

9



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

ASPECTOS TERMODINÁMICOS INVOLUCRADOS EN LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO EN AKAL

782 662

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A N:
MIGUEL ANGEL CUEVAS LÓPEZ
JORGE ÁVILA JIMÉNEZ

DIRECTOR DE TESIS: DR. FERNANDO SAMANIEGO VERDUZCO



MÉXICO, D. F., 2001.



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-934

SR. MIGUEL ANGEL CUEVAS LOPEZ
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Dr. Fernando Samaniego Verduzco y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

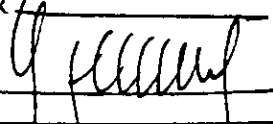
ASPECTOS TERMODINAMICOS INVOLUCRADOS EN LA INYECCION DE NITROGENO EN AKAL

- I INTRODUCCION**
- II PANORAMICA ACTUAL DE LOS PROCESOS DE INYECCION DE NITROGENO EN EL MUNDO**
- III PROPIEDADES Y FUENTES DE ABASTECIMIENTO DEL NITROGENO**
- IV PRUEBAS ESPECIALES REQUERIDAS PARA LA INYECCION DE NITROGENO**
- V METODOS DE INYECCION DE NITROGENO**
- VI AJUSTES DE PRUEBAS ESPECIALES CON INYECCION DE NITROGENO CON LA ECUACION DE ESTADO**
- VII EFECTOS DE LA INYECCION DE NITROGENO EN AKAL**
- VIII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- BIBLIOGRAFIA**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cd. Universitaria, D. F., a 17 de julio de 2001
EL DIRECTOR


ING. GERARDO FERRANDO BRAVO
GFB*RLLR*gtg

P



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-1-935

SR. JORGE AVILA JIMENEZ
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Dr. Fernando Samaniego Verduzco y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

ASPECTOS TERMODINAMICOS INVOLUCRADOS EN LA INYECCION DE NITROGENO EN AKAL

- I INTRODUCCION
- II PANORAMICA ACTUAL DE LOS PROCESOS DE INYECCION DE NITROGENO EN EL MUNDO
- III PROPIEDADES Y FUENTES DE ABASTECIMIENTO DEL NITROGENO
- IV PRUEBAS ESPECIALES REQUERIDAS PARA LA INYECCION DE NITROGENO
- V METODOS DE INYECCION DE NITROGENO
- VI AJUSTES DE PRUEBAS ESPECIALES CON INYECCION DE NITROGENO CON LA ECUACION DE ESTADO
- VII EFECTOS DE LA INYECCION DE NITROGENO EN AKAL
- VIII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
BIBLIOGRAFIA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cd. Universitaria, D. F., a 17 de julio de 2001
EL DIRECTOR


ING. GERARDO FERRANDO BRAVO
GFB*RLLR*gtg

PP

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

T E S I S

ASPECTOS TERMODINÁMICOS INVOLUCRADOS EN LA INYECCIÓN
DE NITRÓGENO EN AKAL

P R E S E N T A N :

MIGUEL ANGEL CUEVAS LÓPEZ
JORGE ÁVILA JIMÉNEZ

DIRECTOR DE TESIS: DR. FERNANDO SAMANIEGO VERDUZCO

JURADO:

PRESIDENTE: ING. EDUARDO G. LORETO MENDOZA

VOCAL: DR. FERNANDO SAMANIEGO VERDUZCO

SECRETARIO: DR. RAFAEL RODRÍGUEZ NIETO

1ER.SPTE.: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS

2DO.SPTE.: ING. OLIVIA BOBADILLA MENDOZA

MÉXICO, D. F., 2001.

AGRADECIMEINTOS POR MIGUEL ANGEL

A Dios por darme a la mejor madre: Clementina López Moreno y un buen padre: Francisco Cuevas González que me han dado su amor, comprensión y sabios consejos. Los quiero mucho.

A mis hermanos J. Guadalupe y Francisco Javier por ayudarme, apoyarme y cuidarme en el transcurso de mi carrera.

Al M.I. Alfredo León García por haber dedicado su tiempo y conocimientos a la elaboración de éste trabajo.

Al DR. Fernando Samaniego Verduzco por el tiempo, calidad y conocimientos puestos en éste trabajo.

A todos los Profesores de la Universidad Nacional Autónoma de México por sus cátedras que hicieron posible el desarrollo de esta tesis.

AGRADECIMIENTOS POR JORGE

A Dios:

Por permitirme llegar a este momento tan importante en mi vida y poder compartirlo con todos mis seres queridos.

A mis Padres Rosita y Jorge:

Por darme la herencia más grande del mundo y que es invaluable, mi estudio. Por darme la dicha de vivir, por confiar en mi, por su apoyo incondicional, por sus desvelos y preocupaciones y porque gracias a ustedes estoy aquí. Mil gracias de todo corazón.

A mi Esposa Saira:

Por el apoyo incondicional que me diste durante el trayecto de mi carrera, por animarme para seguir adelante y lograr mis metas. Por todo el cariño y comprensión que me has brindado. Por esto y mucho más gracias. Amor esto es el principio de muchos logros que alcanzaremos juntos. Te amo.

A mi Familia:

A mis abuelos, hermanos, tíos, tías y en especial a mi tío Guillermo y a mi tía Chela, por que sin su ayuda no hubiera logrado tan anhelado trabajo. De todo corazón muchas gracias.

A Doña Raquel y Don Felipe:

Por considerarme parte de ellos, confiar en mi, enseñarme a ser cada día mejor, darme su ayuda incondicional y con la promesa de seguir siempre adelante. Gracias.

A mis Suegros Doña Araceli y Don Regino:

Por tenerme la confianza de recibirme en su casa, por el apoyo brindado para la culminación de mi carrera, por sus consejos y enseñanzas. Gracias por todo.

A mis amigos:

Montoya, David, Ricardo, Tony, Guillermo, Gustavo, Javier, José Luis, Jesús, Roberto, Miguel A. García, Lázaro, Rene, Sergio, Toño, Francisco y amigos que se me olvidan por brindarme su amistad.

A Miguel Ángel Cuevas López:

Gracias por tu amistad y tu confianza para poder realizar este trabajo.

Al M.en I. Alfredo León García y al Dr. Samaniego Verduzco:

Por su tiempo y esfuerzo, por su invaluable dirección en esta tesis y llevarla por buen camino hasta el final. Muchas gracias.

A la UNAM mi alma mater y a la FACULTAD DE INGENIERÍA donde recibí una gran educación.

ÍNDICE.

"ASPECTOS TERMODINÁMICOS INVOLUCRADOS EN LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO EN AKAL"

	Página
DEDICACIÓN.	
AGRADECIMIENTOS.	
LISTA DE TABLAS.	V
LISTA DE FIGURAS.	VIII
OBJETIVOS.	1
I. INTRODUCCIÓN.	3
I.1. Procesos de Recuperación de Aceite.	4
I.1.1. Recuperación Primaria.	6
I.1.2. Recuperación Secundaria.	6
I.1.3. Recuperación Mejorada.	7
I.2. Inyección de Gas.	11
I.2.1. Inyección de Gases Inertes.	13
II. PANORÁMICA ACTUAL DE LOS PROCESOS DE INYECCIÓN DE NITRÓGENO EN EL MUNDO.	14
II.1. Estadística de los Procesos de Recuperación Mejorada de Aceite.	15
II.2. Tendencia de los Proyectos de Recuperación Mejorada de Aceite, Mediante la Inyección de Gases Hidrocarburos y No-Hidrocarburos, en EUA.	17
II.3. Aplicaciones de los Procesos de Recuperación Mejorada de Aceite, Mediante la Inyección de Nitrógeno.	19
II.4. Proyectos Activos y Terminados de Inyección de Nitrógeno, a Nivel Mundial. ...	21
II.5. Proyectos Activos de Inyección de Nitrógeno, a Nivel Mundial.	21
II.5.1. Proyecto Cantarell.	23
II.5.1.1. Necesidad del Mantenimiento.	24
II.5.1.2. Desarrollo del Campo.	25
II.5.1.3. Ejecución del Proyecto.	26
II.5.1.4. Costos y Beneficios.	27
II.6. Proyectos Exitosos Terminados de Inyección de Nitrógeno a Nivel Mundial.	28
III. PROPIEDADES Y FUENTES DE ABASTECIMIENTO DEL NITRÓGENO.	31
III.1. Propiedades del Nitrógeno.	32
III.1.1. Propiedades Químicas del Nitrógeno.	33
III.1.2. Propiedades Físicas del Nitrógeno.	34
III.1.2.1. Viscosidad.	36
III.1.2.2. Densidad.	39
III.1.2.3. Factor de Compresibilidad.	41
III.1.2.4. Factor de Volumen.	45

	Página
III.2. Comportamiento de Fases del Nitrógeno.	46
III.3. Fuentes de Abastecimiento del Nitrógeno.	48
III.3.1. Generación de Nitrógeno a partir de Sistemas de Membranas Poliméricas.....	48
III.3.2. Generación de Nitrógeno a partir del Procesamiento de los Productos de la Combustión del Gas Natural.....	51
III.3.3. Generación de Nitrógeno a partir de Procesos Criogénicos.	51
III.3.3.1. Etapas para la Obtención Criogénica de Nitrógeno en Cantarell.....	52
III.3.3.1.1. Configuración General del Proceso de Generación de Nitrógeno en Cantarell.....	53
III.3.3.2. Costo de la Fuente de Producción Criogénica del Nitrógeno.....	56
IV. PRUEBAS ESPECIALES REQUERIDAS PARA LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO.	57
IV.1. Pruebas de Hinchamiento.	58
IV.2. Pruebas de Contacto Múltiple.....	61
IV.3. Presión Mínima de Miscibilidad.....	62
IV.3.1. Concepto de Miscibilidad.	62
IV.3.2. Correlaciones para Determinar la Presión Mínima de Miscibilidad con Nitrógeno.	63
V. MÉTODOS DE INYECCIÓN DE NITRÓGENO.....	67
V.1. Desplazamiento Miscible.	68
V.1.1. Desplazamiento Miscible por Condensación.....	68
V.1.2. Desplazamiento Miscible por Vaporación.	70
V.2. Desplazamiento con Efectos de Segregación Gravitacional.....	71
V.2.1. Características de Explotación de Yacimientos Naturalmente Fracturados con Efectos de Segregación Gravitacional.	72
V.2.2. Efectos Composicionales en Desplazamientos con Nitrógeno cuando los Efectos de la Gravedad son Dominantes.	75
V.2.3. Comportamiento de Fases Nitrógeno-Fluidos del Yacimiento.	76
V.3. Inyección de Gas para el Mantenimiento de Presión.	81
V.3.1. Inyección de Gas para el Mantenimiento de Presión en Yacimientos de Aceite de Alto Encogimiento y de Gas y Condensado.....	81
V.4. Recuperación de Aceite Ático mediante la Inyección de Nitrógeno.	82
VI. AJUSTES DE PRUEBAS ESPECIALES CON INYECCIÓN DE NITRÓGENO CON LA ECUACIÓN DE ESTADO.....	83
VI.1. Conceptos Generales de Ecuaciones de Estado.....	84
VI.1.1. Ecuaciones de Estado Cúbicas.	84
VI.1.2. Evolución de las Ecuaciones de Estado.	86
VI.1.3. Ecuación de Van Der Waals.....	87
VI.1.4. Ecuación de Peng Robinson.	89
VI.2. Caracterización de los Fluidos de los Pozos de Akal.....	92
VI.2.1. Análisis pVT Realizados por el Instituto Francés del Petróleo (IFP) ...	94

	Página
VI.3. Pruebas de Hinchamiento del Aceite con Inyección de Nitrógeno, Realizadas por el IFP.....	109
VI.3.1. Simulación de las Pruebas de Hinchamiento del Aceite con Inyección de Nitrógeno.....	117
VI.3.1.1. Simulación de las Pruebas de Hinchamiento del Aceite con Inyección de Nitrógeno con y sin Datos Experimentales de Regresión.....	120
VI.4. Presión Mínima de Miscibilidad del Aceite de Akal.....	125
VII. EFECTOS DE LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO EN AKAL.....	126
VII.1. Aspectos Geológicos del Complejo Cantarell.....	127
VII.1.1. Descripción Geológica del Yacimiento Akal.....	129
VII.2. Historia de Presión-Producción de Akal.....	132
VII.3. Comportamiento de las Propiedades pVT y de la Composición para las Pruebas de Hinchamiento.....	135
VII.3.1. Comportamiento de la Composición en las Pruebas de Hinchamiento Realizadas por el IFP.....	137
VII.3.2. Comportamiento de la Composición en el Experimento de Separación Diferencial de las Muestras Analizadas por el IFP.	142
VII.3.2.1. Comportamiento de la Composición en el Experimento de Separación Diferencial en las Muestras del Pozo C-285.....	142
VII.3.2.2. Comportamiento de la Composición en el Experimento de Separación Diferencial en las Muestras del Pozo C-49.....	152
VII.3.2.3. Comportamiento de la Composición en el Experimento de Separación Diferencial en las Muestras del Pozo C-79.....	161
VII.3.3. Comportamiento de las Propiedades pVT al Agregarle Nitrógeno a las Muestras de los Pozos C-285, C-49 y C-79.	171
VII.3.3.1. Comportamiento de la Densidad (ρ_o).....	171
VII.3.3.2. Comportamiento del Factor de Volumen (B_o).....	175
VII.3.3.3. Comportamiento de la Relación de Solubilidad del Gas en el Aceite (R_g).....	179
VII.3.3.4. Comportamiento de la Viscosidad (μ_o).....	183
VII.3.3.5. Comportamiento de la Saturación de Aceite (S_o).....	190
VII.3.4. Vaporización de Componentes al Agregarle Nitrógeno a la Muestra del Pozo C-94A.....	195
VII.4. Inyección de Nitrógeno en Akal.....	201
VIII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	208
NOMENCLATURA.....	213
BIBLIOGRAFÍA.....	219

LISTA DE TABLAS.

TABLA	Página
2.1. Producción por PRM en EUA.....	16
2.2. Proyectos activos de PRM en EUA.....	16
2.3. Proyectos activos de inyección de nitrógeno miscibles en EUA.....	22
2.4. Proyectos activos de inyección de nitrógeno inmiscibles en EUA.	22
2.5. Proyectos terminados de inyección de nitrógeno miscibles en EUA.....	30
2.6. Proyectos terminados de inyección de nitrógeno inmiscibles en EUA. ..	30
2.7. Proyectos terminados de inyección de nitrógeno o hidrocarburos inmiscibles en EUA.....	30
3.1. Composición de la atmósfera.	32
3.2. Propiedades físicas del nitrógeno.	35
6.1. Propiedades pVT y composición tomadas de los análisis pVT efectuados por Core Lab.	93
6.2. Propiedades pVT de las muestras de los fluidos de los pozos C-79, C-49 y C-285.....	96
6.3. Composición hasta C ₂₀₊ de los fluidos de los pozos C-79, C-49 y C-285.....	97
6.4. Composición hasta C ₇₊ de los fluidos de los pozos C-49, C-79 y C-285.....	98
6.5. Composición del gas a condiciones de tanque de los pozos C-79, C-49 y C-285.....	98
6.6. Composición de líquido en tanque para fluidos de los pozos C-79, C-49 y C-285.....	99
6.7. Pruebas de hinchamiento con nitrógeno en el Yacimiento Akal.	110
6.8. Composición original de los fluidos; análisis de fluidos realizados en el IFP, pruebas de hinchamiento.	111
6.9. Composición de líquido a condiciones de tanque; análisis de fluidos realizado por el IFP, pruebas de hinchamiento.....	112
6.10. Composición de gas a condiciones de tanque; análisis de fluidos realizado por el IFP, pruebas de hinchamiento.....	113
7.1. Variación en porcentaje de la fracción mol de las composiciones del aceite de los pozos C-79, C-49 y C-285 al agregarles nitrógeno.	137
7.2. Porcentaje mol de los componentes de la muestra original del pozo C-285 y con nitrógeno agregado a 70 y 100 kg/cm ² , para el experimento de separación diferencial.....	145
7.3. Porcentaje mol de los componentes de la muestra original del pozo C-49 y con nitrógeno agregado a 70 y 100 kg/cm ² , para el experimento de separación diferencial.....	154
7.4. Porcentaje mol de los componentes de la muestra original del pozo C-79 y con nitrógeno agregado a 70 y 100 kg/cm ² , para el experimento de separación diferencial.....	163

TABLA	Página
7.5. Comportamiento de n_v y n_L de las muestras de los pozos C-285, C-49 y C-79 para 100 kg/cm ² y 70 kg/cm ² , obtenido mediante la simulación el experimento de separación diferencial	164
7.6. Densidad del aceite de las muestras de los pozos C-285, C-79 y C-49 a 100 y 70 kg/cm ² , obtenida a través de la simulación de la prueba de separación diferencial.....	172
7.7. Factor de volumen del aceite de las muestras de los pozos C-285, C-79 y C-49 a 100 y 70 kg/cm ² , obtenido a través de la simulación de la prueba de separación diferencial.	176
7.8. R_s de las muestras de los pozos C-285, C-79 y C-49 a 100 y 70 kg/cm ² , obtenida a través de la simulación de la prueba de separación diferencial.....	180
7.9. Viscosidad del aceite de las muestras de los pozos C-285, C-79 y C-49 a 100 y 70 kg/cm ² , obtenida a través de la simulación de la prueba de separación diferencial.....	187
7.10. Saturaciones del aceite en porcentaje, de las muestras de los pozos C-285, C-79 y C-49 a 100 y 70 kg/cm ² , obtenidas a través de la simulación de la prueba de separación diferencial	191
7.11. Factor de encogimiento ($1/B_o$) para las muestras de los pozos C-285, C-49 y C-79, obtenido a través de la simulación de la prueba de separación diferencial (m ³ @ c.s. / m ³ @ c.y.).....	192
7.12. Composición en porcentaje mol de los componentes del aceite de la zona gasógena a las condiciones originales y al inyectar 10.11% y 16.3% mol de nitrógeno, obtenidos a partir de un proceso de separación diferencial a 85.68 kg/cm ²	203
7.13. Composición en porcentaje mol de los componentes del aceite residual de la capa de gas a las condiciones originales y al inyectar 10% mol de nitrógeno, obtenidos a partir de un proceso de separación diferencial a 70 kg/cm ²	206

LISTA DE FIGURAS.

FIGURA	Página
1.1. Procesos de producción de aceite.....	5
2.1. Producción en EUA por PRM.	15
2.2. Proyectos de inyección de gas en EUA.	18
2.3. Inyección de nitrógeno, para el mantenimiento de presión.	24
3.1. Viscosidades del nitrógeno y metano.	37
3.2. Comportamiento de la viscosidad con la presión y temperatura para el bióxido de carbono.	38
3.3. Comparación de la densidad de varios gases.	40
3.4. Diagrama del factor de compresibilidad para el nitrógeno.	42
3.5. Factores de compresibilidad para el nitrógeno y metano.	43
3.6. Factor de compresibilidad para el bióxido de carbono.	44
3.7. Factores de volumen del nitrógeno, bióxido de carbono y gas de combustión.....	45
3.8. Presión de vapor del nitrógeno.	46
3.9. Diagrama entalpía-temperatura del nitrógeno.	47
3.10. Diagrama de flujo de un generador de nitrógeno, por medio de un sistema de membranas. a) Filtro de aire; b) Separadores prisma; c) Válvula de control; d) Válvula de reducción de presión; e) Analizador de O ₂ ; f) Mampara.	50
3.11. Diagrama del proceso criogénico para la producción de nitrógeno.	54
3.12. Esquema del sistema para la inyección de nitrógeno en Cantarell.	55
4.1. Prueba de hinchamiento.	60
4.2. Prueba convencional de contacto múltiple.	62
4.3. Comparación de diferentes correlaciones para la estimación de la PMM del bióxido de carbono.	65
4.4. Correlación para la determinación de la PMM para el propano y butano con varios gases.	66
5.1. Proceso de desplazamiento miscible por medio de la inyección de nitrógeno.	69
5.2. Comportamiento de presión y de los fluidos con la profundidad para un yacimiento con efectos de segregación.	74
5.3. Desarrollo de la miscibilidad en un proceso de contacto múltiple.	78
5.4. Diagramas pseudo ternarios que muestran el desarrollo de la miscibilidad en un proceso de contacto múltiple.	79
6.1. Relación presión-volumen para un componente puro.	89
6.2. Profundidades a las cuales se tomaron las muestras de fluidos para realizar los análisis pVT en el Instituto Francés del Petróleo.	100
6.3. Ubicación areal de los pozos a los cuales se les tomó muestras de fluidos para análisis pVT.	100
6.4. Variación de la presión de burbuja y de la presión de fondo estática con la profundidad para los fluidos de los pozos C-79, C-49 y C-285	101
6.5. Variación de la relación gas-disuelto aceite con la profundidad para los fluidos de los pozos C-79, C-49 y C-285.	101

FIGURA	Página
6.6. Variación del factor de volumen del aceite con la profundidad para los fluidos de los pozos C-79, C-49 y C-285.	102
6.7. Variación de la densidad del aceite con la profundidad para los fluidos de los pozos C-79, C-49 y C-285.	102
6.8. Variación de la fracción molar con el peso molecular para los análisis composicionales realizados por el IFP, para los fluidos de los pozos C-79, C-49 y C-285.	103
6.9. Variación de la composición con la presión de saturación de los análisis composicionales extendidos de los fluidos de los pozos C-79, C-49 y C-285 efectuados por el IFP.	103
6.10. Variación del peso molecular con la densidad para los análisis composicionales extendidos de los fluidos de los pozos C-94-A, C-57-A, C-82, C-8, C2011-D de Core Lab y C-285 del IFP.	104
6.11. Ajuste del peso molecular con la fracción más pesada de los análisis composicionales de los fluidos de los pozos C-94-A, C-57-A, C-82, C-8, y C-2011-D realizados por Core Lab.	104
6.12. Variación del peso molecular con el porcentaje molar para los análisis composicionales de los fluidos de los pozos C-94-A, C-57-A, C-82, C-8, y C-2011-D realizados por Core Lab, y C-285 efectuado por el IFP; se observa el valor original (779 gr/gr-mol) y corregido (642 gr/gr-mol) del peso molecular para el pozo C-285.	105
6.13. Comparación de la relación gas-disuelto aceite medida en laboratorio y calculada con el programa PVTi del simulador Eclipse 300. Pozo C-94-A.	105
6.14. Comparación del factor de volumen B_0 del aceite medido en laboratorio y calculado con el programa PVTi del simulador Eclipse 300. Pozo C-94-A.	106
6.15. Comparación de la densidad del aceite medida en laboratorio y calculada con el programa PVTi del simulador Eclipse 300. Pozo C-94-A.	106
6.16. Comparación de la viscosidad del aceite medida en laboratorio y calculada con el programa PVTi del simulador Eclipse 300. Pozo C-94-a.	107
6.17. Comparación de la composición calculada para los fluidos del pozo C-94-A con el simulador PVTi del Eclipse y la composición experimental de los pozos C-49, C-79 y C-285, efectuados por el IFP. ...	107
6.18. Variación del peso molecular con la presión del yacimiento; datos obtenidos de la simulación de los fluidos del pozo C-94-A.	108
6.19. Variación de la presión de burbuja con respecto al porcentaje mol de nitrógeno en el aceite, para las pruebas de hinchamiento realizadas por el IFP empleando muestras de los pozos C-79, C-49 y C-285.	114
6.20. Variación del factor de volumen del aceite a la presión de saturación con respecto al porcentaje mol de nitrógeno en el aceite, para las pruebas de hinchamiento realizadas por el IFP empleando muestras de los pozos C-79, C-49 y C-285.	114

FIGURA	Página
6.21. Variación de la densidad del aceite a la presión de saturación con respecto al porcentaje mol de nitrógeno en el aceite, para las pruebas de hinchamiento realizadas por el IFP empleando muestras de los pozos C-79, C-49 y C-285.	115
6.22. Variación del factor de encogimiento a la presión de saturación con respecto al porcentaje mol de nitrógeno en el aceite, para las pruebas de hinchamiento realizadas por el IFP empleando muestras de los pozos C-79, C-49 y C-285.	115
6.23. Variación de la viscosidad del aceite con respecto a la presión para varios porcentajes mol de nitrógeno en el aceite, para las pruebas de hinchamiento realizadas por el IFP empleando muestras de los pozos C-79, C-49 y C-285.	116
6.24. Variación de la Relación Gas-Aceite a la presión de saturación con respecto al porcentaje mol de nitrógeno en el aceite, para las pruebas de hinchamiento realizadas por el IFP empleando muestras de los pozos C-79, C-49 y C-285.	116
6.25. Simulación de la variación de la presión de burbuja p_b con el % mol de nitrógeno en el aceite de las pruebas de hinchamiento para los pozos C-79, C-49 y C-285 realizadas por el IFP.	118
6.26. Simulación de la variación de la densidad del aceite a la presión de burbuja p_b con el % mol de nitrógeno en el aceite de las pruebas de hinchamiento para los pozos C-79, C-49 y C-285 realizadas por el IFP....	118
6.27. Simulación de la variación del factor de hinchamiento del aceite a la presión de burbuja p_b con el % mol de nitrógeno en el aceite de las pruebas de hinchamiento para los pozos C-79, C-49 y C-285 realizadas por el IFP.	119
6.28. Simulación de la variación de la viscosidad del aceite a la presión de burbuja p_b con el % mol de nitrógeno en el aceite de las pruebas de hinchamiento para los pozos C-79, C-49 y C-285 realizadas por el IFP. ..	119
6.29. Variación de la presión de burbuja p_b , densidad, factor de hinchamiento y viscosidad obtenidos de la simulación de las pruebas de hinchamiento con y sin datos experimentales de regresión, para los fluidos del pozo C-285.	122
6.30. Variación de la presión de burbuja p_b , densidad, factor de hinchamiento y viscosidad obtenidos de la simulación de las pruebas de hinchamiento con y sin datos experimentales de regresión, para los fluidos del pozo C-49.	123
6.31. Variación de la presión de burbuja p_b , densidad, factor de hinchamiento y viscosidad obtenidos de la simulación de las pruebas de hinchamiento con y sin datos experimentales de regresión, para los fluidos del pozo C-79.	124
7.1. Ubicación del Complejo Cantarell.	128
7.2. Configuración estructural cimbras brecha TP-KS, Complejo Cantarell.	131
7.3. Historia de Presión-Producción.	134

FIGURA	Página
7.4. Diagrama esquemático del experimento de expansión a composición constante.	136
7.5. Diagrama esquemático del experimento de separación diferencial.	136
7.6. Composición de las muestras del pozo C-285.	139
7.7. Composición de las muestras del pozo C-49.	139
7.8. Composición de las muestras del pozo C-79.	140
7.9. Disminución del % mol de las fracciones de los componentes C_1 - C_{7+} de las muestras con nitrógeno agregado con respecto a la fracción mol de la muestra original, para el pozo C-285.	140
7.10. Disminución del % mol de las fracciones de los componentes C_1 - C_{7+} de las muestras con nitrógeno agregado con respecto a la fracción mol de la muestra original, para el pozo C-49.	141
7.11. Disminución del % mol de las fracciones de los componentes C_1 - C_{7+} de las muestras con nitrógeno agregado con respecto a la fracción mol de la muestra original, para el pozo C-79.	141
7.12A. Variación de la composición molar total (z), mediante la prueba de separación diferencial para los componentes N_2 , C_1 , C_2 , C_3 y iC_4 del pozo C-285.	146
7.12B. Variación de la composición molar total (z), mediante la prueba de separación diferencial para los componentes nC_4 , iC_5 , nC_5 , C_6 , y C_{7+} del pozo C-285.	147
7.13A. Variación de la composición molar para el aceite (x), mediante la prueba de separación diferencial para los componentes N_2 , C_1 , C_2 , C_3 y iC_4 del pozo C-285.	148
7.13B. Variación de la composición molar para el aceite (x), mediante la prueba de separación diferencial para los componentes nC_4 , iC_5 , nC_5 , C_6 , y C_{7+} del pozo C-285.	150
7.14A. Variación de la composición molar para el gas (y), mediante la prueba de separación diferencial para los componentes N_2 , C_1 , C_2 , C_3 y iC_4 del pozo C-285.	151
7.14B. Variación de la composición molar para el gas (y), mediante la prueba de separación diferencial para los componentes nC_4 , iC_5 , nC_5 , C_6 , y C_{7+} del pozo C-285.	150
7.15A. Variación de la composición molar total (z), mediante la prueba de separación diferencial para los componentes N_2 , C_1 , C_2 , C_3 y iC_4 del pozo C-49.	155
7.15B. Variación de la composición molar total (z), mediante la prueba de separación diferencial para los componentes nC_4 , iC_5 , nC_5 , C_6 , y C_{7+} del pozo C-49.	156
7.16A. Variación de la composición molar para el aceite (x), mediante la prueba de separación diferencial para los componentes N_2 , C_1 , C_2 , C_3 y iC_4 del pozo C-49.	157
7.16B. Variación de la composición molar para el aceite (x), mediante la prueba de separación diferencial para los componentes nC_4 , iC_5 , nC_5 , C_6 , y C_{7+} del pozo C-49.	158

FIGURA	Página
7.17A. Variación de la composición molar para el gas (y), mediante la prueba de separación diferencial para los componentes N_2 , C_1 , C_2 , C_3 y iC_4 del pozo C-49.	159
7.17B. Variación de la composición molar para el gas (y), mediante la prueba de separación diferencial para los componentes nC_4 , iC_5 , nC_5 , C_6 , y C_{7+} del pozo C-49.	160
7.18A. Variación de la composición molar total (z), mediante la prueba de separación diferencial para los componentes N_2 , C_1 , C_2 , C_3 y iC_4 del pozo C-79.	165
7.18B. Variación de la composición molar total (z), mediante la prueba de separación diferencial para los componentes nC_4 , iC_5 , nC_5 , C_6 , y C_{7+} del pozo C-79.	166
7.19A. Variación de la composición molar para el aceite (x), mediante la prueba de separación diferencial para los componentes N_2 , C_1 , C_2 , C_3 y iC_4 del pozo C-79.	167
7.19B. Variación de la composición molar para el aceite (x), mediante la prueba de separación diferencial para los componentes nC_4 , iC_5 , nC_5 , C_6 , y C_{7+} del pozo C-79.	168
7.20A. Variación de la composición molar para el gas (y), mediante la prueba de separación diferencial para los componentes N_2 , C_1 , C_2 , C_3 y iC_4 del pozo C-79.	169
7.20B. Variación de la composición molar para el gas (y), mediante la prueba de separación diferencial para los componentes nC_4 , iC_5 , nC_5 , C_6 , y C_{7+} del pozo C-79.	170
7.21. Comportamiento de la densidad del aceite al agregarle nitrógeno, obtenido a través de la simulación de la prueba de separación diferencial para el pozo C-285.	173
7.22. Comportamiento de la densidad del aceite al agregarle nitrógeno, obtenido a través de la simulación de la prueba de separación diferencial para el pozo C-49.	173
7.23. Comportamiento de la densidad del aceite al agregarle nitrógeno, obtenido a través de la simulación de la prueba de separación diferencial para el pozo C-79.	174
7.24. Comportamiento del factor de volumen del aceite (B_o) al agregarle nitrógeno, obtenido a través de la simulación de la prueba de separación diferencial para el pozo C-285.	177
7.25. Comportamiento del factor de volumen del aceite (B_o) al agregarle nitrógeno, obtenido a través de la simulación de la prueba de separación diferencial para el pozo C-49.	177
7.26. Comportamiento del factor de volumen del aceite (B_o) al agregarle nitrógeno, obtenido a través de la simulación de la prueba de separación diferencial para el pozo C-79.	178
7.27. Comportamiento de la relación de solubilidad del gas en el aceite R_s al agregarle nitrógeno, obtenido a través de la simulación de la prueba de separación diferencial para el pozo C-285.	181

FIGURA	Página
7.28. Comportamiento de la relación de solubilidad del gas en el aceite R_s al agregarle nitrógeno, obtenido a través de la simulación de la prueba de separación diferencial para el pozo C-49.	181
7.29. Comportamiento de la relación de solubilidad del gas en el aceite R_s al agregarle nitrógeno, obtenido a través de la simulación de la prueba de separación diferencial para el pozo C-79.	182
7.30. Comportamiento de la viscosidad del aceite al agregarle nitrógeno, obtenido a través de la simulación de la prueba de expansión a composición constante para el pozo C-285.	184
7.31. Comportamiento de la viscosidad del aceite al agregarle nitrógeno, obtenido a través de la simulación de la prueba de expansión a composición constante para el pozo C-49.	184
7.32. Comportamiento de la viscosidad del aceite al agregarle nitrógeno, obtenido a través de la simulación de la prueba de expansión a composición constante para el pozo C-79.	185
7.33. Comportamiento de la viscosidad del aceite al agregarle nitrógeno, obtenido a través de la simulación de la prueba de separación diferencial para el pozo C-285.	188
7.34. Comportamiento de la viscosidad del aceite al agregarle nitrógeno, obtenido a través de la simulación de la prueba de separación diferencial para el pozo C-49.	188
7.35. Comportamiento de la viscosidad del aceite al agregarle nitrógeno, obtenido a través de la simulación de la prueba separación diferencial para el pozo C-79.	189
7.36. Comportamiento de la saturación del aceite al agregarle nitrógeno, obtenido a través de la simulación de la prueba de separación diferencial para el pozo C-285.	193
7.37. Comportamiento de la saturación del aceite al agregarle nitrógeno, obtenido a través de la simulación de la prueba de separación diferencial para el pozo C-49.	193
7.38. Comportamiento de la saturación del aceite al agregarle nitrógeno, obtenido a través de la simulación de la prueba de separación diferencial para el pozo C-79.	194
7.39. Comportamiento de la presión de burbuja del aceite al agregarle nitrógeno, obtenido mediante la simulación de la prueba de vaporización para el pozo C-49A.	197
7.40. Distribución molar total (z), obtenida mediante la simulación de la prueba de vaporización para la muestra del pozo C-94A.	198
7.41. Distribución molar del aceite (x), obtenida mediante la simulación de la prueba de vaporización para la muestra del pozo C-94A.	198
7.42. Distribución molar del gas (y), obtenida mediante la simulación de la prueba de vaporización para la muestra del pozo C-94A.	199
7.43. Saturación del aceite, obtenida mediante la simulación de la prueba de vaporización para la muestra del pozo C-94A.	200

FIGURA	Página
7.44. Saturación del gas, obtenida mediante la simulación de la prueba de vaporización para la muestra del pozo C-94A.	200
7.45. Efectos en las propiedades pVT a 85.68 kg/cm ² , con la inyección de nitrógeno, al mezclarse con el aceite de la zona gasógena.	204
7.46. Efectos en las propiedades pVT del aceite remanente de la zona de la capa de gas secundaria después de realizar una separación diferencial a 70 kg/cm ² y del aceite de la zona gasógena, inyectando inicialmente 10% mol de nitrógeno a una presión de 187.6 kg/cm ²	207

OBJETIVOS.

OBJETIVO PRINCIPAL.

Realizar un análisis cuantitativo de las propiedades termodinámicas de las mezclas Nitrógeno-Hidrocarburos, para observar el comportamiento del aceite del Yacimiento Akal al inyectar nitrógeno; se aplicará la ecuación de estado de Peng y Robinson y la información de las pruebas de hinchamiento realizadas por el Instituto Francés del Petróleo a tres muestras de fluidos: la primera tomada en parte alta de la estructura cercana al contacto gas-aceite, la segunda en la parte media de la zona de aceite y la tercera en la parte profunda cercana al contacto agua-aceite que son representativas del yacimiento.

OBJETIVOS PARTICULARES.

1. Describir las pruebas especiales principales requeridas para la inyección de nitrógeno y los métodos de inyección de nitrógeno más utilizados.
2. Presentar un panorama general de los procesos de inyección y generación de nitrógeno en el mundo.
3. Analizar las propiedades físicas del nitrógeno, para evaluar sus efectos como un fluido de inyección, en el yacimiento Akal.

I. INTRODUCCIÓN.

Las variables físicas y termodinámicas controlan los procesos de desplazamiento del aceite y mantenimiento de presión dentro de las operaciones de inyección de gas, nitrógeno o natural. Como en todas las investigaciones de ingeniería, las variables pertinentes deben definirse, evaluarse, y aplicarse a las técnicas de investigación disponibles, con el conocimiento y conciencia de las limitaciones de estas, además de la precisión y confiabilidad de los datos e información disponible.

La inyección de nitrógeno involucra varios tipos de procesos dentro del yacimiento, como son el mantenimiento de presión y el desplazamiento miscible e inmisible.

Aunque originalmente el mantenimiento de presión se consideraba como un método de recuperación secundaria, ya que era empleado gas natural; el uso de gases inertes como el nitrógeno, el cual se usa para ayudar a incrementar la recuperación final, puede considerarse como un proceso de recuperación mejorada de aceite (PRM).

I.1. Procesos de Recuperación de Aceite.

Los procesos de recuperación de aceite pueden subdividirse en tres categorías principales: primaria, secundaria y recuperación mejorada, *Figura 1.1*. En los procesos de recuperación primaria el aceite es forzado a salir del yacimiento por la presión natural existente en los fluidos entrapados en el yacimiento; cuando la presión del yacimiento se reduce a un nivel donde no es muy efectiva la energía remanente para impulsar los fluidos a los pozos productores, se inyecta agua o gas para aumentar o incrementar la presión existente en el yacimiento. La conversión de algunos pozos productores a pozos inyectoros, y la subsecuente inyección de gas o agua para el mantenimiento de presión en los yacimientos, ha sido definida como recuperación secundaria de aceite. El aceite recuperado tanto por los procesos primarios como secundarios varía desde 20 a 50%, dependiendo de las propiedades del aceite y las características del yacimiento. El objetivo de los procesos de recuperación de aceite mejorada es recuperar por lo menos una parte del aceite remanente en el yacimiento. Hay varios procesos de recuperación mejorada de aceite que se consideran viables, como son los procesos térmicos, procesos de desplazamiento miscible y procesos de desplazamiento por químicos. Existen varios mecanismos que están involucrados en los diferentes procesos de recuperación de aceite, los cuales se discutirán a continuación.

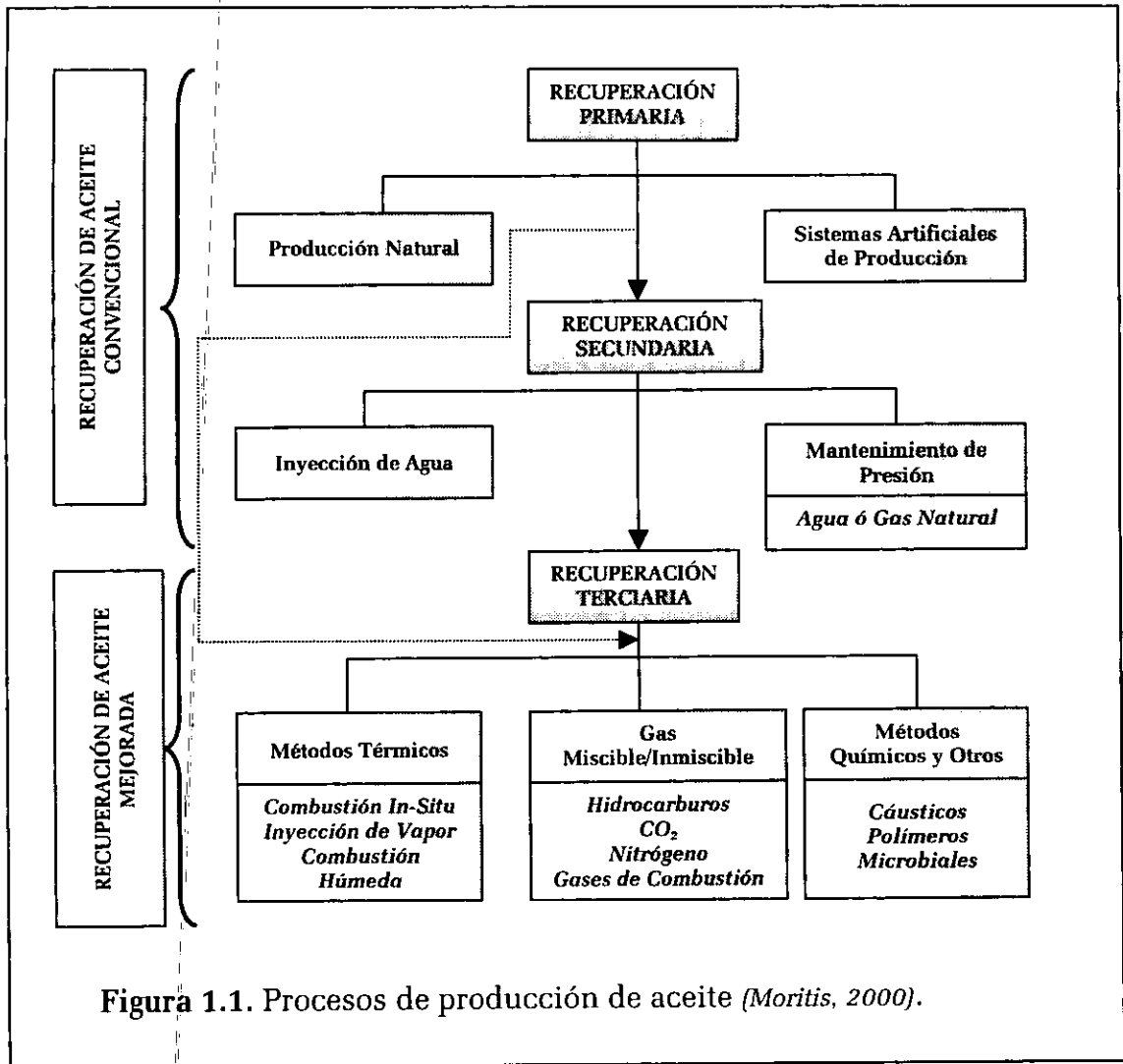


Figura 1.1. Procesos de producción de aceite (Moritis, 2000).

I.1.1. Recuperación Primaria.

La eficiencia de desplazamiento de aceite en el proceso de recuperación primaria depende principalmente de la presión natural existente en el yacimiento; esta presión en el yacimiento es el resultado de la acción de varias fuerzas: (1) fuerzas de expansión de los fluidos y de la roca, (2) fuerzas gravitacionales, (3) fuerzas de empuje del acuífero y (4) fuerzas de expulsión debido a la compactación de la roca del yacimiento. Cualquiera de estas fuerzas en el yacimiento pueden actuar simultáneamente o secuencialmente, dependiendo de la composición de los fluidos, de las condiciones físicas del yacimiento y de las propiedades de la formación productora. La fuerza gravitacional es más efectiva en yacimientos con gran echado, donde se facilita el drene del aceite hacia su parte baja. Otra fuerza, es el empuje de un acuífero situado en la parte más baja del yacimiento desplazando al aceite (*Donaldson, 1989*).

I.1.2. Recuperación Secundaria.

Se ha mencionado previamente que el mecanismo principal de la recuperación de aceite es el movimiento de los hidrocarburos a los pozos productores debido a la diferencia de presión entre el yacimiento y los pozos productores. De este modo los objetivos de los procesos de recuperación secundaria o mejorada son incrementar la diferencia de presión entre el yacimiento y los pozos productores, incrementar la movilidad del aceite por medio de la reducción de la viscosidad del aceite o la reducción de la tensión interfacial entre los fluidos de desplazamiento y el aceite. Cuando la producción de aceite declina se emplea un proceso de recuperación secundaria para incrementar la presión para mover el aceite a los pozos productores. El mecanismo de recuperación secundaria de aceite es similar al de la recuperación primaria, excepto que se involucra más de un pozo y que la presión del yacimiento se mantiene ó aumenta artificialmente para forzar el aceite hacia los pozos productores. Estos procesos incluyen la aplicación de inyección de gas, aire, agua y/o soluciones acuosas de productos cáusticos y polímeros. La disminución de la presión en los yacimientos durante la recuperación de aceite primaria puede detenerse parcialmente por la inyección de un gas en el yacimiento para alcanzar una presión alta. Los métodos para la inyección de gas pueden subdividirse en tres categorías: (a) represionamiento del yacimiento, (b) mantenimiento de presión, (c) empuje de gas, dependiendo de la forma en la cual este se inyecta en el yacimiento.

En el método de represionamiento del yacimiento el gas se inyecta en la formación productora a través de un pozo, mientras los otros pozos se mantienen cerrados hasta que la presión se incrementa en todo el yacimiento. Esto puede tomar un año o más. Cuando se alcanza la presión del yacimiento deseada, la

inyección de gas se detiene y todos los pozos empiezan a producir bajo la influencia de la presión desarrollada artificialmente.

En el método de mantenimiento de presión el gas producido, generado o comprado, se comprime e inyecta en los pozos seleccionados antes de que la presión del yacimiento esté totalmente agotada. En este método, algunos pozos se operan como pozos inyectoros mientras que otros pozos son productores. En el método de desplazamiento por gas, éste es inyectado en el yacimiento bajo presión, lo cual resulta en un flujo continuo de los pozos inyectoros a los pozos productores. El movimiento del gas conduce al desplazamiento del aceite hacia los pozos productores.

Después de la recuperación de aceite primaria, la presión de los yacimientos agotados puede restaurarse por medio de la inyección de agua. En los procesos de inyección de agua, ésta se inyecta en el yacimiento a través de los pozos inyectoros. El agua desplaza al aceite a través de la roca del yacimiento hacia los pozos productores. En este método el arreglo más común para la inyección y producción de pozos es una configuración de cinco pozos, donde el agua se inyecta en el pozo central desplazando al aceite a los 4 pozos productores que están alrededor. Para mejorar la eficiencia del proceso de inyección de agua, se agrega al agua algunos productos químicos tales como cáusticos y polímeros. Al agregar sustancias cáusticas disminuye la tensión interfacial entre el agua y el aceite lo que da como resultado una emulsión de aceite en agua. De esta manera el aceite será producido como una emulsión de baja viscosidad debido a que la emulsión adopta la viscosidad de la fase externa.

La eficiencia de un proceso de inyección de agua puede ser mejorada reduciendo la relación de movilidades agua-aceite, M , la cual se define como $k_{rw}\mu_o/\mu_w k_{ro}$. Una relación de movilidades mayor que la unidad es desfavorable debido a que el agua es más móvil que el aceite y puede digitarse a través de la zona de aceite y por lo tanto, reduce la eficiencia de recuperación. Si la relación de movilidades es menor que la unidad, el desplazamiento del aceite por el agua es muy parecido a un desplazamiento del tipo pistón. En la inyección del agua, la relación de movilidades puede reducirse, disminuyendo la movilidad del agua, lo cual puede lograrse, agregando químicos tales como alcoholes, glicerina, polímeros, etc., al agua de inyección (Donaldson, 1989).

1.1.3. Recuperación Mejorada.

Los Procesos de Recuperación de Mejorada (PRM) tienen como objetivo el incremento de la recuperación de yacimientos ya explotados por recuperación secundaria. Los PRM pueden dividirse en tres categorías principales: (1) químicos, (2) térmicos, y (3) miscibles. Los procesos térmicos han sido usados extensivamente para el desplazamiento de aceites pesados, mientras que los

procesos de desplazamiento químico y miscible han sido empleados para la recuperación de aceites ligeros.

Los procesos de inyección de químicos pueden dividirse en tres categorías principales: (1) inyección de surfactantes, (2) inyección de polímeros, y (3) inyección de productos cáusticos. El mecanismo de desplazamiento de aceite por la inyección de surfactantes y productos cáusticos está basado en la formación de una tensión interfacial ultra-baja, mientras que la inyección de polímeros, o la inyección de surfactantes seguidos por la inyección de polímeros controla la movilidad de aceite, lo cual a su vez mejora su recuperación. Los productos cáusticos inyectados dentro de los yacimientos reaccionan químicamente con los ácidos grasos presentes, dando como resultado sales de sodio.

Cuando los yacimientos petroleros contienen un aceite de menos de 20° API, y alta viscosidad, los métodos de recuperación secundaria no son efectivos para desplazar el aceite. Para tales yacimientos, los procesos térmicos han recibido la mayor atención. La inyección de vapor reduce la viscosidad del aceite, lo cual origina un incremento en su movilidad. Dependiendo de la forma en que se genera el calor en el yacimiento, los procesos térmicos pueden dividirse en tres categorías: (1) combustión in-situ, (2) inyección de vapor, y (3) combustión húmeda.

Para el método de combustión in situ, el aceite crudo cerca del fondo del pozo se quema usando químicos, calentadores eléctricos de fondo del pozo o quemadores de gas de fondo. Después de iniciarse la combustión en la vecindad del pozo, continúa la inyección de aire, lo cual permite el movimiento de la zona de combustión hacia los pozos productores. La propagación de una zona de combustión produce un desplazamiento de líquidos prácticamente del 100 % en el yacimiento, dando como resultado una roca limpia y caliente, la cual calienta el aire inyectado antes de alcanzar la zona de combustión.

En el segundo método de inyección de vapor, éste se inyecta en el yacimiento, en forma continua o cíclica. La inyección de vapor continua involucra tanto pozos productores, como inyectores, mientras que la inyección cíclica involucra un solo pozo, el cual sirve a su vez de pozo productor y de pozo inyector. La inyección de vapor es más fácil de controlar que la combustión in-situ, y su tiempo de respuesta es del 25 al 50% menor que el tiempo de respuesta para la producción adicional por combustión in-situ.

El tercer método se conoce como combustión húmeda. En el proceso de combustión in-situ, se quema una gran cantidad de calor en la parte de la formación barrida, siendo este un calor o energía desperdiciada. El calor utilizado y la eficiencia del proceso pueden mejorarse por medio de la inyección de agua. En este proceso, el agua se inyecta con el aire. El vapor supercalentado formado por la vaporización del agua forma un frente y se desplaza, dejando atrás al frente de combustión. La ventaja principal de este proceso es que se reduce el aceite residual utilizado como combustible en el frente de combustión, lo cual da como

resultado el que se desplace más aceite y se necesite menos aire para la combustión en el yacimiento.

Los procesos de desplazamiento miscible involucran la inyección de un solvente tal como alcohol, hidrocarburos refinados, gases hidrocarburos condensados, gas licuado, bióxido de carbono, o nitrógeno, los cuales pueden disolverse en el aceite bajo ciertas condiciones de presión. El solvente inyectado reduce las fuerzas capilares que causan la retención del aceite en los espacios porosos de las rocas del yacimiento. En este proceso, después del bache de solvente inyectado se inyecta de un líquido o gas para forzar la mezcla entre el solvente y el aceite. Los procesos de desplazamiento miscible pueden dividirse en (1) procesos con bache miscible; (2) procesos de gas enriquecido; (3) procesos de gas inyectado a alta presión; (4) procesos de inyección de bióxido de carbono (CO_2) o gases inertes (nitrógeno, N_2).

Los procesos de bache miscible involucran la inyección de un bache líquido de hidrocarburos aproximadamente igual a la mitad del volumen de poros del yacimiento; después del bache de hidrocarburos líquido se inyecta gas o agua para desplazar el bache a través del yacimiento. En el proceso de gas enriquecido, después del bache inyectado (del 10 al 20% del volumen de poros) de gas natural enriquecido se inyecta gas pobre, o gas pobre y agua. Los procesos de inyección de gas a alta presión emplean un gas, el cual ocasionará la vaporización del aceite y la formación de una fase miscible, entre el aceite del yacimiento y el gas, la cual consiste de componentes $\text{C}_2\text{-C}_6$. La diferencia principal entre los procesos de gas enriquecido y de gas a alta presión, es que en los procesos de gas enriquecido los componentes $\text{C}_2\text{-C}_6$ se transfieren del gas al aceite, mientras que en los procesos de inyección de gas a alta presión, los componentes $\text{C}_2\text{-C}_6$ pasan del aceite al gas de inyección.

En los procesos de inyección de bióxido de carbono (CO_2) o gases inertes (N_2), el mecanismo de miscibilidad en el aceite es similar a la inyección de gas inyectado a alta presión. Bajo ciertas condiciones de presión y temperatura y de composición de aceite, el CO_2 o el N_2 pueden formar un frente miscible, el cual se mueve como una sola fase líquida y desplaza eficientemente el aceite del yacimiento a los pozos productores. La miscibilidad del bióxido de carbono puede alcanzarse a presiones de alrededor de 1500 lb/pg^2 (105.4 kg/cm^2) o menores, mientras que la del nitrógeno está alrededor de las 3000 lb/pg^2 (211.5 kg/cm^2), la cual es más difícil de obtenerse. La presencia de impurezas en el bióxido de carbono, tales como nitrógeno y metano, incrementan la presión de miscibilidad, mientras que impurezas tales como el propano y sulfuro de hidrógeno la disminuyen.

El uso de microorganismos y los productos de sus metabolismos para estimular la producción de aceite está en proceso de experimentación. Esta tecnología involucra la inyección de microorganismos seleccionados dentro del yacimiento y la estimulación subsecuente y transportación de sus productos de crecimiento in-situ. Su presencia ayuda a reducir el aceite residual. La

recuperación mejorada de aceite microbial es inusual para reemplazar los métodos convencionales de PRM debido a que este método por si solo tiene ciertas restricciones, sin embargo, este proceso parece superior en muchos aspectos a los demás. Como unidades de autoduplicación las colonias de bacterias se inyectan en el yacimiento; su multiplicación in-situ aumenta los efectos benéficos. Los cultivos microbiales son capaces de sintetizar una gran variedad de productos bioquímicos constituyentes del aceite crudo cuando se les suministran nutrientes esenciales y se tienen condiciones ambientales apropiadas. De hecho, la población de varios tipos de microbios han sido encontradas en la subsuperficie de los yacimientos a una profundidad de alrededor de 2000 m. Una teoría propone el hecho de que los microorganismos se introdujeron en la perforación de pozos, terminación de pozos o por la inyección de agua en la etapa de recuperación secundaria. El hecho de que la población de microbios está presente en poros de formaciones profundas es una prueba positiva de que los yacimientos no son biológicamente estériles. Esto ofrece estímulos positivos para investigaciones fundamentales para descubrir microbios, procedimientos y tecnologías que pueden conducir a la recuperación mejorada de aceite. Las pruebas de campo no han sido reportadas completamente, por lo cual no se han podido entender totalmente. Se están realizando investigaciones específicas para aplicaciones de campo, las cuales resolverán estas interrogantes en el futuro. En resumen los procesos microbiales, los cuales pueden considerarse como una tecnología emergente, están actualmente teniendo algunas de pruebas de campo limitadas, pero su futuro es prometedor.

Desafortunadamente los procesos de recuperación mejorada requieren inicialmente de largas investigaciones y de monitoreos minuciosos durante su aplicación, mientras que el ritmo de la recuperación de aceite incremental es bajo y prolongado en un largo periodo de tiempo. De esta manera los proyectos de recuperación mejorada requieren una evaluación económica y simulación extensas debido a la baja tasa de retorno de la inversión. La caracterización inicial del yacimiento, conjuntamente con la evaluación de la saturación de aceite, geología y geofísica del yacimiento, son necesarias para determinar la factibilidad de un PRM. Se requiere de personal muy bien entrenado para todas las fases de la implementación de PRM. El éxito de los PRM a sido probado en numerosos proyectos mediante la inyección de CO₂ y mediante la aplicación de procesos térmicos. Hoy en día la inyección de nitrógeno es otra técnica probada, dada la tecnología para su generación, su disponibilidad ilimitada y su bajo costo (Donaldson, 1989).

1.2. Inyección de Gas.

La inyección de gas es el más antiguo de los procesos de inyección de fluidos; la idea de usar un gas para el propósito de mantenimiento de presión y restauración de la productividad de los pozos de aceite fue sugerida desde 1864, solo unos años después de la perforación del pozo Drake. Desde ese tiempo, la inyección de gas natural u otros gases ha sido usada exitosamente en muchos yacimientos de aceite a través del mundo como un método de recuperación secundaria. Los primeros proyectos de inyección de gas fueron diseñados para incrementar inmediatamente la productividad y deberían ser clasificados como proyectos de mantenimiento de presión. Aplicaciones recientes de inyección de gas, sin embargo, han sido pensadas para incrementar la recuperación final y pueden considerarse como proyectos de recuperación mejorada.

Como una técnica de recuperación mejorada el fluido inyectado debe, además de incrementar la energía del yacimiento, desplazar al aceite y conducirlo hacia los pozos productores. El éxito de un proyecto de recuperación mejorada dependerá en primer lugar del mecanismo mediante el cual el fluido inyectado desplace al aceite (eficiencia de desplazamiento) y en segundo lugar en el volumen del aceite del yacimiento el cual entrará en contacto con el fluido inyectado (eficiencia de barrido). Esta consideración, se debe generalmente a que la viscosidad del gas es inferior a la del agua y la relación de movilidades es desfavorable, ocasionando una recuperación de aceite baja en un desplazamiento frontal. Para obtener el beneficio máximo el volumen de aceite debe ser tan grande como sea posible. El gas puede ofrecer ventajas económicas, debido a su disponibilidad y su relativa facilidad de inyección. De esta manera, la inyección de gas es todavía el método de recuperación mejorada preferido bajo ciertas circunstancias.

En la inyección de gas puede darse tanto un proceso miscible como uno inmisible. Las características del aceite y del gas y las condiciones de presión y temperatura de la inyección determinan el tipo de proceso. El gas puede inyectarse en el yacimiento para el mantenimiento de presión (por ejemplo, mediante la inyección de gas en puntos estratégicos del yacimiento), o para formar un banco que desplace el aceite hacia los pozos productores (inyección en el casquete de gas).

La inyección de gas en yacimientos carbonatados puede incrementar la recuperación final de aceite. Los beneficios obtenidos por la inyección de gas dependen de su eficiencia de barrido horizontal y vertical. La eficiencia de barrido también depende del tipo de sistema de porosidad presente.

En el proyecto de West Rampa en el campo Panhandle formado de rocas carbonatadas con sistemas de porosidad intercristalina-intergranular, el interés principal fue el de decidir cuales pozos (existentes) deberían ser usados como

inyectores para obtener una eficiencia de desplazamiento máxima (Longren, 1951). Los pozos localizados en áreas que tenían bajas permeabilidades se seleccionaron preferentemente con respecto a los localizados en áreas con permeabilidades superiores, debido a que la presión del yacimiento era superior en las áreas con permeabilidades bajas, ayudando a retardar la digitación de gas. Se dió preferencia también a los pozos con baja relación gas-aceite y a los localizados en zonas con más bajas saturaciones de gas. Los pozos productores que penetraron toda la zona productora proporcionaron la mejor cobertura vertical. Los pozos inyectores localizados en áreas que tenían las saturaciones de gas mas altas requirieron cantidades mayores de gas de inyección. La posición estructural no parece ser un factor principal que afecte el comportamiento de los pozos inyectores. Se encontró que el beneficio máximo de la inyección de gas se obtuvo cuando los pozos productores se mantuvieron en condiciones limpias y para cada pozo productor se tuvo por lo menos un pozo inyector.

La recolección de datos representativos se dificulta para yacimientos con un sistema de porosidad matriz - fractura bien desarrollado, cuando se tienen condiciones de una matriz de baja permeabilidad, fracturas interconectadas y canales de disolución constituidos de un 10% ó más de espacios vacíos. Un sistema de porosidad matriz -fractura bien desarrollado puede dar origen a graves canalizaciones del gas inyectado y/o entrada de agua con un beneficio pequeño o nulo en la recuperación final de aceite. Para ayudar a la determinación del volumen de aceite barrido por el gas, se puede agregar helio al gas de inyección como trazador, dándole un monitoreo periódico. La recuperación de este trazador depende de los factores siguientes: la velocidad del fluido, dispersión del gas y la variación de la permeabilidad en las diferentes rutas de flujo, lo cual también afecta al gas de inyección.

Los problemas principales que se presentan en la inyección de gas en yacimientos carbonatados son la alta movilidad del fluido desplazante y las amplias variaciones de la permeabilidad. Debe tenerse mucho mayor control en los procesos en comparación con la inyección de agua. El efecto del perfil de permeabilidades del yacimiento sobre la eficiencia de barrido del gas puede evaluarse satisfactoriamente a través de una prueba piloto de inyección de gas. La prueba piloto puede también proporcionar la información necesaria para calcular el volumen requerido de gas; esto, a su vez, ayudara en el diseño del equipo de compresores y en la estimación del número de pozos inyectores (Donaldson, 1989).

I.2.1. Inyección de Gases Inertes.

En años recientes el crecimiento continuo de los costos y el suministro limitado de gas natural ha obligado a la industria a buscar un sustituto de este. Los gases más prometedores que reciben la mayor atención son: (1) gas nitrógeno puro y (2) mezclas de gases inertes en las que el nitrógeno es predominante. La inyección del gas nitrógeno está rápidamente emergiendo como uno de los mejores métodos de recuperación mejorada de aceite y gas. El nitrógeno es menos caro y más disponible que el gas natural o el bióxido de carbono.

La inyección de gas nitrógeno puede aumentar la recuperación de aceite o gas para uno o más de los siguientes mecanismos: (1) mantenimiento de presión, (2) desplazamiento inmisible o (3) desplazamiento miscible, dependiendo de las condiciones de presión y temperatura y de las propiedades del gas de inyección y de los fluidos del yacimiento.

El mantenimiento de presión puede aplicarse en yacimientos volumétricos para mantener la presión arriba del punto de burbuja o del punto de rocío. El desplazamiento inmisible es efectivo si la relación de movilidades es favorable, alto relieve estructural y si la diferencia de densidades entre el gas inyectado y los fluidos del yacimiento permiten que la segregación gravitacional ocurra.

El desplazamiento miscible de los fluidos del yacimiento por nitrógeno (tanto por contacto múltiple como al primer contacto) puede ocurrir solo en un rango limitado de la composición, presión, temperatura y volumen del fluido. La miscibilidad del nitrógeno requiere de altas presiones (yacimientos profundos) y aceites ligeros.

La ventaja principal del gas inerte es su disponibilidad y sus bajos costos. Otras ventajas son: (1) evitar la invasión de aceite en el casquete de gas si existe un casquete de gas en el yacimiento y un acuífero de fondo; (2) recuperaciones superiores comparadas a las del empuje de agua en yacimientos que tienen baja permeabilidad, (3) gas inerte residual al abandono en lugar de gas natural comercial, y (4) confianza en el suministro (*Donaldson, 1989*).

CAPÍTULO II.

PANORÁMICA ACTUAL DE LOS PROCESOS DE INYECCIÓN DE NITRÓGENO EN EL MUNDO.

II. PANORÁMICA ACTUAL DE LOS PROCESOS DE INYECCIÓN DE NITRÓGENO EN EL MUNDO.

II.1. Estadística de los Procesos de Recuperación Mejorada de Aceite.

La producción mundial de los proyectos de Recuperación Mejorada de aceite y aceite pesado, a principios de 1998, fue aproximadamente de 2.3 MMBPD que representaron aproximadamente el 3.5% de la producción mundial de aceite. Para el año 2000 la producción de aceite, empleando Procesos de Recuperación Mejorada (PRM) fue aproximadamente de 2.928 MMBPD (*Moritis, 1998*).

La revista *Oil & Gas Journal* en 1998 reportó un incremento del 5.0% en la producción en EUA empleando PRM, con respecto al año de 1996, lo que resultó en una producción por estos procesos de 760 MBPD para el 98; esta producción equivale al 12% de la producción de aceite total en EUA, que en 1997 fue en promedio de 6.4 MMBPD (*Moritis, 1998*).

Para el año 2000 *Oil & Gas Journal* reportó un decremento en la producción por Recuperación Mejorada en EUA del 1.5 % con respecto al 98, produciéndose por estos procesos 748 MBPD *Figura 2.1 y Tablas 2.1 y 2.2*, aproximadamente el mismo 12% de la producción total en EUA del 98 (*Moritis, 2000*).

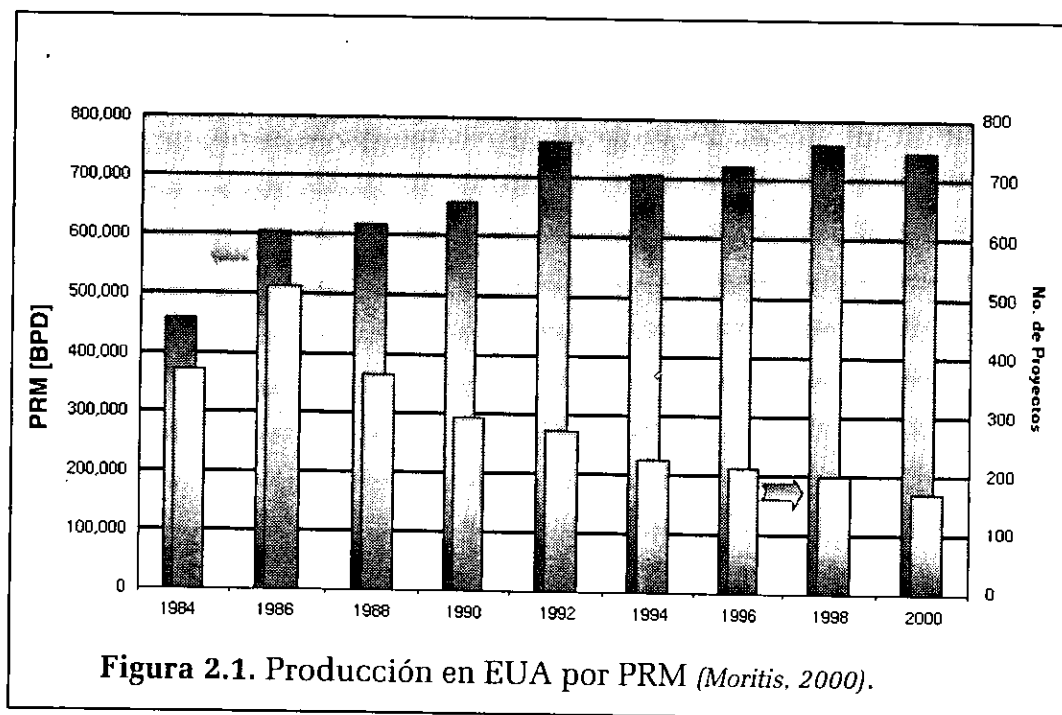


TABLA 2.1. Producción por PRM en EUA (Moritis, 2000).

MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA	BPD								Variación del año 2000 respecto a 1998 [%]
	1986	1988	1990	1992	1994	1996	1998	2000	
TÉRMIICO									
Vapor	468,692	455,484	444,137	454,009	415,801	419,349	439,010	417,675	-4.86
Combustión In Situ	10,272	6,525	6,090	4,702	2,520	44,85	4,780	2,781	-41.6
Agua Caliente	705	2,896	3,985	1,980	250	250	2,200	-306	-86.4
TOTAL	479,669	464,905	454,212	460,691	418,571	424,084	445,990	417,675	-6.3
QUÍMICOS Y OTROS									
Polímeros-Miscelares	1,403	1,509	617	254	64	0	0	0	0.0
Polímeros/Químicos	15,498	20,992	11,239	1,940	1,828	139	139	1,598	1049.6
Otros	0	0	0	0	0	0	0	60	0.0
TOTAL	16,901	22,501	11,856	2,194	1,892	139	139	1,598	1049.6
GASES Y OTROS									
Hidro. Misibles/Inmisibles	33,767	25,935	55,386	113,072	99,693	96,263	102,053	124,500	22.0
CO ₂ Miscible	28,440	64,192	95,591	144,973	161,486	170,715	179,024	189,493	5.8
CO ₂ Inmiscible	1,349	420	95	95	0	0	0	66	0.0
Nitrógeno	18,510	19,050	22,260	22,580	23,050	28,017	28,117	14,700	-47.7
Gases de Combustión	26,150	21,400	17,300	11,000	0	0	0	0	0.0
Otros	0	0	0	6,300	4,400	4,350	4,350	0	4.9
TOTAL	108,216	130,997	190,632	298,020	288,629	299,345	307,544	328,759	4.7
TOTAL GENERAL	604,786	618,403	656,700	760,907	709,094	723,568	759,653	748,092	-1.5

TABLA 2.2. Proyectos activos de PRM en EUA (Moritis, 2000).

MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA	BPD								Variación del año 2000 respecto a 1998 [%]
	1986	1988	1990	1992	1994	1996	1998	2000	
TÉRMIICO									
Vapor	181	133	137	119	109	105	92*	80**	-6.5
Combustión In Situ	17	9	8	8	5	8	7	5	-28.6
Agua Caliente	3	10	9	6	2	2	1	1	-50.0
TOTAL	201	152	154	133	116	115	100	86	-8.0
QUÍMICOS									
Polímeros-Miscelares	20	9	5	3	2	0	0	0	0
Polímeros/Químicos	186	115	45	46	28	11	10	10	-9.1
TOTAL	206	124	50	49	30	12	11	10	-9.1
GASES Y OTROS									
Hidro. Misibles/Inmisibles	26	22	23	25	15	14	11	6	-45.5
CO ₂ Miscible	38	49	52	52	54	60	66	63	-4.5
CO ₂ Inmiscible	28	8	4	2	1	1	0	4	-100.0
Nitrógeno	9	9	9	7	8	9	10	4	-60
Gases de Combustión	3	2	3	2	0	0	0	0	0
Otros	0	0	0	3	2	1	1	0	0
TOTAL	104	90	91	91	81	85	88	74	-14.9
TOTAL GENERAL	512	366	295	273	226	212	199	170	-11.6

* Los proyectos de Ten Monterey Resources fueron combinados con los proyectos de Texaco.

** Aera y Texaco consolidaron un número de sus proyectos.

Como se puede observar en las *Tablas 2.1 y 2.2*, los 80 proyectos de inyección de vapor produjeron en el año 2000, 417.675 MBPD, lo que represento el 55.83% de la producción total por PRM en EUA, mientras que los proyectos de inyección de CO₂ (64 en total) aportaron 189.559 MBPD equivalente al 25.34% del total, siendo estos dos procesos de recuperación mejorada los más utilizados en EUA el pasado año.

Por otro lado los métodos de inyección de nitrógeno, aportaron en el año 2000, 14.700 MBPD, con 4 proyectos activos en EUA que represento el 1.96% de la producción total por PRM en EUA.

La estimación de la producción mundial de los proyectos de Recuperación Mejorada de aceite y aceite pesado de 2.928 MMBPD (para principios del 2000), se basó en los resultados de la revista de *Oil & Gas Journal*, (Moritis, 2000). La tabla siguiente presenta la información obtenida:

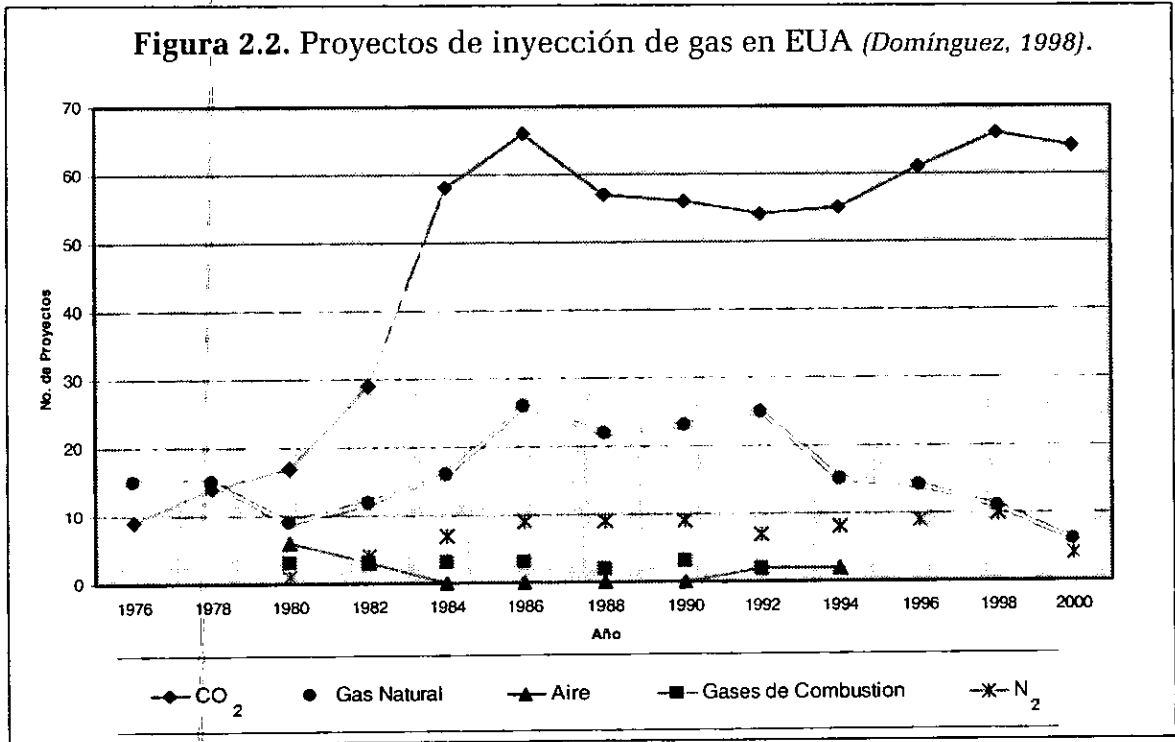
País	Producción (MBPD)
Canadá	400
China	280
EUA	748
Indonesia	300
Venezuela	500
Otros Países	700
Total	2,928

II.2. Tendencia de los Proyectos de Recuperación Mejorada de Aceite, mediante la Inyección de Gases Hidrocarburos y No-Hidrocarburos, en EUA.

En EUA se utilizan actualmente principalmente bióxido de carbono (CO₂), gas natural y nitrógeno (N₂) como gases de inyección en los procesos de Recuperación Mejorada.

La inyección de aire se dejó de utilizar en 1994, debido a que aunque incrementa la producción en un corto tiempo, conduce rápidamente a varios problemas de operación relacionadas con el contenido de oxígeno presente, el cual causa problemas en la superficie y dentro del yacimiento. Algunos de los problemas principales son: *ignición espontánea en el yacimiento, corrosión, formación de mezclas explosivas y oxidación del aceite en el yacimiento* (Van Pollen, 1980).

En los campos de Estados Unidos, se utiliza con el propósito de mantenimiento de presión la inyección de CO_2 , gas natural y nitrógeno, según se puede observar en la *Figura 2.2*; predomina la utilización de CO_2 y la tendencia es emplear, cada vez menos, la inyección de gas natural, sobre todo por su costo y la importancia que tiene como combustible limpio (*Domínguez, 1998*).



Para principios del 2000 se tenían 64 proyectos de inyección de CO_2 , por 4 proyectos de inyección de N_2 .

Por otro lado, se utiliza nitrógeno, aunque no de manera tan relevante como el CO_2 en Estados Unidos. La razón fundamental, es que existen reservas importantes de este último fluido en varios estados de la Unión Americana, lo cual ha resultado en el uso limitado del nitrógeno, aunque ya es una tecnología probada (*Domínguez, 1998*).

II.3. Aplicaciones de los Procesos Recuperación Mejorada de Aceite, Mediante la Inyección de Nitrógeno.

Los procesos inyección de nitrógeno en yacimientos de hidrocarburos son una área de oportunidad para incrementar la recuperación, ya que las reservas de aceite y de gas probadas se están agotando y los costos de exploración se intensifican, particularmente costa afuera, por lo cual la atención está enfocada consecuentemente, en dos áreas: 1) en yacimientos en los cuales la producción de gas puede incrementarse y 2) en yacimientos en los cuales la recuperación de aceite pueda incrementarse o mejorarse. En estas áreas con la aplicación del proceso es posible incrementar la producción de aceite así como la producción de gas de los campos ya existentes; para ambos casos la inyección de nitrógeno puede utilizarse con éxito, incrementando la recuperación de hidrocarburos. Por esta razón se ha puesto mucha atención en las técnicas de recuperación mejorada mediante nitrógeno (*Duckett, 1983*).

La necesidad de obtener nitrógeno económicamente ha conducido al desarrollo y refinamiento de la tecnología para obtener nitrógeno a partir del aire, así como para su separación del gas natural para su reinyección en yacimientos de hidrocarburos (*Duckett, 1983*).

La tecnología para la generación de nitrógeno en los procesos de inyección ha alcanzado un grado de sofisticación tal, que casi puede considerarse cualquier magnitud del proyecto. La evolución reciente de la tecnología para generar nitrógeno en pequeñas plantas productoras ha permitido considerar el uso de nitrógeno para nuevos proyectos. El nitrógeno para la industria petrolera presenta actualmente una mayor disponibilidad, con rangos de operación mayores. A principios de 1990 entraron en operación once plantas de inyección de nitrógeno; una de estas plantas se instaló en Binger Oriental.

El nitrógeno puede usarse para diferentes aplicaciones de recuperación de aceite y gas, desde el mantenimiento de presión hasta su utilización en procesos miscibles. A continuación se presentará una explicación breve de algunas aplicaciones que involucran la inyección de nitrógeno:

El Mantenimiento de presión. El Mantenimiento de presión en yacimientos de aceite con la inyección de nitrógeno, es bastante atractivo debido a la baja densidad del gas comparada con el aceite, pudiendo favorecer los efectos de segregación gravitacional.

Es posible utilizar también la inyección cíclica del nitrógeno en yacimientos de gas y condensado; sin embargo debe hacerse un estudio cuidadoso ya que el nitrógeno disminuye la presión de rocío en los yacimientos de gas y condensado. Esto es benéfico, porque se depositarán menores volúmenes de condensado en la formación, los cuales en su mayoría se quedan atrapados en la formación.

Producción de aceite ático. En yacimientos con echado importante y con un mecanismo de empuje de acuífero activo se puede tener aceite entrampado arriba de los pozos productores. Si este volumen de aceite es demasiado pequeño para justificar la perforación de pozos de alto riesgo, este aceite se puede producir con la inyección de nitrógeno el cual reemplaza al gas natural que se acostumbraba inyectar en el pasado (Duckett, 1983).

Empuje de baches de gas miscible. Con una presión arriba de 1000 lb/pg², el CO₂ puede ser miscible con el aceite, pero la disponibilidad y el costo de CO₂ ha conducido a los operadores a considerar el uso de un bache de CO₂ empujado con el nitrógeno. Similarmente también se pueden utilizar baches de hidrocarburos como el etano o el LPG, desplazados por el nitrógeno (Duckett, 1983).

La producción de gas del casquete. La producción de gas del casquete normalmente no ocurre hasta que la producción de aceite está prácticamente terminada. Si se desea la producción de gas del casquete, en etapas tempranas de producción de aceite, puede llevarse a cabo mediante la inyección de nitrógeno en el casquete de gas para que reemplace el gas producido (Duckett, 1983).

Desplazamiento miscible con nitrógeno. El nitrógeno puede usarse como un agente miscible cuando la presión del yacimiento es alta, y cuando el yacimiento se encuentra a una gran profundidad. Además el aceite debe ser ligero y tener por lo menos 35° API, para alcanzar por contacto múltiple la miscibilidad (Duckett, 1983).

Desplazamiento inmisible con nitrógeno. El desplazamiento inmisible tiene lugar cuando en el yacimiento es despreciable el intercambio molecular entre el gas nitrógeno y el aceite, es decir, cuando la vaporización de hidrocarburos intermedios (C₂ - C₆) es prácticamente nula. Se tienen características favorables para desplazamiento inmisible cuando en el yacimiento está actuando la segregación gravitacional y contiene aceites volátiles.

II.4. Proyectos Activos y Terminados de Inyección de Nitrógeno, a Nivel Mundial.

En el periodo 1998-2000 se tenían 10 proyectos de inyección de nitrógeno en EUA, tres mediante desplazamiento miscible, seis con desplazamiento inmisible y uno de nitrógeno e hidrocarburos inmisible.

II.5 Proyectos Activos de Inyección de Nitrógeno, a Nivel Mundial.

En la actualidad se tienen cinco proyectos de inyección de nitrógeno en el mundo, cuatro en EUA, como se ilustran en las *Tablas 2.3 y 2.4* y el Proyecto Cantarell en México, en donde se inyecta nitrógeno criogénico en el yacimiento Akal, para el mantenimiento de presión.

Tabla 2.3. Proyectos activos de inyección de nitrógeno miscibles en EUA (Morris, 2000).

CAMPO	COMPAÑÍA	UBICACIÓN		INICIO (MES/AÑO)	NO. DE POZOS		PRODUCCIÓN (BPD)		EVALUACIÓN DEL PROYECTO	CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO				CARACTERÍSTICAS DEL ACEITE		
		ESTADO	CONDADO		PROD.	INV.	TOTAL	POR N ₂		ÁREA [ACRES]	PROF. [pie]	FORMA- CIÓN.	φ [%]	API	μ [cP]	°F
IAY-LITTLE ESCAMBIA CREEK	Exxon	Fla./Ala.	Santa Rosa/Escambia	1/81	53	333	11,700	11,700	Exitoso	14,415	15,400	Carbonato	14.0	51	0.20	285

Tabla 2.4. Proyectos activos de inyección de nitrógeno inmiscibles en EUA (Morris, 2000).

CAMPO	COMPAÑÍA	UBICACIÓN		INICIO (MES/AÑO)	NO. DE POZOS		PRODUCCIÓN (BPD)		EVALUACIÓN DEL PROYECTO	CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO				CARACTERÍSTICAS DEL ACEITE		
		ESTADO	CONDADO		PROD.	INV.	TOTAL	POR N ₂		ÁREA [ACRES]	PROF. [pie]	FORMA- CIÓN.	φ [%]	API	μ [cP]	°F
HAWKINS	Exxon	Tex.	Woodbine- East FB	8/87	27	6	1,500	1,000	Exitoso	2,800	4,600	Arenas	28	16	25	168
HAWKINS	Exxon	Tex.	Woodbine- West FB	1/94	267	20	9,000	3,000	Exitoso	7,790	4,600	Arenas	28	24	4.0	168
YATES	Marathon Oil	Tex.	Pecos & Crocket	1/85	619	29	40,000		Exitoso	14,300	1,100- 1,700	Dolomitas	17	30	6.0	82

A continuación se presenta una descripción de tres ejemplos actuales de inyección de nitrógeno en el mundo.

Campo Yates. El *Campo Yates* que se localiza en la parte occidental de Texas, con un volumen original de 4200 MMBLS y una área de 106 km², es un proyecto exitoso de inyección de nitrógeno inmisible. Este campo tiene casquete de gas secundario y produce esencialmente por segregación gravitacional (Domínguez, 1998). La planta de generación de nitrógeno criogénico se empezó a construir en 1982, para producir 3 MMPCD (a condiciones estándar) a una presión de 700 lb/pg² (49.2 kg/cm²) por Niject Services Company. Este campo ha estado sujeto a inyección de nitrógeno desde 1985, sin presentar mayores problemas. La surgencia del nitrógeno se ha dado, empezándose a producir nitrógeno junto con el gas hidrocarburo, el cual es separado por una planta criogénica.

