



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

VALIDACIÓN DE MUESTREOS DE FLUIDOS PETROLEROS
PARA SU REPRESENTATIVIDAD AL ANÁLISIS Y
SIMULACIÓN PVT

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN:

Avitúa Varela Pedro Ángel:
Vargas Bermúdez Rafael

DIRECTOR DE TESIS:
M.I. Mario Becerra Zepeda



2014

Este trabajo está dedicado principalmente a mi familia, hemos pasado por cosas muy difíciles pero nunca nos dimos por vencidos, nos levantamos y seguimos luchando día a día.

Le doy gracias:

A mi madre, por todo el apoyo y su amor incondicional que me ha brindado todos estos años, eres un verdadero ejemplo para mí, te admiro muchísimo por tu lucha por la vida y eso es lo que me motiva a seguir adelante, enfrentando nuevos retos, te quiero.

A mi padre, un hombre que sacrifica todo por su familia, muchas gracias por todo el apoyo que me has dado estos años, me has demostrado que das mucho por nosotros, no importa trabajar lejos, tu siempre sacas la casta por la familia, te quiero.

A mi hermano, que siempre está para apoyarme en las buenas y en las malas, dándome alegría en los momentos más difíciles, admiro mucho todo lo que ha conseguido en la vida, gracias por apoyarme, te quiero.

A Viridiana, gracias por tu amor y apoyo incondicional que me has brindado desde el primer día que te conocí, por tu presencia en los momentos más importantes de mi vida. Siempre estás conmigo en las buenas y malas, eres muy importante en mi vida. Te amo.

A mis tutores de tesis: MI. Mario Becerra Zepeda, Dr. Luis Miguel de la Cruz salas, y el Ing. Héctor Erick Gallardo Ferrera, muchas gracias por todo su apoyo y conocimiento, para poder realizar este trabajo.

A mis sinodales: Ing. De la Cerda Negrete Claudio Cesar, Ing. Manuel Villamar Viguera, Ing. Carlos Alberto Avendaño Salazar, gracias por seguir forjando a nuevas generaciones de ingenieros petroleros, y por revisar este trabajo.

A la Ing. Eloísa Bermúdez Pineda, por la propuesta del tema y el apoyo que me ha brindado para la realización de este trabajo. Muchas gracias.

A todos mis familiares y amistades, los tengo presentes en mi corazón, gracias por acompañarme en mi vida dándome su cariño y apoyo.

Rafael Vargas Bermúdez

*Este agradecimiento es dedicado a todas las personas a las cuáles les agradeceré o les he agradecido en
persona.*

Pedro Ángel Avitúa Varela.

Contenido

Lista de figuras	XIII
Lista de tablas	XVII
1. Principios fundamentales.	5
1.1. Componentes de los sistemas de hidrocarburos.	5
1.2. Comportamiento de fases	6
1.2.1. Definición de fases	6
1.2.2. Definición y tipos de diagrama de fase	6
1.2.3. Sistemas de un solo componente	6
1.2.4. Sistemas binarios.	8
1.3. Comportamiento volumétrico.	10
1.3.1. Propiedades del gas	10
1.3.1.1. Peso molecular aparente de una mezcla de gases.	10
1.3.1.2. Densidad específica de un gas (densidad relativa)	10
1.3.1.3. Factor de desviación de los gases reales (factor de desviación z).	10
1.3.1.4. Factor de volumen del gas de formación, B_g	11
1.3.1.5. Coeficiente de compresibilidad isotérmico del gas, c_g	11
1.3.1.6. Coeficiente de la viscosidad del gas.	12
1.3.2. Propiedades del aceite negro	12
1.3.2.1. Densidad relativa del aceite, γ_o	13
1.3.2.2. Factor de volumen de formación del aceite, B_o	13
1.3.2.3. Relación gas en solución-aceite, RGA, o relación de solubilidad, R_s	14
1.3.2.4. Factor de volumen total de la formación o factor de la fase mixta, B_t	15
1.3.2.5. Coeficiente de compresibilidad isotérmica del aceite (compresibilidad del aceite) c_o	15
1.3.2.6. Coeficiente de viscosidad del aceite, μ_o	15
1.3.3. Propiedades del agua de formación.	16
1.3.3.1. Factor de volumen del agua de formación, B_w	16
1.3.3.2. Solubilidad del gas natural en el agua (relación gas en solución/agua), R_{sw}	16
1.3.3.3. Coeficiente de compresibilidad isotérmica del agua, c_w	17
1.3.3.4. Coeficiente de viscosidad de agua de formación, μ_w	17

1.4.	Clasificación de yacimientos	17
1.4.1.	Tipo de trampa	17
1.4.2.	Tipo de fluidos almacenados	17
1.4.3.	Presión original	18
1.4.4.	De Acuerdo con el Tipo de Empuje Predominante.	18
1.4.5.	De acuerdo con los diagramas de fases	19
1.4.5.1.	Yacimientos de aceite negro	19
1.4.5.2.	Yacimientos de aceite volátil.	20
1.4.5.3.	Yacimientos de gas y condensado	21
1.4.5.4.	Yacimientos de gas húmedo.	22
1.4.5.5.	Yacimientos de gas seco.	23
2.	Muestreos de Fluidos	25
2.1.	Planeación del muestreo	27
2.1.1.	Tiempos recomendados para el muestreo.	27
2.1.2.	Tipos de fluidos	28
2.1.3.	Consideraciones especiales en la planeación del muestreo.	28
2.2.	Lugares para tomar una muestra.	29
2.2.1.	Muestreo de fondo	29
2.2.1.1.	Importancia del muestreo de fondo	30
2.2.1.2.	Preparación del muestreo de fondo.	31
2.2.2.	Muestreo de superficie	33
2.2.2.1.	Muestreo en el separador.	34
2.2.2.2.	Muestreo en la cabeza del pozo.	34
2.3.	Programa de muestreo	35
2.3.1.	Lapso de muestreo	35
2.4.	Selección de la profundidad de muestreo.	36
2.5.	Tiempo de estabilización del pozo a muestrear.	37
2.6.	Elección del método de muestreo.	37
2.6.1.	Muestreo de fondo.	37
2.6.2.	Muestreo en superficie.	37
2.6.2.1.	Yacimientos de gas y condensado.	37
2.6.2.2.	Yacimientos de gas húmedo y seco.	38
2.6.3.	Yacimientos de aceite volátil.	38
2.7.	Acondicionamiento del pozo	38
2.7.1.	Pozos de aceite saturado.	38
2.7.2.	Pozos de aceite bajosaturado.	40
2.7.3.	Pozos de aceite volátil.	42
2.7.4.	Pozos con bombeo mecánico o electrocentrífugo.	42
2.7.5.	Pozos de gas y condensado.	43

2.7.6. Pozos de gas.	43
2.8. Parámetros de medición en campo durante las operaciones de muestreo.	43
3. Herramientas, técnicas y validación de muestreos.	47
3.1. Herramientas y técnicas de operación de muestreo.	47
3.1.1. Muestreo de fondo.	47
3.1.1.1. Equipo utilizado. ³⁰	47
3.1.2. Herramientas de muestreo a tanques.	49
3.1.2.1. Extractor.	49
3.1.2.2. Botella.	50
3.2. Herramientas más usadas en la toma de muestras de fondo de fluidos petroleros.	51
3.2.1. Muestreador monofásico de yacimientos. ²⁹	51
3.2.1.1. Procedimiento operativo	52
3.2.2. Muestreador y porta-muestras SCAR (Sample Carrier).	54
3.2.3. Herramienta Case Hold Dynamics Tester (CHDT). citesch	55
3.2.4. Herramienta Probador Modular de la Dinámica de la Formación (MDT) ²⁹	56
3.2.5. Equipos de transferencia de muestras.	57
3.3. Técnicas operativas de Muestreo.	58
3.3.1. Técnica para bajar el muestreador. ³⁰	58
3.3.1.1. Operación previa a la toma de la muestra. ³⁰	59
3.3.1.2. Toma de la muestra. ³⁰	59
3.3.2. Técnica de Recuperación del muestreador. ³⁰	60
3.3.3. Observación del contenido del líquido de la primera muestra. ³⁰	60
3.3.4. Determinación de la presión de apertura del muestreador. ³⁰	60
3.3.5. Equipo utilizado.	60
3.3.5.1. Procedimiento para determinar la presión de apertura. ³⁰	61
3.3.6. Determinación de la presión de saturación de la muestra a temperatura ambiente. ³⁰	62
3.3.7. Técnicas de traspaso de las muestras. ³⁰	67
3.3.7.1. Traspaso forzado. ³⁰	67
3.3.7.2. Traspaso por gravedad. ³⁰	69
3.4. Técnica de muestreo de superficie.	71
3.4.1. Técnica de muestreo en cabezal de pozo. ³⁰	71
3.4.2. Técnicas de Muestreo a tanques.	72
3.4.2.1. Muestra compuesta.	72
3.4.2.2. Muestra continua.	72
3.4.2.3. Muestra corrida.	72
3.4.3. Técnica de Muestreo de gas en el separador.	73
3.4.3.1. Desplazamiento a presión constante.	73
3.4.3.2. Con botella de vacío.	73

3.4.3.3. Por expansión y circulación.	74
3.4.4. Técnicas de Muestreo de aceite en el separador.	75
3.4.4.1. Desplazamiento a presión constante.	75
3.4.4.2. Muestreo a condiciones de equilibrio.	75
3.4.4.3. Muestreo por expansión y circulación.	76
3.4.5. Técnicas de muestreo a pozos de gas y condensado.	76
3.5. Técnicas de muestreo para gas.	77
3.5.1. Botella porta-muestra tipo pistón	77
3.6. Técnica de muestreo para aceite	77
3.6.1. Toma de muestra de aceite por desplazamiento de líquido.	77
3.6.2. Botella porta-muestra tipo pistón.	78
3.7. Validación de la representatividad de la muestra. ⁸	79
3.7.1. Validación del acondicionamiento del pozo. ⁸	79
3.7.2. Revisión del registro de presiones estático y del registro de temperaturas. ⁸	79
3.7.3. Validación de muestras de aceite negro y aceite volátil. ⁸	81
3.7.4. Validación de muestras gas húmedo y de gas y condensado. ⁸	81
3.7.5. Validación de muestras de gas seco. ⁸	82
4. Análisis PVT	83
4.1. Métodos de separación	85
4.1.1. Separación flash (prueba de expansión a composición constante.)	85
4.1.2. Separación diferencial convencional. ¹	88
4.1.3. Separación diferencial a volumen constante.	90
4.1.4. Separación flash a condiciones de separadores de campo. ²⁵	96
4.2. Pruebas especiales PVT	99
4.2.1. Pruebas de hinchamiento ²⁵	99
4.2.2. Experimento de tubo capilar. ²⁵	100
4.2.3. Experimento de contactos múltiples. ²⁵	101
4.2.4. Experimento del aparato generador de la burbuja ascendente. ¹	104
4.2.5. Experiments de viscosidad.	105
4.2.5.1. Viscosímetro de bola. ²⁵	105
4.2.5.2. Viscosímetro capilar.	105
4.3. Revisión de las variables PVT representativas de acuerdo al tipo de fluido. ⁸	107
4.3.1. Muestras de aceite negro.	107
4.3.2. Muestras de aceite volátil.	109
4.3.3. Muestras de gas y condensado.	111
4.3.4. Muestras de gas húmedo.	112
4.3.5. Muestras de gas seco.	112
4.4. Métodos de validación PVT	112
4.4.1. Prueba de densidad.	112

4.4.2.	Función Y.	113
4.4.3.	Prueba de balance de materiales.	114
4.4.4.	Recombinación matemática.	115
4.4.5.	Balance Molar.	115
4.4.6.	Criterio de Hoffman, Crump y Hoccott ¹³	116
4.4.7.	Método de Bashbush. ²	116
5.	Simulación PVT	119
5.1.	Ecuaciones de estado ¹	119
5.2.	Ecuación de estado cúbica de cinco términos. ¹²	120
5.2.1.	Para sistemas multicomponentes:	120
5.2.2.	Ecuación de estado cúbica de cinco términos.	121
5.3.	Ejemplo de simulación	121
5.3.1.	Caso de muestra aceite negro	121
5.3.2.	Diagrama de fase	122
5.3.3.	Cálculos flash para un sistema bifásico.	123
5.3.4.	Coeficientes de fugacidad y valores de equilibrio	123
5.3.5.	Propiedades	124
5.3.6.	Cálculos de laboratorio	125
5.3.6.1.	Liberación Diferencial	125
5.3.7.	Prueba de Expansión a composición constante 11@ 220°F, Presión de saturación: 2789.90 psia.	128
5.3.8.	Resultados Gráficos del CCE	129
5.3.9.	Prueba de separadores	132
5.3.10.	Regresión a datos experimentales PVT ²⁵	132
5.3.11.	Regresión del ejemplo	134
5.3.12.	Regresión Expansión a Composición Constante (CCE)	135
5.3.13.	Evolvente de fase después de la regresión	136
5.3.14.	Prueba de hinchamiento	136
6.	Caso de estudio.	143
6.1.	Resumen.	143
6.2.	Objetivo.	143
6.3.	Introducción.	143
6.4.	Prueba de las muestras.	144
6.5.	Análisis PVT.	144
6.6.	Características del pozo.	145
6.7.	Condiciones de muestreo.	145
6.8.	Procedimiento del análisis.	145
6.9.	Reporte PVT.	160
6.9.1.	Expansión a composición constante.	160

6.9.1.1.	Volumen relativo.	160
6.9.1.2.	Volumen de líquido.	160
6.9.1.3.	Densidad del vapor y densidad del líquido.	161
6.9.1.4.	Compresibilidad del aceite.	161
6.9.2.	Agotamiento a volumen constante (CVD).	162
6.9.2.1.	Factor de compresibilidad del gas.	162
6.9.2.2.	Volumen de líquido original y gas producido original.	162
6.9.2.3.	Relación gas-aceite y el factor de volumen del aceite.	163
6.9.3.	Liberación diferencial.	163
6.9.3.1.	Factor de compresibilidad del gas y factor de volumen del gas.	163
6.9.3.2.	Densidad relativa del gas.	164
6.9.3.3.	Viscosidad del gas y del aceite.	164
A.		169
A.1.	Apéndice A: Ecuaciones de estado.	169
A.1.1.	La ecuación de van der Waals ¹	169
A.1.2.	Ecuaciones de estado de Redlich –Kwong ¹	174
A.1.3.	Ecuación de estado Soave-Redlich-Kwong y sus modificaciones. ¹	175
A.1.4.	Ecuación de estado de Peng- Robinson. ¹	177
A.1.5.	Ecuación de Peneloux, Rauzy y Freze ¹	179
B.		181
B.1.	Apéndice B: Ecuaciones en la simulación PVT.	181
B.2.	Caracterización	181
B.2.1.	Clases de Componentes ²⁵	182
B.2.2.	Distribución molar gamma. ²⁵	183
B.2.3.	Correlaciones aplicadas a las fracciones pesadas ²³	185
B.2.3.1.	Correlación de Soreide.	185
B.2.3.2.	Correlación Riazi-Daubert.	185
B.2.3.3.	Correlación de Kesler-Lee. 185	
B.2.4.	Destilación TBP	186
B.2.5.	Métodos para caracterizar el C ₇₊ ²⁵	187
B.2.6.	Coefficientes de interacción binaria. ⁷	187
B.2.7.	Lumping ²⁵	188
B.2.8.	Delumping ²⁵	191
B.2.9.	Mezcla de fluidos múltiples ²⁵	192
B.2.10.	Caracterización de múltiples composiciones a los mismos pseudocomponentes ²⁵	193
B.2.11.	Cálculos flash y de envolventes de Fase ²⁵	194
B.2.12.	Puntos de Saturación	194
B.2.13.	Cálculos Flash	196

