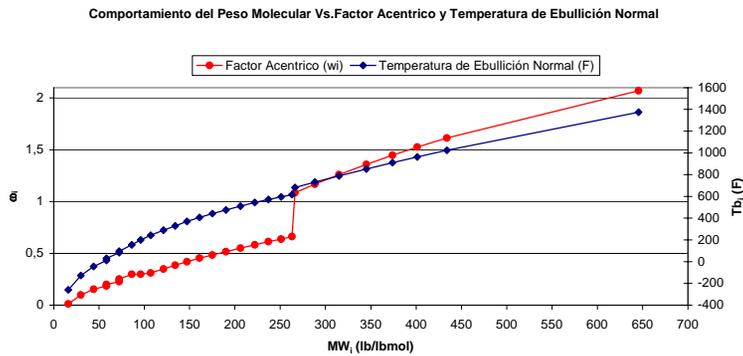
Fig. 63 Caracterización para el Ful T NI @ 305 °F



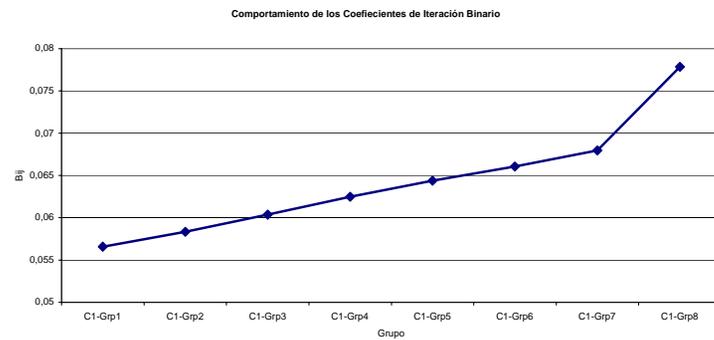
(a)  $P_{Ci}$  y  $T_{Ci}$



(b)  $V_{Ci}$  y  $Z_{Ci}$

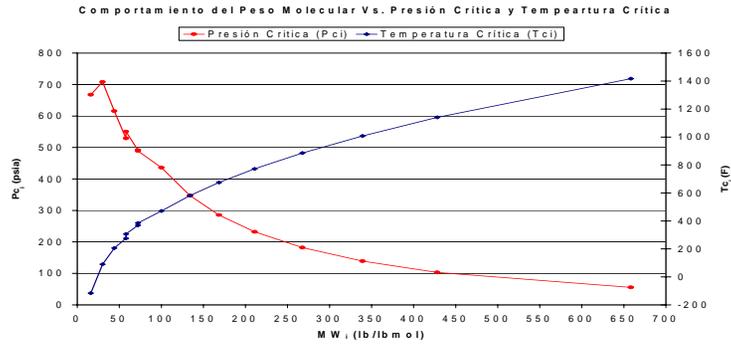


(c)  $T_{bi}$  y  $\omega_i$

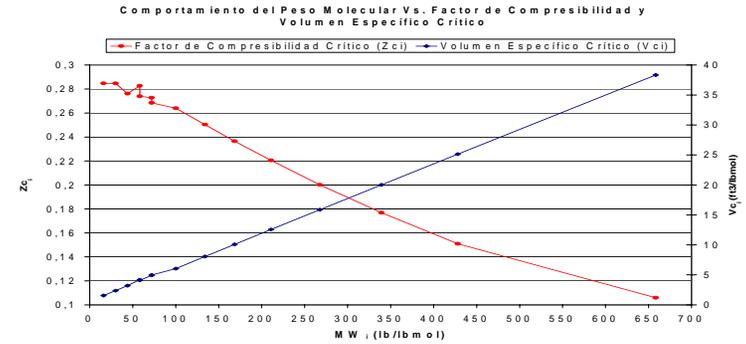


(d)  $B_{ij}$

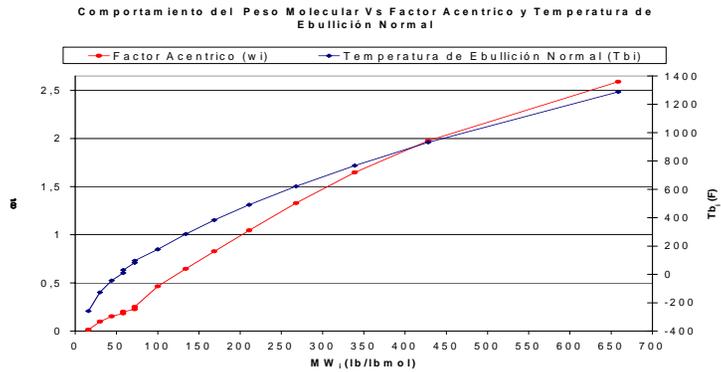
Fig. 64 Caracterización para el Ful C S @ 291 °F



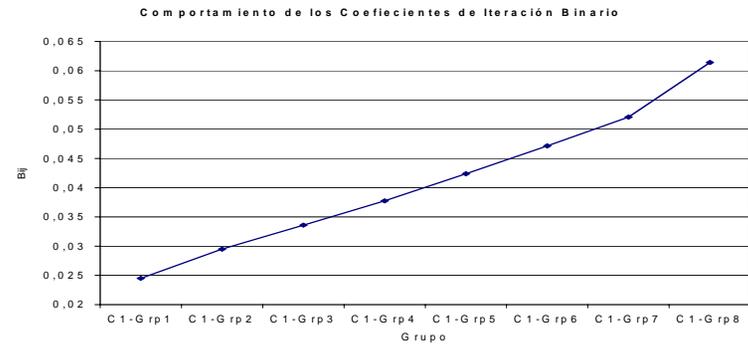
(a)  $P_{Ci}$  y  $T_{Ci}$



(b)  $V_{Ci}$  y  $Z_{Ci}$

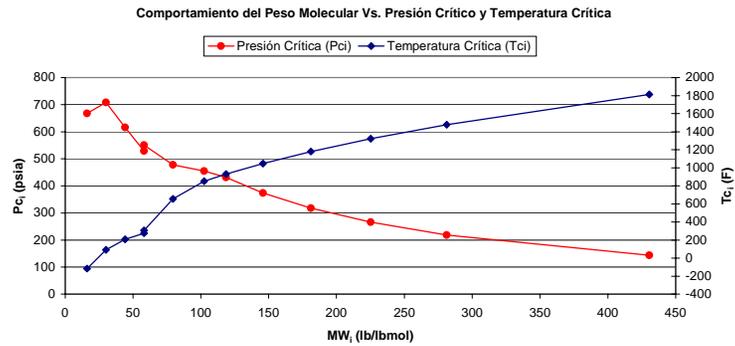


(c)  $T_{bi}$  y  $\omega_i$

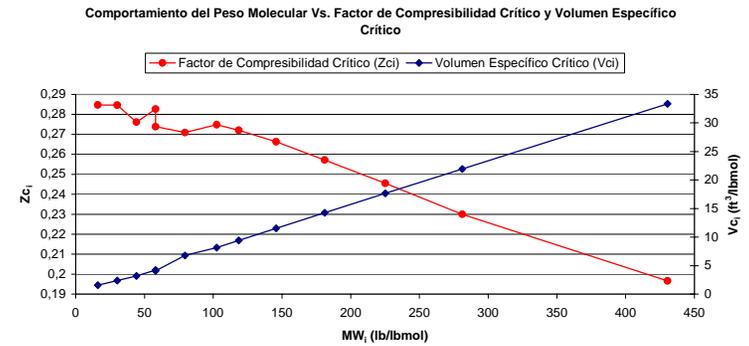


(d)  $B_{ij}$

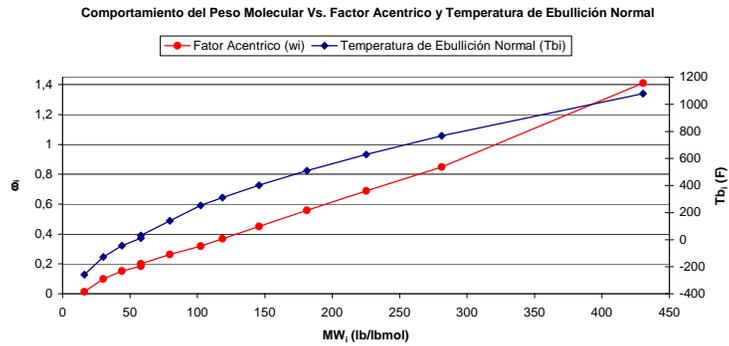
Fig. 65 Caracterización para el Ful HH S @ 295 °F



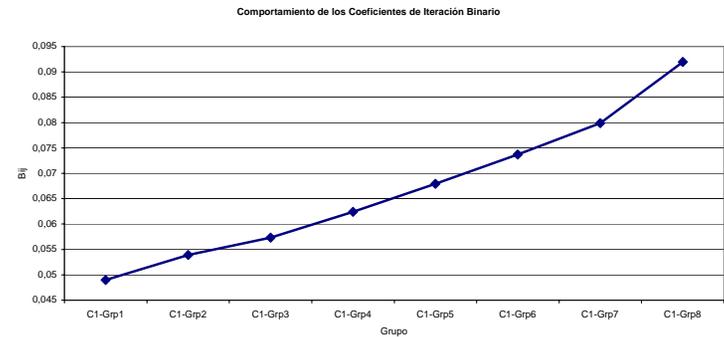
(a) P<sub>Ci</sub> y T<sub>Ci</sub>



(b) V<sub>Ci</sub> y Z<sub>Ci</sub>

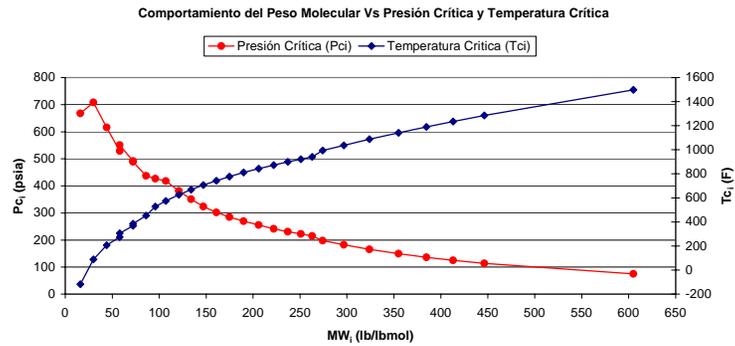


(c) T<sub>bi</sub> y ω<sub>i</sub>

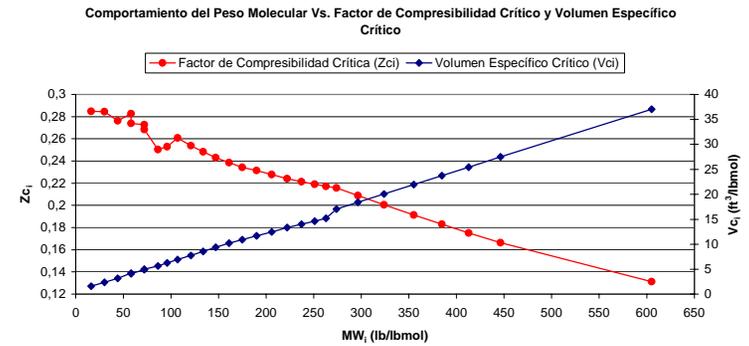


(d) B<sub>ij</sub>

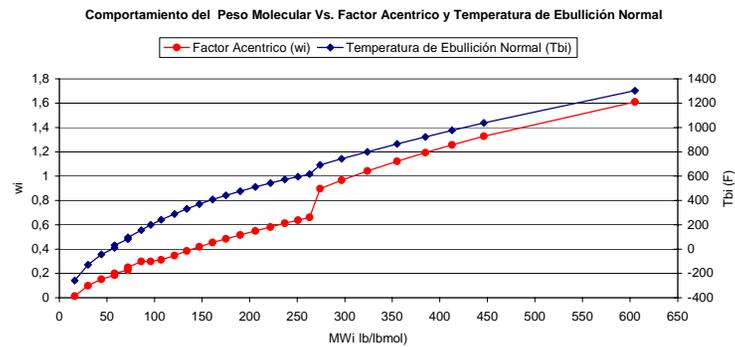
Fig. 66 Caracterización para el Ful S NI @ 318 °F



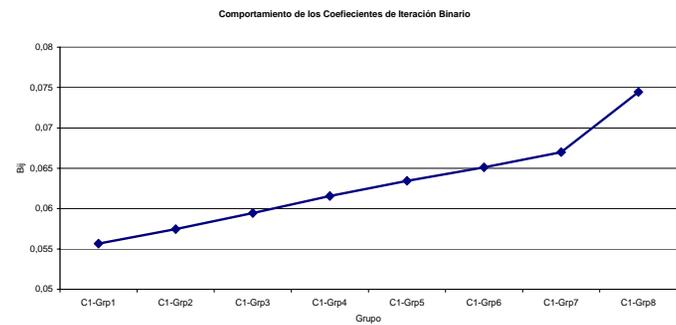
(a)  $P_{C_i}$  y  $T_{C_i}$



(b)  $V_{C_i}$  y  $Z_{C_i}$

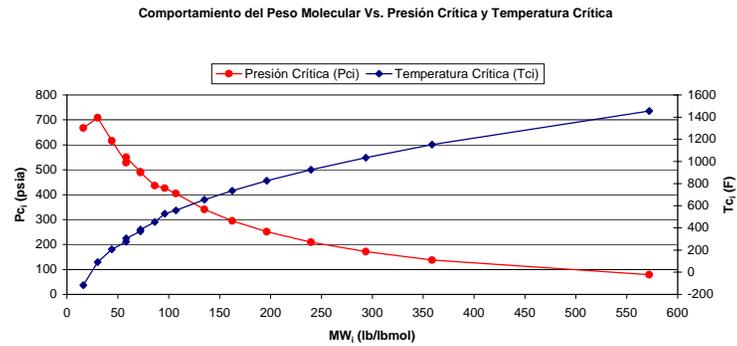


(c)  $T_{b_i}$  y  $\omega_i$

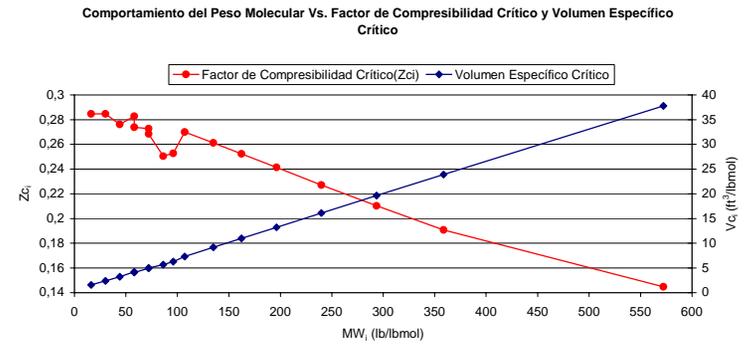


(d)  $B_{ij}$

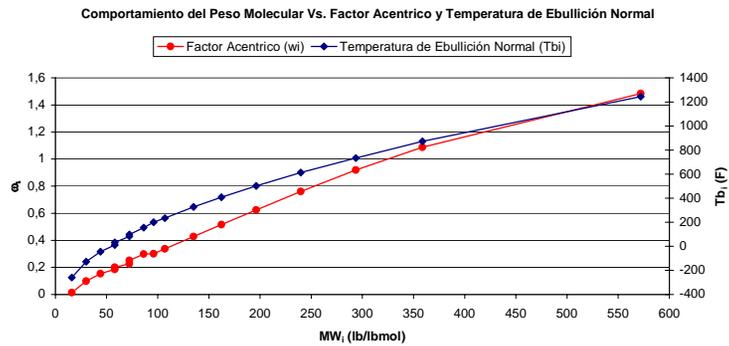
Fig. 67 Caracterización del Ful CC NS @ 292 °F