Campos Hawkins. En estos campos se tienen dos proyectos de inyección de nitrógeno inmisible, ambos operados por Exxon, el primero localizado en el condado de Woodbine-East FB y segundo ubicado en Woodbine-West FB ambos dentro del Estado de Texas cuya formación productora está compuesta de areniscas con una permeabilidad de 2800 md a una profundidad de 1402 metros (4600 pies).

Son proyectos muy exitosos, que sé iniciaron en 1987 y 1994 respectivamente. Niject Services Company construyó a partir de 1991 una planta criogénica de nitrógeno, para producir 65 MMPCD (a condiciones estándar) a una presión de 1900 lb/pg² (133.6 kg/cm²) para el primer campo.

II.5.1. Proyecto Cantarell.

El Proyecto de Modernización y Optimización de Cantarell tiene por objeto incorporar reservas adicionales de hidrocarburos, aprovechar íntegramente el gas natural asociado producido con el petróleo, incrementar la producción de petróleo crudo y gas natural, y aumentar la confiabilidad y eficiencia operativa de las instalaciones. Se trata del proyecto individual de mayor dimensión y complejidad que Pemex ha emprendido en varios lustros. También es el más importante de su género en la industria petrolera mundial. El Proyecto Cantarell constituye un elemento central de la estrategia petrolera del país que afecta el patrón de desarrollo del sistema nacional de refinación y de la industria del gas natural. La rentabilidad de la inversión en este proyecto es excepcional, incluso en condiciones de precios bajos del aceite (Lajous, 1999).

II.5.1.1. Necesidad del Mantenimiento.

Se sabe que a menores presiones hay un aporte menor de aceite al pozo, debido a que existe una correlación directa entre la presión del yacimiento y los ritmos de producción que pueden obtenerse de los pozos. Así un pozo típico del campo Cantarell al inicio de su explotación, con una presión del yacimiento de 270 kg/cm^2 , fue capaz de producir 30,000 bpd. Para abril de 1999 la presión había caído a 113 kg/cm^2 , y el pozo promedio podría producir solo 7,000 bpd mediante el uso de bombeo neumático. Si no se implementara el mantenimiento de presión, en cinco años la presión caería a 83 kg/cm^2 y el mismo pozo típico produciría del orden de 3,200 bpd.

Si la inyección de nitrógeno para el mantenimiento de presión no se llevara a cabo, los tiempos de explotación de las reservas serían muy grandes, y rebasarían la vida útil de las instalaciones, la que es de aproximadamente de 20 años. Se estima que la explotación de las reservas con el mantenimiento de presión sería de 15 años, comparado con 38 años sin inyección de nitrógeno.

El incremento de reservas por efecto del mantenimiento de presión debido a la inyección de nitrógeno es de 2,500 MMBLS. La Inyección inició el 19 de mayo del 2000, alcanzando el 11 de diciembre del 2000 su capacidad plena (Acuña, 2001).

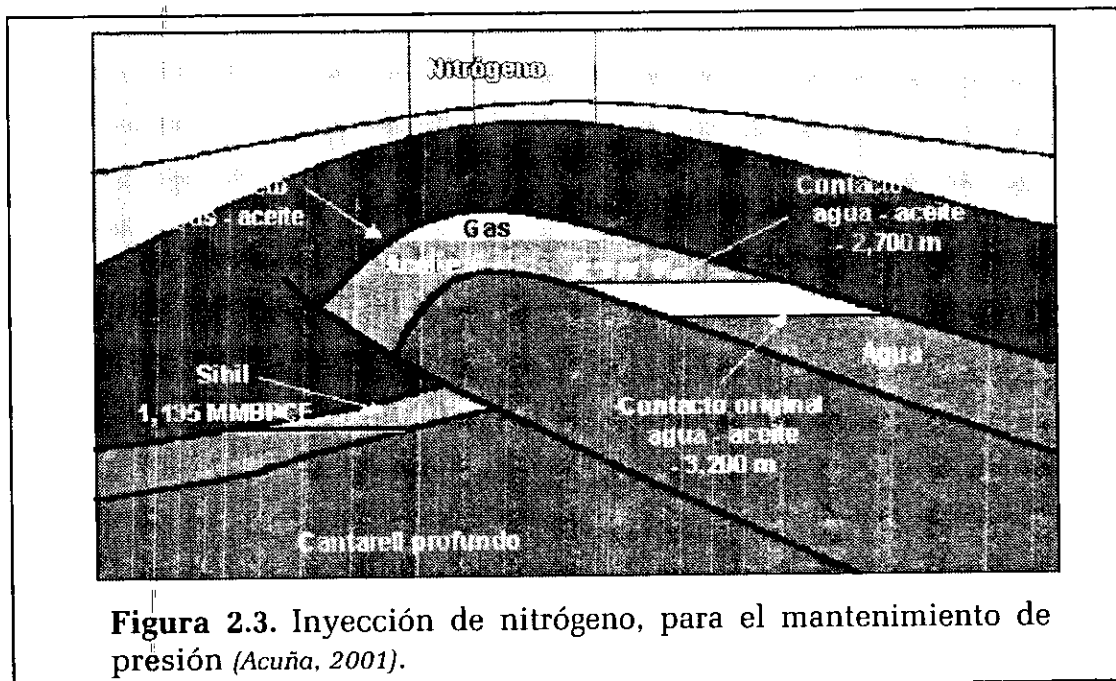


Figura 2.3. Inyección de nitrógeno, para el mantenimiento de presión (Acuña, 2001).

II.5.1.2. Desarrollo del Campo.

Cantarell es el campo petrolero más grande del país y el sexto en importancia en el mundo. Este campo supergigante aporta una proporción sustancial de las reservas, la producción y la exportación de petróleo de México. Produce crudo pesado, con alto contenido de azufre y metales, denominado Maya. La producción se inició en 1979 y en sólo dos años llegó a un volumen de 1.15 millones por día (b/d), para descender a cerca de un millón, nivel que se mantuvo hasta 1995. Este tope fue fijado por la estrategia de explotación de esos años y no por limitaciones del potencial del yacimiento. En los 21 años que Cantarell lleva en operación, se han producido más de 7 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente, cifra que, no obstante su gran tamaño, representa tan sólo un tercio de las reservas originales de este campo. Al inicio de 1999 sus reservas probadas y probables de hidrocarburos se estimaron en 13 mil millones de barriles. La cifra anterior no incorpora aún las reservas de un nuevo bloque del campo Cantarell llamado Sihil.

En forma natural, la explotación del Campo Cantarell durante 19 años redujo la presión en el interior del yacimiento. Esta cayó en casi 60 por ciento de su valor original. Para contrarrestar este proceso, está suministrando energía al yacimiento inyectándole nitrógeno. Ello permite incrementar la proporción de los hidrocarburos que se recuperan del subsuelo, lo que equivale a incrementar las reservas del campo. Hace posible también acelerar el ritmo de extracción. Antes de tomar la decisión de mantener la presión del yacimiento se evaluó, en términos técnicos y económicos, fluidos alternativos a inyectar en el campo. Primero se optó entre agua y algún gas. El uso de agua fue descartado, pues no es un método eficiente en yacimientos altamente fracturados como Cantarell, e implica un mayor riesgo debido a su tendencia a canalizarse mediante las fracturas, sin desplazar el aceite contenido en la roca. Definida la conveniencia de inyectar gas se analizaron diversas opciones, que finalmente se redujeron a la elección entre gas natural y nitrógeno. Ésta se hizo en función de las características específicas de Cantarell y las condiciones económicas que enmarcan su desarrollo. Dado el objetivo de maximizar el valor económico del yacimiento, se examinaron varios escenarios de largo plazo que consideraron diferentes niveles de inyección de fluidos, ritmos de producción de petróleo y volúmenes de recuperación final de hidrocarburos.

Después de realizar estudios extensos de laboratorio, trabajos de simulación del comportamiento del yacimiento apoyados en modelos avanzados del mismo y una evaluación económica rigurosa, se concluyó que la inyección de nitrógeno era la mejor opción técnica y la de menor costo. Se constató que se trata de un método limpio y seguro. Los estudios fueron realizados por Pemex, el Instituto Mexicano del Petróleo, el Instituto Francés del Petróleo, así como otros laboratorios en México y en el extranjero. También se consultó a múltiples especialistas. Asimismo, se contó con información directa de otros campos en explotación donde se inyecta nitrógeno, en particular, los campos Yates y Hawkins en Estados Unidos. De acuerdo con los pronósticos de producción, para

mantener la presión es necesario inyectar mil 200 millones de pies cúbicos diarios de nitrógeno a Cantarell para evitar que siga cayendo la presión del yacimiento. El costo del ciclo completo de producir, comprimir e inyectar el nitrógeno, así como eventualmente separar este fluido del gas natural que se produzca, es mucho menor a la reinyección de gas natural al yacimiento. Pemex contrató el suministro de nitrógeno a boca de pozo, por un plazo de 15 años, a un precio nominal promedio de 36 centavos de dólar por millar de pies cúbicos. El valor presente del mismo, descontado al 10 por ciento, es de sólo 16 centavos. Estas cifras contrastan con el precio actual del gas natural, de más de dos dólares por millar de pies cúbicos. Además, a este precio se le tendría que agregar el costo de la compresión y transporte del gas al yacimiento.

Una vez que se definió el método de mantenimiento de presión del yacimiento se procedió a diseñar programas de perforación de pozos de desarrollo y de la infraestructura costa afuera necesaria para producir, procesar, manejar y transportar el petróleo y gas natural adicional que se obtendría en Cantarell. El programa de mantenimiento de presión hará posible recuperar un volumen adicional de 2 mil 300 millones de barriles de petróleo, monto equivalente a añadir 17 por ciento a la reserva remanente. Gracias al conjunto de estos tres programas, el plan de desarrollo a largo plazo de este campo prevé la recuperación, en los próximos 15 años, de 8.4 millones de barriles de petróleo crudo, volumen 2.2 veces mayor al que se obtendría durante este lapso de dejar al campo declinar en forma natural. Así, el Proyecto Cantarell permitirá ampliar las reservas e incrementar la producción (*Lajous, 1999*).

II.5.1.3. Ejecución del Proyecto.

El proyecto Cantarell comprende un conjunto de obras necesarias para mantener la presión del yacimiento y aumentar la recuperación de crudo y gas en los próximos años. Estas obras de infraestructura incluyen: modificación de las plataformas marinas y ductos existentes, eliminar cuellos de botella, instalación de plataformas y ductos nuevos, un sistema de recuperación secundaria utilizando nitrógeno, la perforación de pozos productores e inyectores, así como la reparación de pozos existentes.

Para instrumentar un proyecto de la dimensión y complejidad de Cantarell fue necesario que PEMEX diseñara una estructura organizativa apropiada, integrar un vasto equipo profesional de alta calidad para administrar el proyecto y desarrollar nuevas formas de contratación de obras, servicios y adquisición de materiales y equipos, más acordes con prácticas internacionales establecidas.

El proyecto contempla la perforación de 214 pozos, la colocación de aproximadamente 400 kilómetros de ductos, la construcción de 28 plataformas marinas y la modernización de la infraestructura existente, así como la compra de nitrógeno y el arrendamiento de una unidad flotante de almacenamiento y carga en alta mar.

La planta productora de nitrógeno fue construida y es propiedad de un consorcio internacional -British Oxygen, Westcoast, Marubeni, Linde e ICA-Fluor Daniel-, el cual la operara. Pemex recibe el nitrógeno comprimido en la boca del pozo, a un precio predeterminado. La planta se localiza en la península de Atasta, en Campeche. La entrega comercial de nitrógeno se iniciará en abril del año 2000. El proceso de generación de nitrógeno se describe en la sección III.3.3.1.

Para el suministro de nitrógeno se requirió (Acuña, 1998):

- Una planta generadora de nitrógeno con capacidad de suministro de 1,200 MMPCD.
- Dos ductos de 36 pg. de diámetro para llevar el nitrógeno a las instalaciones del campo.
- Una plataforma de inyección.
- Nueve pozos para inyectar nitrógeno al yacimiento.

La capacidad actual de producción de Cantarell se estima en 1.69 millones de b/d. A principios de marzo del año 2000 se realizó una prueba de producción en este campo y se obtuvo una producción total de 1.52 millones de b/d. Estas cifras contrastan con las de mediados de 1995, antes del inicio del Proyecto Cantarell, de un millón de b/d y la que efectivamente se obtuvo en el primer semestre de 1999, de 1.27 millones de b/d. La producción actual de México, en particular la de Cantarell, está restringida temporalmente por razones de mercado.

II.5.1.4. Costos y Beneficios.

La Cámara de Diputados autorizó, en diciembre de 1998, un presupuesto multianual de inversión total en el Complejo Cantarell de 116 mil 373 millones para el periodo 1997-2012, monto equivalente a 10 mil 541 millones de dólares. De este total, sólo 5 mil 554 millones de dólares corresponden propiamente al proyecto. Por eso es necesario distinguir entre la inversión en el Complejo Cantarell y en el proyecto del mismo nombre. El gasto de inversión del proyecto incluye 2 mil 71 millones de dólares de inversiones en el subsuelo y 3 mil 483 millones en instalaciones de superficie. Pemex se está adecuando al monto autorizado de inversión.

Adicionalmente a la inversión en el proyecto, se debe tomar en cuenta que el mismo supone un mayor gasto de operación, de carácter incremental. Este se conforma por la compra de nitrógeno y el arrendamiento de dos unidades flotantes de almacenamiento y carga de crudo. El gasto total presupuestado para la compra de nitrógeno durante 15 años es de 2 mil 613 millones de dólares nominales. El valor presente de la cifra autorizada es de mil 680 millones de

dólares. El arrendamiento de 10 años del Ta'kuntah y de un segundo sistema de almacenamiento y carga, se presupuestó en 980 millones de dólares, cifra cuyo valor presente es de 630 millones de dólares. Se estima que el total de egresos del Complejo Cantarell, que incluyen los del proyecto y los que se tendrían que realizar independientemente del mismo, ascenderán a 18 mil 956 millones de dólares en el periodo 1997-2012. Este monto incluye el gasto de inversión total y el gasto de operación durante este lapso de 15 años.

La rentabilidad del Proyecto Cantarell es excepcional. El plan de explotación adoptado tiene un flujo incremental de efectivo que comienza a ser positivo, casi desde el inicio. El valor presente neto del incremento en la producción, bajo lineamientos conservadores, es de 32 mil millones de dólares. El proyecto es muy sólido y continuará siendo altamente rentable aunque el precio internacional del crudo pesado cayera durante toda la vida del proyecto a la mitad del promedio histórico. El valor presente neto del proyecto para el periodo 1997-2012 varía relativamente poco entre estimaciones alternativas (Lajous, 1999).

Algunos de los beneficios técnicos de la inyección de nitrógeno en Cantarell son:

- El mantenimiento de presión, conserva y evita pérdidas de la energía del yacimiento, ya que ésta es la fuente de expulsión del petróleo.
- Contrarresta el efecto de vaciamiento, el cual es causado por la producción.
- Mejora el mecanismo drene gravitacional al ser el nitrógeno inyectado más ligero que el aceite del yacimiento.
- Evita el avance del contacto agua-aceite, evitando una pérdida en la recuperación de la reserva.
- Evitará el riesgo de que el agua del acuífero invada el flanco norte del yacimiento Akal, disminuyendo sustancialmente la recuperación final de aceite en esa zona.
- El nitrógeno es un gas inerte, no tóxico, no corrosivo y de alta disponibilidad a partir del aire; su baja reactividad es importante en el proceso de presurización.

II.6. Proyectos Exitosos Terminados de Inyección de Nitrógeno, a Nivel Mundial.

En EUA 6 proyectos (Tablas 2.5, 2.6 y 2.7) de PRM mediante la inyección de nitrógeno tuvieron éxito a finales de la década de los 90's. Estos proyectos se localizaron en los campos: *Binger*, *Chunchula Fieldwide East Painter*, *Painter* y *Block 31 en Texas*.

Los campos *Binger* y *Painter* en los cuales se realizó un proyecto miscible y otro inmisible respectivamente, se describen a continuación.

Campo Binger. El Campo Binger localizado en el Condado de Caddo, Oklahoma tenía una recuperación primaria estimada de solo el 10.7%. Después de estudios intensivos de yacimiento, laboratorio y estudios de simulación, se aprobó e inició un proyecto de desplazamiento con gas miscible inerte en 1977. En 1984, como resultado de estudios de ingeniería así como de estudios económicos de varias alternativas viables de inyección, se tomó la decisión en East Binger Unit (EBU) de cambiar el sistema existente de generación de nitrógeno, construyéndose una unidad de manejo de nitrógeno la cual reemplazó el sistema existente de suministro de gas inerte, reemplazándose también el método de manejo de la producción de gas. Esta unidad de reinyección de nitrógeno (NRU) producía volúmenes de 15 a 18 MMPCD (a condiciones estándar) a una presión de 5200 lb/pg². La instalación integral disminuyó el capital, energía y otros costos de operación, separando nitrógeno criogénico del gas natural para la reinyección, así como para la separación de este del aire (Emmons, 1986).

Campo Painter. El Campo Painter está localizado en Wyoming, EUA en el que se realizó un proyecto de reinyección de nitrógeno para desplazamiento inmisible. En junio 30 de 1994, Partnership a través de OLP-B, adquirió la planta. "Painter Plant", la cual se localiza en Evanston, Wyoming, la cual consiste de una planta de procesamiento de gas natural, una unidad de reinyección de nitrógeno (NRU), una torre fraccionadora, una terminal NGL de recuperación de líquidos de gas natural y tuberías interconectadas con camiones tanque y líneas férreas. La planta de procesamiento (NGL) es una unidad de procesamiento de gas natural de refrigeración convencional que separa los líquidos del gas producido. El gas remanente, el cual contiene principalmente metano y nitrógeno, se procesa para remover la mayor parte de nitrógeno en una unidad de reinyección de nitrógeno (RNU).

Tabla 2.5. Proyectos terminados de inyección de nitrógeno miscibles en EUA (Morris, 1998).

CAMPO	COMPAÑÍA	UBICACIÓN		INICIO (MES/AÑO)	NO. DE POZOS		PRODUCCIÓN (BPD)		EVALUACIÓN DEL PROYECTO	CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO				CARACTERÍSTICAS DEL ACEITE		
		ESTADO	CONDADO		PROD.	INY.	TOTAL	POR N ₂		ÁREA [ACRES]	PROF. [pie]	FORMA- CIÓN	φ [%]	%API	μ [cP]	°F
CHUNCHULA FIELDWIDE UNIT	Sprint Energy	Ala.	Mobile	4/82	33	8	7100	2300	Éxito	2.600	18.500	Dolomias	12.35	54	0.07	325
		Okla.	Caddo	1977	55	23	1050	1050	Éxito	12.960	10.000	Arenas	7.50	38	0.30	190

Tabla 2.6. Proyectos terminados de inyección de nitrógeno inmiscibles en EUA (Morris, 1998).

CAMPO	COMPAÑÍA	UBICACIÓN		INICIO (MES/AÑO)	NO. DE POZOS		PRODUCCIÓN (BPD)		EVALUACIÓN DEL PROYECTO	CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO				CARACTERÍSTICAS DEL ACEITE		
		ESTADO	CONDADO		PROD.	INY.	TOTAL	POR N ₂		ÁREA [ACRES]	PROF. [pie]	FORMA- CIÓN	φ [%]	%API	μ [cP]	°F
EAST BINGER	Chevron	Wyo.	Linna	11/83	17	7	9.085	9.065	Éxito	1.500	12.000	Arenas	11.0	46	0.20	185
		Wyo.	Linna	6/80	33	13	1.102	1.102	Prometedor	1.360	11.500	Arenas	11.9	46	0.20	174
CHUNCHULA FIELDWIDE UNIT	Sprint Energy	Ala.	Mobile	4/82	33	8	7.100	2.300	Éxito	26.000	18.500	Dolomias	12.35	54	0.07	325

Tabla 2.7. Proyectos terminados de inyección de nitrógeno o hidrocarburos inmiscibles en EUA (Morris, 1998).

CAMPO	COMPAÑÍA	UBICACIÓN		INICIO (MES/AÑO)	NO. DE POZOS		PRODUCCIÓN (BPD)		EVALUACIÓN DEL PROYECTO	CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO				CARACTERÍSTICAS DEL ACEITE		
		ESTADO	CONDADO		PROD.	INY.	TOTAL	POR N ₂		ÁREA [ACRES]	PROF. [pie]	FORMA- CIÓN	φ [%]	%API	μ [cP]	°F
BLOCK 31	ARCO	Tex.	Crame	6/89	152	77	4.350	4.350	Éxito	7.840	8.600	limestone	15.0	48	0.25	130

CAPÍTULO III.

PROPIEDADES Y FUENTES DE ABASTECIMIENTO DEL NITRÓGENO.

III. PROPIEDADES Y FUENTES DE ABASTECIMIENTO DEL NITRÓGENO.

Casi la totalidad de la atmósfera está constituida de tres elementos: nitrógeno, oxígeno y argón; en mucha menor proporción existen los gases inertes restantes y compuestos químicos, como bióxido de carbono, óxidos de nitrógeno, vapor de agua, metano (existen también los elementos hidrógeno y ozono). La cantidad de N₂, O₂ y gases inertes, en la atmósfera esta indicada en la *Tabla 3.1*.

Elemento	Composición ppm	
	En volumen	En peso
N ₂	780,900.00	755,100.00
O ₂	209,500.00	231,500.00
He	5.20	0.72
Ne	18.00	12.50
Ar	9,300.00	12,800.00
Kr	1.00	2.90
Xe	0.08	0.36
Otros	275.72	583.52
<i>Total</i>	1,000,000	1,000,000

La atmósfera mantiene uniforme su composición, por las corrientes de convección, hasta 20 Km; por arriba de este nivel, empieza a producirse separación gravitatoria, por las diferencias de peso molecular; este fenómeno es importante a alturas superiores a 60 Km. A partir de 600 Km los átomos y moléculas describen orbitas independientes en el campo gravitatorio terrestre (*Gutiérrez, 1994*).

III.1. Propiedades del Nitrógeno.

Las propiedades físicas y químicas del nitrógeno, tienen un papel muy importante en la recuperación de hidrocarburos, por lo que su conocimiento es de suma importancia, ya que nos permitirán tener un mejor entendimiento de los procesos y fenómenos que se presentan en la inyección de nitrógeno en los yacimientos petroleros.

III.1.1 Propiedades Químicas del Nitrógeno

Número atómico	7	
	N	Símbolo
	Nitrógeno	Nombre
	14,0067	Masa atómica
	2-5	
Estructura electrónica		

El nitrógeno fue descubierto, en 1770, independientemente por Scheele y Priestley, como un constituyente del aire. Fue aislado por el físico británico Daniel Rutherford en 1772 y reconocido en 1776 como gas elemental por el químico francés Antoine Laurent Lavoisier, que le dio el nombre de ázoe (del griego, "sin vida").

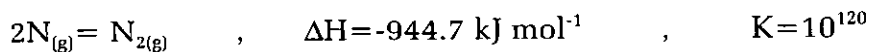
El nitrógeno tiene como símbolo químico la letra (N), y su configuración electrónica es $1S^22S^2P^3$.

Su fórmula diatómica se representa por N_2 (dinitrógeno) y en la tabla periódica de los elementos se ubica en el grupo Va, junto con el fósforo, el arsénico, el estroncio y el bismuto, siendo el más ligero. Para combinarse con otros elementos trabaja con valencias ó estados de oxidación de +5 a -3, con +5, +3, y -3 preferentemente (Haussinger, 1999).

Por las características de la molécula, las fuerzas intermoleculares son débiles; como consecuencia el nitrógeno es a las condiciones atmosféricas un gas de muy bajos puntos de fusión y de ebullición; también es muy baja su temperatura crítica, y su presión crítica es alta. La solubilidad en disolventes polares es muy baja; en agua, a 0°C , es de 23 cm^3 por litro, menor que la del oxígeno.

Las diferentes fases cristalinas del nitrógeno consisten en moléculas de N_2 , ordenadas en el cristal de diversos modos; son por lo tanto, cristales moleculares.

Disociación de la molécula del nitrógeno. La característica fundamental del nitrógeno es su inercia química, que se debe a la robustez del triple enlace $N\equiv N$. La entalpía de formación de la molécula, a partir de sus átomos es muy alta, así como la constante de equilibrio, a 25°C .



La disociación térmica del N_2 requiere, por ello, temperaturas extremadamente altas. La disociación es casi inapreciable, a 5000°K alcanza un poco más de la cuarta parte (26.2%).

La inercia del nitrógeno hay que atribuirla, como ya a quedado indicado, a la elevada energía del triple enlace.

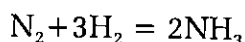
En las moléculas de N_2 , O_2 y F_2 es muy claro el aumento de actividad química, al disminuir el número de enlaces, según lo indican los datos siguientes:

	$N \equiv N$	$O = O$	F-F	Unidades
Energía de disociación, D	944.7	496.0	158.2	kJ mol^{-1}
Distancia interatómica	1.094	1.21	1.44	Å°

Con la disminución del número de enlaces aumenta la distancia interatómica y disminuye la energía de disociación (lo que representa menor energía de activación y, por tanto, mayor reactividad).

Para que el nitrógeno reaccione, es necesario aumentar la temperatura y el empleo de catalizadores. Solo reacciona a la temperatura ambiente con el (Li), para formar nitruro; también a temperaturas elevadas, y en circunstancias determinadas se combina químicamente con el hidrógeno, magnesio y calcio, para formar los nitruros, y con el oxígeno, en el arco eléctrico forma el óxido nítrico. Estas propiedades químicas se aprovechan para separar el nitrógeno de otros gases inertes contenidos en el aire (por ejemplo, el argón y el helio)

La más importante reacción del nitrógeno molecular es la que tiene lugar con el hidrógeno para formar amoníaco:



La inestabilidad de muchos compuestos del nitrógeno como el Cl_3N , no se debe a la debilidad del enlace Cl-N, sino a la alta energía del enlace $N \equiv N$; por lo que tales compuestos se descomponen espontáneamente, originando la formación de moléculas N_2 y desprendimiento de energía (Gutiérrez R. 1994).

III.1.2. Propiedades Físicas del Nitrógeno.

El nitrógeno como gas inerte, es un gas no tóxico, incoloro, inodoro e insípido. Puede condensarse en forma de un líquido incoloro que, a su vez, puede comprimirse como un sólido cristalino e incoloro, que no obstante ser uno de los elementos básicos que forman el aire de la atmósfera, es incapaz por sí solo de sostener la combustión y de ayudar a la respiración de los seres vivos. Como un líquido también es incoloro, e inodoro con una apariencia similar al agua (Gutiérrez, 1994).

En la *Tabla 3.2*, se presentan los valores de algunas propiedades del nitrógeno, como son los puntos de fusión ($-209.86\text{ }^{\circ}\text{C}$), ebullición ($-195.80\text{ }^{\circ}\text{C}$), y de sublimación ($-78.500\text{ }^{\circ}\text{C}$) a una presión de 1.033 kg/cm^2 , las cuales se emplean en diversos procesos.

Tabla 3.2. Propiedades físicas del nitrógeno (*García, 1991*).

PROPIEDAD	VALOR	OBSERVACIONES
Numero Atómico	7	
Peso Atómico	14.008 gr/molg	
Peso Molecular	28.016 gr/molg	
Color		Gas incoloro
Forma Cristalina		Cristales cúbicos
Densidad Relativa	1.026 0.808 12.5	A $-252\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($=-421.6\text{ }^{\circ}\text{F}$) A Temperatura de Ebullición ($-195.8\text{ }^{\circ}\text{C}$) A 0°C ($=32\text{ }^{\circ}\text{F}$), respecto a la densidad relativa del nitrógeno ($=1$)
Solubilidad en 100 Partes	2.35 cm^3 1.55 cm^3	A 0°C ($=32\text{ }^{\circ}\text{F}$), en 100 gr de agua fría A 20°C ($=68\text{ }^{\circ}\text{F}$), en 100 gr de agua caliente
Punto de Fusión	$-209.86\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($=-345.75\text{ }^{\circ}\text{F}$)	A $p_b = 1.033\text{ kg/cm}^2\text{ abs}$ ($=1\text{ atm}$)
Punto de Ebullición	$-195.80\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($=-320.44\text{ }^{\circ}\text{F}$)	A $p_b = 1.033\text{ kg/cm}^2\text{ abs}$ ($=1\text{ atm}$)
Punto de sublimación	$-78.500\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($=-109.30\text{ }^{\circ}\text{F}$)	A $p_b = 1.033\text{ kg/cm}^2\text{ abs}$ ($=1\text{ atm}$)
Densidad	1.251 kg/m^3 (0.0781 lb/p^3)	A $p_b = 1.033\text{ kg/cm}^2\text{ abs}$ ($=1\text{ atm}$)
Densidad del Vapor	4.613 kg/m^3 (0.288 lb/p^3)	Al punto de ebullición
Densidad del Líquido	804 kg/m^3 (50.19 lb/p^3)	Al punto de ebullición
Presión de Vapor del Sólido	96.4 kg/m^3 (1.86 lb/p^3)	Al punto de fusión
Calor de Vaporización	47.6 kcal/kg (85.7 Btu/lb)	Al punto de ebullición
Calor de Fusión	6.1 kcal/kg (11.0 Btu/lb)	Al punto de fusión
Temperatura Crítica	$-147.1\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($=-232.8\text{ }^{\circ}\text{F}$)	
Presión Crítica	$34.6\text{ kg/cm}^2\text{ abs}$ ($=492.3\text{ lb/pg}^2$)	
Volumen Crítico	$1.44\text{ p}^3/\text{lb-mol}$	
Densidad Crítica	0.3110 gr/cm^3	
Intervalo de Temperaturas de Gas Licuado	$-209.86\text{ a }-195.8\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($=-345.75\text{ a }-320.44\text{ }^{\circ}\text{F}$)	
Calor Específico en el Intervalo de Temperaturas de Gas Licuado	$0.475\text{ cal/gr-}^{\circ}\text{C}$	

III.1.2.1. Viscosidad.

La viscosidad absoluta, o simplemente viscosidad, es la resistencia de un fluido a un esfuerzo cortante.

La viscosidad del nitrógeno, es una propiedad que varía con la presión y la temperatura. Al aumentar la temperatura, la viscosidad del nitrógeno aumenta, como sucede con la mayoría de los gases, debido a la transferencia de cantidad de movimiento molecular.

En la *Figura 3.1*, se muestra el comportamiento de la viscosidad del nitrógeno y metano para un rango de interés de 1000 a 8000 lb/pg² (70.3 y 562.5 kg/cm²); la viscosidad del nitrógeno es ligeramente mayor, excepto para la isoterma de 100°F a presiones mayores a 5000 lb/pg² (351.54 kg/cm²). En consecuencia, de estos valores de viscosidad bajos, ambos gases presentan la desventaja de una movilidad alta en los yacimientos de aceite, provocando el fenómeno de digitación viscosa, que ocasiona una surgencia rápida de éstos gases en los pozos productores (*García, 1991*).

En la *Figura 3.2*, se presenta el comportamiento de la viscosidad con la presión y temperatura del bióxido de carbono. La mayor parte de los yacimientos presentan condiciones de temperatura por arriba de la crítica del CO₂, por lo que este componente se encuentra en la fase gaseosa (fase supercrítica) antes de mezclarse con los hidrocarburos; a estas condiciones la viscosidad del bióxido de carbono es baja, provocando una relación de movilidades no favorable durante el desplazamiento. A continuación se presenta una comparación de las viscosidades, de los tres gases antes mencionados.

μ [cp] @ 1000 lb/pg² (70.3 kg/cm²) y 100°F

<i>Bióxido de Carbono</i>	0.035
<i>Nitrógeno</i>	0.026
<i>Metano</i>	0.014

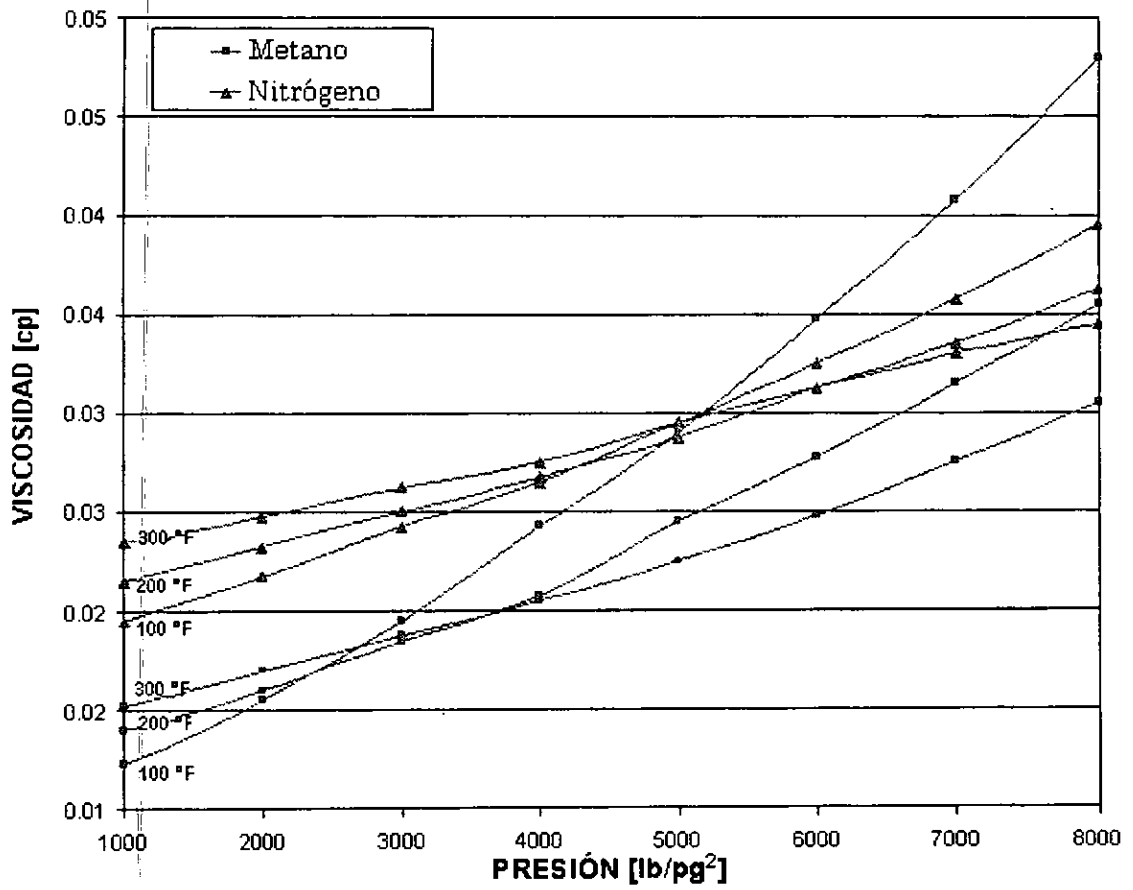


Figura 3.1. Viscosidades del nitrógeno y metano (García, 1991).

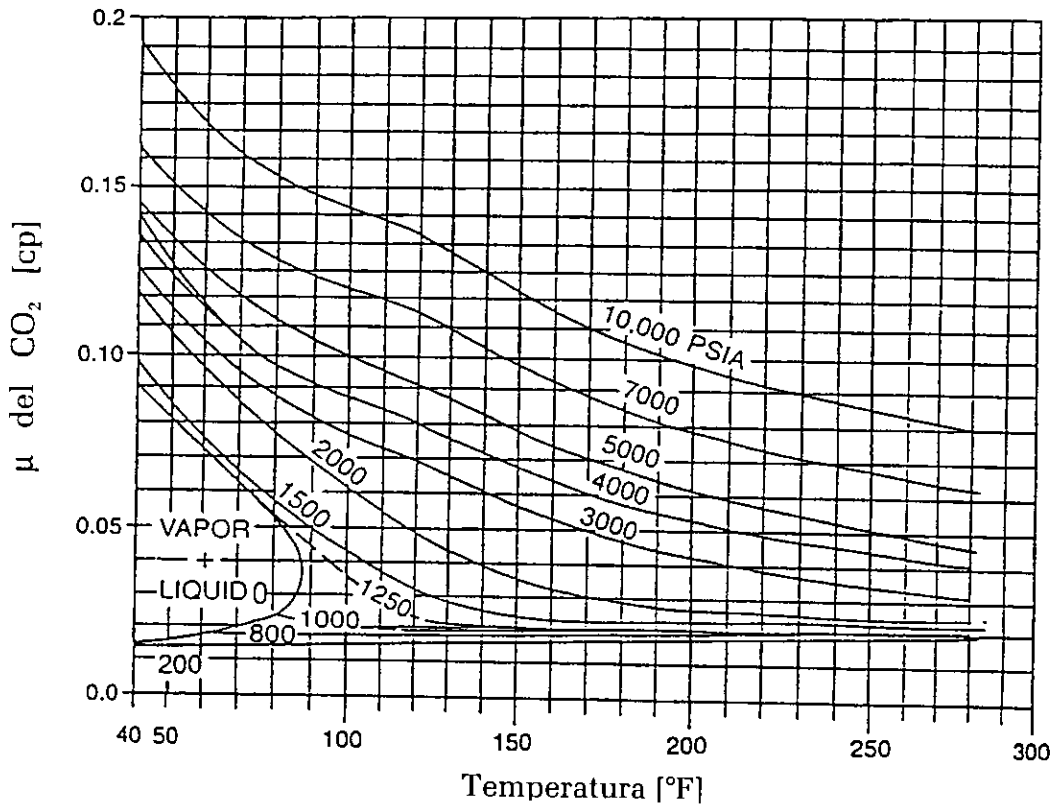


Figura 3.2. Comportamiento de la viscosidad con la presión y temperatura para el bióxido de carbono (García, 1991).

III.1.2.2. Densidad.

El comportamiento de la densidad del nitrógeno, a presiones y temperaturas normales de los yacimientos de hidrocarburos, se presentan en la *Figura 3.3*, comparándolo con las densidades del metano y CO_2 .

Entre mayor sea la diferencia de densidades de los fluidos desplazante y desplazado, la eficiencia volumétrica de un desplazamiento miscible horizontal puede verse afectada por los efectos gravitacionales, debida a la canalización del fluido menos denso a través de las fracturas y zonas de alta permeabilidad y por conificaciones (*García, 1991*). Debido a que la diferencia de densidades del aceite y el nitrógeno es grande, los problemas anteriores pueden presentarse y deben tomarse en cuenta en el diseño de este tipo de desplazamiento.

En el caso de un desplazamiento vertical, la densidad baja del nitrógeno (metano y CO_2) es favorable, en la mayoría de los yacimientos de aceite. Debido a que la densidad del nitrógeno a condiciones de yacimiento, es mucho menor que la del bióxido de carbono, se favorece la utilización del primer gas respecto al segundo, para condiciones en que los efectos gravitacionales contribuyen a incrementar la eficiencia de desplazamiento en forma sustancial. Por ejemplo, tomando como referencia una presión de 100 Kg/cm^2 (103.3 atm) y una temperatura de 100°C , se obtienen que la densidad del nitrógeno es de 0.0895 gr/cm^3 , la del metano es de 0.0526 gr/cm^3 , mientras que la del bióxido de carbono es de 0.1895 gr/cm^3 ; la densidad de este gas a altas presiones es muy similar a la del aceite y en ocasiones llega a ser mayor.

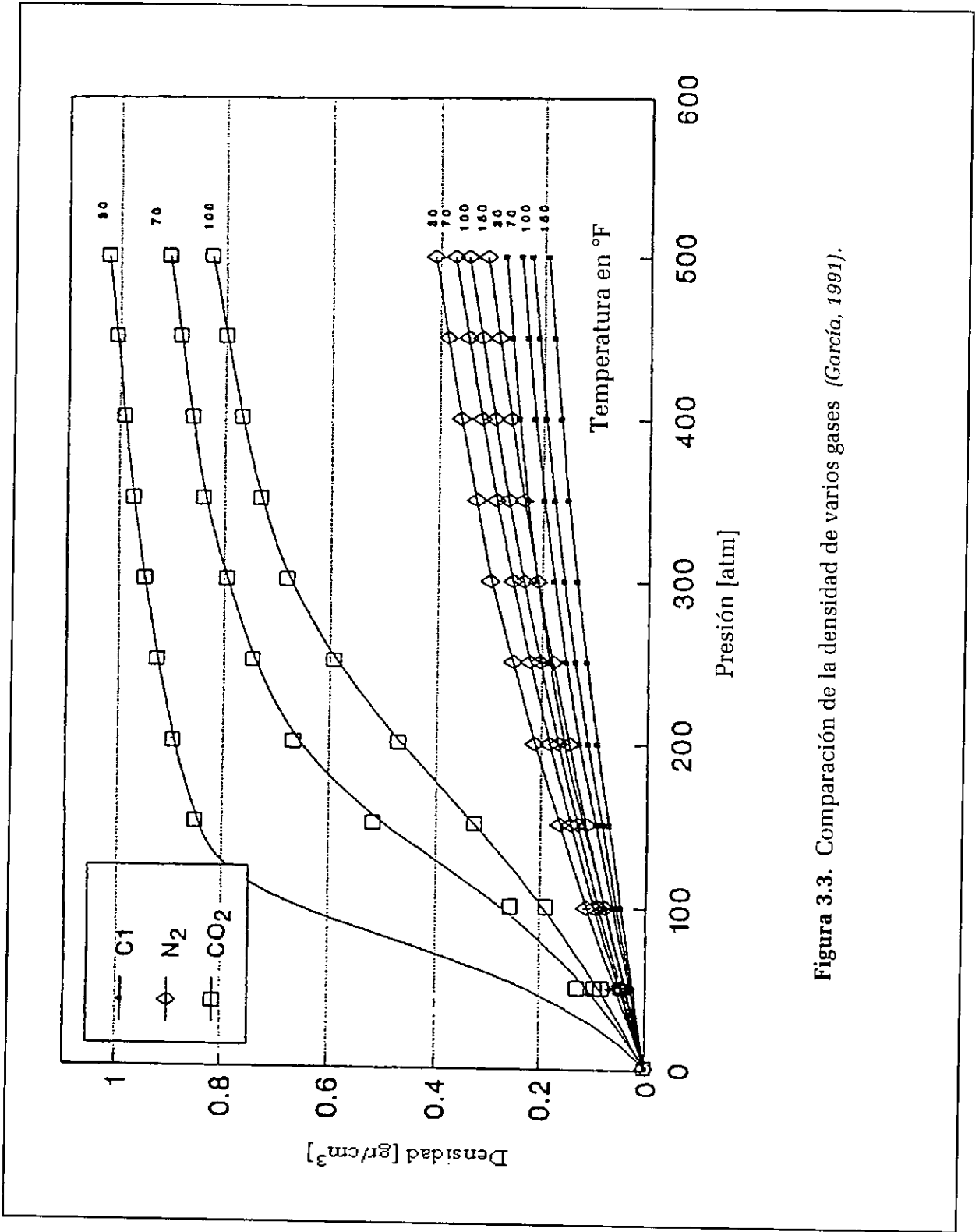


Figura 3.3. Comparación de la densidad de varios gases (García, 1991).

III.1.2.3. Factor de Compresibilidad.

En la *Figura 3.4*, se muestra el comportamiento del factor de compresibilidad del nitrógeno con respecto a la temperatura, presión y densidad (*Van Wylen, 1979*). Se presenta también en la *Figura 3.5* una comparación del factor de volumen para el nitrógeno y metano, mientras que en la *Figura 3.6*, se presenta el comportamiento del factor de compresibilidad del CO₂. El factor de compresibilidad del nitrógeno aumenta conforme la densidad disminuye y será siempre mayor que los factores de compresibilidad del metano y del bióxido de carbono, como se puede observar en estas figuras, resultando que el nitrógeno es un gas menos compresible que el metano, lo que significa que la cantidad de nitrógeno para desplazar aceite a condiciones de yacimiento será menor que en el caso en que se inyecte gas natural.

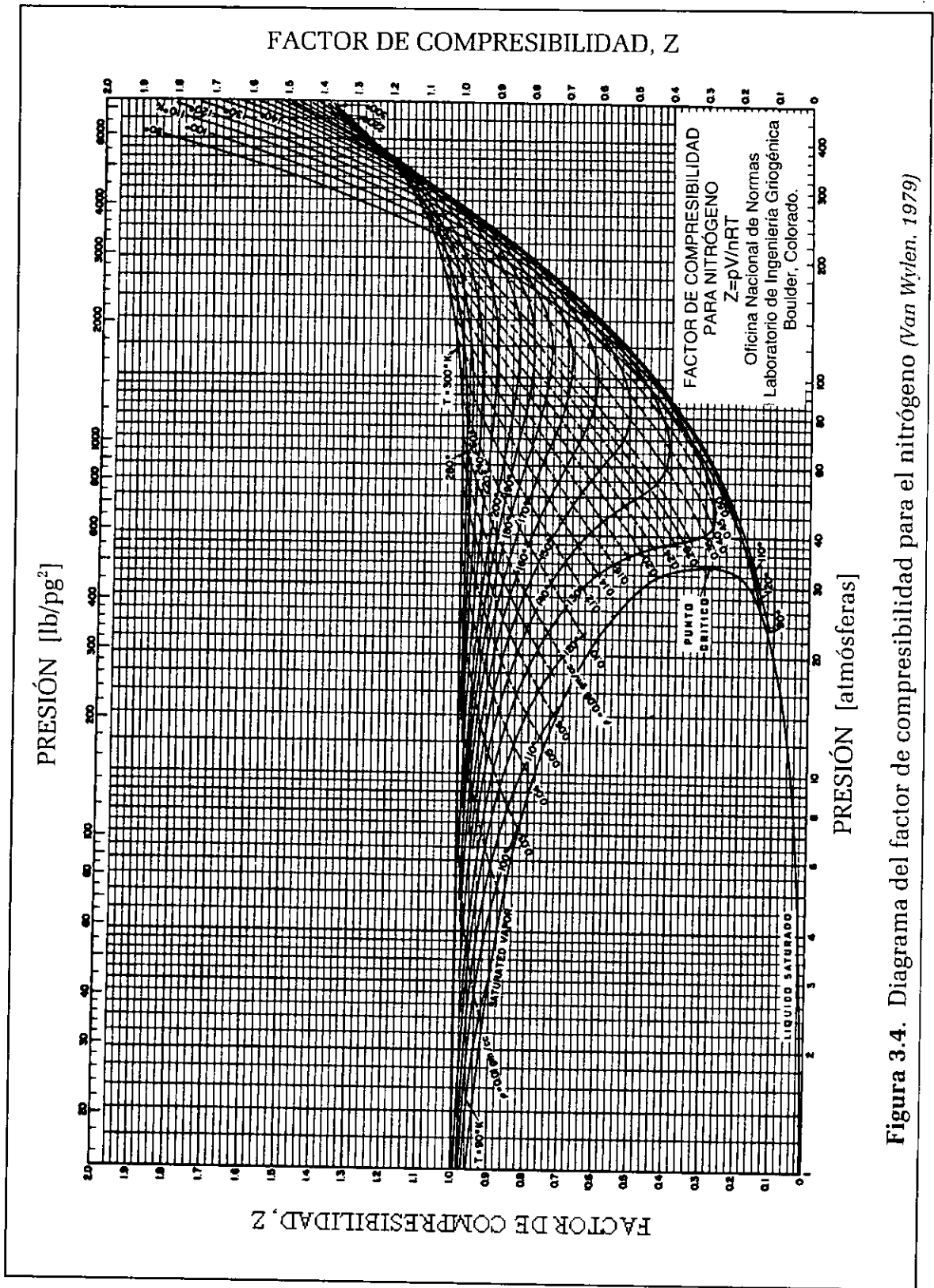


Figura 3.4. Diagrama del factor de compresibilidad para el nitrógeno (Van Wylen, 1979)

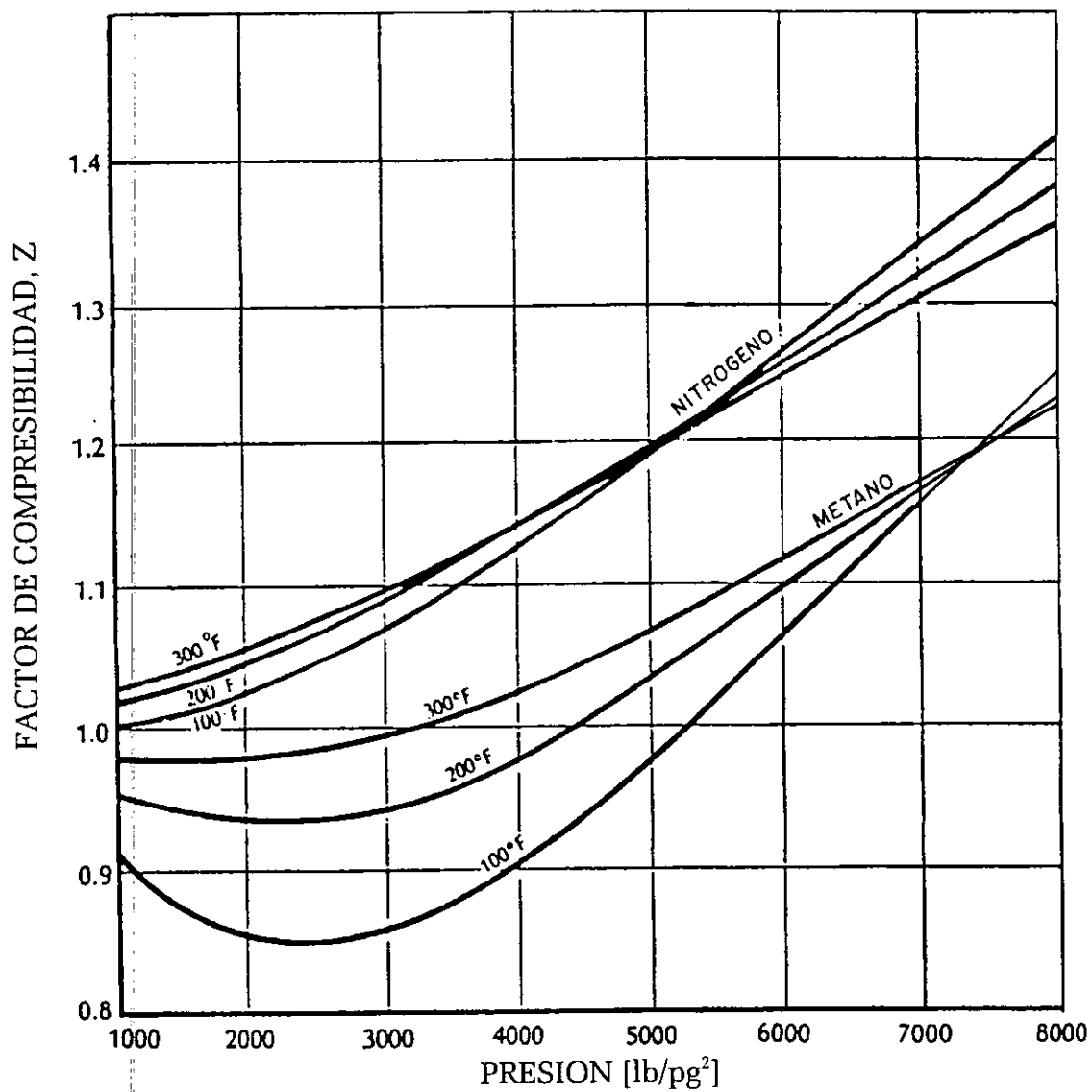


Figura 3.5. Factores de compresibilidad para el nitrógeno y metano (García, 1991).

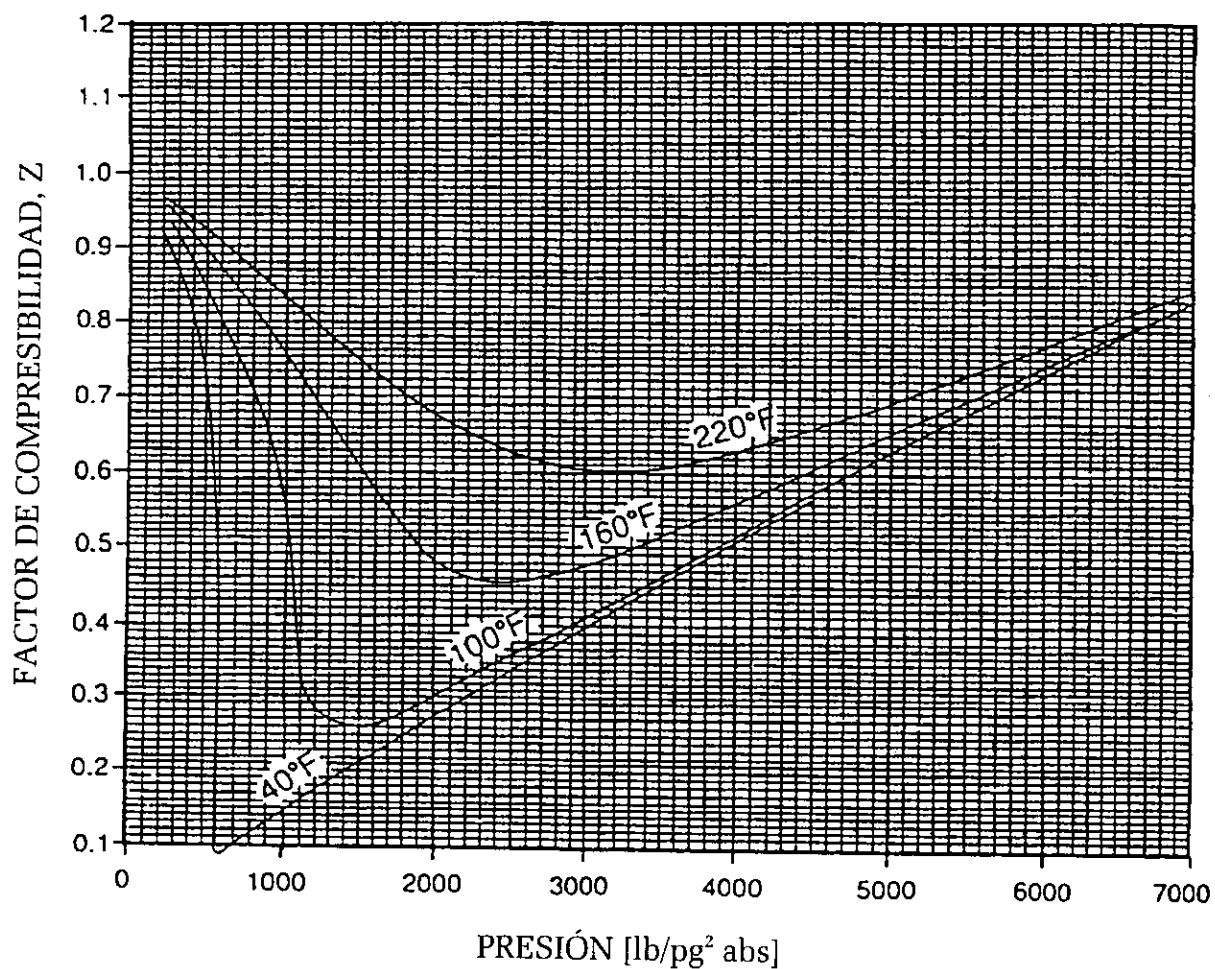
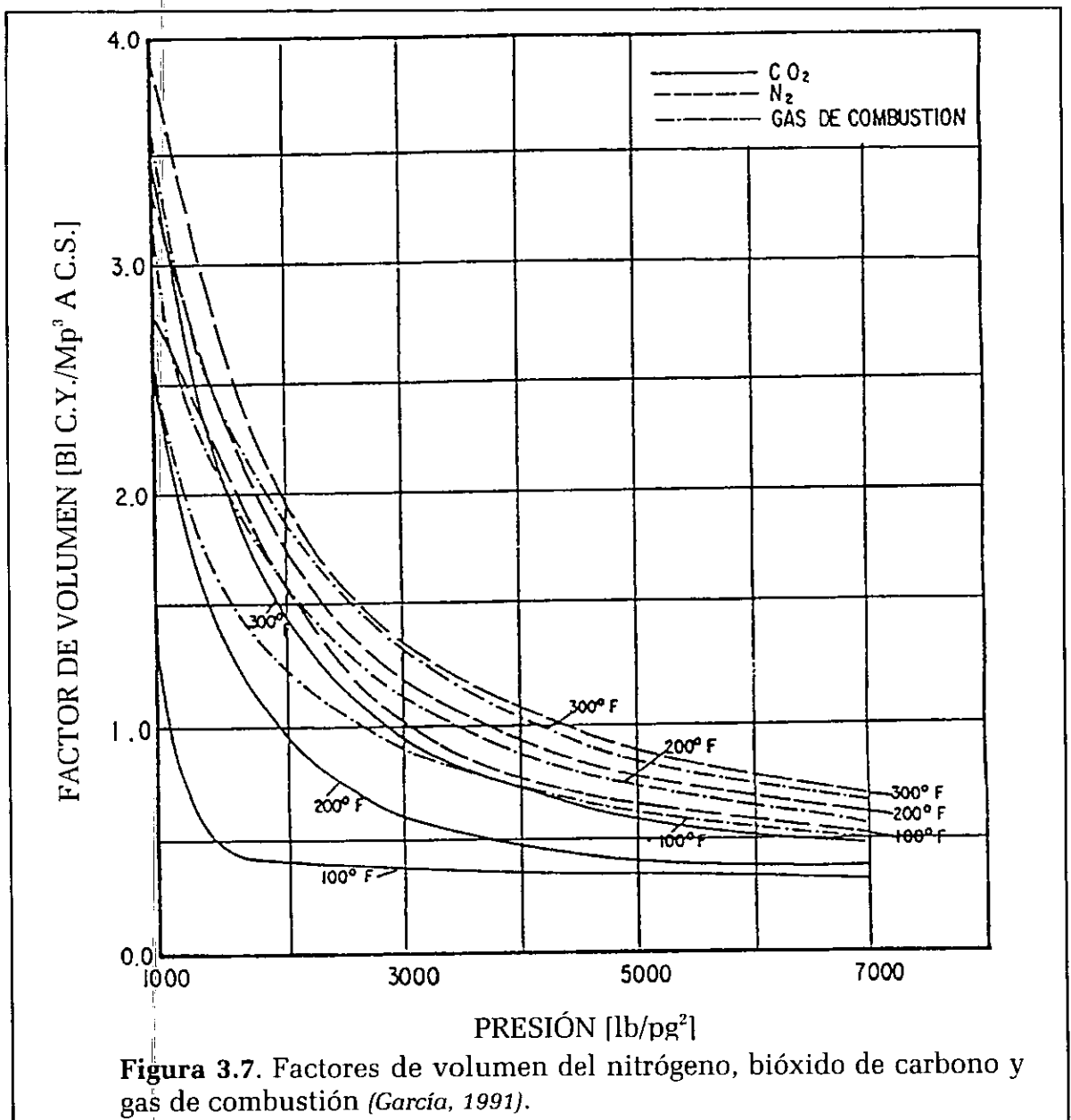


Figura 3.6. Factor de compresibilidad para el bióxido de carbono (García, 1991).

III.1.2.4. Factor de Volumen.

Una comparación entre los factores de volumen del nitrógeno, CO₂ y gas de combustión, se muestra en la *Figura 3.7*. Los factores de volumen del nitrógeno y gas de combustión son muy similares, ya que la composición de este último en su mayor parte es nitrógeno (87% mol N₂, 12% mol de CO₂ y 1% mol de CO₂, con trazas de óxidos de nitrógeno, oxígeno residual, metano, etano y vapor de agua).

El factor de volumen del nitrógeno es mayor que el del CO₂, lo que implica que se necesita menos nitrógeno a condiciones estándares, para ocupar un volumen de poros, que de CO₂, es decir, se necesitaría más volumen a condiciones estándares de CO₂ para llenar dicho volumen poroso, a condiciones de yacimiento de un 10 al 15%.

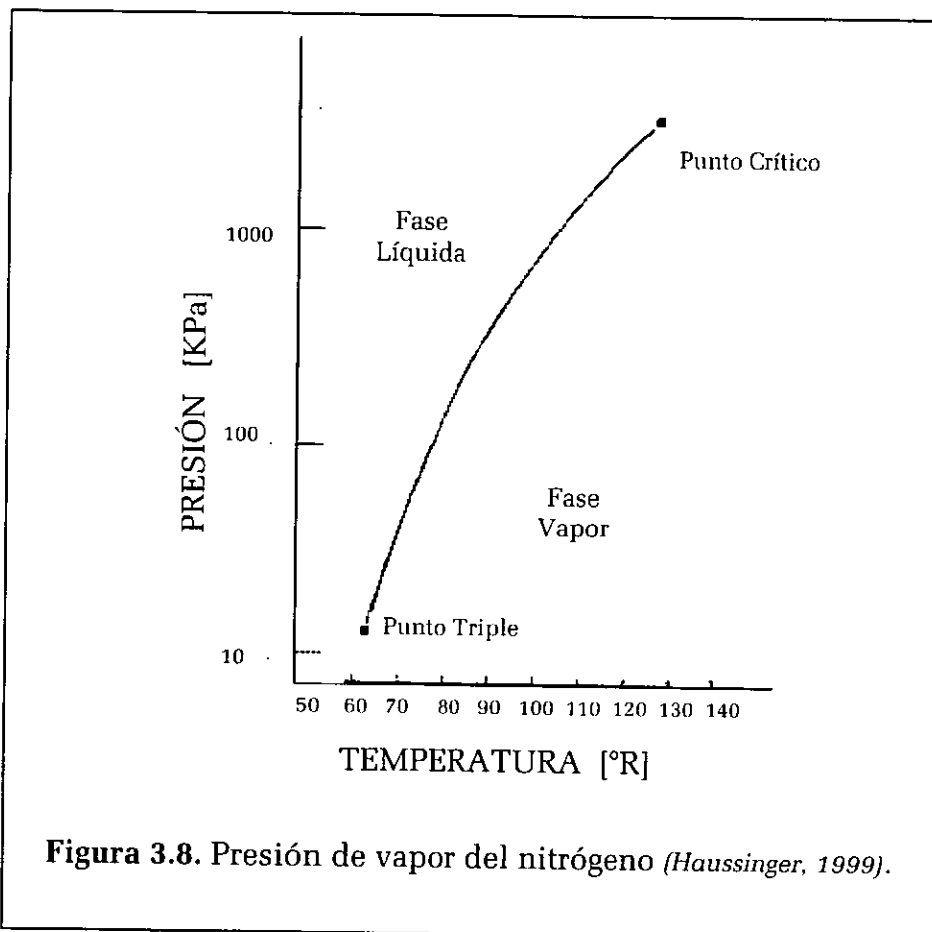


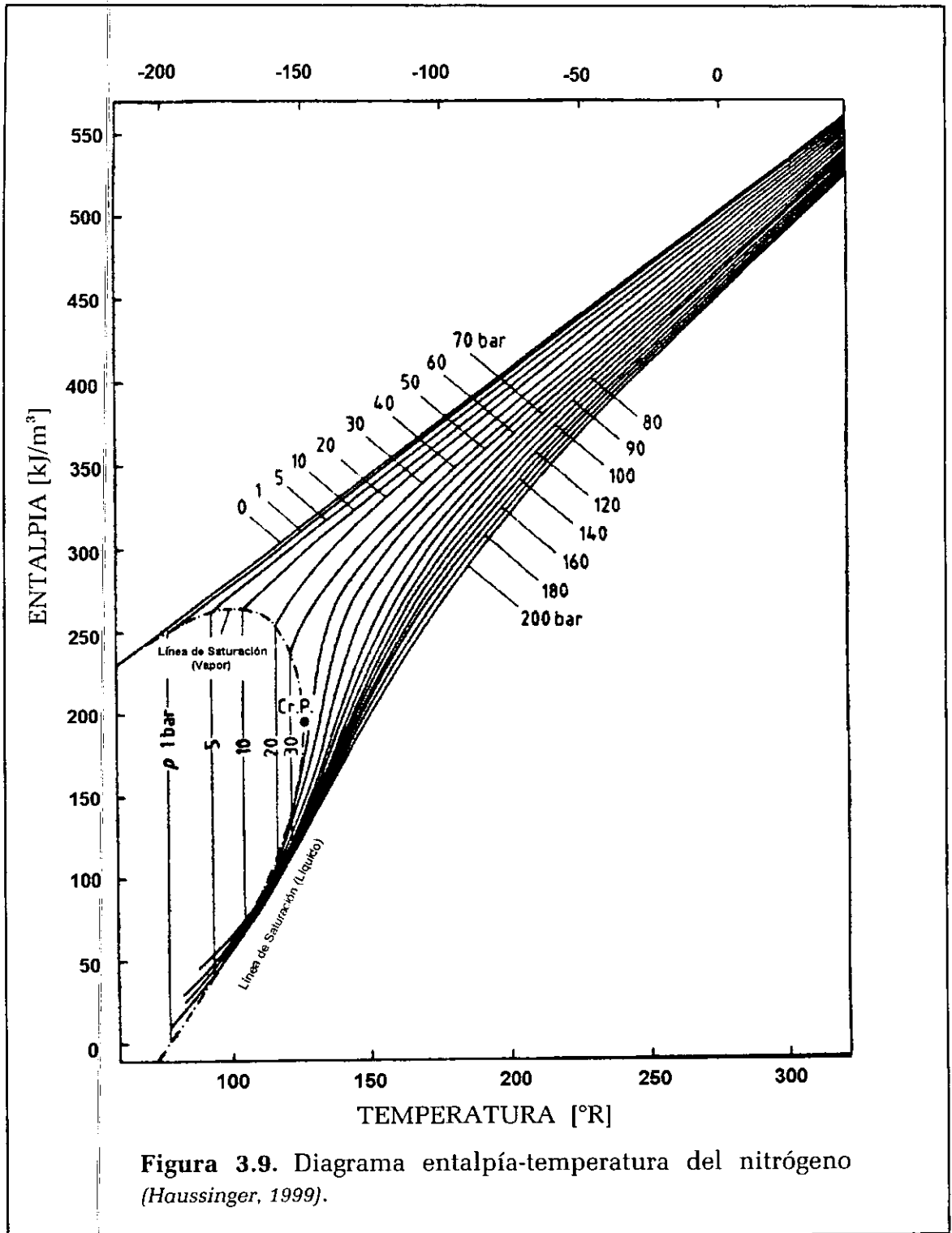
III.2. Comportamiento de Fases del Nitrógeno.

A una presión de 1.033 kg/cm² (presión atmosférica) el punto de fusión es de -209.86°C, el de ebullición es de -195.80 °C y el de sublimación es de -78.500°C (bajo cero).

En la *Figura 3.8*, se muestra la curva de presión de vapor entre el punto triple y el punto crítico; la *Figura 3.9* es un diagrama entalpía-presión.

El calor de absorción del nitrógeno líquido en la vaporización y subsecuentemente el calentamiento de gas frío puede ser determinado de este diagrama. Por ejemplo, a una presión de 1 bar, el calor de vaporización es 248 KJ/m³ (1 KJ/m³ = 0.239 Kcal) y el calor requerida para calentar el gas frío de 77°K a 288 °K es 518-248 = 270 KJ/m³ (*Häussinger, 1999*).





III.3. Fuentes de Abastecimiento del Nitrógeno.

El potencial mundial de los procesos recuperación mejorada de aceite utilizando nitrógeno es grande y su ventaja principal con respecto a otros fluidos es que está disponible en cualquier lugar del mundo. Producir nitrógeno es relativamente barato y su uso o venta es libre, ya que, como se discutió en la sección III, el volumen de nitrógeno en la atmósfera es del 78%, lo que implica una fuente inagotable de este gas inerte.

Comúnmente, hay tres procesos para convertir grandes volúmenes de mezclas de gases a nitrógeno. Estos procesos son:

- Generación de Nitrógeno a partir del procesamiento de los productos de la combustión del gas natural.
- Generación de Nitrógeno a partir de Procesos Criogénicos. En la industria petrolera, para producir grandes volúmenes la generación de nitrógeno a partir de procesos criogénicos es la más empleada en la actualidad.
- Generación de Nitrógeno por medio de sistemas de membranas.

Este último proceso altamente probado, es el de separación del aire por permeación selectiva a través de sistemas de membranas, el cual no presenta complicaciones especiales en su diseño y operación. Esta tecnología utiliza membranas poliméricas para separar el nitrógeno y el oxígeno del aire a través de un proceso de permeabilidad selectiva. Los sistemas de membrana se emplean para a los casos en que se requieren bajos volúmenes y menor pureza, en función de su menor costo y mayor simplicidad.

III.3.1. Generación de Nitrógeno a partir de Sistemas de Membranas Poliméricas.

La capacidad de separación de aire por medio de sistemas de membranas se basa en que el oxígeno, pasa más fácilmente a través de las membranas poliméricas que el nitrógeno, debido a la más alta solubilidad y difusividad de éste elemento.

La capacidad de separación de un sistema de membrana dependerá de las propiedades del material y de la geometría de la capa de separación, así como de las condiciones del proceso, como son la presión y temperatura.

Los componentes básicos de un sistema de separación por membranas (*Figura 3.10.*) son: un patín de compresión de aire, filtro de aire, separadores prisma de membrana, válvula de control, válvula de reducción de presión, analizador de O₂ y una mampara. Este sistema simple permite un control fácil, supervisado por un monitoreo a control remoto (*Haussinger, 1999*).

Los sistemas de la membrana típicos pueden proporcionar el nitrógeno a gastos de 48,000 pie³/día y a 960,000 pie³/día en un patín de 12x15 y 19x42 pies, respectivamente.

Las ventajas de una planta de membrana son su tamaño reducido, simplicidad y confiabilidad, presentando condiciones de producción a un costo bajo y con pureza moderada. Algunos sistemas de membrana pueden proporcionar purezas superiores al 99.95%.

La energía requerida tiende a ser más elevada que para otros métodos de separación, sobre todo al incrementarse la pureza, debido a que se requiere un diferencial de presión alto a través de la membrana para mantener el área de membrana requerida.

Existen muchas oportunidades para que los sistemas de membrana produzcan nitrógeno en la industria del petróleo. Sin embargo, antes de que se pueda evaluar una aplicación, se deben considerar las variables que afectan el costo. Estas incluyen la ubicación (en tierra ó costa afuera), la presión de inyección, costos de energía (eléctrica o gas), temperatura, elevación y lo más importante, el tamaño de planta (*Evison, 1992*).

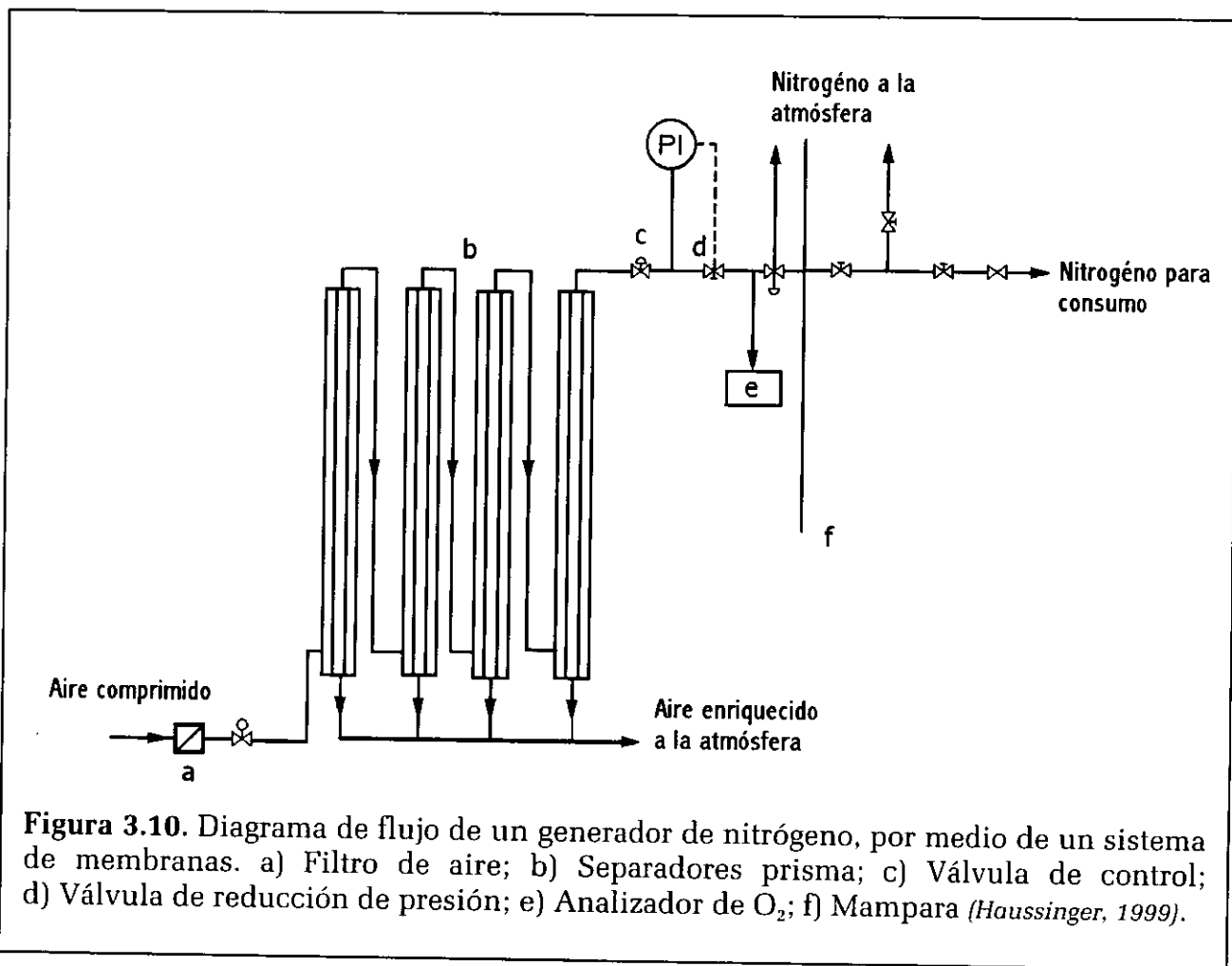


Figura 3.10. Diagrama de flujo de un generador de nitrógeno, por medio de un sistema de membranas. a) Filtro de aire; b) Separadores prisma; c) Válvula de control; d) Válvula de reducción de presión; e) Analizador de O_2 ; f) Mampara (Haussinger, 1999).

III.3.2. Generación de Nitrógeno a partir del Procesamiento de los Productos de la Combustión del Gas Natural.

A fines de 1960 y a inicios de 1970, algunos operadores empezaron a considerar la utilización del gas de combustión producido por compresores como una fuente de nitrógeno. Este gas de combustión fue subsecuentemente comprimido e inyectado en los yacimientos seleccionados. En otros casos los operadores quemaban gas natural en calentadores o generadores de gases inertes. Este gas de combustión se inyectó directamente en los yacimientos. Sin embargo, la ventaja obtenida por el uso del gas de combustión y gas de escape disminuía por el daño que causaban, originando corrosión de pozos de inyección (en la tubería de producción y en la de revestimiento), y más tarde en los pozos productores. La ventaja principal del gas de combustión y gas de escape era su costo de entrega más bajo, comparado con el uso a largo plazo de nitrógeno líquido en volúmenes grandes (Evison, 1992).

Con la combustión del gas natural, se obtiene un gas que contiene de 84 a 88% de nitrógeno, y 12% de bióxido de carbono, con niveles reducidos de monóxido de carbono, oxígeno residual, óxidos de nitrógeno, vapor de agua, metano y etano.

Este gas se genera a partir del procesamiento de los gases de combustión en un ambiente de temperatura controlada, para reducir la formación de gases ácidos. La corrosión es el problema principal asociado a este tipo de procesos, debido a la presencia de gases ácidos.

III.3.3. Generación de Nitrógeno a partir de Procesos Criogénicos.

Aunque existen diferentes métodos para producir nitrógeno en grandes volúmenes, la separación criogénica del aire en sus componentes, ha resultado ser el más flexible y económico, además de proporcionar un gas de alta pureza. Con este método se obtiene un gas inerte seco, sin oxígeno, no tóxico, no corrosivo y no contaminante, conteniendo 99.999% de nitrógeno y otros gases inertes como el argón, neón y helio. Las cantidades de oxígeno remanente en el nitrógeno criogénico, indicado, por los fabricantes, es de 1 a 10 ppm, de 0.1 a 0.2% de Argón y el contenido de CO_2 y agua se consideran despreciable (Evison, 1992).

III.3.3.1 Etapas para la Obtención Criogénica de Nitrógeno en Cantarell.

A continuación se describen las etapas (*Figura 3.11*) para la obtención criogénica de Nitrógeno en el Proyecto Cantarell:

1. Compresión.

Este proceso inicia al aspirar el aire atmosférico, por medio de un filtro y entonces se envía a un proceso de compresión.

2. Enfriamiento.

El aire comprimido se enfría primero por aire y después pasa a través de un intercambiador de calor que opera a contraflujo. El exceso de vapor de agua se remueve en un enfriador de tambor. Es decir, el aire se enfría, se elimina el agua y el gas (N_2) pasa a la etapa de purificación.

3. Purificación.

Por medio de intercambiadores de calor o mallas moleculares, se eliminan el dióxido de carbono residual, vapor de agua y otros contaminantes que pudieran congelarse durante el proceso

4. Compresión y enfriamiento.

El aire purificado y seco pasa a través de intercambiadores de calor (perdiendo temperatura) hasta casi alcanzar el punto de rocío del aire, 110 °K ($-163,16\text{ °C}$); se transfiere posteriormente al fondo de la columna de destilación de alta presión, lo cual propicia que el aire se licue dentro de la torre.

5. Separación.

La separación de la corriente de aire en sus componentes principales (nitrógeno y oxígeno), se logra a través de una columna de destilación en un proceso de dos etapas. En la primera etapa (licuefacción a alta presión), el aire líquido empieza su ebullición en la columna inferior, iniciándose el proceso de separación.

El nitrógeno se dirige hacia la parte superior de la columna, propiciando que el aire líquido, en el fondo de la columna, vaya enriqueciéndose en oxígeno, lográndose una separación total de nitrógeno, oxígeno y gases raros.

El gas nitrógeno obtenido en el domo de la columna inferior (alta presión), se condensa al contacto con el oxígeno líquido que se encuentra en el fondo de la columna superior (baja presión).

Una corriente de oxígeno residual abandona el fondo de la columna de alta presión y se enfría en un intercambiador de calor. El vapor en la parte superior de la columna, se condensa por medio del intercambio de calor con la corriente de oxígeno residual. El líquido condensado se envía como reflujo hacia la torre y el vapor es nitrógeno gaseoso de alta pureza. Esta corriente se calienta al pasar a través de los intercambiadores de calor a contraflujo que operan a lo largo del proceso.

En el fondo de la columna de baja presión se obtiene una corriente residual, la cual contiene 72% de oxígeno. Esta corriente es enfriada en un intercambiador de calor a contraflujo. El gas residual a la salida del condensador y a su paso por los diferentes intercambiadores que operan a contraflujo, enfría las corrientes de entrada, logrando así su transformación a la fase gaseosa.

6. Compresión y envío.

El nitrógeno producto de la torre de baja presión se alimenta a una etapa de tren de compresores. La corriente de salida de esta etapa se transporta a través de un ducto de 914.4 mm (36 pulg.), de diámetro y de aproximadamente 80 km. de longitud, hasta la válvula de entrega en el Campo Cantarell (a una temperatura de 344.26 K o 71.1 °C) y 12.4 Mpa (122.45 kg/cm²).

La composición del nitrógeno que desea obtenerse por el proceso criogénico es: oxígeno (<10 ppm), dióxido de carbono (CO₂), monóxido de carbono (CO), óxidos de nitrógeno (NOx) y óxidos de azufre (SOx), en una razón de aproximadamente 0,5% en volumen (la suma de todos).

III.3.3.1.1. Configuración General del Proceso de Generación de Nitrógeno en Cantarell.

- *Unidades de Separación de Aire*
 - 4 módulos de 300 MMPCD cada uno.
 - Eficiencia de separación: 90% aproximadamente.
- *Generación de Energía Eléctrica*
 - Turbinas a gas con recuperación de calor.
 - 4 Turbogeneradores GE Frame 7EA. (3+1).
 - Capacidad de generación: 75 MW por unidad.
- *Compresión*
 - 4 compresores de aire accionados por motor eléctrico.
 - Potencia total de los compresores de aire: 250,000 BHP.
 - 4 compresores de N₂ accionados por turbinas de vapor.
 - Potencia total de los compresores de N₂: 250,000 BHP.

- *Sistemas de enfriamiento*
 - Circuito cerrado de agua de mar para enfriamiento.
 - Capacidad total de enfriamiento: 2.8 billion Btu/hr.
 - Diámetro de las líneas de circulación de agua dentro de la planta: 120 pg.

- *Ductos*
 - Nitrógeno: 2 de 36 pg c/u.
 - Gas combustible: 1 de 12 pg.
 - Agua de enfriamiento (toma): 2 de 48 pg c/u.
 - Agua de enfriamiento (descarga): 1 de 42 pg.

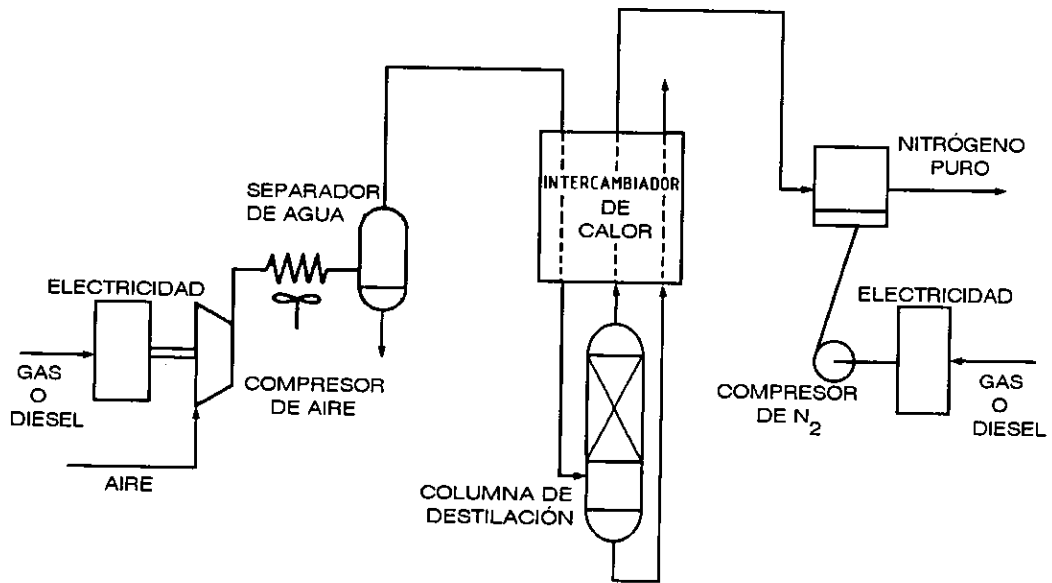


Figura 3.11. Diagrama del proceso criogénico para la producción de nitrógeno (García, 1991).