B.2.14. PT-Flash multifase. ²⁵	198
B.2.14.1. Cálculo flash trifásico con fase agua. ²⁵	199
B.2.15. Cálculos de envolventes de fase ²⁵	201
B.2.16. Identificación de fases ²⁵	203
Bibliografía	205

Lista de figuras

1.1. Diagrama de fase de presión y temperatura para una sustancia pura. ¹⁰	7
1.2. Diagrama de presión- temperatura para una mezcla etano-n-heptano con una fracción mol 0.9683 etano. ¹⁷	8
1.3. Composición para un sistema de etano-n-heptano. ¹⁴	9
1.4. Diagrama de fases para un yacimiento de aceite negro. ³⁰	19
1.5. Diagrama de fases para un yacimiento de aceite volátil. ³⁰	20
1.6. Diagrama de fases para un yacimiento de gas y condensado. ³⁰	22
1.7. Diagrama de fases para un yacimiento de gas húmedo. ³⁰	23
1.8. Envolvente de fases para un yacimiento de gas seco. ³⁰	23
2.1. Diagramas de fases de los distintos tipos de yacimientos.	28
2.2. Determinación del lugar muestreo por medio de los contactos. ¹	29
2.3. Gráfica para calcular la presión de saturación utilizando la correlación de Standing.	41
2.4. Gráfica para estimar la presión de saturación con la correlación de Standing.	42
3.1. Corte de muestreador de tipo circulación. ³⁰	49
3.2. Muestreadores tipo “botella”. ³	50
3.3. Muestreador SRS. ²⁹	51
3.4. Procedimiento de operación de herramienta SRS ²⁹	52
3.5. Procedimiento de operación herramienta SRS. ²⁹	53
3.6. Porta-muestras SCAR. ²⁹	54
3.7. Representación gráfica de operación de muestreo.	55
3.8. Herramienta CHDT. ²⁹	56
3.9. Herramienta MDT configurada para calidad PVT. ²⁹	57
3.10. Corte de Equipo de transferencia de muestras. ²⁹	58
3.11. Sistema de presión de apertura y presión de saturación. ³⁰	61
3.12. Determinación de la presión de saturación a temperatura ambiente	64
3.13. Comportamiento de la presión en una muestra de gas al disminuir su volumen.	65
3.14. Comportamiento de la presión en una muestra de aceite cuando la presión de apertura es mayor que la presión de saturación. ³⁰	66
3.15. Sistema para efectuar el traspaso forzado. ³⁰	68
3.16. Sistema para efectuar el traspaso por gravedad. ³⁰	70

3.17. Muestreo en cabeza de pozo. ³⁰	72
3.18. Muestreo de gas en el separador. ³⁰	73
3.19. Muestreo de gas con botella a vacío. ³⁰	74
3.20. Muestreo de gas por expansión y circulación. ³⁰	74
3.21. Muestreo de aceite a condiciones de equilibrio. ³⁰	75
3.22. Muestreo de aceite por expansión y circulación. ³⁰	76
3.23. Comportamiento de la presión respecto a la profundidad para aceites. ⁸	80
3.24. Comportamiento de la presión con respecto a la profundidad para gas y condensado. ⁸	80
3.25. Diagrama de fase para las muestras de líquido y gas recolectadas en el separador. ⁸	81
4.1. GOR aparattus. ⁸	85
4.2. Prueba de separación flash.	87
4.3. Determinación de P_b con los datos del experimento de separación flash.	88
4.4. Prueba de separación diferencial convencional.	88
4.5. Prueba de separación diferencial a volumen constante. ²⁵	91
4.6. Ilustración esquemática de una prueba diferencial a volumen constante. ¹	92
4.7. Esquema del método que se usa en una planta para calcular la recuperación de los distintos componentes del gas o del condensado. ¹	95
4.8. Representación esquemática de un experimento de separador de tres etapas. ²⁵	97
4.9. Determinación de la presión óptima de separación.	97
4.10. Cromatógrafo de gases. (IMP)	98
4.11. Funcionamiento del cromatógrafo de gases.	99
4.12. Experimento de hinchamiento.	99
4.13. Representación esquemática de un sistema de análisis por miscibilidad. ²⁵	101
4.14. Experimento directo de contactos múltiples. ⁷	102
4.15. Experimento inverso de contactos múltiples. ⁷	102
4.16. ilustración esquemática de un experimento de contactos múltiples. ²⁵	103
4.17. Aparato para conducir una prueba de la burbuja ascendente. ²³	104
4.18. Viscosímetro de bola cayendo. ²¹	105
4.19. Diagrama esquemático. Determinación de la viscosidad capilar.	105
4.20. Variación del factor de volumen del aceite con respecto a la presión de un aceite negro. ⁸	107
4.21. Variación de solubilidad del aceite con respecto a la presión en un aceite negro. ⁸	108
4.22. Variación de la densidad del aceite con respecto a la presión. ⁸	108
4.23. Variación del factor de volumen del aceite con respecto a la presión en una aceite volátil. ⁸	109
4.24. Variación de la relación de solubilidad del aceite respecto a la presión en un aceite volátil. ⁸	110
4.25. Variación de la densidad del aceite respecto a la presión en un aceite volátil. ⁸	110
4.26. Variación del condensado retrógrado con respecto a la presión en un gas y condensado. ⁸	111
4.27. Ejemplo de validación con el método Bashbush.	117
5.1. Diagrama de fase para una muestra de aceite negro.	122
5.2. Resultado de la prueba de hinchamiento.	137

6.1.	Gráfica de $\log(K_i)$ vs temperatura de ebullición a una presión determinada.	147
6.2.	Valores K del análisis original de AVC del pozo Jujo-42	147
6.3.	Valores K del análisis corregido de AVC del pozo Jujo-42.	148
6.4.	Gráfica de Hoffmann-Crump del proceso AVC del pozo Jujo-42 corregido.	148
6.5.	Comparación de envolventes de fases para composición original y validada.	150
6.6.	Inicio del experimento de punto de burbuja.	151
6.7.	Carga de datos experimentales para la presión de burbuja.	151
6.8.	Resultado de la simulación de la presión de saturación	151
6.9.	Visualización del módulo de regresión en el simulador PVT.	152
6.10.	Límites de parámetros.	152
6.11.	Número de iteraciones.	152
6.12.	Resultado de la regresión no lineal.	152
6.13.	Comparación de las envolventes de fase, ajustada con omegas y la validada.	153
6.14.	Resultado de la presión de saturación correcta.	153
6.15.	Clasificación de yacimientos en base a su diagrama de fases. ⁸	154
6.16.	Ajuste de la saturación del líquido.	154
6.17.	Ajuste de los moles extraídos.	155
6.18.	Ajuste del peso molecular del líquido.	155
6.19.	RGA por etapa de separación, validación	156
6.20.	Ajuste de la RGA en liberación diferencial, después de la regresión	157
6.21.	Ajuste del B_o	159
6.22.	Volumen relativo de la prueba expansión a composición constante.	160
6.23.	Volumen de líquido para el CCE.	160
6.24.	Densidad del vapor y densidad del líquido.	161
6.25.	Compresibilidad del aceite.	161
6.26.	Factor de compresibilidad del gas	162
6.27.	Volumen de líquido original y gas producido original en porcentaje.	162
6.28.	Relación gas-aceite y el factor de volumen del aceite.	163
6.29.	Factor de compresibilidad del gas y factor de volumen del gas	163
6.30.	Densidad relativa del gas, tomando como referencia el aire y gravedad específica del aceite tomando como referencia el agua.	164
6.31.	Comportamiento de la viscosidad del gas y del aceite.	164
6.32.	Ejemplo de un reporte de un muestreo no representativo por contaminación.	167
A.1.	Relación presión/volumen para un componente puro. ¹	171
A.2.	Diagrama presión-volumen para una sustancia pura. ³¹	173
B.1.	Problema de agrupamiento (Lumping) ²⁵	181
B.2.	Comparación de la distribución logarítmica con la distribución gamma. ²⁵	185
B.3.	Principio de análisis de estabilidad para una mezcla binaria. ²⁵	197

B.4. Análisis de estabilidad para un flash multifásico, $G = G_0$ para una fase, $G = G'$ para dos fases, etc.	198
B.5. Análisis multifásico ²⁵	198
B.6. Análisis de estabilidad como parte de cálculo flash de tres fases, donde las fases que se consideran son de gas, líquido de hidrocarburo, y el agua líquida pura (no más de una fase de cada tipo). G es la energía total Gibbs. $G = G_0$ durante una fase de hidrocarburo, y $G = G'$ por dos fases de hidrocarburos	200
B.7. Diagrama de fase para una mezcla de aceite, mostrando su punto crítico. ²⁵	201
B.8. Cálculo multifásico P-T flash para 52 bar-72°C, mezcla de gas y condensado, usando Peng-Robinson. ²⁵	202
B.9. Diagrama de fase gas y condensado, empleando Peng-Robinson. ²⁵	202
B.10. Escalamiento de la parte de temperatura baja de la envolvente, donde la línea continua muestra la ubicación del área de tres fases. ²⁵	202
B.11. Criterio de identificación de fase. ²⁵	203

Lista de tablas

3.1. Procedimiento de operación de herramienta SRS. ²⁹	52
3.2. Procedimiento de operación de herramienta SRS. ²⁹	53
4.1. Propiedades PVT que pueden ser obtenidas mediante análisis PVT. ²⁵	83
4.2. Principales resultados obtenidos mediante una prueba de separador para aceite o para condensado. ²⁵	97
4.3. Resultados de un experimento de hinchamiento realizados a una mezcla de aceite. ²⁵ . . .	100
4.4. Resultados de un experimento de contactos múltiples realizado a una mezcla de aceite. ²⁵ .	103
5.1. Constantes de las EOS's de VDW, RK, SRK, PR.	121
5.2. Cálculos flash para un sistema bifásico	123
5.3. Coeficientes de fugacidad y valores de equilibrio.	123
5.4. Resultados del calculo flash, propiedades de las fases.	124
6.1. Características del pozo Jujo-42.	145
6.2. Condiciones de muestreo del pozo Jujo-42.	145
6.3. Balance composicional del agotamiento a volumen constante para el fluido del pozo Jujo-42.	146
6.4. Composición validada de Jujo.	149
6.5. Principales cambios en la fracción molar de la composición validada.	149
6.6. Resultados de la RGA comparada con la experimental	156
6.7. Resultados de RGA en liberación diferencial, después de la regresión.	157
6.8. Resultados correctos.	159

Introducción.

La industria petrolera nacional se está enfrentando a nuevos retos, la época del petróleo fácil de extraer lamentablemente se ha terminado. Ahora se debe hacer un esfuerzo mayor de ingeniería para poder extraer los hidrocarburos de los yacimientos. Esto debido a su complejidad geológica, bajas permeabilidades, condiciones de presión y temperaturas elevadas, la alta demanda de energéticos, el cuidado al medio ambiente, etc. Esto hace que la industria petrolera deba invertir más tiempo en sus proyectos, donde la tecnología tiene un papel crucial en nuestra etapa petrolera.

El comportamiento de los yacimientos de hidrocarburos está determinado por el grado y naturaleza de la energía disponible para el movimiento de los fluidos y por las propiedades de flujo de los sistemas comprendidos por el aceite, gas, agua y el medio poroso, la explotación racional de hidrocarburos requiere, entre otras cosas, de un entendimiento adecuado del comportamiento de dichos fluidos, tanto en el yacimiento, como en las instalaciones superficiales de separación, almacenamiento y transporte.

Los datos necesarios para hacer predicciones sobre las propiedades de los fluidos, pueden obtenerse experimentalmente o mediante correlaciones. Las predicciones generalizadas de las propiedades de los fluidos son difíciles e inciertas, por eso se recomienda en este trabajo los análisis PVT, que son mediciones experimentales de fluidos particulares de los yacimientos, que son valores más confiables.

Las muestras para el estudio de fluidos de los yacimientos se obtienen mediante un muestreo de fondo o superficial. Las muestras más representativas de los fluidos de los yacimientos de campos de gas y condensado son las que se obtienen mediante una recombinación de muestras superficiales obtenidas después de una preparación cuidadosa del pozo, al estabilizarlo.

En general, el muestreo de fluidos representativo del yacimiento y su análisis y validación PVT, son parte fundamental dentro del ciclo de vida de un yacimiento, que si no se aplican las técnicas o metodologías correctas para hacer una buena estimación de estos, se tendrá una mala explotación de nuestros campos, si hoy en día es difícil obtener el hidrocarburo, no podemos darnos el lujo de explotarlo erróneamente.

Adicionalmente, si se cuenta con las metodologías adecuadas para validar una muestra, se podrá simular mediante una ecuación de estado el comportamiento de dichos fluidos y ser comparado con los datos experimentales medidos en campo o de análisis PVT, así como ser detectada a tiempo (si existe) alguna anomalía en la toma de muestras para su corrección, con el fin de hacer un buen diseño de explotación.

Objetivos.

- Aplicar e interpretar los conocimientos básicos de las técnicas y herramientas para el correcto muestreo de fluidos petroleros.
- Determinar la validación de la toma de muestras de fluidos, con base a información de mediciones en campo, para ser utilizadas en las metodologías que comprueben que la muestra sea representativa del yacimiento.
- Seleccionar la mejor opción al muestrear un pozo por su estado actual de operación, técnicas y parámetros recomendados.
- Aplicar las metodologías de validación PVT, principalmente, la que se basa en un estudio de Agotamiento a Volumen Constante, por medio de un balance molar.
- Simular mediante una ecuación de estado cubica el comportamiento de los fluidos.
- Caracterización de la fracción pesada, para ajustar un modelo a la ecuación de estado mediante el método de regresión no lineal.
- Determinar el impacto que se tiene al tener una muestra no representativa del yacimiento.
- Emplear las técnicas necesarias para la contaminación de muestras para poder determinar su representatividad.

Principios fundamentales.

1.1. Componentes de los sistemas de hidrocarburos.

Los componentes orgánicos encontrados en yacimientos de fluidos pueden ser expresados mediante la fórmula general, que es capaz de clasificar incluso componentes cuyos pesos moleculares son altos, los cuales pueden contener: azufre, nitrógeno y oxígeno. La fórmula empírica $C_nH_{2n+h}S_aN_bO_c$ puede ser usada para clasificar prácticamente todos los compuestos encontrados en el aceite crudo. En su mayoría, el aceite está compuesto de hidrocarburos con el número n , que varía desde el uno hasta el 60, y los números correspondientes a la variable h , desde $h=2$ para parafinas de bajo peso molecular hasta $h=-20$ para compuestos orgánicos con un alto peso molecular (por ejemplo, los hidrocarburos policíclicos aromáticos). Ocasionalmente, el azufre, nitrógeno y oxígeno se encuentran en compuestos orgánicos de alto peso molecular, con a , b , y c variando regularmente de 1 a 3.³²

Dentro de cada clasificación de hidrocarburos, muchos isómeros comparten números h y n . Los alcanos (parafinas) ($h=2$) tienen completamente saturadas sus cadenas de hidrocarburos y son químicamente muy estables. Los alquenos (oleofinas) y alquinos (acetilenos) $h=0$ y $h=-2$ respectivamente, están compuestos de cadenas no saturadas de hidrocarburos. Dado que los alquenos y los alquinos son reactivos (los alcanos son los menos reactivos), no es tan común encontrarlos en yacimientos petroleros. Los naftenos ($h=0$), anillos saturados o compuestos cíclicos, son encontrados prácticamente en todos los crudos. Los hidrocarburos aromáticos o bencenos ($h=6$) son compuestos cíclicos no saturados.