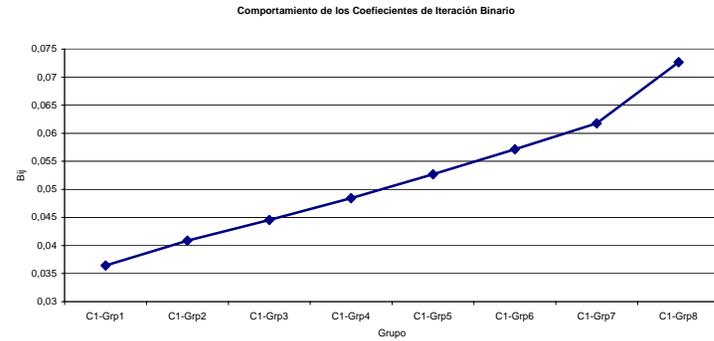
(a)  $P_{Ci}$  y  $T_{Ci}$



(b)  $V_{Ci}$  y  $Z_{Ci}$

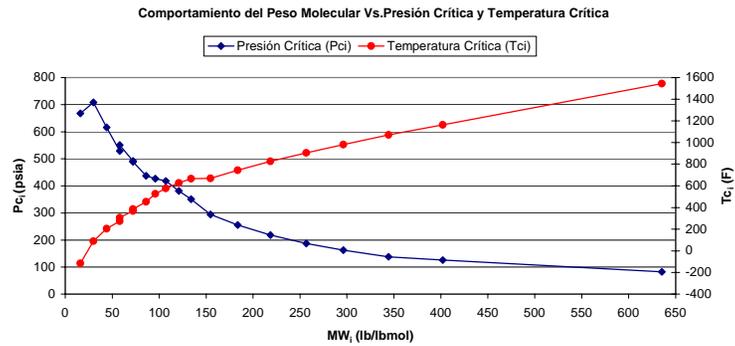


(c)  $T_{bi}$  y  $\omega_i$

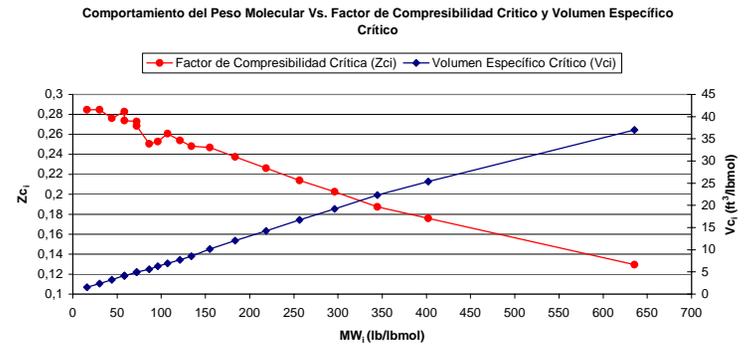


(d)  $B_{ij}$

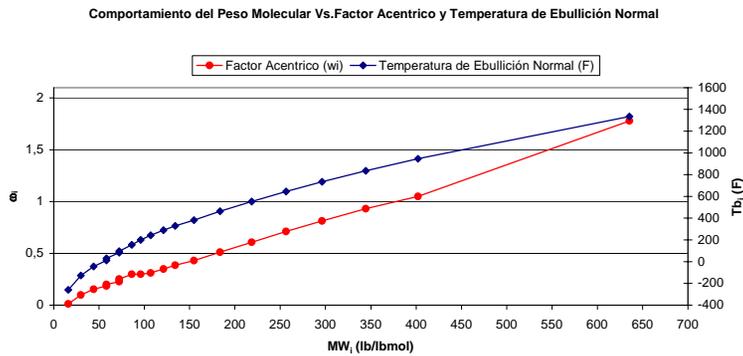
Fig. 68 Caracterización para el Ful V NI @ 280 °F



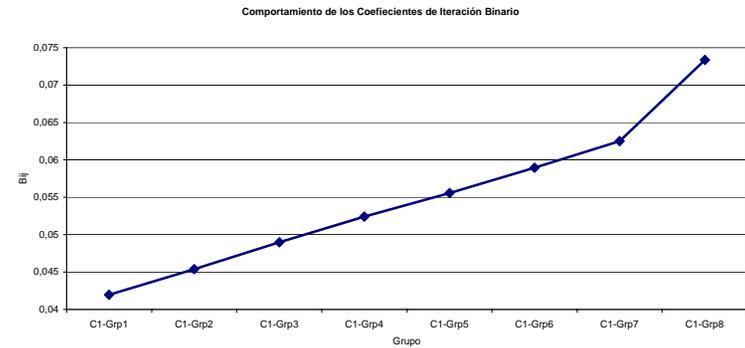
(a) P<sub>Ci</sub> y T<sub>Ci</sub>



(b) V<sub>Ci</sub> y Z<sub>Ci</sub>

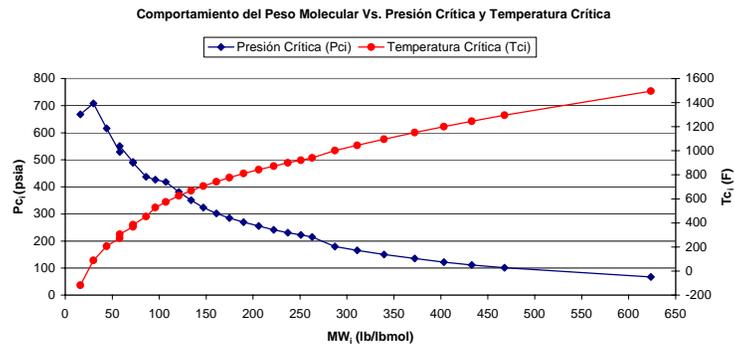


(c) T<sub>bi</sub> y ω<sub>i</sub>

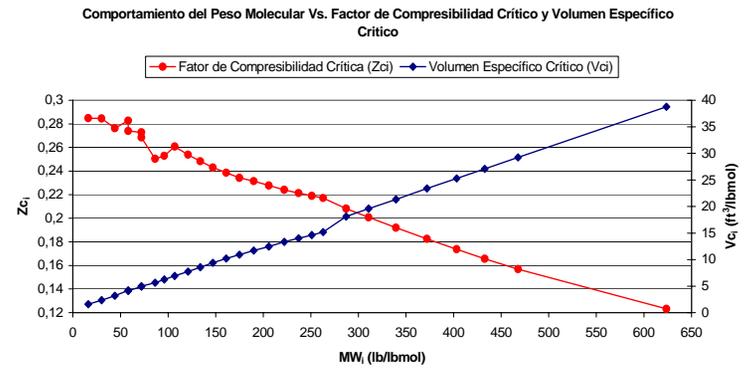


(d) B<sub>ij</sub>

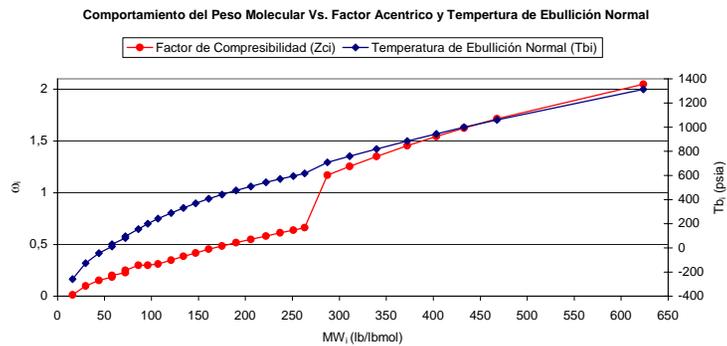
Fig. 69 Caracterización para el Ful BB NS @ 281 °F



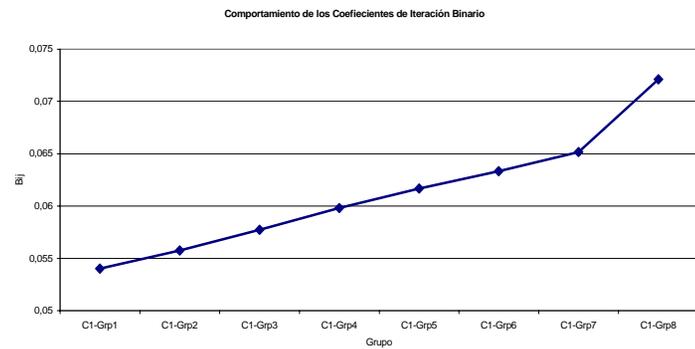
(a)  $P_{C_i}$  y  $T_{C_i}$



(b)  $V_{C_i}$  y  $Z_{C_i}$



(c)  $T_{b_i}$  y  $\omega_i$

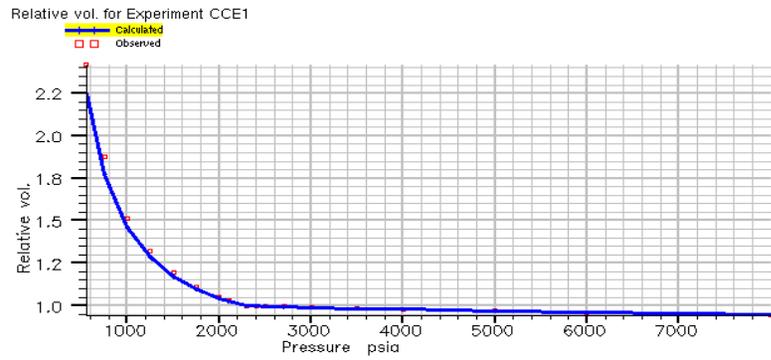


(d)  $B_{ij}$

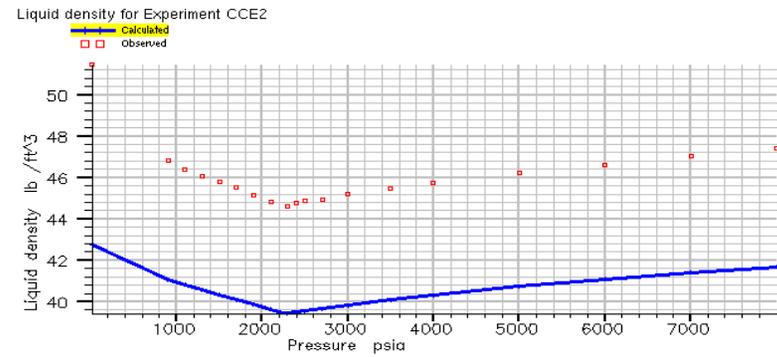
Fig. 70 Caracterización para el Ful AA NS @ 281 °F



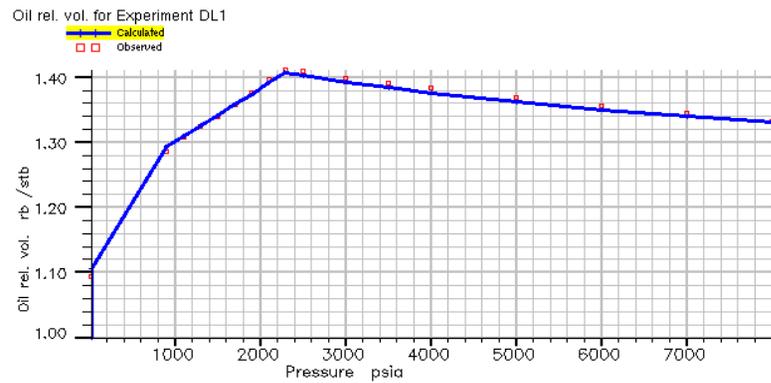
**APÉNDICE D: AJUSTE DE LA ECUACIÓN DE ESTADO PARA LOS  
CRUDOS ESTUDIADOS DEL CAMPO EL FURRIAL**



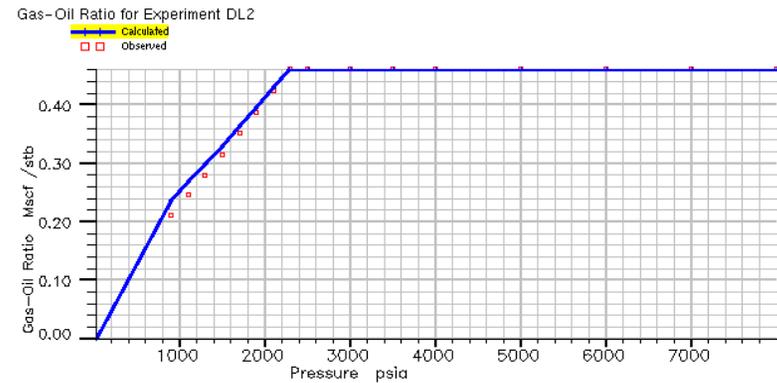
(a) Volumen Relativo, VR



(b) Densidad del Líquido,  $\rho_L$

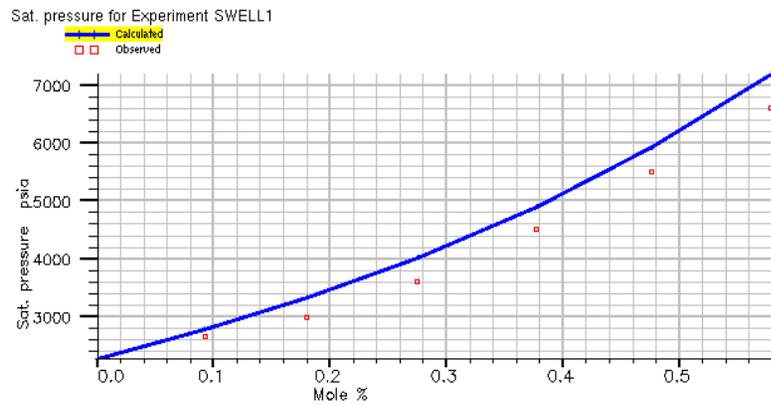


(c) Volumen de Formación de Crudo,  $B_O$

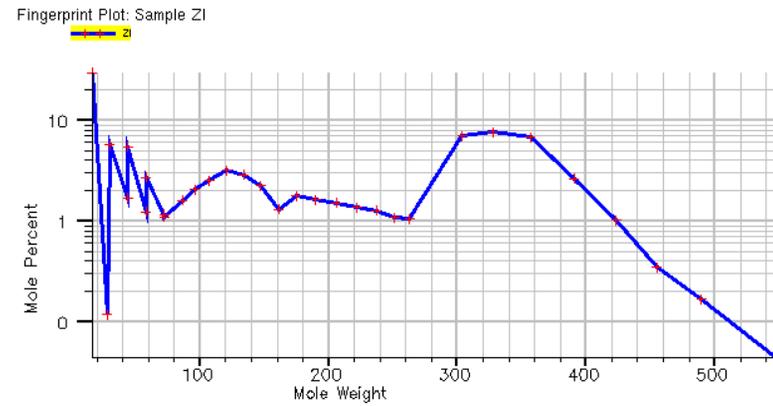


(d) Relación Gas -Petróleo,  $R_S$

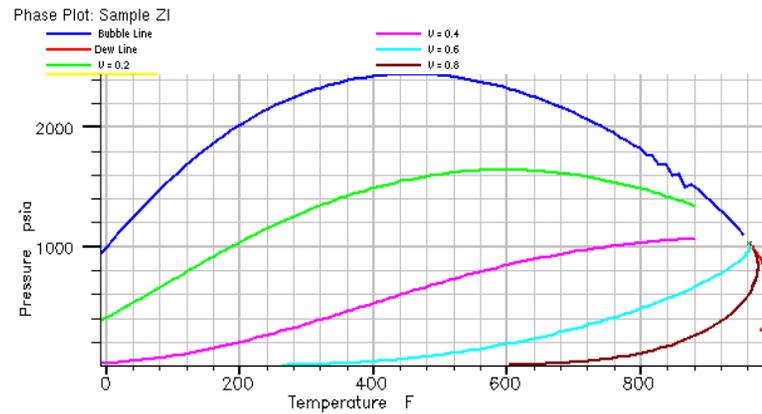
**Fig. 71 Ajuste Ecuación de Estado para el Ful F S @ 293 °F**



(e) Prueba de Hinchamiento con gas Natural

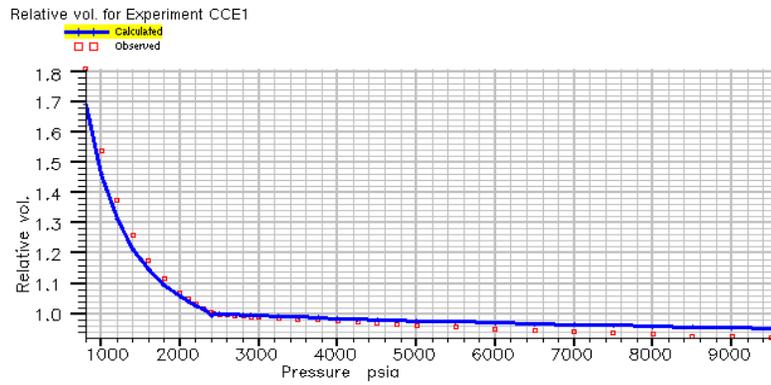


(f) Distribución Molar

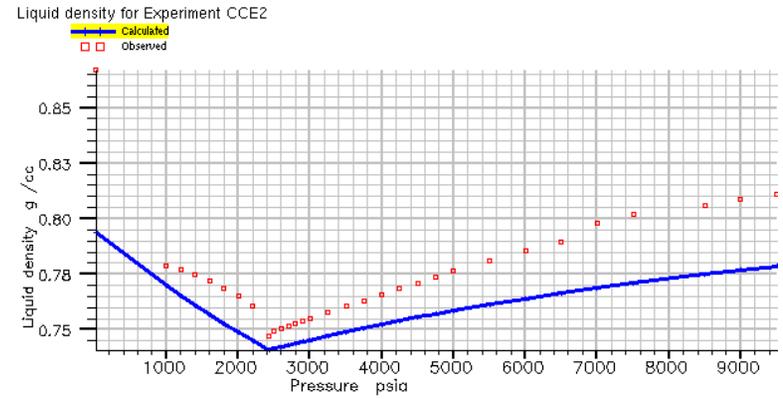


(g) Diagrama de Fase

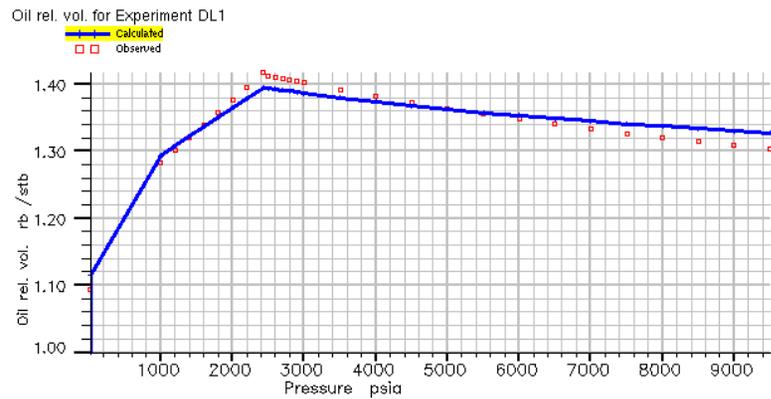
Fig. 72 Cont. Ajuste Ecuación de Estado Ful F S @ 293 °F