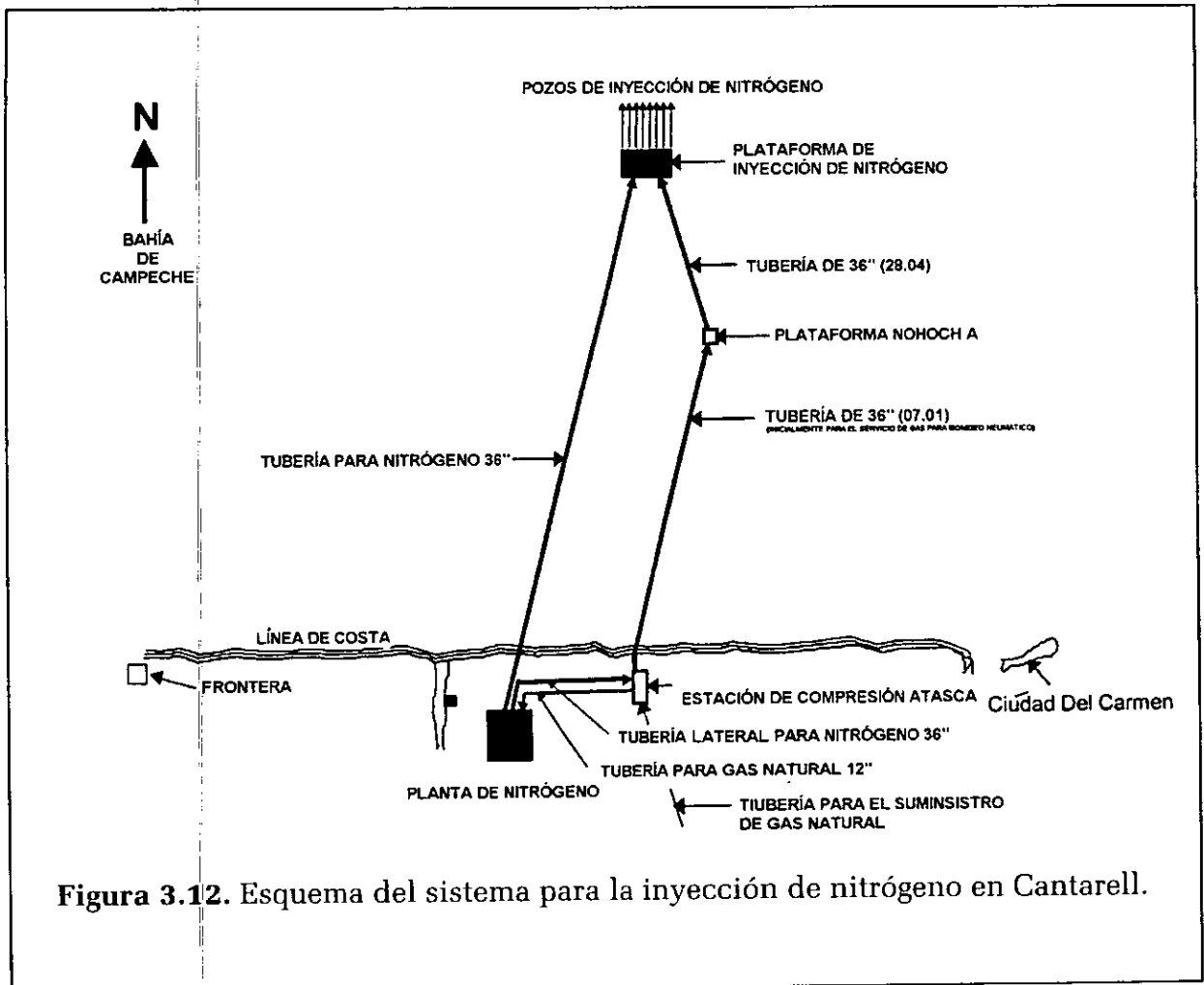


Figura 3.12. Esquema del sistema para la inyección de nitrógeno en Cantarell.

III.3.3.2. Costo de la Fuente de Producción Criogénica del Nitrógeno.

El costo de la fuente de producción Criogénica del Nitrógeno, depende principalmente de los parámetros siguientes:

- ✓ Costos de la energía para producir y comprimir el Nitrógeno.
- ✓ Costo de la planta Criogénica.
- ✓ Costo del equipo de compresión.
- ✓ Duración del proyecto.
- ✓ Costo por millar de pies cúbicos de nitrógeno producido.
- ✓ Localización de la planta.
- ✓ Tiempo de inicio de inyección.

Los tres primeros costos, son los rubros principales que afectan el costo de la fuente de producción de nitrógeno. En cuanto al costo por millar de pies cúbicos de nitrógeno producido, de acuerdo a los estudios hechos por PEMEX, se establece que el nitrógeno es la mejor opción con respecto al gas natural, con un precio de 1.10 USD, contra un costo de 2.66 USD/MPC (Acuña, 1998).

CAPÍTULO IV.

PRUEBAS ESPECIALES REQUERIDAS PARA LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO.

IV. PRUEBAS ESPECIALES REQUERIDAS PARA LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO.

IV.1. Pruebas de Hinchamiento.

Las pruebas de hinchamiento, no son pruebas estándares de laboratorio, como lo son las pruebas de separación diferencial y expansión a composición constante. Más bien son pruebas especiales que se realizan para aplicaciones específicas, como pueden ser en los yacimientos sujetos a la inyección de gases hidrocarburos o no-hidrocarburos, mediante un proceso inmisible.

La inyección de gas en yacimientos saturados o bajosaturados, ocasiona que el gas se disuelva en el aceite del yacimiento y tienda a hincharse; además la inyección de componentes ligeros dentro de un fluido rico en componentes pesados, generalmente tiene el efecto de incrementar la presión de saturación. Cabe señalar, que la inyección de un gas con bajo contenido de hidrocarburos intermedios, puede aplicarse a yacimientos de gas y condensado; en tal caso es posible que el fluido aumente su volumen, ya que se está agregando masa adicional, en este caso la presión de rocío disminuye, ya que el fluido se ve afectado por las fracciones intermedias de hidrocarburos (*Schlumberger, 1995*).

Durante una prueba de hinchamiento se determina la presión de saturación inicial para definir a condiciones de yacimiento el volumen de aceite de referencia a estas condiciones (V_o), el cual es el volumen original del fluido del yacimiento. El gas (N_2 ó gas natural) de una composición específica se agrega en cantidades fijas (como un porcentaje mol). Para esta nueva mezcla se mide su nueva presión de saturación y el volumen de aceite saturado con gas de inyección (V_{o+N_2}). El factor de hinchamiento se define, como el cociente entre el volumen a la presión de saturación con gas agregado y el volumen de aceite original a la p_b original.

El factor de hinchamiento ("Swelling Factor"), se define por medio de la ecuación:

$$SF = \frac{V_{O+N_2}(T_y, P_b)}{V_o(T_y, P_b)} = \frac{1}{1 - W_{N_2}} \frac{\rho_o(T_y, P_b)}{\rho_{O+N_2}(T_y, P_b)} \dots\dots\dots(4.1)$$

donde:

- SF : Factor de Hinchamiento ("Swelling Factor").
 V_o : Volumen de aceite a condiciones de presión de saturación.
 V_{o+N_2} : Volumen de la mezcla del aceite con el gas de inyección, a condiciones de presión de saturación.
 W_{N_2} : Fracción en peso del nitrógeno.
 ρ_o : Densidad del aceite a condiciones de presión de saturación.
 ρ_{o+N_2} : Densidad de la mezcla de aceite más el gas de inyección.

Considerando el hecho de que las mezclas de crudo y nitrógeno en el fondo del pozo liberan una cantidad mayor de gas que la muestra original de crudo en el fondo del pozo, instantáneamente a condiciones del fondo del pozo existe un encogimiento del volumen de crudo, el cual puede calcularse por la relación (4.2), siendo Sh el factor de encogimiento (Courcy, 1997):

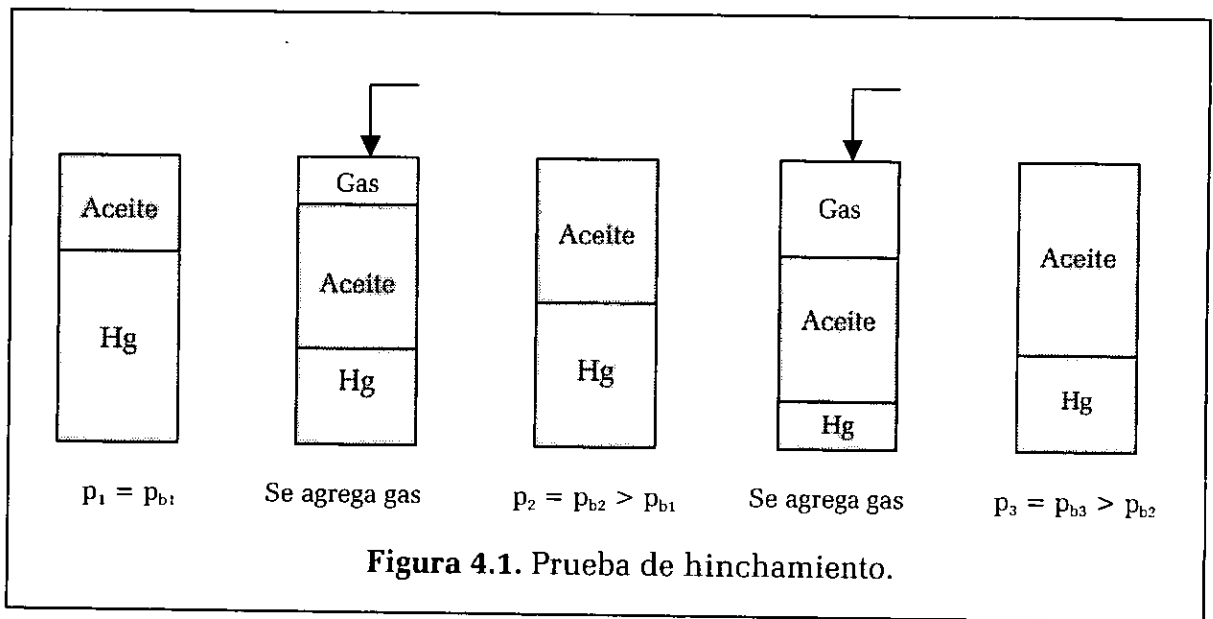
$$Sh = \frac{V_{O+N_2}(BHP, BHT)}{V_o(BHP, BHT)} \dots\dots\dots(4.2)$$

donde:

- BHP : Presión a condiciones de fondo del pozo.
 BHT : Temperatura a condiciones de fondo del pozo.

Durante una prueba de hinchamiento se agrega un gas de composición conocida en una serie de etapas. Después de cada volumen de gas agregado, la presión de la celda se eleva hasta obtener solo una fase. La primera parte del gas que se agrega empieza a condiciones del punto de burbuja de la muestra original del fluido del yacimiento y continúa hasta agregar el 80 % mol de gas a la muestra de aceite original. Este procedimiento se presenta en la *Figura 4.1*.

Sin embargo se ha observado que con volúmenes de gas añadidos entre 10 y 20% mol, se puede obtener información suficiente para caracterizar la mezcla de fluidos por medio de la ecuación de estado.



En la parte final de la prueba es necesario realizar un análisis pVT completo para obtener los valores de B_o , R_s , etc., de tal forma que se puedan emplear en la caracterización del fluido con la ecuación de estado.

Los datos obtenidos de las pruebas de hinchamiento incluyen:

- La variación de la presión de saturación con respecto al volumen de gas inyectado. La presión de saturación puede cambiar desde el punto de burbujeo al punto de rocío, debido a la inyección de gas (este cambio se debe a que la muestra pasa de la fase líquida a la fase gaseosa al inyectar cantidades significativas de gas a la muestra original de aceite, las Figuras 6.25, 6.26 y 6.28 muestran este cambio, el cual será explicado más adelante).
- El volumen de la mezcla del fluido saturado en relación con el volumen original de aceite saturado del yacimiento.
- La variación de B_o , R_s , ρ_o , μ_o , Z , etc., con respecto a los moles de gas de inyección añadidos.

Estos datos pueden usarse para caracterizar la mezcla que resulta al combinarse los componentes hidrocarburos individuales y el efecto de la mezcla sobre:

- El incremento del volumen del fluido saturado y la variación de las propiedades pVT del aceite.
- La capacidad de la mezcla de hidrocarburos para disolver el gas de inyección.

Durante una prueba de hinchamiento, el laboratorio debe medir los volúmenes exactamente. Algunas veces, el área de la sección transversal de la celda es tan grande que un cambio del 10 % en el volumen de fluido total no puede ser leído correctamente. Adicionalmente, el laboratorio debe reportar, si se presentó depositación de sólidos, ya que esta fase puede interpretarse como líquida, y por consiguiente, resultar en datos de presiones de saturación no correctos. (Schlumberger. 1995)

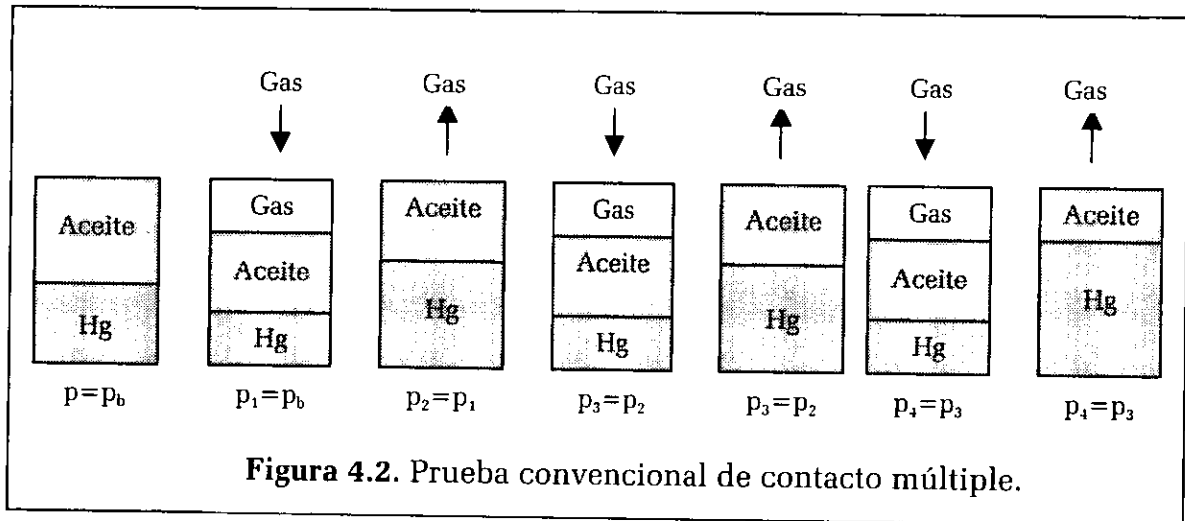
IV.2. Pruebas de Contacto Múltiple.

La miscibilidad por contacto múltiple ocurre cuando el fluido inyectado entra en contacto en forma repentina y vaporiza el aceite residual, creando un bache enriquecido de solvente compuesto de hidrocarburos ligeros. La miscibilidad por contacto múltiple puede alcanzarse a presiones menores que la miscibilidad al primer contacto, pero los sistemas de contacto múltiple requieren mayores distancias desde el pozo inyector al pozo productor para que la miscibilidad se desarrolle. (García, 1991).

Las pruebas de laboratorio de contacto múltiple son no convencionales, como es el caso de las pruebas de hinchamiento, y se utilizan básicamente para calibrar los parámetros de la ecuación de estado considerando los efectos de la inyección de gas.

Las pruebas de contacto múltiple pueden ser convencionales ó a volumen constante; en el caso de la prueba convencional, la inyección de gas hidrocarburo o no-hidrocarburo empieza a la presión de saturación, como se observa en la *Figura 4.2* y a la temperatura del yacimiento. A estas condiciones se inyecta una cierta cantidad molar de gas y una vez que se alcanza el equilibrio todo el gas se extrae manteniendo la presión constante, lo cual ocasiona una disminución del volumen de aceite en la celda; el gas extraído es un gas enriquecido que incluye componentes ligeros e intermedios extraídos del aceite, el cual nuevamente se inyecta, originando un nuevo contacto con el aceite, lo cual continuará la vaporización de los componentes hidrocarburos. Esto se repite durante una serie de etapas de acuerdo al diseño efectuado de la prueba. Como se mencionó previamente, en esta prueba se observa una disminución del volumen de aceite al aumentar la cantidad de gas inyectado.

La prueba de contacto múltiple a volumen constante es prácticamente la misma, la única variación es que el volumen permanece constante después de cada extracción de gas.



IV.3. Presión Mínima de Miscibilidad.

La Presión Mínima de Miscibilidad (PMM), es la presión mínima de inyección necesaria que garantice el desarrollo de la miscibilidad dinámica.

En el caso de que se desplace un bache de (LPG) con un gas no-hidrocarburo como el Nitrógeno, la PMM se definirá cuando en los extremos (parte frontal LPG-Aceite y parte posterior Nitrógeno-LPG, por ejemplo) del bache se genere un desplazamiento miscible. (García G. 1991).

IV.3.1. Concepto de Miscibilidad.

La miscibilidad es el fenómeno físico que consiste en la mezcla de dos fluidos en todas proporciones, sin que se forme entre ellos una interfase; se dice entonces que un fluido es solvente del otro.

La miscibilidad se debe a que las fuerzas de atracción de carácter electroquímico que se ejercen entre las moléculas de dos fluidos son iguales o mayores que aquéllas que actúan entre las moléculas de un mismo fluido; el proceso de mezclado resultante eliminará la interfase original.

Una condición para que los dos fluidos sean miscibles es que exista cierta afinidad química entre ambos; como un ejemplo de estos fluidos se puede citar la gasolina con el aceite, y de no miscibles, el aceite con el agua. El proceso de mezclado no es un fenómeno químico; no hay reacción de este tipo (García, 1991).

IV.3.2. Correlaciones para Determinar la Presión Mínima de Miscibilidad con Nitrógeno.

En el proceso de miscibilidad por vaporización con gas natural, la presión para alcanzar la miscibilidad se incrementa, al aumentar la temperatura, lo cual se debe a que el metano disminuye su solubilidad a temperaturas altas. Por otro lado la solubilidad del nitrógeno en los hidrocarburos aumenta para temperaturas superiores a los 87.6°C (190°F).

Los valores de las constantes de equilibrio, K, para el metano son menores que las correspondientes al nitrógeno, por lo que en general se requiere una presión mayor para alcanzar la miscibilidad con nitrógeno que con gas natural; por lo tanto, la región de dos fases es mayor para mezclas aceite-nitrógeno que para mezclas aceite-metano. Sin embargo, experimentalmente se ha encontrado que la presión requerida para obtener condiciones de desplazamiento miscible de aceite con nitrógeno, es ligeramente mayor que la correspondiente al metano.

El nitrógeno al igual que el bióxido de carbono, no es miscible al primer contacto con el aceite; sin embargo, a una presión suficiente alta el nitrógeno desarrolla miscibilidad. En este sentido el bióxido de carbono, presenta la ventaja de que necesita una PMM menor con respecto al gas natural, nitrógeno y gas de combustión, además de que vaporiza componentes de peso molecular intermedio siendo capaz de extraer componentes pesados selectivamente, como por ejemplo el $C_{30}H_{62}^+$.

Varios autores han colaborado para determinar la presión mínima de miscibilidad, PMM, determinando una serie de correlaciones para varios tipos de gases. Lo anterior se debe a la importancia de esta presión en el desarrollo de un proceso miscible de recuperación mejorada, que emplea gas como un fluido de inyección. *Stalkup (1983)* realizó una comparación de diferentes correlaciones para determinar la presión mínima de miscibilidad (*Figura 4.3*) por lo que *García y cols. (1991)* mencionan que los datos obtenidos a partir de estas correlaciones se deben de emplear como una primera aproximación, dado el alto grado de incertidumbre que muestran estos datos. Se indica, sin embargo, que este tipo de correlaciones se pueden utilizar para la selección preliminar de yacimientos candidatos; y como guía en el diseño de pruebas de laboratorio siempre serán necesarias para implantar el proceso de inyección de gas; mencionan el empleo de una ecuación de estado para el cálculo del comportamiento de fases durante la simulación del proceso de desplazamiento. La *Figura 4.4* presenta una correlación para determinar la presión mínima de miscibilidad del propano y del butano, con diferentes gases desplazantes. *Firoozabadi y Aziz (1986)* muestran una correlación para determinar esta presión con nitrógeno.

Høier Høier y colaboradores (1998), concluyen en su trabajo que la variación de la miscibilidad con la profundidad se debe a que los gradientes composicionales causados por la gravedad pueden ser significativos, y esta variación depende fuertemente del mecanismo que desarrolló la miscibilidad (vaporización o condensación). (Høier Høier, 1998).

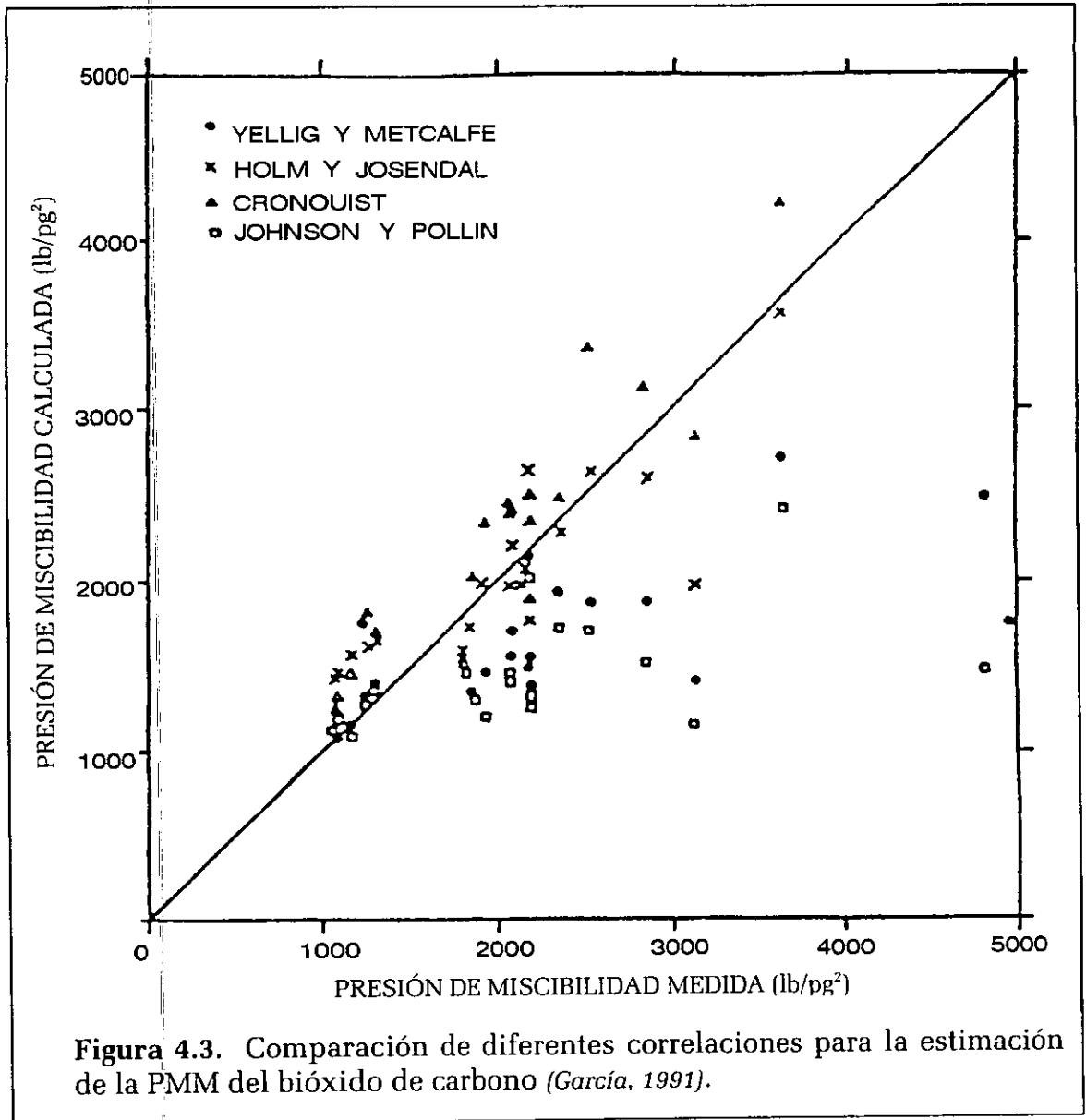


Figura 4.3. Comparación de diferentes correlaciones para la estimación de la PMM del bióxido de carbono (García, 1991).

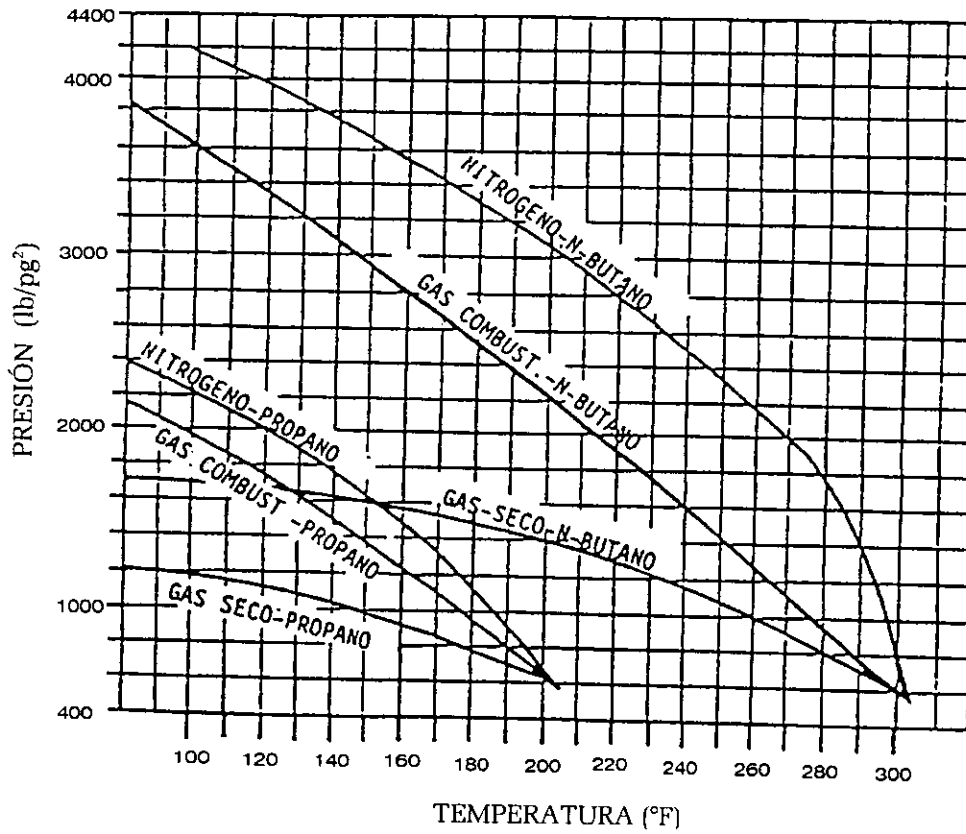


Figura.4.4. Correlación para la determinación de la PMM para el propano y butano con varios gases (García, 1991).

CAPÍTULO V.

MÉTODOS DE INYECCIÓN DE NITRÓGENO.

V. MÉTODOS DE INYECCIÓN DE NITRÓGENO.

V.1. Desplazamiento Miscible.

El desplazamiento miscible puede darse por condensación, o bien, por vaporación, dependiendo de las composiciones de los fluidos, tanto desplazante como del yacimiento, así como de las condiciones de presión y temperatura del yacimiento, y de la presión de inyección (García, 1991).

A altas presiones el nitrógeno desprende o vaporiza los hidrocarburos ligeros del aceite en el yacimiento y posteriormente se vuelve miscible con el aceite del yacimiento. La *Figura 5.1* muestra un esquema del proceso de desplazamiento miscible por medio de la inyección de nitrógeno; el nitrógeno puede usarse como un sustituto del CO₂ en yacimientos profundos con una alta densidad API. Cuando se inyecta a altas presiones, el nitrógeno puede formar un bache miscible que permite la liberación del aceite de la roca del yacimiento (Slider, 1983)

V.1.1. Desplazamiento Miscible por Condensación.

Cuando la composición del aceite del yacimiento contiene pocos componentes intermedios, el gas de inyección requerirá tener una riqueza mínima de estos componentes para que el proceso resulte miscible por condensación a alguna presión de desplazamiento práctica de operación.

La miscibilidad en este tipo de desplazamiento, no se logra al primer contacto, pero debido al gradiente composicional existente entre ambas fases, se produce un intercambio de componentes (parcial) debido a la alta movilidad de la fase gaseosa, originando que los componentes intermedios del gas de inyección se condensen en el aceite en una cantidad suficiente después de varios contactos, formando un primer frente de desplazamiento, el cual se desliza hacia delante contactando aceite de composición original, completando la transferencia de componentes intermedios. La fase líquida en el frente de desplazamiento es nuevamente contactada con nuevo gas de inyección, el cual cede parte de sus componentes. El proceso se repite hasta que el gas de inyección encuentra una fase líquida con la cual ya es miscible.

Este tipo de desplazamiento no se puede llevar a cabo con la inyección de nitrógeno, ya que carece de componentes intermedios que permitan el enriquecimiento del aceite; además es casi imposible de desarrollarse debido a que se necesitarían altas presiones para condensar el nitrógeno en el aceite del yacimiento.

A mayor concentración de componentes de peso molecular intermedio contenidos en el gas de inyección, los requerimientos de la presión de inyección disminuyen (García, 1991).

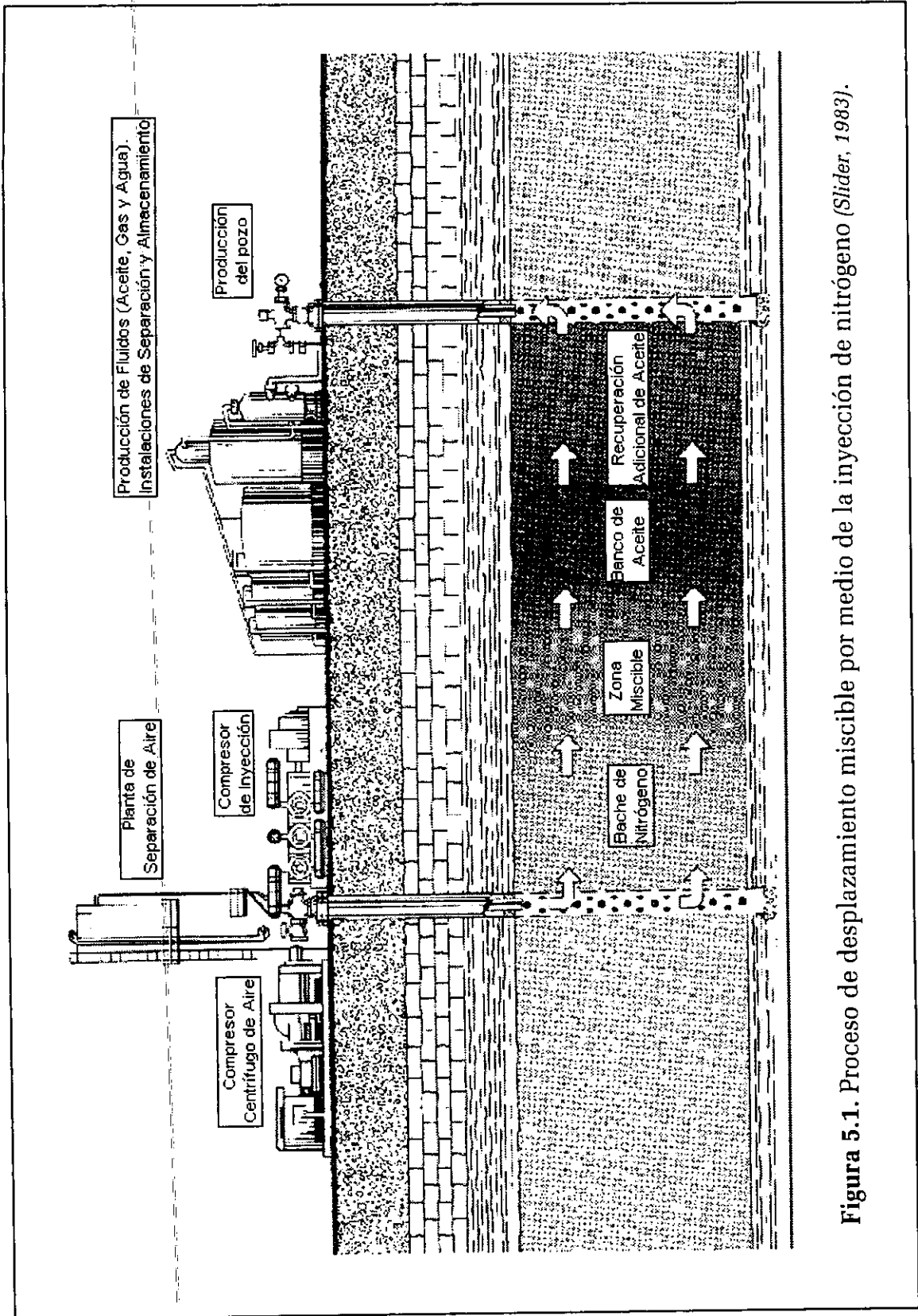


Figura 5.1. Proceso de desplazamiento miscible por medio de la inyección de nitrógeno (Slider, 1983).

V.1.2. Desplazamiento Miscible por Vaporación.

En este tipo de desplazamiento la miscibilidad se obtiene a través de la transferencia de componentes intermedios y más pesados del aceite al gas de inyección, el cual puede ser gas natural o gases no hidrocarburos, como el nitrógeno o bióxido de carbono. En este caso el aceite del yacimiento, a diferencia a la miscibilidad por condensación, requiere tener un composición con un porcentaje mínimo de componentes de peso molecular intermedio, además de que el gas de inyección debe inyectarse a una presión más alta para poder evaporar dichos componentes en el porcentaje requerido.

Los requerimientos de la presión de inyección disminuyen cuando se tiene una mayor concentración de componentes de peso molecular intermedio en el aceite.

En este tipo de proceso, cuando se inyecta gas natural, la presión para alcanzar la miscibilidad se incrementa al aumentar la temperatura, debido a que el metano disminuye su solubilidad en hidrocarburos a temperaturas altas, a diferencia del nitrógeno que su solubilidad aumenta para temperaturas mayores de los 100°F, lo que hace disminuir la presión de miscibilidad.

El nitrógeno tiene una presión de miscibilidad mayor que el gas natural, debido a que la región de dos fases es mayor para mezclas nitrógeno-aceite que para mezclas metano-aceite, dado que las constantes de equilibrio del nitrógeno son mayores que las del metano. Este comportamiento del metano (presión mínima de miscibilidad menor que la del nitrógeno), se debe a que actúa como lo haría un hidrocarburo intermedio.

El nitrógeno, bióxido de carbono y gas natural, no son miscibles al primer contacto. A presiones suficientemente altas el bióxido de carbono consigue desarrollar miscibilidad dinámica, y además de vaporizar componentes de peso molecular intermedio, es capaz de extraer selectivamente componentes como el propano o más pesados. Esta ventaja del bióxido de carbono le permite alcanzar la presión de miscibilidad para un mayor número de yacimientos, ya que el contenido de componentes intermedios en el aceite es menos crítico, que la de los demás gases citados.

Se puede concluir que dependiendo del tipo del yacimiento y del gas de inyección, se tendrá que calcular la presión mínima de miscibilidad, por condensación o por vaporización, que garantice el desarrollo de la miscibilidad dinámica necesaria, para poder estimar la capacidad de compresión requerida y el costo económico del proyecto a realizar.

La (PMM) se puede obtener de las correlaciones presentadas en el subtema (IV.3.2), las cuales nos permiten hacer una primera predicción de la (PMM) en el yacimiento en el cual se pretenda realizar un proceso de Recuperación Mejorada, o bien, poder seleccionar el yacimiento que requiera un proceso miscible, tomando en cuenta el valor económico del gas de inyección (MMPCD) y su disponibilidad; que en el caso del gas natural o de LPG, por sus altos costos es limitada; este problema se puede resolver con la inyección de un bache de gas natural o de LPG, desplazado por un gas más económico, como el Nitrógeno.

La PMM puede reducirse mediante la mezcla de diferentes gases, como puede ser la mezcla de nitrógeno con gas natural y de manera similar, puede usarse nitrógeno con bióxido de carbono. (García, 1991).

V.2. Desplazamiento con Efectos de Segregación Gravitacional.

El mecanismo de segregación gravitacional en los yacimientos petroleros actúa como resultado de la diferencia de densidades de los fluidos del yacimiento. Este mecanismo puede actuar activa y muy eficientemente en la recuperación de aceite de un yacimiento. Bajo condiciones propicias de operación de este empuje, la mayor parte del gas móvil liberado fluirá a la parte superior de la formación en lugar de desplazarse hacia los pozos productores por el gradiente de presión que existe en la dirección horizontal, causado por la producción. El gas que viaja hacia la parte superior de la formación, formara un casquete de gas secundario, el cual contribuirá a conservar la energía del yacimiento.

En los yacimientos en que opera el mecanismo de segregación gravitacional, se pueden mencionar que tienen las siguientes características:

- Grandes espesores o alto relieve estructural.
- Alta permeabilidad, primaria o secundaria.
- Aceites de viscosidad intermedia a baja.
- El gradiente gravitacional existente es mayor que los gradientes de presión horizontales causados por la producción.
- En los pozos terminados en la parte baja de la formación se tienen bajas relaciones gas-aceite.

Si se cumplen una o más de las tres primeras características antes mencionadas, podrá actuar el mecanismo de segregación gravitacional eficientemente (Samaniego, 1980).

V.2.1. Características de Explotación de Yacimientos Naturalmente Fracturados con Efectos de Segregación Gravitacional.

Los yacimientos naturalmente fracturados de la Sonda de Campeche, como el yacimiento Akal, se caracterizan porque el aceite está almacenado principalmente en la matriz y las fracturas actúan como canales de alta conductividad para los fluidos del yacimiento, lo cual resulta en una alta transmisibilidad de la presión en todo el yacimiento.

En los yacimientos explotados bajo efectos de segregación gravitacional, la producción obtenida se logra con los siguientes efectos:

- a. Los efectos de la segregación gravitacional ocasionan una baja relación gas-aceite, ya que en los pozos ubicados en la parte baja del yacimiento, el gas que se libera del aceite se desplaza hacia la parte superior del yacimiento.
- b. Cuando los yacimientos son inicialmente bajosaturados, el mecanismo de segregación gravitacional empezará actuar, cuando el gas liberado forme un casquete gas secundario.
- c. Debido a la liberación de gas y su migración a la parte alta de la estructura, los pozos que se ubican en la interfase gas-aceite producirán con altas relaciones gas-aceite.
- d. Si la cantidad de agua que se produce es demasiada, indicará que existe un acuífero activo.
- e. Los mecanismos que intervienen en la producción del yacimiento Akal, son una combinación de un empuje de la capa de gas y el mecanismo de segregación gravitacional; la producción debe ser llevada a cabo sin necesidad de producir el gas libre del yacimiento.

La producción en un yacimiento bajosaturado se debe esencialmente a la expansión de los fluidos y de la roca; la línea A de la *Figura 5.2* representa la presión inicial del yacimiento en función de la profundidad.

Para que se pueda formar el casquete de gas es necesario que la presión del yacimiento empiece a declinar, hasta que en algún punto de este se alcance la presión de saturación, es entonces cuando en la parte alta de la estructura se liberará el gas que lo formará, lo cual se representa con la línea B de la *Figura 5.2*.

La capa de gas se empezará a formar lentamente; el gas liberado del aceite de las fracturas y el gas libre que fluye con el aceite de la matriz hacia las fracturas se va a segregar hacia la parte alta del yacimiento, incrementándose el volumen de gas en esta zona.

Al ir incrementándose la capa de gas debido a la liberación e incorporación del gas liberado del aceite, el contacto gas-aceite avanzará hacia la parte baja de la estructura, ocasionando un incremento en la saturación de gas, formando un contacto gas-aceite bien definido, que es diferente al nivel en el cual se vaya alcanzando la presión de burbuja en el yacimiento.

Lo anterior ocasiona la formación de un intervalo llamado zona gasógena, la cual está limitada por el contacto gas-aceite y la profundidad en donde se alcanza la presión de saturación (línea C de la *Figura 5.2*), en esta zona existirá un cambio en la composición y en las propiedades pVT de los fluidos el cual dependerá de la presión y de la profundidad para cualquier punto del yacimiento

De acuerdo a la profundidad en que estén terminados los pozos, a excepción de los que estén produciendo cerca del contacto gas-aceite, la relación gas-aceite estará relacionada con la presión correspondiente a su profundidad; en el caso de los pozos que están produciendo cerca del contacto gas-aceite, producirán gas libre con altos valores de relación gas-aceite.

La porción lineal D de la *Figura 5.2*, muestra la zona del yacimiento, en la cual no se ha alcanzado la presión de burbuja, y es donde los fluidos del yacimiento deberán estar bajosaturados y la composición del aceite deberá ser la original a la profundidad correspondiente en caso de que exista variación composicional de los fluidos a las condiciones iniciales.

La producción de aceite en la zona bajosaturada será por expansión de fluidos, roca y de la capa de gas. La zona de aceite bajosaturado deberá desaparecer una vez que la presión del yacimiento sea igual a la presión de saturación en la parte más baja de la zona del acuífero, limitada por la línea F de la *Figura 5.2*.

El límite de la zona de aceite bajosaturado será la zona invadida por el avance del contacto agua-aceite línea E como se observa en la *Figura 5.2*, hacia la parte inferior de esta zona se encuentra el acuífero.

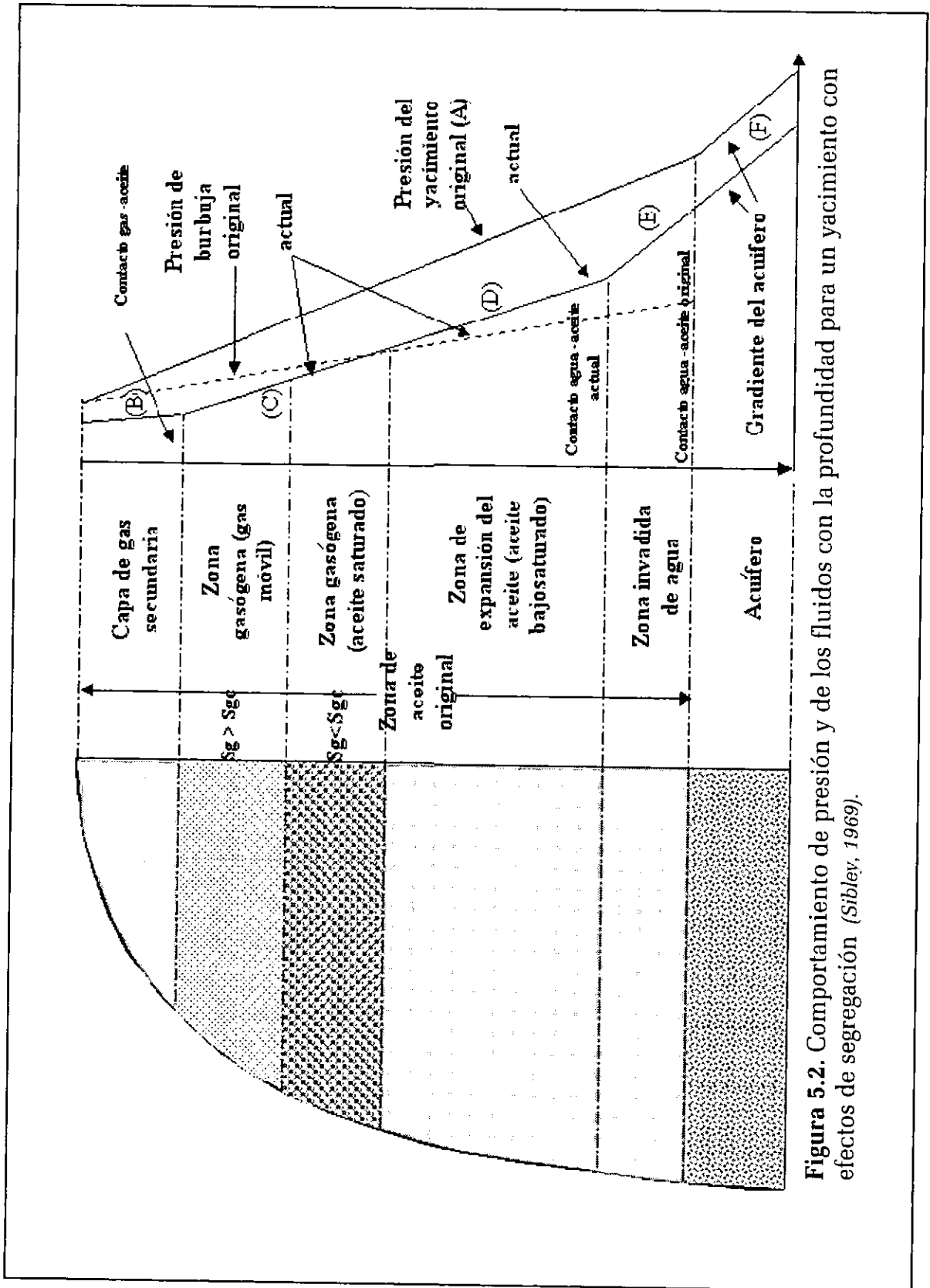


Figura 5.2. Comportamiento de presión y de los fluidos con la profundidad para un yacimiento con efectos de segregación (Sibley, 1969).

V.2.2. Efectos Composicionales en Desplazamientos con Nitrógeno cuando los Efectos de la Gravedad son Dominantes.

En esta sección se presenta el efecto de la inyección del nitrógeno sobre la composición durante el desplazamiento con Nitrógeno en el Yacimiento Statford del campo de Brent de aceite ligero (Ypma, 1998), el cual tiene un gran echado, y cuya columna está formada en la cima por gas y condensado, y echado abajo por aceite volátil.

Los efectos composicionales principales en el desplazamiento de los fluidos del yacimiento mediante nitrógeno son los siguientes:

1. El vapor en el frente de desplazamiento no es solo nitrógeno, sino una mezcla rica en gas hidrocarburo que se libera de los fluidos del yacimiento al entrar en contacto del nitrógeno. Este vapor hidrocarburo es miscible con los fluidos del yacimiento en el caso de la columna de gas y condensado, pero no será miscible en el caso de que el fluido se tratara de un aceite.
2. El aceite remanente es desgasificado, y se vuelve más viscoso que el aceite original del yacimiento, aumentando su fracción de C_{7+} .

Los estudios realizados en el Yacimiento Statford, con un Simulador Composicional Analítico, indicaron que el comportamiento de fase y el nivel de dispersión longitudinal, y en el caso de un aceite, el grado de segregación gravitacional en el frente del desplazamiento, son factores clave en la determinación de la eficiencia de desplazamiento. Incluso cuando el nitrógeno y los fluidos del yacimiento son completamente inmiscibles, (por ejemplo, cuando no ocurre ninguna transferencia de componente entre el aceite y la fase gaseosa), se obtienen eficiencias de recuperación buenas si el drenaje gravitacional es un mecanismo efectivo de desplazamiento.

A altas presiones, comunes en los yacimientos de aceite ligero profundos (aproximadamente de 3000 a 7000 psia), el Nitrógeno puro y los componentes hidrocarburos no están en equilibrio termodinámico. Los componentes hidrocarburos ligeros serán vaporizados de los fluidos del yacimiento al mezclarse con nitrógeno, mientras que algo de nitrógeno se disolverá en la fase líquida. Como resultado, las propiedades del aceite y de la fase gaseosa (principalmente las densidades y las viscosidades) cambiarán, lo cual influirá en el comportamiento del flujo en el medio poroso (Ypma, 1998).

V.2.3. Comportamiento de Fases Nitrógeno-Fluidos del Yacimiento.

En el Yacimiento Statford se realizaron experimentos, con fluidos de la cima y la base que tiene una gran diferencia en el contenido de metano y C_{7+} (Ypma, 1998).

Las mezclas de nitrógeno y fluidos del yacimiento se estudiaron con diferentes proporciones en la celda a altas presiones. Se obtuvieron diferentes volúmenes de las fases de vapor y líquido, que fueron registrados (a composición constante) durante la expansión de estas mezclas. De estos experimentos, inmediatamente quedó claro que el nitrógeno y los fluidos del yacimiento estudiados no son miscibles al primer contacto, y que sólo un pequeño porcentaje mol de nitrógeno se disuelve en los fluidos del yacimiento. Por lo tanto, la miscibilidad del nitrógeno puede lograrse sólo después de contactos múltiples, como lo ilustrado en la *Figura 5.3*.

Dos series de contactos sucesivos mostrados en la *Figura 5.3* ilustran lo que sucede durante un desplazamiento miscible. Los cambios composicionales correspondientes ocurren en cada contacto y pueden representarse satisfactoriamente, aunque esto no es riguroso, por medio de diagramas pseudoternarios, como los de las *Figuras 5.4.A* y *5.4.B*, que muestran los contactos múltiples del nitrógeno con gas y aceite respectivamente. Cada punto en los diagramas, corresponde a una cierta composición. En la región con líneas mezcladas, también llamadas líneas de enlace ("tie-lines"), coexisten dos fases en equilibrio y sus composiciones serán conectadas por estas líneas. Fuera de esta región sólo existe una fase.

La *Figura 5.4.B* ilustra explícitamente composiciones diversas en los procesos de contacto múltiple de la *Figura 5.3*, lo que se explicará con mayor detalle a continuación. El primer contacto del nitrógeno y los fluidos del yacimiento (aceite), da origen a una composición de vapor (V), y una composición de líquidos (L); en un siguiente contacto, este vapor se mezcla nuevamente con el fluido del yacimiento, resultando un enriquecimiento en la composición del vapor (V_1), y un cambio en la composición del líquido (L_1). Este proceso se repite hasta que las composiciones de gas y líquido son iguales; es decir, ya no es posible continuar con el enriquecimiento de la fase de vapor. Este punto corresponde entonces a la composición de equilibrio en el frente del desplazamiento.

Mientras tanto, en los contactos en la zona barrida atrás del frente de desplazamiento, la composición líquida del primer contacto de los fluidos del yacimiento con el nitrógeno, L, se mezcla nuevamente con el nitrógeno puro, resultando una nueva división de la fase de vapor, V_1 , y líquido, L_1 . Este proceso se repite hasta que completamente todo el metano (y otros componentes ligeros) se desprenden del líquido remanente y la composición líquida ha alcanzado el extremo izquierdo de la línea de enlace ("tie-line") de la *Figura 5.4.B*, cuya extensión pasa a través del punto donde se encuentra Nitrógeno puro.

El proceso descrito anteriormente se llama desplazamiento por vapor-gas (vaporización). En este proceso puede desarrollarse la miscibilidad después de contactos múltiples si el fluido del yacimiento contiene componentes ligeros suficientes tales, que su composición está situada más allá de la línea de enlace (tie-line) crítica.

Para el gas echado arriba, dos propiedades físicas importantes de las fases vapor y líquido en el proceso de contacto múltiple son la densidad y la viscosidad. En el frente de desplazamiento, en donde la concentración de componentes ligeros es mayor, tenemos un vapor hidrocarburo denso en equilibrio con aceite ligero; en la zona barrida, los componentes ligeros han desaparecido y tenemos una fase de líquido más viscosa y más pesada, en equilibrio con casi nitrógeno puro.

El frente de desplazamiento se tiene en e valores muy bajos de la tensión interfacial, mientras que en la zona barrida la tensión interfacial se pueden tener valores superiores a 5 dinas/cm.

Para el aceite echado abajo los cálculos muestran un comportamiento similar de las propiedades físicas. En resumen, el principal efecto composicional en desplazamientos de nitrógeno a altas presiones es la vaporización de componentes hidrocarburos ligeros del fluido del yacimiento en contacto con el Nitrógeno, conduciendo a la formación de un banco rico en componentes hidrocarburos en el frente de desplazamiento, el cual desplaza el fluido del yacimiento original de tal forma que se desarrolla la miscibilidad en el caso de gas y condensado echado arriba, o de una forma casi miscible con aceite echado abajo. El aceite dejado atrás de la zona barrida, si existiese, es más pesado y viscoso, el cual está desgasificado, conteniendo algo de nitrógeno disuelto.

En el desplazamiento de aceite echado arriba por gas, la transferencia entre el gas de inyección y los fluidos del yacimiento tiene un efecto muy favorable en la eficiencia de recuperación a través del desarrollo de la miscibilidad. El desplazamiento deja una cantidad pequeña de líquido, el cual se recupera parcialmente por revaporización (*Ypma, 1998*).

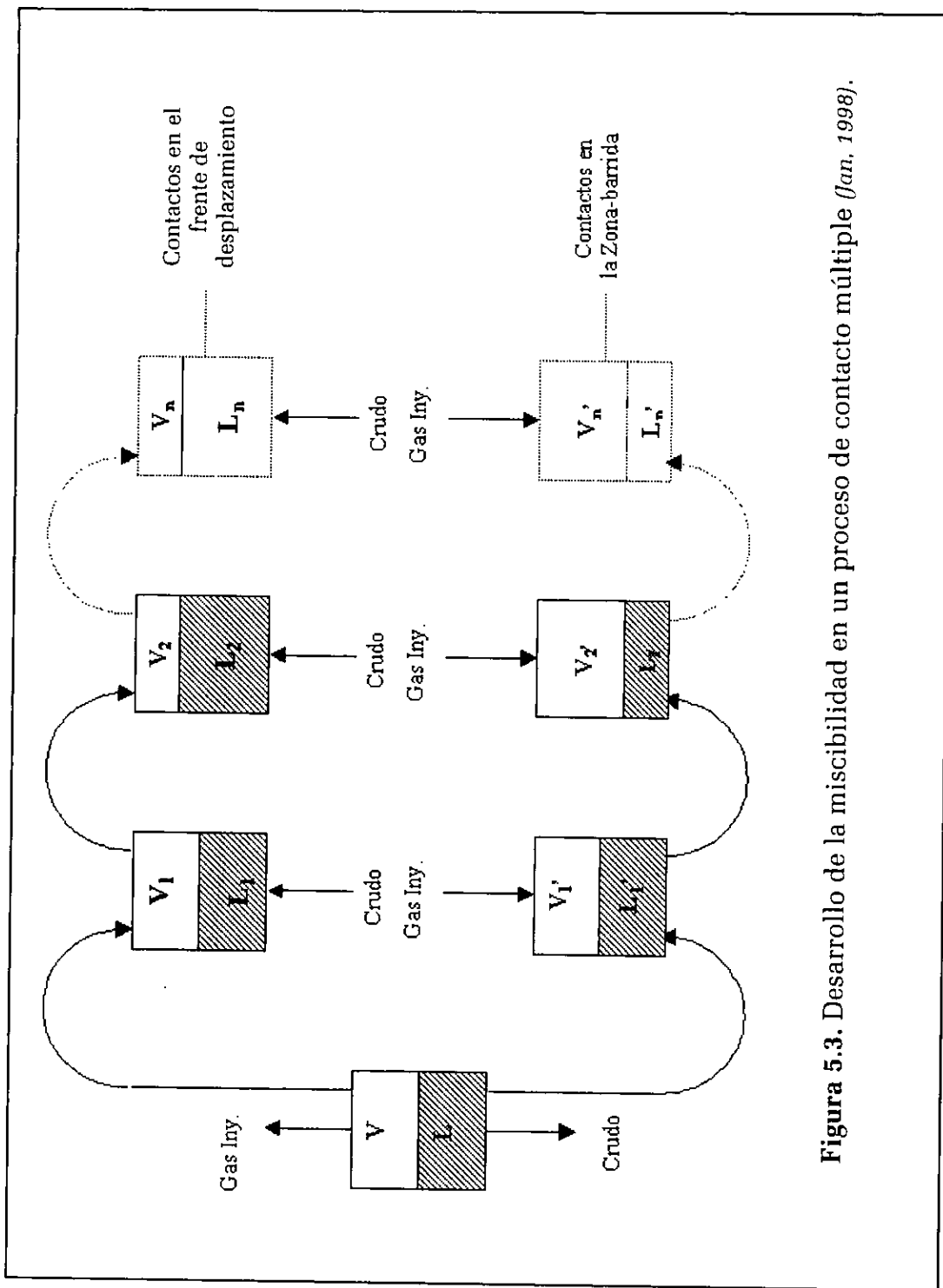


Figura 5.3. Desarrollo de la miscibilidad en un proceso de contacto múltiple (Jan, 1998).

ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA

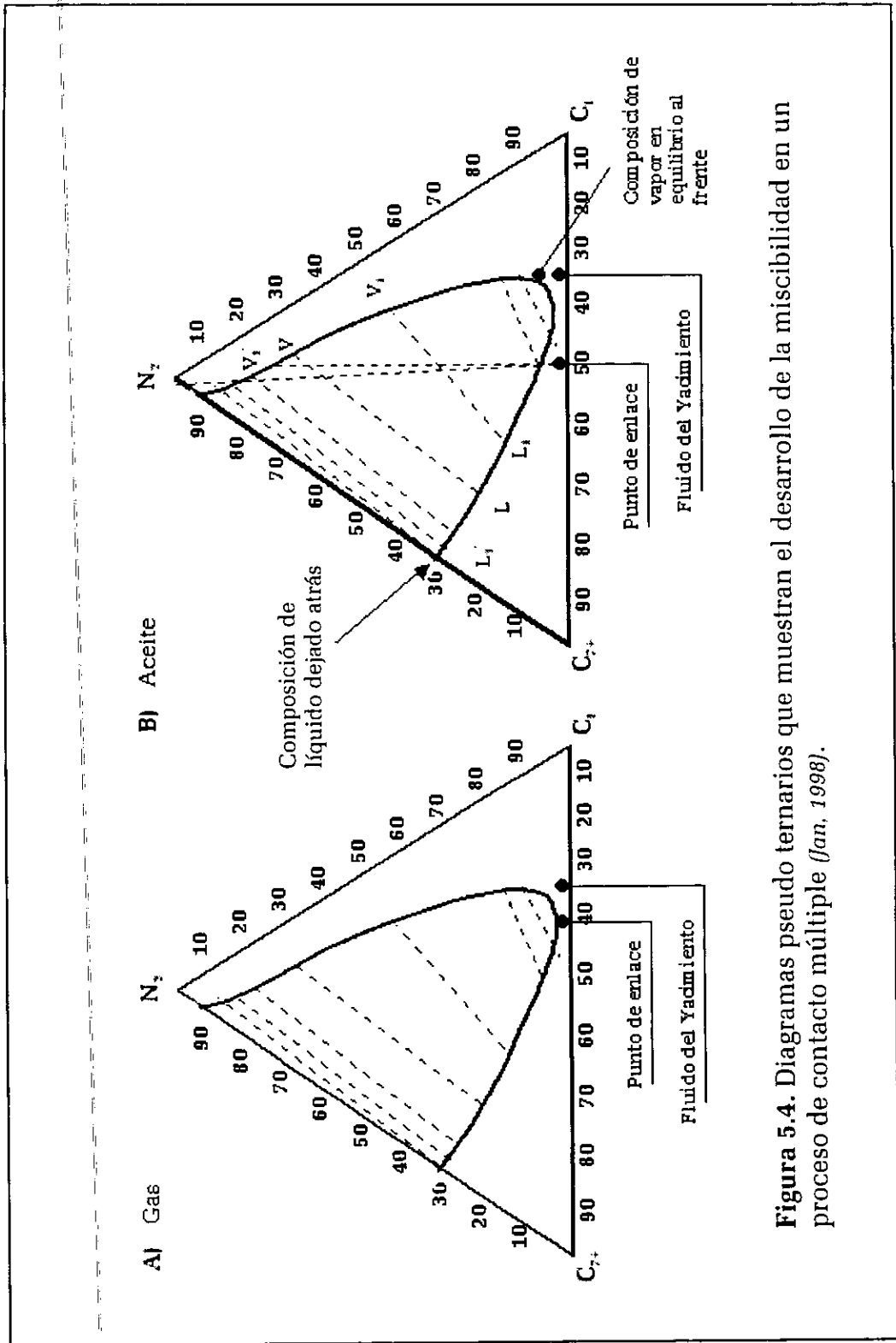


Figura 5.4. Diagramas pseudo ternarios que muestran el desarrollo de la miscibilidad en un proceso de contacto múltiple (Jan, 1998).

En el desplazamiento de aceite echado abajo, el banco de gas hidrocarburo formado, es seguido por el Nitrógeno. Este banco se forma de componentes ligeros del aceite remanente y da como resultado (esta extracción) un encogimiento de la fase de aceite detrás del banco de hidrocarburos, el cual deja una fase de aceite desgasificada, más viscosa y por lo tanto casi inmóvil (S_{or}). Si se tienen grandes efectos de la segregación gravitacional, el volumen de aceite que queda atrás del frente de desplazamiento es menor.

El aceite residual tratado en este contexto no tiene nada que ver con la estructura del poro; es solamente el resultado del comportamiento de fases del nitrógeno y de los fluidos de yacimiento durante el desplazamiento, así como de otros factores tales como la dispersión y el drenaje gravitacional.

En resumen tres mecanismos físicos determinan la eficiencia de recuperación de un desplazamiento vertical de aceite por nitrógeno: el comportamiento de fase, la dispersión y la segregación gravitacional en el frente de desplazamiento. *Ypma (1998) reporta* un efecto significativo en la eficiencia de recuperación, particularmente en desplazamientos horizontales y de menor importancia en desplazamientos verticales.

Se puede concluir que:

1. El principal efecto composicional en el desplazamiento por nitrógeno de aceite ligero volátil y de gas y condensado, es la vaporización de los componentes de hidrocarburos ligeros de los fluidos del yacimiento al contacto con el nitrógeno, que conduce a la formación de un banco de vapor rico en hidrocarburos en el frente de desplazamiento. El aceite que queda en la zona barrida, es un aceite más pesado y más viscoso, con algo de nitrógeno disuelto en él.
2. El desplazamiento echado arriba de gas y condensado por nitrógeno, desarrolla y mejora la miscibilidad. La dispersión longitudinal de cualquier manera interfiere con el desarrollo de la miscibilidad y causa que una cantidad de líquido pequeña quede atrás del frente de desplazamiento, la cual solo se recupera por la revaporización de sus componentes ligeros e intermedios.
3. El desplazamiento echado abajo de aceite por nitrógeno es casi miscible. La eficiencia de recuperación depende del nivel de dispersión longitudinal y del grado de segregación gravitacional en el frente de desplazamiento. Las recuperaciones más altas se obtienen a bajos niveles de dispersión (experimentos con tubo-delgado) o a bajos ritmos de desplazamiento (proceso a escala de yacimiento), mientras que más bajas recuperaciones son pronosticadas en desplazamientos a altos niveles de dispersión y/o a más altos gastos en núcleos cortos.

Los experimentos en el laboratorio con tubo-delgado deben interpretarse con cuidado. Estos experimentos son útiles para apreciar el efecto del comportamiento de fase en el desplazamiento, pero pueden verse afectados por la segregación gravitacional (Ypma, 1998)

V.3. Inyección de Gas para el Mantenimiento de Presión.

En la sección II.5.1.1 se menciona la necesidad del mantenimiento de presión en Cantarell, en donde se indico que el yacimiento Akal ha experimentado una disminución en su productividad con el tiempo, bajo un esquema de agotamiento natural de la presión; y si no se inyectara nitrógeno la presión del yacimiento caería aun más y los tiempos de explotación de las reservas serian muy grandes, y rebasarían la vida útil de las instalaciones. El mantenimiento de presión también incrementará las reservas del campo Cantarell en 2,500 MMBLS.

V.3.1. Inyección de Gas para el Mantenimiento de Presión en Yacimientos de Aceite de Alto Encogimiento y de Gas y Condensado.

La disminución de la presión en yacimientos de aceite de alto encogimiento (aceite muy volátil), o de gas que contienen una alta riqueza en componentes licuables (alto contenido de condensados), representa un problema importante, cuando esta disminuye por abajo de la presión de burbuja o de rocío.

En yacimientos de aceite volátil, la fase líquida original, se encoge fuertemente debido a la liberación de gran cantidad de gas en solución, lo que origina un incremento en la viscosidad de aceite, disminuyendo importantemente la permeabilidad relativa de esta fase. Este gas liberado, dependiendo de las características del yacimiento, puede fluir a los pozos productores, originando un agotamiento rápido de la energía del yacimiento, o bien, puede fluir a la cima del yacimiento, formando un casquete secundario de gas, lo que hace que la presión del yacimiento disminuya a menor ritmo. Las condiciones de altas presiones y temperaturas que caracterizan a este tipo de yacimientos ocasionan que el gas liberado a bajas presiones, provoquen una condensación retrógrada, incrementándose la saturación de líquido residual. El depresionamiento continuo del yacimiento da como resultado un factor de recuperación final bajo del hidrocarburo.

En el caso de yacimientos de gas y condensado, cuando la presión disminuye, a valores menores que la de rocío, se forma una fase líquida de componentes intermedios (C_2-C_6) en el medio poroso debida a la condensación retrógrada de gas. Esta condensación retrógrada trae como consecuencia un empobrecimiento de componente licuables en el gas, que se presenta en yacimientos volumétricos con un aumento en la RGA.

Los fenómenos perjudiciales descritos en los dos tipos de yacimientos mencionados, han sido disminuidos, o bien, eliminados por la inyección de gases para el mantenimiento de la presión como el N_2 y el CO_2 , al inicio de la explotación, o bien, en un periodo posterior de agotamiento, para eliminar dichos fenómenos. (García, 1991).

V.4. Recuperación de Aceite Ático mediante la Inyección de Nitrógeno.

Los yacimientos inclinados de aceite con empuje de un acuífero activo y pozos productores aislados, pueden dejar cantidades de aceite atrapados arriba de los pozos productores, este aceite, también llamado "aceite ático", generalmente se encuentra a grandes profundidades y en pequeñas cantidades, que impiden la perforación de nuevos pozos, que además son de alto riesgo, por lo que con la inyección de gas natural se puede recuperar sin que los costos de operación se incrementen sustancialmente. Como el gas natural se ha vuelto demasiado escaso y caro, el nitrógeno, ha sustituido el uso de este gas.

Un claro ejemplo de este caso, lo encontramos en el campo de aceite St. Ulrich-Hauskirchen, en la cuenca de Vienna, cuya principal formación productora esta compuesta por areniscas naturalmente fracturadas. (J. Glantschnig)

Después de aplicar un proyecto de inyección de agua, estudios del yacimiento llegaron a la conclusión de que en el yacimiento pudiera haber considerables cantidades de "aceite ático" dejado en el sistema fracturado el cual no pudo ser recuperado por el proceso de inyección de agua. Por lo que se considero la inyección de gas nitrógeno, como un método factible para proporcionar el efecto de drene gravitacional requerido. Se realizó la primera prueba piloto en 1992, y después de unos pocos días un incremento en la producción de aceite y un decremento en el porcentaje de agua fue observado en algunos pozos adyacentes al pozo inyector. Debido a estos resultados prometedores fue implementado un programa de inyección de gas nitrógeno a gran escala en 1994. Para junio de 1997 aproximadamente la producción de aceite incremental acumulada fue de 326,549 barriles, inyectando 117.7 MPCD de gas nitrógeno durante los primeros ocho meses.

Un análisis amplio dio como resultado que las mejores posiciones de los pozos inyectores son las que se encuentran estructuralmente más profundos. El nitrógeno inyectado se mueve ascendentemente a la siguiente estructura más alta, desplazando al aceite ático entrampado en su trayecto, en donde se acumula y finalmente crea un casquete de gas secundario. Para 1997, aproximadamente el 40% del total de la producción de aceite de este campo se debió a este proceso de recuperación mejorada, además de que la inyección de agua pudo ser reducida a la mitad del volumen, lo cual tubo un impacto significativo en los costos de operación de este campo de aceite marginal, por lo que el proyecto se puede considerar técnicamente y económicamente exitoso (Glantschnig).

VI. AJUSTES DE PRUEBAS ESPECIALES CON INYECCIÓN DE NITRÓGENO CON LA ECUACIÓN DE ESTADO.

VI.1. Conceptos Generales de la Ecuaciones de Estado.

Una expresión analítica que relaciona la presión con la temperatura y el volumen, es llamada una ecuación de estado. Se necesita algunas veces desde el punto de vista analítico una Ecuación de Estado (EE) exacta, que represente el comportamiento pVT. Podemos encontrar diferentes ecuaciones de estado; muchas de ellas solo para densidades menores que la densidad crítica, aunque se logra una exactitud razonable para, aproximadamente, 2.5 veces la densidad crítica. Todas las EE fallan cuando la densidad excede la densidad máxima a la cual se desarrolló la ecuación (*Van Wylen, 1979*).

La primera ecuación de estado fue la ley de los gases ideales, siendo una combinación de las leyes de Boyle y Charles:

$$pv = RT \dots\dots\dots(6.1)$$

VI.1.1. Ecuaciones de Estado Cúbicas.

Las Ecuaciones Estado Cúbicas (EEC) son ecuaciones simples que relacionan presión, temperatura y volumen. Estas describen con precisión el comportamiento volumétrico y de fase de componentes puros y mezclas, requiriendo solo de propiedades críticas y del factor acéntrico de cada componente. La misma ecuación es usada para calcular las propiedades de todas las fases, por ello aseguran consistencia en procesos del yacimiento que aproximan condiciones críticas (por ejemplo inyección de gas miscible y explotación de yacimientos de aceite volátil y de gas y condensado). Los problemas que involucran comportamiento multifásico tales como empuje de CO₂, pueden tratarse con una ecuación de estado e incluso el comportamiento de fase agua-hidrocarburos pueden predecirse con precisión con una EEC.

El comportamiento volumétrico se calcula mediante la solución de una ecuación cúbica simple, comúnmente expresada en la forma siguiente:

$$Z = \frac{pv}{nT} \dots\dots\dots(6.2)$$

La forma de la EEC es:

$$Z^3 + A_2 Z^2 + A_1 Z + A_0 = 0 \text{ ,.....(6.3)}$$

donde:

las constantes A_0 , A_1 y A_2 son funciones de la presión, temperatura y de la composición de la fase.

El equilibrio de fases se calcula con una EEC satisfaciendo la condición de equilibrio químico. Para un sistema de dos fases, el potencial químico de cada componente en la fase líquida, $\mu_i(x)$, debe igualar al potencial químico de cada componente en la fase de vapor $\mu_i(y)$, $\mu_i(x) = \mu_i(y)$. El potencial químico normalmente se expresa en términos de fugacidad, f_i , y está definido por la ecuación $\mu_i = RT \ln f_i + \lambda_i(T)$, siendo $\lambda_i(T)$ términos que se desprecian. Se observa fácilmente a partir de la expresión anterior que la condición $\mu_i(x) = \mu_i(y)$ se satisface por medio de la restricción, $f_v = f_n$, donde la fugacidad está dada por:

$$\ln \phi_i = \ln \left(\frac{f_i}{y_i p} \right) = \frac{1}{RT} \int_v^{\infty} \left(\frac{\partial p}{\partial n_i} + \frac{RT}{V} \right) dV - \ln Z \text{ ,.....(6.4)}$$

Otras propiedades termodinámicas, tales como la energía de Helmholtz, entropía y entalpía, pueden fácilmente definirse en términos del coeficiente de la fugacidad. *Michelsen (1981)* presenta una discusión útil de la relación entre las propiedades termodinámicas, orientada a hacer eficientes cálculos de la ecuación de estado.

Un balance de materia del componente es también requerido para resolver los problemas de equilibrio vapor-líquido: $z_i = F_v y_i + (1 - F_v) x_i$, donde F_v es igual a la fracción mol de fase de vapor = $n_v / (n_v + n_L)$.

La solución para el problema de equilibrio de fases por medio de una ecuación de estado es un procedimiento de ensaye y error que requiere cálculos considerables. Con las computadoras actuales, la tarea es más rápida y confiable. La precisión de las predicciones de la ecuación de estado han mejorado también considerablemente en los últimos 15 años, durante los cuales el énfasis ha sido en mejorar las predicciones volumétricas del líquido y el tratamiento de la fracción de C_{7+} .

VI.1.2. Evolución de las Ecuaciones de Estado.

Desde la introducción de la EE de *Van Der Waals (1873)*, se han propuesto muchas EE, por ejemplo la de *Redlich-Kwong (EE de RK)* en 1949, la de *Peng Robinson (EE de PR)* en 1976, y la EE de *Martin* en 1979, por nombrar solo algunas. La mayoría de estas ecuaciones contienen el término repulsivo original de *Van Der Waals* $RT/(v-b)$, modificando solo el denominador en el término atractivo. La ecuación de *Redlich Kwong* ha sido la más popular, y es la base para nuevos desarrollos de la EE. Se han propuesto otras ecuaciones generalizando la EE con tres cuatro y cinco constantes, que pueden ser simplificadas a las ecuaciones de estado de PR y RK, u otras formas familiares.

La mayoría de las aplicaciones ingenieriles petroleras se basan en la EE de PR o una modificación de la EE de RK. Se han aceptado varias ecuaciones modificadas a partir de la EE de RK, como la modificación de *Soave's (EE de SRK)* siendo la más simple y la más usada mundialmente. Desafortunadamente la EE de SRK determina en forma inexacta las densidades líquidas. *Zudkevitch y Joffe (1970)* propusieron una modificación de la EE de RK, la EE de ZJRK, donde las constantes de la EE se corrigen por medio de funciones dependientes de la temperatura, lo cual mejora las predicciones volumétricas. *Yarborough (1978)* propuso una generalización de la EE de ZJRK para mezclas de yacimientos.

La EE de PR se compara con la EE de SRK en simplicidad y forma. *Peng y Robinson (1976)* reportan que su ecuación predice la densidad de líquido mejor que la EE de SRK, aunque las densidades de la EE de PR son normalmente inferiores a las calculadas por la EE de ZJRK. Otra ventaja de las ecuaciones de *Peng-Robinson* y *Soave-Redlich-Kwong*, que emplean una corrección simple dependiente de la temperatura para la constante A de la EE, es la reproducibilidad que permiten de los resultados pVT. La EE de ZJRK se basa en tablas o ecuaciones complejas para representar los términos de corrección no lineal para las constantes a y b de la EE.

El método de translación-volumen de *Peneloux y cols. (1982)* modifica un ecuación cúbica de dos constantes introduciendo una tercera constante a la EE, (c), sin cambiar los cálculos de equilibrio de fases de la ecuación original de dos constantes. La constante de translación-volumen, "c", elimina la deficiencia en el cálculo del volumen inherente experimentada por todas las ecuaciones de dos constantes. Para propósitos prácticos el volumen de translación hace algunas EE de tres constantes tan precisas como cualquier ecuación de dos constantes.

VI.1.3. Ecuación de Van Der Waals.

Van Der Waals propuso la primera ecuación cúbica en 1873. La EE de *Van Der Waals*, cualitativamente da una relación sencilla y precisa de la relación entre la presión, la temperatura, y el volumen molar.

$$p = \frac{RT}{v-b} - \frac{a}{v^2} \dots\dots\dots(6.5)$$

donde:

- a = parámetro de "atracción"
- b = parámetro de "repulsión"
- R = constante universal de los gases

Comparando la ecuación (6.5) con la ley de gases ideales, $p = RT/v$, observamos que la ecuación de Van Der Waals ofrece dos mejoras importantes. Primero, la predicción del comportamiento del líquido es más precisa, debido a que el volumen se acerca a un valor límite, b , a altas presiones.

$$\lim_{p \rightarrow \infty} v(p) = b \dots\dots\dots(6.6)$$

donde b , se conoce como el "covolumen" (volumen molecular efectivo), y sirve para corregir el volumen ocupado por las moléculas. El término $RT/(v-b)$ dicta el comportamiento del líquido y físicamente representa el componente repulsivo de la presión en una escala molecular.

La ecuación de Van Der Waals también mejora el comportamiento del gas no ideal, donde el término $RT/(v-b)$ aproxima el comportamiento del gas ideal ($p \approx RT/v$) y el término a/v^2 justifica el comportamiento no lineal. El término a/v^2 disminuye la presión del sistema; tradicionalmente es interpretado como el componente "atractivo" de la presión y es la corrección que toma en cuenta la fuerza de atracción intermolecular.

Van Der Waals también estableció los criterios críticos que son usados para definir las dos constantes de la EE, a y b ; esto es, que la primera y segunda derivada de la presión con respecto al volumen en el punto crítico de un componente puro, adquieren un valor cero:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial v}\right)_{P_c, T_c, V_c} = \left(\frac{\partial^2 p}{\partial v^2}\right)_{P_c, T_c, V_c} = 0 \dots\dots\dots(6.7)$$

La *Figura 6.1* muestra la relación presión-volumen para un componente puro para $T < T_c$, $T = T_c$ y $T > T_c$, indicando el punto de inflexión sobre la isoterma crítica que representa los criterios críticos de Van Der Waals. Resolviendo la ecuación (6.7) y la ecuación (6.5) específicamente para p_c y T_c las constantes a y b de la ecuación de Van Der Waals están dadas por:

$$a = \frac{27 R^2 T_c^2}{64 p_c} \dots\dots\dots(6.8)$$

$$b = \frac{1 RT_c}{8 p_c} \dots\dots\dots(6.9)$$

El volumen crítico está dado por $V_c = (3/8)(RT_c/p_c)$, dando como resultando un factor de compresibilidad crítico constante.

$$Z_c = \frac{p_c V_c}{RT_c} = \frac{3}{8} = 0.375 \dots\dots\dots(6.10)$$

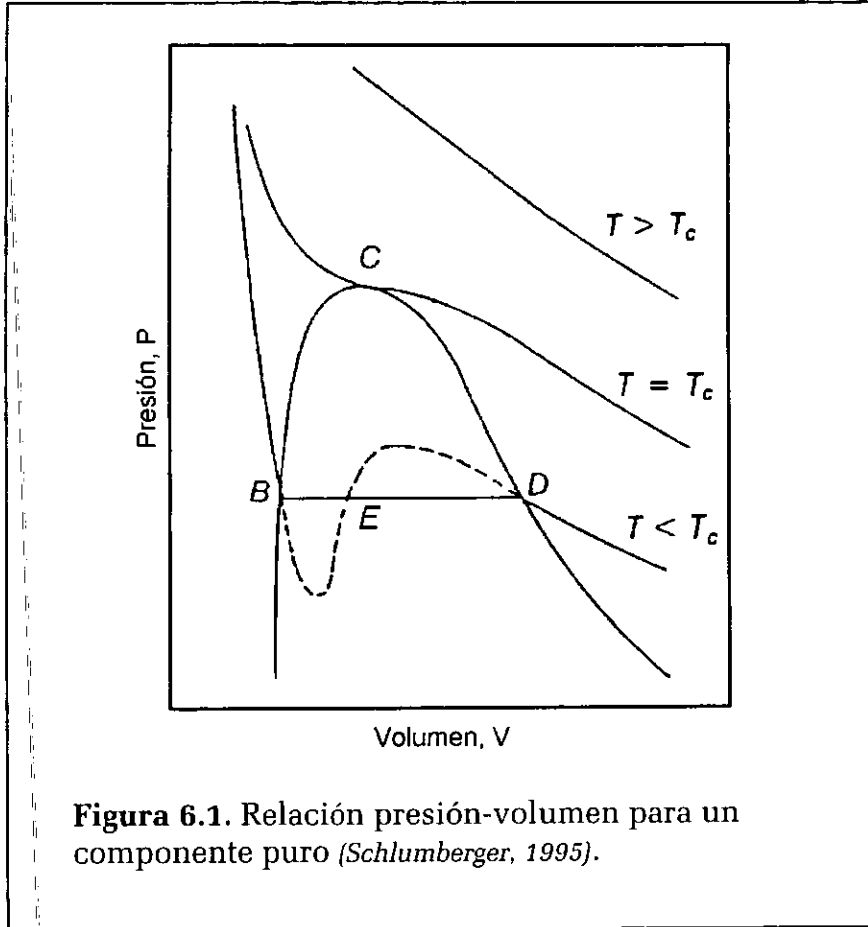
La ecuación de Van Der Waals puede también ser descrito en términos del factor de compresibilidad Z , ($Z = pv/RT$).

$$Z^3 - (B+1)Z^2 + AZ - AB = 0 \dots\dots\dots(6.11)$$

donde:

$$A = a \left(\frac{p}{(RT)^2} \right) = \frac{27 p_r}{64 T_r^2} \dots\dots\dots(6.12)$$

$$B = b \frac{p}{RT} = \frac{1 p_r}{8 T_r} \dots\dots\dots(6.13)$$



VI.1.4. Ecuación de Peng Robinson.

En 1976, Peng y Robinson propusieron una ecuación con dos constantes que creó más expectativas para mejorar las predicciones de la EE mejorando las predicciones de la densidad del líquido, en particular. La EE de PR está dada por:

$$p = \frac{RT}{v-b} - \frac{a}{v(v+b)+b(v-b)} \dots\dots\dots(6.14)$$

o en términos del factor Z:

$$Z^3 - (1-B)Z^2 + (A-3B^2-2B)Z - (AB-B^2-B^3) = 0 \dots\dots\dots(6.15)$$

y el factor de compresibilidad crítico: $Z_c = 0.3074$

los parámetros de las ecuaciones 6.14 y 6.15 se representan como:

$$A = \frac{a p}{R^2 T^2} \dots\dots\dots(6.16)$$

$$B = \frac{b p}{RT} \dots\dots\dots(6.17)$$

$$Z = \frac{p v}{RT} \dots\dots\dots(6.18)$$

donde las reglas de mezcla están dadas por la ecuación (6.19):

$$a = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N y_i y_j a_{ij} \quad b = \sum_{i=1}^N y_i b_i \quad a_{ij} = (1 - k_{ij}) \sqrt{a_i a_j} \dots\dots\dots(6.19)$$

siendo k_{ij} el coeficiente de interacción binario determinado empíricamente y caracterizado por el sistema binario formado por el componente i y por el componente j .