Los compuestos aromáticos, cuyo punto de ebullición es bajo y son reactivos, pueden ser encontrados en bajas concentraciones en el crudo. Los crudos más pesados se caracterizan por contener hidrocarburos policíclicos aromáticos no saturados con un número incremental negativo de h . El azufre, nitrógeno y oxígeno pueden ser sustituidos en los anillos de hidrocarburos fusionados para formar heterocíclicos, o bien ocupar varias posiciones en cadenas secundarias. Los metales, como el níquel y el vanadio, pueden formar compuestos organometálicos (porfirinas) en el aceite crudo.³²

1.2. Comportamiento de fases

1.2.1. Definición de fases

El término fase define cualquier parte homogénea y físicamente distinta de un sistema la cual es separada de otras partes del sistema por superficies limitadoras definidas. Por ejemplo, hielo, agua líquida y agua en forma de vapor son tres fases. Cada una es distinta y homogénea, y existen fronteras definidas entre el hielo y el agua, entre el hielo y el vapor de agua, y entre el agua líquida y el agua en vapor.¹⁰

1.2.2. Definición y tipos de diagrama de fase

En termodinámica y ciencia de materiales se denomina diagrama de fase, diagrama de equilibrio de fases o diagrama de estados de la materia, a la representación gráfica de las fronteras entre diferentes estados de la materia de un sistema, en función de variables elegidas para facilitar el estudio del mismo. Cuando en una de estas representaciones todas las fases corresponden a estados de agregación diferentes se suele denominar diagrama de cambio de estado.⁴

Entre los principales tipos de diagramas de fase se tienen:

- Presión- Temperatura (p-T)
- Presión-Volumen
- Volumen-Temperatura
- Composicional-p,T,V.

1.2.3. Sistemas de un solo componente

Un componente es el número molecular o especies atómicas que se encuentran presentes en una sustancia. Un sistema de un solo componente está formado totalmente de una clase de átomos o moléculas. El entendimiento cuantitativo de las relaciones entre la temperatura, T , la presión, p , y el volumen, V , de componentes puros proporcionan las bases para el entendimiento del comportamiento de fases de mezclas complejas de hidrocarburos.¹⁰

La figura 1.1 presenta el diagrama de fase de presión-temperatura para una sustancia pura (un componente puro). La línea TC en la figura 1.1 se denomina línea de presión de vapor, y separa las condiciones de presión y temperatura para cuando la sustancia es un líquido de las condiciones para cuando es un gas (vapor). Los puntos p-T por arriba de la línea TC indican que la sustancia se encuentra en fase líquida. Los puntos p-T por debajo de la línea TC indican que la sustancia es un gas. Los puntos p-T que caen exactamente sobre la línea TC indican condiciones en donde coexisten líquido y gas.¹⁰

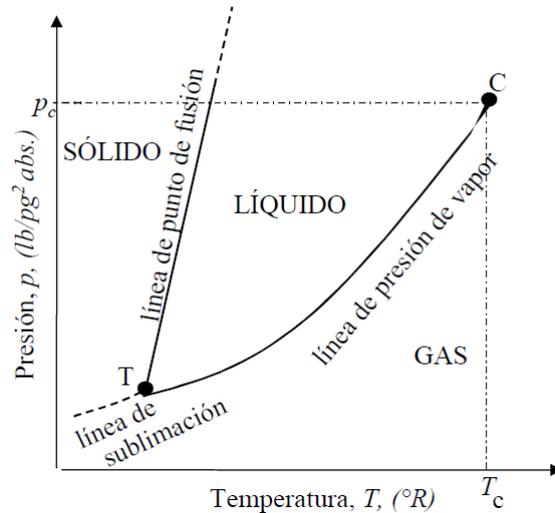


Figura 1.1: Diagrama de fase de presión y temperatura para una sustancia pura.¹⁰

El límite superior de la línea de presión de vapor es el punto crítico indicado por el punto C indicado en la figura 1.1. Para un sistema formado por un solo componente, el punto crítico implica el estado crítico de un componente puro y representa el estado límite (máximos valores de presión y temperatura) para la coexistencia de dos fases (por ejemplo, líquido y gas).

Una definición más generalizada de punto crítico aplicable a un sistema con un componente o multi-componente es, el estado de condición de presión y temperatura para el cual las propiedades intensivas de las fases líquida y gaseosas son idénticas. Una propiedad intensiva es aquella que presenta el mismo valor para cualquier parte de un sistema homogéneo así como para el sistema total (por ejemplo, una propiedad que es independiente de la masa del sistema). La presión, temperatura, densidad, composición y viscosidad son ejemplos de propiedades intensivas.¹⁰

A la presión y a la temperatura representadas por el punto crítico C, se les denomina la presión crítica, P_c , y la temperatura crítica, T_c . Para una sustancia pura, la presión crítica se define como la presión por arriba de la cual el líquido y el gas no pueden coexistir independientemente de la temperatura que se aplique. Para una sustancia pura, la temperatura crítica se define como la temperatura por arriba de la cual el gas no puede ser licuado, independientemente de la presión que se le aplique. Estas definiciones de P_c y T_c no son válidas para sistemas con más de un componente. (Arévalo et al., 2004) Al punto T localizado sobre la línea de presión de vapor se le conoce como punto triple. Este punto representa la presión y temperatura en el cual las fases sólida, líquida y gaseosa coexisten bajo condiciones de equilibrio.¹⁰

La línea que se observa por debajo de la temperatura del triple punto (fig. 1.1) representa la línea de presión de sublimación y separa las condiciones en donde una sustancia es sólida o es gaseosa. Teóricamente, esta línea se extiende a presión y temperatura de cero absoluto. (Arévalo et al., 2004) La línea de punto de fusión es la línea casi vertical que se observa por arriba del triple punto, T, y separa las condiciones cuando una sustancia es sólida o líquida. Los puntos de presión y temperatura que caen

exactamente sobre esta línea indican un sistema de dos fases en equilibrio (en este caso coexisten sólido y líquido). El límite superior de la línea de punto de fusión no se ha determinado en forma experimental.¹⁰

1.2.4. Sistemas binarios.

Ahora considérese el comportamiento de fases de mezclas de dos componentes. El ingeniero petrolero normalmente trabaja con sistemas de dos componentes, se tienen que observar las diferencias entre el comportamiento de fases para sistemas de dos componentes y sustancias puras. Las diferencias entre estos dos sistemas se amplían en las mezclas multicomponentes.¹⁶

El comportamiento de una mezcla de dos componentes no es tan simple como el comportamiento de una sustancia pura. En lugar de una sola línea representando la curva de presión de vapor, existe una región más grande en la cual la región de las dos fases coexiste. A esta región se le conoce como la curva de saturación, envolvente de fases o región de dos fases. La figura 1.2 muestra la forma típica de un diagrama de dos componentes.¹⁶

El comportamiento de fases para un sistema binario es ligeramente más complejo que el mostrado para un componente puro. Las principales diferencias son: (1) la relación de p-T no puede ser representada por una curva de presión de vapor, y (2) es requerida una definición diferente para la presión y temperatura en el punto crítico.¹¹

La Figura 1.2 muestra una porción del comportamiento de fases de una mezcla que contiene 96.83 mol por ciento de etano y 3.17 mol por ciento de n-heptano. Como con todos los sistemas binarios, el diagrama p-T toma la forma de una envolvente de fase en lugar de una curva de presión de vapor para un componente puro.

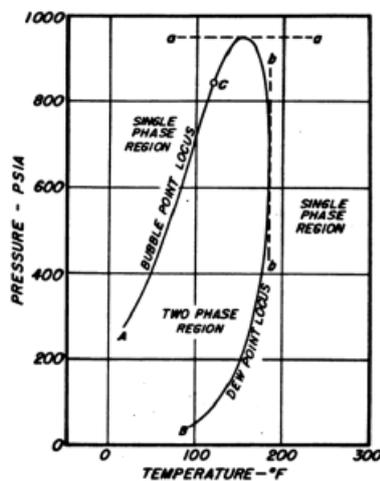


Figura 1.2: Diagrama de presión- temperatura para una mezcla etano-n-heptano con una fracción mol 0.9683 etano.¹⁷

El área entre la envolvente define el rango de presión y temperatura para los cuales la mezcla puede coexistir en forma de vapor y líquido. Fuera de la envolvente únicamente una fase puede existir, encontrándose la mezcla en estado líquido a la izquierda de la curva de puntos de burbuja; y gaseoso a la derecha de la de puntos de rocío. La línea discontinua *aa* es la presión máxima a la cual dos fases pueden existir en equilibrio y se denomina “cricondenbara”; mientras que la línea discontinua *bb*, definida como la temperatura máxima a la cual dos fases pueden existir en condiciones de equilibrio, se le denomina “cricondenterma.”¹¹

El punto C en la figura 1.2 representa el punto crítico de la mezcla descrita. Resulta evidente que la definición manejada con anterioridad para un componente puro no puede ser aplicada a una mezcla binaria, ya que a condiciones de presión y temperatura mayores que las encontradas en el punto crítico pueden coexistir aún ambas fases en equilibrio. Una definición más general del punto crítico puede tenerse si se considera que a estas condiciones todas las propiedades intensivas (aquellas que son independientes de la cantidad de materia) de las fases vapor y líquido son iguales. Esta definición puede aplicarse igual de bien para componentes puros ,pero suele ser evitada a favor de una mucho más simple.¹¹

Tanto la ubicación del punto crítico, como de la cricondenterma y cricondenbara dependen de la composición para cada mezcla. Para ilustrar esto, se analiza el comportamiento de un sistema de etano y n-heptano en la Figura 1.3, teniendo como variables de control a la presión, composición y temperatura. Partiendo del diagrama presentado en la Figura 1.3, donde el etano constituye un 96.83 por ciento mol de la mezcla, se observa que el punto crítico se ubica en el costado izquierdo del diagrama y por debajo de la cricondenterma. Ahora, el efecto de aumentar la cantidad de n-heptano en la mezcla ocasiona que el punto crítico tienda a trasladarse hacia la derecha de la envolvente de fases.¹¹

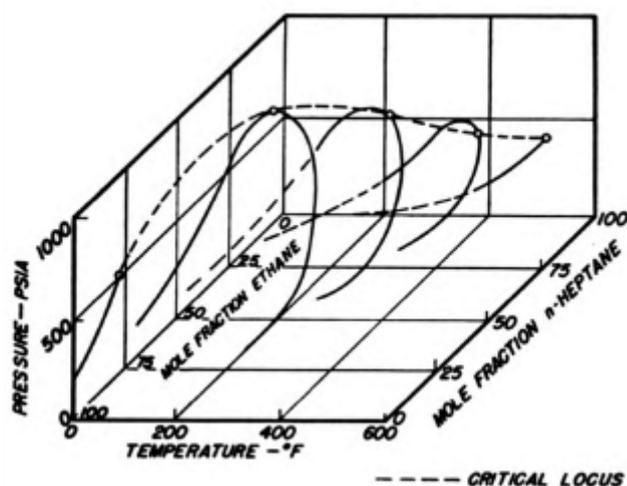


Figura 1.3: Composición para un sistema de etano-n-heptano.¹⁴

1.3. Comportamiento volumétrico.

1.3.1. Propiedades del gas

1.3.1.1. Peso molecular aparente de una mezcla de gases.

El peso molecular para una mezcla con n -componentes (n_{comp}) se denomina el peso molecular promedio molar o aparente de la mezcla y se determina con:

$$M_a = \sum_{j=1}^{j=n_{comp}} y_j M_j \quad (1.1)$$

1.3.1.2. Densidad específica de un gas (densidad relativa)

La densidad relativa de un gas, γ_g , es la relación de la densidad del gas a la densidad del aire seco, ambos medidos a la misma presión y temperatura. La densidad específica del gas en forma de ecuación se expresa como¹⁶:

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{aire}} \quad (1.2)$$

En donde, ρ_g es la densidad de la mezcla de gases en lbm/ft^3 y ρ_{aire} es la densidad del aire en lbm/ft^3 . A condiciones estándar, ambos el aire y el gas seco se modelan (comportan) en forma muy precisa de acuerdo a la ley de los gases ideales (baja presión y temperatura moderada). Bajo estas condiciones, si se emplea la definición de número de moles, ($n=m/M$), y de densidad ($\rho = m/V$), así como la ecuación de estado para gases ideales para el aire y el gas, entonces la densidad relativa de una mezcla de gases se puede expresar como:¹⁶

$$\rho_g = \frac{\frac{pM}{RT}}{\frac{pM_{aire}}{RT}} = \frac{M}{M_{aire}} \quad (1.3)$$

En donde, γ_g es la densidad relativa del gas (aire =1.0), M es el peso molecular aparente del gas en $lbm/lbm \cdot mol$ y M_{aire} es el peso molecular del aire e igual a $28.9625 lbm/lbm \cdot mol$. Aunque la ecuación pasada considera un gas ideal (que es algo razonable a condiciones estándar), su empleo en la definición para gases reales y mezcla de gases reales es muy común en la industria del gas natural.¹⁶

1.3.1.3. Factor de desviación de los gases reales (factor de desviación z).

La ley de los gases ideales establece que la presión, temperatura volumen y la cantidad de un gas ideal se relacionan con:⁹

$$pV = nRT \quad (1.4)$$

En donde, p es la presión en lb/pg^2abs , V es el volumen en ft^3 , n es el número de $lbm \cdot mol$ del gas, T es la temperatura en $^{\circ}R$ y R es la constante universal de los gases e igual a $10.732 (lb/pg^2ab \cdot ft^3)/(lbm \cdot mol -^{\circ} R)$.

Para gases reales, el factor de desviación z se define como:⁹

$$z = \frac{V_{real}}{V_{ideal}} \quad (1.5)$$

En donde, V_{real} es el volumen real de gas que corresponde a una presión y temperatura dadas específicamente, y V_{ideal} es el volumen de gas calculado con la ecuación para gases ideales (ecuación 1.5).