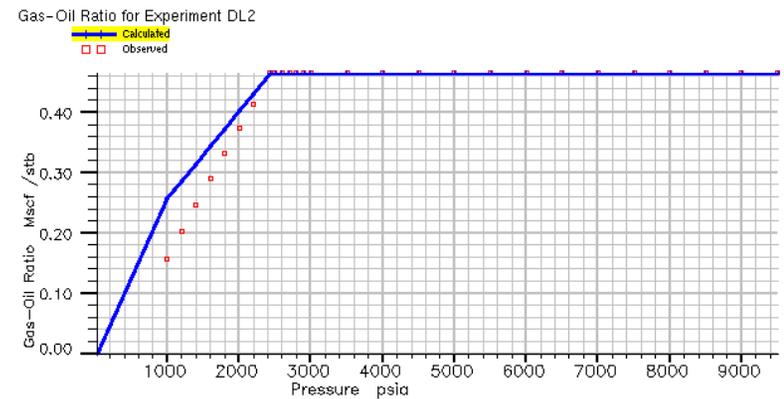
(a) Volumen Relativo,  $V_R$



(b) Densidad del Liquido,  $\rho_L$

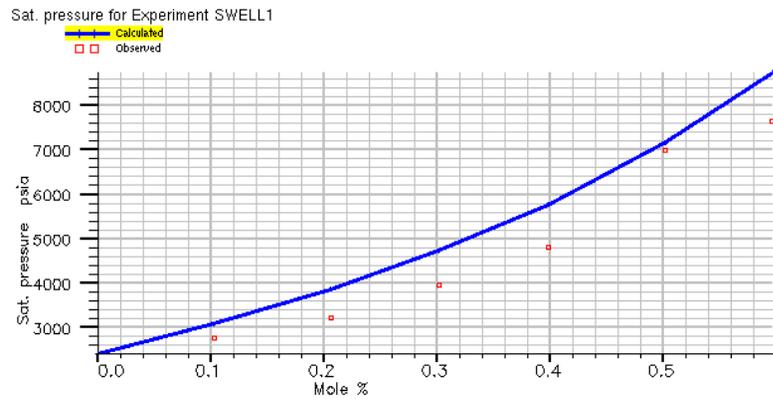


(c) Volumen de Formación de Crudo,  $B_O$

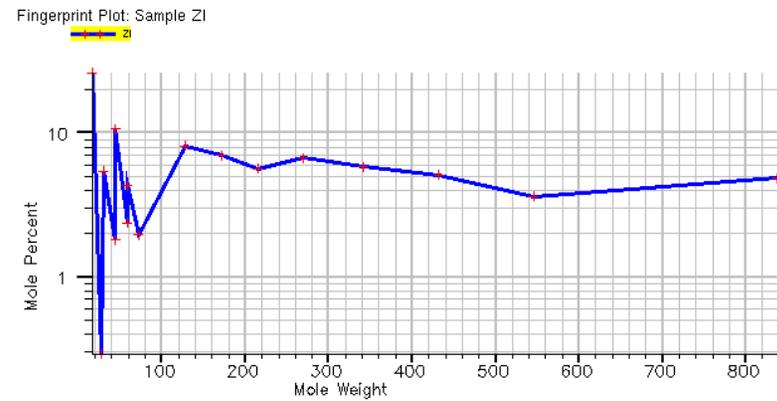


(d) Relación Gas –Petróleo,  $R_S$

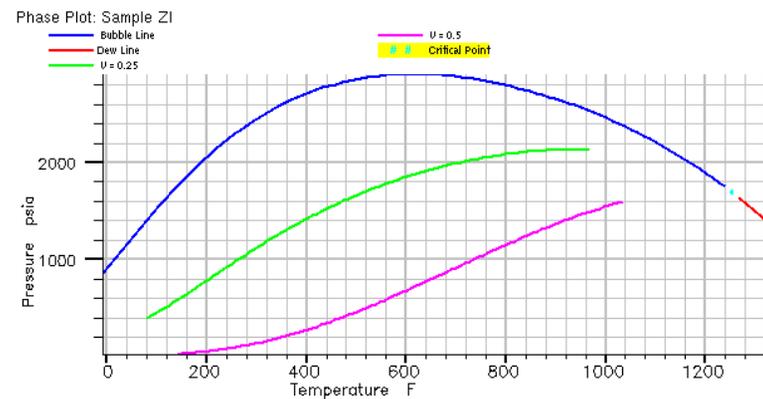
**Fig. 73 Ajuste Ecuación de Estado para el Ful B F @ 294 °F**



(e) Prueba de Hinchamiento con gas Natural

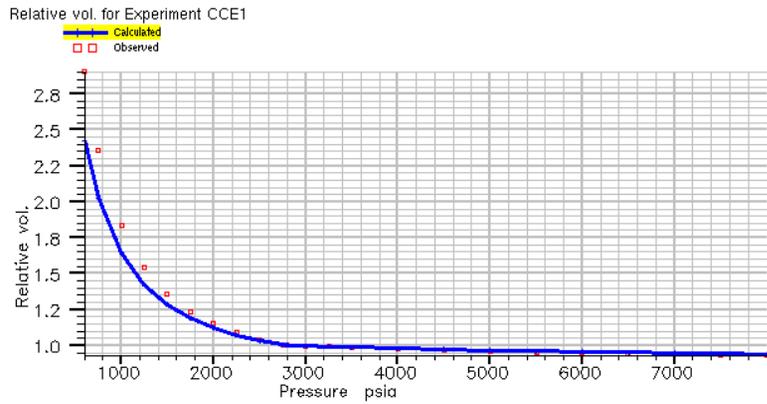


(f) Distribución Molar

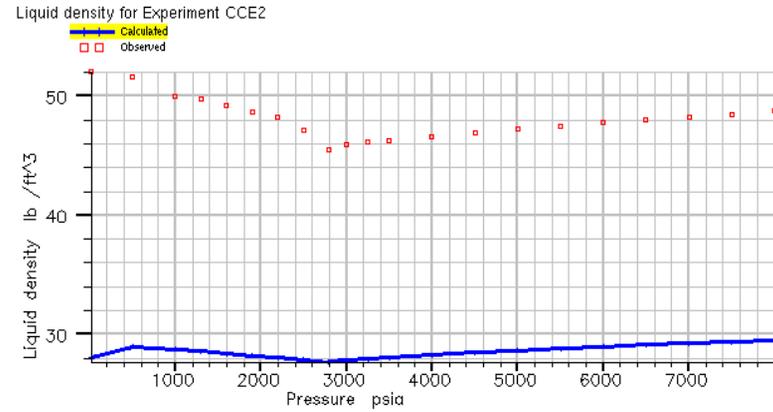


(g) Diagrama de Fase

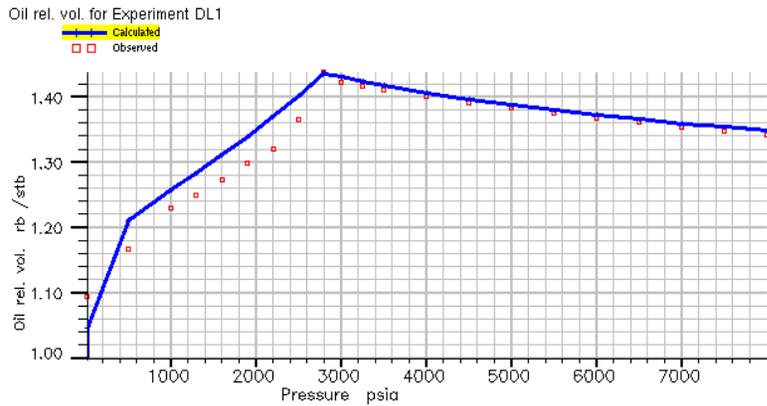
Fig. 74 Cont. Ajuste Ecuación de Estado para el Ful B F @ 294 °F



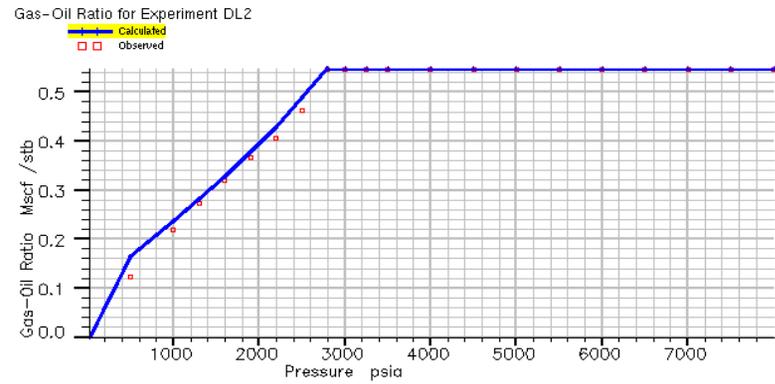
(a) Volumen Relativo,  $V_R$



(b) Densidad del Líquido,  $\rho_L$



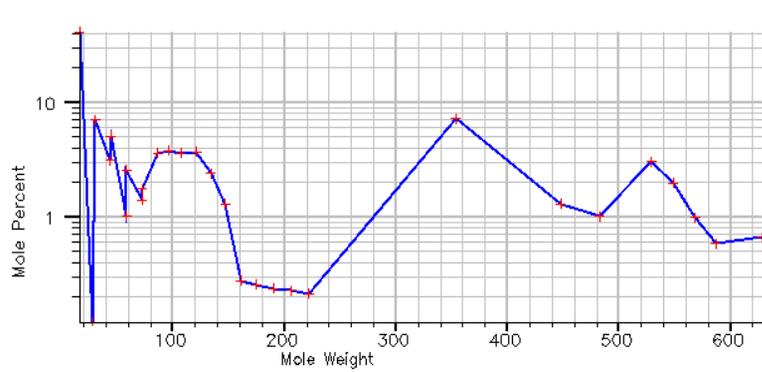
(c) Volumen de Formación de Crudo,  $B_O$



(d) Relación Gas –Petróleo,  $R_S$

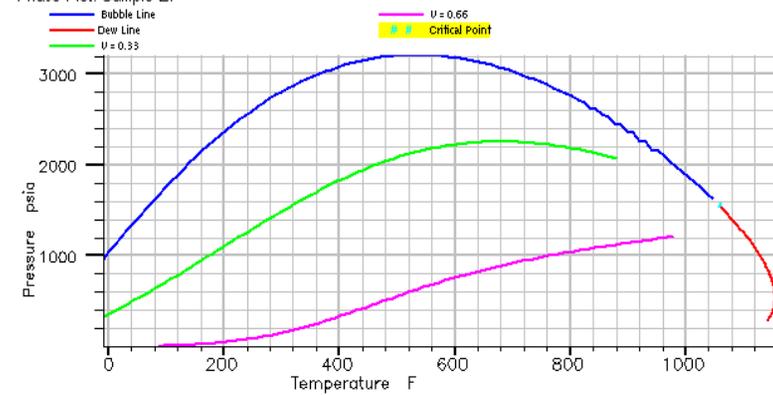
**Fig. 75 Ajuste Ecuación de Estado para el Ful H F @ 295 °F**

Fingerprint Plot: Sample ZI



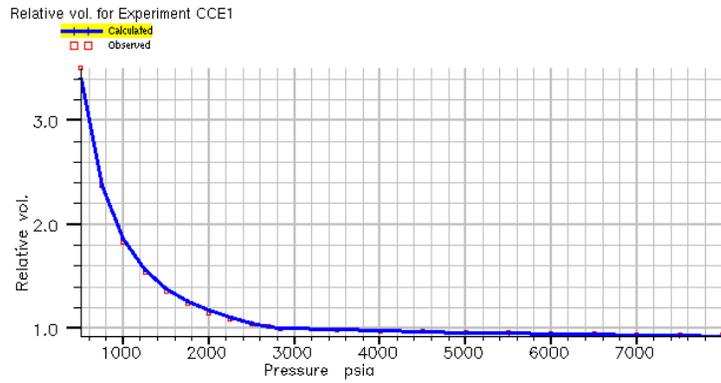
(e) Distribución Molar

Phase Plot: Sample ZI

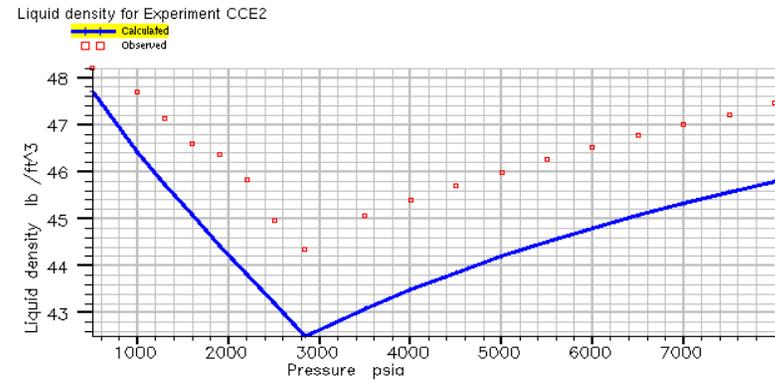


(f) Diagrama de Fase

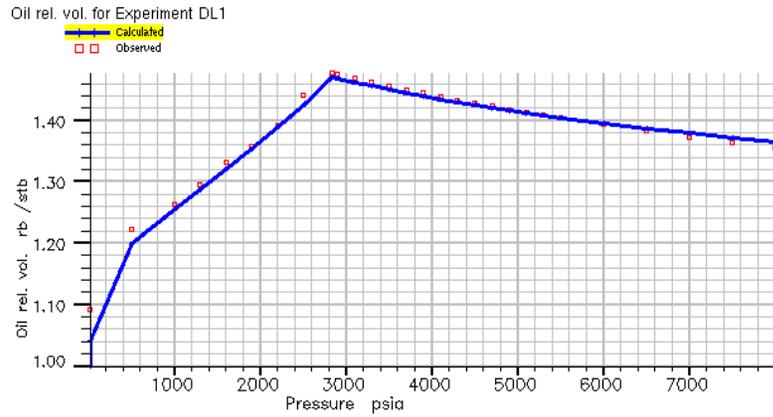
Fig. 76 Cont. Ajuste Ecuación de Estado Ful H F @ 295 °F



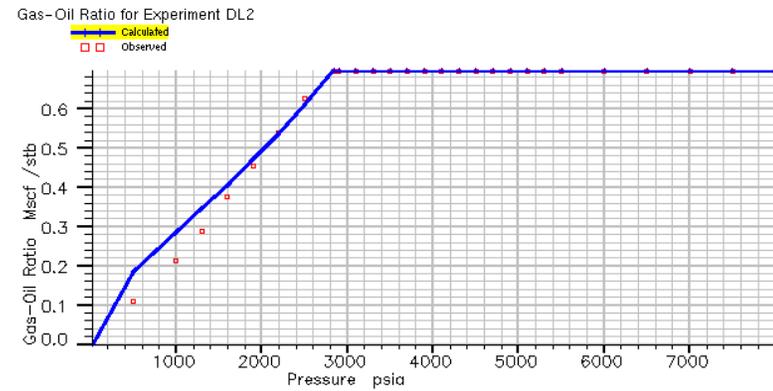
(a) Volumen Relativo,  $V_R$



(b) Densidad del Líquido,  $\rho_L$



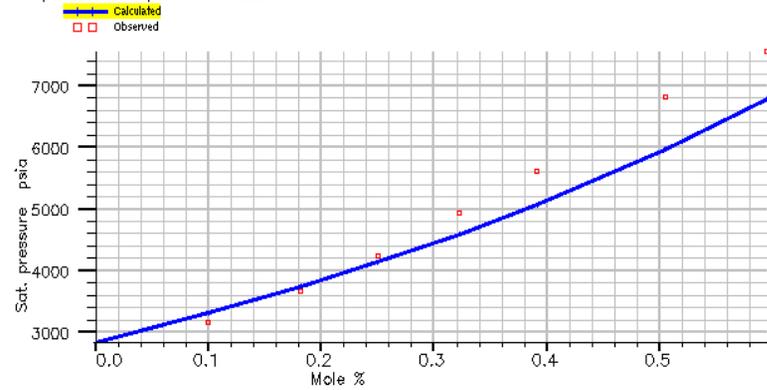
(c) Volumen de Formación de Crudo,  $B_O$