Las constantes de la EE están dadas por:

$$a = \Omega_a^0 \frac{R^2 T_c^2}{P_c} a \dots\dots\dots(6.20)$$

donde:

$$\Omega_a^0 = 0.45724 \dots\dots\dots(6.21)$$

$$b = \Omega_b^0 \frac{RT_c}{P_c} \dots\dots\dots(6.22)$$

donde:

$$\Omega_b^0 = 0.07780 \dots\dots\dots(6.23)$$

$$Z_c = 0.3074 \dots\dots\dots(6.24)$$

y

$$a = [1 + m(1 - \sqrt{T_r})]^2 \dots\dots\dots(6.25)$$

$$m = 0.37464 + 1.54226\omega - 0.26992\omega^2 \dots\dots\dots(6.26)$$

En 1979, *Robinson y cols.* y *Robinson y Peng (1978)* propusieron una expresión modificada para el parámetro para componentes más pesados ($\omega > 0.49$):

$$m = 0.3796 + 1.4856\omega - 0.1644\omega^2 + 0.01667\omega^3 \dots\dots\dots(6.27)$$

Las expresiones para fugacidad de componentes puros y mezclas están dadas por:

$$\ln \frac{f_i}{p} = \ln \Phi_i = Z - 1 - \ln(Z - B) - \frac{A}{2\sqrt{2}B} \ln \left[\frac{Z + (1 + \sqrt{2})B}{Z - (1 - \sqrt{2})B} \right] \dots\dots\dots(6.28)$$

$$\ln \frac{f_i}{y_i p} = \ln \Phi_i = \frac{B_i}{B} (Z - 1) - \ln(Z - B) + \frac{A}{2\sqrt{2}B} \left(\frac{B_i}{B} - \frac{2}{A} \sum_{j=1}^N y_j A_{ij} \right) \ln \left[\frac{Z + (1 + \sqrt{2})B}{Z - (1 - \sqrt{2})B} \right] \dots\dots\dots(6.29)$$

Una de las mejoras proporcionadas por EE de PR es el factor de compresibilidad crítico universal de 0.307, el cual es en cierto modo más bajo que el valor de RK de un tercio y más cercano a valores experimentales para hidrocarburos más pesados. La diferencia de las predicciones volumétricas para la fase líquida entre la EE de PR y la EE de SRK puede ser sustancial, aunque, en muchos casos el error en densidades de aceite es inaceptable para ambas ecuaciones. Existen algunas evidencias que la EE de PR predice presiones de saturación más bajas de fluidos de yacimiento comparados con la EE de SRK, de tal modo que requiere de cierta manera, parámetros de interacción binaria mayores HC/HC (C1/C7₊) para la EE de PR.

Peng y Robinson (1976) han dado a conocer sus ecuaciones documentándolas, explicando como pueden aplicarse a los sistemas de hidrocarburos y no hidrocarburos; también han presentado soluciones numéricas para problemas cercanos a la región crítica, y métodos para la predecir flujo multifásico y el comportamiento de fase semisólido. Inclusive, por sus características la EE de PR se ha convertido en la más utilizada en aplicaciones de investigación; en virtud del interés que la industria ha otorgado sobre los trabajos de Peng Robinson, casi parece una obligación escoger la ecuación de PR sobre la ecuación de SRK. En resumen, la EE de PR es una ecuación popular simple, relativamente exacta y puede ser tomada como una buena alternativa sobre la RK (*Whitson, 2000*).

VI.2. Caracterización de los Fluidos de los Pozos de Akal.

En la Sonda de Campeche se tienen dos zonas, una de aceite pesado y otra de aceite ligero bien definidas, con diferente densidad. La localización del Campo Cantarell esta en la zona de aceite pesado, con densidades, ρ_o , que varían entre los 20 y 22 °API (0.934 y 0.922 gr/cm³).

La presión inicial del yacimiento al plano de referencia de 2000 mvbnm (6561 pvbnm) resulto de 246 kg/cm² (3615 lb/pg²) y la temperatura de la formación de 100 °C (212 °F). La presión inicial del yacimiento reportada en la parte superior de la estructura almacenadora fue de 167 kg/cm² (2454 lb/pg²), localizada aproximadamente a 1000 mvbnm (3280 pvbnm). El yacimiento se clasificó como bajosaturado mediante un análisis pVT de los fluidos producidos con una presión de saturación (p_b) de 150 kg/cm² (2201 lb/pg²). Se determinaron las propiedades medidas siguientes a la presión de saturación, p_b :

Factor de volumen de aceite	$B_{ob} = 1.2819 \text{ [m}^3/\text{m}^3]$
Relación gas disuelto aceite	$R_{sb} = 81 \text{ [m}^3/\text{m}^3]$
Viscosidad del aceite	$\mu_{ob} = 3.3 \text{ [cp]}$
Densidad del aceite residual	$\rho_{or} = 0.929 \text{ [gr/cm}^3]$

Con lo que respecta a las características de las muestras del gas que se produce con el aceite, se encontró una gran riqueza en condensados equivalente a valores del orden de 100 bl/MMPC de etano (C₂H₆) y 150 bl/MMPC de propano y más pesados (C₃H₈+) (Jiménez, 1990).

En la *Tabla 6.1* se presentan las propiedades pVT y composición tomadas de los estudios efectuados por Core Lab.

TABLA 6.1. Propiedades pVT y composición tomadas de los análisis pVT efectuados por Core Lab.

POZO	C-94A	C-57-A	C-8	C-2011-D	C-82
	AKAL 2	AKAL 3			AKAL 701
FECHA MUESTREO	15/9/78	30/9/78	27/4/80	6/5/80	21/4/79
MUESTRA	FONDO	FONDO	FONDO	FONDO	FONDO
COMP	(COMPOSICIÓN (% MOL))				
H ₂ S	1.03	1.13	1.32	1.43	1.05
CO ₂	1.85	2.96	1.64	1.62	1.68
N ₂	0.28	0.40	0.26	0.20	0.98
C ₁	28.84	28.20	29.58	26.84	29.52
C ₂	8.68	8.38	8.63	8.47	8.40
C ₃	6.22	5.68	6.37	6.47	6.57
IC ₄	0.96	1.64	1.18	1.03	1.06
NC ₄	3.34	3.27	3.07	3.44	3.47
IC ₅	1.21	1.03	1.60	1.49	1.14
NC ₅	1.29	1.71	2.17	2.31	1.25
C ₆	2.49	3.78	2.89	4.29	3.45
C ₇	43.81	41.82	41.29	42.41	41.43
TOTAL	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
PMC ₇₊	315.00	330.00	326.00	328.00	328.79
ρ_{C7+}	0.929	0.934	0.931	0.930	0.936
Prof. [mvbmm]	1246	2477	2062	2260	2572
Temp. [°C]	97	101	86	102	101
p_b [kg/cm ²]	151	150	147	137	159
Bo _b [m ³ /m ³]	1.321	1.308	1.306	1.31	1.322
Rs _b [m ³ /m ³]	87.6	84.2	86.9	82.3	87.6
ρ_{ob} [gr/cm ³]	0.787	0.798	0.790	0.791	0.807
ρ_{cs} [gr/cm ³]	0.912	0.913	0.919		0.914
μ_{ob} [cp]	2.32	2.54	2.78	2.27	2.03
RGA [m ³ /m ³]	72.10	68.04	79.61	70.89	75.16

VI.2.1 Análisis pVT Realizados por el Instituto Francés del Petróleo (IFP).

El IFP realizó análisis pVT composicionales con el objetivo de predecir el comportamiento de los fluidos del Campo Cantarell, a partir de la toma de 3 muestras de fluidos en el año de 1997, en los pozos C-49 (muestra 1.11), C-79 (muestra 1.13) y C-285 (muestra 1.17). La selección de las muestras se realizó estratégicamente (Courcy, 1997). La muestra del pozo C-79 se tomó en la parte alta de la estructura cercana al contacto gas-aceite a 1965 mvbnm; en el pozo C-49 se tomó en la parte media de la zona de aceite a 2267 mvbnm y la muestra del pozo C-285 en la parte profunda cercana a 2630 mvbnm al contacto agua-aceite. Siendo estas tres muestras representativas del yacimiento, *Figura 6.2 y 6.3*.

Los resultados del análisis pVT de las muestras, se presentan en la *Tabla 6.2*, en donde se puede observar que la presión de saturación se incrementa con la profundidad, lo mismo que la relación gas-disuelto aceite y el factor de volumen del aceite, mientras que la densidad del aceite disminuye con la profundidad; estas propiedades se presentan en las *Figuras 6.4, 6.5, 6.6 y 6.7*.

En la *Tabla 6.3* se presenta la composición original de las 3 muestras. Se observa que el peso molecular es el mismo para la fracción C_{20+} el cual parece ser muy alto y es muy extraño que no cambie a pesar las variaciones observadas en los valores de la fracción C_{20+} . En la *Figura 6.8* se presenta la distribución molar para las 3 muestras antes señaladas. La *Figura 6.9* y la *Tabla 6.4* indican la variación de la composición hasta la fracción C_{7+} , para las muestras de los pozos C-49 y C-79; el contenido de C_{7+} aumenta con la profundidad, lo cual puede estar de acuerdo a la alteración de las muestras esperadas en la zona gasógena, sin embargo para el pozo C-285 los valores de dicha fracción son muy cercanos a los valores originales de los análisis de laboratorio efectuados por Core Lab (*Tabla 6.1*), por lo cual se puede concluir que la muestra del pozo C-285 es una muestra tomada en la zona de bajosaturación.

Los valores de la *Tabla 6.3* contienen valores muy altos de C_{20+} , por lo que se procedió a efectuar una agrupación hasta C_{7+} , *Tabla 6.4*; resultando valores muy altos de C_{7+} , comparados con los análisis de las muestras analizadas por Core Lab, por lo cual se procedió a validar los pesos moleculares reportados por el IFP, comparando los resultados reportados por el IFP y Core Lab, y los valores de densidad contra peso molecular reportados en el artículo de Katz y Firoozabadi (1978). Se ajustó una ecuación a la variación del peso molecular con respecto a la densidad, utilizando los valores reportados por Katz y Firoozabadi (1978); con esta correlación se calculó la densidad para la muestra del pozo C-285, tomando el peso molecular reportado por el IFP de 778 gr/gr-mol, el cual da un valor de 1.0552 gr/cm³, que está totalmente fuera de tendencia, *Figura 6.10*. Se procedió a calcular un nuevo valor para el peso molecular para la fracción C_{20+} , el cual resultó de 642 gr/gr-mol a partir de una correlación de peso molecular contra densidad de los análisis pVT de Core Lab. Las *Figuras 6.11 y 6.1* presentan

el valor medido y el corregido de variación del peso molecular contra el porcentaje molar para los análisis composicionales de las muestras pVT analizadas por Core Lab y del pozo C-285 analizada por el IFP; más adelante se hace un análisis de sensibilidad por medio la ecuación de estado para verificar la exactitud del peso molecular medido en el laboratorio y el calculado en la manera antes descrita para el pozo C-285.

Utilizando todos los componentes hasta el C_{7+} se realizó la caracterización del fluido del pozo C-94A (*Tabla 6.1*) con el paquete PVTi del Simulador Eclipse 300; se usaron como datos de regresión los resultados de los experimentos de expansión a composición constante, separación diferencial y separación en etapas, como variables de regresión se usaron la p_c y T_c del C_1 y C_{7+} , así como el coeficientes de iteración binaria entre estos componentes. En las *Figuras 6.13, 6.14, 6.15 y 6.61* se presentan los valores observados para R_s , B_o , ρ_o y μ_o . En general el ajuste es aceptable.

La composición calculada con el simulador PVTi para los fluidos del pozo C-94A y las composiciones experimentales para los fluidos de los pozos C-49, C-79 y C-285; *Figura 6.17*, indica que los valores de los pozos C-49 y C-79 son semejantes a los valores obtenidos de la simulación, sin embargo el C-285 sale de tendencia indicando que es una muestra en condiciones de bajosaturación.

A partir de los valores de la variación del peso molecular con respecto a la presión *Figura 6.18*, obtenidos a partir de la simulación del experimento del fluido del pozo C-94, se determinó el peso molecular a las presiones a las cuales se tomaron las muestras de fluidos, con el objeto de definir la exactitud de los pesos moleculares para los fluidos de los pozos C-49 y C-79,

El IFP también reportó la composición de gas y líquido de separador para los pozos C-49, C-79 y C-285, *Tablas 6.5. y 6.6.*

TABLA 6.2. Propiedades pVT de las muestras de los fluidos de los pozos C-79,C-49 y C-285 (Courcy, 1997).

POZO	MUESTRA	PROF.	R_s	PESO MOL GAS	PESO MOL LIQ.	PESO MOL CRUDO POZO	FRACC LIG. CRUDO N_2-C_{11}	FRACC PESADA CRUDO C_{11+}
		[mvbnm]	[m ³ /m ³]	[gr/mol] c.e.	[gr/mol] c.e.	[gr/mol]	(% peso)	(% peso)
79	1.07	1967	52	29.66	320	194.56	22.20	63.84
49	1.11	2269	65	29.98	316	177.46	23.37	61.18
285	1.16	2630	72	30.74	312	169.55	24.56	61.08
POZO	MUESTRA	TEMP. FONDO	PRESIÓN FONDO	p_b	B_o a p_b	ρ @ p_b y T_y	ρ @ p_{atm} T_{amb}	COMENTARIOS
		[°C]	[kg/cm ²]	[kg/cm ²]	[m ³ /m ³]	[gr/cm ³]	[gr/cm ³]	
79	1.07	97	91.80	85.68	1.23	0.81	0.92	Cerca Contacto Gas-Aceite
49	1.11	101	114.24	114.24	1.23	0.80	0.93	Intermedio
285	1.16	102	141.77	126.47	1.28	0.80	0.93	Profundo

TABLA 6.3. Composición hasta C_{20+} de los fluidos de los pozos C-79, C-49 y C-285 (Courcy, 1997).

COMPO- NENTES	CANTARELL-79		CANTARELL-49		CANTARELL-285	
	FRACCIÓN MOL	PESO MOLECULAR	FRACCIÓN MOL	PESO MOLECULAR	FRACCIÓN MOL	PESO MOLECULAR
N2	0.0003	28.02	0.0006	28.02	0.0020	28.02
CO2	0.0150	44.01	0.0135	44.01	0.0138	44.01
H2S	0.0149	34.08	0.0168	34.08	0.0146	34.08
C1	0.2060	16.04	0.2421	16.04	0.2518	16.04
C2	0.0885	30.07	0.0864	30.07	0.0866	30.07
C3	0.0710	44.10	0.0699	44.10	0.0708	44.10
IC4	0.0112	58.12	0.0120	58.12	0.0126	58.12
NC4	0.0346	58.12	0.0394	58.12	0.0427	58.12
IC5	0.0158	71.92	0.0179	71.95	0.0209	71.95
NC5	0.0215	72.15	0.0235	72.15	0.0284	72.15
C6	0.0419	85.32	0.0392	85.36	0.0462	85.41
C7	0.0424	98.60	0.0369	98.62	0.0389	98.70
C8	0.0424	112.24	0.0408	112.33	0.0357	112.30
C9	0.0412	125.88	0.0358	126.02	0.0328	125.97
C10	0.0425	138.65	0.0364	138.74	0.0339	138.63
C11	0.0262	152.86	0.0236	152.73	0.0218	152.66
C12	0.0233	166.70	0.0223	166.80	0.0200	166.69
C13	0.0217	180.62	0.0202	180.60	0.0196	180.65
C14	0.0168	196.50	0.0170	196.44	0.0155	196.51
C15	0.0187	211.32	0.0175	211.59	0.0160	211.34
C16	0.0128	224.15	0.0143	224.20	0.0127	224.19
C17	0.0093	237.29	0.0105	236.98	0.0087	236.91
C18	0.0157	251.26	0.0165	251.12	0.0139	251.19
C19	0.0048	266.64	0.0050	266.71	0.0041	266.84
C20+	0.1615	780.04	0.1419	774.72	0.1360	778.59
TOTAL	1.0000		1.0000		1.0000	
PESO MOLECULAR CORREGIDO DEL C_{20+}		712.00		717.00		642.00

TABLA 6.4. Composición hasta C₇₊ de los fluidos de los pozos C-49, C-79 y C-285 (Courcy, 1997).

COMPONENTE	CANTARELL-79		CANTARELL-49		CANTARELL-285	
	%MOL	PESO MOLECULAR	%MOL	PESO MOLECULAR	%MOL	PESO MOLECULAR
N2	0.03	28.02	0.06	28.02	0.20	28.02
CO2	1.50	44.01	1.35	44.01	1.38	44.01
H2S	1.49	34.08	1.68	34.08	1.46	34.08
C1	20.60	16.04	24.21	16.04	25.18	16.04
C2	8.85	30.07	8.64	30.07	8.66	30.07
C3	7.10	44.10	6.99	44.10	7.08	44.10
iC4	1.12	58.12	1.20	58.12	1.26	58.12
NC4	3.46	58.12	3.94	58.12	4.27	58.12
iC5	1.58	71.92	1.79	71.95	2.09	71.95
NC5	2.15	72.15	2.35	72.15	2.84	72.15
C6	4.19	85.32	3.92	85.36	4.62	85.41
C7+	47.93	357.14	43.87	357.65	40.96	363.02
TOTAL	100.00		100.00		100.00	
PESO MOLECULAR CORREGIDO DEL C ₇₊		342.00		333.98		317.63

TABLA 6.5. Composición del gas a condiciones de tanque de los pozos C-79, C-49 y C-285 (Courcy, 1997).

COMPONENTES	CANTARELL-79		CANTARELL-49		CANTARELL-285	
	% MOL	PESO MOLECULAR	% MOL	PESO MOLECULAR	% MOL	PESO MOLECULAR
N2	0.08	28.02	0.11	28.02	0.39	28.02
CO2	3.47	44.01	2.78	44.01	2.73	44.01
H2S	3.45	34.08	3.46	34.08	2.88	34.08
C1	47.62	16.04	49.96	16.04	49.93	16.04
C2	20.00	30.07	17.61	30.07	16.84	30.07
C3	14.79	44.10	13.26	44.10	12.67	44.10
iC4	1.96	58.12	1.96	58.12	1.93	58.12
NC4	5.20	58.12	5.82	58.12	5.91	58.12
iC5	1.24	72.07	1.70	72.05	1.98	72.02
NC5	1.38	72.15	1.97	72.15	2.44	72.15
C6	0.69	85.86	1.15	85.81	1.82	85.79
C7+	0.12	101.02	0.22	101.02	0.48	101.32
TOTAL	100.00		100.00		100.00	

TABLA 6.6. Composición de líquido en tanque para fluidos de los pozos C-79, C-49 y C-285 (Courcy, 1997).

COMPONENTES	CANTARELL-79		CANTARELL-49		CANTARELL-285	
	% MOL	PESO MOLECULAR	% MOL	PESO MOLECULAR	% MOL	PESO MOLECULAR
C2	0.36	30.07	0.19	30.07	0.27	30.07
C3	1.23	44.10	1.08	44.10	1.35	44.10
IC4	0.48	58.12	0.49	58.12	0.58	58.12
NC4	2.14	58.12	2.18	58.12	2.59	58.12
IC5	1.83	71.84	1.87	71.85	2.22	71.86
NC5	2.74	72.15	2.70	72.15	3.24	72.15
C6	6.87	85.28	6.54	85.28	7.51	85.31
C7	7.37	98.59	6.97	98.59	7.45	98.65
C8	7.46	112.25	7.90	112.32	7.18	112.29
C9	7.26	125.88	6.93	126.01	6.61	125.96
C10	7.50	138.66	7.06	138.73	6.86	138.62
C11	4.62	152.85	4.56	152.73	4.41	152.64
C12	4.10	166.70	4.28	166.79	4.04	166.69
C13	3.82	180.63	3.90	180.61	3.96	180.63
C14	2.96	196.51	3.30	196.44	3.12	196.51
C15	3.32	211.32	3.42	211.59	3.25	211.34
C16	2.25	224.15	2.76	224.20	2.57	224.19
C17	1.64	237.26	2.03	236.95	1.77	236.88
C18	2.78	251.25	3.20	251.11	2.81	251.17
C19	0.83	266.75	0.96	266.74	0.84	266.87
C20+	28.44	779.89	27.68	774.83	27.37	778.34
TOTAL	100.00		100.00		100.00	
C7+	84.35		84.95		82.24	

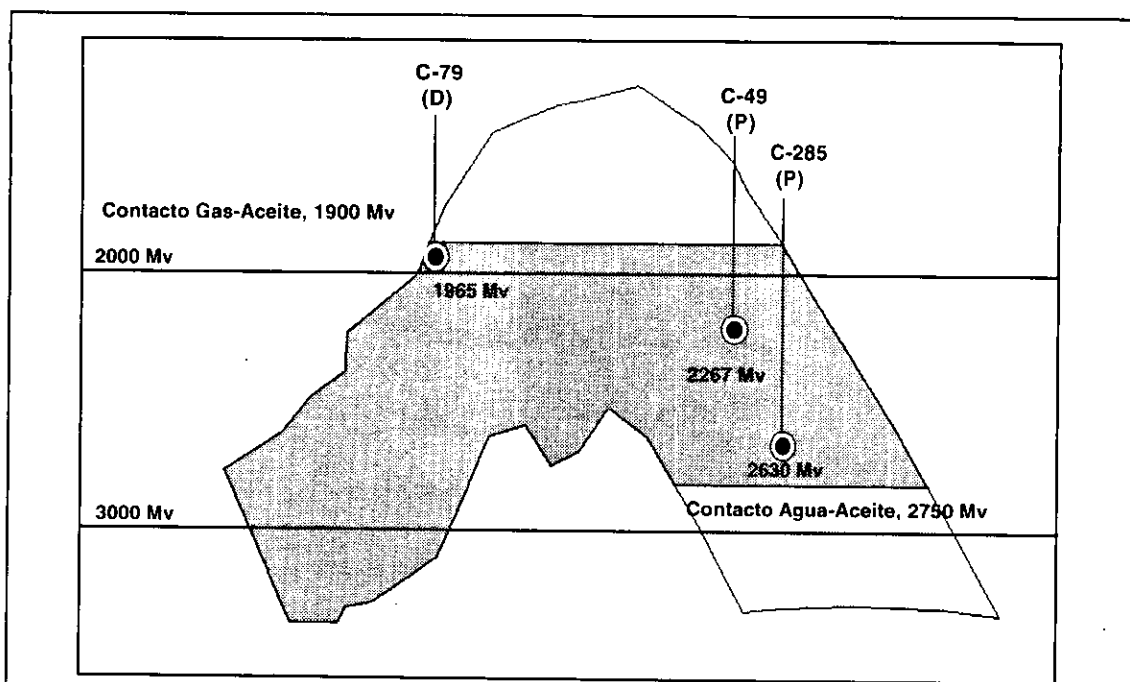


Figura. 6.2. Profundidades a las cuales se tomaron las muestras de fluidos para realizar los análisis pVT en el Instituto Francés del Petróleo.

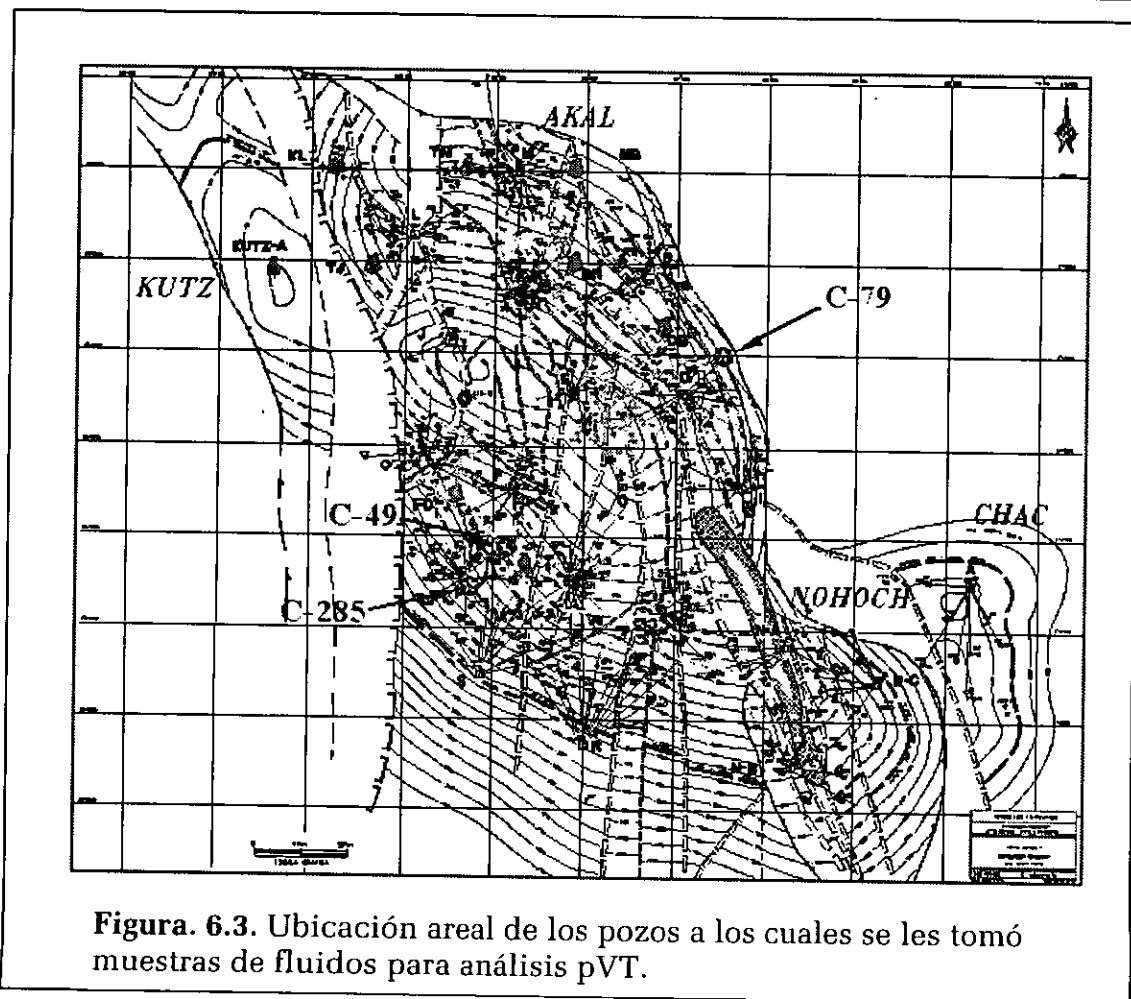


Figura. 6.3. Ubicación areal de los pozos a los cuales se les tomó muestras de fluidos para análisis pVT.

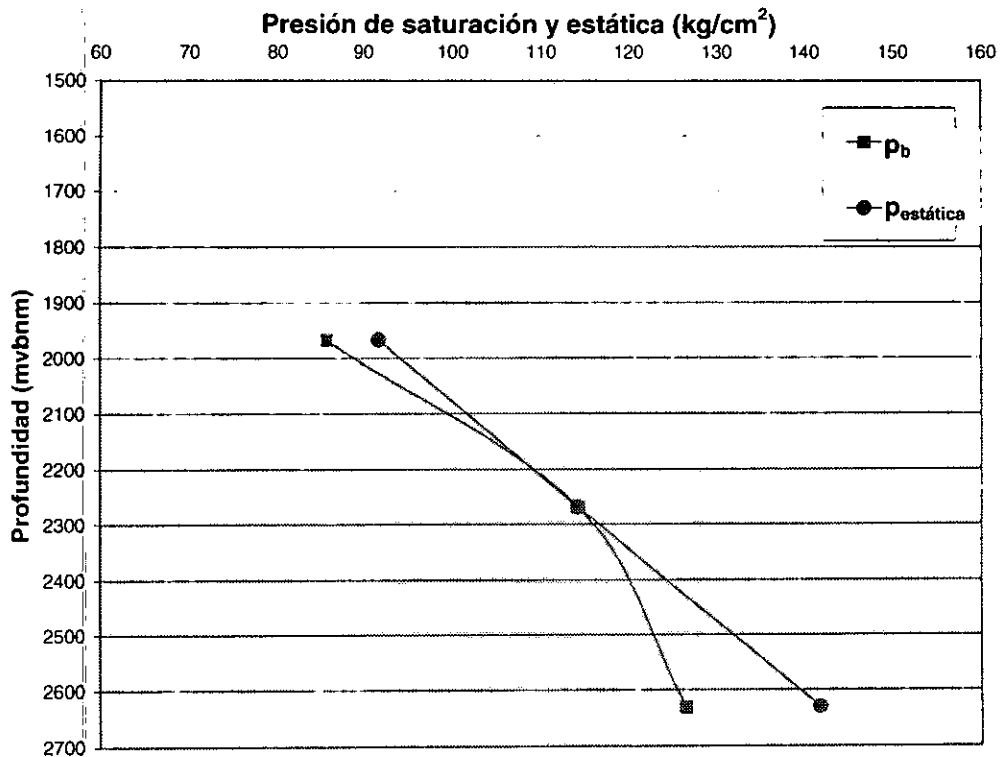


Figura 6.4. Variación de la presión de burbuja y de la presión de fondo estática con la profundidad para los fluidos de los pozos C-79, C-49 y C-285 (Courcy, 1997).

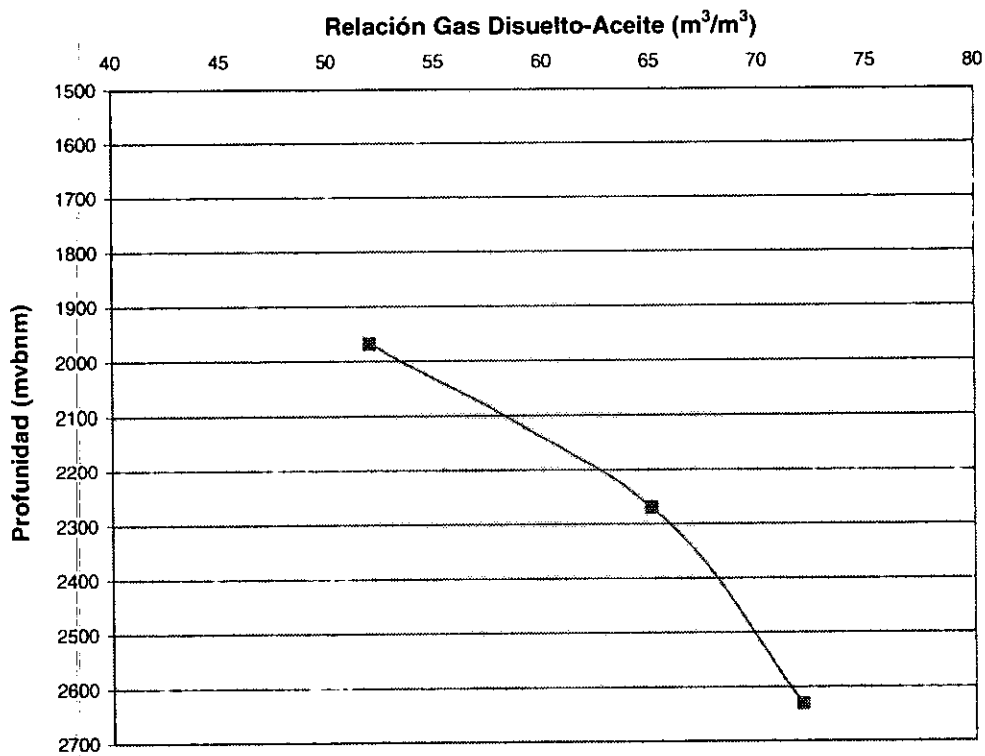


Figura 6.5. Variación de la relación gas-disuelto aceite con la profundidad para los fluidos de los pozos C-79, C-49 y C-285 (Courcy, 1997).

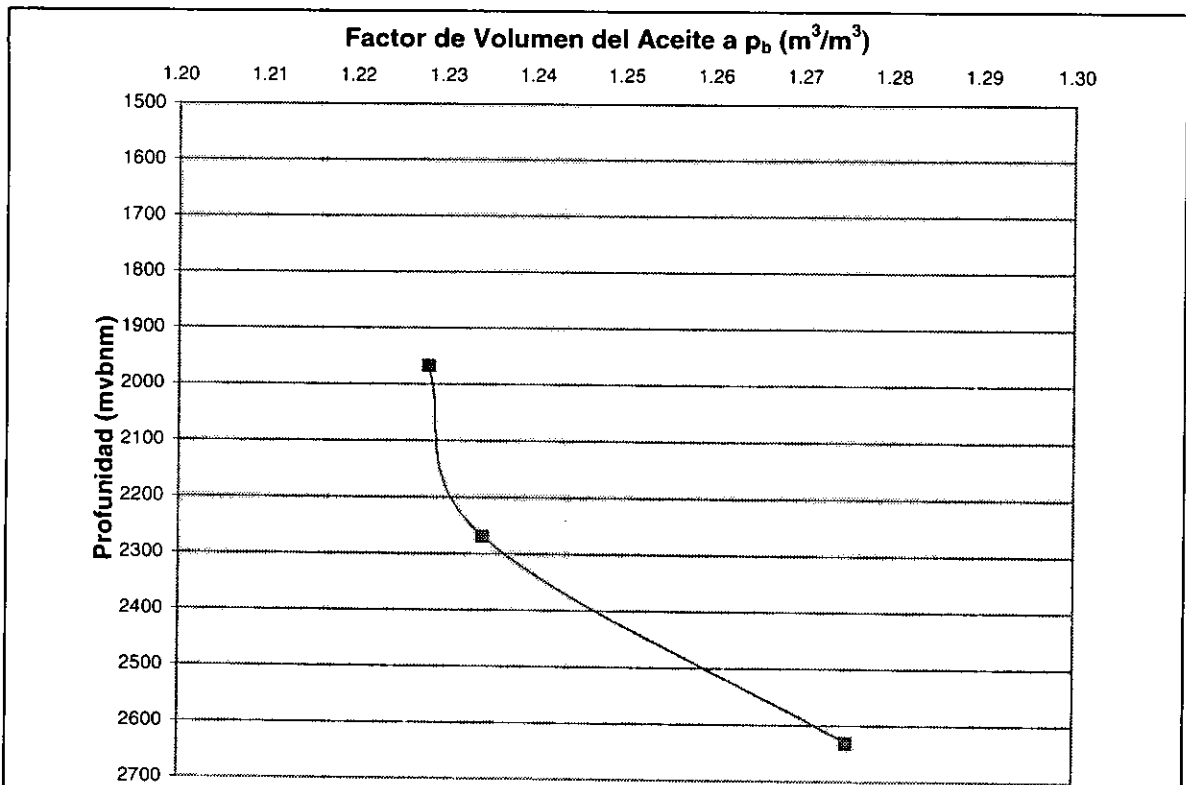


Figura 6.6. Variación del factor de volumen del aceite con la profundidad para los fluidos de los pozos C-79, C-49 y C-285 (Courcy, 1997).

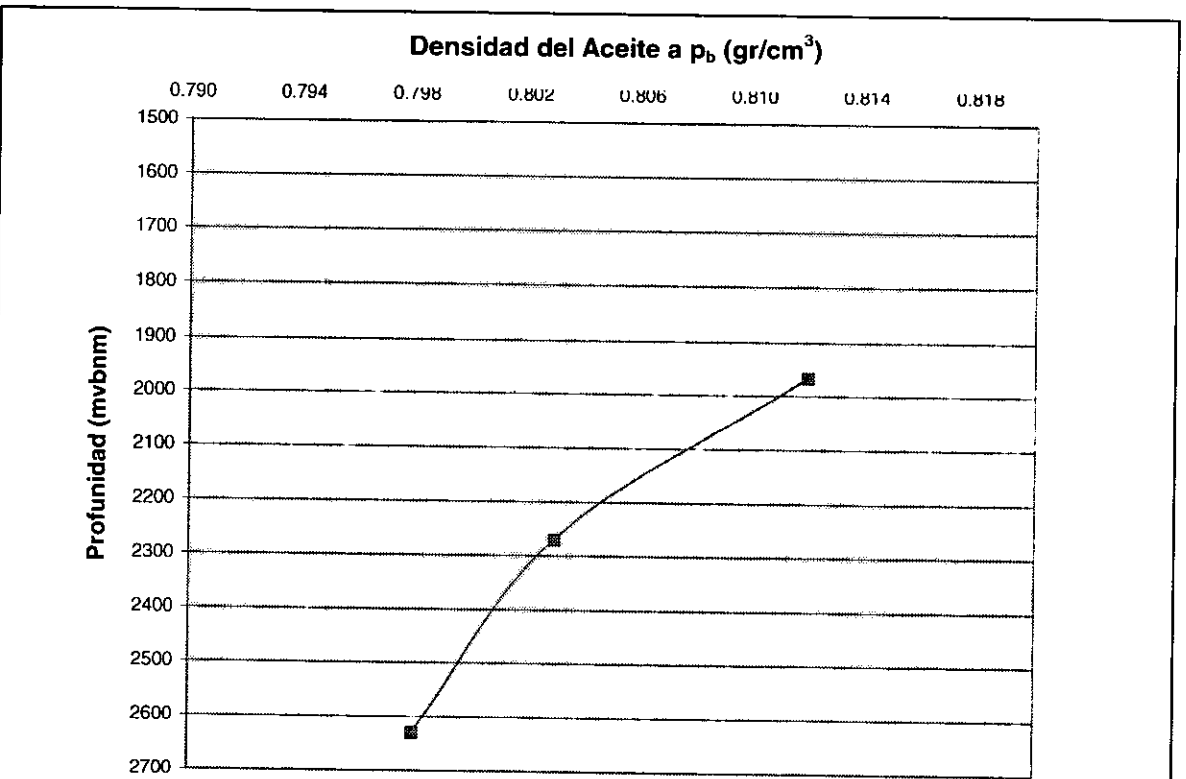


Figura 6.7. Variación de la densidad del aceite con la profundidad para los fluidos de los pozos C-79, C-49 y C-285 (Courcy, 1997).

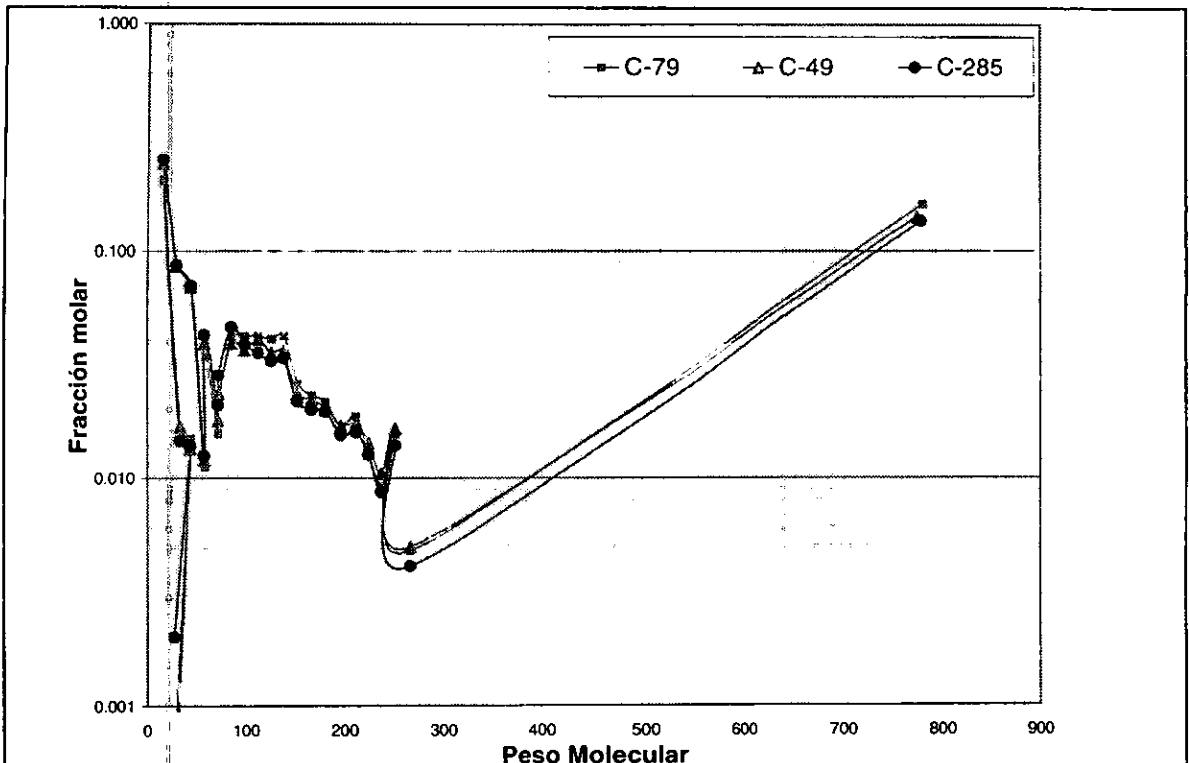


Figura 6.8. Variación de la fracción molar con el peso molecular para los análisis composicionales realizados por el IFP, para los fluidos de los pozos C-79, C-49 y C-285 (Courcy, 1997).

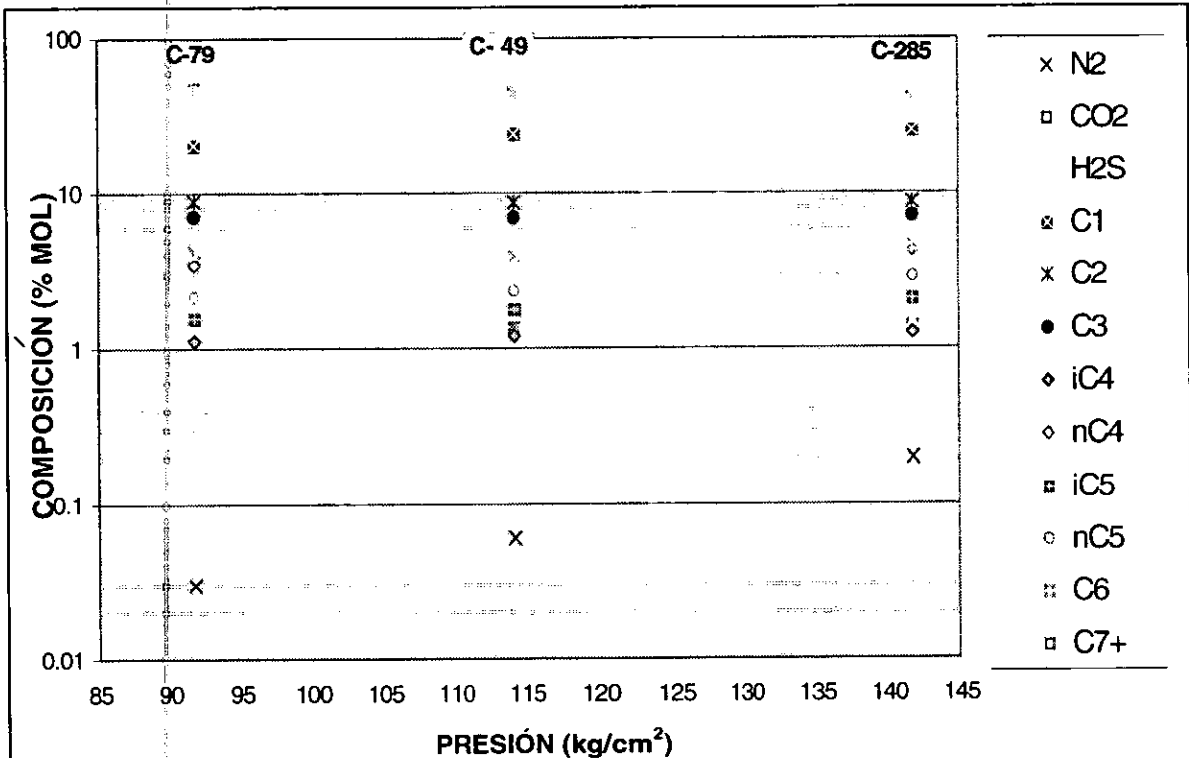


Figura 6.9. Variación de la composición con la presión de saturación de los análisis composicionales extendidos de los fluidos de los pozos C-79, C-49 y C-285 efectuados por el IFP (Courcy, 1997).

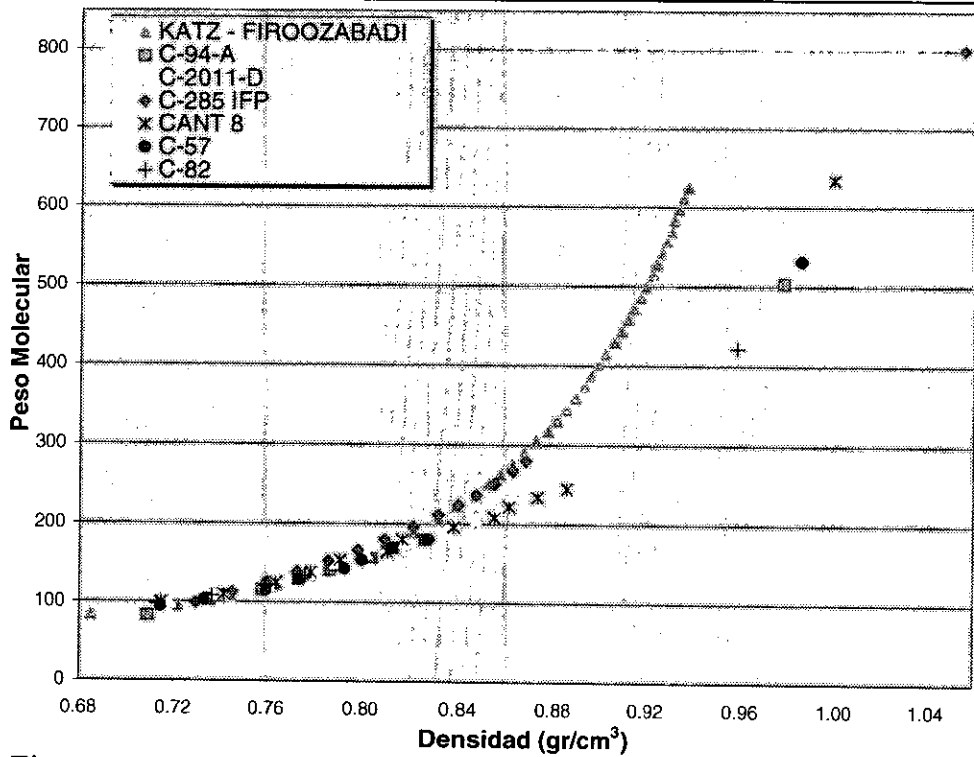


Figura 6.10. Variación del peso molecular con la densidad para los análisis composicionales extendidos de los fluidos de los pozos C-94-A, C-57-A, C-82, C-8, C2011-D de Core Lab y C-285 del IFP.

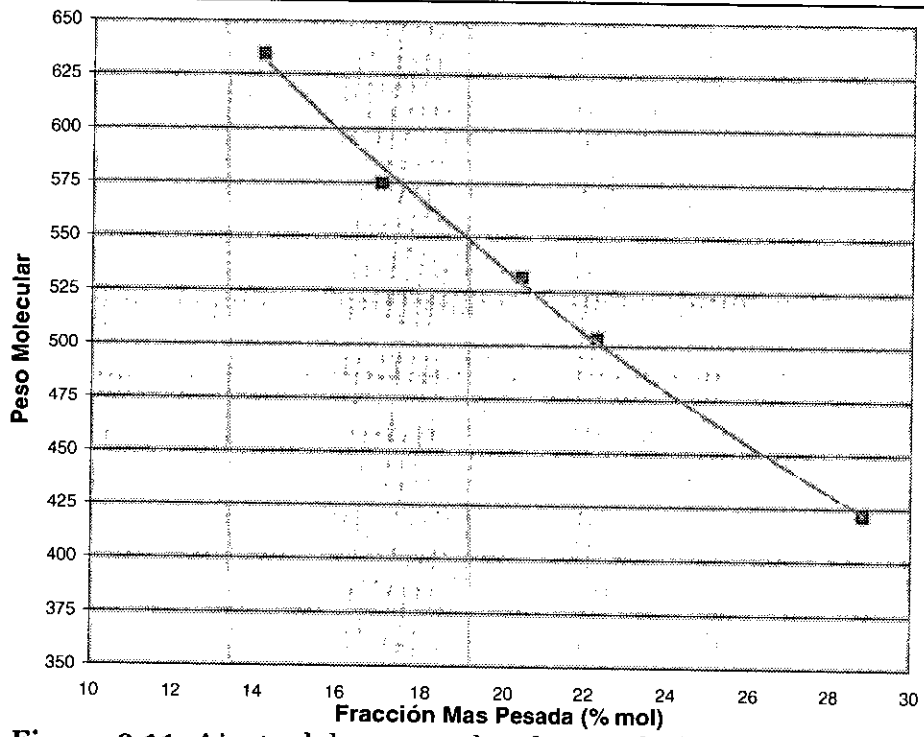


Figura 6.11. Ajuste del peso molecular con la fracción más pesada de los análisis composicionales de los fluidos de los pozos C-94-A, C-57-A, C-82, C-8, y C-2011-D realizados por Core Lab.

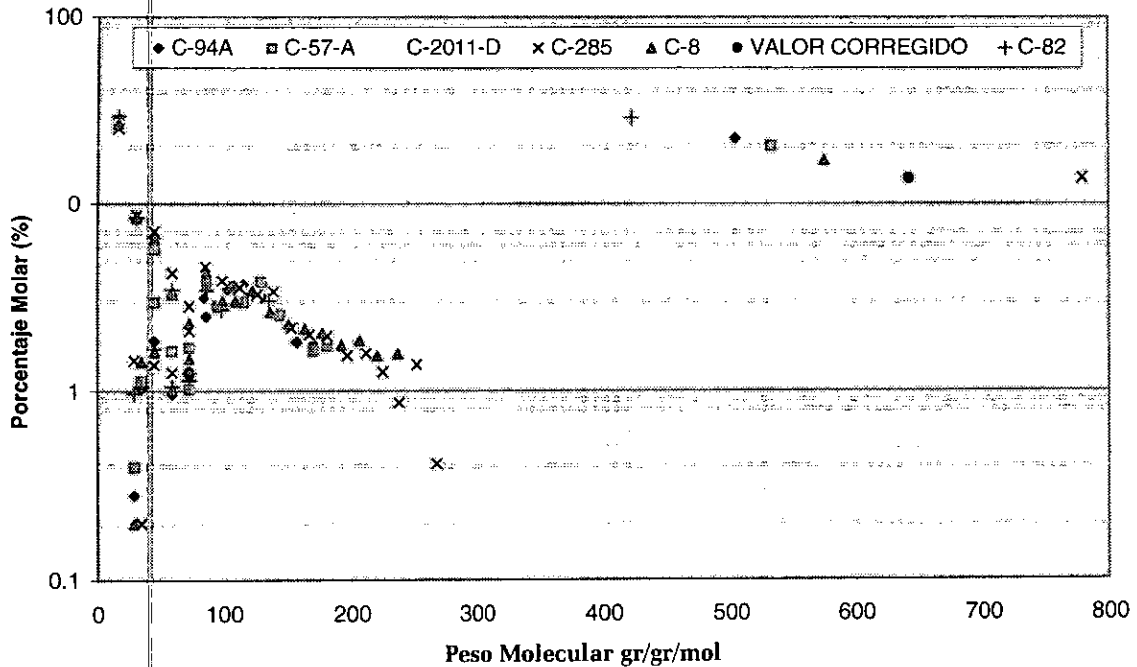


Figura 6.12. Variación del peso molecular con el porcentaje molar para los análisis composicionales de los fluidos de los pozos C-94-A, C-57-A, C-82, C-8, y C-2011-D realizados por Core Lab, y C-285 efectuado por el IFP; se observa el valor original (779 gr/gr-mol) y corregido (642 gr/gr-mol) del peso molecular para el pozo C-285.

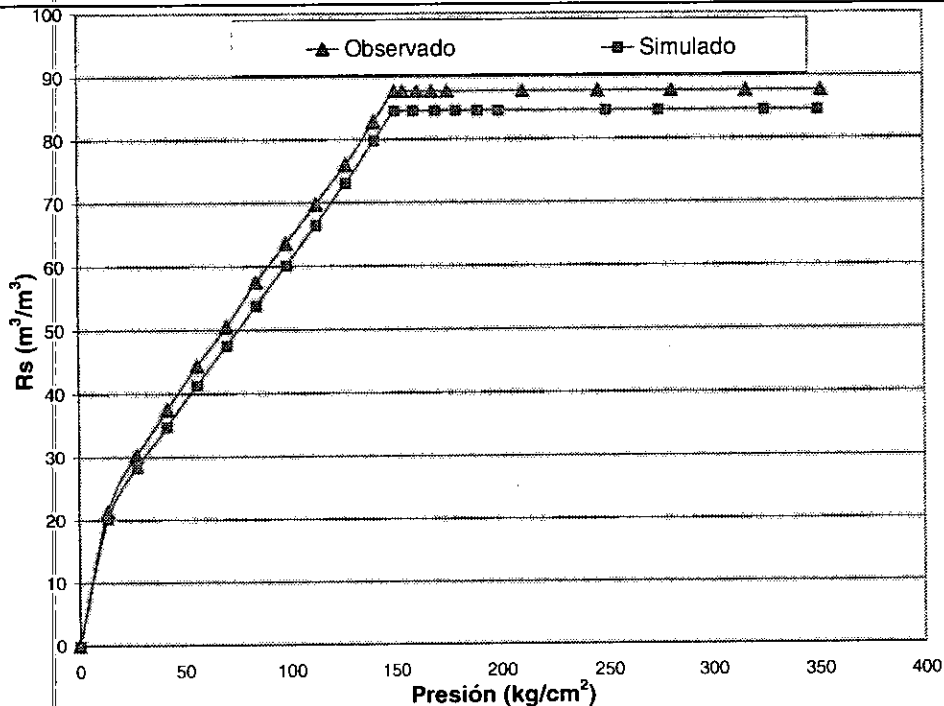


Figura 6.13. Comparación de la relación gas-disuelto aceite medida en laboratorio y calculada con el programa PVTi del simulador Eclipse 300. Pozo C-94-A

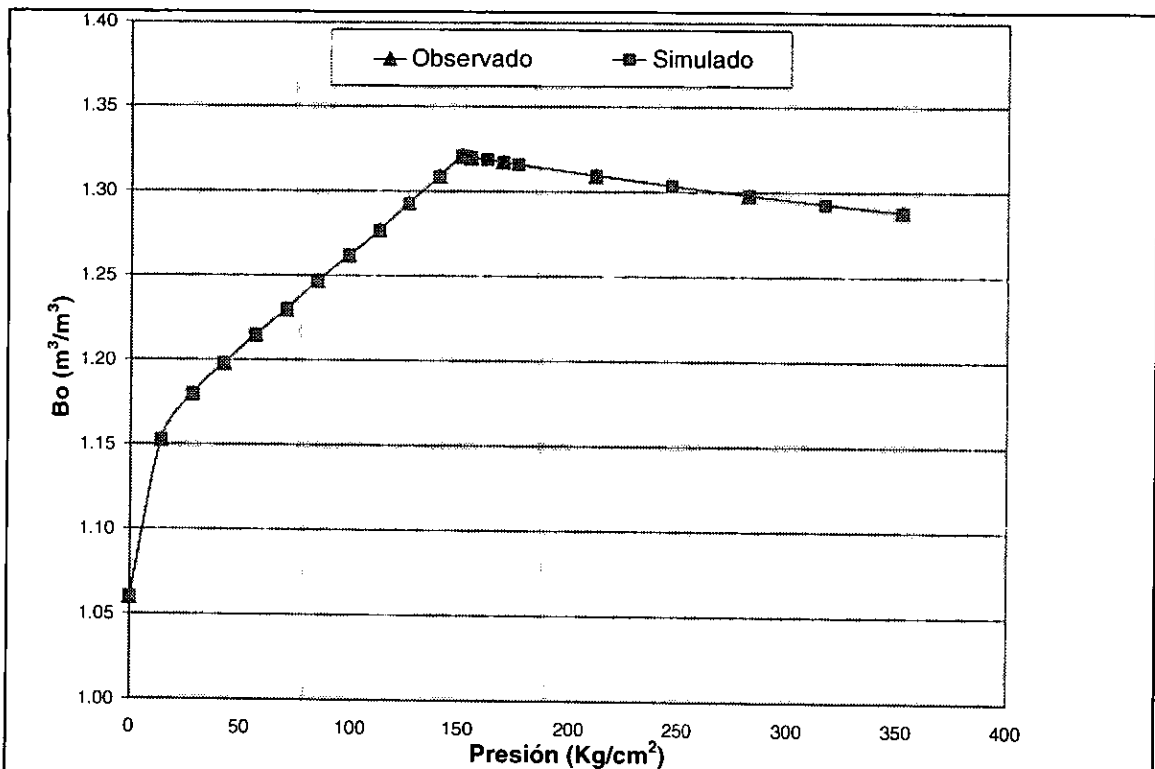


Figura 6.14. Comparación del Bo del aceite medido en laboratorio y calculado con el programa PVTi del simulador Eclipse 300. Pozo C-94-A.

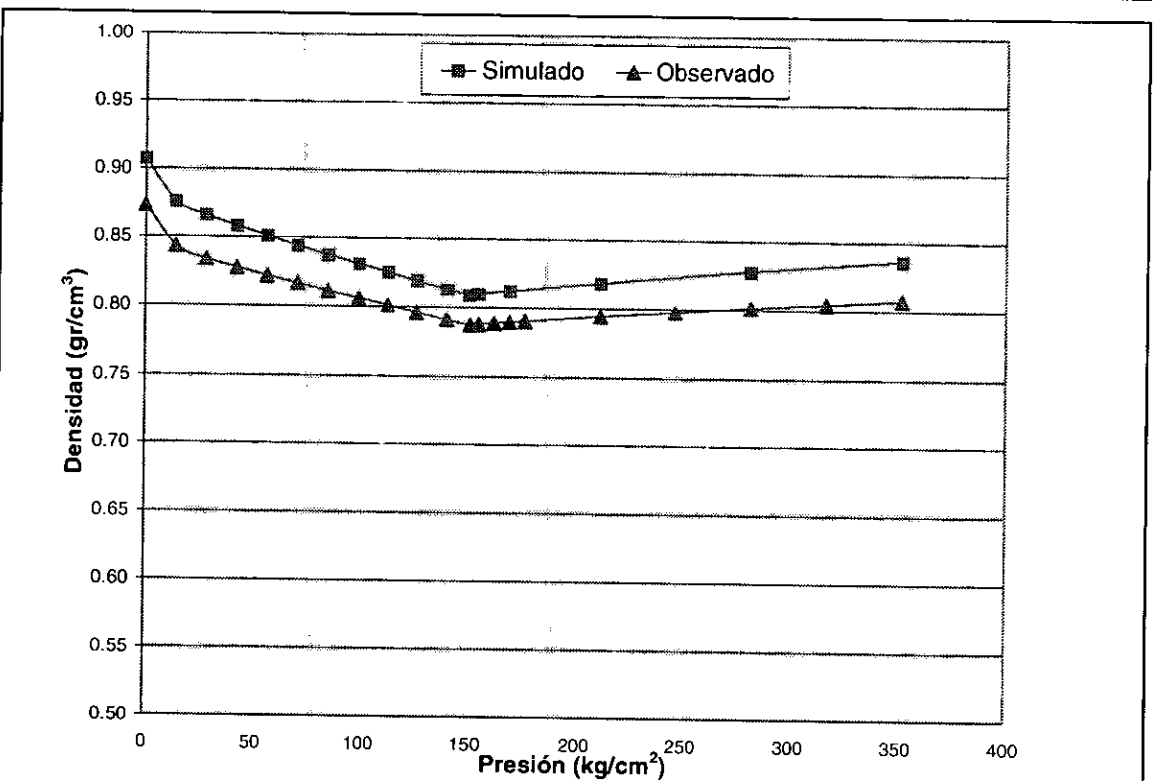


Figura 6.15. Comparación de la densidad del aceite medida en laboratorio y calculada con el programa PVTi del simulador Eclipse 300. Pozo C-94-A

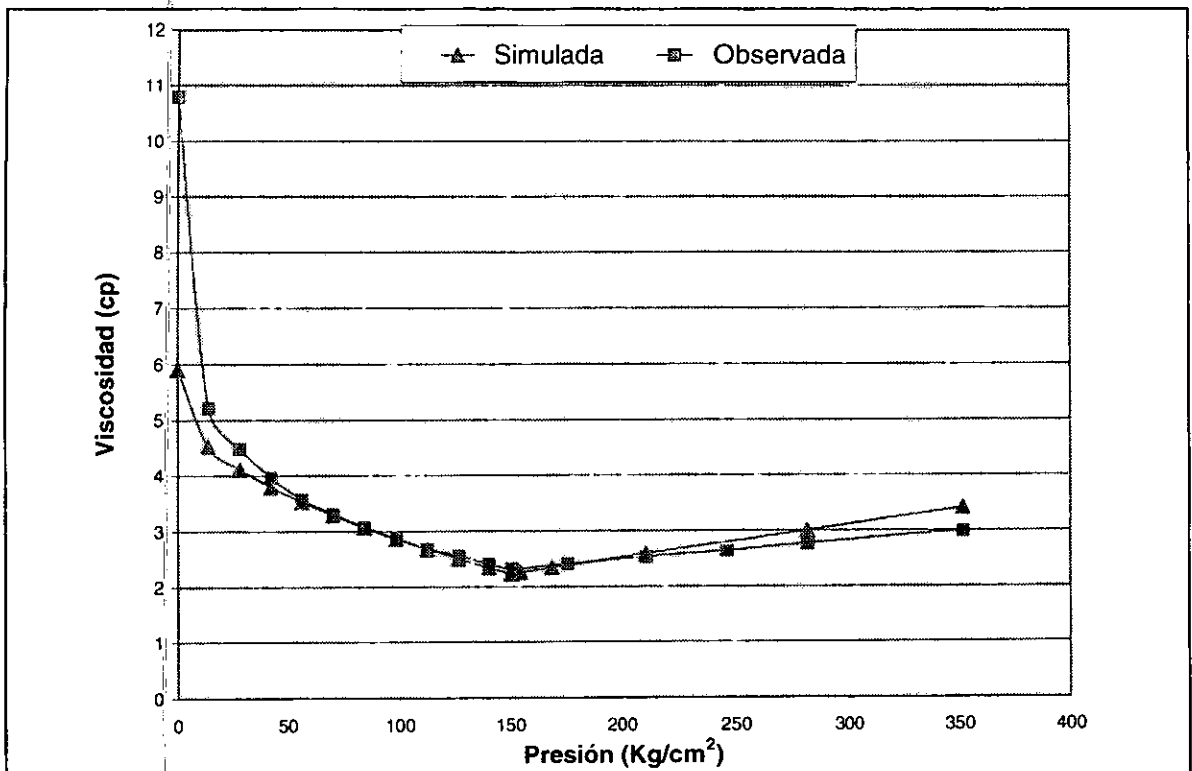


Figura 6.16. Comparación de la viscosidad del aceite medida en laboratorio y calculada con el programa PVTi del simulador Eclipse 300. Pozo C- 94-A.

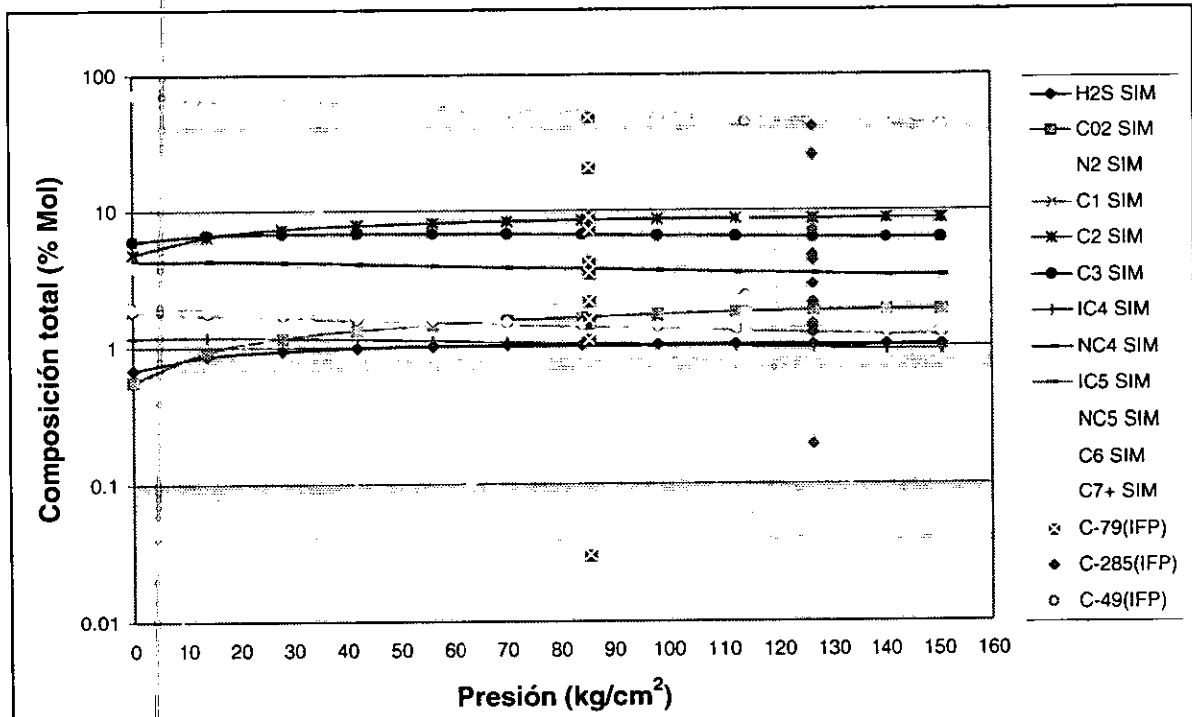


Figura 6.17. Comparación de la composición calculada para los fluidos del pozo C-94-A con el Simulador PVTi del Eclipse y la composición experimental de los pozos C-49, C-79 y C-275 efectuados por el IFP.

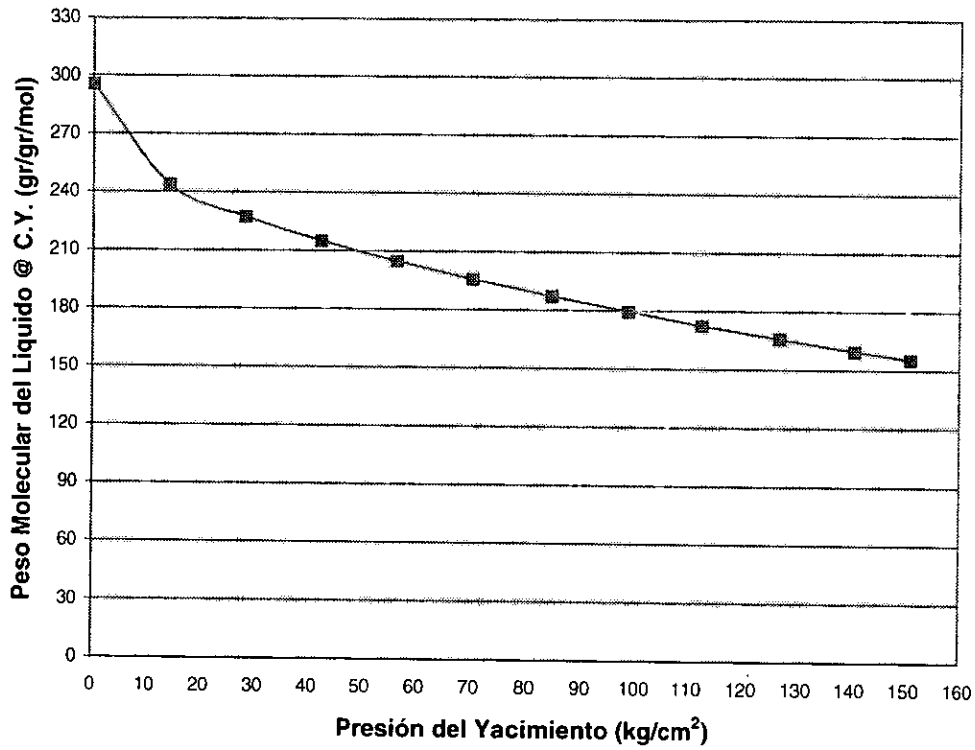


Figura 6.18. Variación del peso molecular con la presión del yacimiento; datos obtenidos de la simulación de los fluidos del pozo C-94-A.

VI.3. Pruebas de Hinchamiento del Aceite con Inyección de Nitrógeno, Realizadas por el IFP.

Las pruebas de hinchamiento realizadas por el IFP (Courcy, 1997), se efectuaron con objeto de calibrar la ecuación de estado y predecir el comportamiento del yacimiento Akal con la inyección de N_2 , empleando las muestras de los fluidos de los pozos C-79 (muestras "1.05+N₂MIN" y "1.05+N₂MAX"), C-49 (muestras "1.09+N₂MIN" y "1.09+N₂MAX") y C-285 (muestras "1.13+N₂MIN" y "1.13+N₂MAX"). Esta información servirá para la simulación del comportamiento de las propiedades de los fluidos del yacimiento Akal en éste trabajo.

En la *Tabla 6.7* se tienen los porcentajes inyectados de N_2 y los valores de p_b , p_{wh} , B_{ob} , R_s , ρ_{ob} , ρ_{cs} y factor de encogimiento (Sh) para las 3 muestras antes mencionadas. La *Tabla 6.8* muestra para cada una de las muestras la composición y peso molecular de la mezcla para los diferentes volúmenes agregados de N_2 . Las *Tablas 6.9* y *6.10* presentan las composiciones del aceite y del gas a condiciones de tanque obtenidas de las pruebas de hinchamiento.

Las *Figuras 6.19*, *6.20*, *6.21*, *6.22*, *6.23* y *6.24* muestran la variación de p_b , B_{ob} , ρ_{ob} , factor de encogimiento, μ y R_s del aceite bajosaturado, para las pruebas de hinchamiento con N_2 de los pozos C-79, C-49 y C-285, respectivamente. Se observa en la *Figura 6.19* que los valores obtenidos de p_b para el pozo C-285 no son consistentes, puesto que teóricamente la p_b debe de cambiar mucho más fuertemente para este pozo que para el C-79 y C-49.

La muestra del pozo C-79 es la más alterada en cuanto a cambios composicionales por lo cual debería de presentar un cambio menor en los valores de p_b con respecto a la variación en el contenido de N_2 , para el pozo C-49 se deben de incrementar los valores de p_b comparados con el C-79 y finalmente puesto que se trata de una muestra a condiciones originales la muestra del pozo C-285 debe presentar mayores valores de p_b con la variación en el contenido de nitrógeno, como se observa en la *Tabla 6.4* el mayor contenido de metano se presenta en la muestra del pozo C-285 (25.18%), seguida por el C-49 (24.21%) y finalmente el C-79 (20.6%), y puesto que al mezclarse el N_2 sustituye al C_1 se concluye que el C-285 debe presentar mayores valores de p_b con el contenido de N_2 comparado con las otras dos muestras.

En la *Figura 6.20* se observa un comportamiento normal de las 3 muestras con el contenido de N_2 , la muestra del pozo C-285 presenta mayores variaciones en los valores de B_o con el contenido de N_2 seguido por el C-49 y al final el fluido del pozo C-79, se observa un valor anómalo para el pozo C-79.

En la *Figura 6.21* se observa que el pozo C-79 presenta mayores valores de densidad con la variación de concentración de N_2 seguido por el C-49 y al final el C-285, sin embargo este pozo presenta un valor fuera de tendencia.

En cuanto a la variación del factor de encogimiento con el contenido de N_2 , *Figura 6.22*, no se observa ninguna tendencia para valores bajos de N_2 ; por ejemplo los valores de factor de encogimiento coinciden para los 3 pozos, para 10% mol de N_2 el encogimiento es del orden del 18%, sin embargo para valores del orden del 20% mol de N_2 se encogería mayormente los fluidos del pozo C-285, del orden de un 15%, seguido por el C-49, el cual se encogería un 12% y finalmente el C-79, el cual se encogería un 11%, de acuerdo a las tendencias mostradas.

El comportamiento de la viscosidad de los 3 pozos al agregar nitrógeno se observa en la *Figura 6.23*, se observa que los fluidos del pozo C-79 son más viscosos, seguidos por los del C-49 y al final el C-285. Sin embargo no se observa una tendencia general consistente debido a que solo se reportó una parte pequeña de la viscosidad en la región de bajosaturación de presión; en particular, no se reportaron los valores de viscosidad a p_b .

En la *Figura 6.24* se muestra la variación de la Relación Gas-Aceite para las muestras mencionadas, presentando un comportamiento normal. Siendo mayores las Relaciones Gas-Aceite de la muestra del pozo C-285, dado que es la que originalmente contiene más gas disuelto, seguida por la muestra del pozo C-49 y finalmente las del pozo C-79, que es la que se ubica en la zona saturada (o gasógena), y cuya R_s de la muestra original es la menor de las tres muestras.

TABLA 6.7. Pruebas de hinchamiento con nitrógeno en el Yacimiento Akal
(Courcy, 1997).

POZO	NITROGENO INYECTADO	p_b	p_{wh}	B_{ob}	$\rho_o @ p_b$	R_s	$\rho_o @ c.s.$	Factor Encogimiento. (Sh)
	% mol	Kg/cm ²	Kg/cm ²	m ³ /m ³	gr/cm ³	m ³ /m ³	gr/cm ³	%
C-79	10.11	187.7	91.8	1.223	0.814	63	0.924	92.0
C-79	16.30	275.4	91.8	1.189	0.817	69	0.924	90.0
C-49	8.32	265.2	114.2	1.241	0.802	73	0.925	93.0
C-49	17.16	339.6	114.2	1.312	0.808	96	0.925	89.0
C-285	7.36	214.2	141.8	1.281	0.800	80	0.926	94.0
C-285	10.26	242.7	141.8	1.299	0.797	86	0.926	92.0

TABLA 6.8. Composición original de los fluidos; análisis de fluidos realizados en el IFP, pruebas de hinchamiento
(Courcy, 1997).

Pozo	C-79	C-79	C-49	C-49	C-285	C-285						
Muestra	1.05 + N ₂ MIN	1.05 + N ₂ MAX	1.09 + N ₂ MIN	1.09 + N ₂ MAX	1.13 + N ₂ MIN	1.13 + N ₂ MAX						
Vol. Iny. N ₂	10.11	16.3	8.32	17.16	7.36	10.26						
Comp.	% mol	Peso Mol	% mol	Peso Mol	% mol	Peso Mol	% mol	Peso Mol				
N ₂	10.14	28.02	16.33	28.02	8.38	28.02	17.22	28.02	7.56	28.02	10.46	28.02
CO ₂	1.13	44.01	0.98	44.01	1.44	44.01	1.17	44.01	1.51	44.01	1.44	44.01
H ₂ S	1.55	34.08	1.45	34.08	1.67	34.08	1.39	34.08	1.53	34.08	1.69	34.08
C ₁	17.42	16.04	15.95	16.04	22.43	16.04	19.56	16.04	24.37	16.04	23.32	16.04
C ₂	7.60	30.07	6.93	30.07	7.92	30.07	7.20	30.07	8.35	30.07	8.02	30.07
C ₃	6.24	44.10	5.59	44.10	6.08	44.10	5.74	44.10	6.31	44.10	6.17	44.1
IC ₄	1.00	58.12	0.86	58.12	0.95	58.12	0.98	58.12	0.97	58.12	0.96	58.12
NC ₄	3.09	58.12	2.55	58.12	2.95	58.12	3.11	58.12	2.97	58.12	3.01	58.12
IC ₅	1.22	71.97	0.88	71.99	1.23	71.94	1.39	71.93	1.15	71.94	1.18	71.96
NC ₅	1.52	72.15	1.04	72.15	1.60	72.15	1.91	72.15	1.49	72.15	1.51	72.15
C ₆	2.65	85.27	1.57	85.24	3.14	85.28	3.36	85.33	2.86	85.22	2.62	85.28
C ₇₊	46.44	372.08	45.87	360.31	42.21	369.31	36.97	359.07	40.93	358.57	39.62	361.64
Total	100.00		100.00		100.00		100.00		100.00		100.00	

TABLA 6.9. Composición de líquido a condiciones de tanque; análisis de fluidos realizado por el IFP, pruebas de hinchamiento (Courcy, 1997).

Pozo	C-79		C-49		C-285		C-285	
	% mol	Peso Mol	% mol	Peso Mol	% mol	Peso Mol	% mol	Peso Mol
Muestra	1.05 + N ₂ MIN		1.09 + N ₂ MIN		1.13 + N ₂ MAX		1.13 + N ₂ MIN	
Vol. Iny. N ₂	10.11		8.32		17.16		7.36	
Comp.	% mol	Peso Mol	% mol	Peso Mol	% mol	Peso Mol	% mol	Peso Mol
C1							0.08	16.04
C2			0.08	30.07	0.18	30.07	0.22	30.07
C3	0.20	44.10	0.40	44.10	0.52	44.10	0.51	44.10
IC4	0.11	58.12	0.18	58.12	0.18	58.12	0.18	58.12
NC4	0.48	58.12	0.89	58.12	0.92	58.12	0.86	58.12
IC5	0.65	71.71	1.03	71.76	0.98	71.74	0.90	71.72
NC5	0.93	72.15	1.60	72.15	1.56	72.15	1.41	72.15
C6	4.02	85.08	5.62	85.19	5.50	85.14	5.23	85.11
C7+	93.61	372.85	96.60	370.37	90.16	362.32	90.61	359.69
Total	100.00		100.00		100.00		100.00	
								100.00
								100.00

TABLA 6.10. Composición de gas a condiciones de tanque; análisis de Fluidos realizado por el IFP, pruebas de hinchamiento (Courcy, 1997).

Pozo	C-79	C-79	C-49	C-49	C-285	C-285						
Muestra	1.05 + N ₂ MIN	1.05 + N ₂ MAX	1.09 + N ₂ MIN	1.09 + N ₂ MAX	1.13 + N ₂ MIN	1.13 + N ₂ MAX						
Vol. Iny. N ₂	10.11	16.3	8.32	17.16	7.36	10.26						
Comp.	% mol	Peso Mol	% mol	Peso Mol	% mol	Peso Mol	% mol	Peso Mol				
N ₂	20.08	28.02	31.05	28.02	15.70	28.02	29.01	28.02	13.76	28.02	18.27	28.02
CO ₂	2.24	44.01	1.87	44.01	2.71	44.01	1.98	44.01	2.75	44.01	2.52	44.01
H ₂ S	3.07	34.08	2.76	34.08	3.12	34.08	2.33	34.08	2.79	34.08	2.95	34.08
C ₁	34.46	16.04	30.30	16.04	42.06	16.04	32.94	16.04	44.27	16.04	40.73	16.04
C ₂	15.04	30.07	13.17	30.07	14.78	30.07	12.00	30.07	15.00	30.07	13.92	30.07
C ₃	12.17	44.10	10.53	44.10	11.06	44.10	9.31	44.10	11.06	44.10	10.49	44.10
IC ₄	1.87	58.12	1.59	58.12	1.63	58.12	1.52	58.12	1.62	58.12	1.57	58.12
NC ₄	5.65	58.12	4.65	58.12	4.75	58.12	4.61	58.12	4.70	58.12	4.75	58.12
IC ₅	1.79	72.05	1.36	72.06	1.40	72.05	1.67	72.02	1.35	72.06	1.51	72.04
NC ₅	2.10	72.15	1.59	72.15	1.60	72.15	2.14	72.15	1.55	72.15	1.79	72.15
C ₆	1.31	85.89	0.94	85.86	0.97	85.87	1.91	85.74	0.91	85.85	1.19	85.81
C ₇₊	0.22	99.74	0.19	100.41	0.22	101.66	0.58	101.51	0.24	102.04	0.31	101.75
Total	100.00		100.00		100.00		100.00		100.00		100.00	

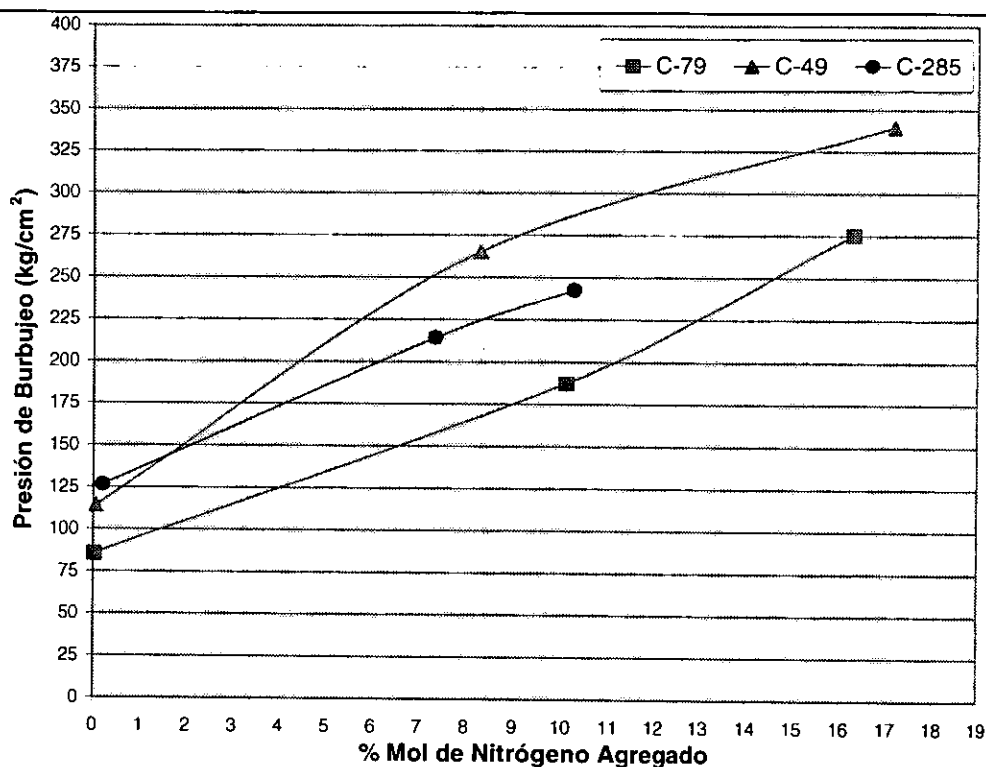


Figura 6.19. Variación de la presión de burbuja con respecto al porcentaje mol de nitrógeno en el aceite, para las pruebas de hinchamiento realizadas por el IFP empleando muestras de los pozos C-79, C-49 y C-285.