Para gases reales, el factor de desviación z se calcula como:⁹

$$z = \frac{PV}{nRT} \quad (1.6)$$

El factor de compresibilidad z es adimensional. Comúnmente, z es muy próximo a la unidad. Para gases cercanos al punto crítico, z se encuentra entre 0.3 y 0.4; si la temperatura y la presión aumentan el factor de compresibilidad z incrementa hasta un valor de 2 o mayor. A partir de la ecuación 1.8 se desarrollan expresiones para definir el factor de volumen de gas de formación, B_g , la densidad del gas, ρ_g , y la compresibilidad del gas, c_g .⁹

1.3.1.4. Factor de volumen del gas de formación, B_g .

El factor de volumen del gas de formación se define como la relación del volumen de una cantidad de gas a las condiciones del yacimiento al volumen de la misma cantidad del gas a las condiciones estándar:⁹

$$B_g = \frac{V_g@y}{V_g@c.e} = \frac{z_y T_y}{P_y} \left(\frac{p@c.e}{z@c.e T@c.e} \right) \cong \frac{z_y T_y}{P_y} \left(\frac{p@c.e}{T@c.e} \right) \quad (1.7)$$

Para una $p@c.e. = 14.65 \text{ lb/pg}^2 \text{ abs}$ y una $T@c.e. = 60^\circ \text{ F} (519.59^\circ \text{ R})$, se tiene:

$$B_g = 0.0282 \frac{z_y T_y}{p_y} \quad (1.8)$$

En donde B_g presenta unidades de $ft^3@c.y./ft^3@c.e.$

1.3.1.5. Coeficiente de compresibilidad isotérmico del gas, c_g

El coeficiente de compresibilidad isotérmico del gas (compresibilidad del gas isotérmico o compresibilidad del gas), se define como el cambio fraccional del volumen en función del cambio de presión a una temperatura constante; por ejemplo, la c_g es el decremento en fracción de volumen que ocurre debido a un incremento de una unidad en la presión:⁹

$$c_g \cong -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \quad (1.9)$$

Expresada en función del volumen molar, V_M , o

$$c_g \cong -\frac{1}{V_M} \left(\frac{\partial V_M}{\partial p} \right)_T \quad (1.10)$$

en función del volumen específico, v , o

$$c_g \cong -\frac{1}{v} \left(\frac{\partial v}{\partial p} \right)_T \quad (1.11)$$

La ecuación 11 se puede escribir como:

$$c_g = \frac{p}{znRT} \frac{\partial}{\partial p} \left(\frac{znRT}{P} \right) \quad (1.12)$$

1.3.1.6. Coeficiente de la viscosidad del gas.

El coeficiente de viscosidad es una medida de la resistencia al flujo ejercida por un fluido.

Si se mide el esfuerzo cortante y el gasto cuando un fluido se encuentra en movimiento entre dos placas paralelas, en donde una placa se mueve con respecto a la otra placa para un gasto cualquiera, se puede encontrar que el esfuerzo cortante es directamente proporcional al gasto, es decir:⁹

$$\sigma_{xy} \propto \frac{\partial u}{\partial y} \quad (1.13)$$

Entonces, la viscosidad es una medida de la resistencia que opone un fluido al flujo. Al recíproco de la viscosidad se le llama fluidez. En unidades de campo, la viscosidad se expresa en centipoises, cp , y se le denomina viscosidad dinámica. La viscosidad dinámica se determina con:⁹

viscosidad dinámica=(densidad del gas)·(viscosidad cinemática)

o

$$\mu = \rho_g v \quad (1.14)$$

En donde μ es la viscosidad dinámica en cp , ρ_g es la densidad del gas en gr/cm^3 y v es la viscosidad cinemática en centistokes. Un centistoke se define como un centipoise dividido por la densidad; un centistoke es igual a $1cm^2/100seg$ y un centipoise es igual a $1gr/100seg \cdot cm$. La viscosidad del gas, μ_g , decrece conforme la presión del yacimiento decrece. A baja presión las moléculas de los gases están separadas y se mueven fácilmente una sobre otra.⁹

1.3.2. Propiedades del aceite negro

Las propiedades físicas requeridas para cálculos de ingeniería en aceites negros son: el factor de volumen de formación del aceite, Bo , la relación gas en solución-aceite, RGA , el factor de volumen de formación total, Bt , el coeficiente de compresibilidad isotérmica, Co y la viscosidad del aceite, μ_o . Estas propiedades físicas se pueden determinar mediante datos de campo, de estudios de fluidos en el laboratorio y con el empleo de correlaciones.⁹

1.3.2.1. Densidad relativa del aceite, γ_o .

La densidad específica o relativa de un aceite, γ_o , se define como la relación de densidad del líquido a la densidad del agua, a las mismas condiciones de presión y temperatura, es decir:⁹

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad (1.15)$$

En el sistema Inglés de unidades se tiene, la ρ se expresa en *lbm aceite/ft³ aceite* y la ρ_w se expresa en *lbm agua/ft³ agua*. Asimismo, la densidad relativa del aceite, γ_o , se puede expresar como la densidad relativa 60°F/60°F, lo que significa que las densidades del líquido y del agua se midieron a 60°F a la presión atmosférica. En la industria petrolera se emplea la densidad en grados API que se define como:⁹

$$^\circ API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \quad (1.16)$$

En donde γ_o , es la densidad relativa del aceite a 60°F/60°F.

1.3.2.2. Factor de volumen de formación del aceite, B_o .

El volumen de aceite que se produce en el tanque de almacenamiento a condiciones estándar, es menor que el volumen de aceite que fluye del yacimiento hacia el fondo del pozo productor. Este cambio en volumen del aceite se debe a tres factores:⁹

1. Liberación del gas disuelto en el aceite conforme la presión decrece desde la presión del yacimiento a la presión de la superficie.
2. La reducción en la presión causa una expansión ligera del aceite remanente.
3. El aceite remanente también se contrae debido a la reducción en la temperatura.

El factor de volumen de formación del aceite, B_o , se define como el volumen de aceite del yacimiento que se necesita para producir un barril de aceite a condiciones atmosféricas. El volumen de aceite del yacimiento incluye el gas disuelto en el aceite.⁹

$$B_o = \frac{(\text{volumen de aceite+gas disuelto})@c.y}{\text{volumen de aceite}@c.e} \quad (1.17)$$

o bien

$$B_o = \frac{(V_o)@c.y}{V_o@c.e} \quad (1.18)$$

El volumen de aceite a condiciones de superficie o de tanque se reportan siempre a 60°F, independiente de la temperatura del tanque; el volumen de líquido del tanque de almacenamiento, al igual que el volumen de gas en superficie, se reporta a condiciones estándar. Al B_o también se le llama factor de volumen de la formación o factor de volumen del yacimiento.⁹

El factor de volumen de la formación del aceite, B_o , también representa el volumen del yacimiento que ocupa un barril de aceite a condiciones estándar más el gas en solución a temperatura y presión de yacimiento.⁹

Si la presión del yacimiento se pudiera reducir a la presión atmosférica, el valor del factor de volumen de formación sería muy cercano a $1Bl@c.y./Bl@c.e$. Luego, una reducción en temperatura a 60°F sería requerida para obtener un valor del factor de volumen de formación igual a $1 Bl@c.y./Bl@c.e$.

Por arriba de la presión de burbuja, el factor de volumen de formación disminuye al tiempo que aumenta la presión (debido a la compresibilidad del aceite). Por debajo de la presión de burbuja, el factor de volumen de la formación decrece al disminuir la presión (por ejemplo, se vaporizan los componentes ligeros).⁹

1.3.2.3. Relación gas en solución-aceite, RGA, o relación de solubilidad, R_s .

A la cantidad de gas disuelto en el aceite a condiciones de yacimiento se le denomina relación gas en solución-aceite, RGA, o relación de solubilidad, R_s . La relación de gas en solución-aceite, es la cantidad de gas que se libera del aceite desde el yacimiento hasta las condiciones de superficie. La relación de gas en solución-aceite, R_s , es la relación del volumen de gas producido a condiciones estándar respecto al volumen de aceite producido a condiciones estándar (medido a condiciones del tanque de almacenamiento), como resultado de la producción de un volumen original de aceite a condiciones de yacimiento. La relación gas disuelto-aceite, R_s , se define en términos de las cantidades de gas y aceite que se producen en la superficie:⁹

$$R_s = \frac{\text{Volumen de gas producido en la superficie}@c.e.}{\text{Volumen de aceite que entra al tanque de almacenamiento}@c.e.} \quad (1.19)$$

o

$$R_s = \frac{V_g@c.e.}{V_o@c.e.} \quad (1.20)$$

Es decir, cuando un barril de aceite a condiciones de yacimiento se produce a la superficie a través de un separador hacia el tanque de almacenamiento, el aceite podría estar acompañado por una cantidad de gas.⁹

Los volúmenes en superficie del gas y el líquido se referencian a condiciones estándar, por lo que, las unidades para la relación gas disuelto-aceite son pies cúbicos a condiciones estándar por barril a condiciones de tanque o condiciones estándar, $ft^3@c.e./Bls@c.e$.

La relación gas en solución-aceite incluye el gas obtenido en el separador (que se mide) y el gas que se ventea en el tanque de almacenamiento (que normalmente no se mide).

Si el volumen de gas que se ventea del tanque de almacenamiento no se conoce, se puede estimar empleando correlaciones apropiadas.⁹

1.3.2.4. Factor de volumen total de la formación o factor de la fase mixta, B_t .

El factor de volumen total de la formación se define como:⁹

$$B_t = B_o + B_g(R_{sb} - R_s) \quad (1.21)$$

En donde cada término de la ecuación 1.21 se expresa como:⁹

$$B_o = \frac{V_{o+gas@c.y.}}{V_o@c.e.} \left(\frac{Bls \text{ aceite de gas en solución@c.y.}}{Bls@c.e.} \right) \quad (1.22)$$

$$B_g = \frac{V_g@c.y.}{V_g@c.e.} \left(\frac{Bls \text{ gas@c.y.}}{Bls \text{ gas@c.e.}} \right) \quad (1.23)$$

$$R_{sb} = \frac{V_g@c.e.}{V_o@c.e.} \left(\frac{Bls \text{ gas@c.e.}}{Bls \text{ aceite@c.e.}} \right) \quad (1.24)$$

$$R_s = \frac{V_g@c.e.}{V_o@c.e.} \left(\frac{Bls \text{ gas@c.e.}}{Bls \text{ aceite@c.e.}} \right) \quad (1.25)$$

El término $R_{sb} - R_s(Bls \text{ gas@c.e.}/Bls \text{ aceite@c.e.})$ es el volumen del gas liberado en el yacimiento (gas libre) , es decir:⁹

$$B_g(R_{sb} - R_s) = B_g \left(\frac{bls \text{ gas@c.y.}}{Bls \text{ gas@c.e.}} \right) (R_{sb} - R_s) \left(\frac{bls \text{ gas@c.e.}}{Bls \text{ aceite@c.e.}} \right) = \left(\frac{Bls \text{ gas@c.y.}}{Bls \text{ aceite@c.e.}} \right) \quad (1.26)$$

1.3.2.5. Coeficiente de compresibilidad isotérmica del aceite (compresibilidad del aceite)

c_o .

A presiones del yacimiento mayores que la presión de saturación ($p > p_b$), c_o , la compresibilidad del aceite se define como la compresibilidad del gas, c_g . A presiones del yacimiento menores que la presión de saturación ($p < p_b$), se adiciona un término para tomar en cuenta el volumen de gas liberado (gas libre).⁹

1.3.2.6. Coeficiente de viscosidad del aceite, μ_o

La viscosidad es una medida de la resistencia al flujo ejercida por un fluido. La viscosidad del aceite generalmente se expresa en centipoise. La viscosidad del aceite es afectada por la presión y la temperatura es decir, un incremento en la temperatura provoca un decremento en la viscosidad, una disminución en la presión provoca una disminución en la viscosidad, un decremento en la cantidad de gas en solución en el líquido provoca un incremento en la viscosidad, siendo la cantidad de gas en solución una función directa de la presión.⁹

1.3.3. Propiedades del agua de formación.

La mayor parte del agua de formación en los yacimientos petroleros contienen sólidos disueltos, principalmente cloruro de sodio, NaCl. El agua de formación también se conoce como salmuera o agua salada.¹⁶

El agua de formación en los yacimientos petroleros se encuentra en el rango entre 200 ppm a 300,000 ppm. El agua de mar contiene aproximadamente 35,000 ppm de sólidos totales.⁹ Las partes por millón, ppm, implican gramos de sólidos por un millón de gramos de agua de formación, es decir:

$$ppm = \frac{\text{gr sólidos}}{10^6 \text{ gr de agua de formación}} \quad (1.27)$$

1.3.3.1. Factor de volumen del agua de formación, B_w .

El factor de volumen del agua de formación representa los barriles de agua en el yacimiento que se requieren para producir un barril de agua en la superficie, es decir:⁹

$$B_w = \frac{V_w @ c.y.}{V_w @ c.e.} \left(\frac{\text{Bls agua+ gs disuelto @ c.y.}}{\text{Bls agua @ c.e.}} \right) \quad (1.28)$$

Al igual que el factor de volumen del aceite de formación, B_o , se involucran tres efectos:⁹

1. La liberación del gas disuelto del agua de formación conforme la presión se reduce.
2. La expansión del agua de formación conforme la presión se reduce.
3. La concentración del agua de formación conforme la temperatura se reduce.

La solubilidad del gas en el agua de formación es sustancialmente menor que la solubilidad del gas en el aceite. Por lo tanto, la solubilidad del gas tiene un efecto pequeño sobre el B_w . La contracción y expansión debido a la reducción de la temperatura y presión son pequeñas siendo el B_w numéricamente bajo, no mayor que 1.06 (Bls agua+gas disuelto @c.y.)/(Bls agua @c.e.).⁹

1.3.3.2. Solubilidad del gas natural en el agua (relación gas en solución/agua), R_{sw} .

El gas natural también se puede disolver en el agua de formación del yacimiento. La relación gas en solución/agua es la relación del volumen de gas producido a condiciones estándar respecto al volumen de agua de formación producida en el tanque de almacenamiento en barriles, como un resultado de la producción de un volumen de agua originalmente a condiciones de yacimiento, es decir:⁹

$$R_{sw} = \frac{V_g @ c.e.}{V_w @ c.e.} \quad (1.29)$$

1.3.3.3. Coeficiente de compresibilidad isotérmica del agua, c_w .

Los valores de la c_w son más bajos que los valores de la c_o . A continuación se muestra cómo se obtiene c_w cuando $p_y \geq p_b$:⁹

$$c_w = -\frac{1}{V_w} \left(\frac{\partial V_w}{\partial p} \right)_T \quad (1.30)$$

$$c_w = -\frac{1}{B_w} \left(\frac{\partial B_w}{\partial p} \right)_T \quad (1.31)$$

$$c_w = -\frac{1}{\rho_w} \left(\frac{\partial \rho_w}{\partial p} \right)_T \quad (1.32)$$

En un yacimiento de aceite negro conforme la producción de aceite se reduce, la presión en el yacimiento decrece y se tiene un menor empuje del aceite hacia los pozos productores, debido a que el gas libre trata de ocupar el espacio para fluir, asimismo la viscosidad del aceite se incrementa.⁹

Por arriba de la p_b , la c_w se calcula con:

$$c_w = -\frac{1}{B_w} \left(\frac{\partial B_w}{\partial p} \right)_T \quad (1.33)$$

1.3.3.4. Coeficiente de viscosidad de agua de formación, μ_w .

La μ_w es una medida de la resistencia del agua a fluir. La μ_w decrece cuando la p_y decrece tanto para $p_y \geq p_b$, como para $p_y < p_b$. La μ_w a condiciones de yacimiento son bajas, casi siempre $\mu_w < 1$ cp. La μ_w no presenta la forma de la μ_o debido a que la pequeña cantidad de gas disuelto en el agua proporciona un efecto pequeño sobre su viscosidad.⁹

1.4. Clasificación de yacimientos

1.4.1. Tipo de trampa

De acuerdo al tipo de trampa, se clasifican en:²²

- Estructurales, como los anticlinales, por fallas o por penetración de domos salinos.
- Estratigráficas, debidas a cambios de facies o discordancias.

1.4.2. Tipo de fluidos almacenados

De acuerdo al tipo de fluidos almacenados, los yacimientos se clasifican en:

- Yacimientos de aceite y gas disuelto.