(d) Relación Gas –Petróleo,  $R_S$

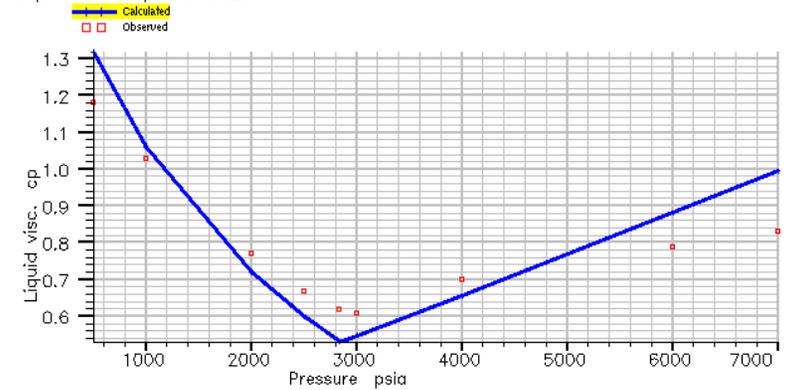
**Fig. 77 Ajuste Ecuación de Estado para el Ful G F @ 290 °F**

Sat. pressure for Experiment SWELL1



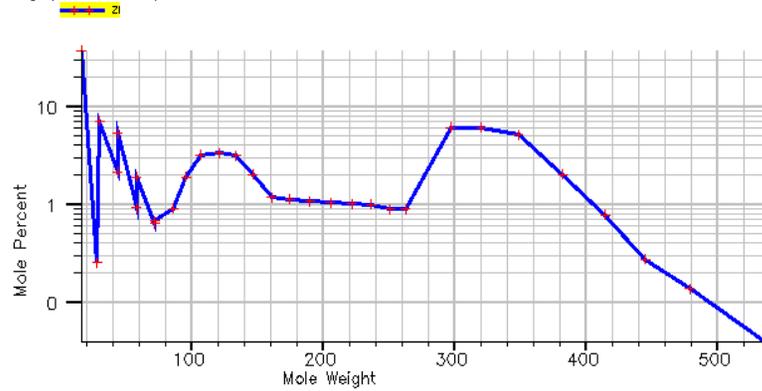
(e) Prueba de Hinchamiento con gas Natural

Liquid visc. for Experiment CCE3



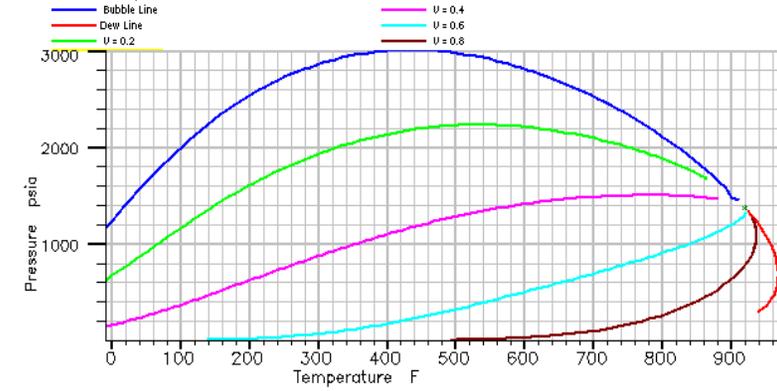
(f) Viscosidad del Liquido,  $\mu_L$

Fingerprint Plot: Sample Z1



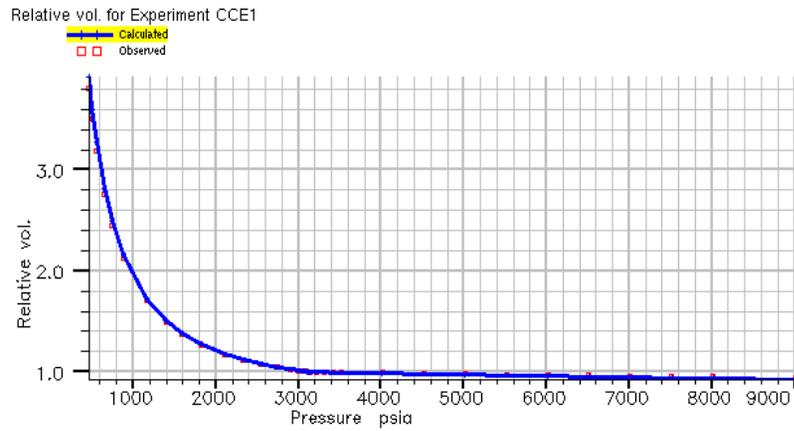
(e) Distribución Molar

Phase Plot: Sample Z1

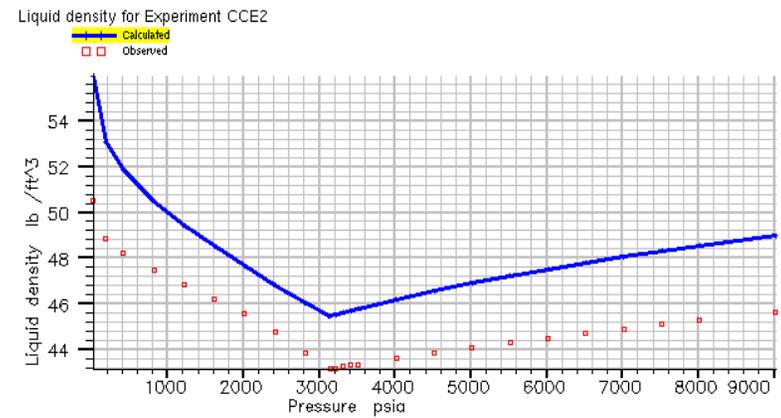


(f) Diagrama de Fase

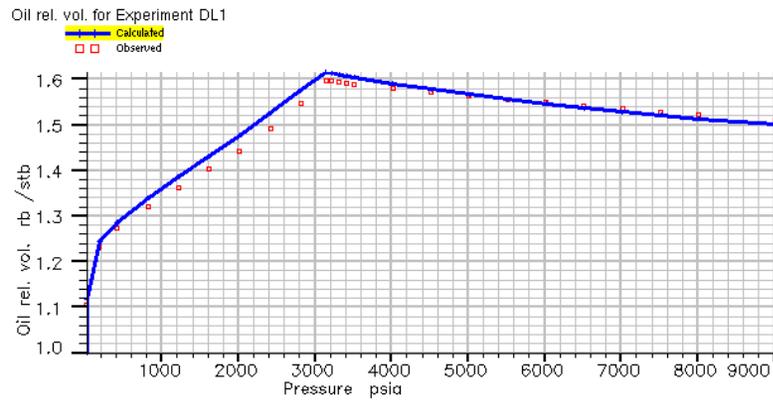
**Fig. 78 Cont. Ajuste Ecuación de Estado para el Ful G F @ 290 °F**



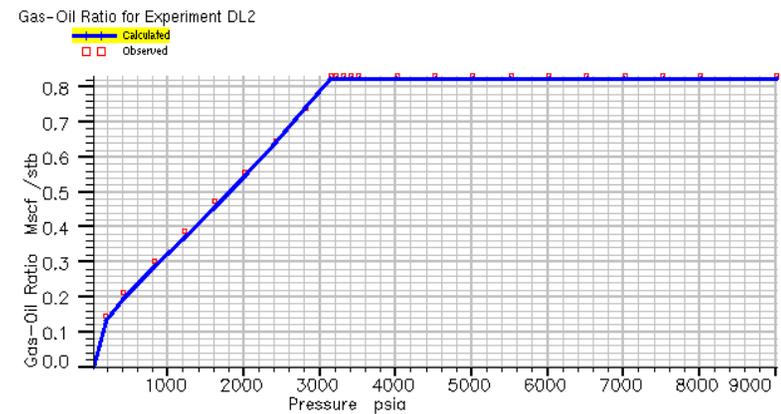
(a) Volumen Relativo,  $V_R$



(b) Densidad del Líquido,  $\rho_L$

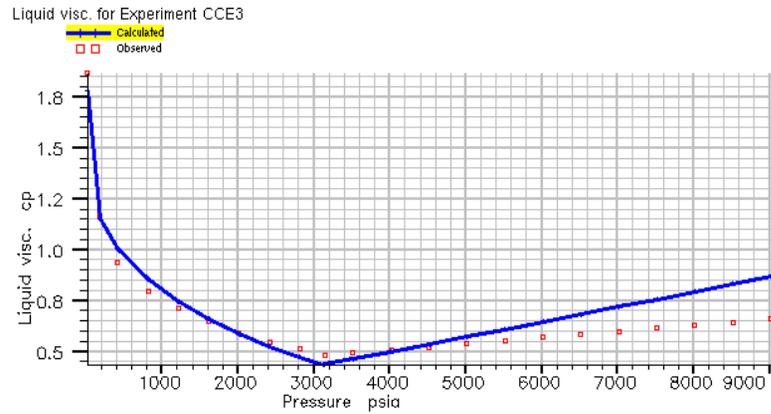


(c) Volumen de Formación de Crudo,  $B_0$

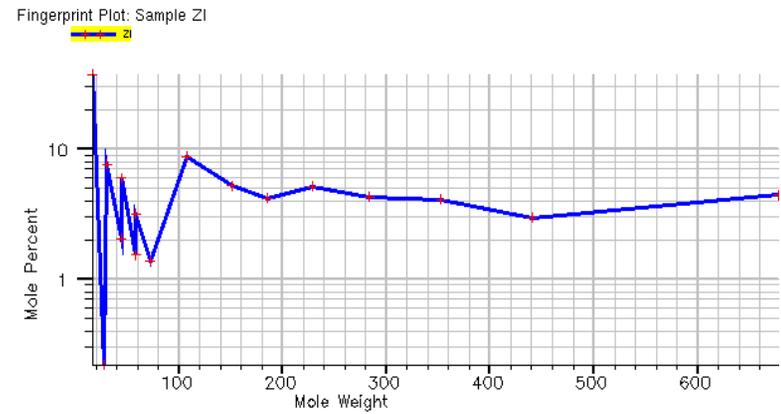


(d) Relación Gas –Petróleo,  $R_S$

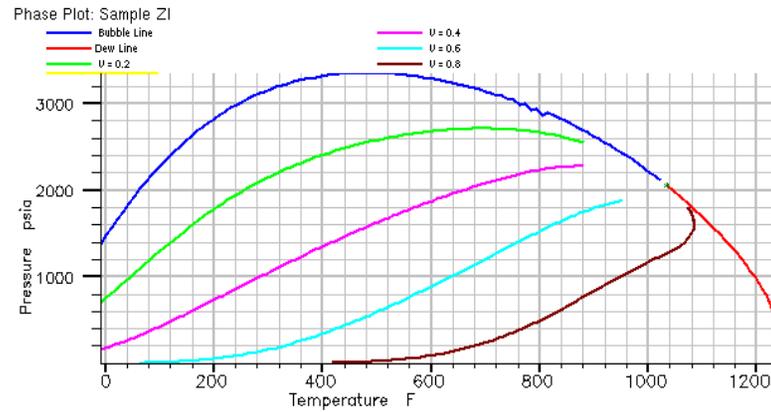
**Fig. 79 Ajuste Ecuación de Estado para el Ful I S @ 289 °F**



(e) Viscosidad del Líquido,  $\mu_L$

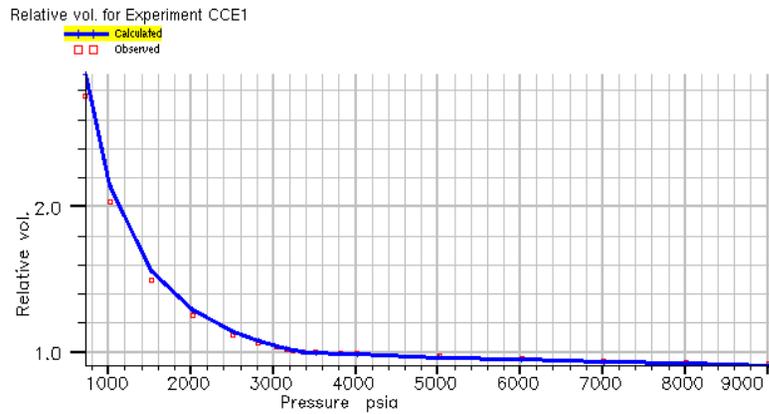


(f) Distribución Molar

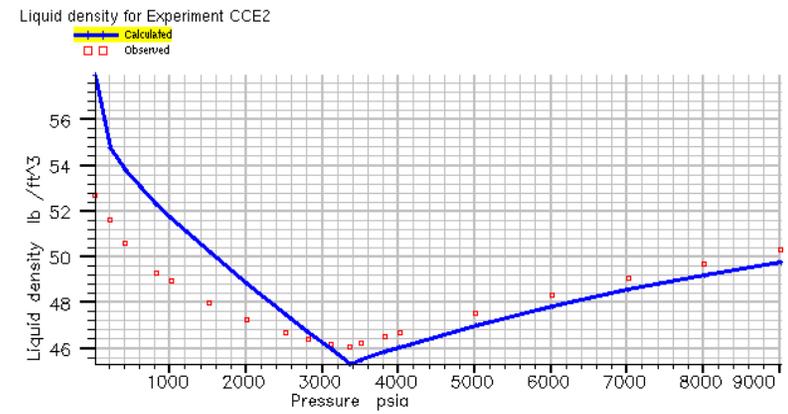


(g) Diagrama de Fase

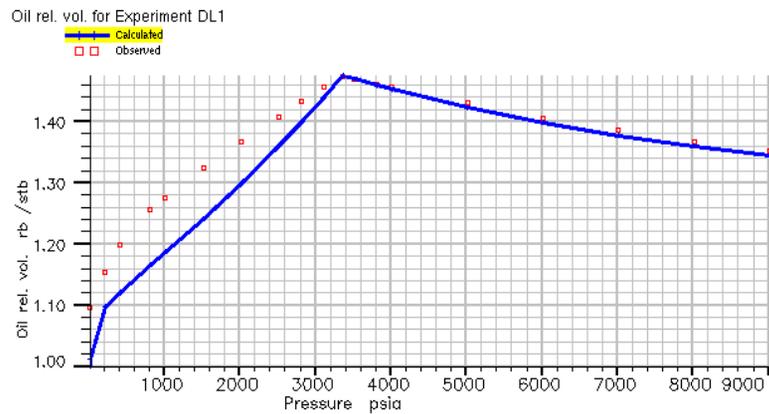
**Fig. 80 Cont. Ajuste Ecuación de Estado para el Ful I S @ 289 °F**