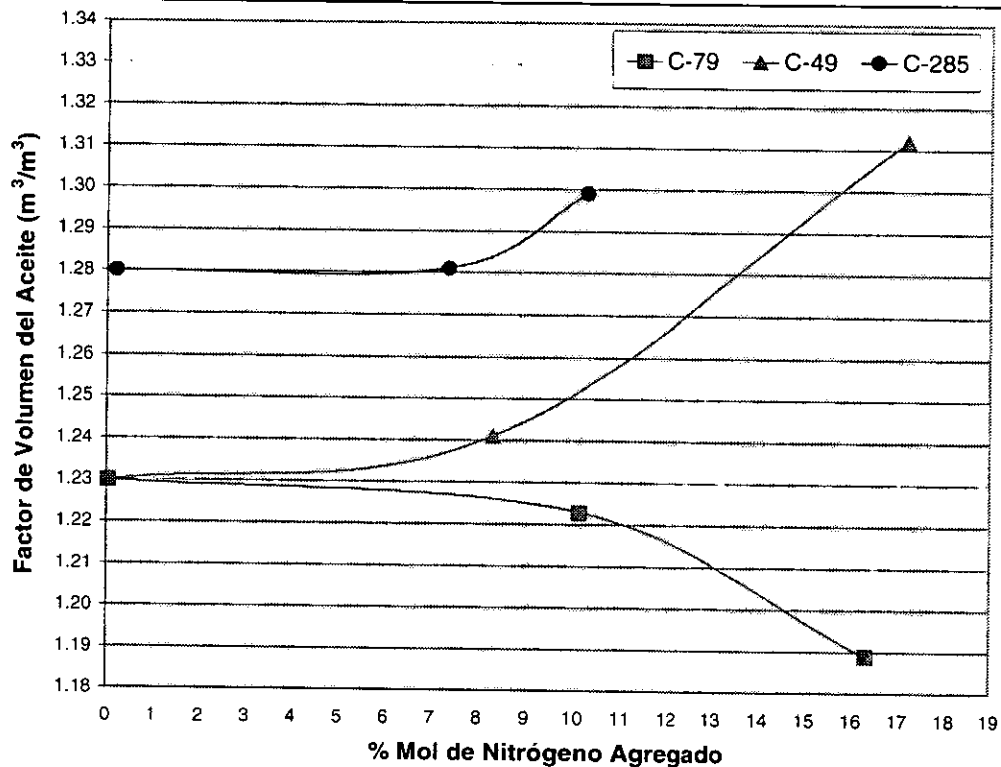


Figura 6.20. Variación del factor de volumen del aceite a la presión de saturación con respecto al porcentaje mol de nitrógeno en el aceite, para las pruebas de hinchamiento realizadas por el IFP empleando muestras de los pozos C-79, C-49 y C-285.

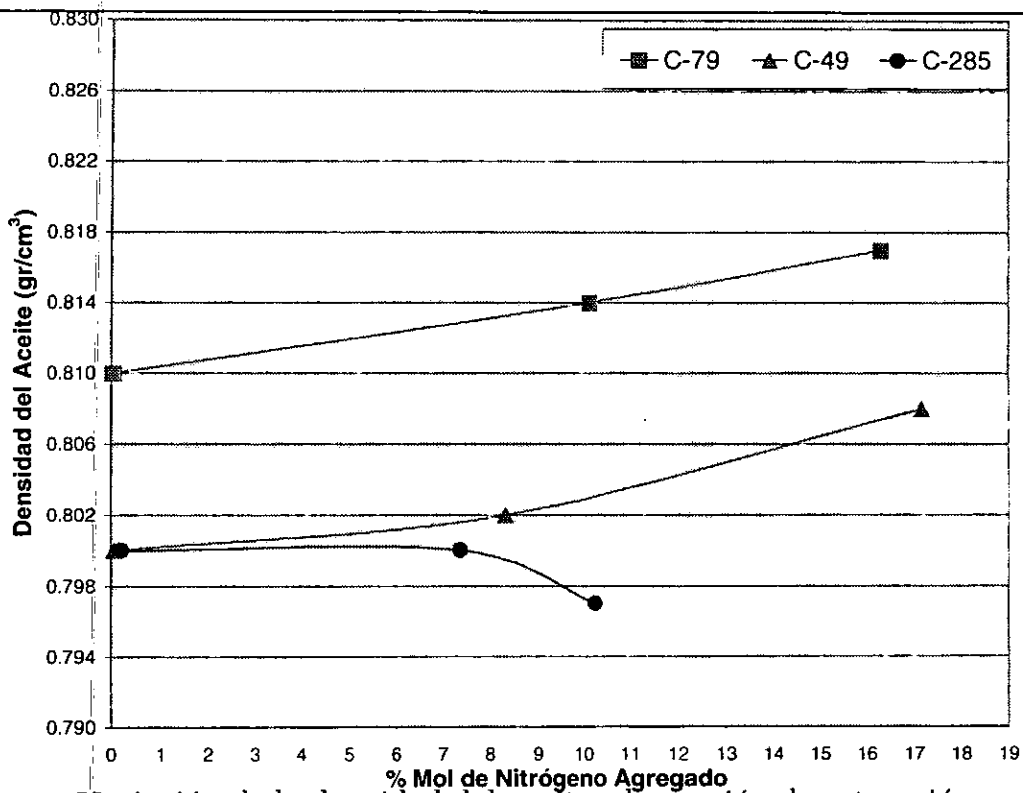


Figura 6.21. Variación de la densidad del aceite a la presión de saturación con respecto al porcentaje mol de nitrógeno en el aceite, para las pruebas de hinchamiento realizadas por el IFP empleando muestras de los pozos C-79, C-49 y C-285.

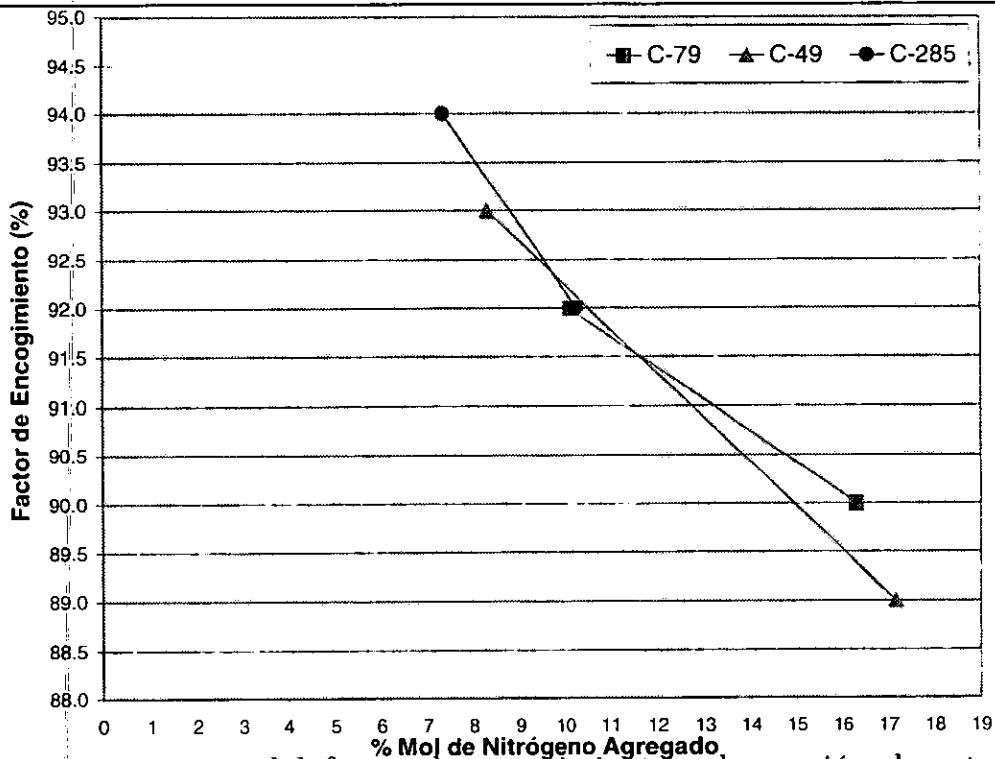


Figura 6.22. Variación del factor de encogimiento a la presión de saturación con respecto al porcentaje mol de nitrógeno en el aceite, para las pruebas de hinchamiento realizadas por el IFP empleando muestras de los pozos C-79, C-49 y C-285.

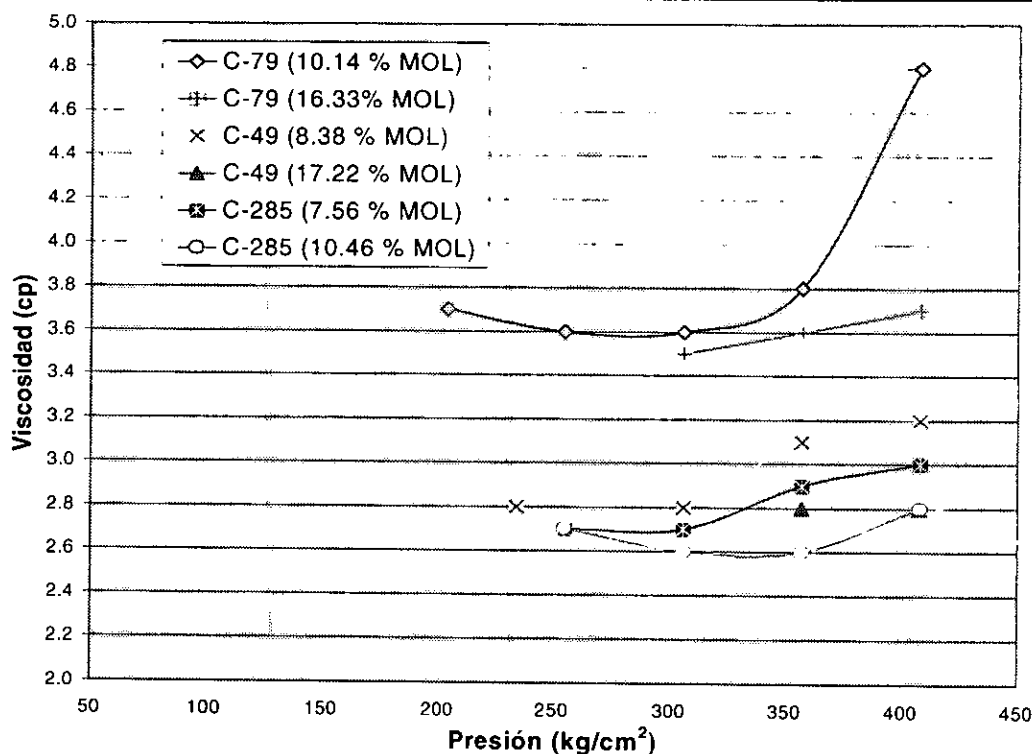


Figura 6.23. Variación de la viscosidad del aceite con respecto a la presión para varios porcentajes mol de nitrógeno en el aceite, para las pruebas de hinchamiento realizadas por el IFP empleando muestras de los pozos C-79, C-49 y C-285.

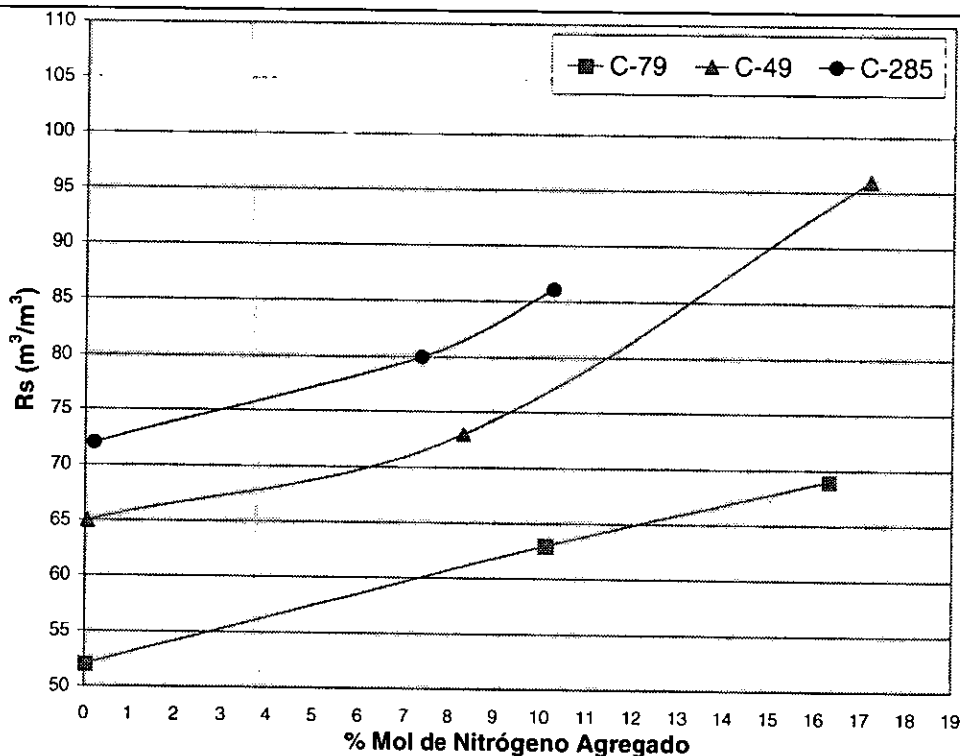


Figura 6.24. Variación de la Relación Gas-Aceite a la presión de saturación con respecto al porcentaje mol de nitrógeno en el aceite, para las pruebas de hinchamiento realizadas por el IFP empleando muestras de los pozos C-79, C-49 y C-285.

VI.3.1. Simulación de las Pruebas de Hinchamiento del Aceite con Inyección de Nitrógeno.

Para realizar la simulación de las pruebas de hinchamiento, se utilizó el Módulo PVTi del Simulador Eclipse empleando como datos de regresión las pruebas de hinchamiento, expansión a composición constante, separación diferencial y presión de saturación, realizadas por el IFP (Courcy, 1997); utilizando como coeficientes de regresión: la p_c , T_c , V_c del N_2 , metano y C_{7+} , así como los coeficientes de interacción binario entre estos componentes.

En la *Figura 6.25* se puede observar que los datos simulados de la presión de burbuja, se ajustan muy bien con los medidos por el IFP. La simulación permite, manejar un rango mayor de la variación de la presión de burbuja con el % mol de N_2 en el aceite, pudiendo observar el comportamiento hasta con un 50% mol de N_2 . La gráfica indica que si se agrega más del 50% mol de N_2 , el fluido pasa de la fase líquida a fase gaseosa para casi todas las muestras. Dado que los valores obtenidos de p_b por el IFP para el pozo C-285 no son consistentes puesto que teóricamente la p_b debe de cambiar mucho más para este pozo que para el C-79 y C-49, la simulación parece tener este mismo comportamiento.

En la *Figura 6.26* se observa que el pozo C-79 presenta valores mayores de densidad simulada con la variación de concentración de N_2 , seguido por el C-49 y al final el C-285. El valor fuera de tendencia de la muestra del pozo C-285 se corrige por medio de la simulación, ya que esta sigue la tendencia esperada.

Los valores simulados del factor de hinchamiento (SF) con la variación de concentración de N_2 se muestran en la *Figura 6.27*, en donde se observa que las muestras que contenían originalmente menor fracción mol de componentes ligeros e intermedios, se hinchan más al agregar nitrógeno. Las muestras de los pozos C-79, C-49 y C-285 tienen un factor de hinchamiento de 1.0294, 1.0242 y 1.0071, respectivamente, con 20% mol de nitrógeno agregado. La muestra del pozo C-79 se hincha 0.5% más que la muestra del pozo C-49 al agregar desde el 15% hasta el 40% mol de nitrógeno, mientras que la muestra del C-285 es la que se hincha menos, presentando valores menores al 1.02 en el factor de hinchamiento.

El comportamiento de la viscosidad simulada de los tres pozos al agregar nitrógeno se observa en la *Figura 6.28*; se puede notar que el fluido del pozo C-285 tiene un comportamiento irregular de 0 a 15% mol, volviéndose más viscoso al agregarle más del 15% mol de nitrógeno, seguidos de las muestras de los pozos C-79 y C-49, siendo la muestra del C-79, 11% más viscoso que la del C-49. Se concluye que la simulación de la viscosidad presenta valores anómalos, debido a que los datos experimentales de regresión de esta propiedad no son consistentes.

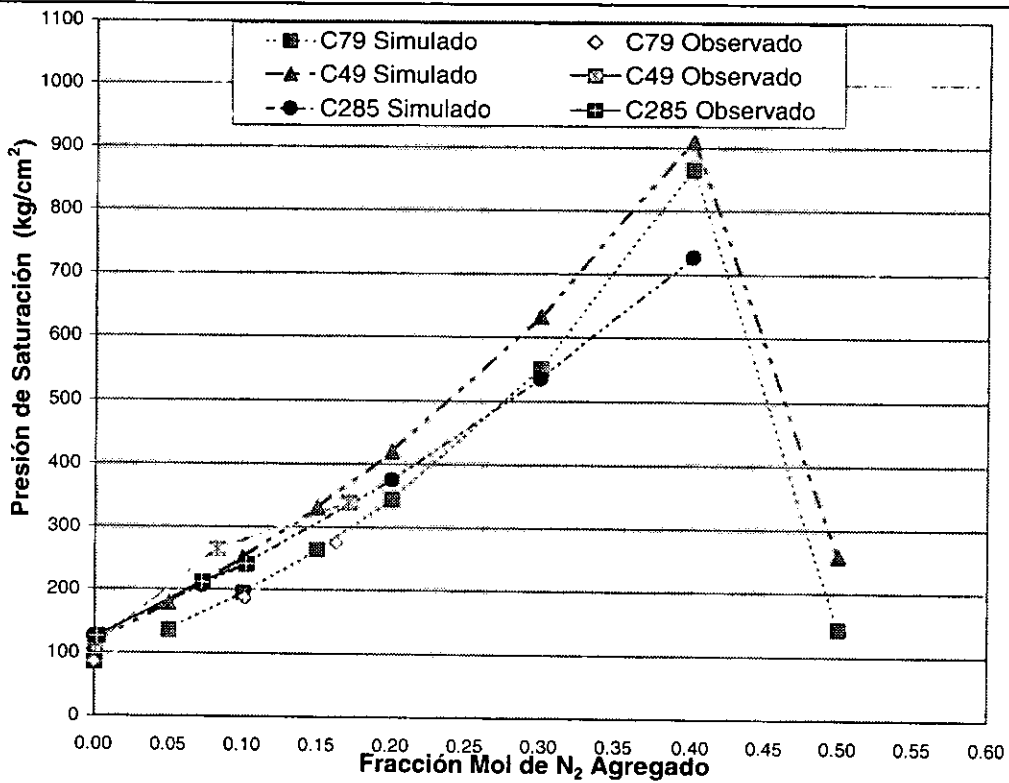


Figura 6.25. Simulación de la variación de la presión de burbuja p_b con el % mol de nitrógeno en el aceite de las pruebas de hinchamiento para los pozos C-79, C-49 y C-285 realizadas por el IFP.

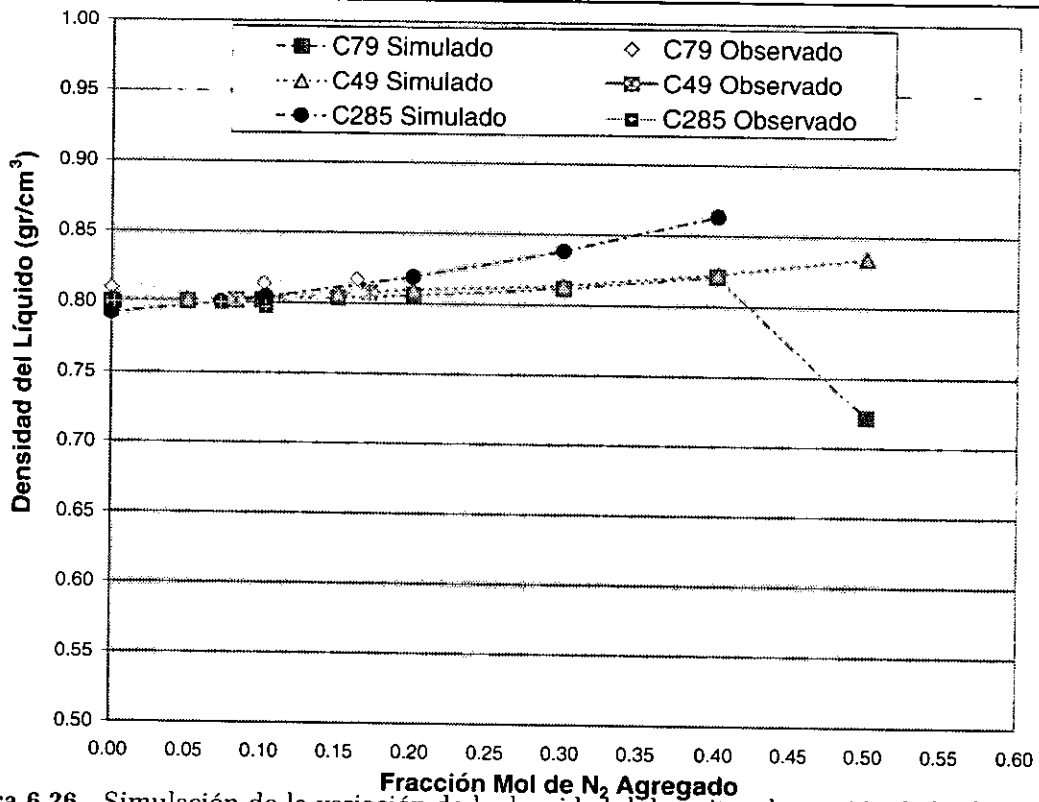


Figura 6.26. Simulación de la variación de la densidad del aceite a la presión de burbuja p_b con el % mol de nitrógeno en el aceite de las pruebas de hinchamiento para los pozos C-79, C-49 y C-285 realizadas por el IFP.

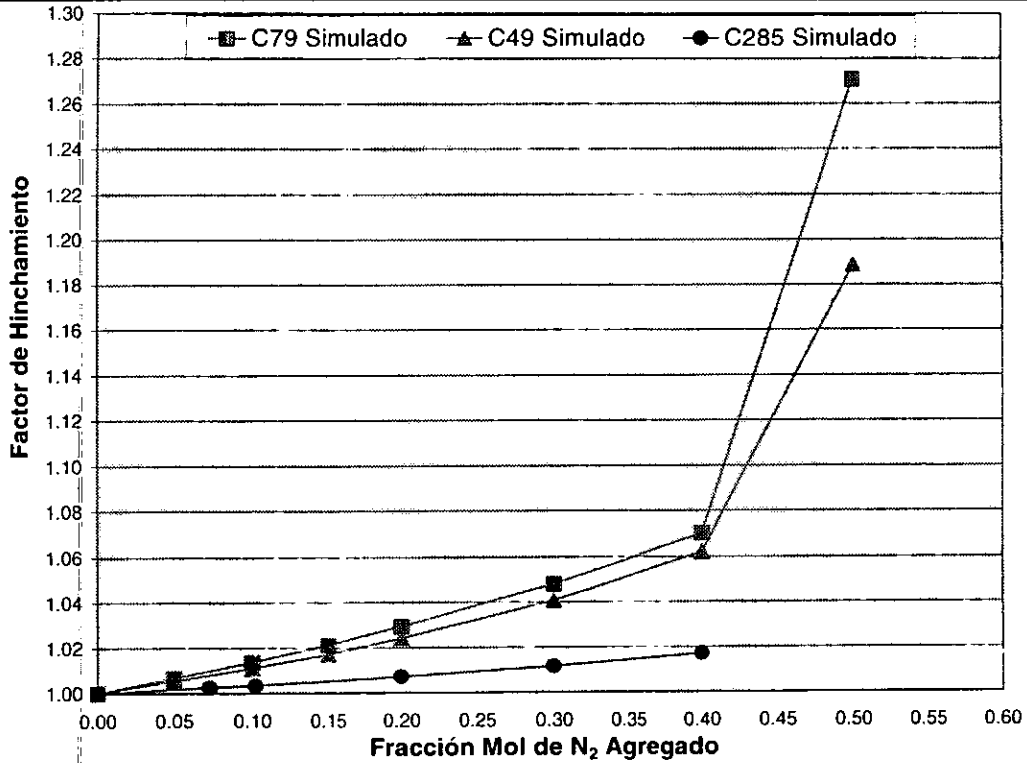


Figura 6.27. Simulación de la variación del factor de hinchamiento del aceite a la presión de burbuja p_b con el % mol de nitrógeno en el aceite de las pruebas de hinchamiento para los pozos C-79, C-49 y C-285 realizadas por el IFP.

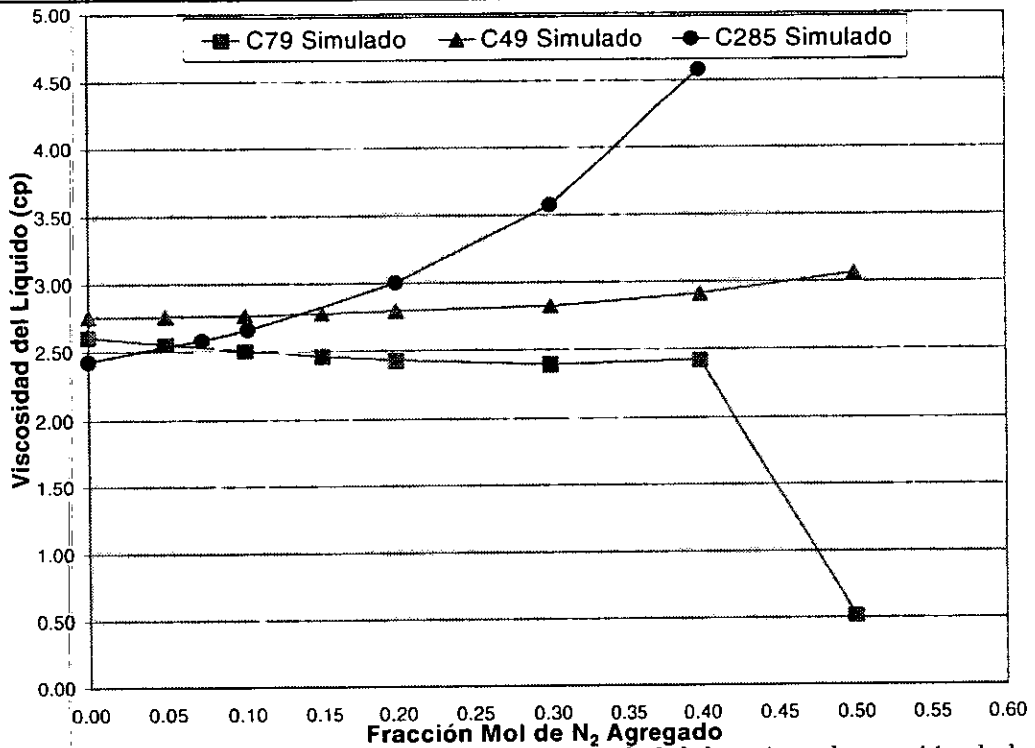


Figura 6.28. Simulación de la variación de la viscosidad del aceite a la presión de burbuja p_b con el % mol de nitrógeno en el aceite de las pruebas de hinchamiento para los pozos C-79, C-49 y C-285 realizadas por el IFP.

VI.3.1.1. Simulación de las Pruebas de Hinchamiento del Aceite con Inyección de Nitrógeno con y sin Datos Experimentales de Regresión.

Se realizaron dos simulaciones de las pruebas de hinchamiento con y sin datos experimentales de regresión de estas pruebas para los fluidos de los pozos C-79, C-49 y C-285; la primera simulación utilizó como datos experimentales de regresión las pruebas de hinchamiento realizadas por el IFP, empleando como variables de regresión la p_c , T_c , V_c del N_2 , C_1 y C_{7+} y los coeficientes de interacción binaria de $C_1 - C_{7+}$ y $N_2 - C_1$; la segunda simulación se realizó sin datos experimentales de regresión de las pruebas de hinchamiento reportadas por el IFP utilizando como variables de regresión la p_c y T_c del C_1 y C_{7+} y el coeficiente de interacción binaria entre C_1 y el C_{7+} . En ambas simulaciones se utilizaron como datos de regresión los experimentos de expansión a composición constante y de separación diferencial reportados por el IFP, así como la composición original de los fluidos de los pozos C-79, C-49 y C-285. Estas simulaciones se llevaron a cabo con el objeto de poder observar sus comportamientos y ver como cambian las propiedades pVT (p_b , ρ_o , SF y μ_o), en las pruebas de hinchamiento.

En las Figuras 6.29A, 6.29B, 6.29C y 6.29D se muestra el comportamiento simulado con y sin datos experimentales de regresión de la prueba de hinchamiento de la p_b , la densidad del aceite a p_b , el factor de hinchamiento y la viscosidad del aceite a p_b con la variación del % mol de nitrógeno agregado para el pozo C-285. Este comportamiento es muy similar para el caso de las tres primeras propiedades, mientras que para la viscosidad se tienen variaciones más marcadas. La diferencia de los valores entre estas dos simulaciones es de alrededor del 6% para la p_b , del 2% para la densidad y del 1% para el factor de hinchamiento con 20% mol de N_2 . Las simulaciones de las pruebas de hinchamiento para los fluidos de este pozo, son las que presentan mayores diferencias entre sus comportamientos.

En las Figuras 6.30A, 6.30B, 6.30C y 6.30D se muestra el comportamiento simulado con y sin datos experimentales de regresión de las pruebas de hinchamiento, de la presión de saturación, densidad del aceite a p_b , factor de hinchamiento y viscosidad del aceite a p_b para los fluidos del pozo C-49 contra el por ciento mol de nitrógeno agregado. Para este pozo las variaciones que existen del comportamiento de las propiedades entre las dos simulaciones son pequeñas, siendo nuevamente la viscosidad la propiedad que más varía, alrededor del 12% cuando se le agrega hasta 20% mol de N_2 y más del 14% para cuando se le agrega más del 20% mol de N_2 . La diferencia de los valores entre estas dos simulaciones de los fluidos del pozo C-49 es de alrededor del 5% para la p_b , del 0.6% para la densidad y del 0.7% para el factor de hinchamiento con 20% mol de N_2 .

Para el caso de los fluidos del pozo C-79, Figuras 6.31A, 6.31B, 6.31C y 6.31D, el comportamiento de la presión de saturación, densidad del aceite a p_b , factor de hinchamiento y viscosidad del aceite a p_b con la variación del por ciento mol de nitrógeno, para la simulación con y sin datos experimentales de regresión de la prueba de hinchamiento, es prácticamente el mismo, a excepción de la viscosidad, la cual presenta una variación máxima del apenas 2%, con 20% mol de N_2 inyectado.

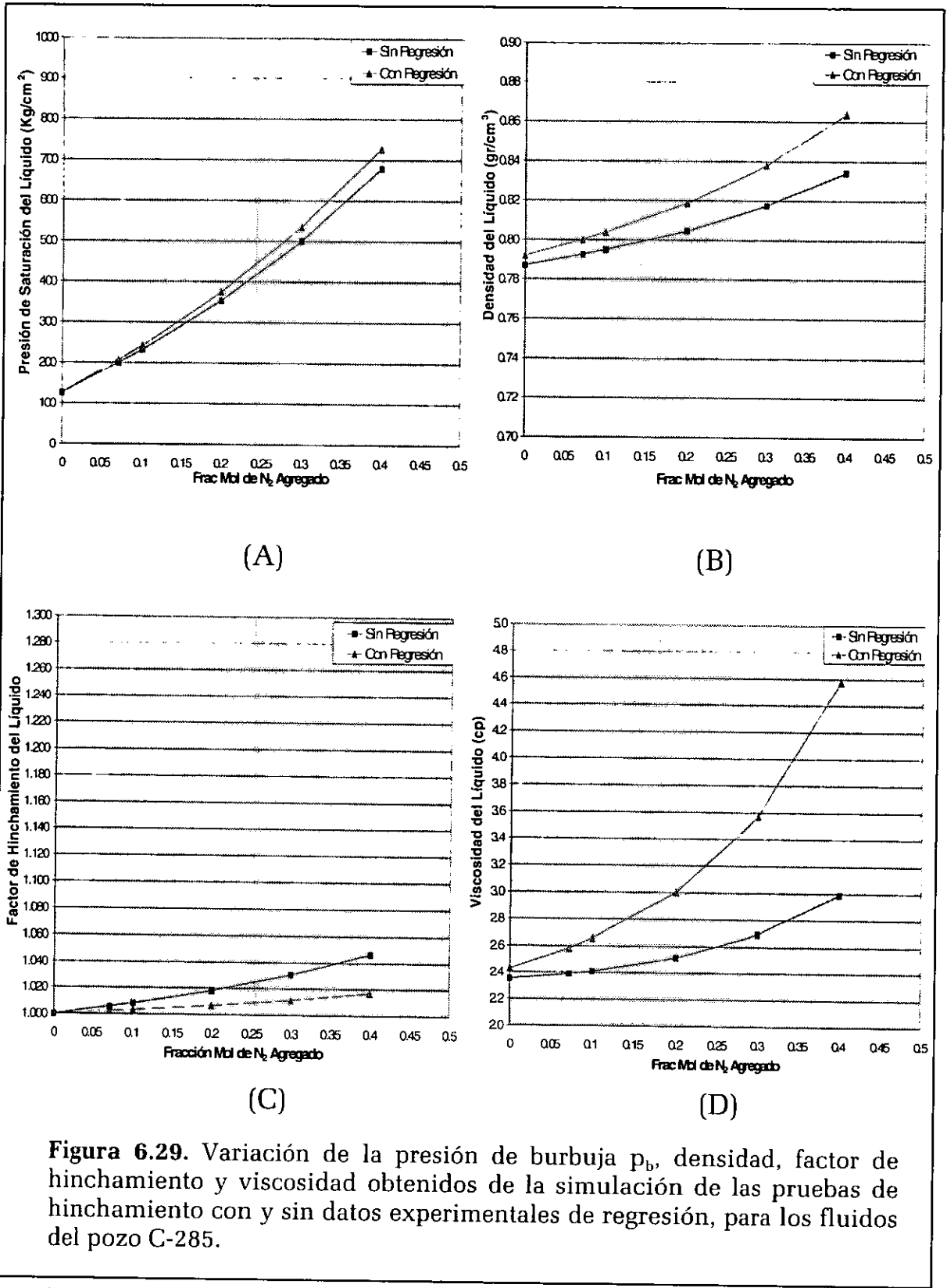


Figura 6.29. Variación de la presión de burbuja p_b , densidad, factor de hinchamiento y viscosidad obtenidos de la simulación de las pruebas de hinchamiento con y sin datos experimentales de regresión, para los fluidos del pozo C-285.

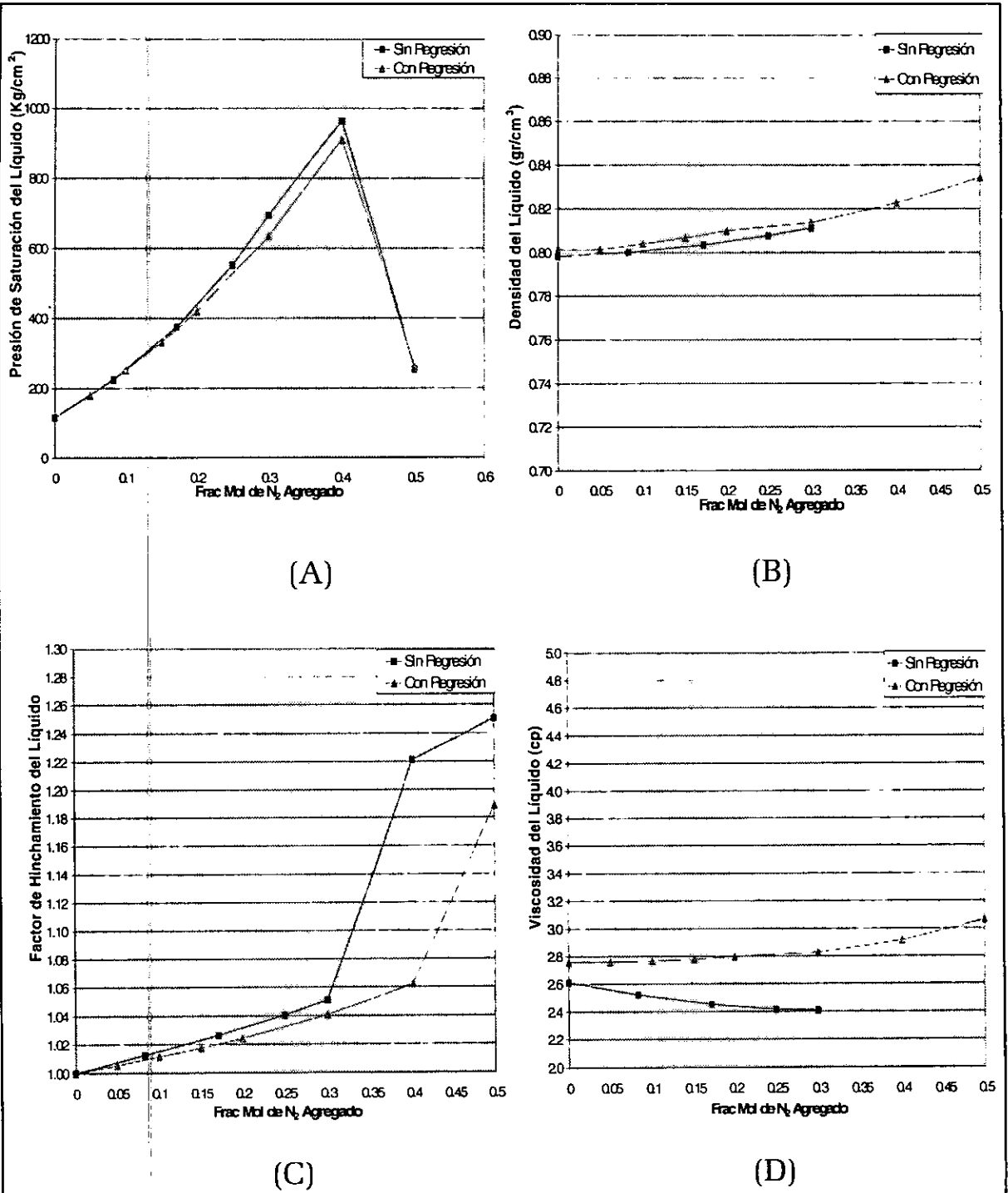


Figura 6.30. Variación de la presión de burbuja p_b , densidad, factor de hinchamiento y viscosidad obtenidos de la simulación de las pruebas de hinchamiento con y sin datos experimentales de regresión, para los fluidos del pozo C-49.

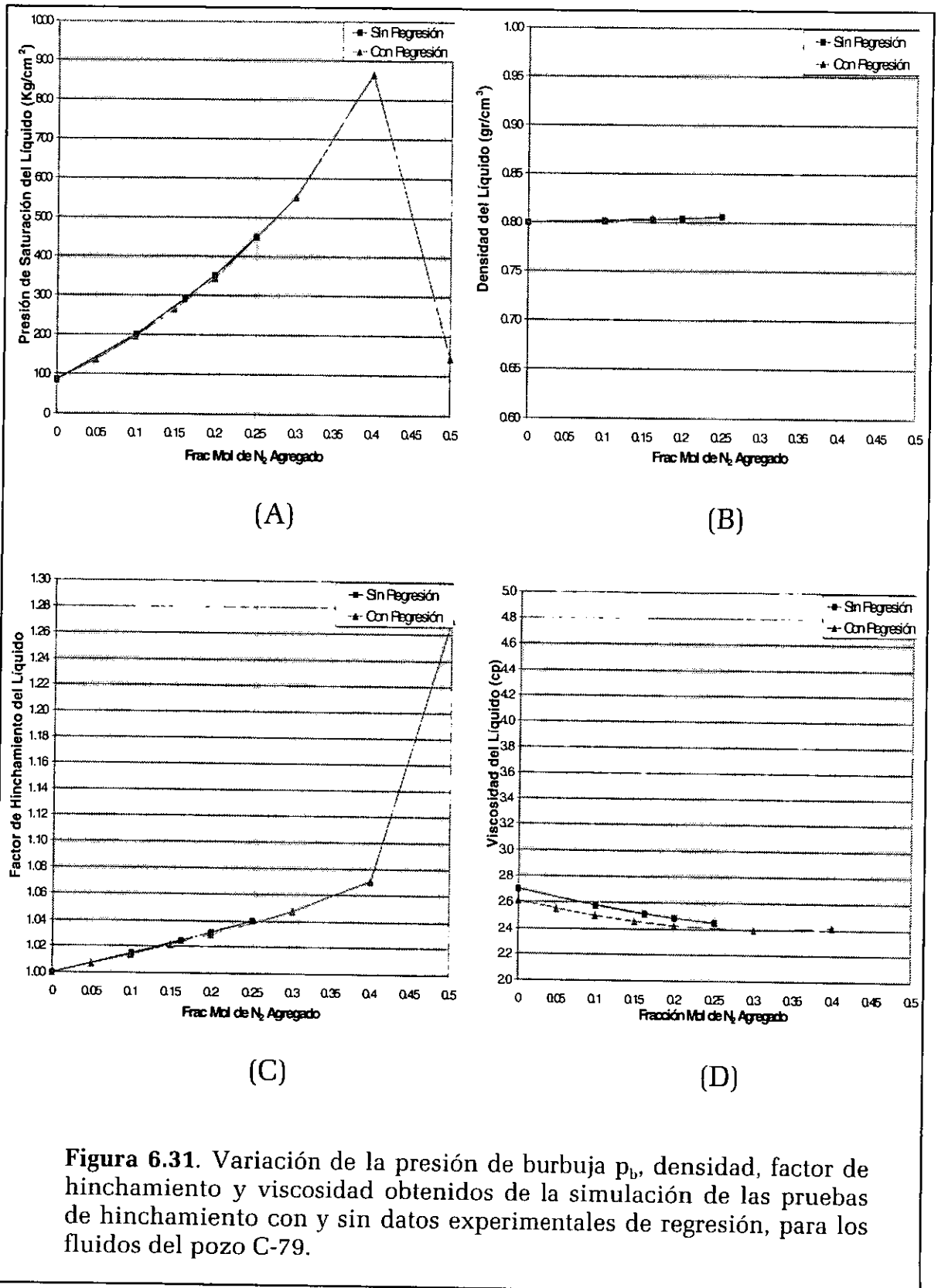


Figura 6.31. Variación de la presión de burbuja p_b , densidad, factor de hinchamiento y viscosidad obtenidos de la simulación de las pruebas de hinchamiento con y sin datos experimentales de regresión, para los fluidos del pozo C-79.

VI.4. Presión Mínima de Miscibilidad del Aceite de Akal.

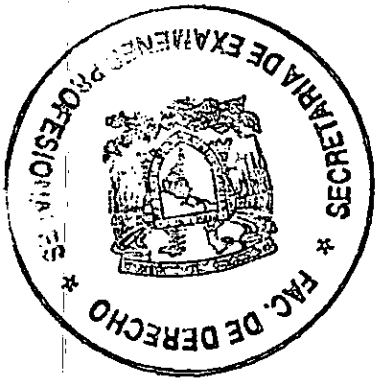
Se simularon los experimentos de Miscibilidad al Primer Contacto y Miscibilidad por Contacto Múltiple, con el Simulador Eclipse 300, tomando la composición de la muestra del pozo C-94A, *Tabla 6.1*, cuya presión de saturación fue de 152 Kg/cm². Ambas pruebas se realizaron a la temperatura de 97.2 °C obteniéndose las propiedades siguientes:

Propiedades de aceite	Miscibilidad Primer Contacto	Miscibilidad Múltiple Contacto
PMM (kg/cm ²)	725.28	206.78
Peso Molecular	98.48	175.10
z-factor	2.85	1.38
Viscosidad (cp)	1.34	2.89
Densidad (gr/cm ³)	0.799	0.837
Volumen Molar	1.974	3.351

Con el primer experimento de Presión Mínima al Primer Contacto, nos damos cuenta que para alcanzar la PMM se necesita inyectar el nitrógeno una presión muy elevada, ya que la composición del nitrógeno contrasta mucho con la composición de la muestra original del pozo C-94A, la cual es un aceite pesado con pocos componentes intermedios, siendo casi imposible alcanzar la miscibilidad al primer contacto en una prueba piloto por la alta presión requerida, 725.28 kg/cm² (10315 lb/pg²).

En el segundo experimento de Presión Mínima por Contacto Múltiple, se simula la inyección del nitrógeno, el cual al ser inyectando vaporiza componentes ligeros, básicamente metano, etano y en pequeñas cantidades intermedios, lo cual forma una nueva mezcla de nitrógeno enriquecido con los componentes evaporados que en contactos posteriores se vuelve miscible con la muestra de aceite, bajando significativamente la PMM por contacto múltiple con respecto a la obtenida al primer contacto, siendo la PMM de 206.78 kg/cm² (2941 lb/pg²).

Este último experimento indica que la PMM por contacto múltiple es apenas 52 kg/cm² mayor que la presión de saturación de la muestra original del C-94A, siendo más factible alcanzar esta presión que al primer contacto. Cabe mencionar que es necesario realizar esta prueba experimentalmente para poder saber si en realidad es factible un desplazamiento miscible.



CAPÍTULO VII

EFFECTOS DE LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO EN AKAL.

VII. EFECTOS DE LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO EN AKAL.

Al inyectar un gas como el nitrógeno, se presentarán varios efectos y fenómenos termodinámicos, como el de vaporización de los componentes ligeros, que puede dejar un aceite más viscoso al paso del nitrógeno. Por esta razón es muy importante analizar la variación de las propiedades pVT tanto del aceite del yacimiento como del gas en presencia del nitrógeno, así como de las mezclas nitrógeno-hidrocarburos.

VII.1. Aspectos Geológicos del Complejo Cantarell.

El Complejo Cantarell es el conjunto de yacimientos productor de hidrocarburos más importante de México, y en cuanto a su volumen original (35,323 MMB) ocupa el sexto lugar entre los campos productores más grandes en el mundo. Se encuentra ubicado en la plataforma Continental del Golfo de México, a 75 km. al noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche, con tirantes de agua de 35 a 50 metros, *Figura 7.1*.

En cuanto a reservas totales, ocupa el segundo lugar, solo después de Chicontepec y el primero en cuanto a reservas probadas con 10,176.7 MMB de aceite y 5169.3 MMMPC de gas natural (estimadas al 1 de Enero de 1999). Se ha producido al 1 de Enero del 2001, 7,907.49 MMB de aceite, lo que representa un factor de recuperación del 22.38%.

El Complejo está constituido por los campos Akal, Nohoch, Chac y Kutz, ubicándose geológicamente en la Provincia Marina de Coatzacoalcos.

Estructuralmente, Akal es un anticlinal asimétrico afallado; Nohoch presenta un anticlinal ligeramente alargado afectado por una serie de fallas normales e inversas; Chac es como una nariz estructural truncada por una falla normal y Kutz tiene una estructura anticlinal alargada, limitada por dos fallas paralelas a su eje principal.

En el complejo las formaciones productoras comprenden rocas del Jurásico Superior Kimmeridgiano, Jurásico superior Tithoniano, Cretácico Inferior y Medio, y el Cretácico Superior y el Paleoceno Inferior; estas formaciones son principalmente rocas carbonatadas. El espesor promedio de la columna de aceite en el complejo, varía entre los 141 y los 908 metros. Las cimas de los yacimientos están en promedio a 2000 metros para Akal, 2400 metros para Nohoch, 3450 metros para Chac, y 3100 metros para Kutz, bajo nivel del mar.

El campo Akal es el más importante en cuanto a producción, ya que aporta el 92% de la producción del complejo, del cual se hará una descripción más detallada a continuación, dado que en el yacimiento Akal se está inyectando Nitrógeno, y en esta tesis se hará una evaluación del comportamiento termodinámico de las mezclas de nitrógeno-hidrocarburos.

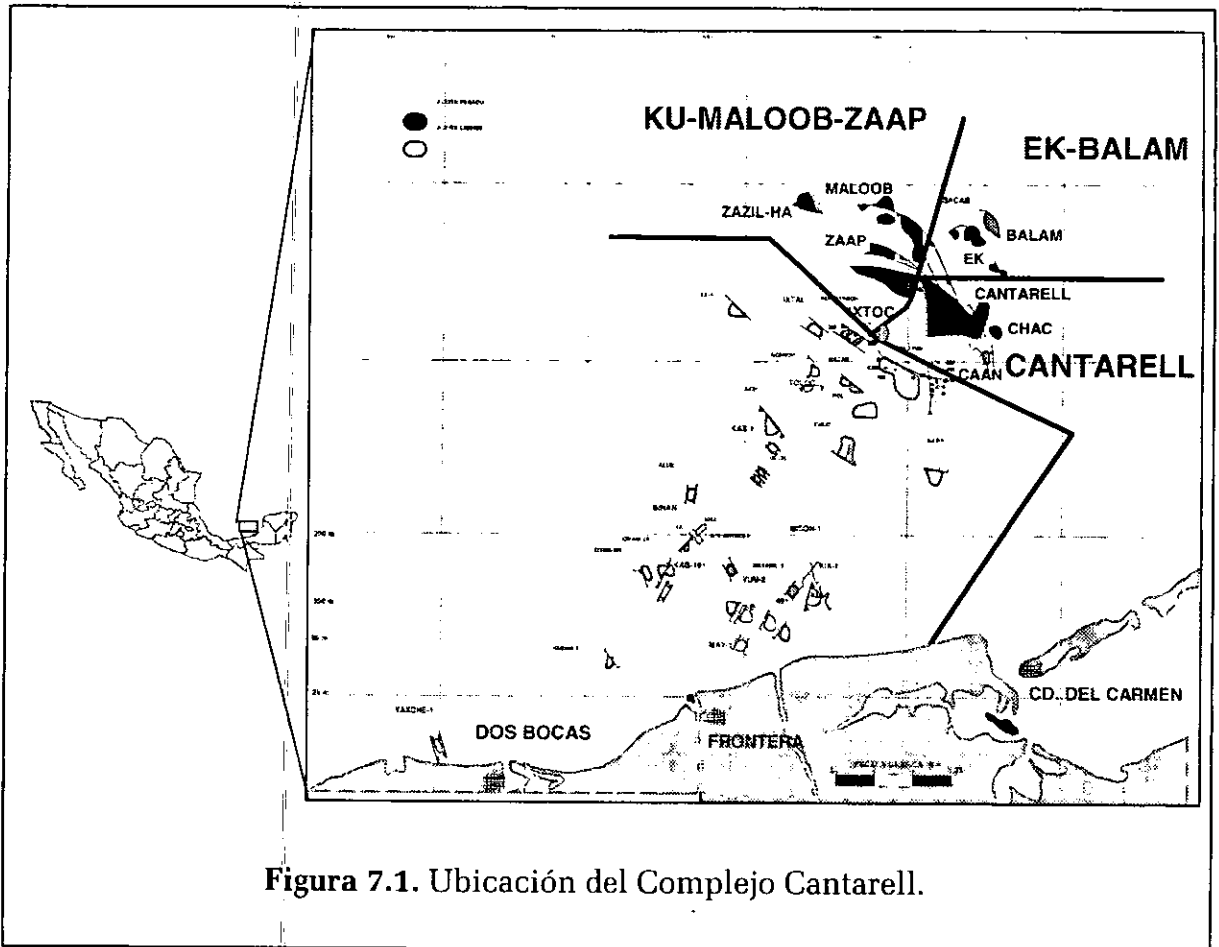


Figura 7.1. Ubicación del Complejo Cantarell.

VII.1.1. Descripción Geológica del Yacimiento Akal.

El Yacimiento Akal es el más importante del Complejo Cantarell con un volumen original probado de aceite de 32,086.6 millones de barriles y una producción acumulada de 6,345.3 MMB, con un factor de recuperación del 19.7%.

La estructura Akal es un anticlinal asimétrico alargado con numerosas fallas *Figura 2*, orientado en dirección noreste a sureste con buzamiento suave hacia el sur y pronunciado al norte y noreste, cuyos ejes tienen dimensiones de aproximadamente 14 x 12 km. Esta limitado al oeste por una falla normal y al norte y noreste por una falla inversa. Hacia el sureste, se encuentra un cuerpo salino con una conformación irregular y de profundidad variable, que llega a romper y penetrar hasta sedimentos del terciario, como se observa en la *Figura 7.2 (Pemex Exploración y Producción, 1999)*.

El yacimiento Akal está constituido por carbonatos fracturados con abundante presencia de fracturas y cavernas; la roca almacenadora está constituida por una brecha dolomitizada de edad Paleoceno-Cretácico Superior, calizas dolomíticas de edad Cretácico Medio e Inferior. Tanto el Jurásico Superior Oxfordiano como el Kimmerigiano y el Tithoniano presentan características petrofísicas pobres.

El espesor promedio neto del yacimiento Akal es del orden de 765 m y la profundidad del yacimiento varía entre 1,000 y 3,230 mbnm; a esta última profundidad se encontraba el contacto original agua - aceite.

VII.2. Historia de Presión-Producción de Akal.

La explotación del yacimiento Akal empezó en junio de 1979, con la terminación del pozo Akal 2, el cual aportó un gasto de 34,000 BPD de aceite con una densidad entre 19 y 22 ° API. En 1981 ya se habían perforado 40 pozos, alcanzando una producción de 1.2 millones de barriles diarios de aceite. La alta capacidad productiva del complejo se manifestó en algunos pozos, con gastos de más de 50 mil barriles diarios (Jiménez, 1990).

La producción del campo prácticamente se ha mantenido constante durante toda su vida productiva. En abril del 2000 debido a acciones de optimización de la explotación del yacimiento rebasó la producción los 1,400 MMBPD de aceite, Figura 7.3.

La presión inicial del yacimiento referida a la parte alta de la estructura de 1100 mvbnm fue de 167 Kg/cm², y a 2300 mvbnm fue de 270 kg/cm² (3840 lb/pg²); la presión de saturación promedio estimada fue del orden de 150 Kg/cm² a 2200 mvbnm y se consideró prácticamente constante, con una ligera disminución hacia la parte inferior del yacimiento (Jiménez, 1990). La presión ha disminuido de tal manera que actualmente es del orden de 105 kg/cm² al plano de referencia 2300 mvbnm, Figura 7.3.

Debido a la extracción de hidrocarburos, la tendencia de la caída de presión es aproximadamente una línea recta, mostrando una declinación de 2.25 kg/cm² /mes.

La estrategia de producción hasta el inicio de los años noventa, fue la de mantener una plataforma de producción de un millón de barriles diarios de aceite. En 1997, se adquirió información sísmica tridimensional con el objeto de delinear con más detalle la estructura, y actualizar el modelo de simulación de flujo de los yacimientos. Estas acciones fueron orientadas a disminuir el riesgo en los pronósticos de producción, y asegurar el valor económico máximo del complejo.

La producción promedio diaria en diciembre de 1998 fue de 1.3 millones de barriles de aceite y 528.3 millones de pies cúbicos de gas natural. Al primero de enero de 1999 se han producido 6934.4 millones de barriles de aceite y 2954.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

Inicialmente el campo era bajosaturado y se encontraba a una presión mayor que la de saturación, con un rango de bajosaturación de sólo 17 Kg/cm² en la parte alta del yacimiento, razón por la cual se formó rápidamente un casquete de gas secundario y debido al alto relieve estructural del campo, a su alta permeabilidad (3 - 5 md) y a su buena comunicación vertical empezó a actuar el

mecanismo de segregación gravitacional, el cual hasta la fecha ha actuado muy eficientemente. Los mecanismos de empuje que han estado presentes durante su explotación son:

- a) Expansión sistema roca-fluidos. Ha estado presente desde el inicio de su explotación, en junio de 1979, hasta mayo de 1981.
- b) Segregación gravitacional. A partir de 1981 inició este efecto debido a la liberación de gas continúa a la fecha.
- c) Empuje hidráulico. Inició su efecto a fines de 1983 y a contribuido a la recuperación de aceite.

Acorde a los requerimientos de producción de aceite se ha implantado un sistema de bombeo neumático. Existe un anillo alrededor de campo mediante el cual se inyecta gas a los pozos por el espacio anular, incrementando sustancialmente su producción (*Rasso, 1996*).

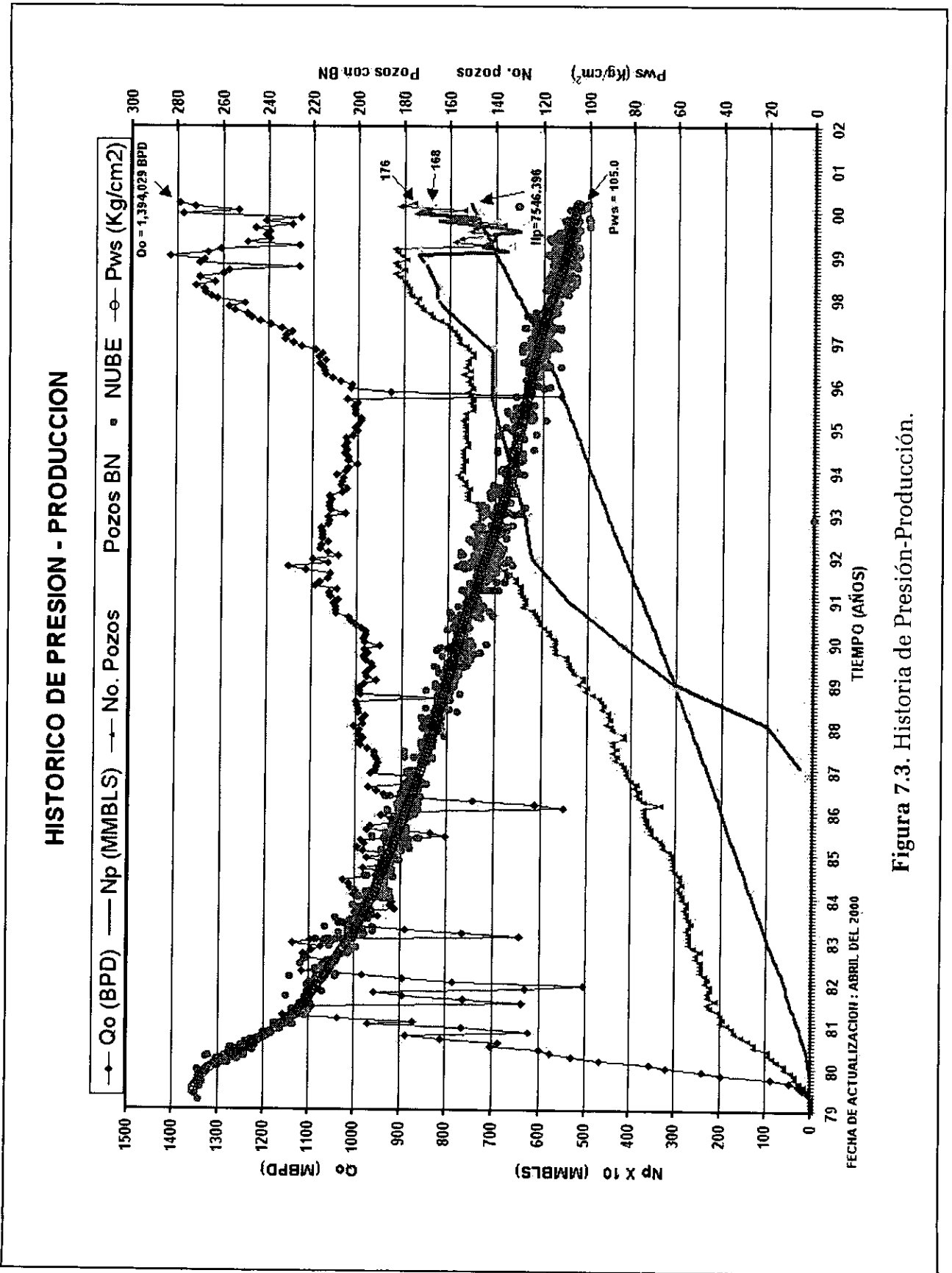


Figura 7.3. Historia de Presión-Producción.

VII.3. Comportamiento de las Propiedades pVT y de la Composición para las Pruebas de Hinchamiento.

Para realizar la simulación, análisis e interpretación del comportamiento de las propiedades pVT y los fenómenos de vaporización de los fluidos del yacimiento Akal se procedió en alimentar al Modulo PVTi del Simulador Eclipse 300, mediante los análisis de laboratorio realizados por Core Lab del pozo C-94A y el IFP de las muestras de los pozos C-49, C-79, C-285.

La simulación se realizó utilizando la ecuación de estado de Peng-Robinson de tres parámetros, la cual es ampliamente recomendada en varias publicaciones, como se mencionó en el capítulo anterior. La fiabilidad de esta ecuación se constató, ya que en la mayoría de los casos los valores simulados fueron muy parecidos a los observados, encontrándose errores de menos del 5% en casi todos los experimentos reportados por el IFP.

Los experimentos que se utilizaron para realizar el estudio con el Simulador PVTi fueron: la Presión de Burbuja, Separación Diferencial, Expansión a Composición Constante y las Pruebas de Hinchamiento realizados por el IFP, los cuales fueron utilizados como datos de regresión.

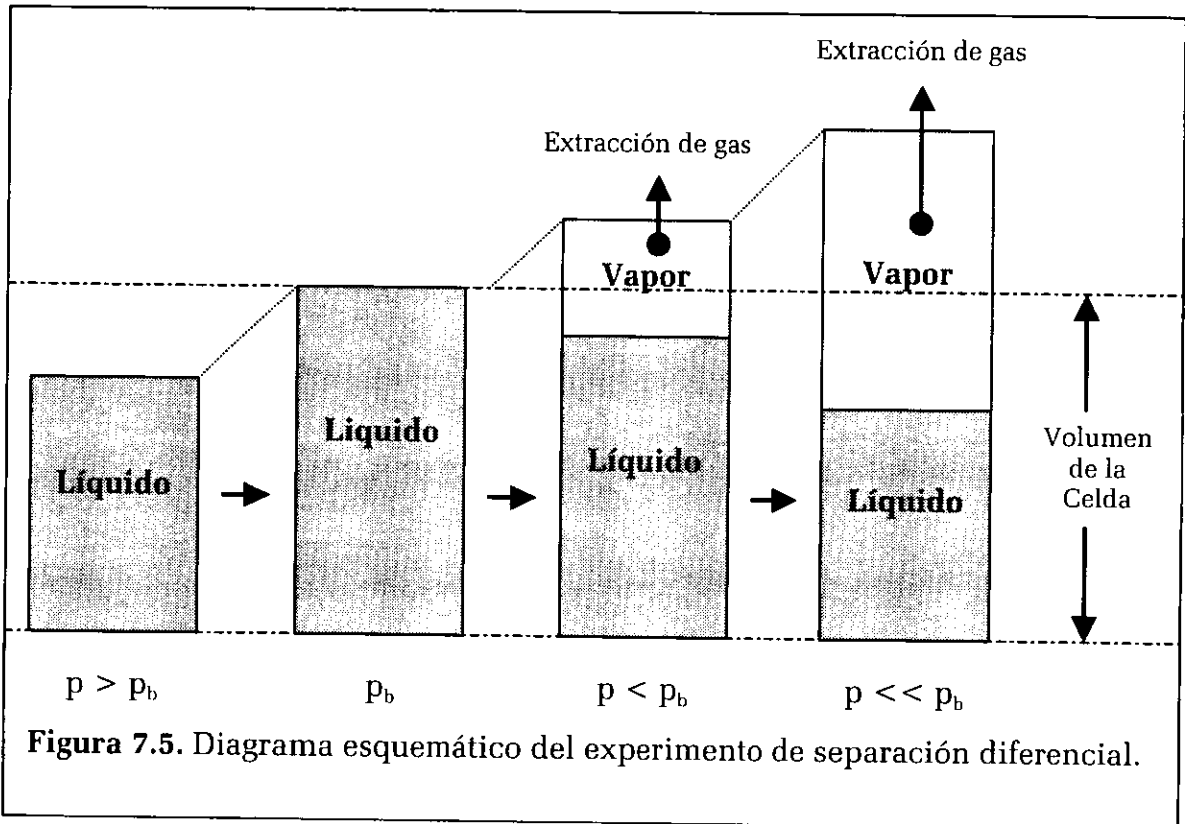
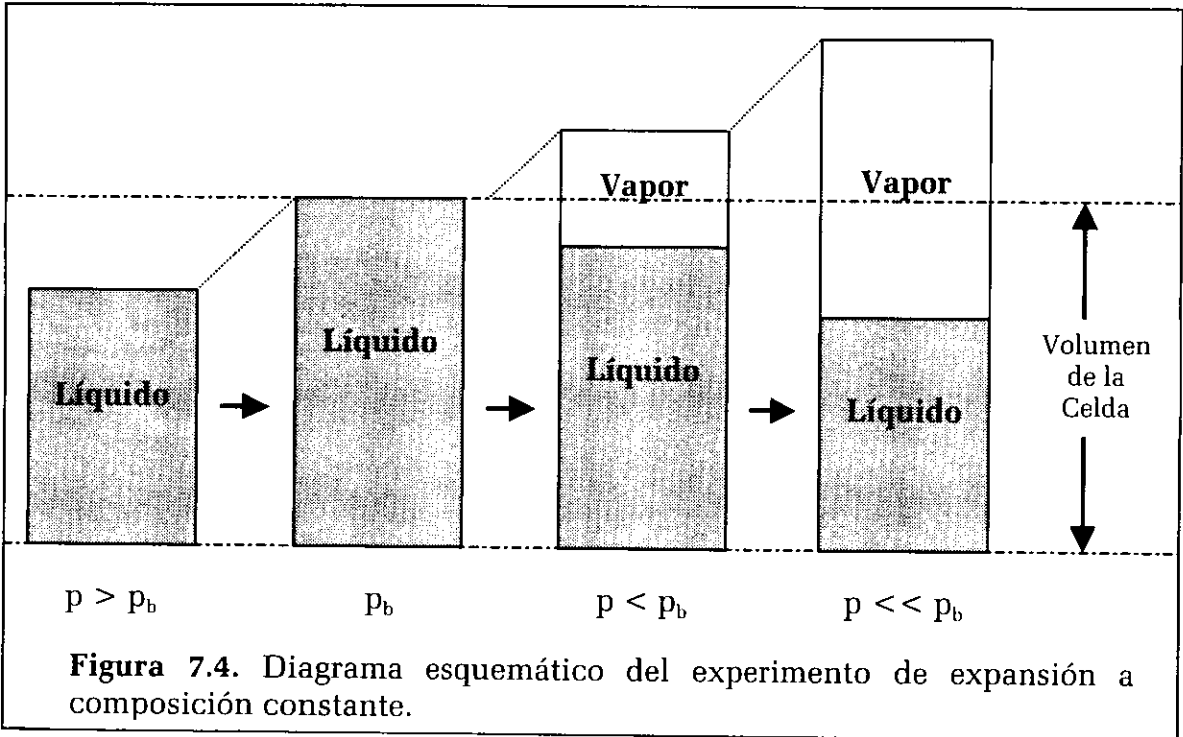
La composición de las muestras se indica en la *Tabla 6.8*, en donde se tienen un máximo y un mínimo de nitrógeno, cuyos valores fueron seleccionados con objeto de tener un incremento razonable en la presión de burbuja. Los experimentos simulados se explicarán a continuación:

Presión de Burbuja. Normalmente el primer experimento o análisis realizado en el laboratorio es la determinación de la presión de burbuja. La presión de burbuja está definida como la presión, donde a temperatura constante, el sistema de aceite está en equilibrio con una pequeña burbuja de gas.

Expansión a Composición Constante (CCE). El experimento de expansión a composición constante se comienza a una presión mayor a la de burbuja, realizando el flasheo (separación) de la muestra de fluido a cada presión específica, *Figura 7.4*. No se extraen fluidos durante el abatimiento de presión y se miden un conjunto de propiedades, normalmente volúmenes de líquido y vapor, densidades, pesos moleculares, viscosidades, etc.

Separación Diferencial (DL). *Garaicochea, 1991*, la define como un proceso en el que a cada nivel de presión se le extrae el gas liberado. En el laboratorio la separación diferencial consiste en una serie de separaciones instantáneas o flash, en donde a cada nivel de presión el gas se libera y se mide al igual que el aceite remanente, *Figura 7.5*. Una serie infinita de separaciones instantáneas es equivalente a una verdadera separación diferencial.

Prueba de Hinchamiento. Este experimento fue tratado en la sección IV.1.



VII.3.1. Comportamiento de la Composición en las Pruebas de Hinchamiento Realizadas por el IFP.

Las Figuras 7.6, 7.7 y 7.8 ilustran la composición de las muestras con nitrógeno y la muestra original de los pozos C-285, C-49 y C-79 (Tablas 6.4 y 6.8), en las que se observa que disminuye gradualmente la fracción mol de cada componente hidrocarburo al agregar nitrógeno. Para el caso de la muestra del pozo C-285 con 7.36% mol de nitrógeno inyectado la fracción del C_{7+} disminuye solo 0.1%, cuando se esperaba una disminución más marcada de alrededor del 3% como para el caso de las muestras de los pozos C-79 y C-49 las cuales varían 10.11 y 8.32% mol respectivamente. Para el caso de la muestra del pozo C-49 se presenta una disminución muy marcada de la fracción C_{7+} con porcentajes molares de 43.87, 42.21 y 36.97% mol, para porcentajes mol de N_2 de 0%, 8.32% y 17.16% respectivamente, lo cual indica un comportamiento anómalo de esta fracción.

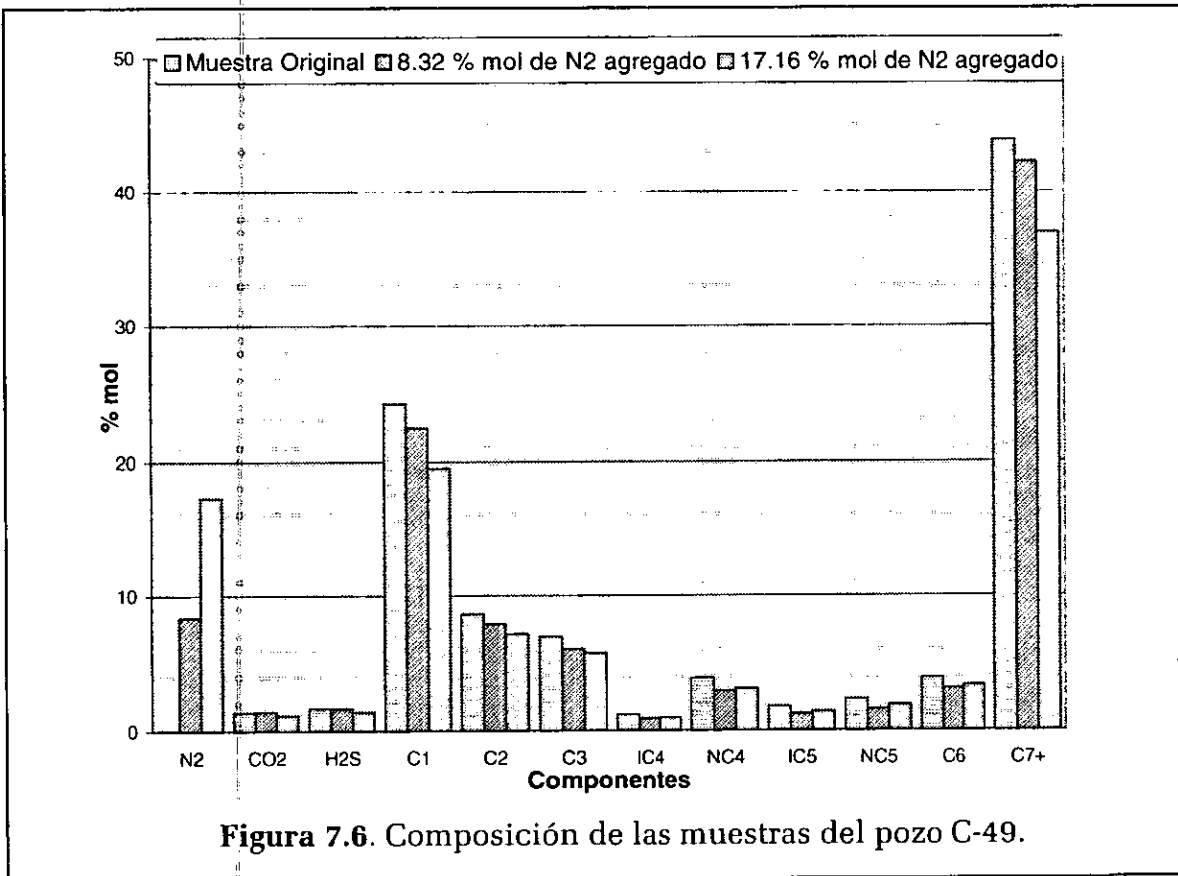
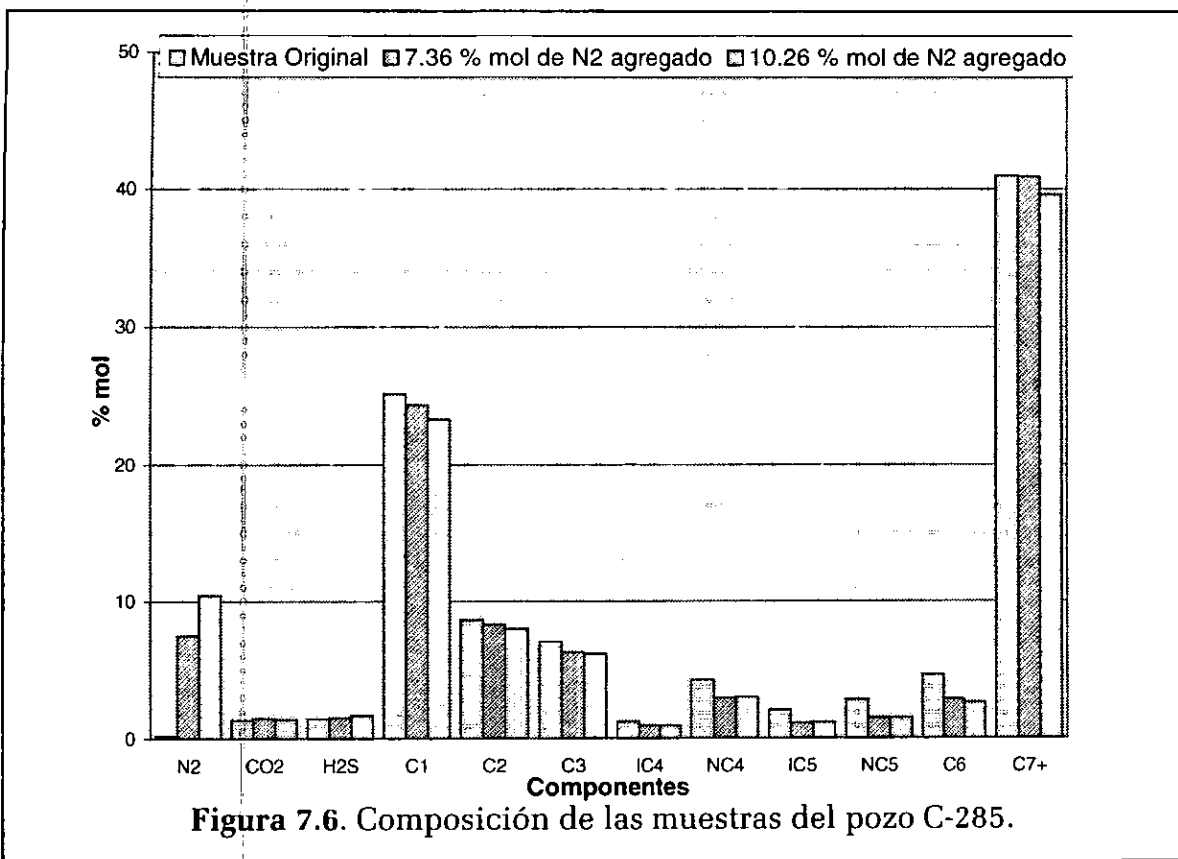
La Tabla 7.1 muestra la variación del porcentaje de la fracción mol de los componentes C_1 a C_{7+} de las muestras con nitrógeno agregado, con respecto a la fracción mol de la muestra original de cada pozo. Los datos de esta tabla están graficados en las Figuras 7.9, 7.10 y 7.11.

Tabla 7.1. Variación en porcentaje de la fracción mol de las composiciones del aceite de los pozos C-79, C-49 y C-285 al agregarles nitrógeno.						
Pozo	C-285		C-49		C-79	
N_2 Agregado	+7.36	+10.26	+8.32	+17.16	+10.11	+16.3
C1	-3.2	-7.4	-7.4	-19.2	-15.4	-22.6
C2	-3.6	-7.4	-8.3	-16.7	-14.1	-21.7
C3	-10.9	-12.9	-13.0	-17.9	-12.1	-21.3
IC4	-23.0	-23.8	-20.8	-18.3	-10.7	-23.2
NC4	-30.4	-29.5	-25.1	-21.1	-10.7	-26.3
IC5	-45.0	-43.5	-31.3	-22.3	-22.8	-44.3
NC5	-47.5	-46.8	31.9	-18.7	-29.3	-51.6
C6	-38.1	-43.3	-19.9	-14.3	-36.7	-62.5
C7+	-0.1	-3.3	-3.8	-15.8	-3.1	-4.3

En la *Figura 7.9* se observa la disminución en porcentaje de la fracción mol de cada componente con respecto a la fracción mol de la muestra original para la composición del pozo C-285 al agregarle nitrógeno. Las fracciones más alteradas son las de los componentes desde C_3 hasta C_6 , las cuales disminuyen desde 11% hasta el 48%, encontrándose las variaciones más fuertes en el iC_5 y en el nC_5 , como se indica en la *Tabla 7.1*. Se tiene un comportamiento muy parecido de las muestras al inyectarles 7.36 y 10.26% mol de nitrógeno.

En la *Figura 7.10* se observa la disminución en porcentaje de la fracción mol de cada componente con respecto a la fracción mol de la muestra original para la composición del pozo C-49; puede notarse un comportamiento anómalo, es decir, la tendencia del comportamiento con 8.32% mol de nitrógeno agregado se esperaría que estuviera por debajo del comportamiento de la muestra con 17.16% mol de nitrógeno agregado.

En la *Figura 7.11* se observa la disminución en porcentaje de la fracción mol de cada componente con respecto a la fracción mol de la muestra original del pozo C-79 al agregarle nitrógeno. Las fracciones más alteradas son casi todas, a excepción de la del componente C_{7+} ; la variación de estos componentes va desde el 11% hasta el 62% encontrándose las variaciones más fuertes en el nC_5 y en el C_6 , como se indica en la *Tabla 7.1*. Se presenta una mayor diferencia entre los valores de las disminuciones del % mol con 10.11 y 16.3% mol de nitrógeno agregado para los componentes de C_1 - C_6 , en comparación a las muestras del pozo C-285. Cabe mencionar que los componentes que más varían son los intermedios, no importando su porcentaje en la muestra original; además de que se presenta en estas muestras un comportamiento normal o el esperado.



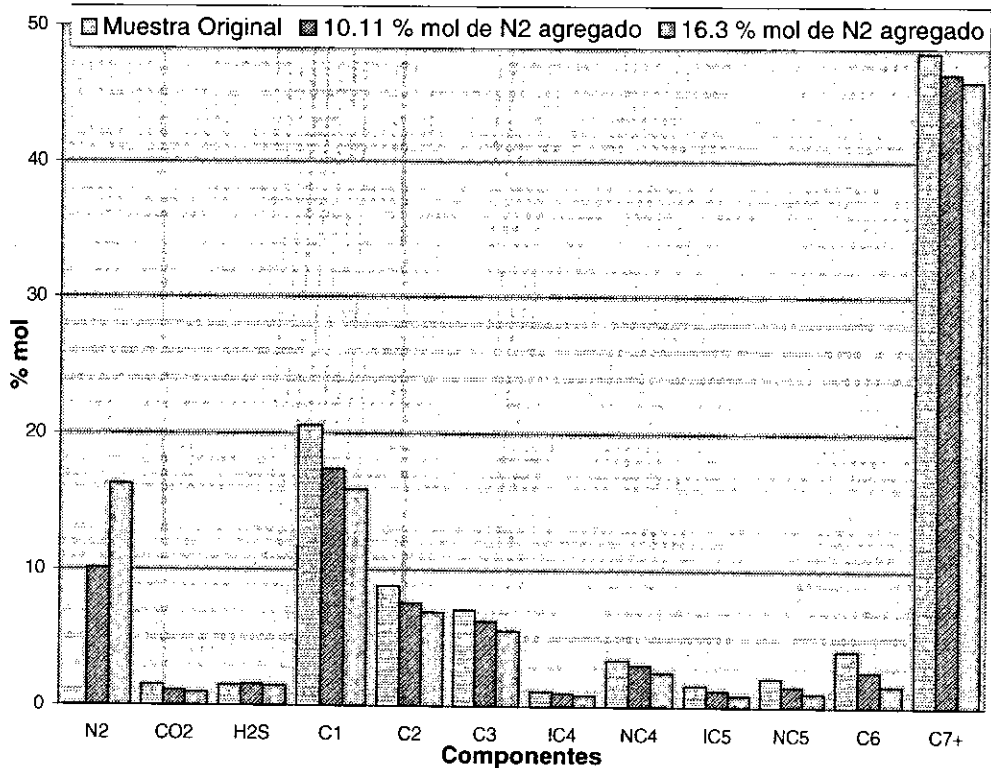


Figura 7.8. Composición de las muestras del pozo C-79.

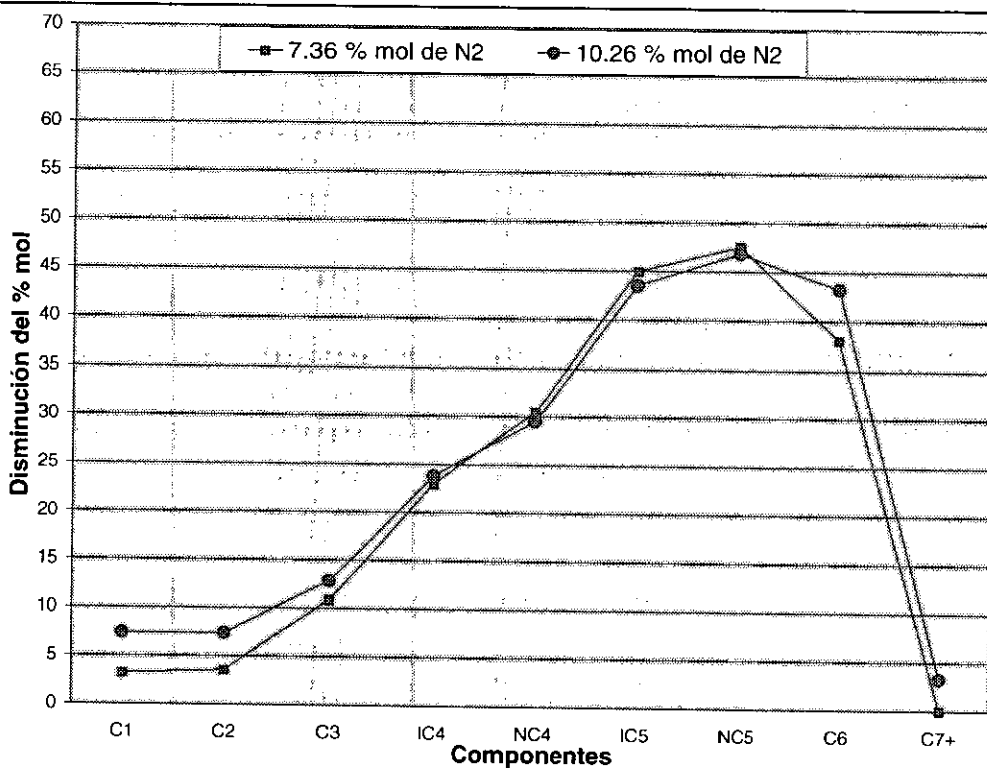


Figura 7.9. Disminución del % mol de las fracciones de los componentes C₁-C₇₊ de las muestras con nitrógeno agregado con respecto a la fracción mol de la muestra original, para el pozo C-285.