Todos los yacimientos de aceite contienen gas disuelto; cuando la presión inicial es mayor que la presión de saturación, todo el gas original se encuentra disuelto en el aceite.²²

- Yacimientos de aceite, gas disuelto y gas libre.

Algunos yacimientos de aceite tienen gas libre desde el principio de su explotación; en este caso la presión inicial es menor que la presión de saturación.²²

- Yacimientos de gas seco.

Sus condiciones originales de presión, temperatura y composición son tales que durante su vida productiva el gas está en una sola fase, tanto en el yacimiento como en la superficie.²²

- Yacimientos de gas húmedo.

Sus condiciones originales de presión, temperatura y composición son tales que durante su vida productiva el gas en el yacimiento está en una sola fase, pero en la superficie se recuperará en dos fases.²²

- Yacimientos de gas y condensado.

Sus condiciones originales de presión, temperatura y composición son tales que en cierta etapa de explotación se presentará el fenómeno de condensación retrógrada y desde luego la producción en la superficie será en dos fases (si se llega a la condición en la que la presión a la que está sometida el fluido sea menor a P_b).²²

1.4.3. Presión original

De acuerdo a la presión inicial (original), los yacimientos se clasifican en:

- Yacimientos de aceite bajo saturado.

Su presión original es mayor que la presión de saturación. Arriba de esta presión todo el gas presente está disuelto en el aceite (yacimientos de aceite y gas disuelto).

- Yacimientos de aceite saturado.

Su presión original es igual o menor que la presión de saturación. El gas presente puede estar libre (en forma dispersa o acumulada en el casquete) y disuelto.

1.4.4. De Acuerdo con el Tipo de Empuje Predominante.

- Por expansión de los líquidos y la roca.
- Por expansión del gas disuelto liberado.
- Por expansión del casquete de gas.
- Por segregación gravitacional.
- Por empuje hidráulico.
- Por empujes combinados.
- Por empujes artificiales.

1.4.5. De acuerdo con los diagramas de fases

Cada mezcla de hidrocarburos encontrado en un yacimiento tendrá un diagrama de fases característico, el cual permanecerá constante, mientras permanezca constante la proporción de componentes de la mezcla; sufriendo modificaciones cada vez que se altere la proporción de componentes debido a la extracción preferencial de fluidos a la inyección de alguno o algunos de ellos.²² Desde el punto de vista anterior, las diferentes acumulaciones de hidrocarburos pueden caracterizarse de acuerdo con la posición que toman sus fluidos en el diagrama de fases y a la línea que describe la evolución de los mismos, desde el yacimiento hasta la superficie durante la explotación.²²

1.4.5.1. Yacimientos de aceite negro

Es el tipo de yacimientos que se encuentran con mayor frecuencia, se les denomina como de “aceite negro” o de aceite y gas disuelto de bajo encogimiento, porque la reducción en el volumen de aceite, al pasar de la presión del yacimiento a la presión del tanque, es relativamente pequeña. Normalmente la reducción es menor al 30 %

Dependiendo de la viscosidad y de la densidad del líquido, se usan los calificativos “pesado” o “ligero”. El encogimiento de un crudo ligero es mayor que el presentado por un crudo pesado. La figura 1.4 muestra el diagrama de fases típico de un yacimiento de aceite negro. Sus líquidos son fluidos, cuyo contenido de componentes intermedios (C_3 , C_6), es relativamente bajo y es alto el de componentes pesados; la temperatura del yacimiento es menor que la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos; el punto crítico, generalmente está situado a la derecha de la cricondenbara y las curvas de calidad se cargan predominantemente hacia la línea de puntos de rocío.³⁰ Si la presión en el yacimiento (punto A) es mayor que la presión de burbujeo de sus fluidos (punto A') a la temperatura del yacimiento (T_y), se dice que se trata de un yacimiento bajo saturado; si la presión en el yacimiento es igual que la presión de burbujeo de sus fluidos se dice que el yacimiento está saturado.³⁰

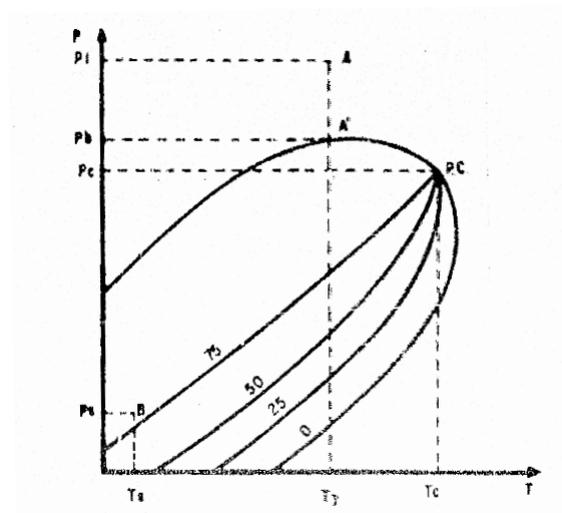


Figura 1.4: Diagrama de fases para un yacimiento de aceite negro.³⁰

En términos generales, para propósitos de su estudio, se puede considerar sin mayor error que las composiciones tanto del gas como del aceite se mantienen constantes a través de la vida productiva del yacimiento.³⁰

Las condiciones de producción en la superficie se localizan en la región de dos fases y dan lugar a RGA bajas, generalmente menores de $200 \text{ m}^3/\text{m}^3$. Con aceites oscuros de alta densidad, más de $0.85 \text{ gr}/\text{cm}^3$, siendo el gas generalmente pobre en licuables, menos de $20 \text{ bl}/10^6 \text{ ft}^3$.³⁰

1.4.5.2. Yacimientos de aceite volátil.

Los yacimientos de aceite volátil o también denominados de alto encogimiento, contienen fluidos que, como su nombre lo indica, tienden a volatilizarse o a evaporarse significativamente con reducciones en la presión, una vez alcanzado el punto de burbujeo. Como resultado de este fenómeno, el volumen ocupado por el líquido se reduce considerablemente y de ahí el nombre de aceite de alto encogimiento, con el cual también se conocen. Se caracterizan por tener un RGA relativamente alta (con valores intermedios entre la RGA de los yacimientos saturados y la RGA de los yacimientos de gas y condensado) y un factor del volumen del aceite bastante alto (cercano o mayor a dos).

Las composiciones del gas y del líquido varían mucho a través de la vida productiva del yacimiento, por lo que para hacer una predicción confiable es importante tomar en cuenta la transferencia de masa entre las fases. Por esta razón, los métodos tradicionales de balance de materia son inadecuados para predecir el comportamiento de este tipo de yacimientos.³⁰

En la figura 1.5 se muestra el diagrama de fase típico de los yacimientos conocidos como de aceite volátil, en él se observa que la temperatura de la formación almacenadora, (T_y), es menor, pero cercana a la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos que contiene (T_c), que su punto crítico está cerca de la cricondenbara y las líneas de calidad, que están relativamente separadas de la línea de los puntos de rocío, lo que indica un alto contenido de componentes intermedios.³⁰

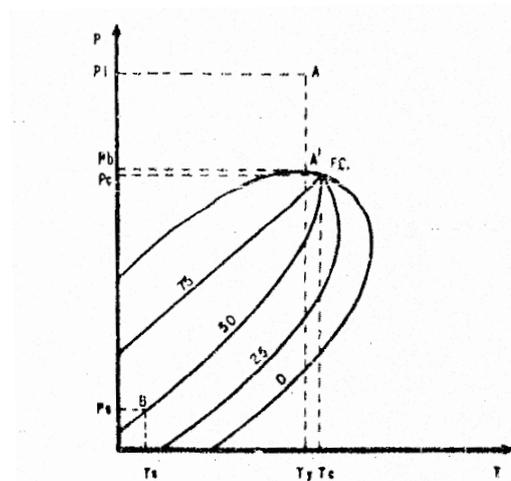


Figura 1.5: Diagrama de fases para un yacimiento de aceite volátil.³⁰

La denominación de volátiles se deriva de la característica particular de que la temperatura del yacimiento es cercana a la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos que contiene, lo que hace que el equilibrio de fases sea precario y que los cambios de pequeña magnitud en la presión o en la temperatura, produzcan modificaciones importantes en los volúmenes del líquido y gas coexistentes. Es obvio, que para este tipo de yacimientos la proporción de gases y líquidos en la producción se verá fuertemente influenciada por las condiciones de presión y temperatura de separación, así como por el número de etapas que se empleen, condiciones que se situarán, siempre en la región de dos fases del diagrama.³⁰

A manera de guía se puede decir que las RGA que se obtienen de estos yacimientos están entre 200 y $1000m^3/m^3$, y que los líquidos en el tanque de almacenamiento presentan una coloración ligeramente oscura con una densidad entre 0.75 y $0.85gr/cm^3$; el contenido de licuables en el gas es fuertemente dependiente de las condiciones y etapas de separación que puede ser tan alto como $70bls/10^6ft^3$ o más.

Como en el caso anterior, puede tratarse de yacimientos bajo saturados o saturados dependiendo de si la presión en el yacimiento es mayor, o igual que la presión de burbujeo de sus fluidos. En el caso de que la temperatura sea menor se denominará, de igual manera, sobre saturados.³⁰

1.4.5.3. Yacimientos de gas y condensado

Este tipo de yacimientos se encuentra en fase gaseosa a las condiciones iniciales. Por la condensación retrógrada en el yacimiento es mayor que la indicada en curvas presentadas en los reportes de análisis PVT a volumen constante a la temperatura del yacimiento y con decrementos de presión relativamente grandes (500 a 1,000 psi). Esto se explica por el hecho de que una vez que empieza la condensación de líquidos (los cuales permanecen inmóviles dentro de la roca) la composición de la mezcla de fluidos remanentes en el yacimiento se va haciendo cada vez más se rica en compuestos pesados y, como consecuencia, la tendencia a la acumulación de líquido se incrementa. Esto se evidencia por el hecho que debajo de la presión de rocío, el contenido de condensado por unidad de volumen de fluido producido disminuye considerablemente y generalmente aumenta la RGA.³⁰

La figura 1.6 corresponde al diagrama de fases de los fluidos de un yacimiento de gas y condensado; caso que se presenta cuando la temperatura del yacimiento cae entre la temperatura crítica y la cricondenterma de la mezcla de hidrocarburos. El punto crítico generalmente cae a la izquierda de la cricondenbara y las líneas de calidad se cargan predominantemente hacia la línea de puntos de burbujeo.³⁰

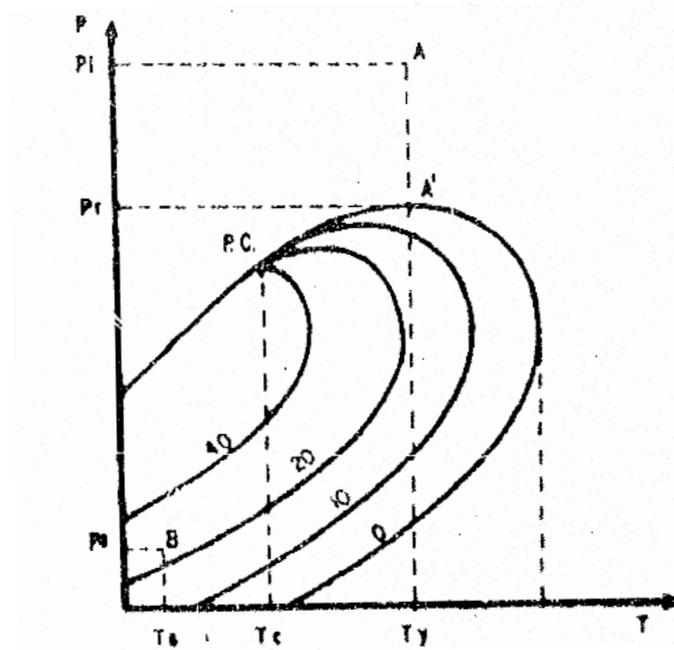


Figura 1.6: Diagrama de fases para un yacimiento de gas y condensado.³⁰

Si la presión del yacimiento, (punto A) es superior a la presión de rocío de la mezcla (punto A'), los fluidos que penetran al pozo, en su camino hasta el tanque de almacenamiento, sufren una fuerte reducción, tanto en la temperatura como en la presión, y penetran rápidamente en la región de dos fases para llegar a la superficie con RGA que varían, aproximadamente entre los 1,000 y 10,000 m^3/m^3 , variando el contenido de licuables en el gas según las condiciones y el número de etapas de separación, pero siendo, generalmente, entre 50 y 70 $bls/10^6 ft^3$.³⁰

El líquido recuperable es en general de coloración clara con densidades que varían entre 0.754 y 0.80 g/cm^3 .³⁰

Cuando en el yacimiento se produce una reducción isotérmica de la presión y se cruza la presión de rocío, se entra a la región de dos fases, ocurriendo la llamada condensación retrógrada de las fracciones pesadas e intermedias, que se depositan como líquido en los poros de la roca; los hidrocarburos así depositados no logran fluir hacia los pozos, ya que raramente se alcanza la saturación crítica del líquido. El efecto dañino de permitir la condensación retrógrada, tiene la agravante de que lo que se deposita son las fracciones más pesadas de la mezcla y, por lo tanto, no sólo se pierde la parte de mayor valor en el yacimiento, sino que el fluido que se continúa extrayendo empobrece en cuanto a su contenido de tales fracciones.³⁰

1.4.5.4. Yacimientos de gas húmedo.

El diagrama de fase correspondiente a un yacimiento de gas húmedo, se presenta en la figura 1.7, en ella puede observarse que la temperatura del yacimiento (punto A) es mayor que la cricodentérmica de la mezcla, por tal razón nunca se tendrán dos fases en el yacimiento, sino únicamente fase gaseosa.³⁰

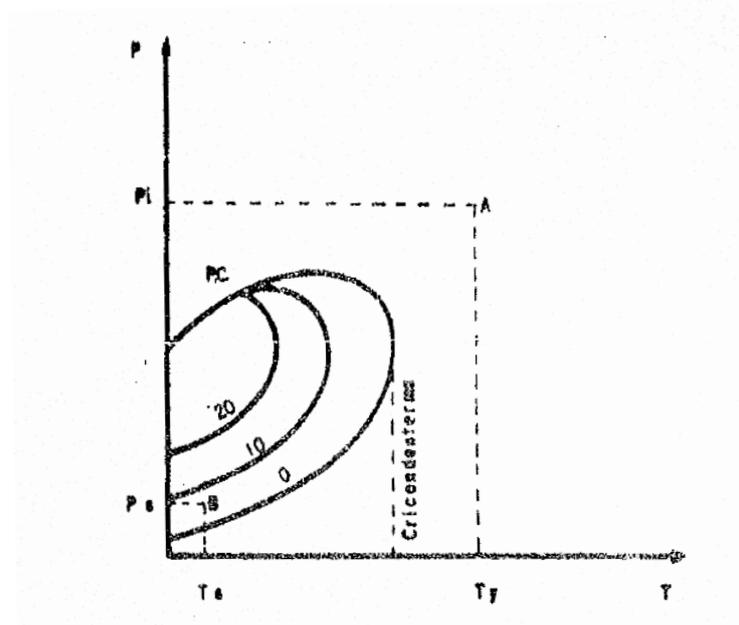


Figura 1.7: Diagrama de fases para un yacimiento de gas húmedo.³⁰

Cuando estos fluidos son llevados a la superficie entran a la región de dos fases, generando RGA que varían entre $10,000$ y $20,000 m^3/m^3$, el líquido recuperable tiende a ser transparente, con densidades menores de $0.75 g/cm^3$ y el contenido de licuables en el gas, es generalmente bajo, menos de $30 bls/10^6 ft^3$.³⁰

1.4.5.5. Yacimientos de gas seco.

Los yacimientos de gas seco, contienen solamente gas a lo largo de toda la vida productiva de éste. Su diagrama de fase se presenta en la figura 1.8. Estos yacimientos contienen principalmente metano, con pequeñas cantidades de etano, propano y más pesados.³⁰

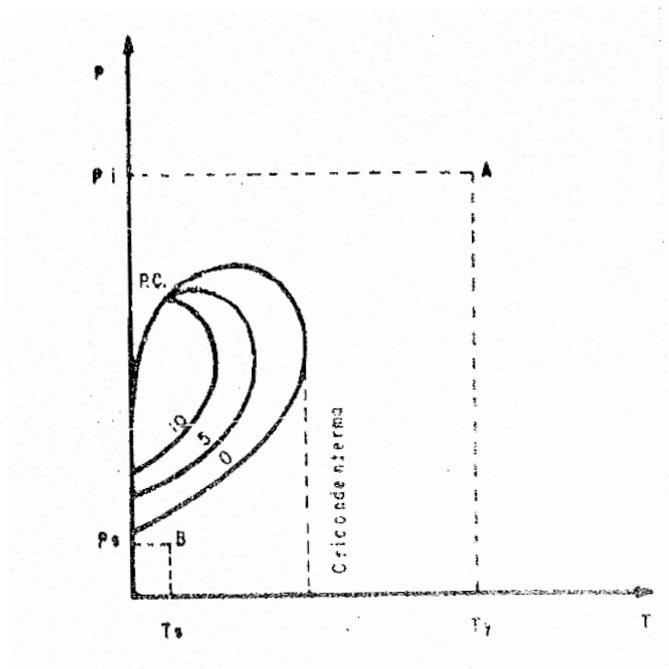


Figura 1.8: Envolvente de fases para un yacimiento de gas seco.³⁰

Ni a las condiciones de yacimiento, ni a las de superficie se entra a la región de dos fases durante su explotación, por lo que siempre se está en la región de estado gaseoso.