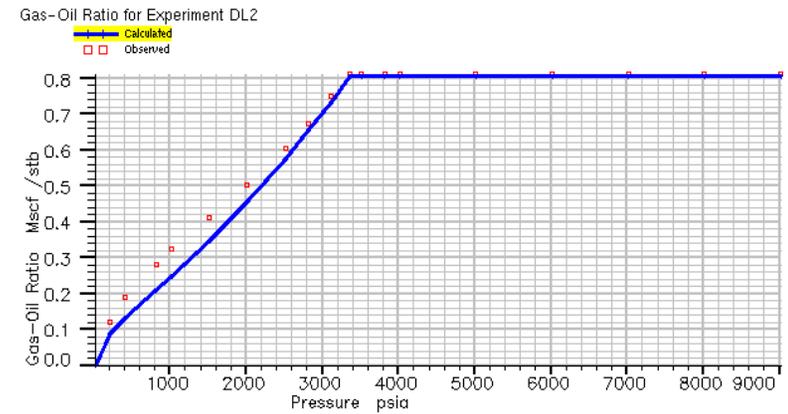
(a) Volumen Relativo,  $V_R$



(b) Densidad del Líquido,  $\rho_L$

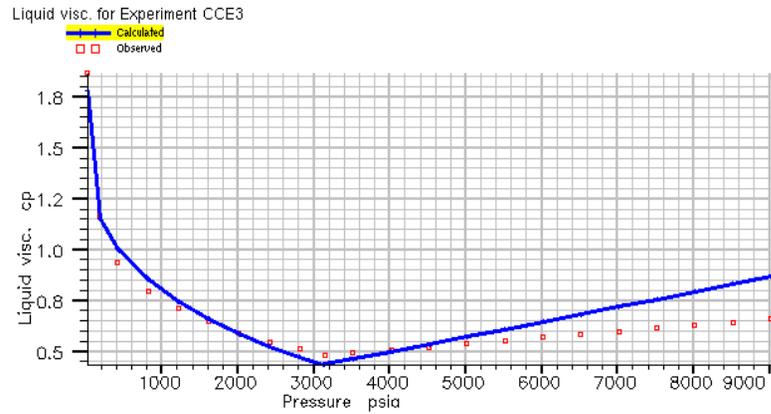


(c) Volumen de Formación de Crudo,  $B_O$

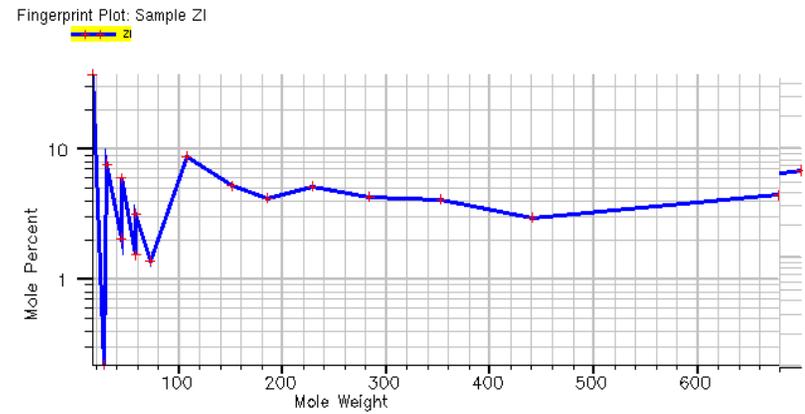


(d) Relación Gas –Petróleo,  $R_S$

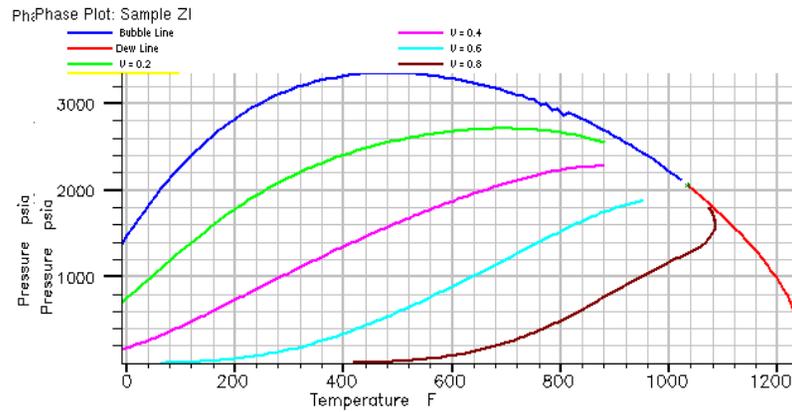
**Fig. 81 Ajuste Ecuación de Estado para el Ful D S @ 288 °F**



(e) Viscosidad del Líquido,  $\mu_L$

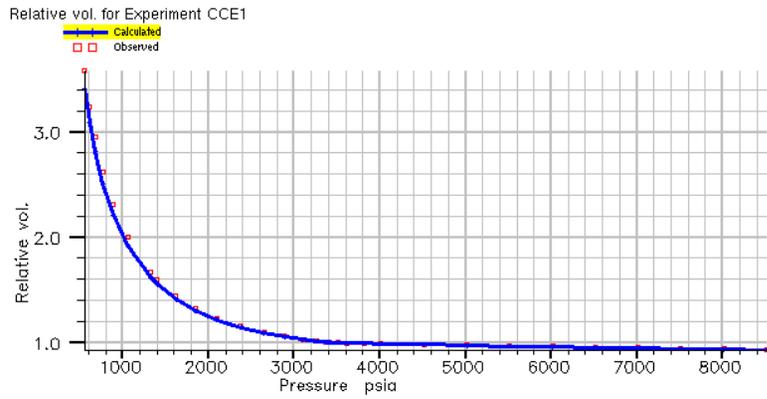


(f) Distribución Molar

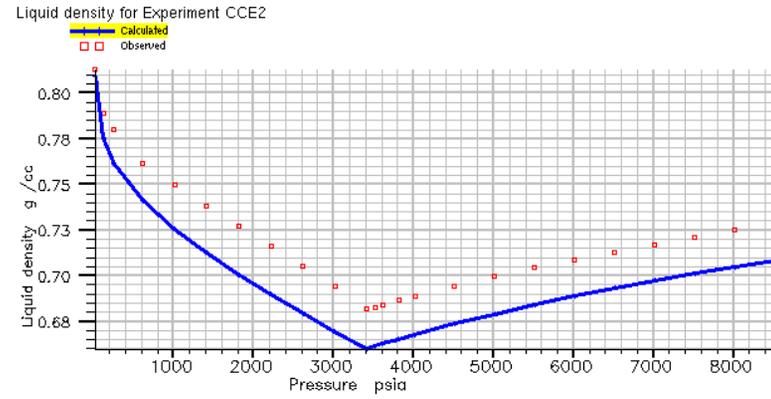


(g) Diagrama de Fase

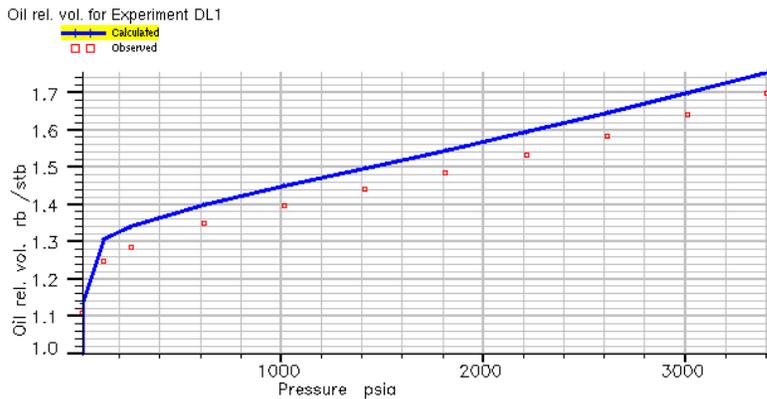
**Fig. 82 Cont. Ajuste Ecuación de Estado para el Ful D S@ 289 °F**



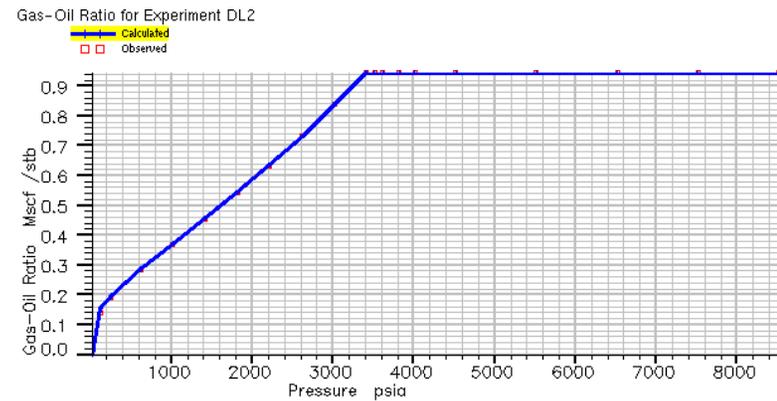
(a) Volumen Relativo,  $V_R$



(b) Densidad del Líquido,  $\rho_L$

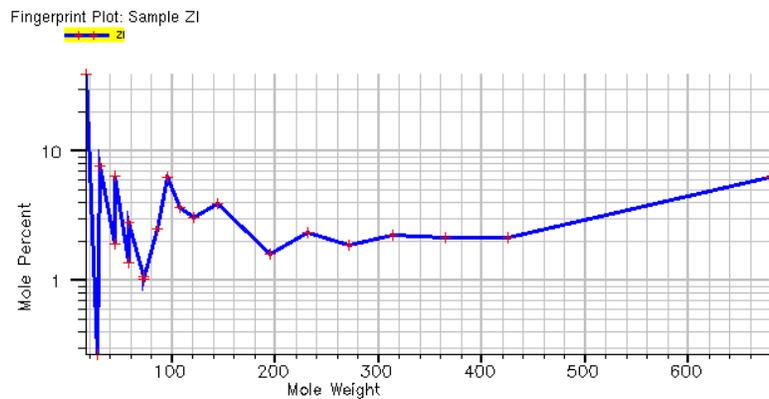


(c) Volumen de Formación de Crudo,  $B_O$

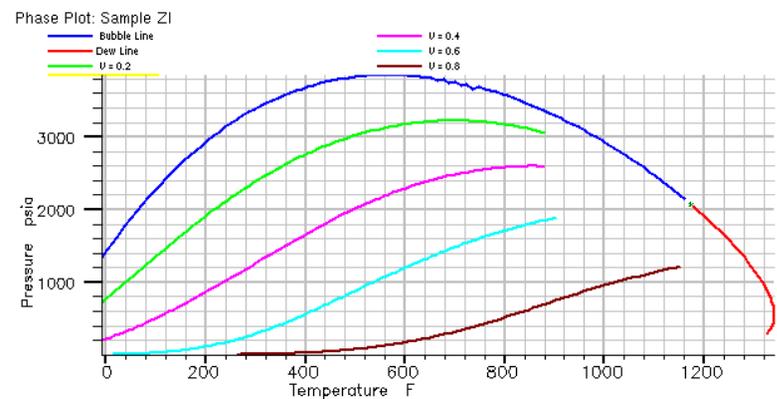


(d) Relación Gas -Petróleo,  $R_S$

**Fig. 83 Ajuste Ecuación de Estado para el Ful U NI @ 305 °F**

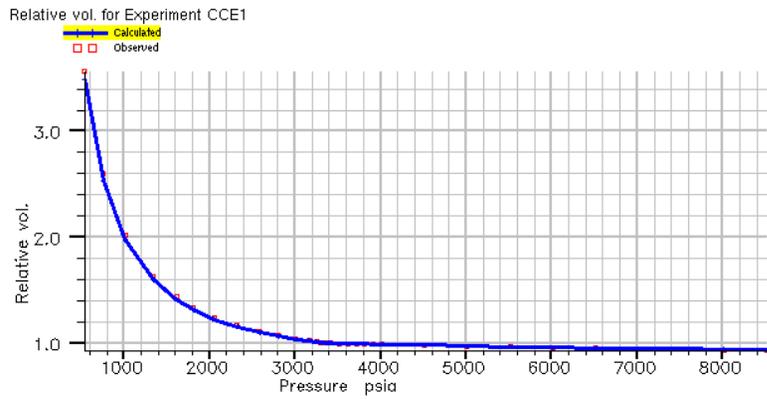


(e) Distribución Molar

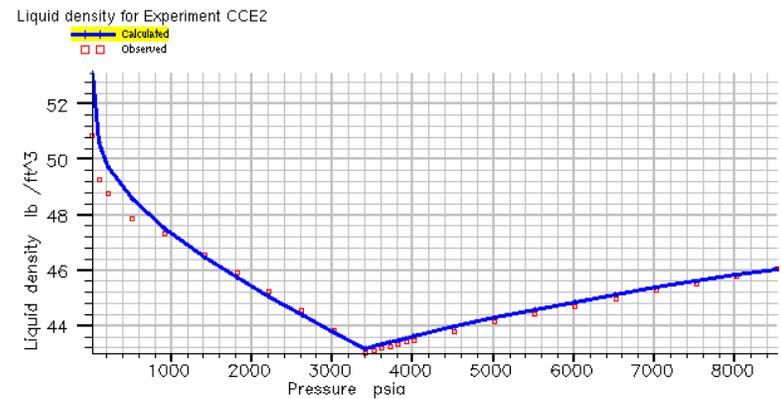


(f) Diagrama de Fases

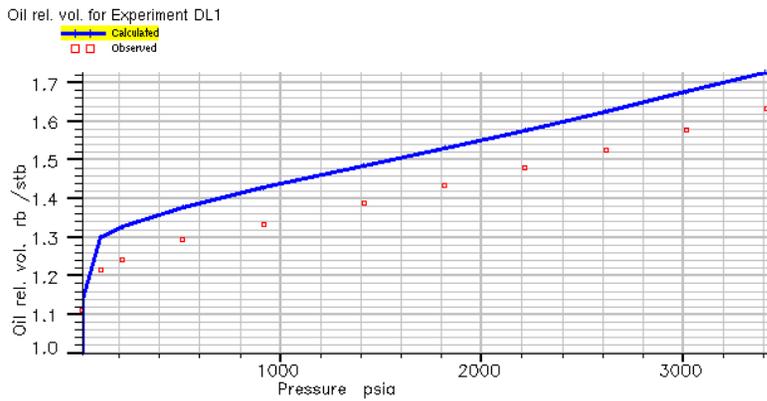
Fig. 84 Cont. Ajuste Ecuación de Estado para el Ful U NI @ 305 °F



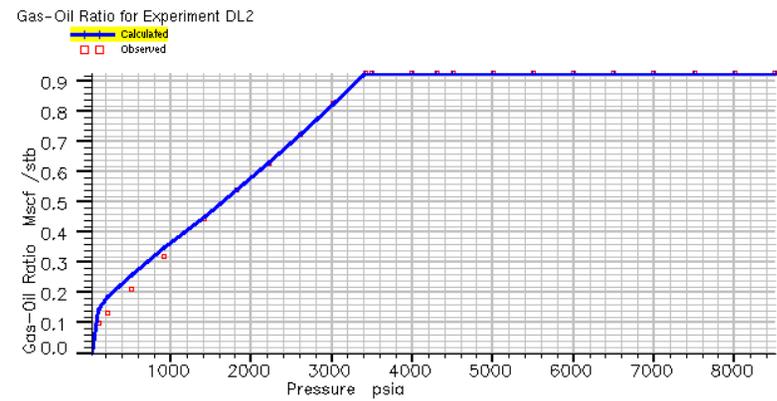
(a) Volumen Relativo,  $V_R$



(b) Densidad del Líquido,  $\rho_L$

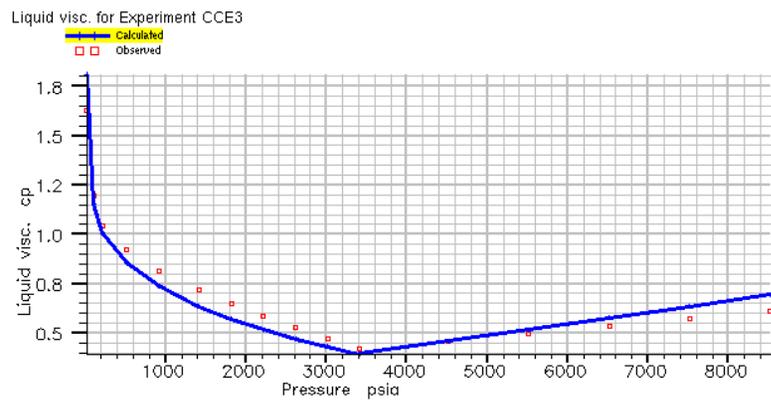


(c) Volumen de Formación de Crudo,  $B_O$

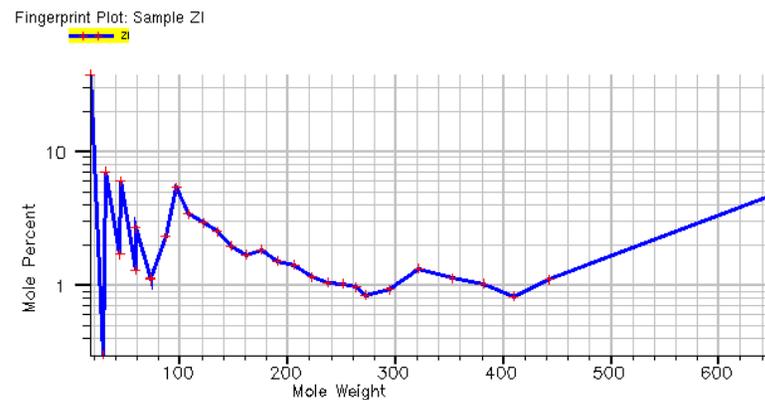


(d) Relación Gas –Petróleo,  $R_S$

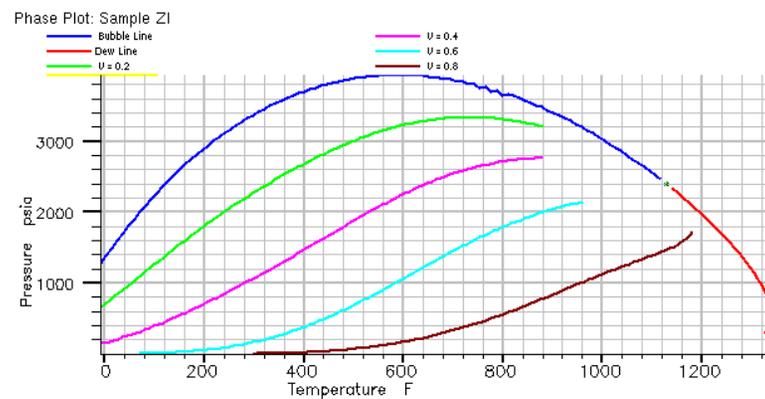
**Fig. 85 Ajuste Ecuación de Estado para el Ful T NI @ 305 °F**