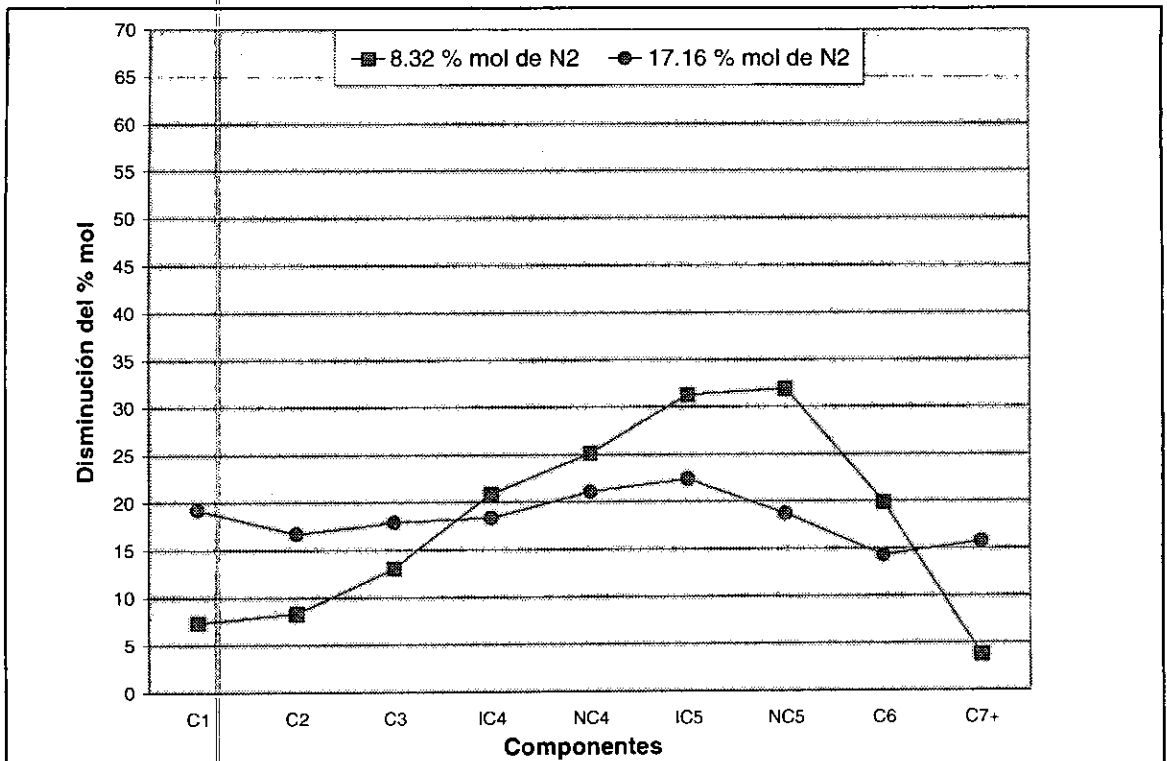


Figura 7.10. Disminución del % mol de las fracciones de los componentes C₁-C₇₊ de las muestras con nitrógeno agregado con respecto a la fracción mol de la muestra original, para el pozo C-49.

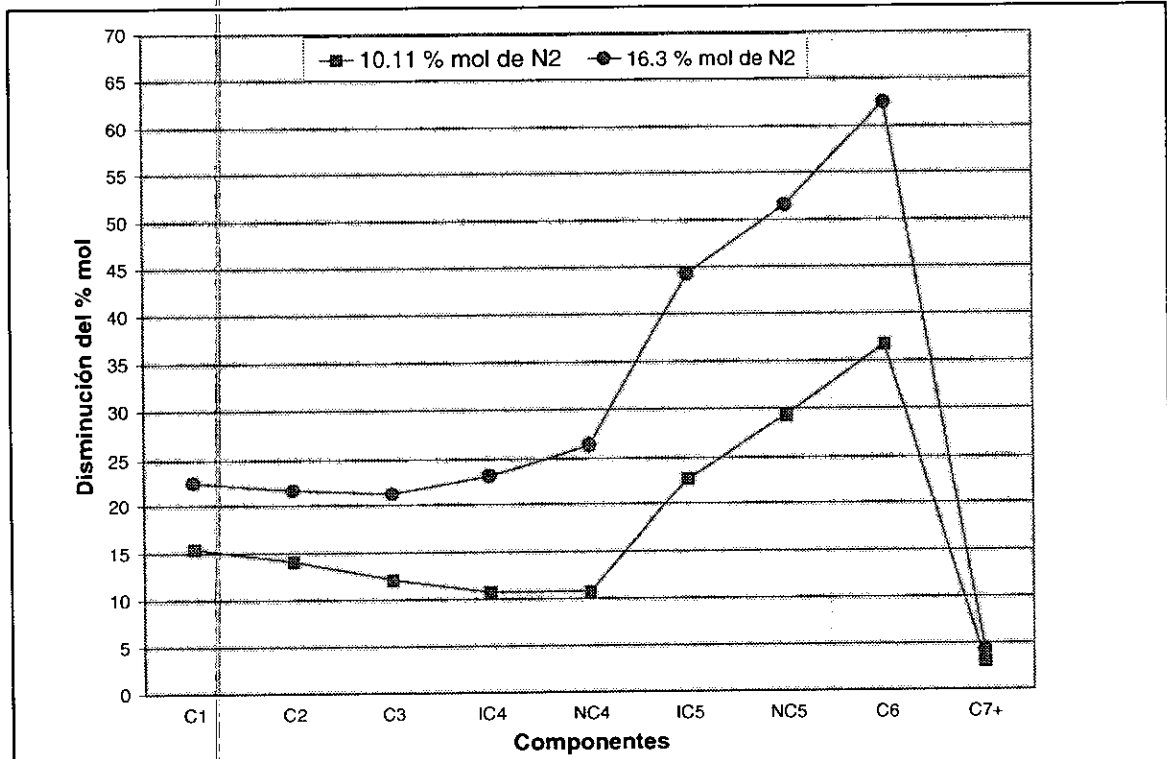


Figura 7.11. Disminución del % mol de las fracciones de los componentes C₁-C₇₊ de las muestras con nitrógeno agregado con respecto a la fracción mol de la muestra original, para el pozo C-79.

VII.3.2. Comportamiento de la Composición en el Experimento de Separación Diferencial de las Muestras Analizadas por el IFP.

Para observar el cambio en la composición de las muestras originales y de sus pruebas de hinchamiento de los pozos C-285, C-49 y C-79, se realizó la simulación de la prueba de la separación diferencial (DL) con el paquete PVTi del Simulador Eclipse 300, considerando todos los componentes hasta C_{7+} de las muestras antes mencionadas, tomando como datos de regresión los resultados de los experimentos de separación diferencial y las pruebas de hinchamiento reportados por el IFP.

La separación diferencial para las muestras originales empezó a partir de las presiones de burbuja (p_b) reportadas por el IFP (*Tabla 6.2*), hasta presiones menores de 50 kg/cm^2 . Para las muestras con nitrógeno agregado en las pruebas de hinchamiento, la separación diferencial empezó desde las presiones de burbuja (p_b) reportadas en la *Tabla 6.7*, hasta presiones menores a 50 kg/cm^2 .

VII.3.2.1. Comportamiento de la Composición en el Experimento de Separación Diferencial en las Muestras del Pozo C-285.

Las *Figuras 7.12A* y *7.12B* muestran la variación del porcentaje mol del fluido (z), con la presión, para la prueba DL, para los componentes de la muestra original del pozo C-285 (*Tabla 6.4*), la cual se tomó a 2630 mvbnm en la parte profunda cercana al contacto agua-aceite, así como las muestras de este pozo con 7.36 y 10.26% mol de nitrógeno agregado (*Tabla 6.8*).

Para (z), la variación de la fracción mol total entre los componentes de las muestras con nitrógeno agregado no es muy marcada, debido a que la diferencia de nitrógeno mínimo y máximo agregado a la muestra original es de apenas 2.9% mol, teniendo esto como resultado que la variación del porcentaje mol entre estas dos muestras de todos los componentes sea casi la misma. Comparando la muestra original con las muestras con nitrógeno agregado, el C_1 y el C_{7+} presenta las variaciones mayores en comparación con los demás componentes hidrocarburos. La *Tabla 7.2* presenta los valores de las fracciones del nitrógeno y de los componentes hidrocarburos a las indicaciones de presiones durante este experimento de separación diferencial de 70 y 100 kg/cm^2 , presentando a la presión de 100 kg/cm^2 ambas muestras con nitrógeno agregado una disminución del 34% para la fracción del C_1 , y un incremento del 16% para el C_{7+} con respecto a la muestra original.

Para la fracción de líquido (x_i) (*Figuras 7.13A* y *7.13B*), la variación de los componentes y sus valores son prácticamente los mismos que para la fracción del fluido (z_i) para la muestra original y para las muestras con nitrógeno.

Las ecuaciones 7.1 y 7.2 se deducen de las condiciones de equilibrio de la composición z_1, z_2, \dots, z_N , la cual se divide a una presión y temperatura en n_L moles de líquido de composición x_1, x_2, \dots, x_N y en n_V moles de vapor de composición y_1, y_2, \dots, y_N , siendo i cualquier componente.

$$n_V = \frac{\frac{z_i}{x_i} - 1}{\frac{y_i}{x_i} - 1} = \frac{z_i - 1}{K_i - 1} \dots\dots\dots(7.1)$$

Por definición, la constante de equilibrio K del componente i es:

$$K_i = \frac{y_i}{x_i} \dots\dots\dots(7.2)$$

$$n_L + n_V = 1 \dots\dots\dots(7.3)$$

$$n_L x_i + n_V y_i = z_i \dots\dots\dots(7.4)$$

$$\sum_{i=1}^N x_i = \sum_{i=1}^N y_i = 1 \dots\dots\dots(7.5)$$

por lo tanto:

$$x_i = \frac{z_i}{1 + n_V (K_i - 1)} \dots\dots\dots(7.6)$$

y:

$$y_i = \frac{K_i z_i}{1 + n_V (K_i - 1)} \dots\dots\dots(7.7)$$

De estas últimas dos ecuaciones se puede despejar n_V , dando origen a la ecuación 7.1.

Las Figuras 7.14A y 7.14B muestran la variación de la fracción de vapor (y) con respecto a la presión. En las muestras con nitrógeno agregado se presenta un incremento de las fracciones (y_i) de los componentes de C_2 - C_6 , conforme disminuye la presión, mientras que la fracción (y_{N_2}) disminuye.

Para la muestra original a una presión de 100 kg/cm^2 se tiene 95.5% de líquido y un 4.5% de vapor ($n_L=0.955$ y $n_v=0.045$), y para 70 kg/cm^2 los porcentajes son de 95% de líquido y 5% de vapor ($n_L=0.95$ y $n_v=0.05$). Los componentes que más aportan a la fracción de vapor (n_v), son el metano, etano y propano, mientras que los demás componentes su aportación es menos del 1%. Los valores de n_L y n_v fueron determinados mediante la ecuación de estado, ecuación 7.1.

A 100 kg/cm^2 se observa una disminución de la fracción mol total de vapor (n_v) para la muestra con 7.36% mol de N_2 de un 3.3%, y con 10.26% mol de N_2 de 5.9%, con respecto a la fracción n_v de la muestra original, mientras que para 70 kg/cm^2 la fracción mol total de vapor (n_v) para las dos muestras con nitrógeno es de 0.027, disminuyendo un 66% con respecto a la fracción n_v de la muestra original. El nitrógeno aumenta su aportación a la fracción mol total de vapor (n_v) y el metano disminuye su aportación, como se muestra en la Tabla 7.2.

En el experimento de separación diferencial a 70 y 100 kg/cm^2 de las muestras con nitrógeno agregado en las pruebas de hinchamiento, una parte del nitrógeno inyectado en la muestra original permanece disuelto en el líquido, presentando concentraciones que van desde un 2 a un 5% mol.

TABLA 7.2. Porcentaje mol de los componentes de la muestra original del pozo C-285 y con nitrógeno agregado a 70 y 100 kg/cm², para el experimento de separación diferencial.

Muestra Original a $p_b = 126.47 \text{ kg/cm}^2$											
Fracción	Presión kg/cm ²	Porcentaje mol									
		N2	C1	C2	C3	IC4	NC4	IC5	NC5	C6	C7+
(z)	100	0.15	23.13	8.22	7.03	1.28	4.36	2.15	2.94	4.81	43.22
	70	0.06	16.95	6.87	6.83	1.32	4.62	2.35	3.23	5.40	50.06
(x)	100	0.11	20.81	7.72	6.96	1.29	4.46	2.23	3.05	5.03	45.77
	70	0.04	14.88	6.40	6.73	1.33	4.70	2.41	3.33	5.61	52.42
(y)	100	0.86	62.42	16.64	8.14	1.00	2.66	0.92	1.08	1.09	0.00
	70	0.47	61.02	17.04	8.93	1.09	2.93	0.97	1.14	1.09	0.00
+7.36% mol de N ₂ a $p_b = 214.2 \text{ kg/cm}^2$											
(z)	100	3.98	15.27	8.18	6.87	1.11	3.46	1.38	1.79	3.51	51.56
	70	2.59	11.36	7.97	7.06	1.17	3.66	1.47	1.93	3.80	56.24
(x)	100	3.44	13.79	8.12	6.95	1.14	3.54	1.41	1.84	3.62	53.32
	70	2.17	10.05	7.86	7.11	1.19	3.73	1.51	1.97	3.89	57.83
(y)	100	20.03	58.83	9.95	4.55	0.45	1.17	0.29	0.34	0.36	0.00
	70	17.45	57.31	11.95	5.48	0.53	1.38	0.34	0.38	0.39	0.00
+10.26% mol de N ₂ a $p_b = 247.5 \text{ Kg/cm}^2$											
(z)	100	4.78	16.47	7.75	6.71	1.11	3.52	1.42	1.83	3.24	50.22
	70	2.29	12.39	7.43	6.93	1.18	3.79	1.55	2.00	3.58	56.07
(x)	100	3.35	14.31	7.60	6.84	1.15	3.67	1.49	1.92	3.42	53.36
	70	1.80	11.26	7.30	6.96	1.20	3.85	1.58	2.05	3.67	57.61
(y)	100	27.50	50.89	10.11	4.66	0.46	1.20	0.30	0.34	0.32	0.00
	70	20.47	53.45	12.21	5.70	0.56	1.45	0.35	0.39	0.36	0.00

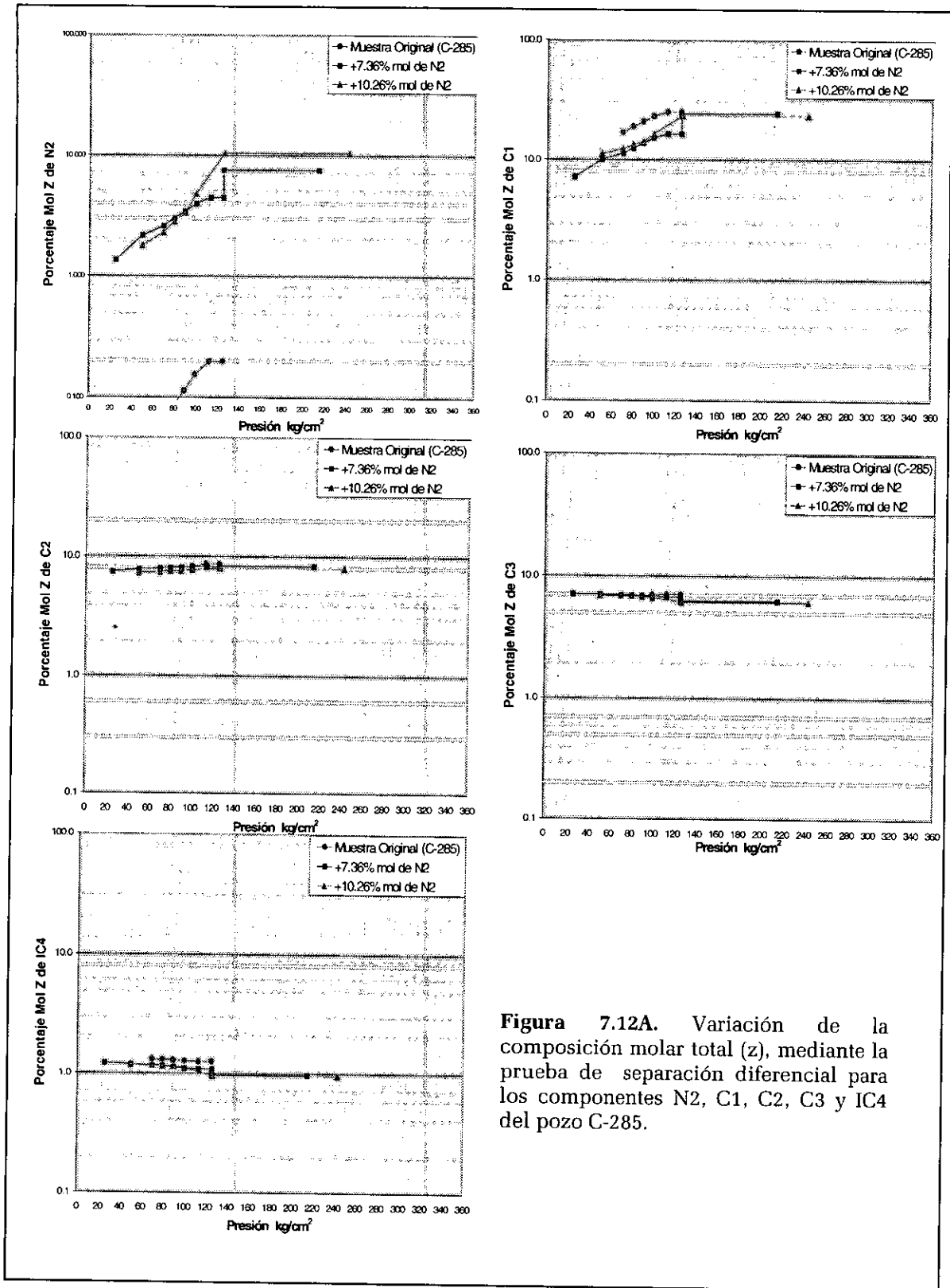


Figura 7.12A. Variación de la composición molar total (z), mediante la prueba de separación diferencial para los componentes N2, C1, C2, C3 y IC4 del pozo C-285.

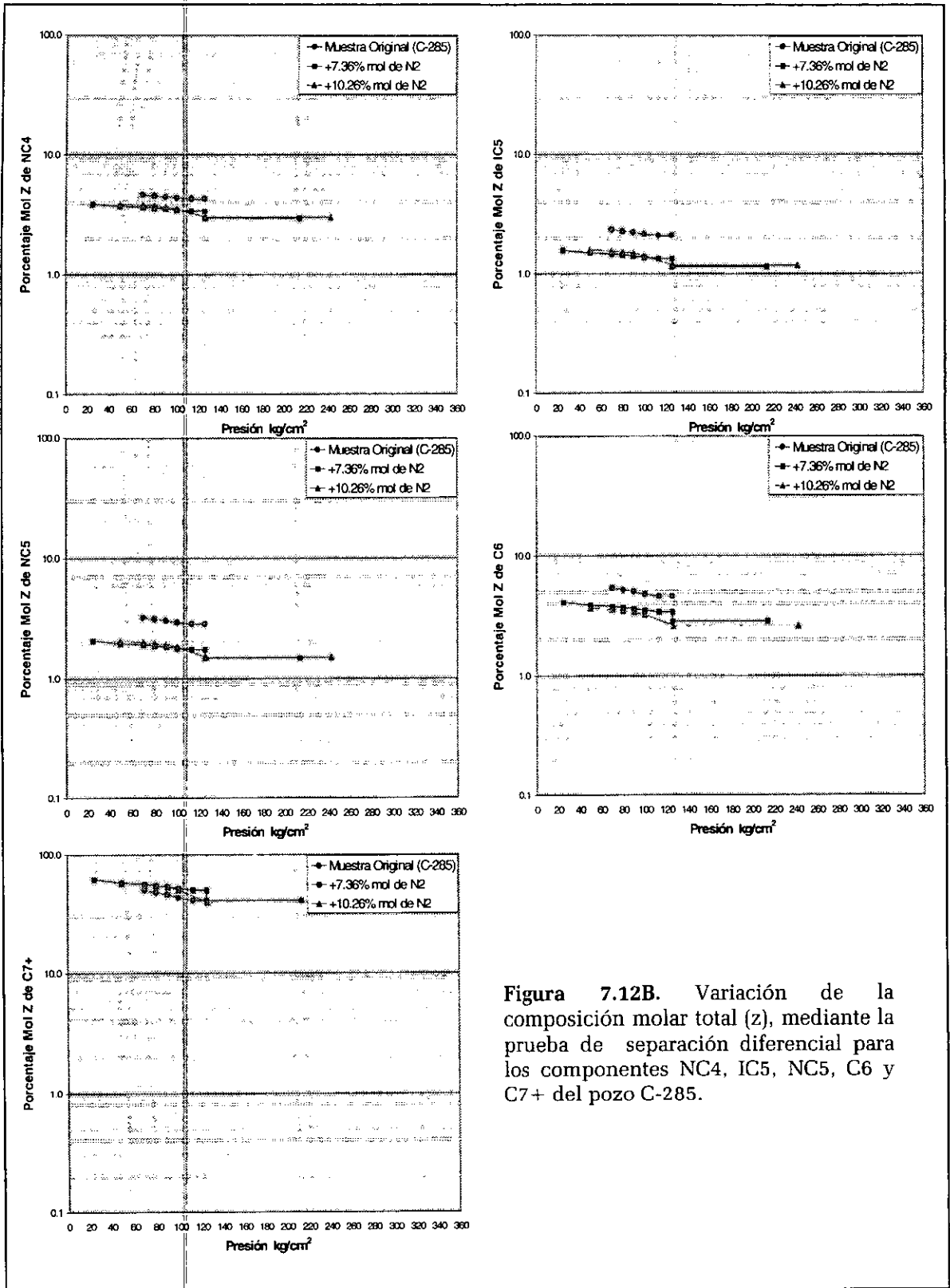


Figura 7.12B. Variación de la composición molar total (z), mediante la prueba de separación diferencial para los componentes NC4, IC5, NC5, C6 y C7+ del pozo C-285.

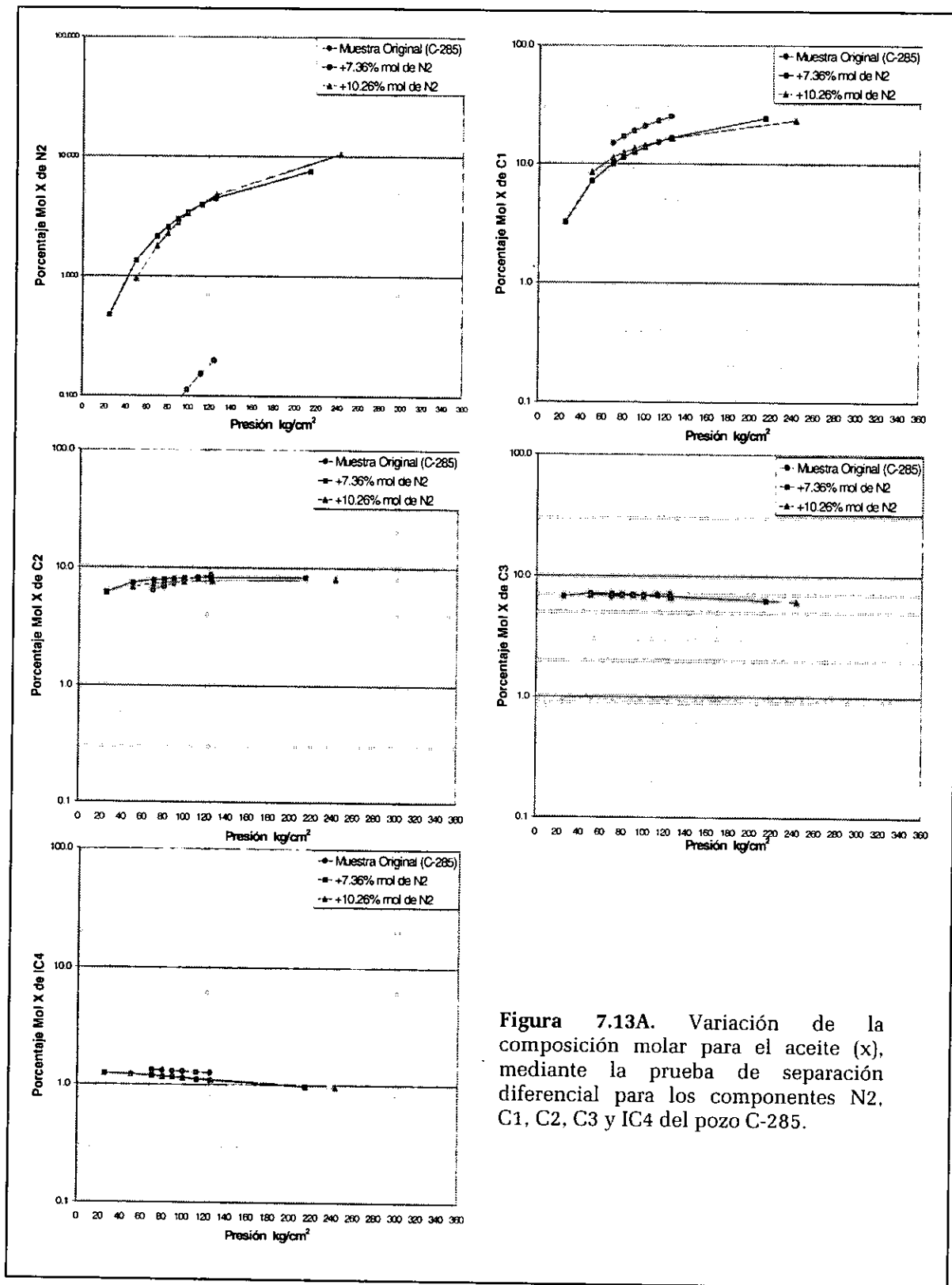


Figura 7.13A. Variación de la composición molar para el aceite (x), mediante la prueba de separación diferencial para los componentes N₂, C₁, C₂, C₃ y IC₄ del pozo C-285.

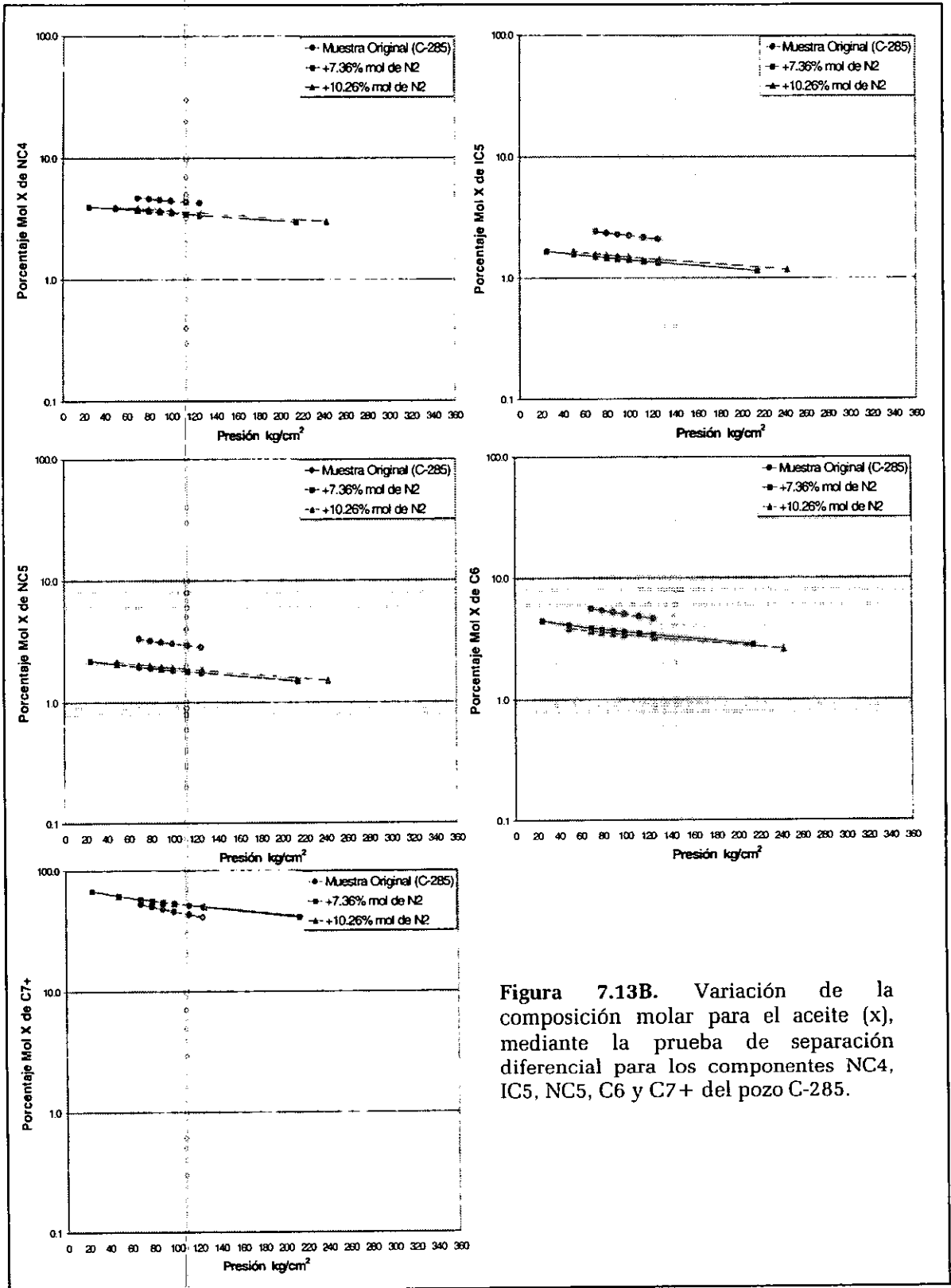


Figura 7.13B. Variación de la composición molar para el aceite (x), mediante la prueba de separación diferencial para los componentes NC4, IC5, NC5, C6 y C7+ del pozo C-285.

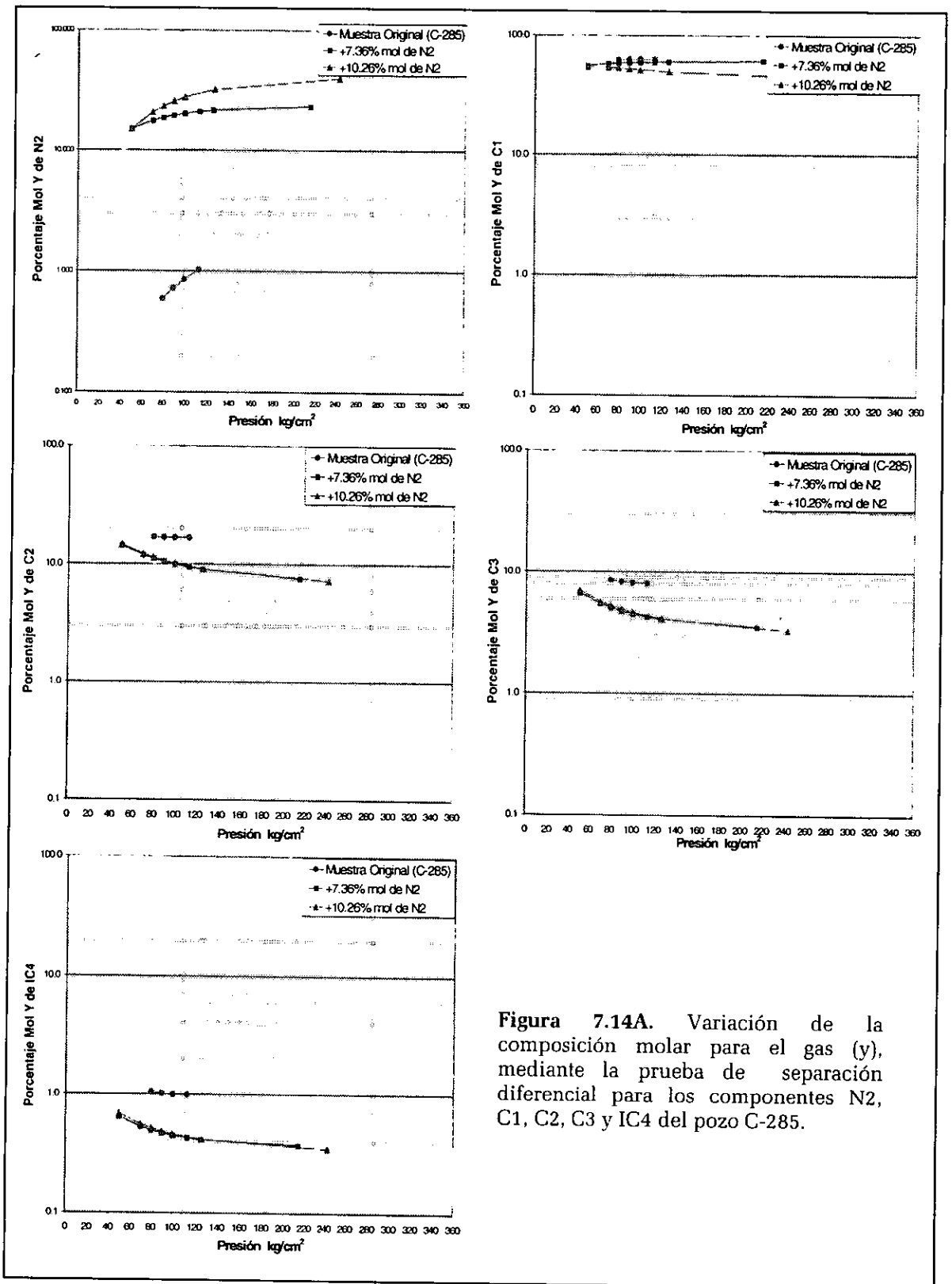


Figura 7.14A. Variación de la composición molar para el gas (y), mediante la prueba de separación diferencial para los componentes N2, C1, C2, C3 y IC4 del pozo C-285.

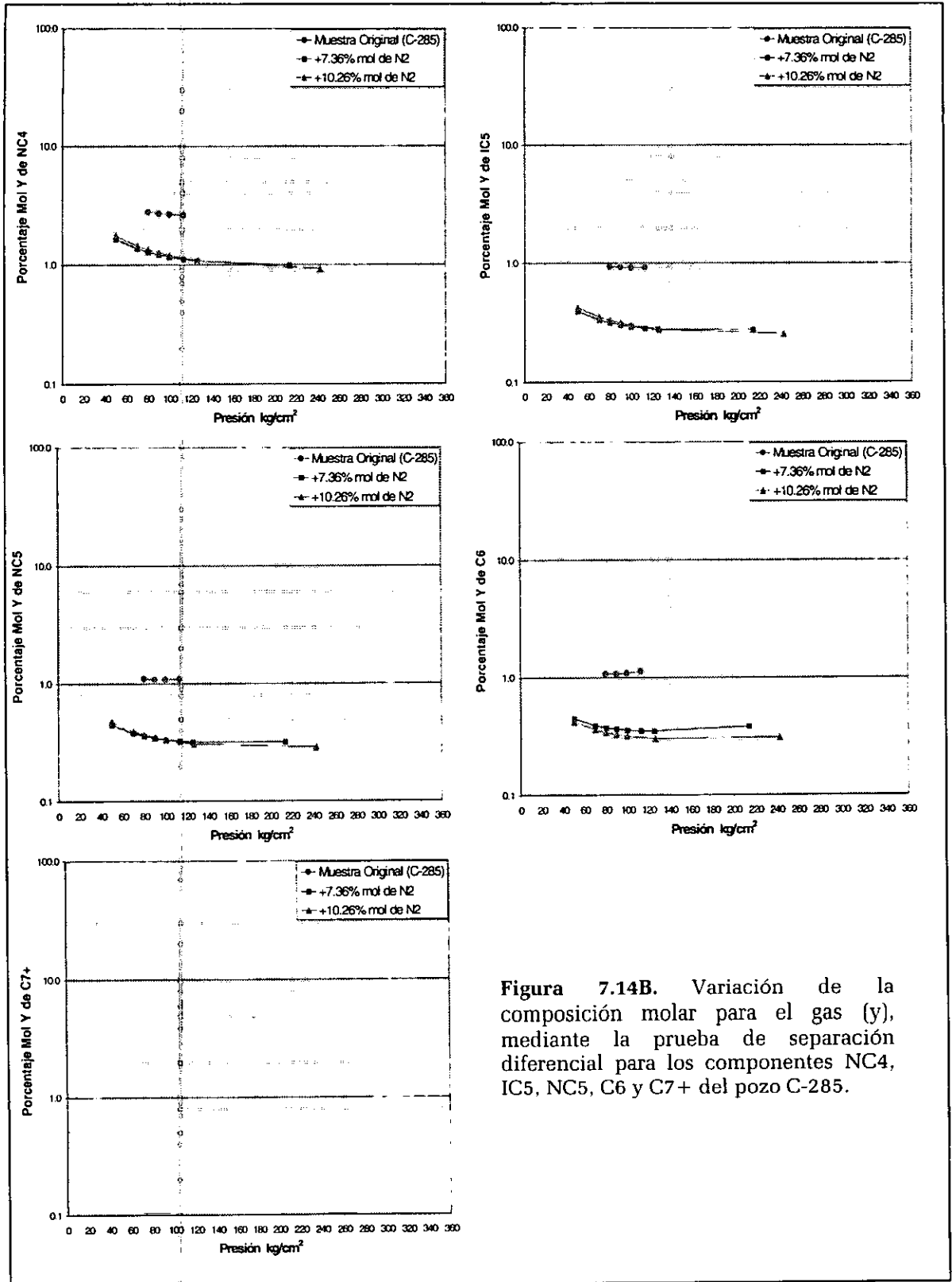


Figura 7.14B. Variación de la composición molar para el gas (y), mediante la prueba de separación diferencial para los componentes NC4, IC5, NC5, C6 y C7+ del pozo C-285.

VII.3.2.2. Comportamiento de la Composición en el Experimento de Separación Diferencial en las Muestras del Pozo C-49.

Las Figuras 7.15A y 7.15B muestran la variación del porcentaje mol del fluido (z), con la presión para los componentes de la muestra original del pozo C-49 (Tabla 6.4), la cual se tomó en la parte media de la zona de aceite a 2267 mvbnm, así como las muestras con 8.32 y 17.16% mol de nitrógeno agregado en las pruebas de hinchamiento (Tabla 6.8), mediante la prueba DL. La variación de la fracción mol de los componentes C_2 y C_3 de las muestras con nitrógeno agregado (+8.32% mol de N_2 y +17.16% mol de N_2) es más marcada en comparación con las muestras del pozo C-285, en donde casi no se tenía ninguna variación entre las muestras con N_2 ; además estas muestras con nitrógeno del pozo C-49 presentan también las mayores variaciones en el C_1 , N_2 y el C_{7+} en comparación con la muestra original del pozo C-49.

Para las fracciones (z_i) de la muestra con 8.32% mol de nitrógeno agregado; la fracción de metano (C_1) tiene una disminución de alrededor del 29% con respecto a la muestra original, la fracción de etano (C_2) disminuye entre el 8.8 y 11.7% con respecto a la muestra original, mientras que el propano (C_3) disminuye de un 8.8 a un 6.8% con respecto a la muestra original; para el caso de la fracción de C_{7+} , esta aumenta alrededor de un 12%.

Para las fracciones (z_i) de la muestra con 17.16% mol de nitrógeno agregado, la fracción de metano (C_1) tiene una disminución que varía del 25.8% al 34% con respecto a la muestra original, la fracción de etano (C_2) disminuye alrededor del 24.5% con respecto a la muestra original, mientras que el propano (C_3) disminuye alrededor del 19% con respecto a la muestra original; para el caso de la fracción de C_{7+} , ésta aumenta alrededor de un 4.5%.

El resto de los componentes hidrocarburos de las muestras con nitrógeno agregado presentan una disminución ligera de las fracciones z , con respecto a la muestra original. Comparando la muestra original con las muestras con nitrógeno agregado, el metano, el etano, propano y el C_{7+} presentan las variaciones mayores en comparación a los demás componentes hidrocarburos. La Tabla 7.3 presenta los valores de las fracciones mol (z_i) de los componentes a 70 y 100 kg/cm².

El comportamiento de la fracción de líquido (x) se muestra en las Figuras 7.16A y 7.16B; la variación de los componentes es casi el mismo que para la fracción del fluido (z), dado el aumento ligero de la fracción total de vapor, sin embargo, comparando las muestras que contienen nitrógeno agregado con las muestras originales del pozo C-49, las fracciones de las muestras con nitrógeno presentan una disminución ligera de las fracciones de líquido (x), acentuándose principalmente en el metano, etano, y aumentando en el C_{7+} . En la Tabla 7.3, se puede observar este cambio al comparar las tres muestras para las presiones de este proceso de separación diferencial a 70 y 100 kg/cm² de la fracción (x).

Para la muestra original a una presión de 100 kg/cm^2 se tiene 94.3% de líquido y un 5.7% de vapor ($n_L=0.943$ y $n_v=0.057$), y para 70 kg/cm^2 los porcentajes son de 95.7% de líquido y 4.3% de vapor ($n_L=0.957$ y $n_v=0.043$), para $n=1$ mol de fluido. Los componentes que más aportan a la fracción de vapor (y), son el metano, etano y propano, mientras que la aportación de los demás componentes es menos del 1.5%, disminuyendo la fracción (y) del iC_4 hasta el C_6 ligeramente para el caso de la muestra con 8.32% mol de nitrógeno agregado, mientras que las fracciones del iC_4 hasta el C_6 de la muestra con 17.16% mol aumentan ligeramente con respecto a la muestra original.

El nitrógeno aumenta el porcentaje que aporta a la fracción de vapor total para el caso de las muestras con nitrógeno agregado (*Figuras 7.17A*) a presiones mayores a los 200 kg/cm^2 , y empieza a disminuir la fracción (y_{N_2}) de nitrógeno conforme la presión disminuye.

En el caso de la muestra con nitrógeno 8.32% mol de N_2 en la prueba de hinchamiento, el porcentaje mol aportado a la fracción total de vapor ($n_v=0.0954$) a 100 kg/cm^2 por el nitrógeno es del 21.95% ($y_{N_2}=0.2195$), mientras que el porcentaje mol aportado a la fracción total de vapor ($n_v=0.0243$) a 70 kg/cm^2 por el nitrógeno es del 15.31% ($y_{N_2}=0.1531$), *Tabla 7.3*.

Para la muestra en que se agrega 17.16% mol de N_2 en la prueba de hinchamiento, el porcentaje mol aportado a la fracción total de vapor ($n_v=0.089$) a 100 kg/cm^2 por el nitrógeno es del 43.20% ($y_{N_2}=0.4320$), mientras que el porcentaje mol aportado a la fracción total de vapor ($n_v=0.025$) a 70 kg/cm^2 por el nitrógeno es del 36.01% ($y_{N_2}=0.3601$). La aportación de los demás componentes a 100 y 70 kg/cm^2 se muestra en la *Tabla 7.3*.

El metano disminuye su fracción mol (y_1) en las muestras en que se agrega nitrógeno de un 15 al 22% para el caso de 8.32% mol de nitrógeno, mientras que la muestra con 17.16% de nitrógeno lo disminuye en un 50% con respecto a la muestra original, lo cual se debe a que este gas es extraído en mayor proporción por la presencia de mayores concentraciones de nitrógeno, en comparación de la muestra original. El etano disminuye su fracción mol (y_2) en las muestras con nitrógeno agregado de un 14 al 22% para la muestra con 8.32% mol de nitrógeno, mientras que la muestra con 17.16% de nitrógeno lo disminuye de un 19% a un 23% con respecto a la muestra original. Para el caso del propano la fracción (y_3) disminuye un poco menos que el C_1 y C_2 , en un rango que va del 16 al 21% para la muestra con 8.32% mol de nitrógeno agregado; para el caso de la muestra con 17.16% mol de nitrógeno agregado, la fracción de propano disminuye alrededor de un 12% con respecto a la muestra original.

Para estas muestras la cantidad de nitrógeno agregado en la prueba de hinchamiento fue mayor en comparación de la muestra del pozo C-285, reflejándose en un aumento en la fracción mol de vapor (y), *Tabla 7.3*.

TABLA 7.3. Porcentaje mol de los componentes de la muestra original del pozo C-49 y con nitrógeno agregado a 70 y 100 kg/cm², para el experimento de separación diferencial.

Muestra Original a $p_b = 114.24 \text{ kg/cm}^2$											
Fracción	Presión kg/cm ²	Porcentaje mol									
		N2	C1	C2	C3	IC4	NC4	IC5	NC5	C6	C7+
(z)	100	0.06	23.99	8.61	6.99	1.20	3.95	1.80	2.36	3.94	44.09
	70	0.02	17.31	7.60	6.99	1.27	4.24	1.98	2.61	4.44	50.87
(x)	100	0.04	21.34	8.23	7.00	1.23	4.07	1.87	2.46	4.13	46.74
	70	0.01	15.15	7.22	6.96	1.29	4.33	2.04	2.70	4.61	53.15
(y)	100	0.36	68.04	14.88	6.82	0.76	1.99	0.61	0.69	0.68	0.00
	70	0.18	65.37	16.05	7.69	0.85	2.22	0.65	0.73	0.68	0.00
+8.32% mol de N2 a $p_b = 265.2 \text{ kg/cm}^2$											
(z)	100	4.08	17.26	7.60	6.38	1.04	3.29	1.40	1.83	3.66	50.49
	70	1.44	11.60	6.93	6.52	1.12	3.58	1.56	2.05	4.15	58.35
(x)	100	2.19	13.47	7.17	6.49	1.09	3.49	1.51	1.98	3.99	55.81
	70	1.09	10.51	6.76	6.52	1.13	3.63	1.59	2.09	4.24	59.81
(y)	100	21.95	53.18	11.64	5.39	0.55	1.38	0.38	0.42	0.47	0.00
	70	15.31	55.46	13.71	6.41	0.64	1.61	0.42	0.48	0.50	0.00
+17.16% mol de N2 a $p_b = 339.6 \text{ Kg/cm}^2$											
(z)	100	9.37	17.79	6.49	5.70	1.02	3.34	1.53	2.13	3.86	46.40
	70	4.52	15.82	5.74	5.64	1.06	3.55	1.67	2.34	4.31	53.24
(x)	100	6.07	16.54	6.01	5.67	1.05	3.48	1.62	2.27	4.16	50.92
	70	3.71	15.33	5.56	5.61	1.07	3.59	1.70	2.38	4.40	54.61
(y)	100	43.20	30.59	11.40	6.01	0.73	1.91	0.61	0.74	0.83	0.00
	70	36.01	34.95	12.86	6.69	0.78	2.04	0.62	0.75	0.78	0.00

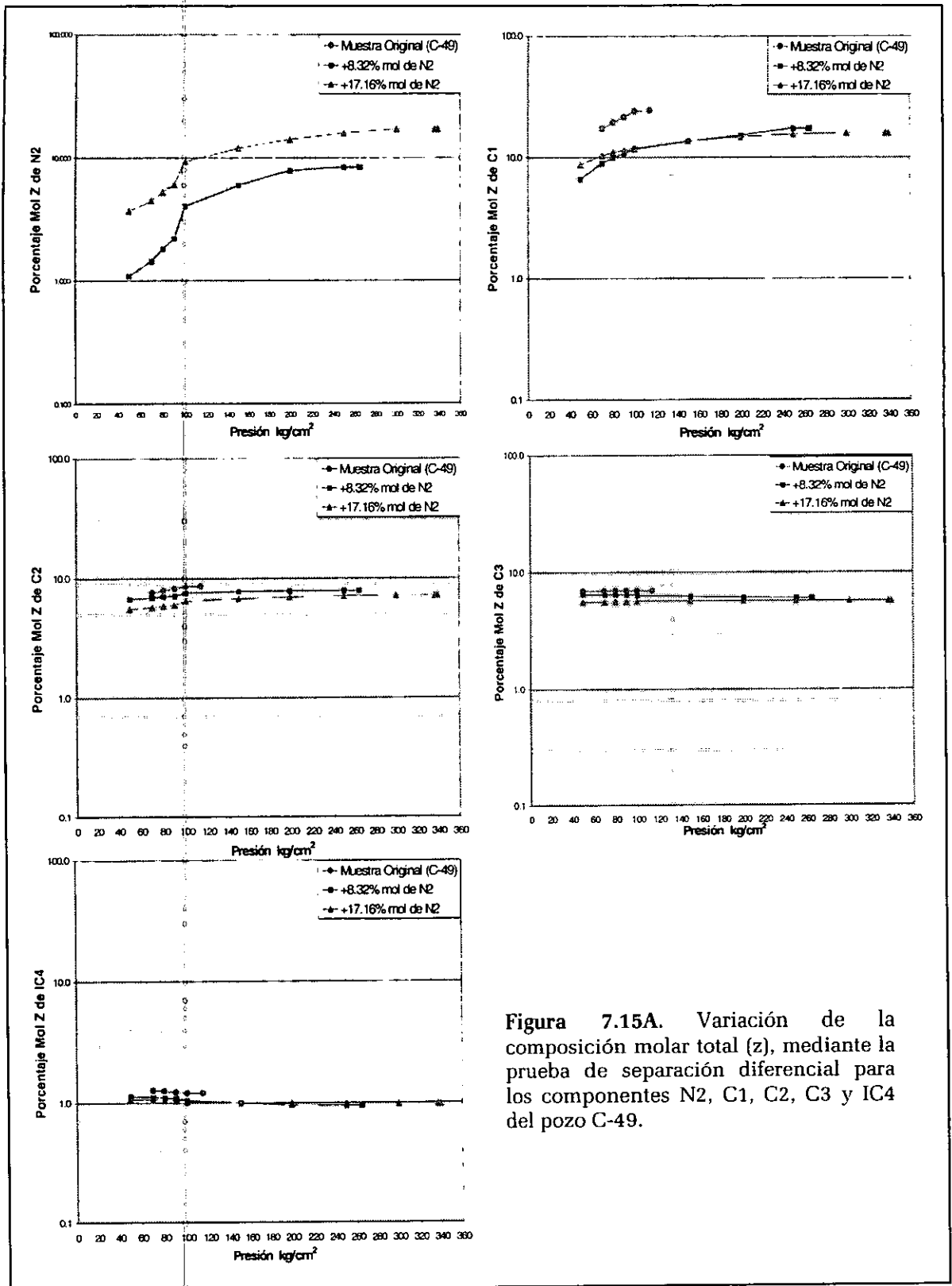


Figura 7.15A. Variación de la composición molar total (z), mediante la prueba de separación diferencial para los componentes N2, C1, C2, C3 y IC4 del pozo C-49.

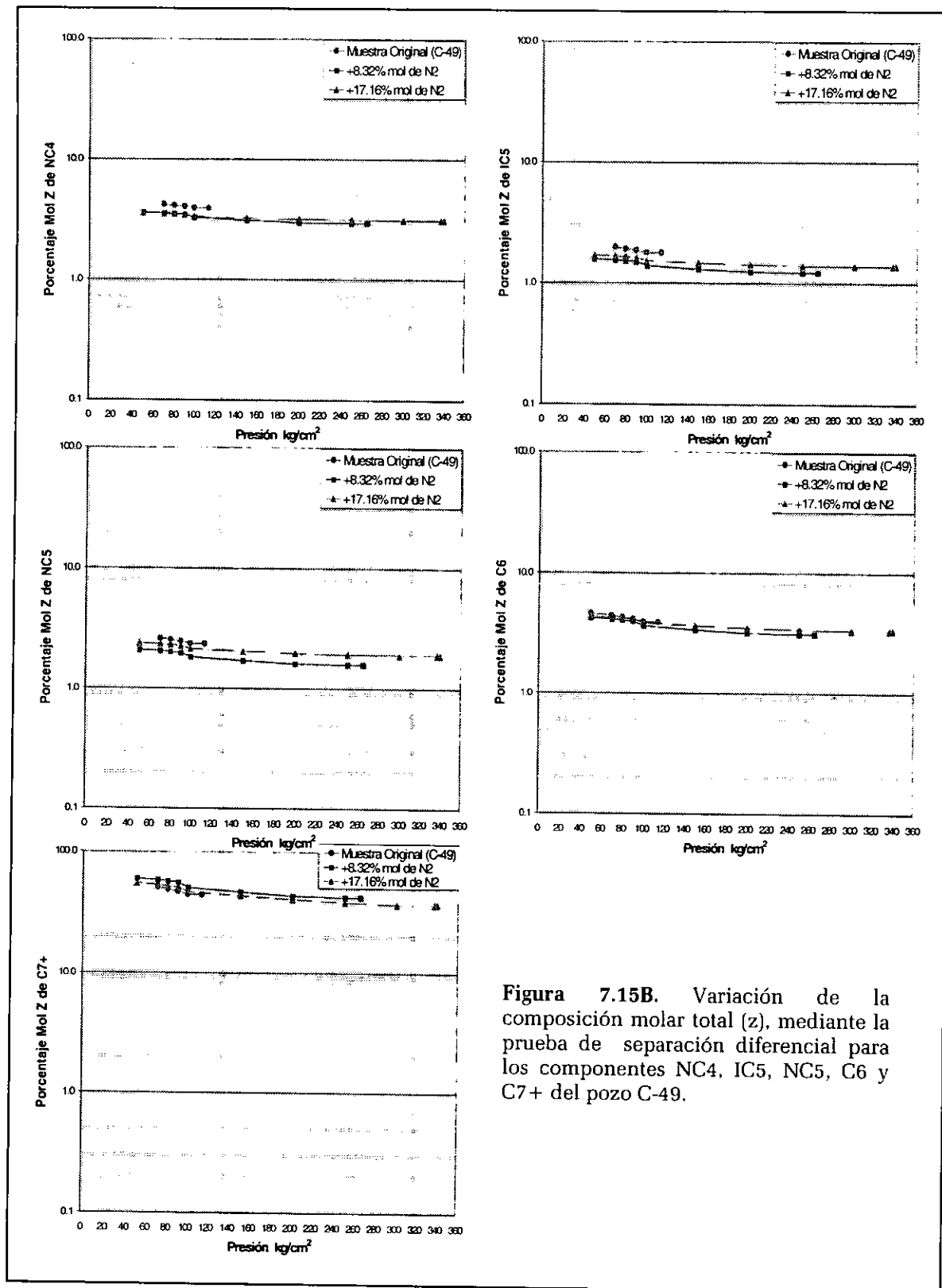


Figura 7.15B. Variación de la composición molar total (z), mediante la prueba de separación diferencial para los componentes NC4, IC5, NC5, C6 y C7+ del pozo C-49.

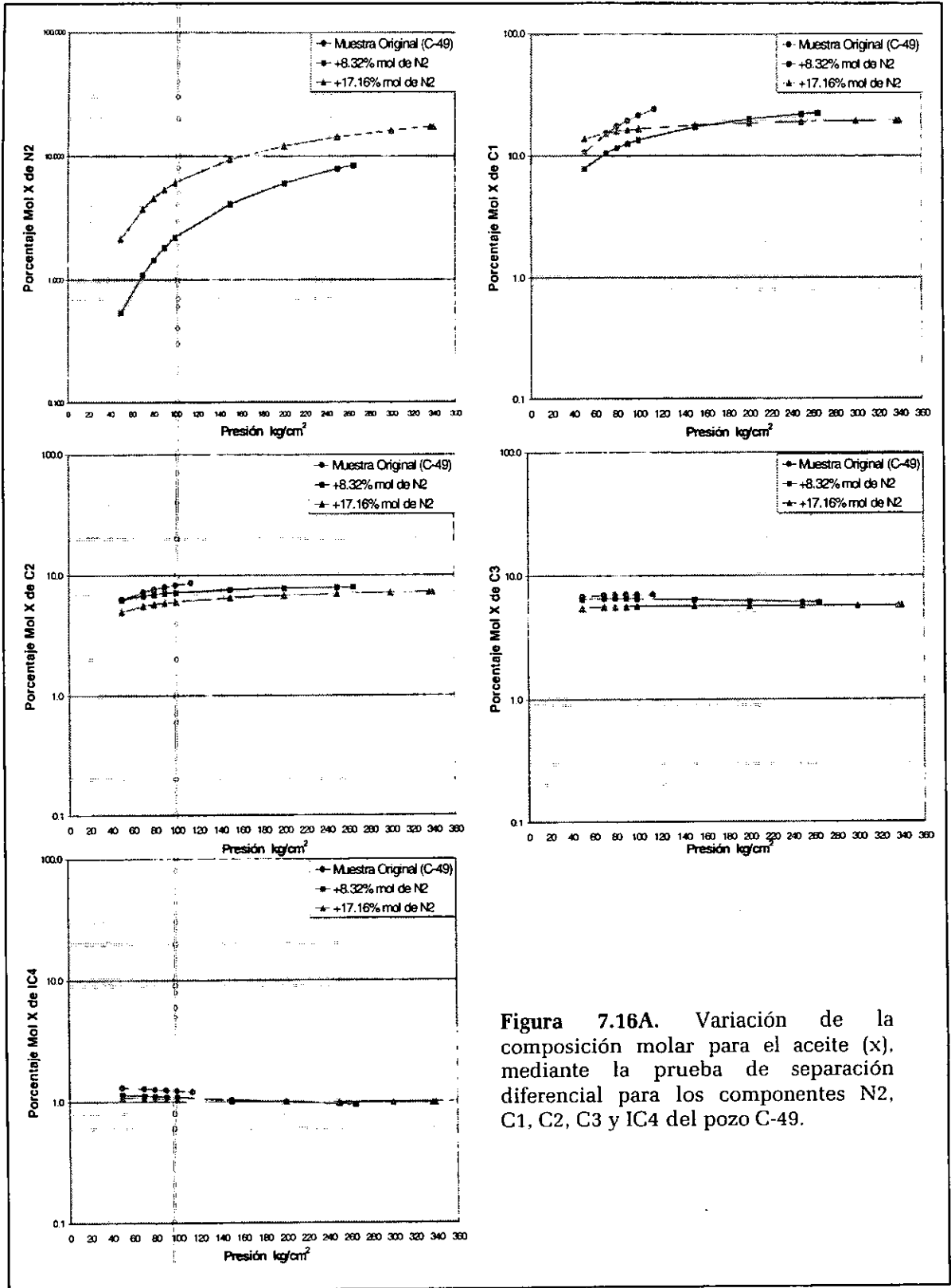


Figura 7.16A. Variación de la composición molar para el aceite (x), mediante la prueba de separación diferencial para los componentes N2, C1, C2, C3 y IC4 del pozo C-49.

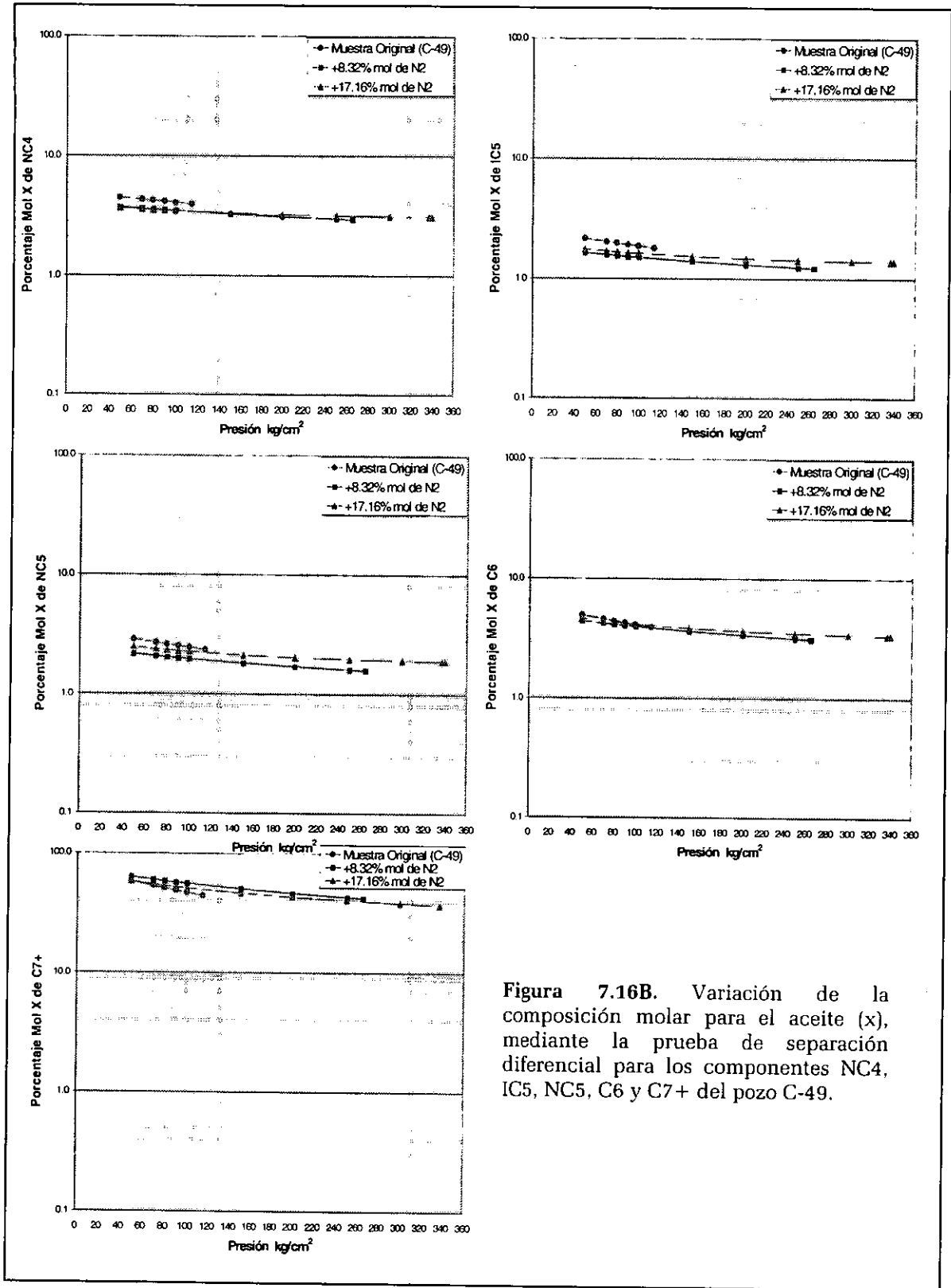


Figura 7.16B. Variación de la composición molar para el aceite (x), mediante la prueba de separación diferencial para los componentes NC4, IC5, NC5, C6 y C7+ del pozo C-49.

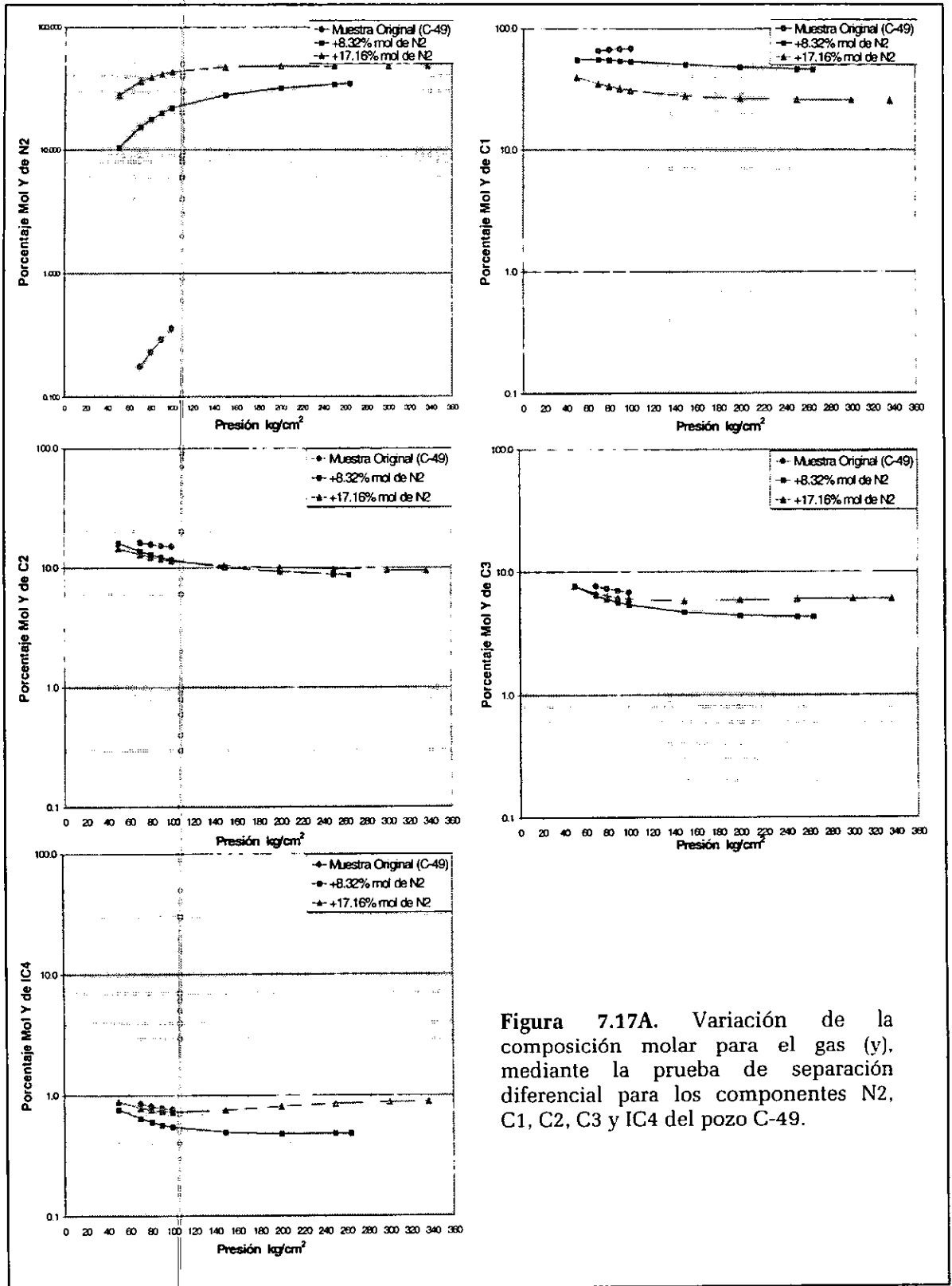


Figura 7.17A. Variación de la composición molar para el gas (y), mediante la prueba de separación diferencial para los componentes N2, C1, C2, C3 y IC4 del pozo C-49.

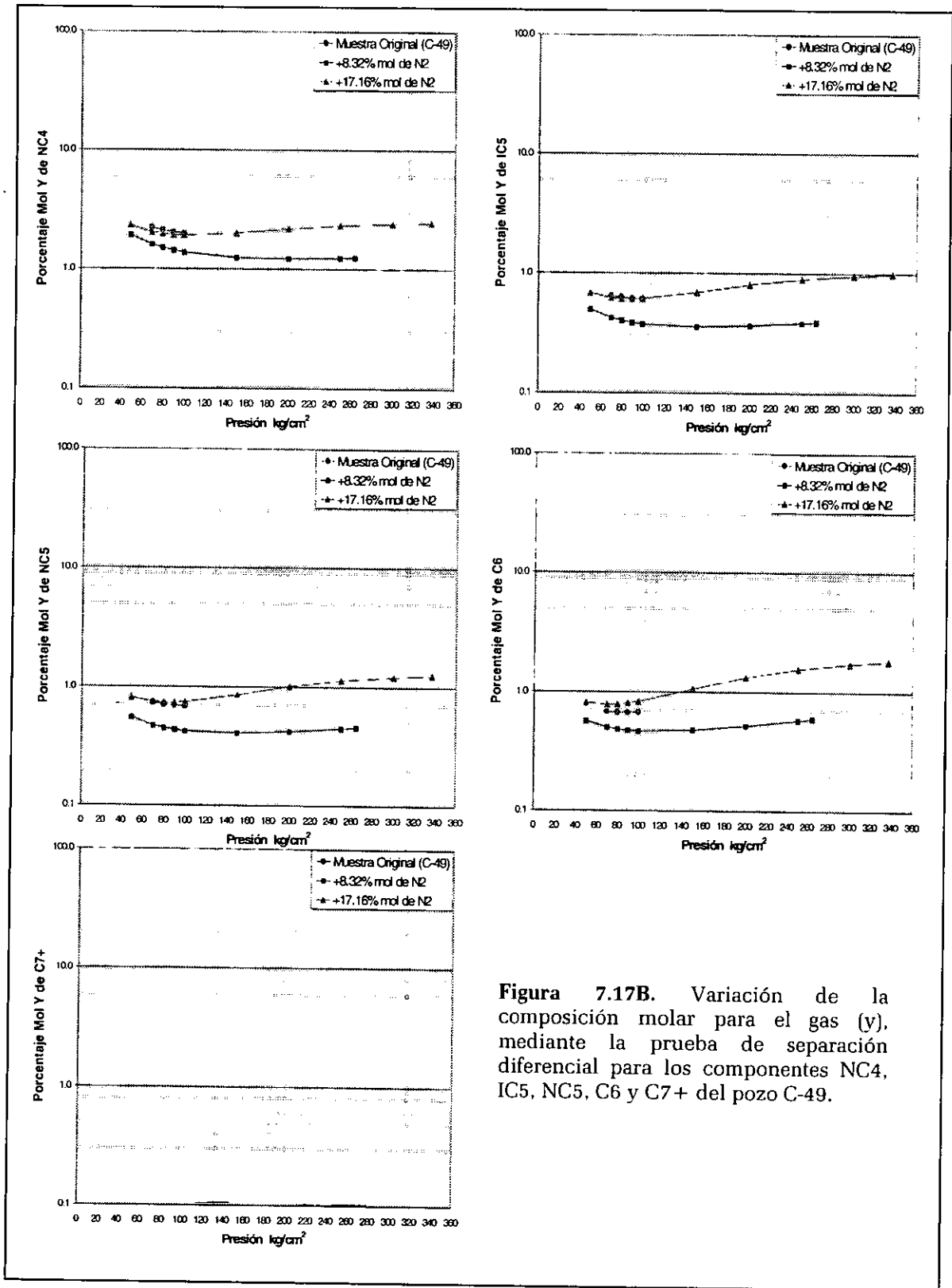


Figura 7.17B. Variación de la composición molar para el gas (y), mediante la prueba de separación diferencial para los componentes NC4, IC5, NC5, C6 y C7+ del pozo C-49.

VII.3.2.3. Comportamiento de la Composición en el Experimento de Separación Diferencial en las Muestras del Pozo C-79.

Las Figuras 7.18A y 7.18B muestran la variación del porcentaje mol del fluido (z), con la presión para los componentes de la muestra original del pozo C-79 (Tabla 6.4), la cual se tomó en la parte alta de la estructura cercana al contacto gas-aceite a 1965 mvbnm, así como las muestras con 10.11 y 16.3% mol de nitrógeno agregado en las pruebas de hinchamiento (Tabla 6.8), mediante la prueba DL.

Para (z), el N_2 , C_1 y el C_{7+} presentan las mayores variaciones de la fracción mol de los componentes de la muestra con nitrógeno 10.11% mol y 16.3% mol de Nitrógeno agregado, seguidos del C_2 , C_3 y el C_6 ; los demás componentes presentan una ligera variación de sus fracciones (z), en comparación con la muestra original del pozo C-79.

Para las fracciones z de la muestra con 10.11% mol de nitrógeno agregado, la fracción de metano (C_1) tiene una disminución que varía del 34% al 49% con respecto a la muestra original; la fracción de etano (C_2) disminuye alrededor del 8.8% con respecto a la muestra original; el propano (C_3) disminuye de un 3.5 a un 7% con respecto a la muestra original; para el caso de la fracción de C_6 , está disminuye de un 24% a un 29%; mientras que el C_{7+} aumenta su fracción de un 8.6% hasta un 15.5%.

Para las fracciones (z_i) de la muestra con 16.3% mol de nitrógeno agregado, la fracción de metano (C_1) tiene una disminución de entre el 33% y 44% con respecto a la muestra original; la fracción de etano (C_2) disminuye entre el 21.5% y 24% con respecto a la muestra original; el propano (C_3) disminuye entre el 15 y 13% con respecto a la muestra original, la fracción C_6 disminuye alrededor del 54%, y por último la fracción de C_{7+} aumenta entre un 11% hasta un 20%, también con respecto a la muestra original.

El resto de los componentes hidrocarburos de las muestras al agregarles nitrógeno presentan una disminución ligera de las fracciones (z_i), con respecto a la muestra original. Comparando la muestra original con las muestras con nitrógeno, el metano, etano, propano, C_6 y el C_{7+} presentan las variaciones mayores que los demás componentes hidrocarburos. La Tabla 7.4 muestra los valores de las fracciones del metano, etano y C_{7+} y los demás componentes a 70 y 100 kg/cm².

El comportamiento de la fracción de líquido (x) se muestra en las Figuras 7.19A y 7.19B; la variación de los componentes es casi el mismo que para la fracción del fluido (z), dado también el aumento ligero de la fracción total de vapor, sin embargo, comparando las muestras que contienen nitrógeno con la muestra original del pozo C-79, las fracciones de líquido (x_i) de los componentes de las muestras con nitrógeno presentan una ligera disminución, principalmente

en el metano, etano y propano, aumentando además la fracción (x) del C_{7+} al incrementar la concentración de nitrógeno en la muestra original. En la *Tabla 7.4* se puede observar este cambio al comparar las tres muestras para las presiones de 70 y 100 kg/cm² de la fracción (x), en donde se puede ver que a 100 kg/cm² la muestra original contiene un 100% de líquido, dado que su p_b de esta muestra es de 85.68 kg/cm²; abajo de esta presión se empieza a presentar un aumento en su fracción total de vapor (n_v).

Para la muestra original a una presión de 100 kg/cm² se tiene 100% de líquido y 0% de vapor ($n_L=1$ y $n_v=0$), y para 70 kg/cm² los porcentajes son de 95.4% de líquido y 4.6% de vapor ($n_L=0.954$ y $n_v=0.046$), para $n=1$ mol de fluido. Los componentes que más aportan a la presión de 70 kg/cm² a la fracción de vapor total (n_v), son el metano, etano y propano, mientras que los demás componentes su aportación es menor al 1.2%.

Al igual que en la sección anterior, a presiones mayores a los 200 kg/cm² el nitrógeno aumenta el porcentaje que aporta a la fracción de vapor total para el caso de las muestras con nitrógeno agregado (*Figuras 7.20A y 7.20B*), y empieza a disminuir la fracción (y) de nitrógeno conforme disminuye la presión.

Para el caso de las muestras en que se agrega nitrógeno, el porcentaje mol aportado a la fracción total de vapor por el nitrógeno para la muestra con 10.11% mol de N_2 es de 33.79% (con $n_v=0.053$ y $p=100$ kg/cm²) y 28.75% (con $n_v=0.024$ y $p=70$ kg/cm²) y para la muestra con 16.3% mol de N_2 es de 47.55% (con $n_v=0.082$ y $p=100$ kg/cm²) y 39.15% (con $n_v=0.021$ y $p=70$ kg/cm²); la aportación de los demás compuestos a 100 y 70 kg/cm² se muestra en la *Tabla 7.4*.

El metano disminuye su fracción mol (y) en las muestras con nitrógeno agregado, alrededor de un 25% para la muestra con 10.11% mol de nitrógeno, mientras que la muestra en que se agrega 16.3% de nitrógeno lo disminuye en un 41% con respecto a la muestra original a 70 kg/cm², lo cual se debe también a que el C_1 es separado en mayor proporción por la presencia de mayores concentraciones de nitrógeno, en comparación de la muestra original. El etano disminuye su fracción mol (y) en las muestras con nitrógeno, alrededor del 28% para la muestra con 10.11% mol, mientras que la muestra con 16.3% mol lo disminuye en un 26% con respecto a la muestra original a 70 kg/cm². Para el caso del propano la fracción (y) disminuye un poco menos que el C_1 y C_2 , en un 23.5% para la muestra con 10.11% mol de nitrógeno, y para el caso de la muestra con 16.3% mol de nitrógeno, la fracción de propano disminuye en un 20% en comparación con la muestra original del pozo C-79 a 70 kg/cm².

La *Tabla 7.5* muestra la variación de n_v y n_L , para las muestras de los pozos C-285, C-49 y C-79, para 100 kg/cm² y 70 kg/cm². En esta tabla se observa, para las muestras de los pozos C-285 y C-79, que la fracción n_v a 100 kg/cm² aumenta conforme se incrementa la concentración de nitrógeno, mientras que a 70 kg/cm² esta fracción disminuye conforme se incrementa la concentración de N_2 .

TABLA 7.4. Porcentaje mol de los componentes de la muestra original del pozo C-79 y con nitrógeno agregado a 70 y 100 kg/cm², para el experimento de separación diferencial.

Muestra Original a $p_b = 85.68 \text{ kg/cm}^2$											
Fracción	Presión kg/cm ²	Porcentaje mol									
		N2	C1	C2	C3	IC4	NC4	IC5	NC5	C6	C7+
(z)	100	0.03	20.60	8.85	7.10	1.12	3.46	1.58	2.15	4.19	47.93
	70	0.03	19.45	8.74	7.13	1.13	3.51	1.61	2.19	4.27	49.02
(x)	100	0.03	20.60	8.85	7.10	1.12	3.46	1.58	2.15	4.19	47.93
	70	0.02	17.20	8.48	7.16	1.16	3.59	1.66	2.26	4.44	51.21
(y)	100	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	70	0.12	66.05	14.47	6.30	0.60	1.53	0.44	0.52	0.54	0.00
+10.11% mol de N2 a $p_b = 187.7 \text{ kg/cm}^2$											
(z)	100	6.56	13.63	7.65	6.61	1.09	3.37	1.35	1.68	2.96	52.45
	70	3.77	9.92	7.51	6.88	1.16	3.62	1.47	1.83	3.25	58.02
(x)	100	5.03	11.69	7.60	6.76	1.12	3.51	1.41	1.76	3.11	55.39
	70	3.14	8.93	7.44	6.93	1.18	3.68	1.49	1.87	3.32	59.48
(y)	100	33.79	48.24	8.52	3.94	0.39	1.00	0.25	0.27	0.25	0.00
	70	28.75	49.39	10.42	4.82	0.46	1.20	0.29	0.31	0.28	0.00
+16.3% mol de N2 a $p_b = 275.4 \text{ Kg/cm}^2$											
(z)	100	9.05	13.74	6.94	6.00	0.95	2.86	1.00	1.19	1.82	54.01
	70	4.13	10.96	6.64	6.23	1.03	3.10	1.11	1.32	2.03	61.12
(x)	100	5.61	11.91	6.76	6.16	1.00	3.03	1.07	1.28	1.96	58.83
	70	3.38	10.37	6.55	6.25	1.04	3.15	1.12	1.34	2.07	62.42
(y)	100	47.55	34.22	8.97	4.16	0.40	0.97	0.21	0.22	0.18	0.00
	70	39.15	38.78	10.89	5.04	0.47	1.15	0.24	0.25	0.19	0.00

TABLA 7.5. Comportamiento de n_v y n_L de las muestras de los pozos C-285, C-49 y C-79 para 100 kg/cm² y 70 kg/cm², obtenido mediante la simulación el experimento de separación diferencial.

Muestras		n_v		n_L	
		100 kg/cm ²	70 kg/cm ²	100 kg/cm ²	70 kg/cm ²
C-285	Muestra Original	0.050	0.045	0.950	0.955
	+7.36% mol de N2	0.033	0.027	0.970	0.972
	+10.26% mol de N2	0.059	0.026	0.940	0.970
C-49	Muestra Original	0.057	0.043	0.943	0.957
	+8.32% mol de N2	0.095	0.024	0.905	0.976
	+17.16% mol de N2	0.089	0.025	0.911	0.975
C-79	Muestra Original	0.000	0.046	1.000	0.954
	+10.11% mol de N2	0.053	0.024	0.947	0.976
	+16.30% mol de N2	0.082	0.021	0.918	0.979

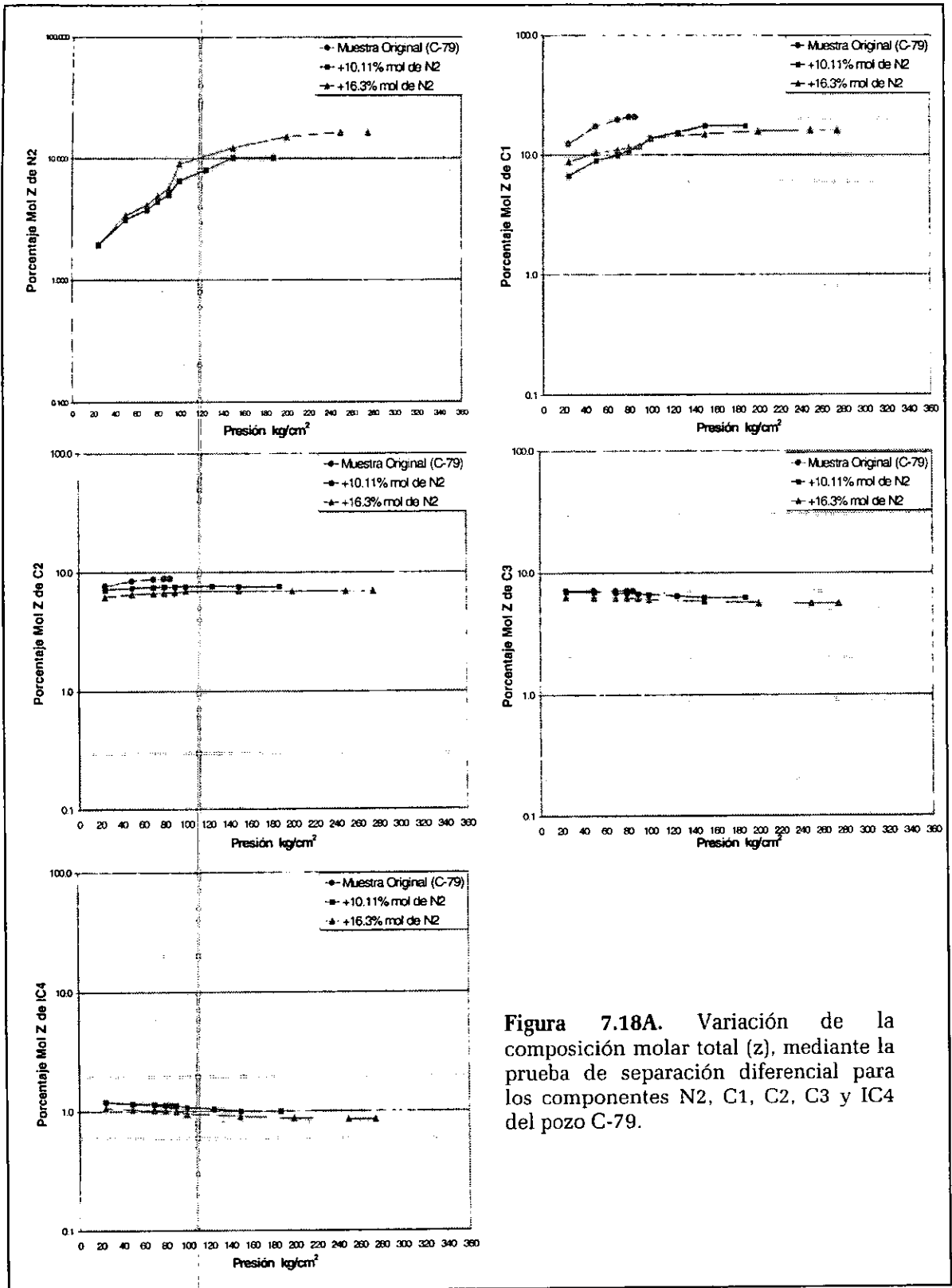


Figura 7.18A. Variación de la composición molar total (z), mediante la prueba de separación diferencial para los componentes N2, C1, C2, C3 y IC4 del pozo C-79.