Teóricamente, los yacimientos de gas seco no producen líquido en la superficie, sin embargo, la diferencia entre un gas seco y un gas húmedo es arbitraria y generalmente un sistema de hidrocarburos que produzca con relación gas aceite mayor de $20,000m^3/m^3$, se considera gas seco.³⁰

Muestreos de Fluidos

Para entender las propiedades de los fluidos petroleros, es necesario realizar ciertas mediciones y análisis de las muestras, que ayudan a identificar y tener información como: el tipo de fluido del yacimiento, la estimación y evaluación de las reservas y la determinación de propiedades de los fluidos petroleros. Todo lo anterior tiene como fine la optimización de la producción. De estas propiedades se parte el diseño de explotación de los campos.

El análisis de los fluidos permite conocer las propiedades del agua de formación, éstas se contemplan debido al impacto económico negativo en los proyectos. Así como la identificación de las propiedades corrosivas que actúan al estar en contacto con el agua, esta información es necesaria para el diseño de terminaciones de pozos y de instalaciones superficiales. Con las técnicas de análisis y simulación PVT, se puede evaluar el potencial de acumulación de incrustaciones (asfaltenos, parafinas) y predecir su comportamiento durante el tiempo de producción, para hacer planes estratégicos y evitar problemas de aseguramiento de flujo.¹⁶

Las muestras de fluido pueden obtenerse utilizando una de las tres técnicas principales:

La primera técnica considera muestreadores de formación operados con cable y desplegados en agujero descubierto, que se pueden utilizar para obtener muestras de fluidos y análisis de las mismas en el fondo del pozo, asegurando las muestras y la posibilidad de analizar los fluidos en las primeras etapas de la vida productiva del pozo.

La segunda técnica considera las pruebas de formación efectuadas a través de la sarta de perforación DST (Por sus siglas en inglés, Drill Steam Test). En el pasado, las pruebas DST, diseñadas habitualmente para probar la producción e investigar la extensión del yacimiento, producían muestras con menos contaminación que las muestras extraídas en agujero descubierto.

Para las pruebas DST se requiere de un proceso de planeación anticipado y terminaciones de pozos que puedan tolerar las presiones de producción; y, además, pueden costar mucho más que los métodos de extracción de muestras en agujero descubierto, especialmente en pozos marinos.

En la tercera técnica, las muestras pueden obtenerse mediante herramientas operadas con cable desplegadas en pozos entubados y ya puestos en producción.

Un aspecto importante del muestreo de fluidos es el análisis de los fluidos a condiciones de yacimiento, que ayuda a validar la calidad de las muestras durante el proceso de muestreo y que, además, posibilita el mapeo de las variaciones verticales de las propiedades de los fluidos, permitiendo que se interprete la conectividad vertical y se defina la arquitectura de los yacimientos en las primeras etapas de la vida productiva del campo.

Las muestras de fluidos no contaminadas permiten una medición precisa de las propiedades de los fluidos, tanto en fondo del pozo como en superficie. Por eso se trata en esta tesis de la representatividad, en donde se hace enfoque a las muestras no contaminadas, para obtener datos representativos del yacimiento, para obtener el menor error posible cuando se hace el análisis y la simulación PVT.

Existen múltiples factores que afectan la toma de decisión respecto al método de muestreo y la preparación del pozo, como son: la composición de los fluidos, la petrofísica del medio que los contiene, las características fisicoquímicas y el método de explotación. La toma de muestras en el yacimiento debe ser frecuente. Se sabe que el comportamiento de los fluidos en un pozo es dinámico, estos pueden tener amplias variaciones a lo largo de la vida productiva del pozo.

Los métodos para muestrear los fluidos del yacimiento se dividen en dos categorías generales: el muestreo de fondo y el muestreo en superficie. Estos no pueden ser considerados procesos simples o rutinarios, ya que cada yacimiento tiene características propias.

El acondicionamiento del pozo antes del muestreo es necesario y cobra más relevancia cuando el fluido del yacimiento está cercano a su presión de saturación. La prueba presión-producción inicial del pozo o las operaciones normales de producción en ocasiones dan lugar a que el fluido localizado en las vecindades de la zona productora del pozo tenga una composición diferente al fluido original del yacimiento.

El objetivo del acondicionamiento del pozo es disminuir los riesgos de alteración del fluido. Para esto se tiene que contar con una planeación del muestreo, ya que no se puede llegar al pozo y realizar un muestreo con éxito sin haber antes planeado el muestreo, ya que la muestra será representativa del yacimiento por razones que se tratarán más adelante en el capítulo.

Para la planeación del muestreo de fluidos, hay criterios que son clave y que se tienen que tomar en cuenta para su ejecución y se explican a continuación.

2.1. Planeación del muestreo

2.1.1. Tiempos recomendados para el muestreo.

El momento adecuado para la toma de muestras se presenta cuando la presión en el fondo del pozo, es mayor a la presión de saturación del fluido (P_{sat}), (para aceites de bajo encogimiento); bajo estas condiciones el fluido será representativo del yacimiento, puesto que no ha caído por debajo de la presión de saturación en la vecindad del pozo.

Cuando la presión en la región cercana al pozo cae por debajo de la presión de saturación del fluido original del yacimiento, el fluido se separa en dos fases (aceite y gas). Cuando surge esto se tiene dificultad para que el muestreo sea representativo, ya que se da lugar a la presencia de gases diferentes de gas y de líquido que forman la composición del fluido en el pozo y que resulta ser diferente a la composición del fluido original del yacimiento, por lo menos, durante el periodo inmediato a la estabilización del flujo.

Es muy frecuente encontrar en las operaciones de muestreo que la presión al nivel de los disparos está por debajo de la presión de saturación; sin embargo esta práctica se hace para que cuando el pozo se cierra y la presión aumenta, la presión en el fondo del pozo sea superior a la presión de saturación y de esa manera se puede recolectar una muestra más representativa.

Para el caso que el fluido del yacimiento sea bajosaturado (ya sea basado por datos de pruebas de pozo y correlaciones), el muestreo puede retrasarse hasta que se hayan perforado otros pozos. El retraso es determinado por el grado de bajosaturación y el índice de la declinación en la presión del yacimiento. Varios de los problemas asociados al acondicionamiento del pozo pueden evitarse, muestreando antes de que la presión en el yacimiento caiga por debajo de la presión de saturación original del yacimiento.

Para el caso de un yacimiento recién hallado se presenta un problema para la toma de decisión del muestreo, debido a que la prueba inicial del pozo (determina la capacidad de flujo y los límites del yacimiento) causa, a menudo, la reducción en la presión cercana al pozo, por debajo de la presión de saturación del fluido.

En consecuencia no es factible realizar el muestreo después, se debe realizar antes de tal prueba. Un pozo descubridor por lo regular está sujeto a severas caídas de presión entre el yacimiento y el pozo (debido a que regularmente no se toman medidas preventivas y solo se quiere conocer si el potencial económico del yacimiento) y al agotamiento durante la prueba de producción, si se perfora un segundo pozo puede ser más conveniente para la recuperación de muestras representativas del fluido, debido a la estabilización del yacimiento.

2.1.2. Tipos de fluidos

Como ya se mencionó en el Capítulo I, los yacimientos se clasifican, generalmente, en términos del tipo de fluido que abarca la principal acumulación de hidrocarburos. Esta clasificación de fluidos del yacimiento incluye: yacimientos de aceite negro, aceite volátil, gas y condensado, gas húmedo y gas seco. La relación que se tiene entre el tipo del fluido y el muestreo es importante para la estrategia del acondicionamiento óptimo del pozo, ésta es afectada por el comportamiento del fluido a las condiciones de yacimiento y superficiales.

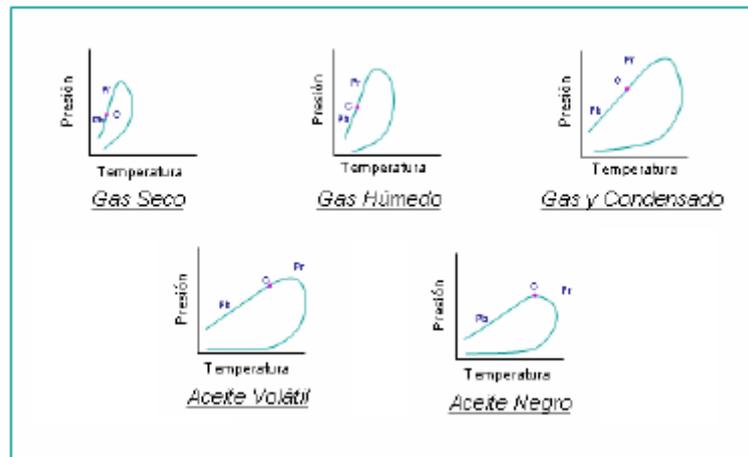


Figura 2.1: Diagramas de fases de los distintos tipos de yacimientos.

Las características originales del fluido pueden estimarse para los aceites negros extrapolando las características de la muestra a la presión original del yacimiento.

Para el caso del condensado no es posible estimarse, y existe una mayor dificultad para los aceites volátiles, ambos por su composición, situada cerca del punto crítico.

El fluido en yacimientos de gas seco o de gas húmedo mantiene una composición uniforme a través del agotamiento del yacimiento, puesto que el fluido está siempre en una sola fase. Por eso se puede obtener una muestra del fluido original en cualquier momento de la vida del yacimiento.

2.1.3. Consideraciones especiales en la planeación del muestreo.

Es deseable tener cierto tipo de características en la producción de los pozos, durante la planeación del muestreo, éstas se enlistan a continuación:

1. Sin producción de agua.
2. Relación gas-aceite y densidad del aceite similar al de pozos vecinos.
3. Índice de productividad que permita mantener la presión en la cara de la formación por arriba de la presión de saturación.
4. Gasto volumétrico constante.

Un pozo que produce cantidades pequeñas de agua puede llegar a ser un problema, si se puede se debe eliminar el muestro en un pozo que penetre el contacto agua-aceite. Se debe considerar el pozo que tenga la mayor columna de aceite y de preferencia que esté alejado del intervalo disparado del contacto agua-aceite y el contacto gas-aceite.

Hay casos en que el casquete de gas no se puede evitar, en estos casos se debe seleccionar el pozo que tenga la mayor columna de aceite y cuyos disparos se encuentren dentro de la zona del aceite del yacimiento.

Es recomendable que el muestreo de gas o de aceite se realice lo más alejado de contactos, ya sea la de gas-aceite o la de aceite-agua.

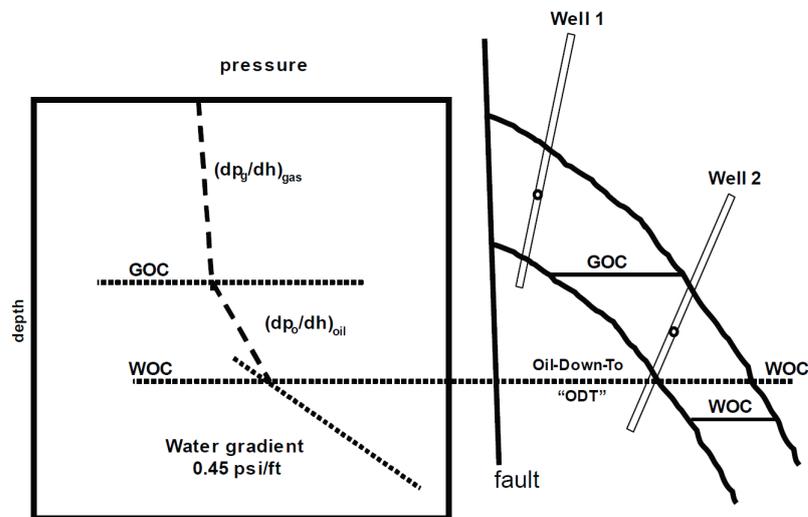


Figura 2.2: Determinación del lugar muestreo por medio de los contactos.¹

Recomendaciones generales e información importante en la planeación de un muestreo:

- Condiciones mecánicas e integridad del pozo (estados mecánicos del pozo, reportes de perforación, etc.).
- Volumen de muestras requerido para las pruebas: de 500 cc a 2000 cm³.
- Selección del punto de muestreo (de preferencia al nivel medio de disparos).
- Evaluación y selección del método de muestro, (fondo o superficie), para cualquier tipo de fluido.

2.2. Lugares para tomar una muestra.

2.2.1. Muestreo de fondo

El objetivo del muestreo de fondo es obtener muestras de fluido del yacimiento tal y como existe a esas condiciones originales, es decir, antes de que el yacimiento sea puesto a producción.

Por tal razón, normalmente, las muestras de fondo se obtienen en el pozo descubridor. En casos especiales, puede resultar conveniente tomar muestras de fondo cuando el yacimiento ya ha sido puesto a producción, siempre y cuando existan bases para suponer que el fluido contenido en el fondo del pozo es representativo del fluido original.

Estas son las bases para tomar en cuenta el muestreo en un pozo no descubridor:

- Yacimientos de aceite bajosaturados en los que la presión del yacimiento ha declinado por debajo de la presión de saturación.
- Yacimientos de gran espesor, para determinar la variación de la composición y características de los fluidos contenidos en el yacimiento, con relación a la profundidad.
- Yacimientos de gran longitud y anchura, en donde se ha observado variaciones en la composición de los fluidos en diferentes áreas.
- En pozos relativamente cercanos que producen fluidos de diferente composición.
- Cuando se desea comprobar los datos obtenidos por el análisis PVT del pozo descubridor.