(e) Viscosidad del Liquido,  $\mu_L$

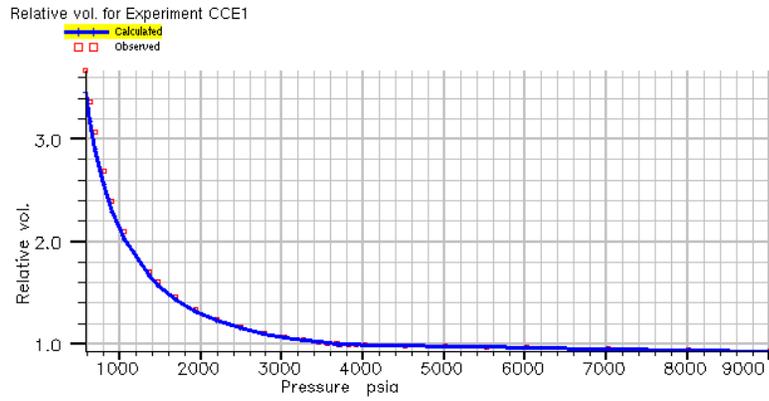


(f) Distribución Molar

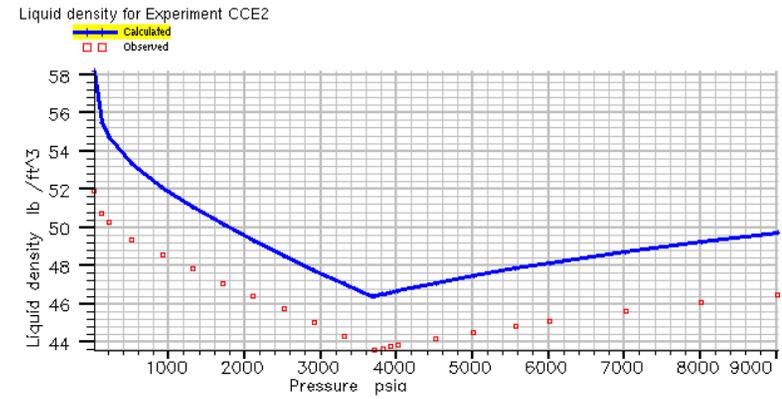


(g) Diagrama de Fase

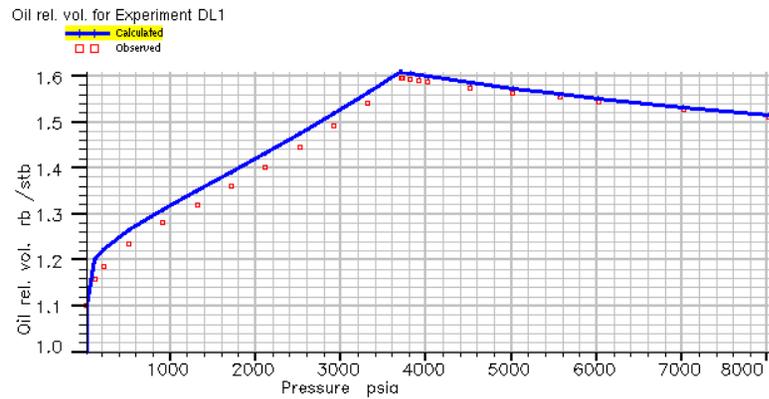
Fig. 86 Cont. Ajuste Ecuación de Estado para el Ful T NI @ 305 °F



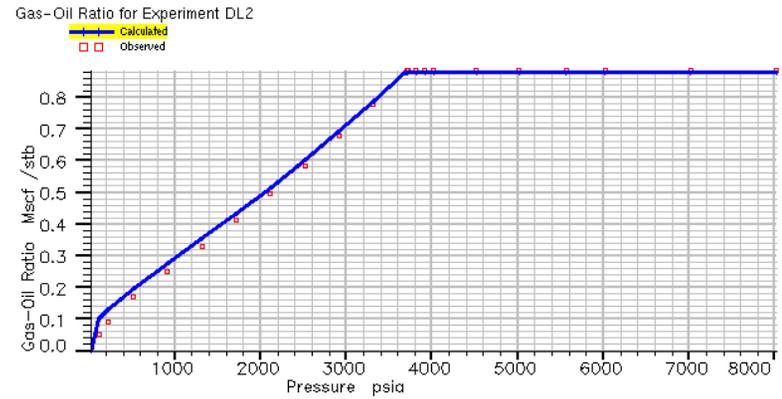
(a) Volumen Relativo,  $V_R$



(b) Densidad del Líquido,  $\rho_L$

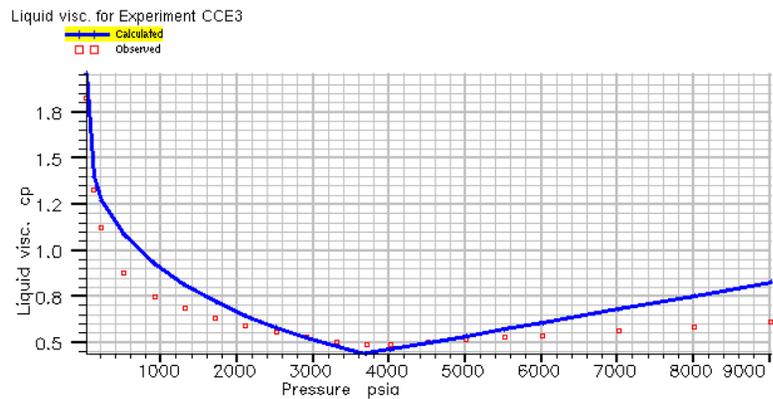


(c) Volumen de Formación de Crudo,  $B_O$

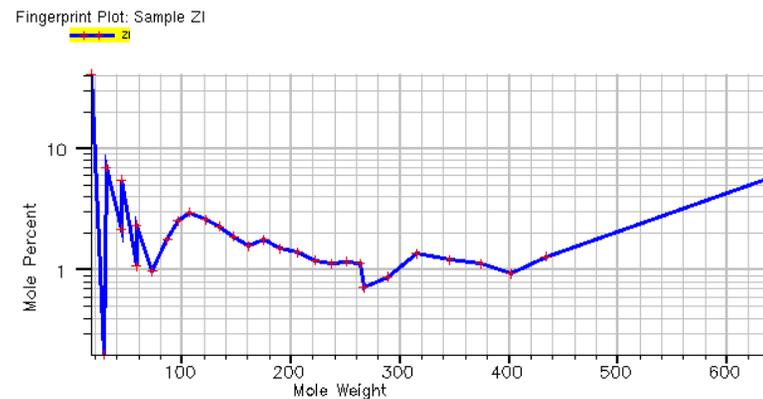


(d) Relación Gas –Petróleo,  $R_S$

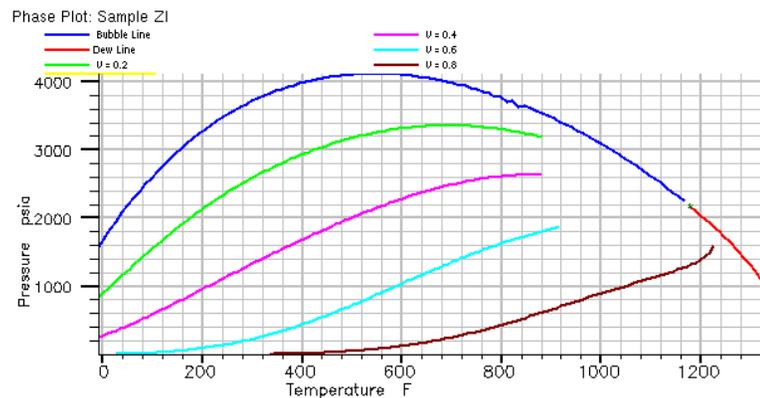
**Fig. 87 Ajuste Ecuación de Estado para el Ful C S @ 291 °F**



(e) Viscosidad del Liquido,  $\mu_L$

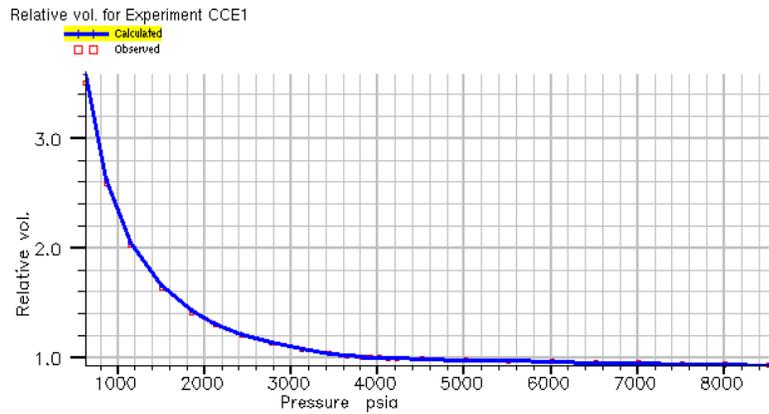


(f) Distribución Molar

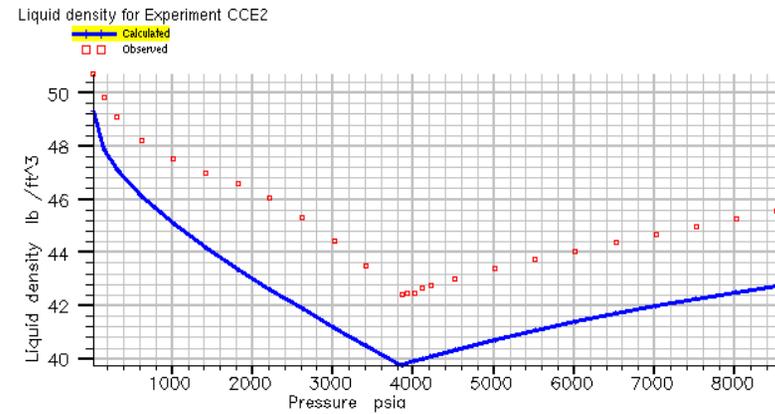


(g) Diagrama de Fase

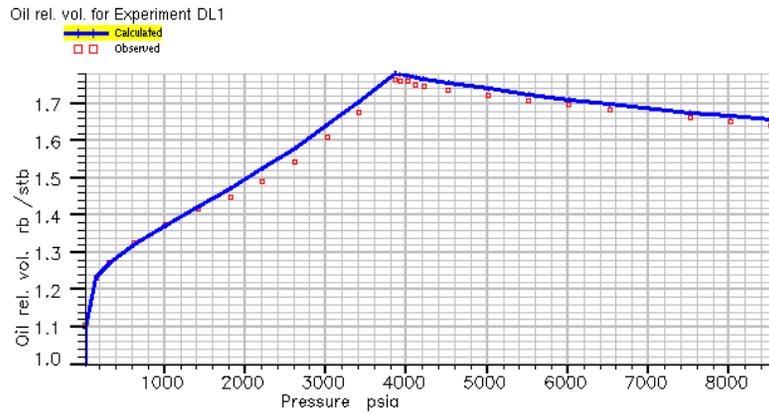
Fig. 88 Cont. Ajuste Ecuación de Estado para el Ful C S@ 291 °F



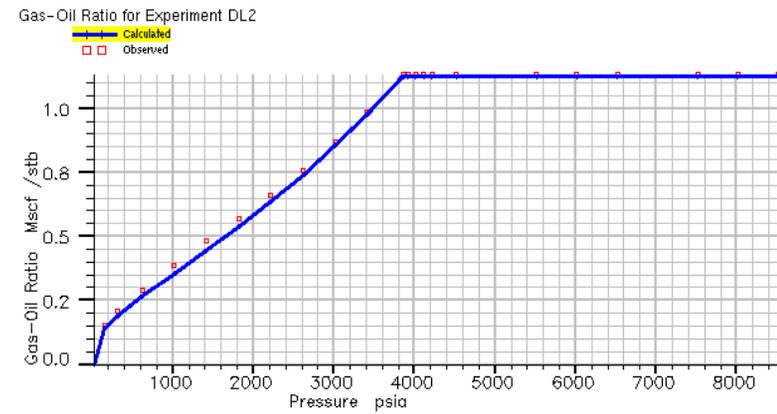
(a) Volumen Relativo,  $V_R$



(b) Densidad del Líquido,  $\rho_L$



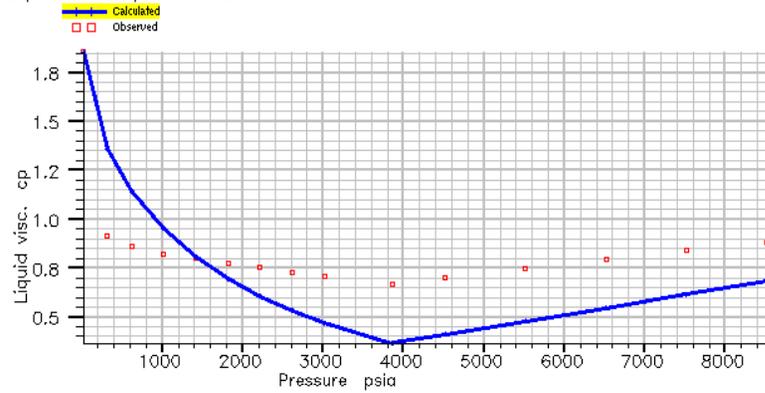
(c) Volumen de Formación de Crudo,  $B_O$



(d) Relación Gas –Petróleo,  $R_S$

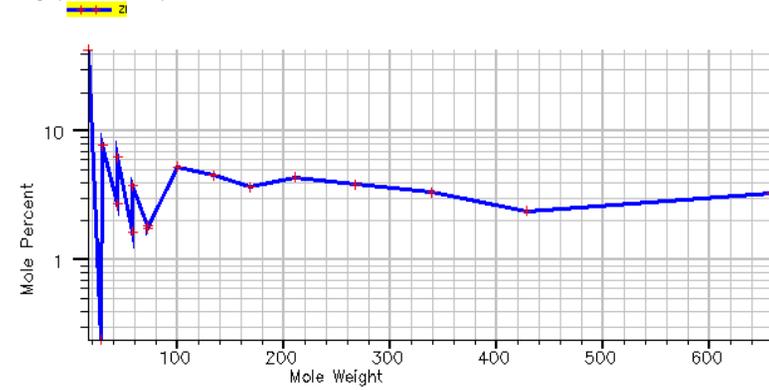
**Fig. 89 Ajuste Ecuación de Estado para el Ful HH S @ 295 °F**

Liquid visc. for Experiment CCE3



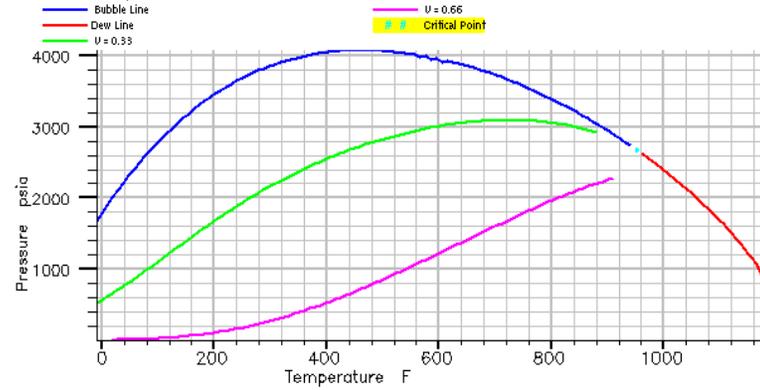
(e) Viscosidad del Líquido,  $\mu_L$

Fingerprint Plot: Sample ZI



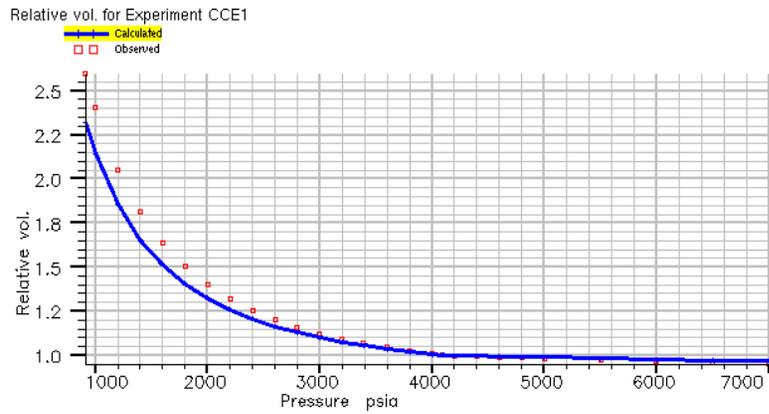
(f) Distribución Molar

Phase Plot: Sample ZI

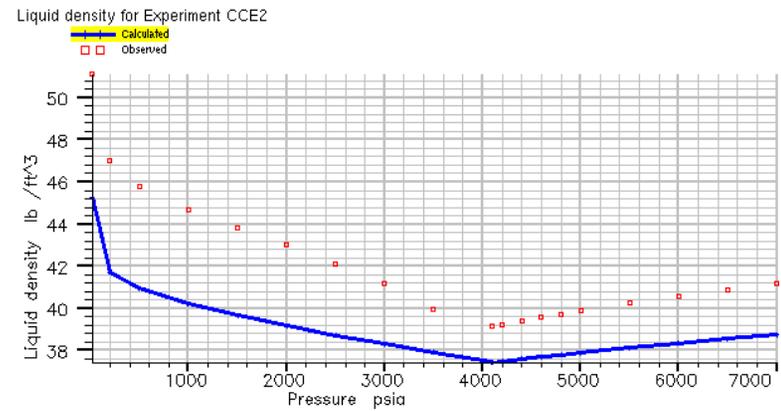


(g) Diagrama de Fase

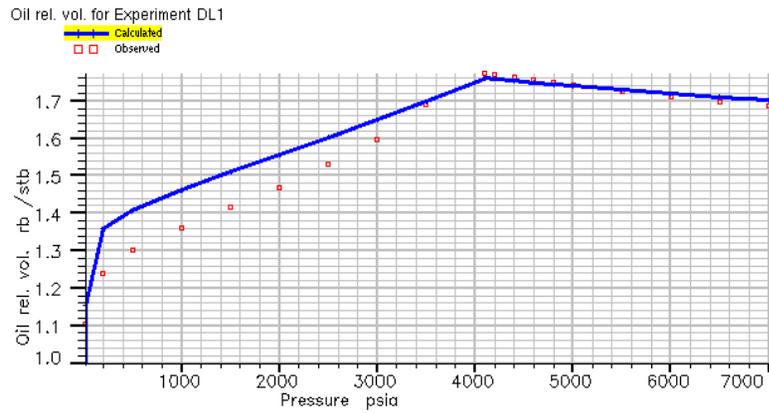
**Fig. 90 Cont. Ajuste Ecuación de Estado para el Ful HH S @ 295 °F**