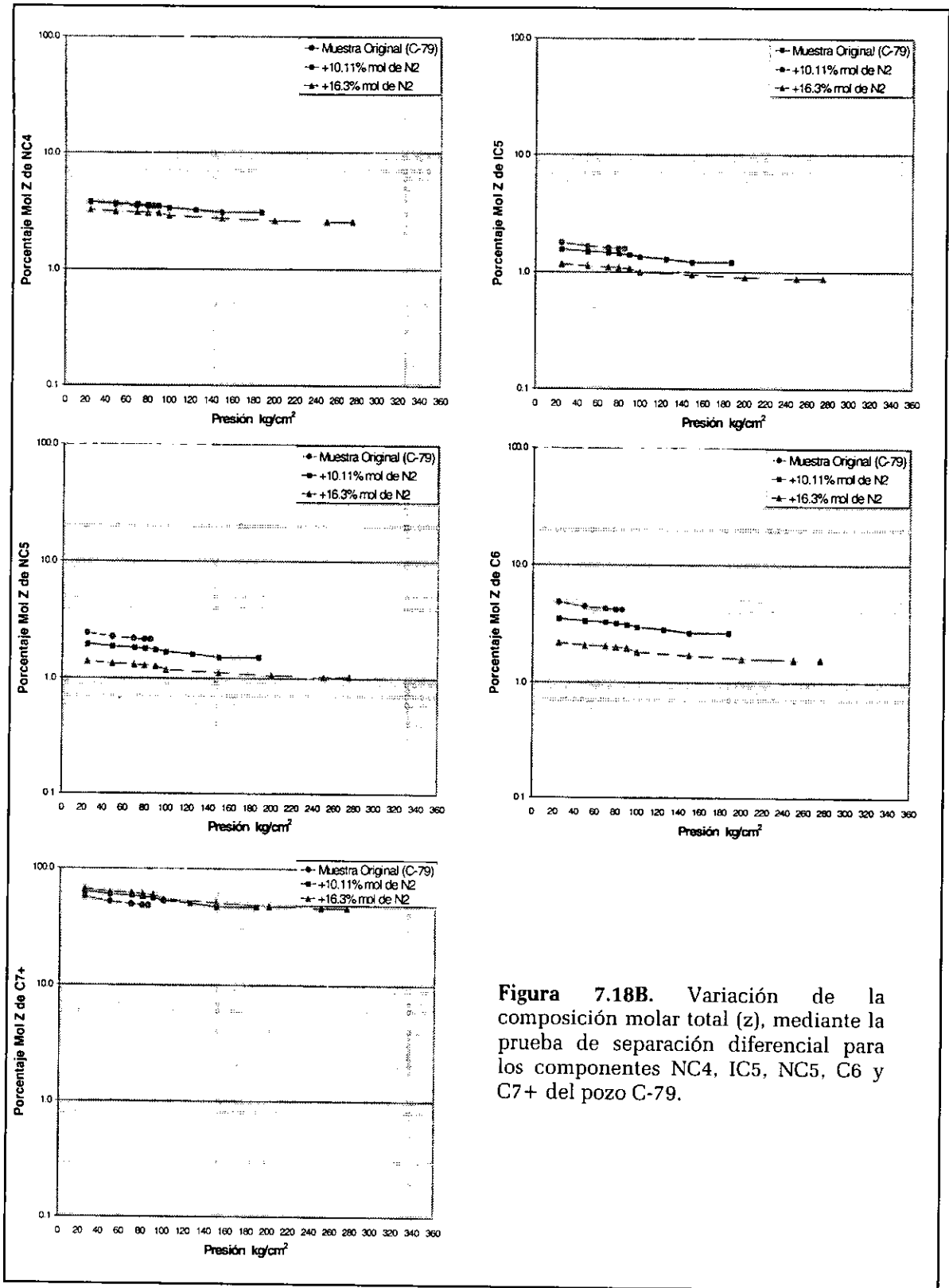


Figura 7.18B. Variación de la composición molar total (z), mediante la prueba de separación diferencial para los componentes NC4, IC5, NC5, C6 y C7+ del pozo C-79.

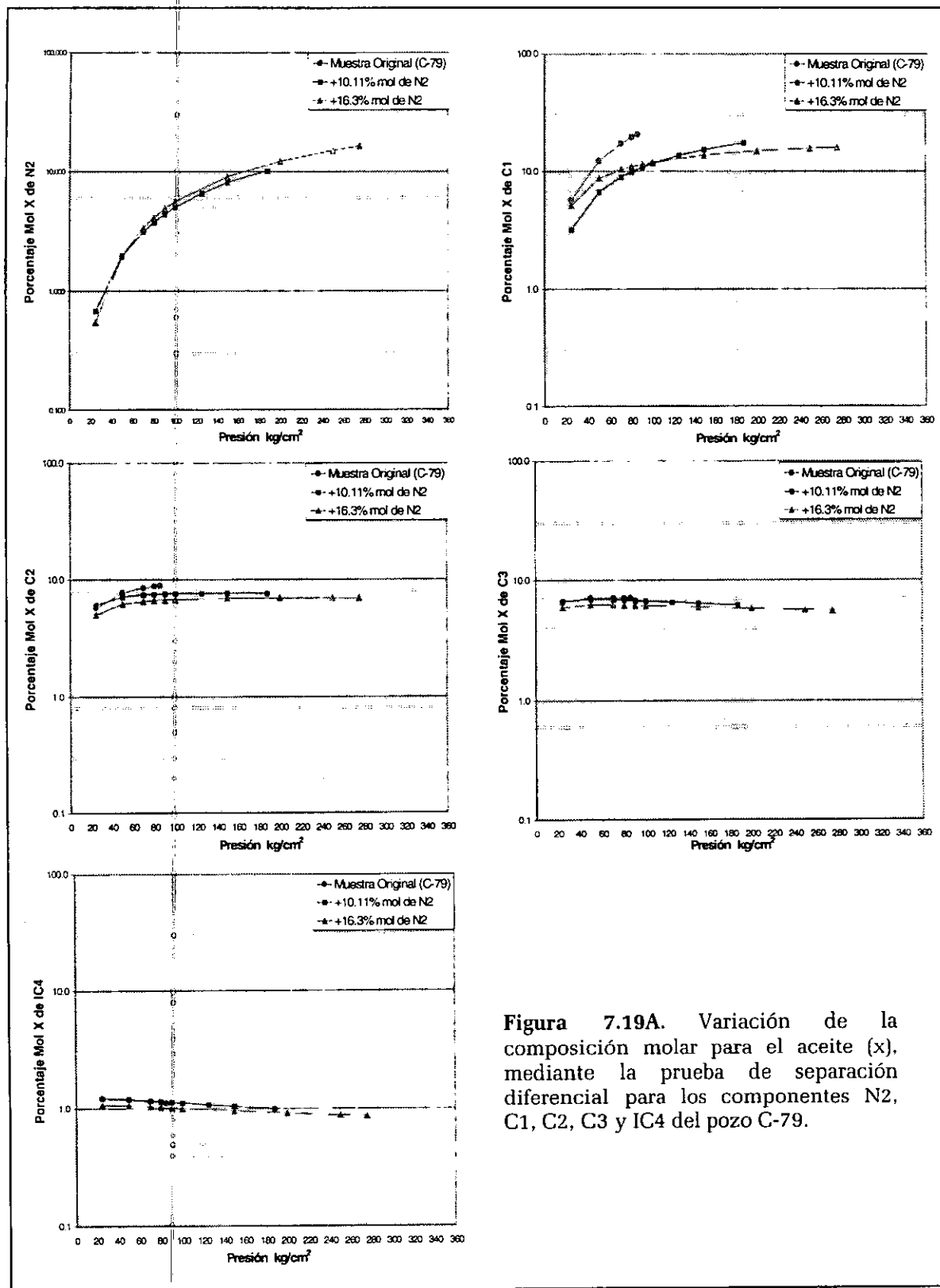


Figura 7.19A. Variación de la composición molar para el aceite (x), mediante la prueba de separación diferencial para los componentes N2, C1, C2, C3 y IC4 del pozo C-79.

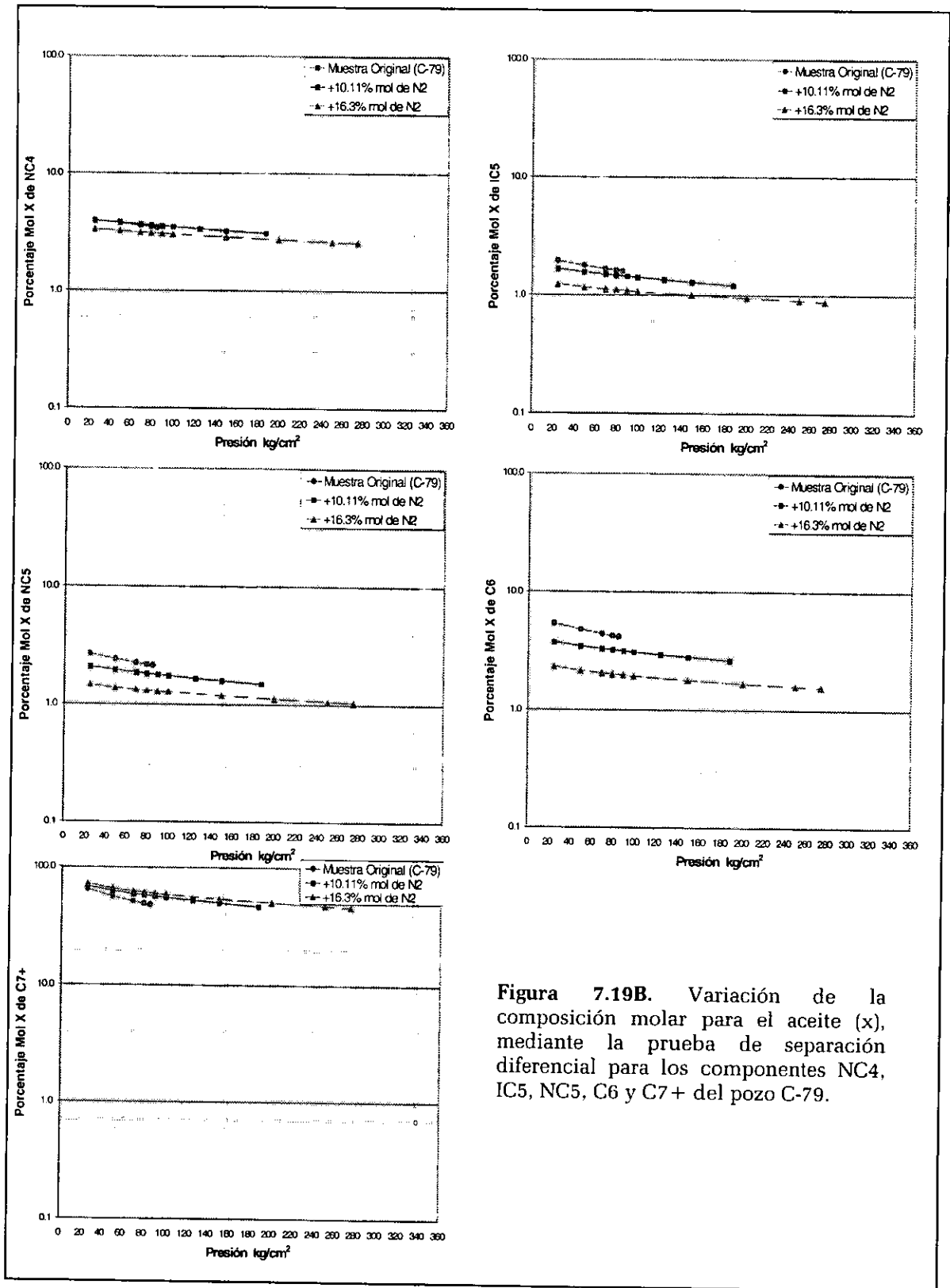


Figura 7.19B. Variación de la composición molar para el aceite (x), mediante la prueba de separación diferencial para los componentes NC4, IC5, NC5, C6 y C7+ del pozo C-79.

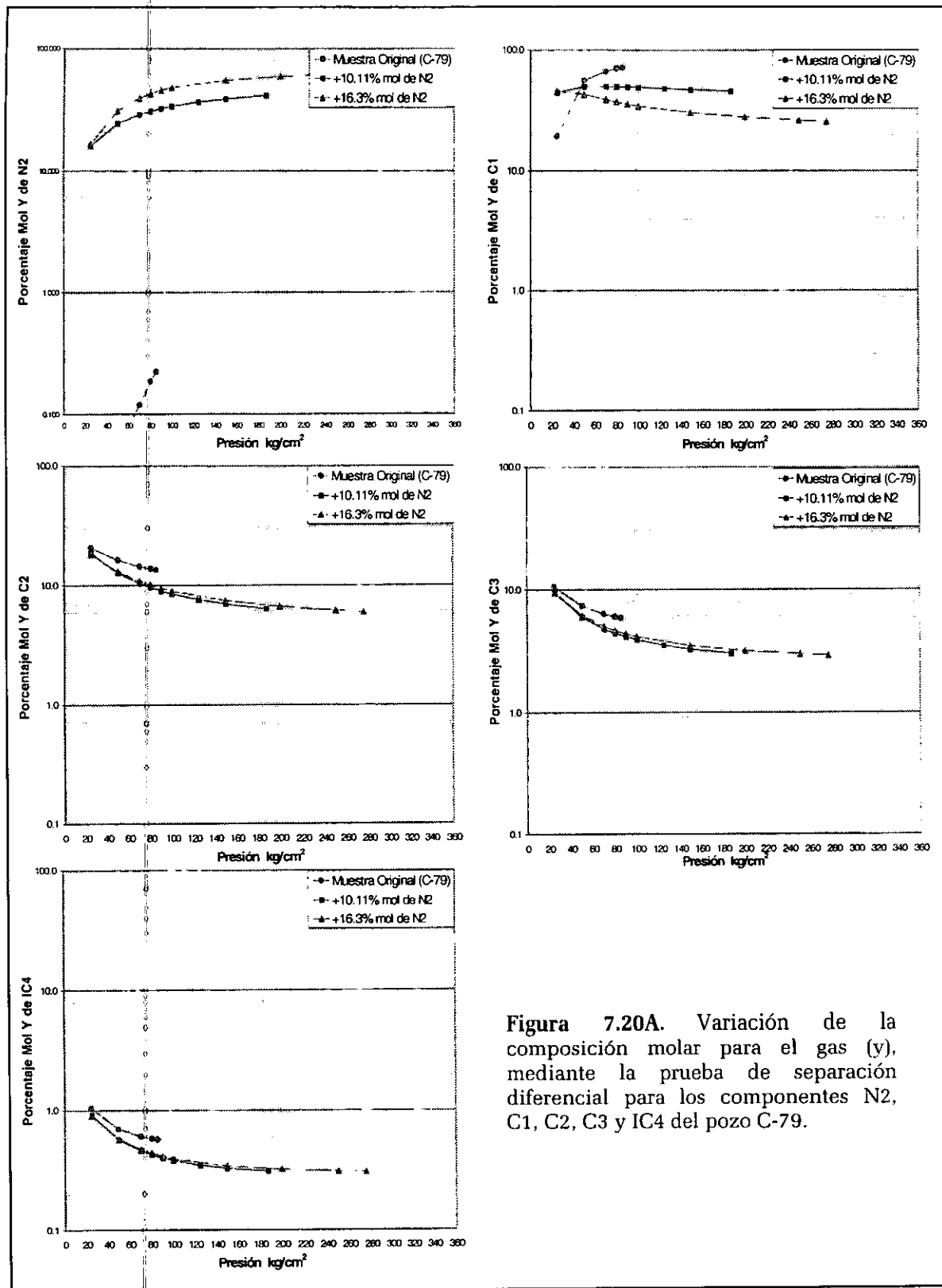


Figura 7.20A. Variación de la composición molar para el gas (y), mediante la prueba de separación diferencial para los componentes N2, C1, C2, C3 y IC4 del pozo C-79.

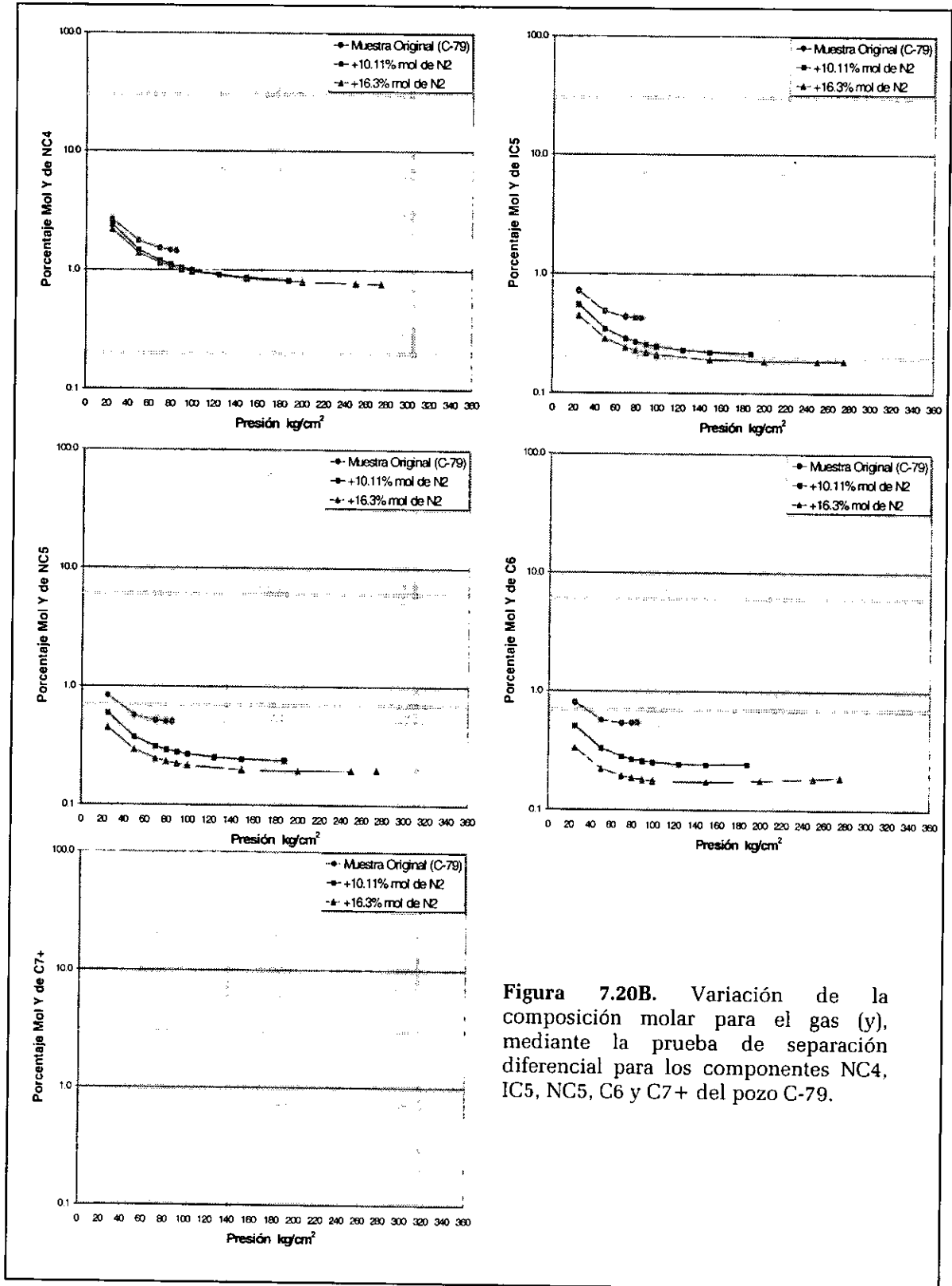


Figura 7.20B. Variación de la composición molar para el gas (y), mediante la prueba de separación diferencial para los componentes NC4, IC5, NC5, C6 y C7+ del pozo C-79.

VII.3.3. Comportamiento de las Propiedades pVT al agregarle Nitrógeno a las Muestras de los Pozos C-285, C-49 y C-79.

Los experimentos que se utilizaron para realizar la simulación de las propiedades pVT con el Simulador PVTi fueron: la Presión de Burbuja, Separación Diferencial, Expansión a Composición Constante y las Pruebas de Hinchamiento realizadas por el IFP, los cuales fueron utilizados como datos experimentales de regresión en la ecuación de estado.

VII.3.3.1. Comportamiento de la Densidad (ρ_o).

Las Figuras 7.21, 7.22 y 7.23 muestran el comportamiento simulado (con datos experimentales de regresión) de la densidad de las muestras de las Tablas 6.4 y 6.8, mediante el experimento de separación diferencial.

En la Figura 7.21 se observa un comportamiento lógico de la densidad para las muestras del pozo C-285, en donde las muestras en las que se agrega 10.26 y 7.36% mol de nitrógeno para el rango de presiones mostrado, tienen una mayor densidad que la de la muestra original. Por otro lado la densidad de la muestra con 10.26% mol de N_2 es mayor hasta una presión de 70 kg/cm^2 , que la muestra con 7.36% mol de N_2 , en donde la densidad de estas dos muestras es de alrededor de 0.82 gr/cm^3 (a 70 kg/cm^2); para presiones inferiores el comportamiento de la densidad es casi el mismo para ambas muestras; estos valores pueden compararse con la densidad de la muestra original que es de 0.806 gr/cm^3 (a 70 kg/cm^2). A una presión de 100 kg/cm^2 las densidades de las muestras original, con máximo y mínimo de nitrógeno, son de 0.798, 0.811 y 0.816 gr/cm^3 , respectivamente. Este comportamiento indica que la densidad en el rango de presiones de 70 a 100 kg/cm^2 , tiene un comportamiento muy similar para las tres muestras y las diferencias entre las densidades es de 1.23%.

Este incremento pequeño en la densidad al ir agregando nitrógeno se debe a que al realizar una simulación del experimento de separación diferencial, el nitrógeno agregado extrae más metano y componentes intermedios del aceite, (Figura 7.5), en comparación con el experimento realizado con la muestra original.

La Figura 7.22, muestra el comportamiento simulado de la densidad de la muestra original del pozo C-49 y con 8.32% y 17.16% de N_2 . Las muestras con 8.32% y 17.16% mol de N_2 tienen una densidad ligeramente mayor que la de la muestra original. Al igual que el caso anterior la densidad de la muestra con el máximo de N_2 (17.16%) es ligeramente mayor que la que contiene el mínimo de N_2 (8.32%). A una presión de 70 kg/cm^2 , los comportamientos de las densidades de estas muestras son paralelos, sin llegar a ser totalmente iguales. A 70 kg/cm^2 la densidad de la muestra original es de 0.814 gr/cm^3 , mientras que las muestras con nitrógeno tienen densidades de 0.821 y 0.827 gr/cm^3 , para el mínimo y

máximo (8.32% y 17.16% mol de N_2), respectivamente. Estas densidades son ligeramente mayores que las de las muestras del pozo C-285 y la variación de las densidades de las muestras con N_2 es del orden del 1%. La *Tabla 7.6* muestra los valores de las densidades a 70 y 100 kg/cm^2 .

La *Figura 7.23*, muestra el comportamiento de la densidad de la muestra original del pozo C-79 y con 10.11 y 16.3% mol de nitrógeno agregado. La densidad de estas muestras es ligeramente mayor en comparación a los dos casos anteriores (muestras de los pozos C-285 y C-49), debido a que la muestra original del pozo C-79 es la que contiene la menor fracción mol de metano e intermedios, y la de mayor fracción mol de C_{7+} , lo cual se puede observar en la *Tabla 7.6*. Al ir agregando cantidades mayores de N_2 a la muestra del este pozo, el nitrógeno extrae cantidades mayores de componentes ligeros e intermedios, incrementando por ende la densidad. Para una presión de 100 kg/cm^2 la densidad de la muestra original es de 0.800 gr/cm^3 , con 10.11% mol de N_2 es de 0.828 gr/cm^3 y con 16.3% mol de N_2 es de 0.840 gr/cm^3 , incrementándose 5 y 6% la densidad de estas dos ultimas muestras, respectivamente, con respecto a la original. Por otro lado a una presión de 70 kg/cm^2 la densidad de la muestra original es de 0.807 gr/cm^3 , con 10.11% mol de N_2 es de 0.832 gr/cm^3 y con 16.3% mol de N_2 agregado es de 0.845 gr/cm^3 , siendo estos valores ligeramente mayores que para las mediciones a 100 kg/cm^2 .

La *Tabla 7.6* muestra una comparación de la densidad del aceite entre las muestras de los pozos C-285, C-49 y C-49 a 70 y 100 kg/cm^2 .

TABLA 7.6. Densidad del aceite de las muestras de los pozos C-285, C-79 y C-49 a 100 y 70 kg/cm^2 , obtenida a través de la simulación de la prueba de separación diferencial.

Pozo	Muestra	Presión	
		100 kg/cm^2	70 kg/cm^2
C-285	Original	0.798	0.806
	+7.36% de N_2	0.811	0.818
	+10.29% de N_2	0.816	0.820
C-49	Original	0.806	0.814
	+8.32% de N_2	0.821	0.824
	+17.16% de N_2	0.827	0.832
C-79	Original	0.800	0.807
	+10.11% de N_2	0.828	0.832
	+16.3% de N_2	0.840	0.845

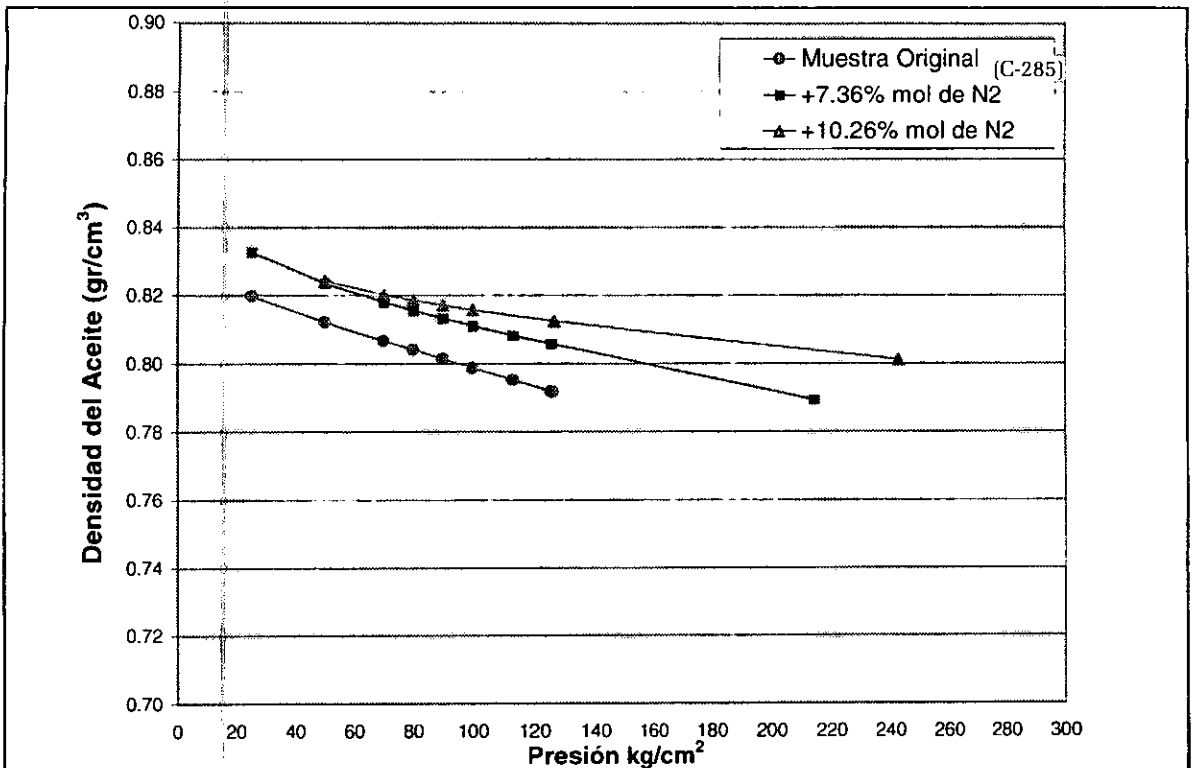


Figura 7.21. Comportamiento de la densidad del aceite al agregarle nitrógeno, obtenido a través de la simulación de la prueba de separación diferencial para el pozo C-285.

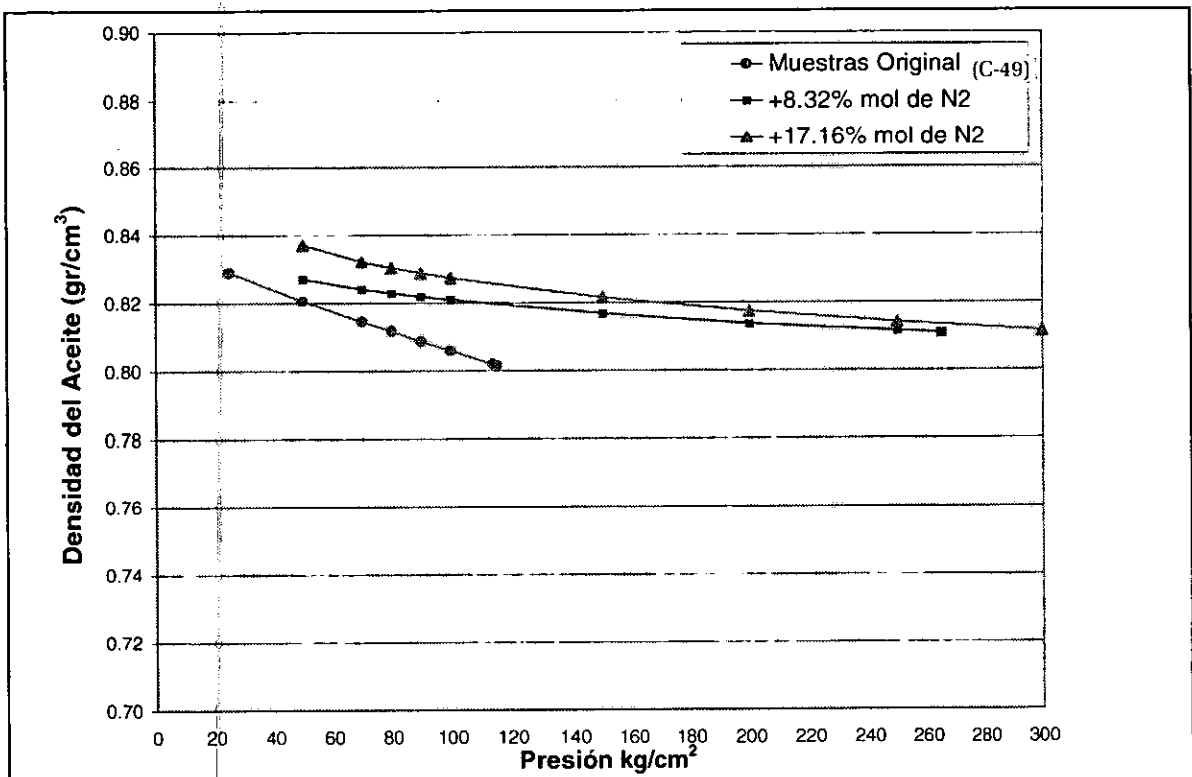


Figura 7.22. Comportamiento de la densidad del aceite al agregarle nitrógeno, obtenido a través de la simulación de la prueba de separación diferencial para el pozo C-49.

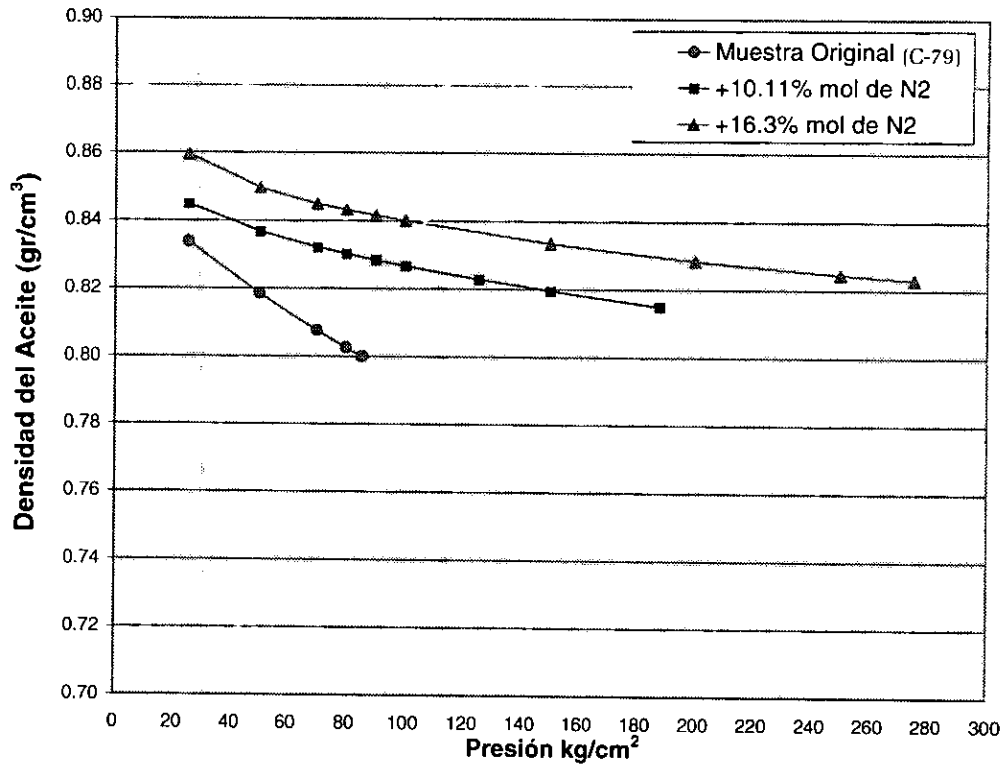


Figura 7.23. Comportamiento de la densidad del aceite al agregarle nitrógeno, obtenido a través de la simulación de la prueba de separación diferencial para el pozo C-79.

VII.3.3.2. Comportamiento en el Factor de Volumen (B_o).

Las Figuras 7.24, 7.25 y 7.26 muestran el comportamiento simulado (con datos experimentales de regresión) del factor de volumen, B_o , de las muestras de los pozos C-285, C-49 y C-79, mediante experimento de separación diferencial.

En la Figura 7.24 se puede observar que las tendencias de las curvas del B_o no son las esperadas para las tres muestras del pozo C-285, ya que el B_o debería ir disminuyendo conforme se incrementa el porcentaje mol de nitrógeno agregado. Sin embargo, si consideramos únicamente las muestras con nitrógeno, las tendencias son correctas ya que el B_o de la muestra con 10.26% mol de N_2 es aproximadamente 1.6% menor que la muestra con 7.36% mol de N_2 , para todo el rango de presiones indicado. A una presión de 70 kg/cm² los factores de volumen para las tres muestras son de 1.154, 1.180 y 1.159 m³/m³ para la muestra original, con 7.36% y con 10.26% mol de N_2 , respectivamente, *Tabla 7.7*.

Las muestras del pozo C-49 a las que se le agrega nitrógeno tienen un comportamiento anómalo del B_o (*Figura 7.25*), debido a la posibilidad de errores experimentales; siendo el factor de volumen de la muestra con 8.32% mol de nitrógeno menor que el de la muestra con 17.16% mol de nitrógeno en un 3%. Por otro lado el B_o de la muestra original de este pozo es ligeramente mayor al de las muestras con nitrógeno, teniendo una tendencia correcta para el rango de presiones de 70 a 100 kg/cm².

En la *Figura 7.26* se presenta el B_o de las muestras del pozo C-79, en la cual se observa una disminución en el valor del B_o de la muestra original a medida que se le agrega N_2 . Para la presión de 70 kg/cm² el factor de volumen de la muestra original es de 1.197 m³/m³, mientras que los valores de las muestras con 10.11% y 16.3% mol de nitrógeno son de 1.168 y 1.135 m³/m³, respectivamente. Es decir el factor de volumen B_o de las muestras con 10.11% y 16.3% mol de nitrógeno disminuye en 2.4 y 5.2% con respecto a la muestra original, respectivamente, habiendo una diferencia de un 3% entre los valores de las dos muestras con nitrógeno, en el rango de presiones ilustrado en la figura.

Es importante señalar que las muestras de los tres pozos a los que se les agregó nitrógeno, al alcanzar presiones en el rango de 70 a 100 kg/cm² han liberado una gran cantidad de nitrógeno, así como de componentes ligeros hidrocarburos, lo que resulta en una disminución del factor de volumen. La liberación de componentes ligeros al inicio del experimento de separación diferencial, se acentúa conforme se agrega más nitrógeno a presiones mayores a los 187 kg/cm², a las cuales se realizaron las pruebas de hinchamiento, ya que el nitrógeno extrae más componentes ligeros.

La *Tabla 7.7* muestra una comparación del B_o para las muestras de los pozos C-285, C-49 y C-49 a 70 y 100 kg/cm².

TABLA 7.7. Factor de volumen del aceite de las muestras de los pozos C-285, C-79 y C-49 a 100 y 70 kg/cm ² , obtenido a través de la simulación de la prueba de separación diferencial			
Pozo	Muestra	Presión	
		100 kg/cm ²	70 kg/cm ²
C-285	Original	1.186	1.154
	+7.36% de N ₂	1.200	1.180
	+10.29% de N ₂	1.175	1.159
C-49	Original	1.185	1.155
	+8.32% de N ₂	1.137	1.124
	+17.16% de N ₂	1.174	1.156
C-79	Original	1.245	1.197
	+10.11% de N ₂	1.185	1.168
	+16.3% de N ₂	1.149	1.135

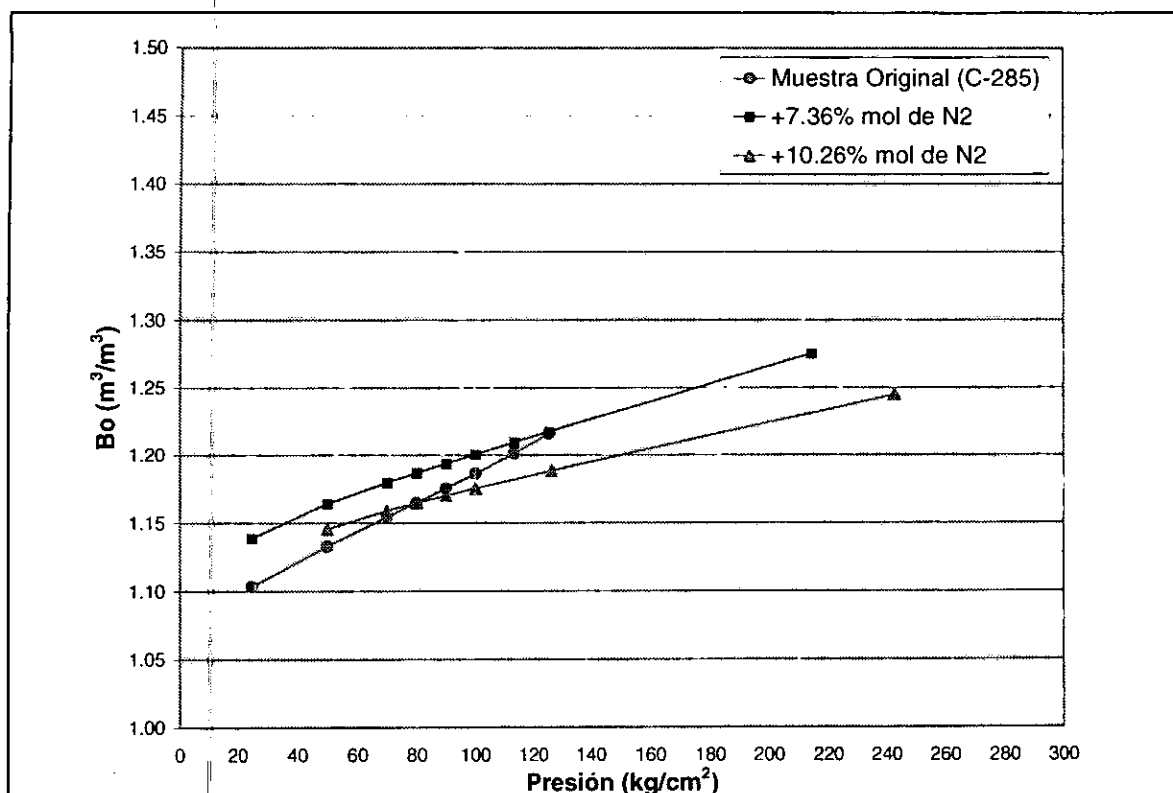


Figura 7.24. Comportamiento del factor de volumen del aceite (B_o) al agregarle nitrógeno, obtenido a través de la simulación de la prueba de separación diferencial para el pozo C-285.

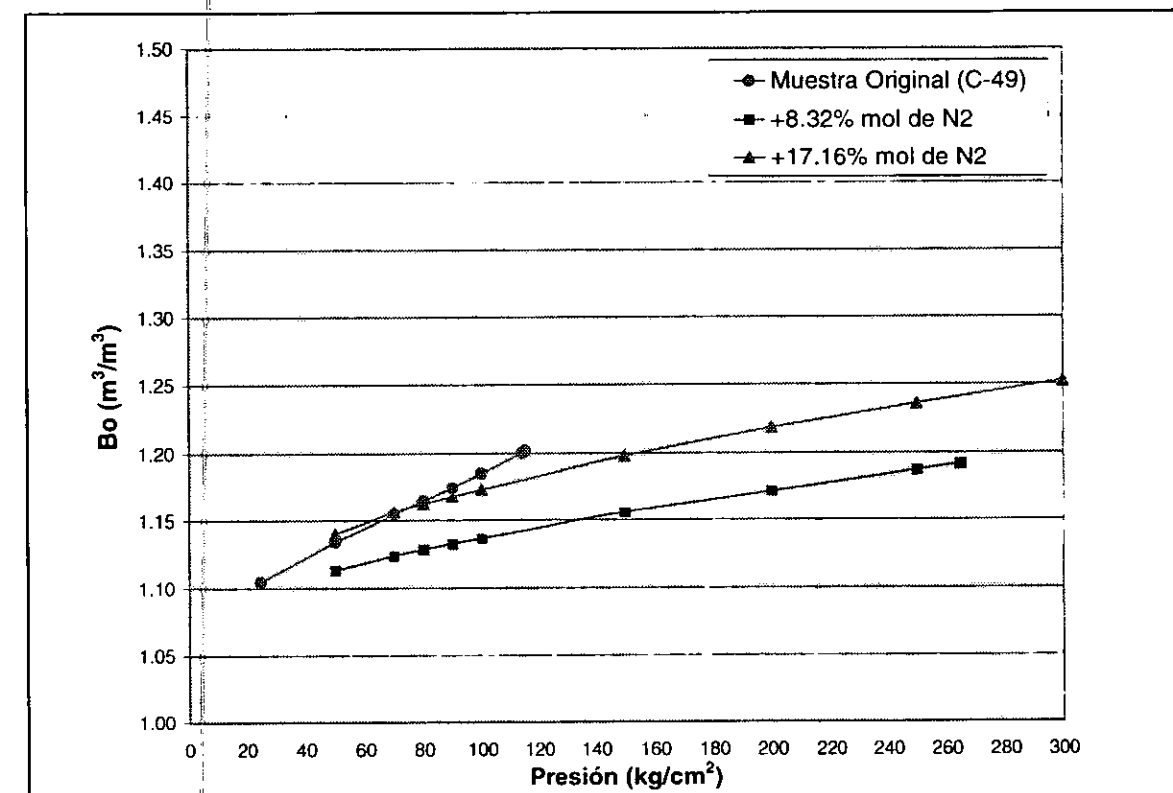


Figura 7.25. Comportamiento del factor de volumen del aceite (B_o) al agregarle nitrógeno, obtenido a través de la simulación de la prueba de separación diferencial para el pozo C-49.

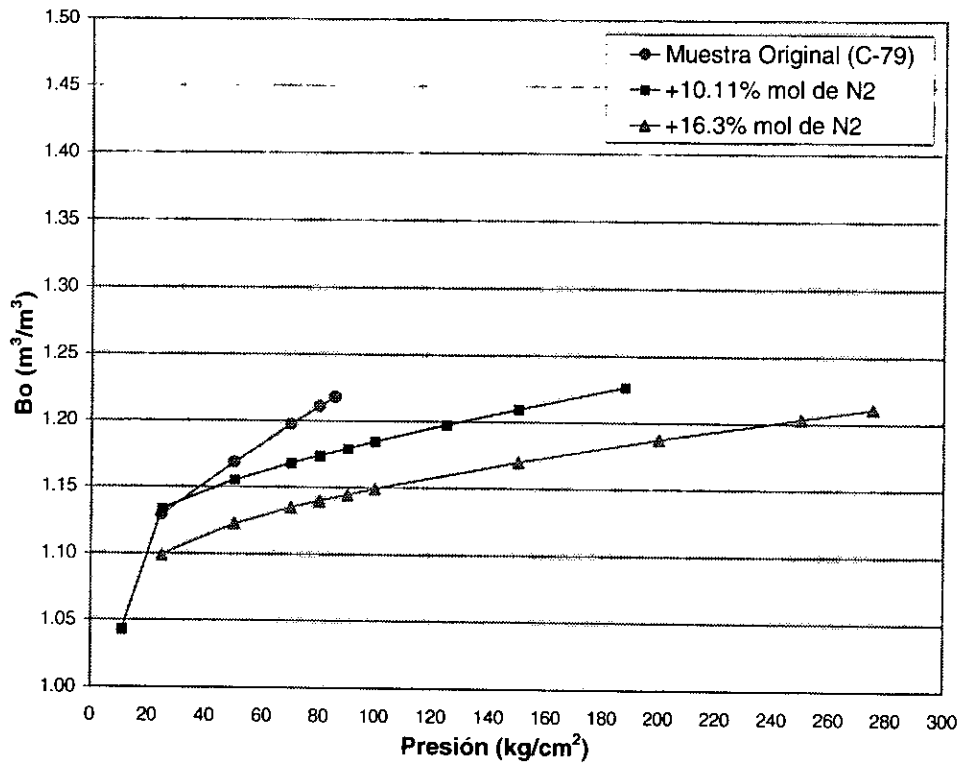


Figura 7.26. Comportamiento del factor de volumen del aceite (B_o) al agregarle nitrógeno, obtenido a través de la simulación de la prueba de separación diferencial para el pozo C-79.

VII.3.3.3. Comportamiento de la Relación de Solubilidad del Gas en el Aceite (R_s).

En la *Figura 7.27*, se observa el comportamiento de la R_s para las muestra original del pozo C-285 así como el comportamiento al agregarle nitrógeno. Se puede observar que los valores de la R_s de la muestra original son mayores que los de las muestras con N_2 agregado. También se observa que los valores de la R_s de la muestra con 7.36% mol de N_2 son muy semejantes a los de la muestra con 10.26% mol de N_2 ; esto se debe a que la diferencia entre estas dos cantidades de nitrógeno agregado es muy pequeña. A 100 kg/cm² la R_s de la muestra original es de 61.1 m³/m³, mientras que las muestras con nitrógeno tienen un valor de alrededor de 47 m³/m³, *Tabla 7.8*. Esta disminución de la R_s se debe a que las muestras a las que se les ha agregado nitrógeno, en la prueba DL, contienen una cantidad menor de componentes ligeros en comparación con la muestra original.

En la *Figura 7.28*, se observa que la R_s de la muestra del C-49 con 17.16% mol de N_2 agregado es mayor que la que contiene 8.32% mol de N_2 para el rango de presiones indicado en esta figura, teniendo un valor de 45.5 y 33.7 m³/m³ a una presión de 70 kg/cm², para las muestras con 17.16% mol de N_2 y 8.32% mol de N_2 respectivamente. Existe una diferencia del 24% entre los valores de la R_s de las muestras con nitrógeno agregado del pozo C-49. La R_s de la muestra original del pozo C-49 es mayor que las muestras que contienen N_2 hasta la presión de 70 kg/cm², en donde el comportamiento de esta muestra empieza a ser muy similar a la muestra con 17.16% de N_2 , conforme la presión desciende. Se concluye que las muestras con nitrógeno agregado del pozo C-49, tienen un comportamiento anómalo, ya que se esperaba una disminución en la R_s conforme se aumentara la cantidad de N_2 inyectado, como se puede observar en la *Tabla 7.8*.

En la *Figura 7.29* se observa un comportamiento lógico de la R_s de la muestra original y de las muestras con 10.11% mol de N_2 y con 16.3% mol de N_2 agregado del pozo C-79. Se observa que para cualquier presión, la R_s de la muestra original es mayor que el valor de las muestras con 10.11% y 16.3% mol de N_2 . A 70 kg/cm², la R_s de la muestra original es de 50.1 m³/m³, mientras que los valores de la R_s para las muestras con 10.11% y 16.3% mol de N_2 agregado son de 34.7 y 32.3 m³/m³, respectivamente, teniendo estos dos últimos valores incrementos del 30 y 36% con respecto a la muestra original. El valor de la R_s de la muestra con 10.11% mol de N_2 agregado es mayor en un 9% a los valores de la muestra con 16.3% mol de N_2 .

La disminución de la R_s al ir incrementando el porcentaje mol inyectado de N_2 se debe al igual que para los casos de densidad y factor de volumen, a que el nitrógeno extrae más componentes ligeros del aceite conforme su concentración aumenta, removiendo fracciones de C_1 a C_6 y aumentando consecuentemente la fracción C_{7+} . Se puede observar también en las tres muestras analizadas una buena capacidad del aceite para disolver nitrógeno a

bajas presiones, ya que a 70 kg/cm^2 se tiene alrededor de un 3% mol de N_2 en las muestras de los tres pozos antes mencionados.

La *Tabla 7.8* muestra una comparación de la R_s para las muestras de los pozos C-285, C-49 y C-49 a 70 y 100 kg/cm^2 .

TABLA 7.8. R_s de las muestras de los pozos C-285, C-79 y C-49 a 100 y 70 kg/cm^2 , obtenida a través de la simulación de la prueba de separación diferencial.			
Pozo	Muestra	Presión	
		100 kg/cm^2	70 kg/cm^2
C-285	Original	61.1	45.9
	+7.36% de N_2	46.9	38.3
	+10.29% de N_2	46.7	38.7
C-49	Original	60.1	45.5
	+8.32% de N_2	40.3	33.7
	+17.16% de N_2	52.9	45.2
C-79	Original	64.0	50.1
	+10.11% de N_2	41.9	34.7
	+16.3% de N_2	38.1	32.3

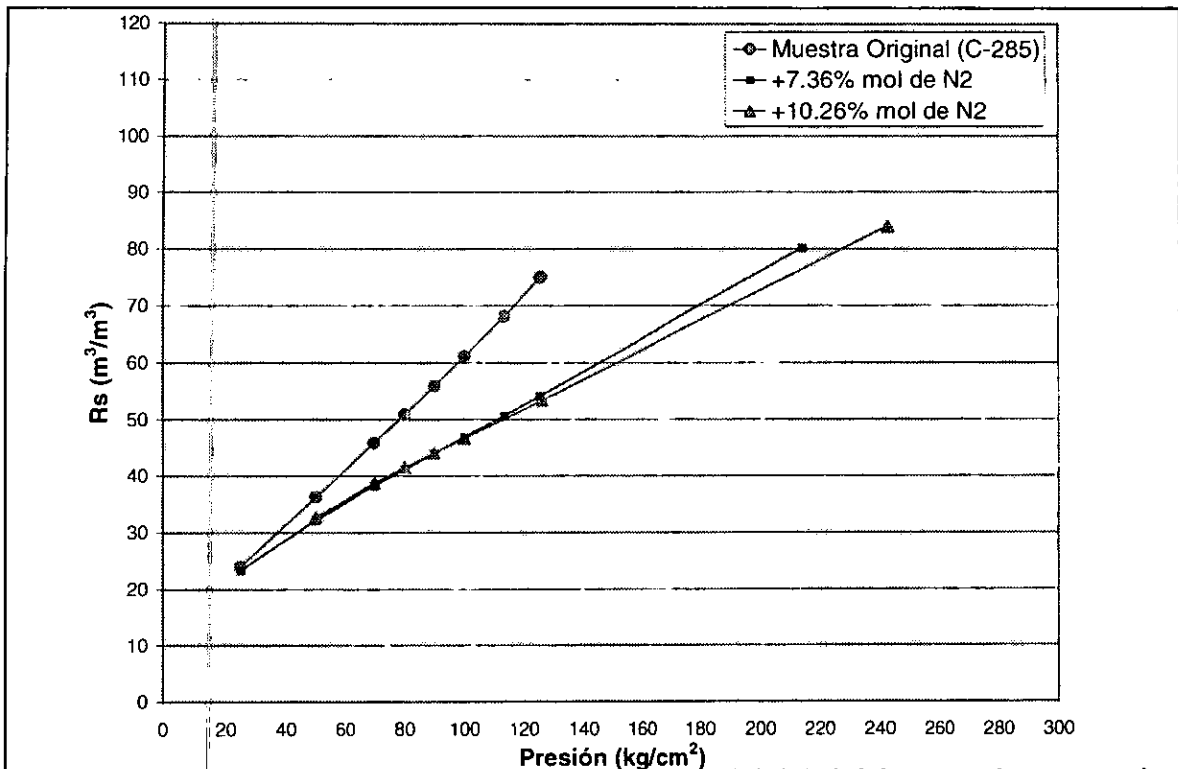


Figura 7.27. Comportamiento de la relación de solubilidad del gas en el aceite R_s al agregarle nitrógeno, obtenido a través de la simulación de la prueba de separación diferencial para el pozo C-285.

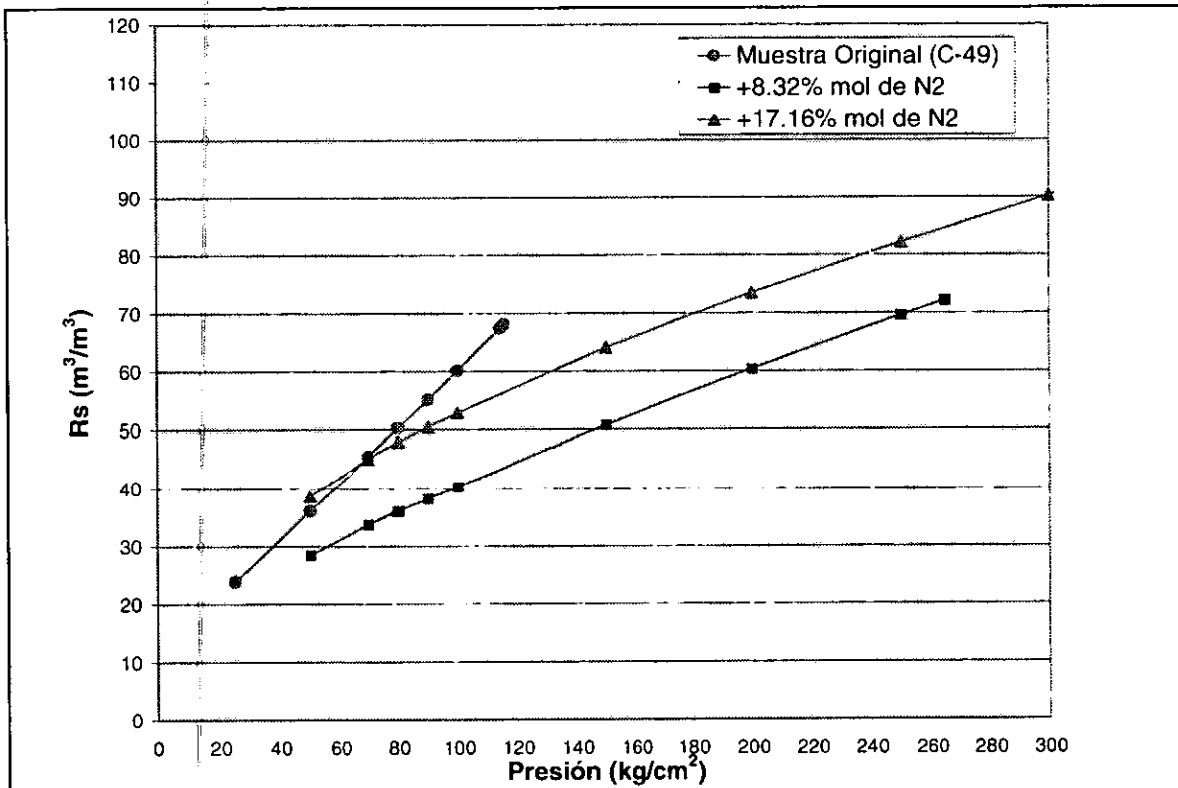


Figura 7.28. Comportamiento de la relación de solubilidad del gas en el aceite R_s al agregarle nitrógeno, obtenido a través de la simulación de la prueba de separación diferencial para el pozo C-49.

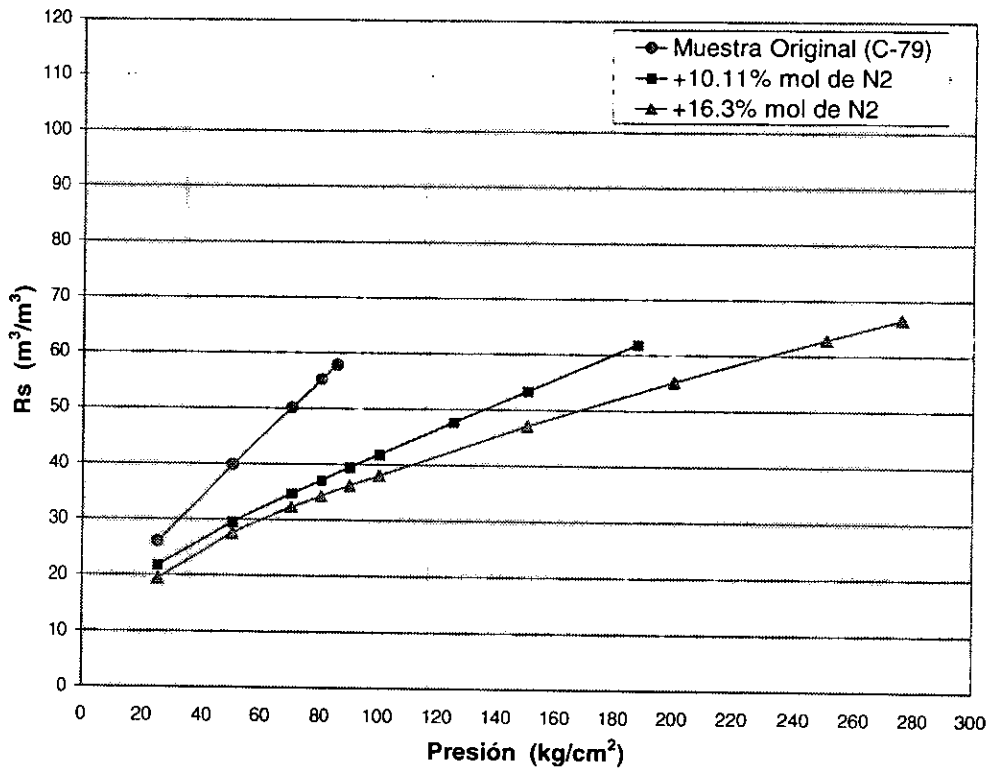


Figura 7.29. Comportamiento de la relación de solubilidad del gas en el aceite R_s al agregarle nitrógeno, obtenido a través de la simulación de la prueba de separación diferencial para el pozo C-79.

VII.3.3.4. Comportamiento de la Viscosidad (μ_v).

A continuación se expondrá el comportamiento de la variación de la viscosidad con respecto a la presión, para los experimentos de expansión a composición constante y separación diferencial, simulados con el paquete pVT del Eclipse, previamente ajustados con las pruebas del IFP.

El IFP reportó viscosidades en un rango fuera del de interés (de 70 a 150 kg/cm² aproximadamente) en el experimento de expansión a composición constante; solamente se reportaron unos cuantos puntos arriba de la presión de burbuja, y se observaron anomalías en los datos reportados en las cercanías de la presión de burbuja, por lo cual no se pudieron reproducir estos experimentos satisfactoriamente, y por lo tanto, no se observaron tendencias correctas en estos experimentos.

En la *Figuras 7.30, 7.31 y 7.32* se muestra la simulación del comportamiento de la viscosidad mediante el experimento de Expansión a Composición Constante (CCE). Para el caso de las muestras del pozo C-285, la *Figura 7.30* muestra el comportamiento de la viscosidad, en donde se observa que a presiones mayores a los 255 kg/cm², la viscosidad de las muestras de pozo C-285 con 10.26% y 7.36% mol de nitrógeno difieren, siendo mayor la viscosidad en el rango señalado para la muestra que contienen menos nitrógeno, es decir, a mayor concentración de N₂ la viscosidad disminuye. Las tendencias mostradas son incorrectas debido a que la viscosidad debe ser menor a medida que se incrementa la concentración de nitrógeno en el experimento CCE para una misma presión.

La *Figura 7.31*, muestra para el caso de las muestras del pozo C-49, un comportamiento lógico de la viscosidad, en el cual la viscosidad debe disminuir a mayor concentración de nitrógeno en el experimento CCE. Teniendo mayores viscosidades las muestras con menor cantidad de nitrógeno. Las viscosidades de 70 a 100 kg/cm² no pueden leerse en esta figura, ya que los datos reportados por el IFP en el experimento CCE para las muestras con nitrógeno, están medidos a presiones mayores de los 250 kg/cm².

La *Figura 7.32* presenta el comportamiento de la viscosidad para el pozo C-79, siendo mayor la viscosidad de la muestra con 10.11% mol de nitrógeno que el valor de la muestra con 16.3% mol de nitrógeno, en el rango de presiones indicado en la figura. A presiones menores a los 200 kg/cm², la tendencia de las viscosidades de las muestras anteriores empieza a cambiar. El comportamiento de la viscosidad de la muestra original a presiones menores de 255 kg/cm² muestra valores mayores de viscosidad, que las muestras con nitrógeno, lo cual indica un comportamiento correcto en el experimento. Es importante señalar que la prueba CCE presenta un comportamiento contrario o inverso al comportamiento de la prueba de separación diferencial (DL), de la variación de la viscosidad del aceite con respecto a la presión, como se verá mas adelante.

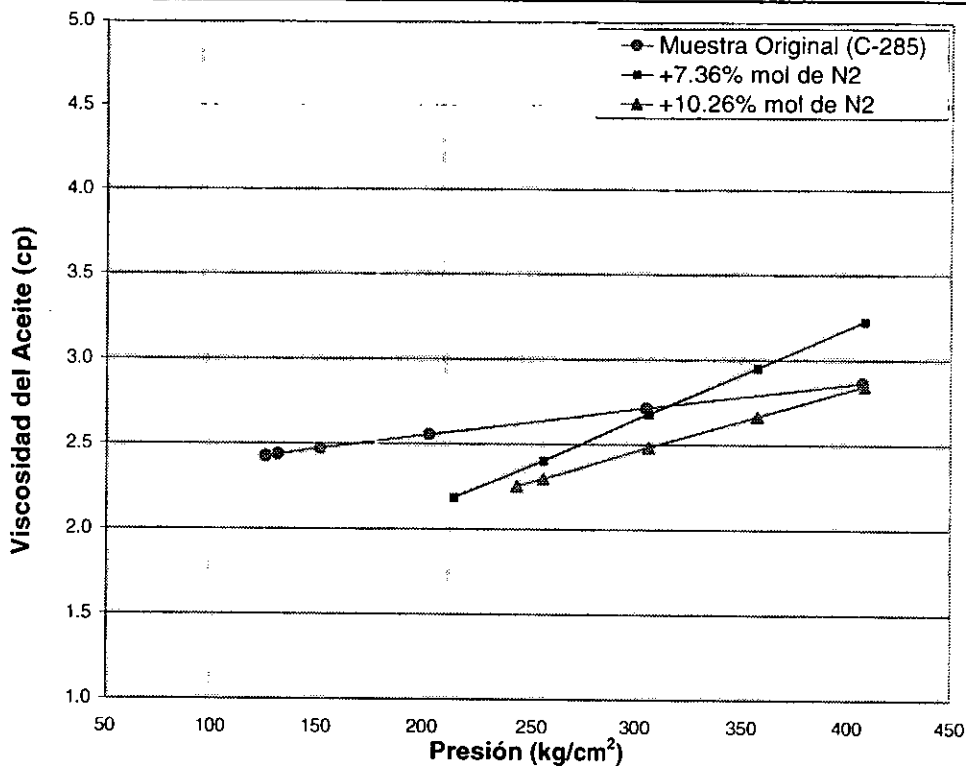


Figura 7.30. Comportamiento de la viscosidad del aceite al agregarle nitrógeno, obtenido a través de la simulación de la prueba de expansión a composición constante para el pozo C-285.

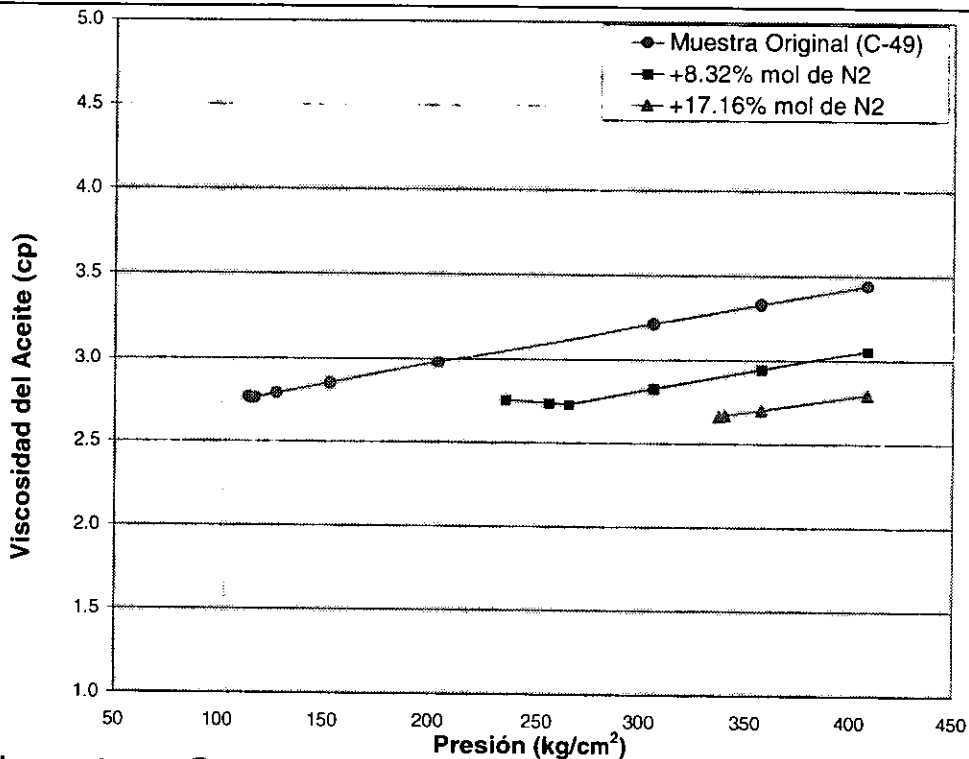


Figura 7.31. Comportamiento de la viscosidad del aceite al agregarle nitrógeno, obtenido a través de la simulación de la prueba de expansión a composición constante para el pozo C-49.

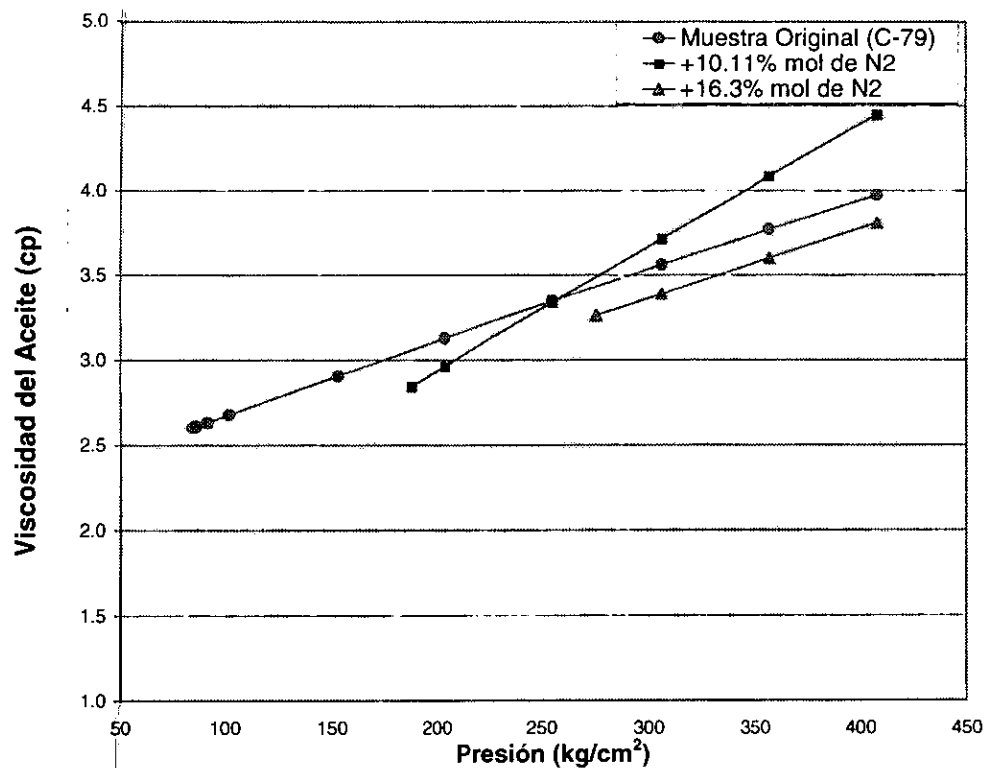


Figura 7.32. Comportamiento de la viscosidad del aceite al agregarle nitrógeno, obtenido a través de la simulación de la prueba de expansión a composición constante para el pozo C-79.

Las Figuras 7.33, 7.34 y 7.35, muestran la simulación del experimento de separación diferencial para las muestras de los pozos C-285, C-49 y C-79, de las cuales a continuación se hará una explicación breve.

El comportamiento de la viscosidad del experimento DL de las muestras del pozo C-285 se muestra en la Figura 7.33, en donde se puede observar que es anómalo, ya que se espera que la viscosidad aumente, conforme se incrementa la concentración de nitrógeno, ya que este extrae del aceite más hidrocarburos ligeros e intermedios bajo estas condiciones. La viscosidad de la muestra con 10.26% de nitrógeno debería de ser mayor que la muestra que contiene 7.36% mol de nitrógeno agregado. Las tendencias mostradas son incorrectas, ya que como se dijo anteriormente, la viscosidad debe ser mayor a medida que se incrementa la concentración de nitrógeno. Por ejemplo la viscosidad de la muestra original a 100 kg/cm² es de 2.54 cp, mientras que la viscosidad de la muestra con 10.26% mol de nitrógeno es de 2.61 cp por 2.82 cp con 7.36% mol de nitrógeno agregado, *Tabla 7.9*.

La Figura 7.34, muestra para el caso de las muestras del pozo C-49, el comportamiento de la viscosidad con respecto a la presión del experimento DL, en donde se puede observar que el comportamiento de la viscosidad es el esperado, desde una presión de 240 kg/cm² hasta la presión de 90 kg/cm²; abajo de esta presión la viscosidad de la muestra original es mayor que la de la muestra con 8.32% mol de nitrógeno agregado. A 100 kg/cm² las viscosidades de las muestras: original, con 8.32% y 17.16% mol de nitrógeno agregado son 2.85, 2.87 y 3.52 cp, respectivamente, siendo esta tendencia la esperada; la viscosidad a 70 kg/cm² de las muestras del pozo C-49 se muestran en la *Tabla 7.9*.

La Figura 7.35 muestra el comportamiento (DL) de la viscosidad para las muestras del pozo C-79, en el que se puede observar que el comportamiento de la viscosidad es el esperado para cualquier presión, ya que la viscosidad de la muestra original es la menor, seguida por la muestra con 10.11% mol de nitrógeno agregado y finalmente por la muestra con 16.3% mol de nitrógeno. A 100 kg/cm² la viscosidad de las muestras original, con 10.11% y con 16.3% mol de nitrógeno es de 2.40, 3.30 y 4.28 cp, respectivamente, mientras que a 70 kg/cm² la viscosidad de las muestras original, con 10.11% mol y con 16.3% mol de nitrógeno agregado es de 2.84, 3.50 y 4.57 cp, respectivamente, *Tabla 7.9*. La diferencia de entre las viscosidades de las muestras con nitrógeno es alrededor del 24%. Se concluye con base con base a la discusión previa para estas muestras que conforme se incrementa la concentración de nitrógeno en el aceite, su viscosidad aumenta.

En las *Figura 7.18.A* se muestra la separación diferencial simulada en donde se observa la variación del contenido de metano con la presión. A presiones ligeramente menores que la de burbuja la liberación de metano es considerable, teniendo fracciones mol de metano menores para las muestras con nitrógeno adicionado. Por otro lado la fracción de C7+ (*Figura 7.18B*), indica que en las

muestras con nitrógeno, se incrementa en mayor cantidad esta fracción. Entonces se concluye que en este tipo de experimento (separación diferencial) en las muestras con nitrógeno conforme disminuye la presión la viscosidad aumenta.

La *Tabla 7.9* muestra una comparación de las viscosidades (DL) para las muestras de los pozos C-285, C-49 y C-49 a 70 y 100 kg/cm².

TABLA 7.9. Viscosidad del aceite de las muestras de los pozos C-285, C-79 y C-49 a 100 y 70 kg/cm², obtenida a través de la simulación de la prueba de separación diferencial

Pozo	Muestra	Presión	
		100 kg/cm ²	70 kg/cm ²
C-285	Original	2.54	2.64
	+7.36% de N ₂	2.82	3.04
	+10.29% de N ₂	2.61	2.69
C-49	Original	2.85	3.00
	+8.32% de N ₂	2.87	2.88
	+17.16% de N ₂	3.52	3.73
C-79	Original	2.40	2.84
	+10.11% de N ₂	3.30	3.50
	+16.3% de N ₂	4.28	4.57

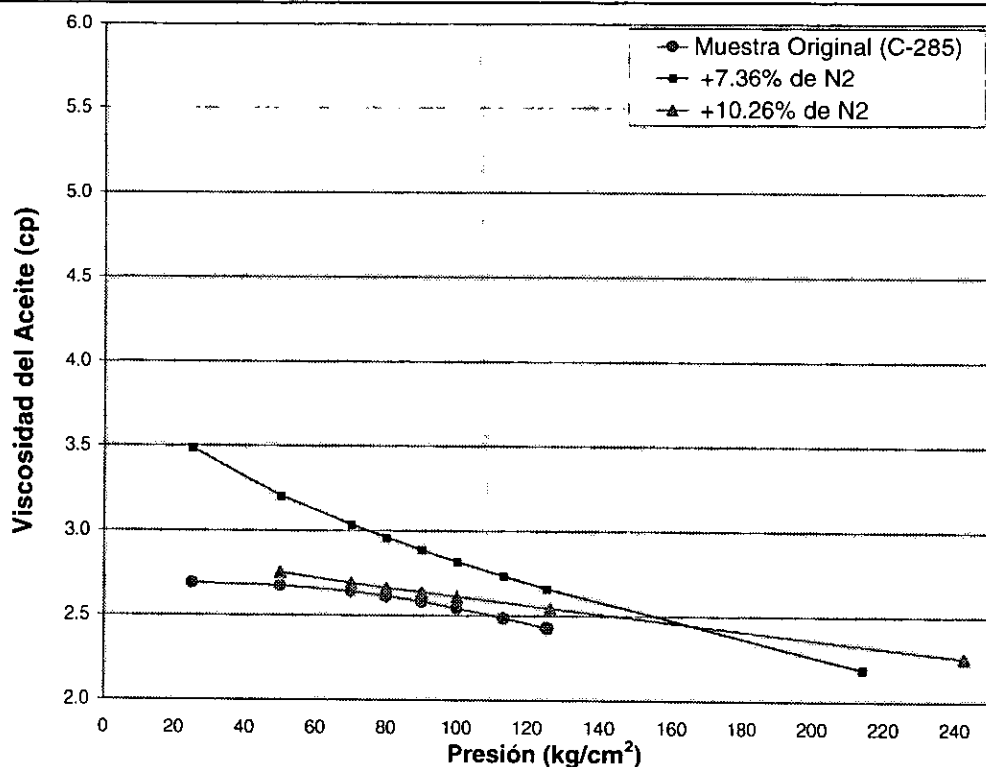


Figura 7.33. Comportamiento de la viscosidad del aceite al agregarle nitrógeno, obtenido a través de la simulación de la prueba de separación diferencial para el pozo C-285.

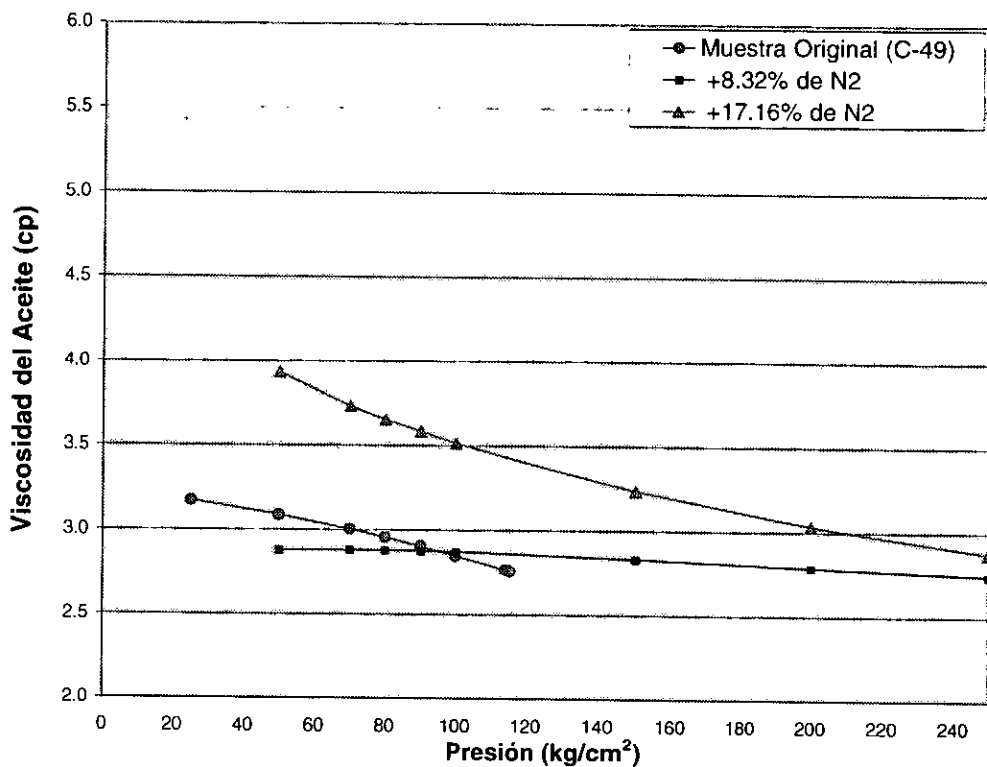


Figura 7.34. Comportamiento de la viscosidad del aceite al agregarle nitrógeno, obtenido a través de la simulación de la prueba de separación diferencial para el pozo C-49.

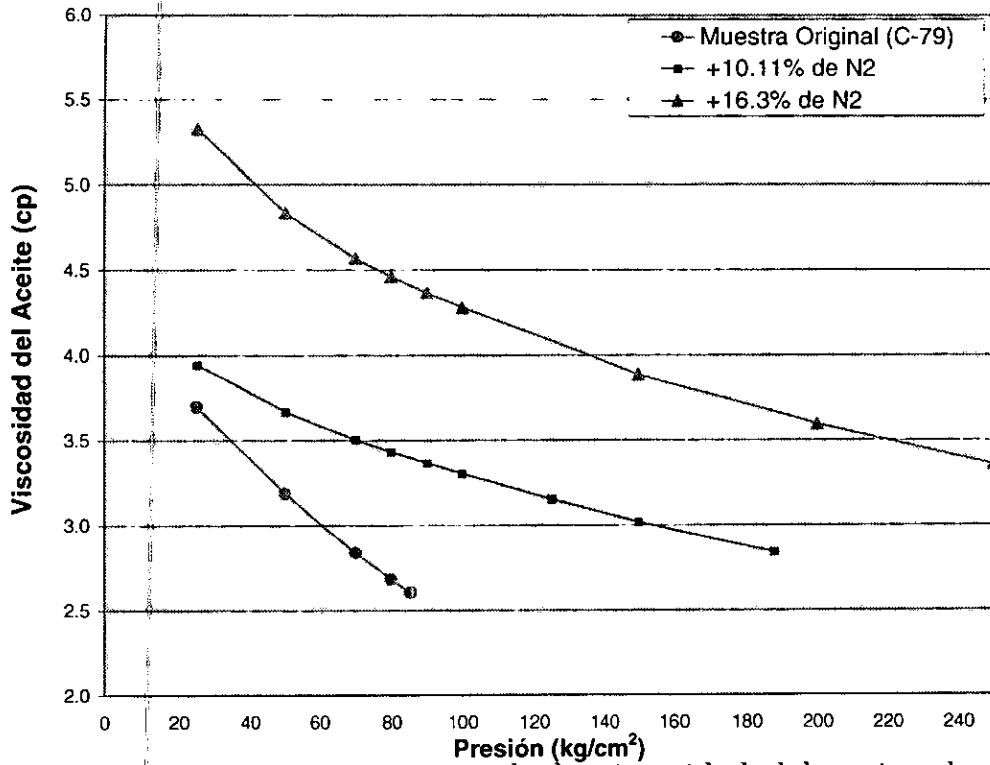


Figura 7.35. Comportamiento de la viscosidad del aceite al agregarle nitrógeno, obtenido a través de la simulación de la prueba de separación diferencial para el pozo C-79.

VII.3.3.5. Comportamiento de la Saturación de Aceite (S_o).