2.2.1.1. Importancia del muestreo de fondo

El muestreo de fondo es una operación realmente importante y delicada, debido a que los datos que se obtienen del análisis PVT de las muestras, se utilizan para realizar cálculos de importancia, tanto técnicos como económicos, para la administración eficiente de la explotación de los yacimientos. Los cálculos que cobran relevancia son:

- Reservas de aceite y gas.
- Predicciones del comportamiento del yacimiento.
- Vida fluvente de los pozos.
- Condiciones óptimas de separación.
- Diseño de baterías de separación y recolección.
- Diseño de plantas de tratamiento, proceso y refinación.
- Diseño de métodos de recuperación de hidrocarburos.
- Determinar la presión mínima de miscibilidad.

Si en los cálculos relativos a estos aspectos, se utilizan datos de una muestra de fondo que no sea representativa de los fluidos del yacimiento, se pueden cometer errores que perjudican a la cartera de proyectos en el ámbito económico.

Por tal razón, la limpieza y acondicionamiento del pozo, la toma de muestras y su traspaso a las botellas para enviarse a laboratorio, deben llevarse a cabo con el mayor cuidado, utilizando el tiempo que sea necesario para cada uno de estos casos.

Por la prisa a poner el pozo a producción, se pueden llegar a tener problemas ya que se acortan los tiempos de limpieza y acondicionamiento del pozo, generando que las muestras no sean representativas de los fluidos en el yacimiento.

2.2.1.2. Preparación del muestreo de fondo.

Para el muestreo en fondo de pozos se deben considerar las condiciones de producción del pozo, así como su integridad. A continuación se explican condiciones para la toma de una muestra representativa para diferentes tipos de pozos en función del fluido producido y del sistema de producción artificial (SAP) de bombeo:

a) Pozos de aceite fluyendo.

El pozo debe acondicionarse dejándolo producir hasta que el aceite no representativo haya sido desplazado por el aceite original.

Para estimar el volumen del aceite no representativo en la vecindad del pozo se pueden utilizar correlaciones de las propiedades de la roca y del fluido del yacimiento. El acondicionamiento apropiado de un pozo que está produciendo, consiste en una serie de cambios de gastos en forma secuencial, como se describe a continuación:

- Observar y medir el gasto de producción (de aceite y gas) del pozo antes de iniciar el muestreo, por lo menos durante 24 horas, para establecerlas como condiciones iniciales o de referencia.
- Medir la presión de fondo fluyendo del pozo (P_{wf}).
- Asegurar que los gastos de aceite y gas sean constantes.
- Reducir el diámetro de estrangulador del pozo.
- Medir la relación gas-aceite periódicamente hasta que ésta se haya estabilizado.
- Repetir el procedimiento de reducción de estrangulador y de mediciones de la relación gas-aceite.
- Graficar el diámetro del estrangulador contra el gasto de aceite y contra la relación gas-aceite, para determinar el diámetro óptimo para el acondicionamiento del pozo.
- La representación gráfica debe mostrar que la relación gas-aceite permanece constante con respecto al gasto, al menos con los dos últimos estranguladores, para asegurar que el pozo se encuentra estabilizado.

Nota 1: Cuando la relación gas-aceite decrece después de la reducción de gasto, se espera la presencia de gas libre en el fondo del pozo y su vecindad (para yacimientos de aceite de bajo encogimiento).

El gas libre puede ser resultado de: (1) La conificación de un casquete de gas en la formación muy cerca de la zona de aceite en el pozo. (2) La presión de fondo fluyendo es menor que la presión de saturación en el yacimiento. Cuando se observa este comportamiento en la relación gas-aceite, el acondicionamiento del pozo se realiza reduciendo el gasto de producción por etapas. Después de cada reducción, el gasto se mantiene hasta que la relación gas-aceite se estabiliza. Se pueden emplear correlaciones con información de la temperatura, la presión del yacimiento, γ_g y γ_o para realizar cálculos aproximados de la relación gas-aceite estabilizada. Si la relación gas-aceite es anormal, resultado de que la presión de fondo es substancialmente menor que la presión del yacimiento, se necesitará más tiempo (un volumen mucho más grande) de aceite para acondicionar el pozo.

Nota 2: Un incremento en la relación gas-aceite después de la reducción en el gasto indica la producción conjunta del gas, tanto de la zona de gas como de la zona de aceite. El incremento de la relación gas-aceite es causado por la liberación del gas del aceite. Sin embargo, aún se puede obtener una muestra representativa, usando un pozo que no presente este problema debido a que es difícil determinar el acondicionamiento de un pozo a un cierto tiempo.

b) Pozos con bombeo (mecánico y electrosumergible)

Los pozos con bombeo generalmente no se deben muestrear, pero en ciertas ocasiones son la única opción. En estos pozos es posible realizar un muestreo cuando se ejecutan operaciones de mantenimiento en el equipo de bombeo o en el pozo. El gasto de bombeo generalmente no se puede cambiar, la bomba y las varillas se deben sacar si se usa el método de muestreo de fondo y no resulta práctico medir la presión de fondo. Las razones y el tiempo requerido para acondicionar un pozo con bombeo son las mismas que para los pozos fluyendo y están gobernados por los mismos factores.

- Acondicionar el pozo como se mencionará en el subtema 2.7.
- Detener el bombeo y sacar las varillas o la bomba eléctrica sumergible de la tubería.
- Realizar el muestreo necesario.

c) Pozos de gas y condensado

El procedimiento para acondicionar un pozo de gas y condensado se basa en la interpretación de los cambios en la relación gas-aceite que resultan de la reducción en la producción a diferentes gastos. Cuando la presión en un yacimiento de gas y condensado se reduce más allá de la presión de rocío provoca que se forme la fase líquida (condensado). El aumento de este líquido puede reducir la productividad del pozo y causar problemas de estabilización. Por lo tanto no se recomiendan los muestreos de fondo

en yacimientos de gas y condensado debido a la posibilidad de recolectar muestras no representativas de condensado del yacimiento y la dificultad de llevar las muestras a una sola fase antes de realizar la transferencia en el campo. Sin embargo, con un estricto y apropiado acondicionamiento al pozo se puede llegar a tener buenas muestras representativas del pozo.

d) Pozos produciendo fluidos a condiciones cercanas a su punto crítico.

El acondicionamiento de pozos que contienen fluido cuyas propiedades termodinámicas están en las vecindades del punto crítico presenta dificultades particulares, como cuando la presión en ese tipo de fluidos es ligeramente menor a la presión de saturación, se forman rápidamente cantidades importantes de gas o condensado. Ambas fases son generalmente móviles y fluyen en el pozo. Los gastos de producción de las dos fases provocan que la composición del fluido en el pozo no sea la misma que la del fluido original del yacimiento, para este tipo de situaciones se recomienda el mismo acondicionamiento que se menciona en esta tesis, en el inciso a).

e) Pozos de gas seco y de gas húmedo

La composición del fluido de un yacimiento de gas seco o gas húmedo no cambia conforme se agota el yacimiento, ya que el fluido no formará dos fases en ningún punto del proceso de producción. Por lo tanto, las muestras pueden ser tomadas en cualquier momento y no es necesario acondicionar el pozo.

2.2.2. Muestreo de superficie

En el muestreo de superficie el objetivo es de obtener muestras de fluido contenido en el yacimiento cuando las condiciones mecánicas del pozo o de explotación no permitan recuperar muestras de fondo. El muestreo puede realizarse tanto en los separadores de campo como en la cabeza del pozo. Esto último, dependiendo de las condiciones de presión de fondo y de saturación de la muestra.

Las herramientas que se emplean para recuperar una muestra de hidrocarburo, ya sea del separador o de la cabeza del pozo a la botella porta-muestra, deben purgarse según sea el tipo de fluido a utilizar.

El equipo adecuado para el muestreo de superficie debe soportar las condiciones críticas de presión y temperatura durante la operación del muestreo.

Para el caso de tomar una muestra de aceite se debe tener la precaución de crear un casquete de gas en el recipiente muestreador, para evitar el incremento de presión por temperatura durante el transporte al laboratorio, por lo que esa operación se realiza por seguridad de la calidad de la muestra.

2.2.2.1. Muestreo en el separador.

Con este método se obtienen muestras de gas y líquido que están siendo producidos en los separadores, al mismo tiempo que se efectúan medidas exactas y precisas de los gastos de gas y aceite en el separador que prevalecen durante la operación del muestreo. Cuando se emplean sistemas de separación de etapas múltiples, las muestras se obtienen del separador de alta presión. Dichas muestras son posteriormente recombinadas en el laboratorio para reproducir una muestra que sea representativa del yacimiento.

Las muestras deben obtenerse tan pronto como se haya estabilizado el pozo, también las muestras de gas y líquido deben recuperarse prácticamente al mismo tiempo, no más de una hora de diferencia, porque pueden ocurrir cambios significativos en las condiciones de separación, particularmente en la temperatura. Ambas muestras de gas y de aceite deben duplicarse para asegurar que por lo menos una muestra representativa llegue al laboratorio.

En los separadores de campo, por lo general hay una válvula para muestrear gas cerca del medidor de gas y también una válvula para muestrear el líquido cerca de la descarga al tanque de almacenamiento; las muestras de gas y líquido se colectan del mismo separador, a las mismas condiciones de flujo. Se debe recolectar una mayor cantidad de gas que de líquido debido a su alta compresibilidad.

2.2.2.2. Muestreo en la cabeza del pozo.

El muestreo en la cabeza del pozo no es común, pero potencialmente es valioso, si se sabe que el fluido se encuentra en una sola fase, a las condiciones de temperatura y presión en la cabeza del pozo, lo cual aplica para aceites bajosaturados y gases secos.

El problema de utilizar el método radica en el conocer si el fluido se encuentra en una sola fase en la cabeza del pozo.

Para el muestreo en la cabeza del pozo, las condiciones que se deben buscar son:

- El aumento de la presión en la cabeza del pozo por arriba de la presión de saturación del fluido del yacimiento. El acondicionamiento del pozo.

Nota: El muestreo en la cabeza del pozo es un método arriesgado, ya que se debe mantener una presión alta en la cabeza del pozo, esto es, por arriba de la presión de saturación del yacimiento. Este método no puede ser usado para cualquier fluido, excepto para aceites con presión de saturación relativamente baja.

Para este tipo de muestreos el periodo de acondicionamiento del pozo depende de:

- El volumen de fluido de yacimiento que ha sido alterado (ya sea por contaminación con fluidos de perforación o por la producción del pozo a presiones menores de la presión de saturación original del yacimiento).

- Del gasto de fluidos producidos del yacimiento.

Nota: ya que estos volúmenes y gastos varían ampliamente, no hay una regla general de campo para determinar el tiempo de acondicionamiento. La experiencia ha demostrado que la mayoría de los pozos pueden acondicionarse en una semana. Algunos fluido de yacimientos cercanos al punto crítico, de gas y condensado pueden necesitar mucho más tiempo.

Pasos para la estabilización de flujo en la cabeza del pozo:

- a) Medir y registrar el gasto de aceite o de gas.
- b) Conectar el aparejo de muestreo a la cabeza del pozo.
- c) Purgar la línea de conexión para desplazar el aire en ella.
- d) Conectar la botella porta-muestra.
- e) Colectar la muestra de aceite de acuerdo a los métodos existentes.
- f) Acondicionar la botella porta-muestra para su traslado.
- g) Lubricar con cinta teflón los tapones.
- h) Poner tapones en las válvulas.
- i) Verificar que no existan fugas.
- j) Poner capuchas.
- k) Etiquetar la botella porta-muestra.

2.3. Programa de muestreo

2.3.1. Lapso de muestreo

Es posible evitar problemas si se toma una muestra en la etapa inicial de la vida del yacimiento. No se pueden tener muestras útiles en pozos donde la presión ha caído al 40 % de su valor original.

En el transcurso de este periodo se debe seleccionar un pozo con alta productividad para mantener en la zona vecina una presión tan alta como sea posible. Por tal razón, se recomienda que el pozo esté en su etapa de producción primaria, para reducir al mínimo la liberación del gas en solución.

Si se tiene conocimiento de que el fluido es bajosaturado a la presión existente en el yacimiento, el muestreo puede posponerse hasta que se perforen otros pozos en el mismo yacimiento y tomar la muestra en la fase de perforación de alguno de éstos. Quiere decir que a cualquier etapa productiva del yacimiento es apropiada siempre y cuando su presión estática no sea inferior a la de saturación. Para el caso de que la presión del yacimiento es igual a la de saturación, las muestras deben obtenerse inmediatamente.

Para poder determinar el número de pozos a muestrear depende de la extensión del campo y la magnitud del cierre estructural. Se debe tener una programación de muestras para obtener las propiedades promedio de los fluidos del yacimiento. Esto tiene una explicación, puesto que al explotar un yacimiento, los

hidrocarburos no siempre alcanzan su equilibrio termodinámico; las pruebas de laboratorio no se ajustan totalmente al proceso de explotación; por lo tanto, es necesario tomar otras muestras en etapas avanzadas en la vida del yacimiento para confirmar los datos obtenidos del muestreo inicial. La última información es la más representativa de las condiciones predominantes.

2.4. Selección de la profundidad de muestreo.

Se menciona que como regla general las muestras de fondo deben tomarse en el punto medio del intervalo productor; sin embargo, cuando hay entrada de agua o sedimento en el fondo del pozo, las muestras deberán tomarse arriba del contacto agua-aceite.

Se necesita un registro de presiones de fondo a pozo cerrado, para seleccionar el punto de muestreo, en el cual, la última estación coincida con el nivel medio del intervalo productor y con un espaciamiento de 100 metros, entre las 3 últimas estaciones, para determinar con precisión el contacto agua-aceite. Cuando se tienen sedimentos en el fondo del pozo, el periodo de limpieza no fue lo suficientemente largo, por lo cual, se necesitará más tiempo en limpieza del pozo.

La presencia de agua en el fondo del pozo, generalmente se debe a que el pozo estuvo produciendo simultáneamente aceite, gas y agua y la producción de agua del yacimiento debe haberse manifestado al medir la producción en la superficie.

El punto de muestreo debe cumplir un requisito, que la presión en ese punto, debe ser igual o mayor que la presión de saturación del aceite @c.y, debido a ello, en caso de yacimientos de aceite saturado, el punto de muestreo deber ser el nivel medio del intervalo productor, ya que la presión estática en ese punto es igual a la presión de saturación del aceite.

Cuando se tenga presencia de agua en el fondo del pozo, se tiene que tomar las muestras arriba del punto medio del intervalo productor, esto para yacimientos saturados, las muestras estarán saturadas a la presión del punto de muestreo, la cual es menor que la presión de saturación y esto deberá tomarse en cuenta en el análisis PVT y en estos casos, se puede considerar aceptables, muestras tomadas hasta 50 metros arriba del punto medio del intervalo productor, siempre y cuando los resultados del análisis PVT se extrapolen a la presión estática del yacimiento.

Para el caso de yacimientos bajo-saturados, la selección de la profundidad de muestreo es menos crítica, ya que solamente se necesita que la presión en el punto de muestreo sea mayor que la presión de saturación, con esto se pueden obtener muestras confiables, aunque el punto de muestreo esté muy arriba del nivel medio de las perforaciones. La temperatura del yacimiento en el punto medio del intervalo productor es un dato importante y también se puede comprobar con un registro de temperatura.