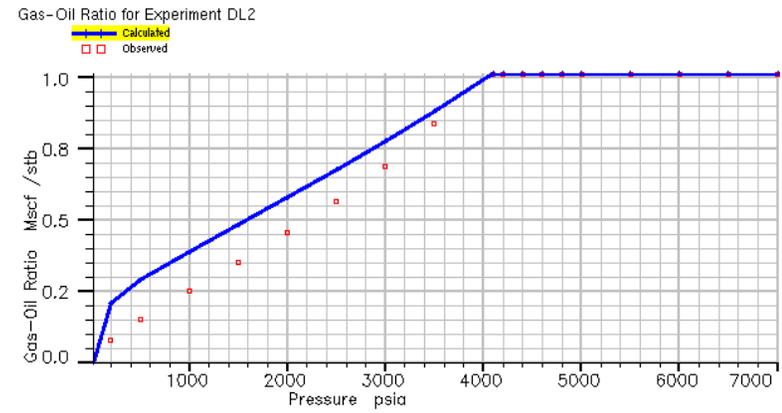
(a) Volumen Relativo,  $V_R$



(b) Densidad del Líquido,  $\rho_L$

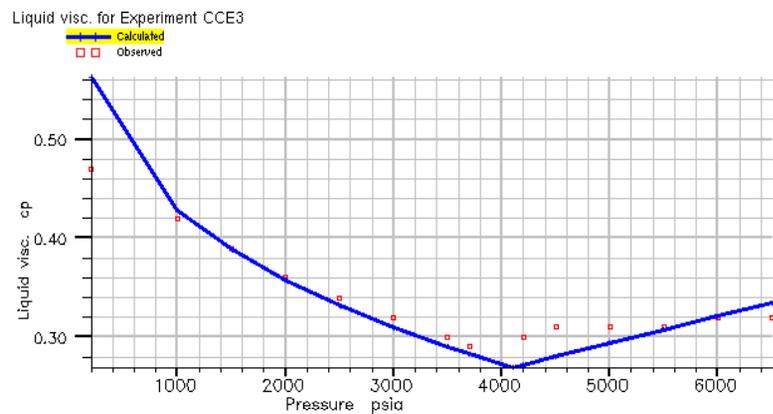


(c) Volumen de Formación de Crudo,  $B_O$

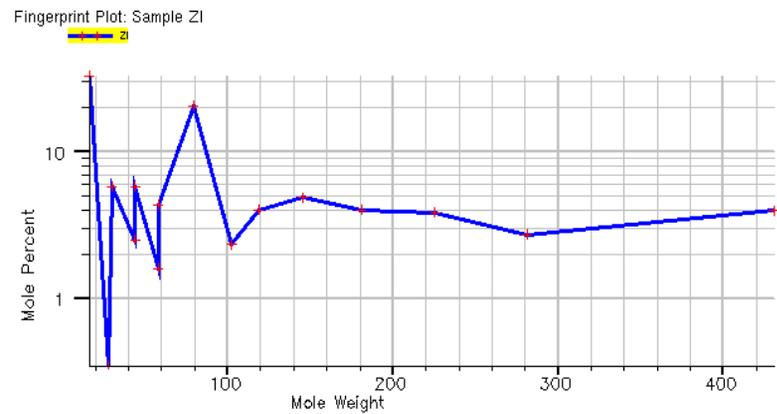


(d) Relación Gas –Petróleo,  $R_S$

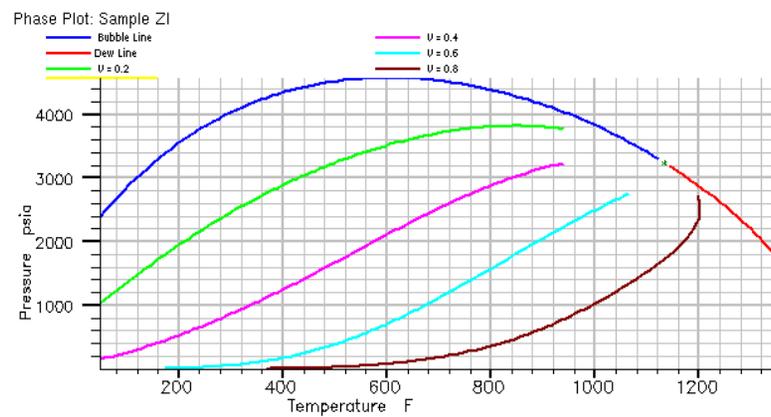
**Fig. 91 Ajuste Ecuación de Estado para el Ful S NI @ 318 °F**



(e) Viscosidad del Líquido,  $\mu_L$

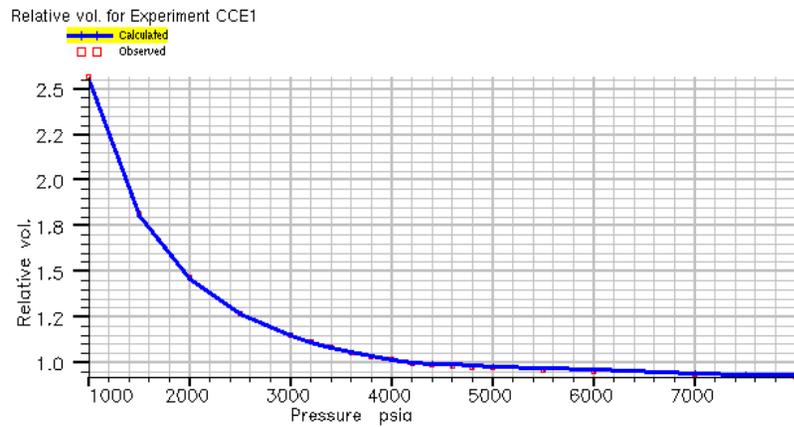


(f) Distribución Molar

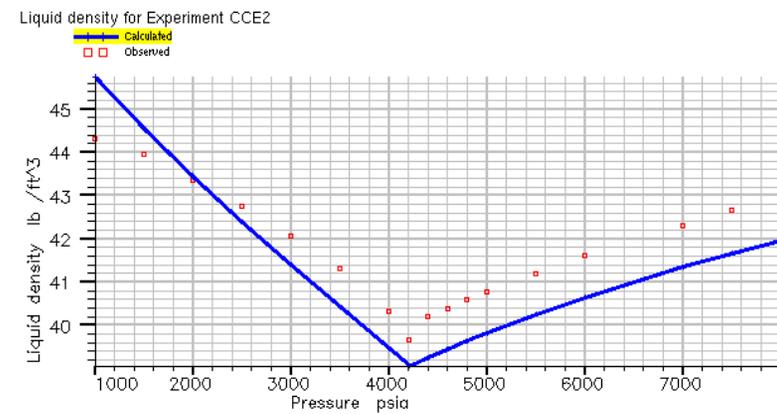


(g) Diagrama de Fase

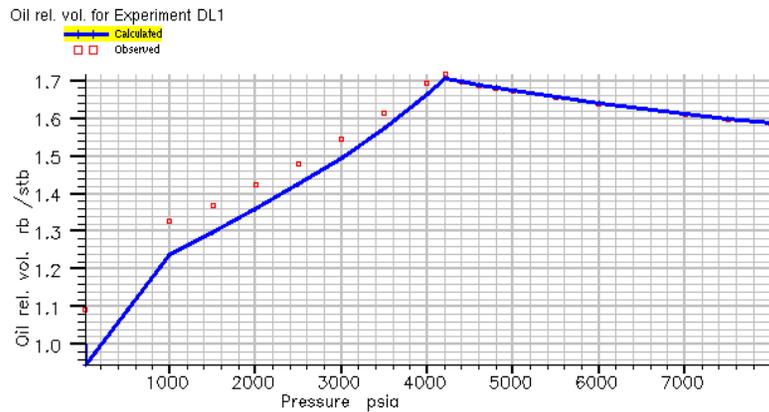
**Fig. 92 Cont. Ajuste Ecuación de Estado para el Ful S NI @ 318 °F**



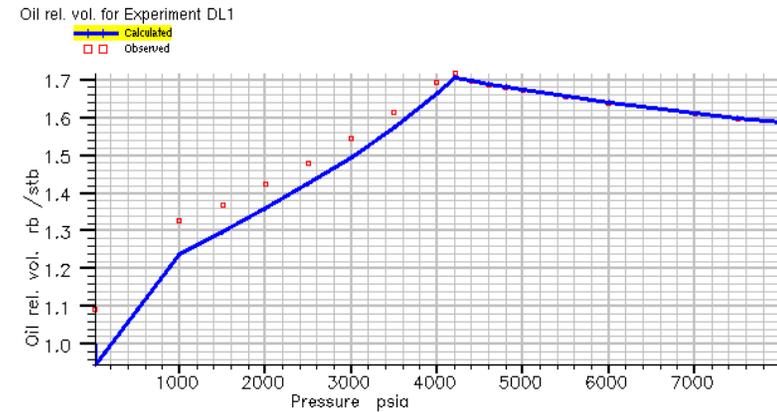
(a) Volumen Relativo,  $V_R$



(b) Densidad del Líquido,  $\rho_L$

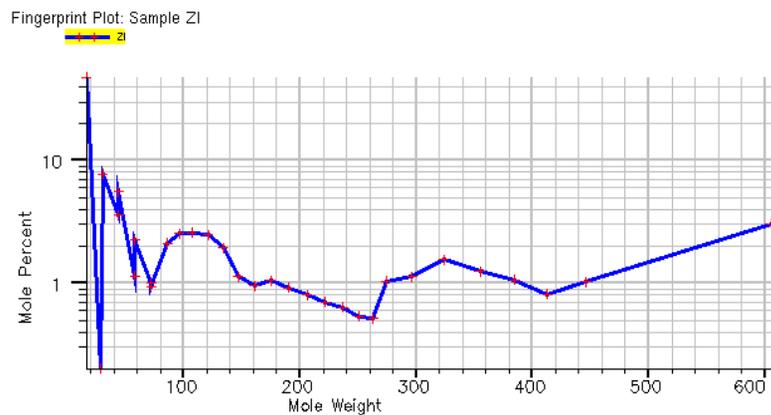


(c) Volumen de Formación de Crudo,  $B_O$

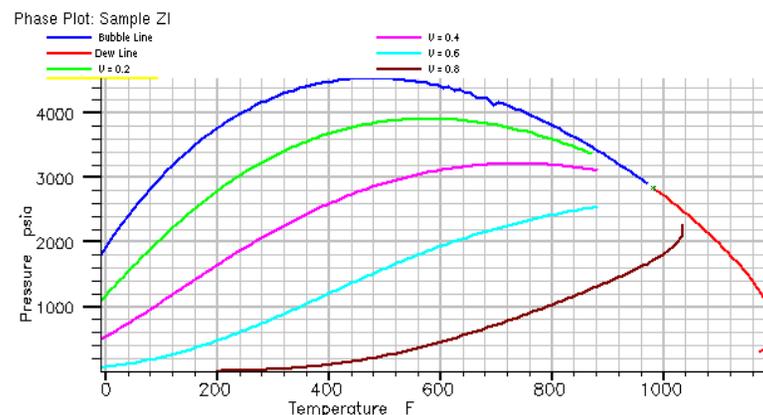


(d) Relación Gas –Petróleo,  $R_S$

**Fig. 93 Ajuste Ecuación de Estado para el Ful CC NS @ 292 °F**

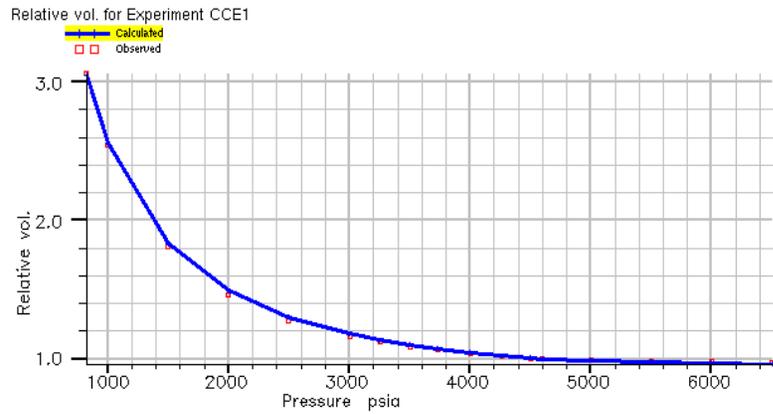


(e) Distribución Molar

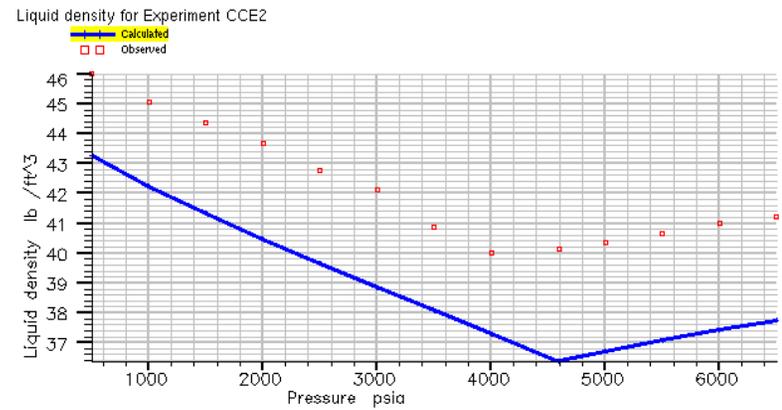


(f) Diagrama de Fase

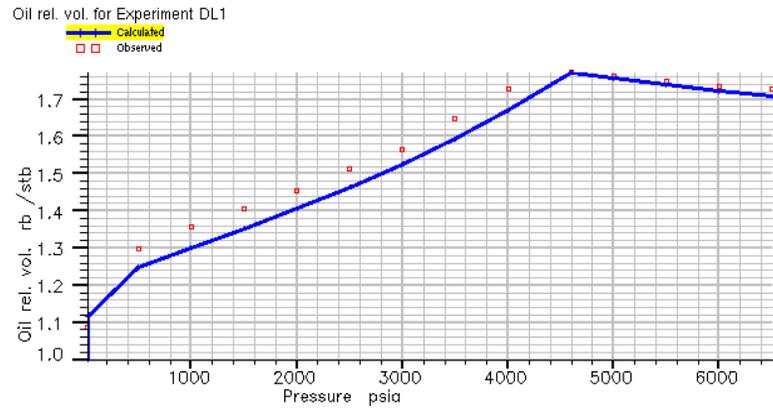
Fig. 94 Cont. Ajuste Ecuación de Estado para el Ful CC NS @ 292 °F