Para calcular la saturación del aceite se utilizó la siguiente ecuación:

$$S_o = \frac{B_o}{B_{ob}} = \frac{\frac{\text{Volumen de aceite @ } p_y \text{ y } T_y}{\text{Volumen de aceite @ c.s.}}}{\frac{\text{Volumen de aceite @ } p_b}{\text{Volumen de aceite @ c.s.}}} = \frac{\text{Volumen de aceite @ } p_y \text{ y } T_y}{\text{Volumen de aceite @ } p_b} \dots\dots\dots(7.8)$$

En la *Figura 7.36* se muestra el comportamiento de la saturación del aceite para el pozo C-285, donde en todas las muestras la saturación disminuye para presiones inferiores a la presión de burbujeo. Con respecto a las muestras con N_2 el comportamiento es casi el mismo, debido a que la variación de la cantidad de N_2 , entre la muestra con 7.36% mol y la muestra con 10.26% mol de nitrógeno agregado, es de 3.1% mol; disminuyendo las saturaciones del aceite de las muestras con nitrógeno alrededor del 3% con respecto a la muestra original a 100 kg/cm² y 2% a 70 kg/cm² con respecto a la muestra original. La liberación de componentes ligeros (incluyendo el N_2) al declinar la presión, se presenta en forma más importante en las muestras en las que se ha agregado N_2 , que para la muestra original, por lo que la saturación de aceite de esta última muestra, declina menos que para las muestras con N_2 .

Para las muestras del pozo C-49, *Figura 7.37*, la diferencia del comportamiento de la saturación del aceite entre las muestras con 8.32% mol y 17.16% mol de nitrógeno es más marcada. A 100 kg/cm² la saturación de aceite de la muestra con 8.32% mol de N_2 disminuye 3.4% con respecto a la saturación de la muestra original y la de la muestra con 17.16% mol de N_2 disminuye 6%; mientras que a 70 kg/cm² la saturación del aceite de la muestra con 8.32% mol de N_2 disminuye 2% con respecto a la muestra original y la de la muestra con 17.16% mol de N_2 disminuye 5%, debido a que las cantidades de N_2 que se han agregado son mayores que para las muestras del pozo C-285. Las muestras con N_2 , liberan mayor cantidad de componentes ligeros, además de que la muestra original del pozo C-49 contiene menos ligeros que la muestra original del pozo C-285.

Para el pozo C-79, *Figura 7.38*, las saturaciones del aceite de las muestras con 10.11% mol y 16.3% mol de nitrógeno, son mayores en el rango de presiones simulados la saturación que la saturación de muestras de los pozos C-285 y C-49 con N_2 , dando como resultado que a 70 kg/cm² la saturación de aceite es de 95 y 93% para las muestras con 10.11% mol y 16.3% mol de nitrógeno, respectivamente y a 100 kg/cm² es de 96 y 94%. Esto debido a que la muestra original del pozo C-79 es la mas alterada (no es representativa de las condiciones originales del yacimiento), teniendo porcentajes de saturación de aceite a la presión de 70 y 100 kg/cm² de 98 y 100, respectivamente.

Finalmente se concluye que las saturaciones del aceite decrecen menos al disminuir la presión en las muestras más representativas de las condiciones iniciales de explotación del yacimiento Akal en la prueba de separación diferencial, ya que la muestra del Pozo C-285 es la que sufre menor disminución del volumen de líquido, como se observa en la *Tabla 7.10*, la cual muestra una comparación de las saturaciones del aceite, para los fluidos de los pozos C-285, C-79 y C-49 a 100 y 70 kg/cm².

TABLA 7.10. Saturaciones del aceite en porcentaje, de las muestras de los pozos C-285, C-79 y C-49 a 100 y 70 kg/cm², obtenidas a través de la simulación de la prueba de separación diferencial

Pozo	Muestra	Presión	
		100 kg/cm ²	70 kg/cm ²
C-285	Original	97.57	94.93
	+7.36% de N ₂	94.17	92.55
	+10.29% de N ₂	94.42	93.12
C-49	Original	98.74	96.19
	+8.32% de N ₂	95.39	94.32
	+17.16% de N ₂	92.87	91.48
C-79	Original	100.00	98.28
	+10.11% de N ₂	96.56	95.21
	+16.3% de N ₂	94.90	93.72

En la *Tabla 7.11*, se muestra una comparación del factor de encogimiento ($1/B_0$) para las muestras de los pozos C-285, C-49 y C-79 para el experimento DL, observándose en todas las muestras que el factor de encogimiento aumenta conforme disminuye la presión. Para las muestras de los pozos C-285 y C-49, las tendencias no están bien definidas al incrementarse la concentración de nitrógeno, mientras que las muestras del pozo C-79 presentan una tendencia bien definida, ya que el factor de encogimiento aumenta conforme se incrementa la concentración de nitrógeno para todas las presiones. Se indica en esta tabla que el factor de encogimiento a 70 kg/cm² de la muestra original del pozo C-79 es de 0.8352, con 10.11% mol de nitrógeno es de 0.8560 y el de muestra con 16.3% mol de nitrógeno agregado tiene un valor de 0.8811.

Tabla 7.11. Factor de encogimiento (1/B_o) para las muestras de los pozos C-285, C-49 y C-79, obtenido a través de la simulación de la prueba de separación diferencial (m³ @ c.s. / m³ @ c.y.).

Presión (kg/cm ²)	C-285			C-49			C-79		
	Muestra Original	+ 7.36 % mol de N2	+ 10.26 % mol de N2	Muestra Original	+ 8.32 % mol de N2	+ 17.16 % mol de N2	Muestra Original	+ 10.11 % mol de N2	+ 16.3 % mol de N2
100	0.8429	0.8330	0.8508	0.8435	0.8795	0.8519	0.8188	0.8441	0.8702
90	0.8508	0.8377	0.8545	0.8509	0.8826	0.8559	0.8210	0.8479	0.8736
80	0.8586	0.8426	0.8585	0.8584	0.8859	0.8601	0.8258	0.8519	0.8772
70	0.8664	0.8476	0.8627	0.8660	0.8894	0.8648	0.8352	0.8560	0.8811
50	0.8826	0.8590	0.8731	0.8818	0.8981	0.8769	0.8556	0.8656	0.8908

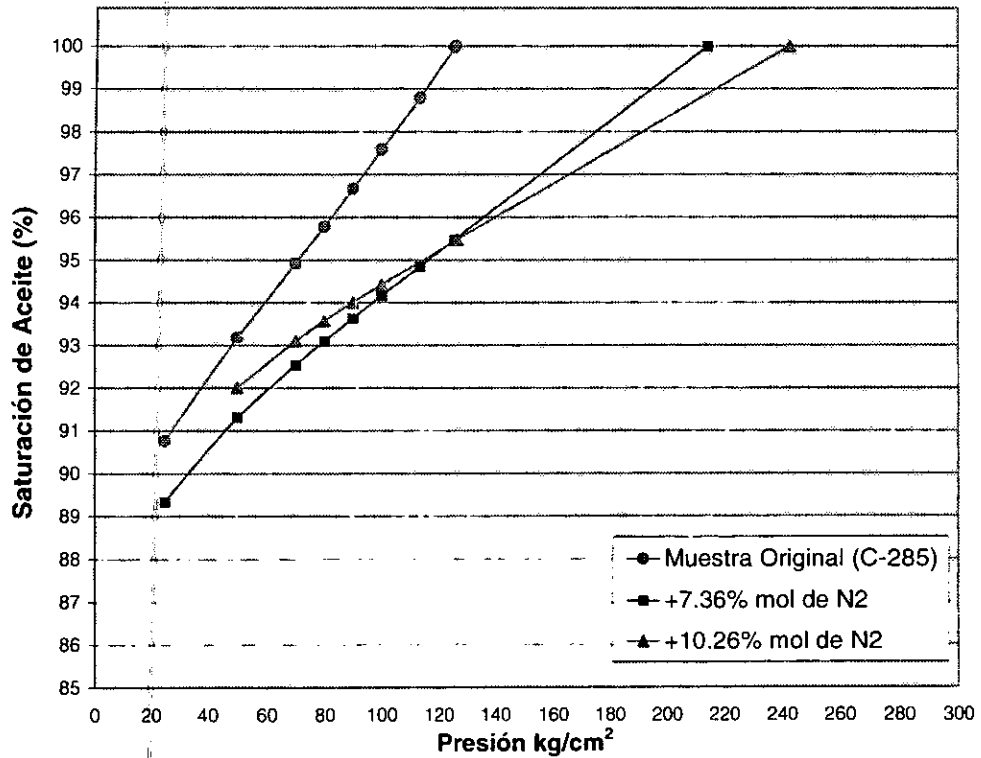


Figura 7.36. Comportamiento de la saturación del aceite al agregarle nitrógeno, obtenido a través de la simulación de la prueba de separación diferencial para el pozo C-285.

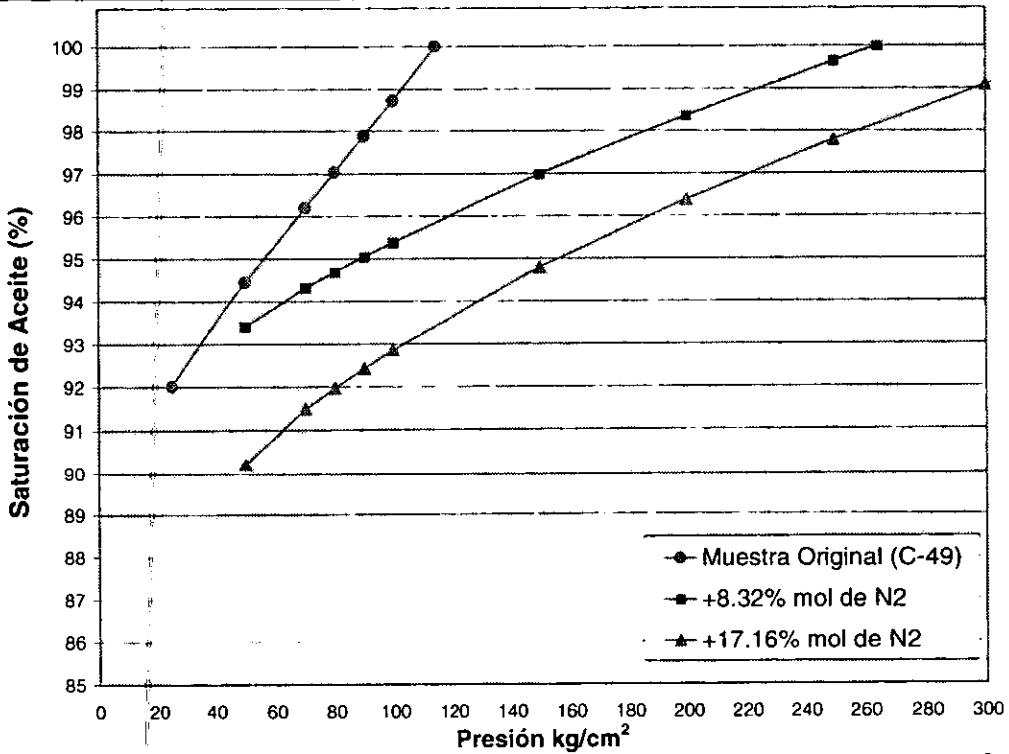


Figura 7.37. Comportamiento de la saturación del aceite al agregarle nitrógeno, obtenido a través de la simulación de la prueba de separación diferencial para el pozo C-49.

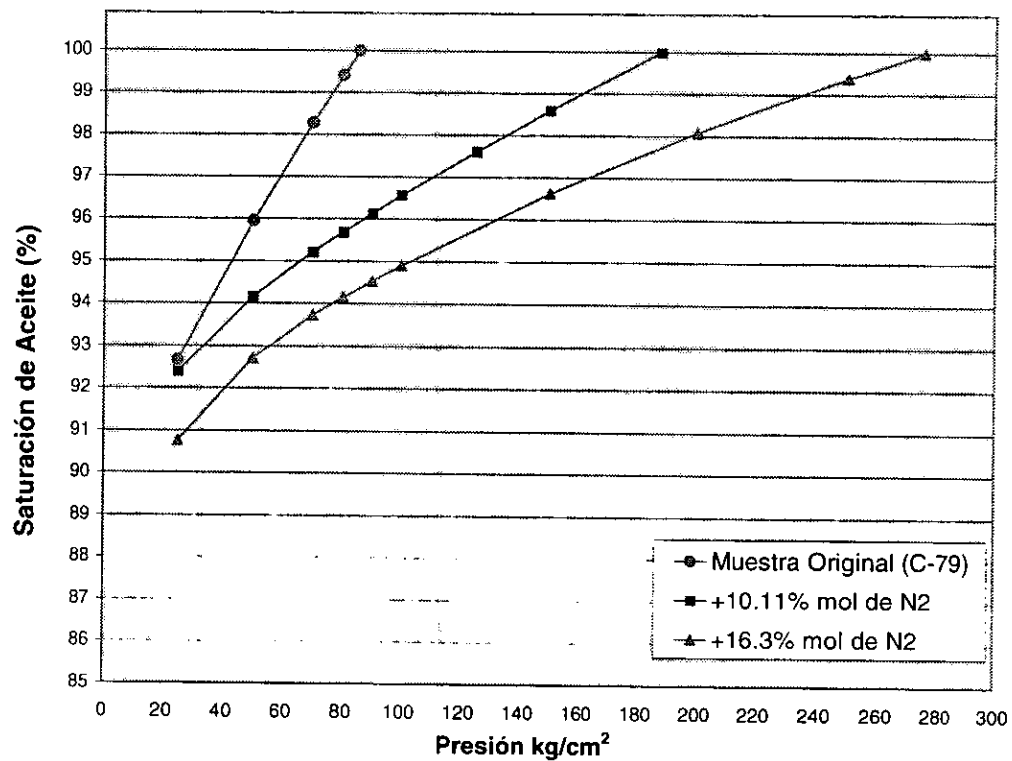


Figura 7.38. Comportamiento de la saturación del aceite al agregarle nitrógeno, obtenido a través de la simulación de la prueba de separación diferencial para el pozo C-79.

VII.3.4. Vaporización de Componentes al agregarle Nitrógeno a la Muestra del Pozo C-94A.

Para determinar la vaporización de componentes de la muestra del pozo C-94A (*Tabla 6.1*), se procedió a realizar la simulación de la Prueba de Vaporización mediante el modulo PVTi del Simulador Eclipse 300. Este tipo de prueba simula la inyección de nitrógeno en el yacimiento; se realiza a volumen constante, en donde un volumen de fluido del yacimiento, se pone en contacto con una serie de inyecciones de nitrógeno y después de cada contacto, se extrae a presión constante un volumen de gas enriquecido para regresar al volumen original de fluidos.

Esta prueba de vaporización se requiere para conocer cuanto fluido del yacimiento se vaporizará, o sea, se desprenderá por la corriente de gas de inyección.

La simulación de la prueba de vaporización se realizó a una presión específica de 155 kg/cm^2 y a una temperatura de 97.2°C (207°F)

La *Figura 7.39* muestra la variación de la presión de burbuja con respecto a la fracción mol de nitrógeno que se pone en contacto con el aceite.

La *Figura 7.40* presenta la distribución molar total (z) obtenida mediante la simulación de la prueba de vaporización realizada para la muestra del pozo C-94A, en donde originalmente a la presión de 150 kg/cm^2 solo se tiene líquido, es decir, 0% mol de vapor en equilibrio, *Tabla 6.1*. Al ir incrementando el porcentaje mol de nitrógeno en la muestra original y la presión de saturación, el nitrógeno evapora significativamente metano que originalmente contenía 28.84% mol esta muestra. Al agregar en un principio 10% mol de nitrógeno, la fracción mol total del metano disminuye en un 7% mol y después con incrementos de 10% mol de nitrógeno disminuye esta fracción 3% mol en cada incremento, aumentándose al mismo tiempo la presión de burbuja y disminuyendo la fracción mol total del metano hasta 7.34% mol para el caso en que se agregue 50% mol de nitrógeno; 21.25% mol de nitrógeno permanece disuelto en el aceite, sustituyendo al metano. La fracción mol total del metano se reduce en un 37% al agregarse en este último caso el 50% mol de nitrógeno. Por otro lado, dado la reducción de las fracciones mol totales (z_i) de los componentes ligeros y la sustitución del nitrógeno por el metano, la fracción del C_{7+} se incrementa sustancialmente llegando a alcanzar el 50% mol.

Cabe mencionar que al ir agregando nitrógeno, éste evapora gran cantidad de componentes ligeros, de los cuales una parte pasan a formar parte de la fase gaseosa conjuntamente con el nitrógeno y otra parte, permanece en equilibrio en la fase líquida. Las *Figuras 7.41* y *7.42*, muestran las distribuciones molares del

aceite y del gas para la muestra del pozo C-94A, obtenidas mediante la simulación de la Prueba de Vaporización.

Dado que el aceite de Akal es un aceite pesado, el comportamiento de las fracciones mol totales (gas + líquido) del fluido (z_i), son parecidas a las fracciones mol del líquido (x), notándose un aumento en la fracción mol del líquido (aceite) del C_{7+} al agregarse N_2 .

Dado que la muestra original está bajosaturada, el fluido no contiene gas en equilibrio con el aceite y al ir agregando nitrógeno a la muestra del pozo C-94A, ésta desprende una cantidad importante de componentes ligeros (metano y etano principalmente), de los cuales una fracción fluye hacia la corriente de nitrógeno y otra permanece en equilibrio con él líquido (aceite); esta fracción en equilibrio se muestra en la *Figura 7.41*. Se observa en la figura que al adicionar 10% mol de nitrógeno, las fracciones mol del gas aumentan considerablemente para los componentes ligeros y en menor cantidad en componentes intermedios y al continuar agregando fracciones molares mayores de nitrógeno, las fracciones de gas (y_i) aumenta considerablemente para casi todos los componentes (*Figura 7.42*) permitiendo al nitrógeno extraer del aceite fracciones molares mayores de componentes ligeros.

La *Figura 7.43* muestra la variación de la saturación del aceite con respecto al porcentaje mol de nitrógeno agregado, observándose que la saturación del aceite, disminuye en 1.5% con cada incremento de 10% de nitrógeno, hasta llegar a 91.9% de saturación del aceite con 50% mol de nitrógeno. Por otra parte, la *Figura 7.44* muestra la saturación de gas, alcanzando como máximo el 8% de saturación al agregarse 50% mol de nitrógeno. La suma de estas saturaciones es igual a la unidad, representando ambas las cantidades de gas y de aceite en equilibrio después de poner en contacto la muestra original bajosaturada del pozo C-94A con nitrógeno puro.

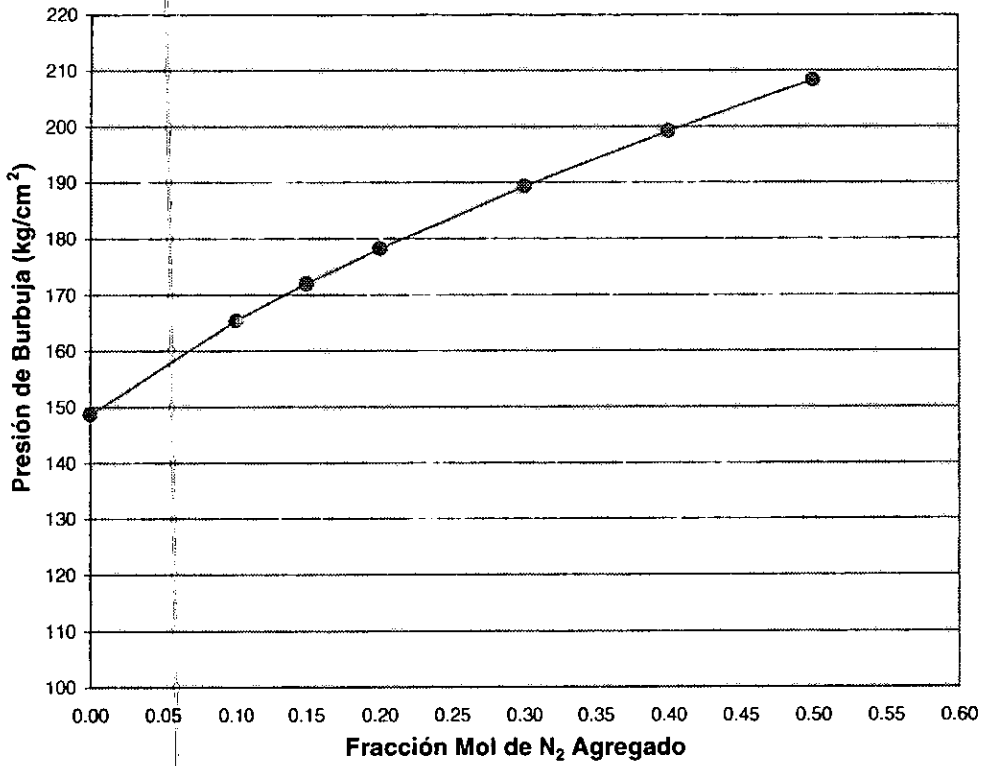


Figura 7.39. Comportamiento de la presión de burbuja del aceite al agregarle nitrógeno, obtenido mediante la simulación de la prueba de vaporización para el pozo C-49A.

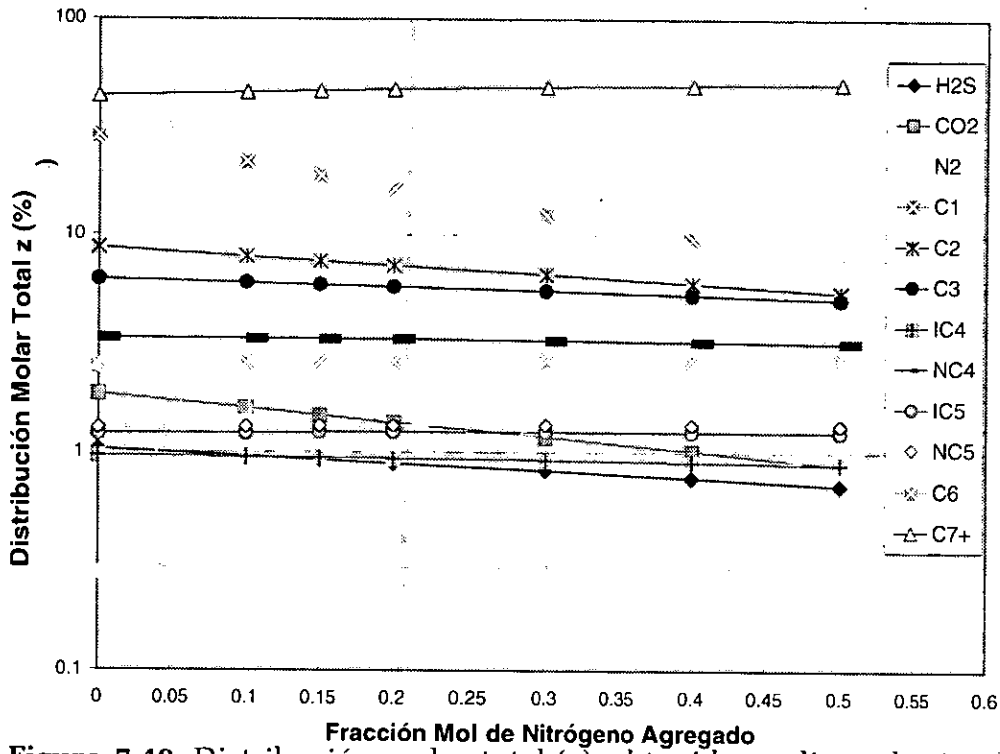


Figura 7.40. Distribución molar total (z), obtenida mediante la simulación de la prueba de vaporización para la muestra del pozo C-94A.

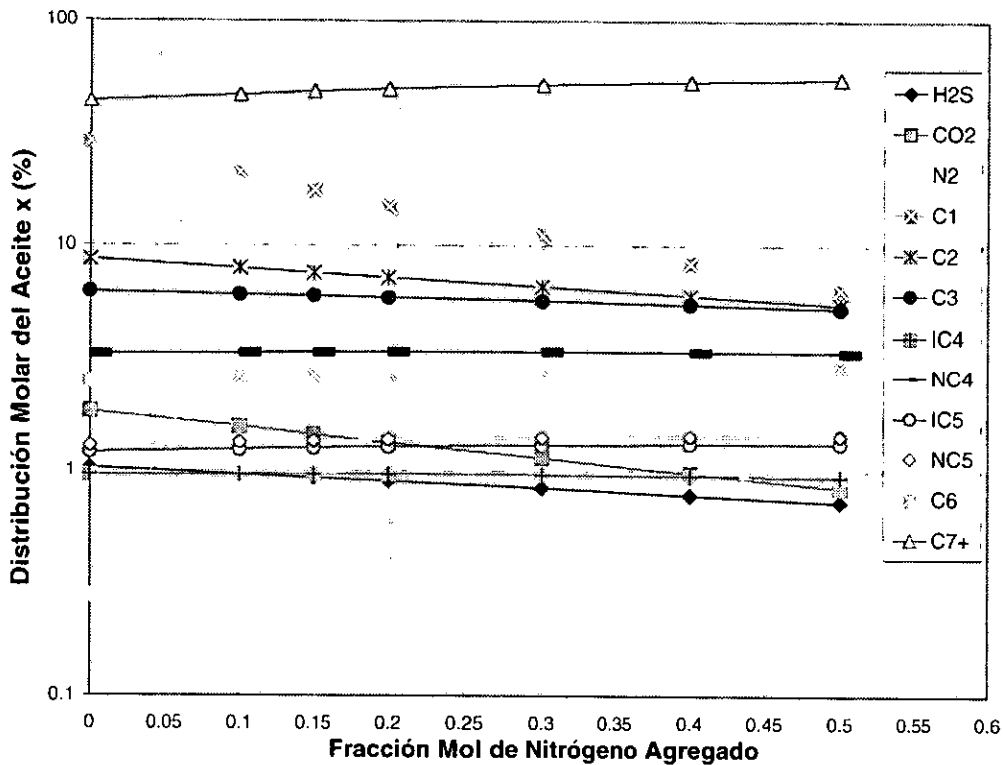


Figura 7.41. Distribución molar del aceite (x), obtenida mediante la simulación de la prueba de vaporización para la muestra del pozo C-94A.

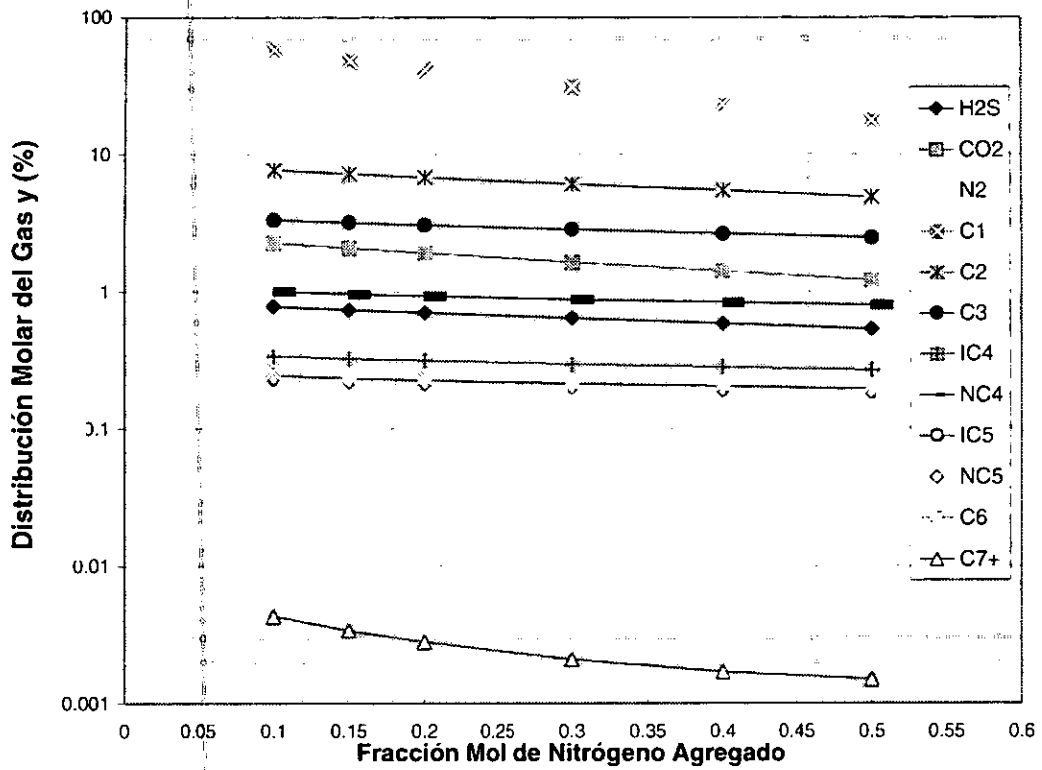


Figura 7.42. Distribución molar del gas (y), obtenida mediante la simulación de la prueba de vaporización para la muestra del pozo C-94A.

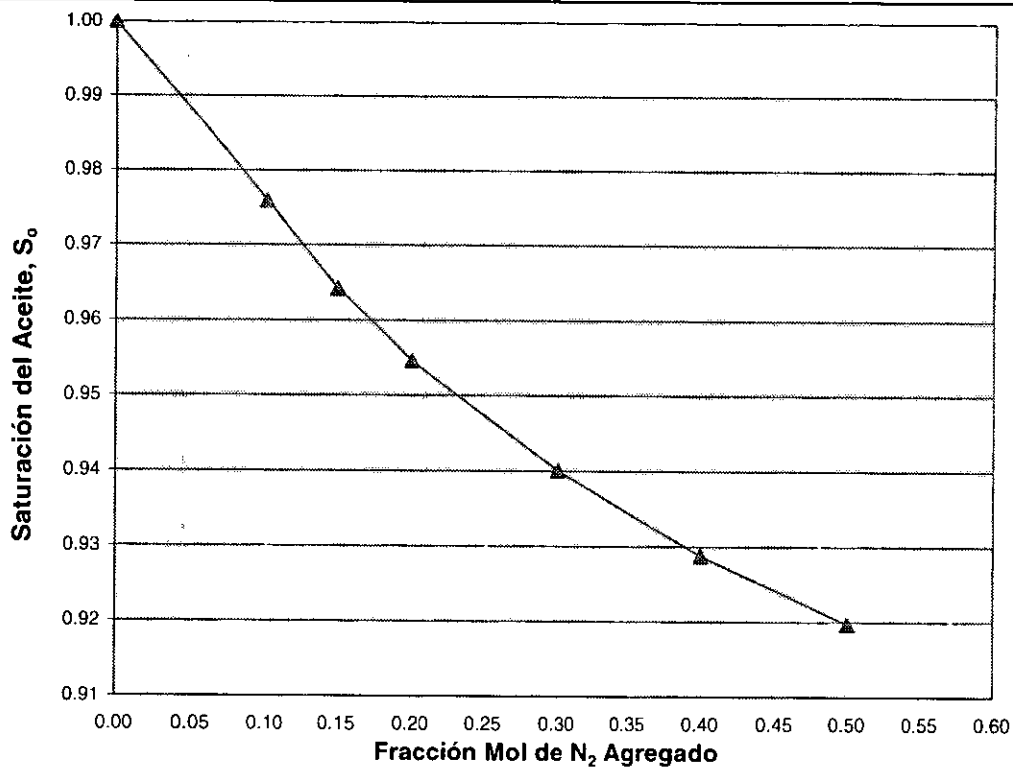


Figura 7.43. Saturación del aceite, obtenida mediante la simulación de la prueba de vaporización para la muestra del pozo C-94A.

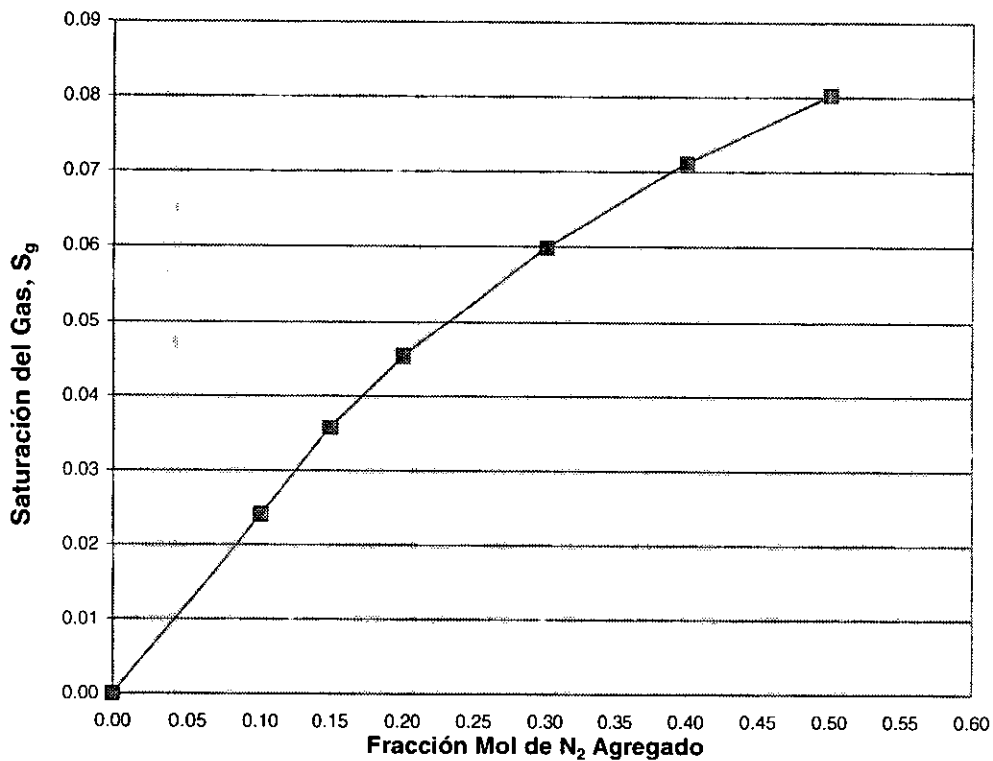


Figura 7.44. Saturación del gas, obtenida mediante la simulación de la prueba de vaporización para la muestra del pozo C-94A.

VII.4. Inyección de Nitrógeno en Akal.

El propósito principal que se tiene al inyectar Nitrógeno en el yacimiento Akal es incrementar el valor económico de las reservas, como se menciona en la sección II.5.1. Como parte de este propósito esencial se pueden mencionar el mantenimiento de presión para conservar y evitar pérdidas de la energía del yacimiento, contrarrestar el efecto de vaciamiento el cual es provocado por la producción, mejorar el mecanismo de drene gravitacional al ser el nitrógeno inyectado más ligero que el aceite del yacimiento, evitar el avance del contacto agua-aceite evitando una pérdida en la recuperación de la reserva y evitar el riesgo de que el agua invada el flanco norte del yacimiento Akal.

Existen otros efectos y procesos de gran importancia, como son las variaciones de las propiedades pVT y de la composición de los fluidos del yacimiento al ir aumentando la concentración de nitrógeno, además de otros efectos como el fenómeno de vaporización de componentes hidrocarburos y el proceso de desplazamiento inmisible, los cuales resultan en un incremento muy importante de la recuperación de hidrocarburos.

Estos efectos se originan por la formación de una nueva mezcla de nitrógeno-hidrocarburos, que se genera al inyectar el nitrógeno en el yacimiento y se darán principalmente en la capa de gas secundaria en la cual se inyecta el nitrógeno, en donde se tiene una saturación residual de aceite de aproximadamente 0.33%. La presión de inyección de nitrógeno en el yacimiento es de alrededor de 75 kg/cm², y se espera que su concentración aumente conforme se incremente el volumen acumulado de nitrógeno inyectado, hasta alcanzar un 23% mol de nitrógeno en la zona de gas para el año 2005, considerando una inmediata diseminación del nitrógeno en el gas de la formación (Limón, 1997). El nitrógeno también entrará en contacto con el aceite cercano al contacto gas-aceite, en donde se localiza la muestra del pozo C-79, la cual se encuentra a una presión de 85.68 kg/cm² y a una profundidad de 1967 mvbnm, localizada en la zona gasógena (de gas móvil); mientras que el contacto gas/aceite se encuentra a 1900 mvbnm. Esta muestra del pozo C-79 tiene una composición muy similar a la del aceite residual en la zona la capa de gas secundaria, lo cual permitirá hacer una estimación del comportamiento de las propiedades pVT y de la composición de los fluidos en la zona de la capa de gas secundaria y en la zona gasógena de gas móvil.

La inyección de nitrógeno a presiones menores que la requerida para un desplazamiento miscible provocará, además del mantenimiento de presión, un desplazamiento inmisible vertical, mezclándose el nitrógeno con el gas hidrocarburo en el casquete de gas, lo cual dará como resultado que el aceite residual dejado en la zona de la capa de gas secundaria sea menor que el dejado bajo una explotación natural (sin inyección de nitrógeno).

Se conoce que en la producción de un yacimiento se presentan dos procesos de separación: la diferencial y la instantánea (o "flash"). Se sabe que la separación diferencial representa de manera más cercana el proceso de separación diferencial que ocurre en el yacimiento para condiciones inferiores a la presión de burbuja, específicamente en la zona en donde la saturación del gas es mayor que la saturación crítica de gas y existe una permeabilidad a la fase gaseosa suficiente, como es el caso de los fluidos del pozo C-79. Inmediatamente abajo del punto de burbuja, mientras no exista permeabilidad a la fase gaseosa o ésta sea muy pequeña, el proceso es inicialmente una separación tipo instantánea (o "flash"), ya que el gas disuelto liberado del aceite (al reducirse la presión) en forma de burbujas permanece mezclado con el aceite y no es removido, manteniéndose la composición total del sistema.

En el caso de los fluidos del pozo C-79, la saturación de gas ha alcanzado condiciones crítica, y dado que el mecanismo de segregación gravitacional presente en el yacimiento es muy efectivo, este gas se mueva hacia el casquete de gas en lugar de a los pozos productores.

En nitrógeno inyectado además de mezclarse con el gas de la zona de la capa de gas secundaria, también se mezcla con el aceite residual de esta zona y en menor proporción con el aceite de la zona gasógena de gas móvil, en donde el gas ha alcanzado una saturación mayor a la crítica. Esta mezcla se dará debido a la diferencia de densidad y de composición de los fluidos, a las variaciones en las permeabilidades de los diferentes estratos y el arreglo de pozos inyectoros, y en menor proporción, debido a otros factores tales como la relación de movilidades, cambios en el patrón de flujo y a los cambios en la presión del yacimiento.

En la inyección de nitrógeno dada la densidad menor de este gas ($\rho_{N_2}=0.0616 \text{ gr/cm}^3$ a 70 kg/cm^2 y 97°C) comparada con la del aceite ($\rho_o=0.807 \text{ gr/cm}^3$ a 70 kg/cm^2 y 97°C), además de tener el nitrógeno una densidad muy similar a la del gas de la capa de gas secundaria ($\rho_g=0.0544 \text{ gr/cm}^3$ a 70 kg/cm^2 y 97°C), el proceso de drene gravitacional continuará siendo efectivo.

Los efectos o cambios en la composición y en las propiedades pVT, se pueden medir cualitativamente con la simulación de las pruebas de hinchamiento y con las pruebas de separación diferencial, simuladas en las secciones anteriores, las cuales se ajustaron usando como datos experimentales de regresión los resultados de los experimentos reportados por el IFP. Las simulaciones se realizaron bajo condiciones de equilibrio y fueron del tipo estático, es decir sin producción de fluidos del yacimiento y sin ritmos de inyección de nitrógeno, considerando ciertos porcentajes molares de nitrógeno. Como se mencionó anteriormente, los efectos o cambios en la composición y en las propiedades pVT se centrarán principalmente en los fluidos del pozo C-79, que son fluidos representativos del aceite residual de la zona de la capa de gas y de la zona gasógena (de gas móvil) y.

En la *Figura 7.45* se observan una comparación de las propiedades pVT a 86.68 kg/cm² del aceite de la zona gasógena, a las condiciones originales del yacimiento y después de inyectar 10.11% y 16.3% mol de nitrógeno (mediante la prueba de hinchamiento) a los fluidos del pozo C-79. El cambio en las propiedades se debe a la mezcla del nitrógeno con el aceite de la zona gasógena (de gas móvil), observándose los cambios siguientes con respecto a las condiciones originales (*Figura 7.45A*): un aumento en la densidad del 3.5% para una concentración de 10.11% mol de nitrógeno (*Figura 7.45B*) y 5% para una concentración de 16.3% mol de nitrógeno (*Figura 7.45C*); la viscosidad aumenta 6.8% para una concentración de 10.11% mol de nitrógeno y 40% para una concentración de 16.3% mol de nitrógeno; la R_s disminuye 26% para una concentración de 10.11% mol de nitrógeno y 32% para una concentración de 16.3% mol de nitrógeno; el B_o disminuye 4.5% para una concentración de 10.11% mol de nitrógeno y 7.2% para una concentración de 16.3% mol de nitrógeno.

En la *Tabla 7.12*, se muestra la composición de las fracciones (z), (x) y (y) del aceite de la zona gasógena a las condiciones originales y con 10.11% y 16.3% mol de nitrógeno inyectado, pudiendo observar un cambio en la composicional, ya que al inyectar nitrógeno, éste extrae mayor cantidad de componentes ligeros, y aumenta la fracción C_{7+} .

TABLA 7.12. Composición en porcentaje mol de los componentes del aceite de la zona gasógena a las condiciones originales y al inyectar 10.11% y 16.3% mol de nitrógeno, obtenidos a partir de un proceso de separación diferencial a 85.68 kg/cm².

Condiciones Originales											
Fracción	Presión kg/cm ²	Porcentaje mol (%)									
		N2	C1	C2	C3	IC4	NC4	IC5	NC5	C6	C7+
(z)	85.68	0.03	20.60	8.85	7.10	1.12	3.46	1.58	2.15	4.19	47.93
(x)		0.03	20.60	8.85	7.10	1.12	3.46	1.58	2.15	4.19	47.93
(y)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inyectado 10.11 % mol de N ₂ a p _b = 187.7 kg/cm ²											
(z)	85.68	4.71	11.26	7.58	6.79	1.13	3.54	1.42	1.78	3.15	56.03
(x)		4.08	10.38	7.54	6.85	1.15	3.59	1.45	1.82	3.21	57.34
(y)		31.50	48.87	9.33	4.31	0.42	1.09	0.26	0.29	0.26	0.00
Inyectado 16.3 % mol de N ₂ a p _b = 275.4 kg/cm ²											
(z)	85.68	5.24	11.69	6.73	6.18	1.01	3.05	1.08	1.29	1.98	59.38
(x)		4.50	11.22	6.67	6.21	1.02	3.08	1.10	1.31	2.01	60.53
(y)		43.83	36.29	9.80	4.53	0.43	1.04	0.22	0.23	0.18	0.00

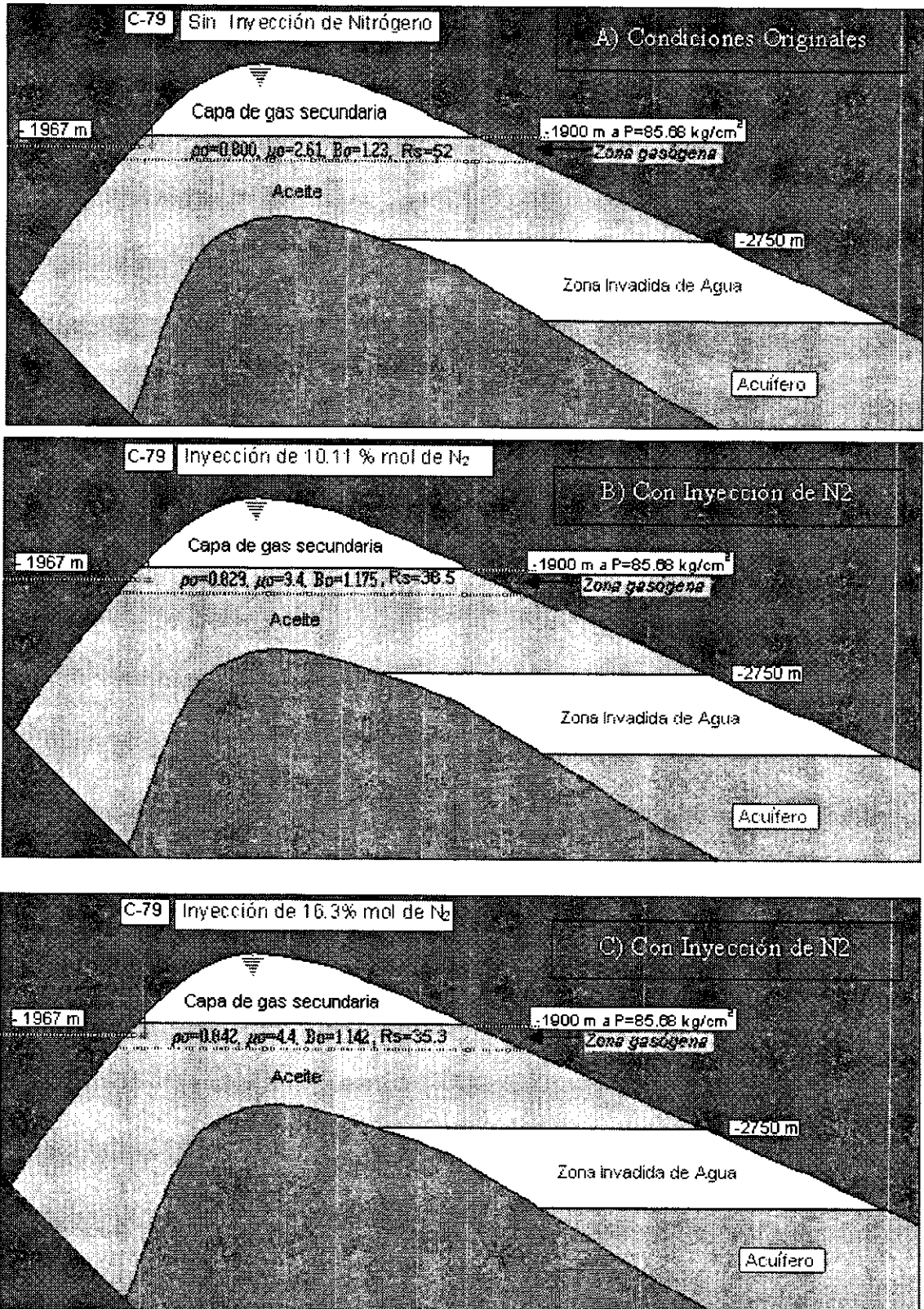


Figura 7.45. Efectos de la inyección de nitrógeno (N₂) en las propiedades pVT a 85.68 kg/cm², al mezclarse con el aceite de la zona gasógena.

El nitrógeno al ponerse en contacto con el aceite del yacimiento de la zona gasógena, evaporará una fracción (x) considerable de componentes ligeros e intermedios, principalmente metano, etano y propano aumentando por la fracción de C_{7+} . La vaporización de componentes ligeros e intermedios del aceite residual de la zona de la capa de gas secundaria será mucho menor, ya que contiene menos fracciones de metano y etano.

Como se mencionó anteriormente, el proceso de separación diferencial se dará en la zona gasógena, dado que la saturación de gas es mayor que la crítica, fluyendo por segregación gravitacional el gas disuelto en el aceite a la zona de la capa de gas secundaria.

La *Figura 7.46* muestra los efectos en las propiedades pVT después de realizar una separación diferencial a 70 kg/cm^2 del aceite remanente de la zona de la capa de gas secundaria, inyectando inicialmente 10% mol de nitrógeno a una presión de 187.6 kg/cm^2 . La presión de inyección del nitrógeno es 70 kg/cm^2 , que es aproximadamente la presión que se tiene en la capa secundaria de gas, los cambios en las propiedades pVT del aceite remanente de la capa de gas serán: la densidad a condiciones originales (*Figura 7.46A*) es de 0.807 gr/cm^3 , mientras que con 10.11% mol de N_2 inyectado (*Figura 7.46B*) es de 0.832 gr/cm^3 , incrementándose un 3%; el factor de volumen a condiciones originales es de $1.2 \text{ m}^3/\text{m}^3$, mientras que el valor con 10.11% mol de nitrógeno inyectado mol de N_2 es de 1.17, incrementándose 2.5% ; la R_s a condiciones originales es de $50 \text{ m}^3/\text{m}^3$, mientras que el valor de la R_s para las con 10.11% mol de N_2 inyectado es de 35, presentándose un decremento del 30% con respecto a las condiciones originales; las viscosidades a condiciones originales y con 10.11% mol de nitrógeno inyectado son de 2.8 y 3.5 cp, respectivamente, resultando una diferencia del 20%; incrementándose el factor de encogimiento al inyectar 10.11% mol de nitrógeno un 2.4%.

La *Tabla 7.13*. muestra los resultados para la composición en porcentaje mol (%) de los componentes del aceite residual de la capa de gas a las condiciones originales y al inyectar 10% mol de nitrógeno, obtenidos a partir de un proceso de separación diferencial, en particular para la presión de 70 kg/cm^2 .

TABLA 7.13. Composición en porcentaje mol de los componentes del aceite residual de la capa de gas a las condiciones originales y al inyectar 10% mol de nitrógeno, obtenidos a partir de un proceso de separación diferencial a 70 kg/cm².

Condiciones Originales a $p_b = 85.68 \text{ kg/cm}^2$											
Fracción	Presión kg/cm ²	Porcentaje mol (%)									
		N2	C1	C2	C3	IC4	NC4	IC5	NC5	C6	C7+
(z)	70	0.03	19.45	8.74	7.13	1.13	3.51	1.61	2.19	4.27	49.02
(x)		0.02	17.20	8.48	7.16	1.16	3.59	1.66	2.26	4.44	51.21
(y)		0.12	66.05	14.47	6.30	0.60	1.53	0.44	0.52	0.54	0.00
Inyectando 10 % mol de N ₂ a $p_b = 187.7 \text{ kg/cm}^2$											
(z)	70	3.77	9.92	7.51	6.88	1.16	3.62	1.47	1.83	3.25	58.02
(x)		3.14	8.93	7.44	6.93	1.18	3.68	1.49	1.87	3.32	59.48
(y)		28.75	49.39	10.42	4.82	0.46	1.20	0.29	0.31	0.28	0.00

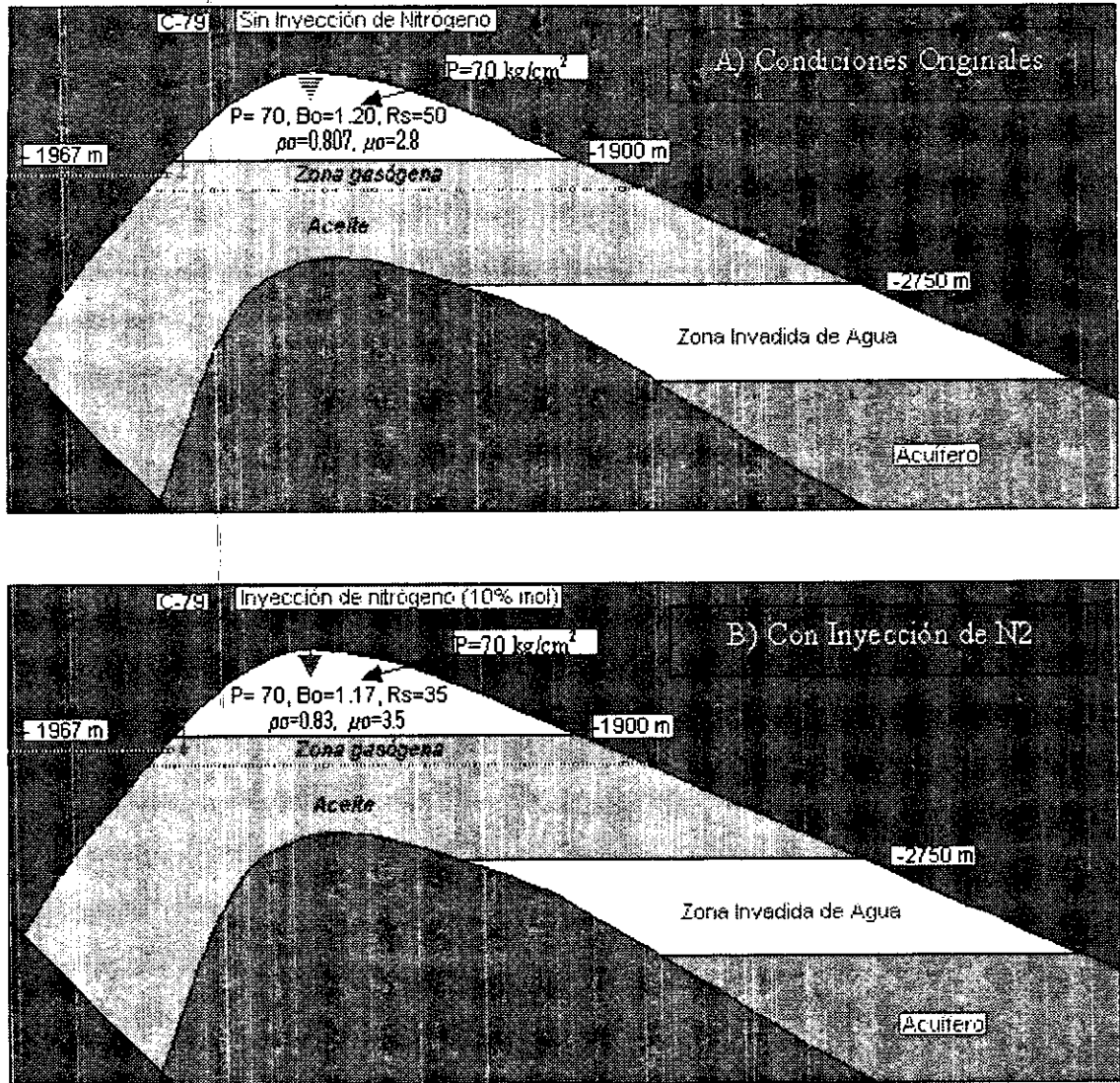


Figura 7.46. Efectos en las propiedades pVT después de realizar una separación diferencial a 70 kg/cm^2 del aceite remanente de la zona de la capa de gas secundaria, inyectando inicialmente 10% mol de nitrógeno a una presión de 187.6 kg/cm^2 .

CAPÍTULO VIII.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

CONCLUSIONES

- ✓ Las propiedades termodinámicas que presenta el nitrógeno son favorables para su aplicación como un gas de inyección, para el mantenimiento de presión, ya que su densidad ($\rho_{N_2}=0.0544 \text{ gr/cm}^3$ a 70 kg/cm² y 97°C) es muy similar a la del gas natural ($\rho_g=0.0616 \text{ gr/cm}^3$ a 70 kg/cm² y 97°C), lo cual permite que el mecanismo de segregación gravitacional continúe actuando, además de que su factor de compresibilidad Z al igual que su factor de volumen B_o son mayores que los del CO₂ y el gas natural, por lo que su compresibilidad C_g es menor, traduciéndose esto en menores requerimientos de volúmenes de nitrógeno a condiciones estándar para ocupar un volumen poroso a condiciones de yacimiento, de un 10 al 15%, comparado con el gas natural.
- ✓ Actualmente se emplean por lo menos cinco aplicaciones de campo del nitrógeno en los procesos de recuperación mejorada de aceite y gas. En la mayoría de las aplicaciones, el nitrógeno es un sustituto del gas natural o bióxido de carbono, debido a que el nitrógeno presentando mayor disponibilidad y menor costo que estos dos últimos componentes.
- ✓ Las propiedades de las muestras reportadas por el IFP indican incrementos de la presión de saturación con la profundidad, de la relación gas disuelto y del factor de volumen del aceite, mientras que la densidad del aceite disminuye con la profundidad. Las muestras de los pozos C-49 y C-79 presentan un aumento en el contenido de C_{7+} con la profundidad, lo cual puede deberse a la alteración esperada de las muestras en la zona gasógena; sin embargo para el pozo C-285 los valores de dicha fracción son muy cercanos a los valores originales de los análisis de laboratorio efectuados por Core Lab, por lo cual se puede concluir que la muestra del pozo C-285 es una muestra tomada en la zona de bajosaturación.
- ✓ El ajuste realizado para la caracterización de los fluidos de los pozos C-79, C-49 y C-285 con la ecuación de estado de Peng-Robinson de tres parámetros, para los cuales se tomaron como datos de regresión, los análisis reportados por el IFP resultó ser muy preciso, ya que los resultados obtenidos con el módulo PVTi del simulador Eclipse tienen un error menor del 5%, comparados con los experimentos presentados por el IFP.
- ✓ Para las pruebas de hinchamiento reportadas por el IFP, se concluye que: las propiedades como la presión de burbuja, la densidad, el factor de volumen, la R_s y la viscosidad del aceite aumentan, mientras que para el factor de encogimiento se presenta una disminución conforme se incrementa la concentración de nitrógeno. En estas pruebas, se observa una disminución para las muestras de los tres pozos de la fracción mol de todos los componentes al agregarles de N_2 , principalmente en los componentes del C_3 hasta el C_6 .

- ✓ En cuanto a las simulaciones realizadas para las pruebas de hinchamiento, resultaron ser aceptables, lográndose un ajuste de casi todas las propiedades con las mismas variaciones y valores que obtuvo el IFP. Se observó que el fluido cambia de la fase de líquido a la fase de vapor cuando se la agrega más del 50% mol de N_2 , además de que las muestras que contienen menos componentes ligeros e intermedios; además, se hinchan más y se encogen más a una presión de referencia. El comportamiento de las propiedades p_b , densidad, factor de hinchamiento y viscosidad del aceite para las muestras de los tres pozos, con la simulación con y sin datos experimentales de regresión fueron muy parecidas, con excepción de la viscosidad en las muestras de los pozos C-285 y C-49, que mostraron comportamientos anómalos; concluyendo que debe verificarse en una simulación dinámica (empleando ecuaciones de flujo que involucren producción de fluidos del yacimiento y ritmos de inyección de nitrógeno) la variación de las propiedades pVT al agregarles N_2 . Se presentó una diferencia pequeña cuando se simularon los experimentos pVT con y sin pruebas de hinchamiento, sin embargo se considera que es importante incluir estas pruebas en la regresión para ajustar adecuadamente la ecuación de estado.
- ✓ Por otro lado para las pruebas de hinchamiento realizadas a las muestras de los pozos C-285 y C-49 las tendencias de las propiedades presentan algunos valores anómalos, posiblemente atribuidos a errores experimentales; ya que los valores obtenidos para la presión de saturación p_b de la muestra del pozo C-285 no son consistentes, puesto que teóricamente la p_b debe de cambiar más fuertemente para este pozo que para el C-79 y C-49, ya que es una muestra tomada en la zona de bajosaturación y contiene más gas en solución en el aceite. Se observa también un valor anómalo para el B_0 de la muestra del pozo C-79 y en la densidad de la muestra del pozo C-285.
- ✓ Al inyectar nitrógeno en el casquete del yacimiento a una presión de alrededor de 70 kg/cm^2 , además de darse el mantenimiento de presión se logrará un desplazamiento inmisible y no un proceso miscible, debido a que la presión de miscibilidad por contacto múltiple calculada por el simulador es de 250 kg/cm^2 , debido al bajo contenido de componentes ligeros e intermedios en la muestra analizada del pozo C-94A. No obstante, el nitrógeno al entrar en contacto con los fluidos más someros (muestra del C-79), vaporizará y extraerá componentes como el metano y un menor porcentaje de componentes intermedios, ayudando a que actúe más eficientemente el mecanismo de segregación gravitacional.
- ✓ En las pruebas de separación diferencial realizadas a las muestras en que se agrega nitrógeno, se observa que al incrementar la concentración de nitrógeno, éste extrae una cantidad mayor de componentes ligeros e intermedios. Para las muestras con nitrógeno de los pozos C-285, C-49 y C-79, la variación de la composición de (z) y (x) con respecto a sus muestras originales es muy parecida, dado el aumento reducido de la fracción de vapor,

siendo las fracciones (x_i) que más varían las de los componentes C_1 , C_2 , C_3 y el C_{7+} . Por otro lado, los componentes que más aportan a la fracción de vapor (n_v) para las muestras con nitrógeno son el C_1 , C_2 , C_3 y N_2 , observándose que la fracción de vapor (n_v) disminuye al incrementar la concentración de nitrógeno en la prueba de separación diferencial.

- ✓ Con la liberación de los componentes extraídos del aceite y vaporizados en el prueba de separación diferencial, se tendrá un aumento en la densidad, la viscosidad y en el factor de encogimiento del aceite, y una disminución en el B_o y la R_s de las muestras de los tres pozos al ir incrementando la concentración de nitrógeno en las muestras originales.
- ✓ Para las muestras con nitrógeno del pozo C-79, en la prueba de separación diferencial, todas las propiedades presentan un comportamiento esperado, observándose un incremento del 4% de la densidad, 24% para la viscosidad y del 5% para el factor de encogimiento, mientras que para el B_o se observa una disminución de hasta el 5.2% y del 36% para la R_s con respecto a las muestras originales a una presión de 70 kg/cm². Las saturaciones de aceite para este pozo, son menores en las muestras con nitrógeno, debido a que la muestra de este pozo no es la más representativa de las condiciones originales de baj saturación del yacimiento Akal.
- ✓ En cuanto a la vaporización de los componentes al aumentar la concentración de nitrógeno, mediante la simulación de la prueba de vaporización para la muestra del pozo C-94A, en donde originalmente a la presión de 150 kg/cm² solo se tiene líquido, es decir, 0% mol de vapor en equilibrio, al ir incrementándose el porcentaje mol de nitrógeno y la presión de saturación, el nitrógeno vaporiza y extrae significativamente metano. Al agregar en un principio 10% mol de nitrógeno la fracción mol del metano disminuye en un 7% mol y después con incrementos de 10% mol de nitrógeno, disminuye esta fracción 3% mol en cada incremento, aumentándose al mismo tiempo la presión de burbuja y disminuyendo la fracción mol del metano hasta 7.34% mol con 50% mol de nitrógeno, de los cuales el 21.25% mol permanece en disuelto en el aceite sustituyendo al metano. La fracción del metano también se reduce en un 37% al agregarse 50% mol de nitrógeno. Por otro lado, dado la reducción de las fracciones de líquido de los componentes ligeros y la sustitución del nitrógeno por el metano, la fracción del C_{7+} se incrementa sustancialmente llegando a alcanzar el 50% mol. Con 20% mol de nitrógeno se vaporizó 4% mol de componentes ligeros (principalmente metano).
- ✓ Los estudios de la inyección de nitrógeno realizados por el IFP (pruebas de hinchamiento), y su simulación, permiten entender mejor el comportamiento de la mezcla nitrógeno-hidrocarburos para poder caracterizar mejor los fluidos de Akal bajo este esquema de inyección, pudiendo observar el comportamiento termodinámico de las propiedades pVT.

RECOMENDACIONES

- (1) Al solicitar un análisis pVT o pruebas especiales, como la prueba de hinchamiento, es importante especificar con detalle los rangos de presión, de concentraciones de nitrógeno, o las propiedades pVT requeridas para la aplicación en análisis posteriores y/o aplicaciones, como pueden ser estudios de simulación. Además se debe consultar la literatura para poder concluir que tipos de pruebas son requeridas en el estudio a realizar.
- (2) Los análisis de laboratorio no deben ser empleados sin antes verificar y evaluar la confiabilidad y veracidad de la información, ya que en algunas ocasiones, se pueden tener valores anómalos, que pueden dar como resultado en estudios del comportamiento de yacimientos, predicciones incorrectas.
- (3) Una vez cumplido el paso anterior, el uso de datos reportados por el laboratorio para ajustar una ecuación de estado se realiza con la seguridad de que la información no desestabilice dicha ecuación.
- (4) En proyectos como el de Cantarell en donde se utiliza un gas inyección que tiene características muy diferentes comparadas con los fluidos del yacimiento, se deben de analizar con mucho detalle los fenómenos y cambios en las propiedades termodinámicas de las nuevas mezclas de fluidos, ya que esto puede tener un impacto fuerte en la recuperación final de hidrocarburos y en el éxito del proyecto.
- (5) Por último, se recomienda utilizar con precaución las pruebas de hinchamiento del pozo C-49, ya que presenta algunas inconsistencias; es decir, debe verificarse que la información correcta de las pruebas de hinchamiento sea utilizada para efectuar la caracterización de la ecuación de estado con objeto de realizar una simulación composicional del yacimiento. Debe analizarse durante la simulación del yacimiento lo siguiente: (a) El comportamiento de la producción bajo un esquema de mantenimiento de presión, (b) El cambio de las propiedades pVT en condiciones de producción e inyección, y (c) Cambios en las saturaciones de los fluidos con el tiempo y bajo diferentes gastos de inyección.

NOMENCLATURA.

NOMENCLATURA

BHP	: Presión a condiciones de fondo del pozo.
BHT	: Temperatura a condiciones de fondo del pozo.
B_g	: Factor de volumen del gas (m^3/m^3).
B_o	: Factor de volumen del aceite (m^3/m^3).
B_{ob}	: Factor de volumen del aceite medido a la presión de saturación (m^3/m^3).
C1, CH_4	: Metano
C2, C_2H_6	: Etano
C3, C_3H_8	: Propano
C4, C_4H_{10}	: Butano
C5, C_5H_{12}	: Pentano
C6, C_6H_{14}	: Hexano
C7, C_7H_{16}	: Heptano
C_{7+}	: Heptano y más pesados
C8, C_8H_{18}	: Octano
C9, C_9H_{20}	: Nonano
C10, $C_{10}H_{22}$: Decano
C11, $C_{11}H_{24}$: Undecano
C12, $C_{12}H_{26}$: Dodecano
C13, $C_{13}H_{28}$: Tridecano
C14, $C_{14}H_{30}$: Tetradecano
C15, $C_{15}H_{32}$: Pentadecano
C16, $C_{16}H_{34}$: Hexadecano
C17, $C_{17}H_{36}$: Heptadecano
C18, $C_{18}H_{38}$: Octadecano
C19, $C_{19}H_{40}$: Nonadecano
C_{20+}	: Eicosano y más pesados
C_{g-o}	: Contacto gas aceite. mvbnm, mvmr, pvbnm, pvbmr.
CO	: Monóxido de carbono
CO2	: Bióxido de carbono
F	: Fugacidad. (Kpa)
H_2	: Hidrógeno
He	: Helio
H_2S	: Ácido sulfhídrico
iC_4H_{10}	: Iso-butano
iC_5H_{12}	: Iso-pentano
K	: Constante de equilibrio (y_i/x_i)
k_{ro}	: Permeabilidad relativa al aceite.
k_{rv}	: Permeabilidad absoluta en dirección vertical, md.
k_w	: Permeabilidad relativa al agua.
L	: Fracción mol de la fase líquida.
LPG	: gas licuado del petróleo.
M	: Relación de movilidades
MMP	: Presión mínima de miscibilidad, kg/cm^2 abs, lb/pg^2 abs (PMM).
n	: Número de componentes en el fluido del sistema.
N_2	: Gas inerte nitrógeno (dinitrógeno).

nC_4H_{10}	: Butano normal
nC_5H_{12}	: Pentano normal
NGL	: Líquido del gas natural
NRU	: Unidades de eliminación de nitrógeno contaminante de la mezcla de gas compuesto por metano-nitrógeno.
O_2	: Oxígeno.
p	: Presión, kg/cm^2 , lb/pg^2 .
p_b	: Presión en el punto de burbuja, kg/cm^2 , lb/pg^2 .
p_c	: Presión crítica, kg/cm^2 , lb/pg^2 .
p_r	: Presión en el punto de rocío, kg/cm^2 , lb/pg^2 .
pVT	: Presión-Volumen-Temperatura.
p_y	: Presión del yacimiento, kg/cm^2 , lb/pg^2 .
R	: Constante universal de los gases, $(kg/cm^2 \text{ lt})/molg^\circ K$.
RGA	: Relación gas-aceite, m^3/m^3 , p^3/bl .
R_s	: Relación de solubilidad gas-aceite, m^3/m^3 , p^3/bl .
S	: Saturación, fracc.
S_g	: Saturación del gas, fracc.
S_r	: Saturación del fluidos, fracc.
SF	: Factor de hinchamiento (definido por la expresión 4.1).
Sh	: Factor de encogimiento (definido por la expresión 4.2).
S_o	: Saturación del aceite, fracc.
S_{or}	: Saturación de aceite recidual, fracc.
t	: Tiempo, D, meses.
T	: Temperatura, $^\circ R$, $^\circ K$, $^\circ C$, $^\circ F$.
T_c	: Temperatura crítica, $^\circ K$.
T_y	: Temperatura del yacimiento, $^\circ C$, $^\circ K$.
v	: Volumen molar.
V_c	: Volumen crítico.
V_g	: Volumen de gas. lt.
V_o	: Volumen de aceite, lt.
x	: Fracción mol del componente de la fase líquido mol/mol líquido.
y	: Fracción mol del componente de la fase vapor mol/mol líquido.
z	: Fracción mol del componente de la fase fluido mol/mol líquido.
Z	: Factor de compresibilidad de la fase, adim.

Letras griegas

ρ	: Densidad, gr/cm^3 .
ρ_g	: Densidad del gas, gr/cm^3 .
ρ_o	: Densidad del aceite, gr/cm^3 .
μ	: Viscosidad, cp.
μ_g	: Viscosidad del gas, cp.
μ_{N_2}	: Viscosidad del nitrógeno.
μ_w	: Viscosidad del agua.
μ_o	: Viscosidad del aceite, cp.
ω	: Factor acéntrico de Pitzer.

Subíndices

abs	: Absolutas.
atm	: Atmosféricas.
b	: Medido a la presión de burbuja.
cy	: Condiciones de yacimiento.
g	: Gas.
i	: Condiciones iniciales.
iny	: Inyección.
o	: Aceite.
ob	: Aceite medido a la presión de burbuja.
or	: Aceite residual.
r	: Relativo.
v	: Vertical.
V	: Fase vapor.
w	: Agua.
y	: Yacimiento
2,.....,30	: Número de moléculas en el elemento o compuesto químico.

Superíndices

0	: Grados (referente a la temperatura).
2	: Elevado al cuadrado.
3	: Elevado al Cubo.

Abreviaciones

abs	: Absoluta.
°API	: Densidad de gas o aceite.
bl	: Barriles.
bpd	: Barriles por día.
CCE	: Prueba de expansión a composición constante.
°C	: Grados Centígrados.
c	: Cúbicos.
cm	: Centímetros.
cm ²	: Centímetros cuadrado.
cm ³	: Centímetros cúbicos.
cp	: Centipoise.
c.s.	: Condiciones estándar o de superficie.
c.y.	: Condiciones de yacimiento.
D	: Días.
DL	: Prueba de separación diferencial.
EE	: Ecuación de estado.
EEC	: Ecuación de estado cúbica.
EE de PR	: Ecuación de estado de Peng Robinson.
EE de RK	: Ecuación de estado de Redlich Kwong.

EUA	: Estados Unidos de América.
°F	: Grados Fahrenheit.
fracc.	: Fracción.
gr	: Gramos.
gr/cm ³	: Gramos por centímetro cúbico.
gr/mol	: Gramos por cada mol
IFP	: Instituto Francés del Petróleo.
°K	: Grados Kelvin.
kg	: Kilogramos.
kg/ cm ²	: Kilogramos por centímetro cuadrado.
km	: Kilómetros.
km ²	: Kilómetros cuadrados.
KJ/m ³	: Miles de joules por metro cúbico.
KJ/mol	: Miles de joules por mol.
KPa	: miles de Pascales.
lb	: Libras.
lb/pg ²	: Libras por pulgada cuadrada.
lt	: Litros.
m	: Metros.
m ²	: Metros cuadrados.
m ³	: Metros cúbicos.
m ³ /D	: Metros cúbicos por día.
m ³ /m ³	: Metros Cúbicos por cada metro cúbico.
mdbnm	: Metros direccionales bajo nivel del mar.
mg	: Miligramos.
Mm	: Miles de metros.
Mm ³	: Miles de metros cúbicos.
Mpc	: Miles de pies cúbicos.
MMBLS	: Millones de barriles.
MMm ³	: Millones de metros cúbicos.
MMPC	: Millones de pies cúbicos.
MMPCD	: Millones de pies cúbicos por día.
mvmr	: Metros verticales bajo la mesa rotaria.
mvmnm	: Metros verticales bajo nivel del mar.
pie ³	: Pies cúbicos.
pie ³ /día	: Pies cúbicos por día.
pie ³ /bl	: Pies cúbicos por cada barril.
pg	: Pulgadas.
pg ²	: Pulgadas cuadradas.
ppm	: Partes por millón.
PRM	: Procesos de recuperación mejorada.
pvmnm	: Pies verticales bajo nivel del mar.
pvmr	: Pies verticales bajo mesa rotaria.
Psia	: Libras por pulgada cuadrada absolutas.
%	: Por ciento.

FACTORES DE CONVERSION**Densidad:**

$$\begin{aligned}1 \text{ gr/cm}^3 &= 62.428 \text{ lb/p}^3 \\1 \text{ gr/cm}^3 &= 350.51 \text{ lb/lb} \\1 \text{ gr/cm}^3 &= 8.3455 \text{ lb/gal} \\1 \text{ lb/p}^3 &= 0.016084 \text{ gr/cm}^3\end{aligned}$$

Volumen:

$$\begin{aligned}1 \text{ lb-mol} &= 379.48 \text{ p}^3 \text{ a c.s.} \\1 \text{ m}^3 &= 3.2898 \text{ bl} \\1 \text{ m}^3 &= 35.314 \text{ p}^3 \\1 \text{ p}^3 &= 0.178108 \text{ bl} \\1 \text{ bl} &= 5.61458 \text{ p}^3\end{aligned}$$

Longitud:

$$\begin{aligned}1 \text{ m} &= 3.2808 \text{ pies} \\1 \text{ pg} &= 2.54 \text{ cm}\end{aligned}$$

Presión:

$$\begin{aligned}1 \text{ atm} &= 14.696006 \text{ lb/p}^2 \text{ abs} \\1 \text{ atm} &= 1.033 \text{ kg/cm}^2 \text{ abs} \\ \text{kg/cm}^2 \text{ abs} &= 14.696 \text{ lb/p}^2 \text{ abs}\end{aligned}$$

BIBLIOGRAFÍA

BIBLIOGRAFÍA.

Acuña, R.A. : "Logros del Proyecto Cantarell", Memorias Técnicas, EXITEP, México (2001).

Acuña, R.A. : "Proyecto de Inyección de Nitrógeno en el Campo Canterell". Presentado en la Cámara de Diputados. Aspectos Generales (1998).

Andresseb, K.H., Baker, R.I., Raofi, J. : "Development of Methods for Analysis of Iranian Asman Reservoirs", Congreso Mundial del Petróleo (jun. 1963).

Clancy, J.P., Gilchrist, R.E., Cheng, L.H .K. y Bywater, D.R.: "Analysis of Nitrogen-Injection Project to Develop Screening Guides and Offshore Design Criteria", artículo SPE- 11902 presentado en la "The SPE 1982 Offshore Europe Conference" celebrada en Aberdeen, sep. 6- 9. 1982.

Courcy, J.P., Defiolle, D., Moracchini, G., Behar, E. : "Study of Nitrogen Injection in the Cantarell Complex (México)", Proyecto Pemex-IFP, Reporte intermedio, División de Química y Fisicoquímica Aplicada, Instituto Francés del Petróleo (1997).

Domínguez, V.G. : " Proyecto de Inyección de Nitrógeno en el Campo Canterell". Presentado en la Cámara de Diputados. Apoyos Tecnológicos (1998).

Donaldson, E.C. y Chilingarian, G.V. : "Enhanced Oil Recovery, II Processes and Operation". Elsevier Science Publisher B. V., Amsterdam (1989) 1-105.

Duckett, M., Banks, R. y Limb, D. : "Using Nitrogen to Enhance Oil and Gas Recovery", World Oil (jul. 1983) 125-128.

Emmons, F.R., Hudspeth, L.D. : "Nitrogen Management at the East Binger Unit Using an Integrated Cryogenic Process", artículo SPE presentado en el "61st SPE Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers", celebrado en New Orleans, Louisiana, oct. 5- 8 de 1986.

Evison, B. y Gilchris, R.E. : "New Developments in Nitrogen in the Oil Industry". SPE (Abril 13-14,1992).

Firoozabadi, A. y Aziz, K. : "Analysis and Correlation of Nitrogen and Lean-Gas Miscibility Pressure", SPE Reservoir Eng. (nov. 1986).

Garaicochea, P.F., Bernal, H. C. y López, O.O. : "Transporte de Hidrocarburos", Monografía, Colegio de Ingenieros Petroleros, A.C. (1991) 21-24.

García, G.F.J., Ortiz, D.A. y Canizal, S.J.L. : "Evaluación Preliminar de Fuentes Disponibles de Agentes de Inyección Factibles de Utilizarse para Mejorar la Recuperación de Hidrocarburos en México", IMP, Subdirección de Tecnología de Explotación, Gerencia de Tecnología de Yacimientos, División de Yacimientos, Proyecto CB0-2235 (mar. 1991).

Glantschnig, J. y Kroell, E. : "Injection of Nitrogen for Improved Oil Recovery: A Successful Case History".

Gutiérrez, R.E. : "Química Inorgánica", Editorial Reverté, España (1994) 215-235.

Häussinger, P., Leitgeb, P. y Rückborn, G. : "Industrial Inorganic Chemicals and Products", Vol. 4, Editorial WILEY-VCH, Republica Federal Alemana (1999) 3315-3334

Høier, L., y Whitson, C.H. : "Miscibility Variation in Compositionally Grading Reservoirs", SPE, NTNU (1998).

Jiménez, B.E., Godina, R. A. : "Campo Cantarell Evaluación del Avance del Contacto Gas - Aceite", Ingeniería Petrolera, (nov. 1990).

Katz, D.L., Firoozabadi, A. : "Predicting Phase Behavior of Condensate Crude Oil Systems Using Metane Interaction Coefficients", Journal of Petroleum Technology , (nov 1978).

Lajous, V.A. : "Informe rendido a la Comisión de Energía y Recursos no Renovables del Senado de la República" (ago. 10, 1999).

Limón, H.T. : "Proyecto de Inyección de Nitrógeno en el Campo Canterell". Presentado en la Cámara de Diputados. Aspectos Económicos del Proyecto de Suministro de Nitrógeno para Inyección en Cantarell (1998).

Longren, H.F.: "Increasing Oil Recovery in the Panhandle", artículo presentado en la "2nd. Conference of Texas Petroleum Research Committee" (1951) 143-145.

Martin, J.J. : "Cubic Equation of State"-Which?"" , Ind. & Eng. Chem. (1979) 18, No. 2,81.

Michelsen, M.L. : "Partial Derivatives of Thermodynamic Properties from Equation of State", Reporte, Inst. por Kemiteknik, Universidad Técnica de Dinamarca, Dinamarca (1981).

Moritis, G. : "EOR Oil Production up Slightly", Oil & Gas Journal (abr. 20, 1998) 49-77.

Moritis, G. : "EOR Weathers Low Oil Prices", Oil & Gas Journal (mar. 20, 2000) 39-61.

Moritis, G. : "New Technology, Improved Economics Boost EOR Hopes", Oil & Gas Journal (abr. 15, 1996) 39-45

Peaceman, D. W.: "Convection in Fractured Reservoirs – The Effect of Matrix – Fissure Transfer on the Inestability of a Density Inversion in a Vertical Fissure", artículo SPE 5523, presentado en el "SPE 1975 Fall Meeting", celebrado en Dallas, Texas.

Pemex Exploración y Producción: "Las Reservas de Hidrocarburos en México" Vol. 2, "Los principales Campos de Petróleo y Gas en México", Primera Edición, (abr. 1999).

Peneloux, A., Rauzy, E. y Freze, R. : "A Consistent Correction for Redlich-Kwong-Soave Volumes", "Fluid Phase Equilibria (1982) 8, 7.

Peng, D.Y. y Robinson, D.B. : "A New-Constant Equation of State", Ind. & Eng. Chem. (1976) 15 No. 1,59.

Rasso, Z.C. : "Ingeniería Petrolera, Órgano de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, A.C." (nov. 1996).

Redlich, O. y Kwong, J.N.S. : "On the Thermodynamics of Solution. V. An Equation of State. Fugacities of Gaseous Solutions", Chem. Rev. (1949) 44, 223.

Robinson, D.B. y Peng, D.Y. y Ng, H.-Y : "The Characterization of the Heptanes and Heavier Fractions", Research Report 28, Gas Producers Assn., Tulsa, Oklahoma (1978).

Robinson, D.B., Peng, D.Y. y Ng, H.-Y : "Capabilities of the Peg-Robinson Programs, Part 2: Three-Phase and Hydrate Calculation", Hydrocarbon Proc. (1979) 58, 269.

Romancer, J.F., Kaladydjian, F. : "Study of Nitrogen Injection in the Cantarell Complex (México), An IFP Study for PEMEX", Reporte Final, Departamento de Ingeniería, Instituto Francés del Petróleo, París, Francia (1997).

Samaniego, V.F. : "Mecanismo de Segregación Gravitacional y su Efectividad en el Yacimiento Akal", Petróleos Mexicanos, Gerencia de Exploración, México, D.F. (nov. 1980).

Schlumberger : "PVT Reference Manual, Version 96A", Schlumberger GeoQuest (sep. 1995).

Slider, H.C. : World Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods, PennWell Books, Tulsa, Oklahoma (1983).

Stalkup, F.I. : "Miscible Displacement", Monografía SPE, Vol. 8, Dallas, Texas (1983)

Van del Waals, J.D. : "Continuity of the Gaseous and Liquid State of Mater (1873).

Van Pollen, H.K. y Asociados, Inc.: "Fundamentals of Enhanced Oil Recovery", Pennwell Publishing Co., Tulsa, Oklahoma (1980).

Van Wylen, J.G. y Sonntag, E.R. : "Fundamentos de Termodinámica", Editorial Limusa, México (1979) 418-419.

Whitson, C.H. y Brule, R.M.: "Phase Behavior". Monografía SPE Vol. 20, Richardson, Texas (2000) 47-67.

Yamamoto, R.H. y Pedgett, J.B. : Ford W. T.: "Compositional Reservoir Simulation for Fissared Systems the Single Block Model", artículo SPE-2666, presntado en el "1969 Fall Meeting" celebrado en Denver, Colorado (oct. 1969).

Yarborough, L. : "Application of a Generalized Equation of State o Petroleum Reservoir Fluids", Equation of State in Engineering and Research, K.C. Chao and R.L. Robinson Jr. (eds.), Advances in Chemistry Series, Amer. Chemical Soc., Washington, DC (1978) 182, 386-439.

Ypma, J.G.J. : "Compositional Effects in Gravity Dominated Nitrogen Displacements", SPE Reservoir Eng. (ago. 1998) 867-875.

Zudkevitch, D. y Joffe, J. : "Correlation and Prediction of Vapor-Liquid Equilibrium with the Redlich-Kwong Equation of State", AIChE J (1970) 16,112.