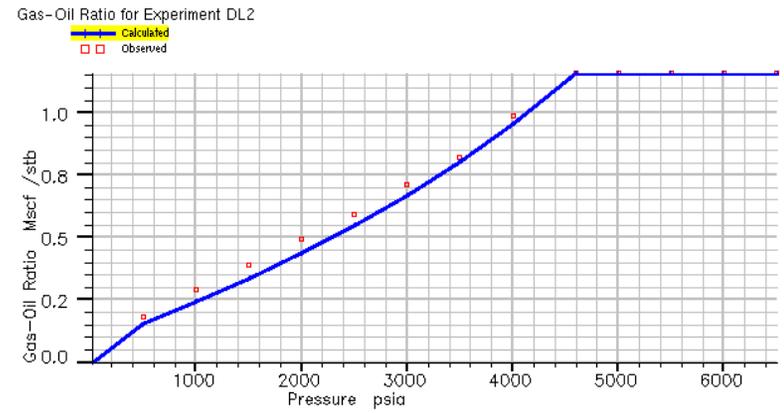
(a) Volumen Relativo,  $V_R$



(b) Densidad del Líquido,  $\rho_L$

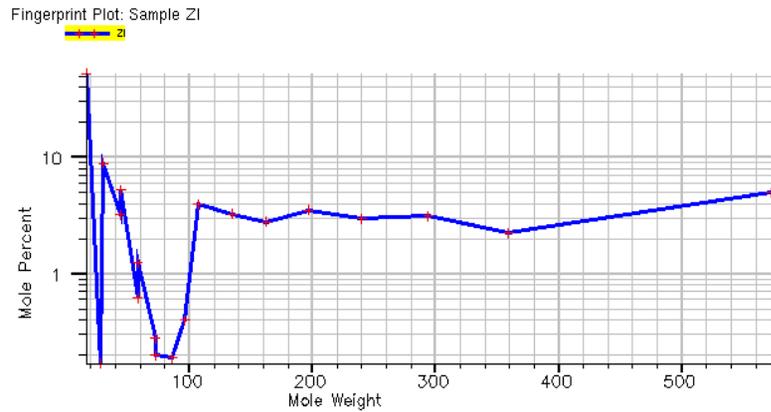


(c) Volumen de Formación de Crudo,  $B_O$

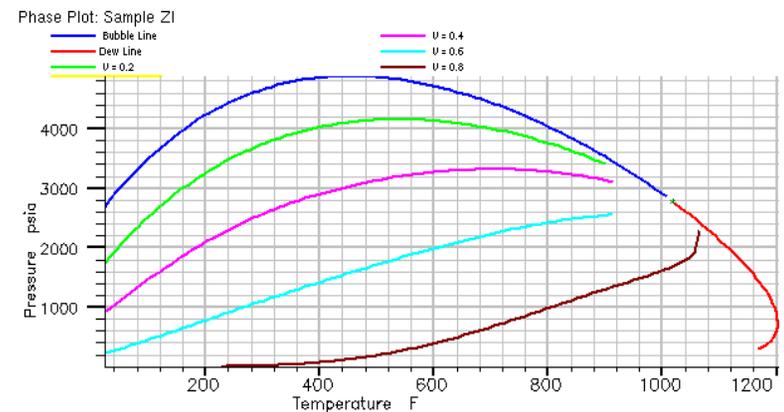


(d) Relación Gas –Petróleo,  $R_S$

**Fig. 95 Ajuste Ecuación de Estado para el Ful V NI @ 280 °F**

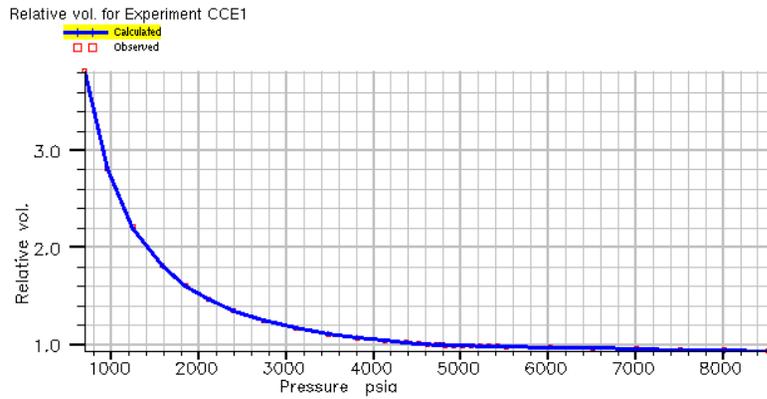


(e) Distribución Molar

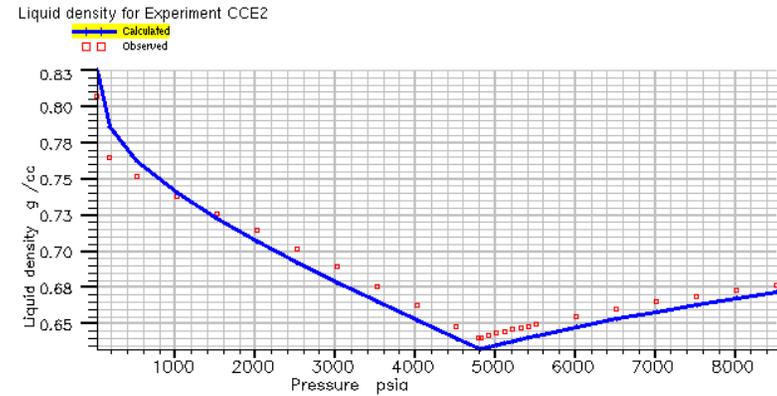


(f) Diagrama de Fase

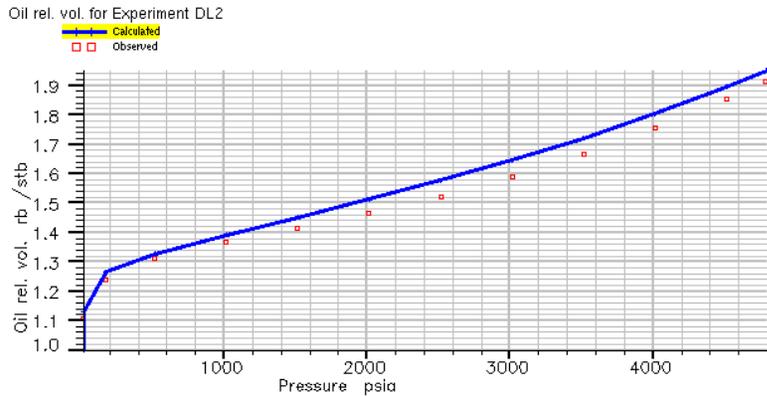
Fig. 96 Cont. Ajuste Ecuación de Estado para el Ful V NI @ 281°F



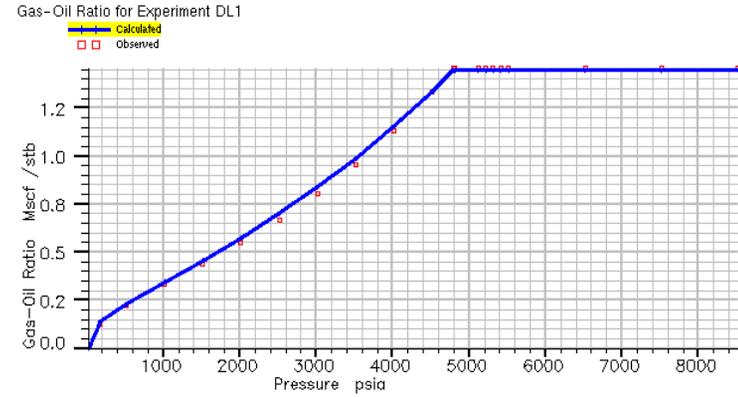
(a) Volumen Relativo,  $V_R$



(b) Densidad del Líquido,  $\rho_L$

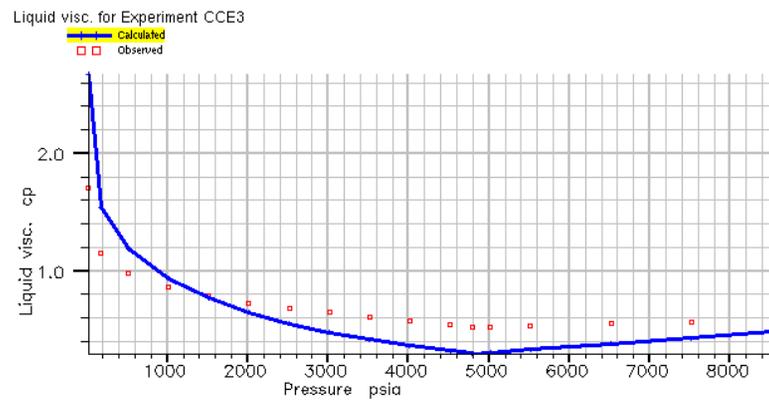


(c) Volumen de Formación de Crudo,  $B_O$

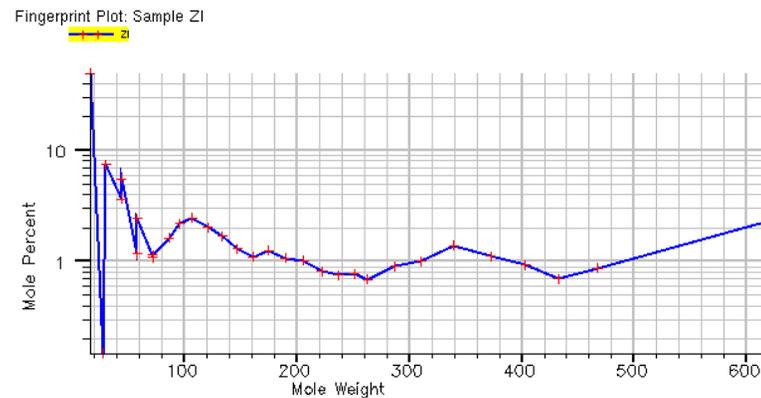


(d) Relación Gas –Petróleo,  $R_S$

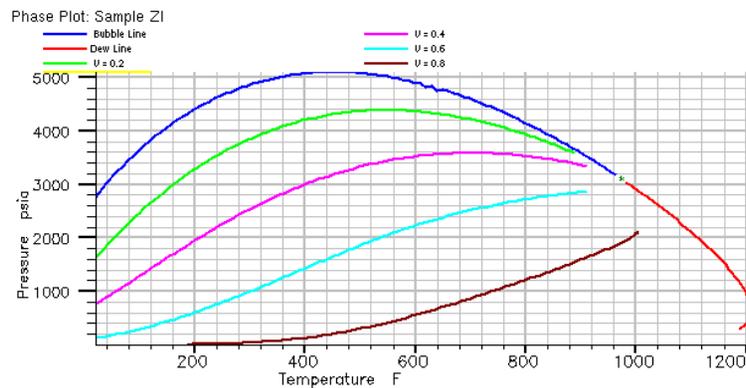
**Fig. 97 Ajuste Ecuación de Estado para el Ful AA NS @ 280 °F**



(e) Viscosidad del Líquido,  $\mu_L$

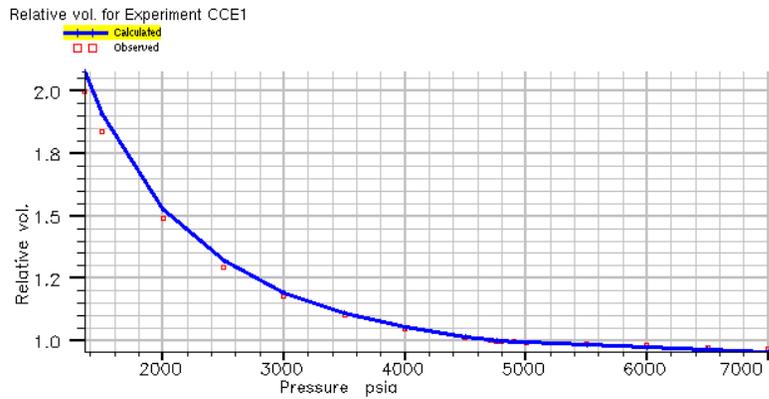


(f) Distribución Molar

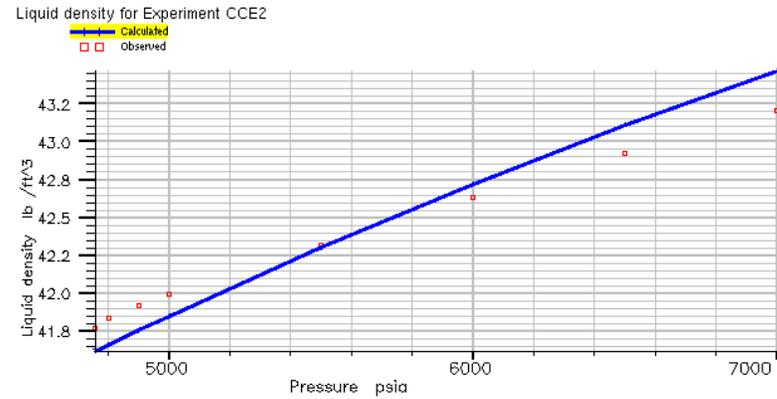


(g) Diagrama de Fase

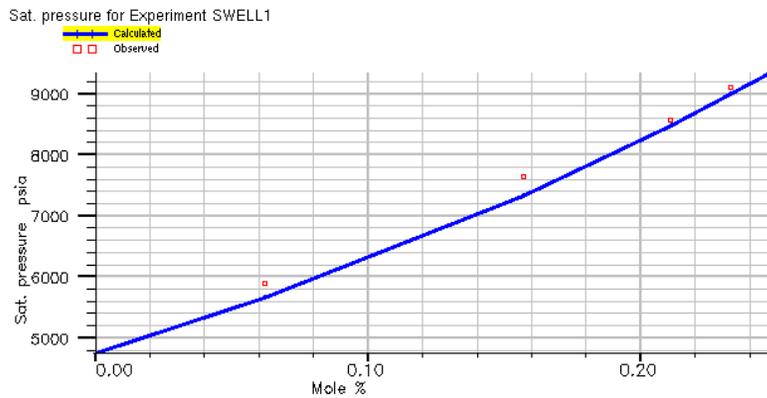
**Fig. 98 Cont. Ajuste Ecuación de Estado para el Ful AA NS @ 280 °F**



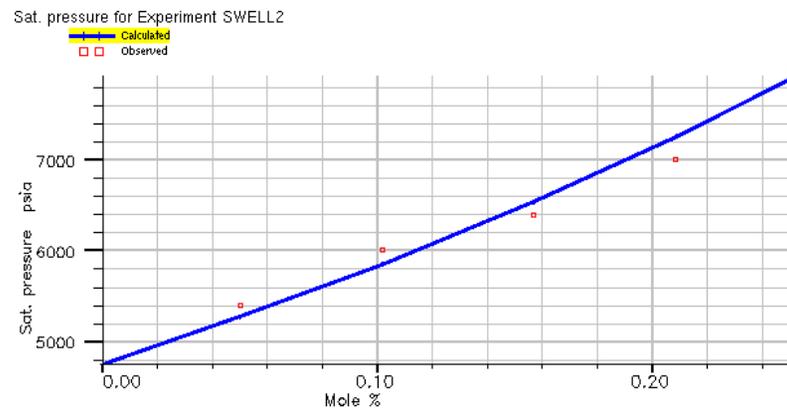
(a) Volumen Relativo,  $V_R$



(b) Densidad del Líquido,  $\rho_L$



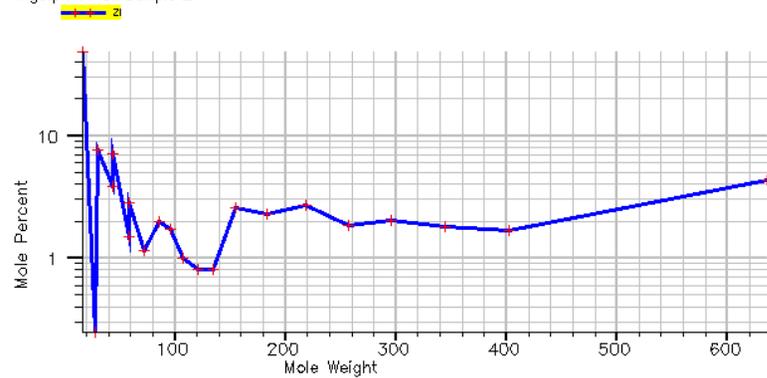
(c) Prueba de Hinchamiento con Gas Natural



(d) Prueba de Hinchamiento con  $N_2$

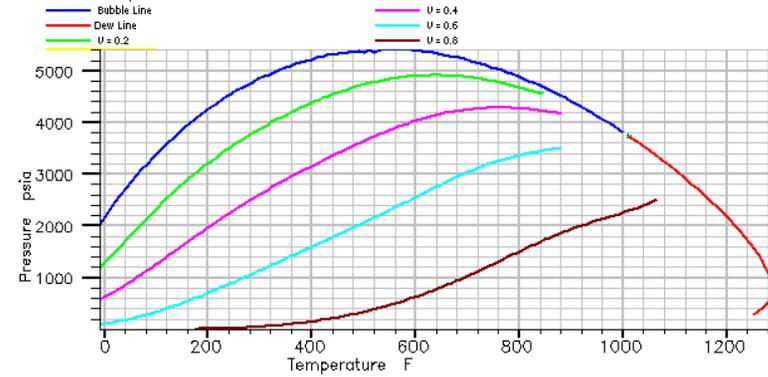
**Fig. 99 Ajuste Ecuación de Estado para el Ful BB S @ 281 °F**

Fingerprint Plot: Sample Z1



(e) Distribución Molar

Phase Plot: Sample Z1



(f) Diagrama de Fase

Fig. 100 Cont. Ajuste Ecuación de Estado para el Ful BB NS @ 281 °F