2.5. Tiempo de estabilización del pozo a muestrear.

Un pozo que tenga un bajo índice de productividad podrá presentar un gasto tan bajo que el tiempo de su preparación será muy prolongado. Hay ciertos factores que hacen tomar decisiones de cuándo obtener las muestras representativas, pero son estimaciones.

El tiempo de estabilización depende de:

- a) El volumen del fluido del yacimiento que ha sido alterado al producir el pozo con una presión de fondo fluyendo menor que la presión original de saturación.
- b) Los gastos a los cuales se ha producido el hidrocarburo alterado, el pozo deberá estar fluyendo a un gasto estabilizado, tan bajo como sea posible, este se alcanzara una vez que se mantenga constante la relación de solubilidad (R_s).

2.6. Elección del método de muestreo.

2.6.1. Muestreo de fondo.

El muestreo de fondo es recomendable cuando se tiene la certeza que el fluido en el fondo del pozo tiene la misma composición y características del fluido contenido en el yacimiento en las zonas alejadas del pozo.

Se presenta este caso en:

- a) Yacimiento de aceite bajosaturado. (cuando la presión en el fondo sea mayor a la presión de saturación).
- b) Yacimientos en que la presión de fondo sea igual a la de saturación, cuando se le aplica un proceso de estabilización al pozo.

2.6.2. Muestreo en superficie.

Para tener éxito en las muestras de superficie se depende de datos precisos de la Relación gas-aceite (RGA), ya que éstos son la base para recombinar en la proporción debida el aceite y el gas obtenidos en la superficie, para reconstruir una muestra con las mismas características de los hidrocarburos del yacimiento.

2.6.2.1. Yacimientos de gas y condensado.

Para estos yacimientos el muestreo de fondo no es el apropiado debido a ciertas características que se presentan a continuación:

- Cuando está fluyendo el pozo, parte del líquido que se condensa dentro del pozo se adhiere a las paredes del tubo, si la muestra de fondo se toma con el pozo fluyendo, la cantidad de líquido que se recogerá en el porta-muestras será diferente de la contenida en el yacimiento. Por otra parte al

cerrar el pozo, gran parte del condensado que existe en la parte superior de la TP, se cae al fondo del pozo, lo que origina que el fluido del pozo contenga una cantidad mayor de hidrocarburos pesados que los que tiene el fluido del yacimiento.

- La cantidad de condensado que puede recogerse con un muestreador de fondo es muy pequeña y una gran parte de este condensado, se queda adherida a la pared interior del muestreador.
- En términos de volumen de muestra necesario en el laboratorio para el análisis PVT y para el estudio del condensado, es mucho mayor que el que puede obtenerse con un muestreador de fondo. Por estas cuestiones, en los yacimientos de gas y condensado, se recomienda obtener muestras del separador y recombinarlas.

2.6.2.2. Yacimientos de gas húmedo y seco.

En estos yacimientos también se condensan los líquidos en el interior del pozo y se producen condensados en superficie, por lo cual las mismas explicaciones para los yacimientos de gas y condensado, son aplicables a los yacimientos de gas húmedo y seco, en donde tampoco se considera apropiado el muestreador de fondo.

2.6.3. Yacimientos de aceite volátil.

El comportamiento de los pozos es muy parecido al de yacimientos de gas y condensados, ya que con los datos de pruebas de flujo es muy difícil saber si se trata de aceite volátil o de gas y condensado. Se recomienda que se tomen muestras en el separador, se recombinen y mediante el análisis PVT se determine si se trata de aceite volátil o de gas y condensado.

2.7. Acondicionamiento del pozo

Antes de tomar las muestras de fondo es necesario acondicionar el pozo para lograr que el fluido del fondo del pozo tenga la misma composición o una composición lo más cercana posible al fluido original del yacimiento. A continuación se describe el procedimiento estándar para el acondicionamiento de diferentes tipos de pozos:

2.7.1. Pozos de aceite saturado.

a) Limpieza del pozo.- El primer paso para acondicionar el pozo es verificar que el fluido producido no contenga residuos de las sustancias utilizadas durante la perforación, la terminación, y también sea el caso de una estimulación.

Cuando un pozo ha sido seleccionado para que se le tomen muestras de fondo, el criterio para determinar si el pozo está limpio debe ser más estricto y el tiempo de limpieza debe ser más largo que los que se acostumbran habitualmente.

Ahora el criterio para determinar si el pozo está limpio es el siguiente:

- El volumen de agua debe ser menor que 5 %
- El volumen de lodo debe ser menor que 0.5 %
- La salinidad del agua producida debe ser igual a la salinidad del agua de formación.
- Si el pozo se acidificó, el pH debe ser igual a 7
- El volumen del líquido producido debe ser de 5 a 10 veces el volumen del pozo.

Con los criterios anteriores se podrá determinar el periodo de limpieza, para lapsos cortos (menores a 12 horas), se recomienda que se deje fluir al pozo un tiempo adicional, igual a la mitad del tiempo en que se consideró que estaba limpio.

b) Producción normal

Ya que se tiene el pozo limpio, se hace fluir el fluido del pozo al separador a través de un estrangulador similar al que se utilizará en su producción normal. En caso de que la producción normal del pozo impida que se baje un registro de presión de fondo, el estrangulador deberá cambiarse por uno de menor diámetro hasta que la producción permita que se pueda tomar un registro de presión de fondo fluyendo y el pozo deberá fluir a través de ese estrangulador hasta que se estabilice. Una vez que el pozo está estabilizado, se medirá cuidadosamente su producción y se tomará un registro de presión de fondo fluyendo.

c) Producción paulatina

Después del inciso anterior, es necesario que el pozo fluya sucesivamente a través de varios estranguladores de diámetro cada vez más reducidos, midiendo su producción y registrando su presión de fondo una vez que el pozo se haya estabilizado para cada estrangulador. Esa reducción gradual de la producción es necesaria, debido a que en un yacimiento de aceite saturado, la presión de saturación del aceite es igual a la presión estática original del yacimiento, y al fluir el pozo, la presión en el yacimiento en la vecindad del pozo disminuye, y al ser menor que la presión de saturación del aceite contenido en el yacimiento, liberará gas dentro de los poros de la formación en la zona cercana al pozo, haciendo variar la composición de la fase líquida que fluye al pozo.

Al hacer fluir al pozo a través de estranguladores sucesivos, de diámetro cada vez menor, la presión de fondo fluyendo se va incrementando, originando que la cantidad de gas libre dentro del yacimiento disminuya con lo cual la composición del aceite que fluye al pozo será cada vez más cercana a la del aceite original del yacimiento. Los estranguladores sucesivos se escogen de manera que en cada cambio de producción se reduzca en 30 o 50 % y el último estrangulador será el más pequeño a través del cual pueda obtenerse un fluido estable.

La variación de la RGA al disminuir la producción será indicativa de que el pozo ha sido acondicionado apropiadamente.

d) Variación de la RGA al disminuir la producción

Como ya se había mencionado en estos casos, la presión de fondo fluyendo es necesariamente menor que la presión de saturación del pozo, dentro de los poros del yacimiento y el gas libre al principio no fluye, pero una vez que el volumen ocupado por el gas dentro de los poros del yacimiento llega a ser suficientemente grande, el gas empieza a fluir al pozo conjuntamente con el aceite, lo que origina que la RGA aumente cuando aumenta la producción.

Este fenómeno da lugar a que el aceite que se encuentra cerca del pozo, tenga una composición diferente de la del aceite original.

El objetivo del acondicionamiento del pozo, consiste precisamente en producir el aceite alterado cercano al pozo y reemplazarlo por un aceite cuya composición sea igual o muy cercana a la del aceite original del yacimiento que se encuentra en las zonas alejadas del pozo.

Como última etapa del acondicionamiento, el pozo deberá cerrarse preferentemente hasta que se establezca, con lo cual se logrará que el aceite cercano al pozo quede sujeto a presiones cada vez mayores hasta alcanzar la presión estática, lo cual originará que el aceite del fondo del pozo, tenga una composición prácticamente igual a la del aceite del yacimiento que se encuentra alejada del pozo. La RGA también disminuye al reducir la producción, cuando se trata de un pozo de un yacimiento de aceite saturado, que está produciendo de la zona de aceite y además está produciendo simultáneamente gas del casquete, por conificación.

En los pozos de aceite saturado, al irse reduciendo la producción se llega a un momento en el cual la conificación del gas disminuirá o finalizará por completo, lo cual se manifestaría en una reducción de la RGA.

Cuando se tenga lo contrario, que cuando la RGA aumente a medida que la producción disminuya indica que el pozo está produciendo simultáneamente del casquete gaseoso y la zona de aceite también se produce por conificación, por lo cual, al aumentar la presión de fondo fluyendo, el aceite producido disminuye y la RGA aumenta. Para remediar este caso, se recomendaría hacer una reparación en la terminación del pozo para que se produzca exclusivamente en la zona de aceite.

2.7.2. Pozos de aceite bajosaturado.

El acondicionamiento para tomar muestras de fondo es más sencillo, ya que solo bastará con limpiar cuidadosamente el pozo y después hacerlo fluir de manera que su presión de fondo fluyendo sea mayor que la presión de saturación del aceite contenido en el yacimiento.

Con yacimientos bajosaturados, las muestras de fondo se podrán tomar estando el pozo fluyendo o después de haber sido cerrado. Se recomienda tomar las muestras estando el pozo cerrado y después de haber tomado un registro de presión de fondo cerrado, esto con la finalidad de obtener muestras libres de agua o sedimento.

Generalmente, es difícil saber si se trata de aceite saturado o bajo saturado antes de tomar las muestras de fondo, sobre todo en el primer pozo productor del yacimiento.

Se puede tomar la indicación que ya se había comentado para los bajosaturados, que la RGA no cambie al disminuir la producción. La presión de saturación a la temperatura del yacimiento, se puede calcular por una aproximación, utilizando la correlación de Standing, o de otros autores.

En la Fig. 2.3, se presenta un gráfico, preparado por la California Research Corporation, en donde se utiliza la correlación de Standing, para calcular la presión de saturación.

En la Fig. 2.4, se presenta otro gráfico utilizando la misma correlación de Standing, bajo diferentes criterios pero con el mismo objetivo.

Si de todas maneras no se tiene la certeza de que se trata de un yacimiento bajo saturado, lo recomendable será acondicionar al pozo como si se tratara de un yacimiento saturado, para tener más seguridad en la toma de muestras representativas del fluido original del yacimiento.

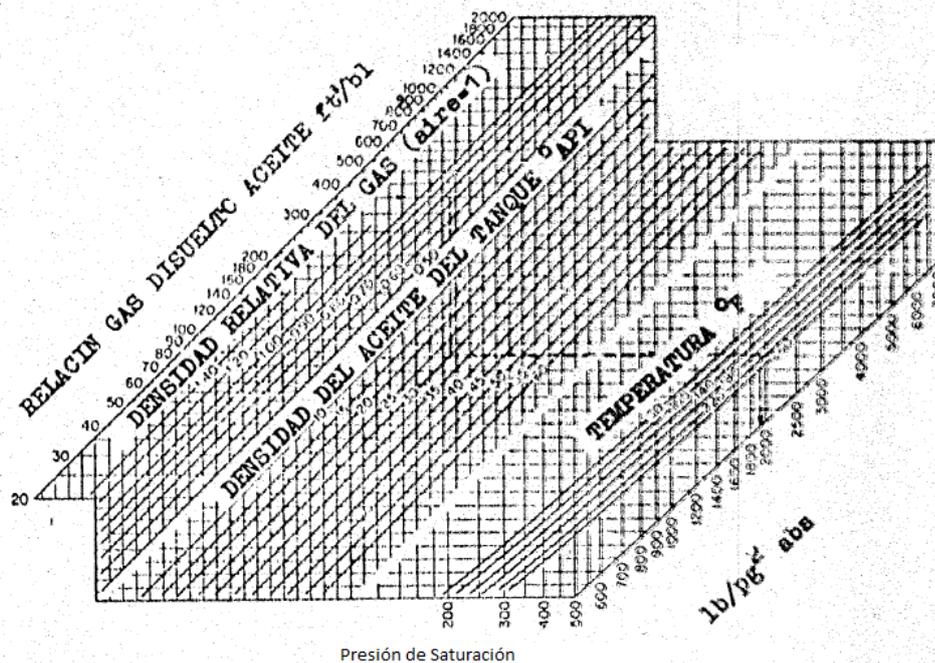


Figura 2.3: Gráfica para calcular la presión de saturación utilizando la correlación de Standing.

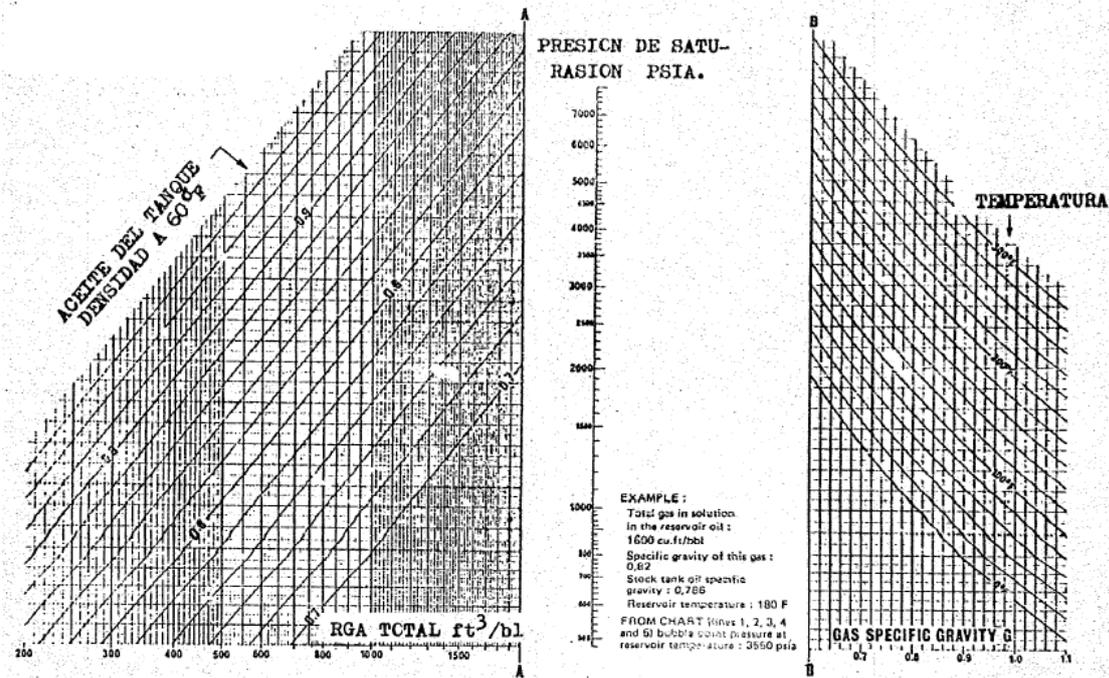


Figura 2.4: Gráfica para estimar la presión de saturación con la correlación de Standing.

2.7.3. Pozos de aceite volátil.

La técnica para este tipo de yacimientos, consiste en hacerlos fluir a gastos sucesivamente menores con el propósito de remover las fases de hidrocarburos no representativas (agua, gas), pero se tiene un problema que radica en determinar cuándo se produjeron esos fluidos.

La RGA mostrará un cambio relativamente pequeño a pesar de que el fluido del pozo haya experimentado cambios significativos en su composición. Por la razón anterior, cuando la información de la producción inicial de un pozo indica este tipo de yacimientos, el muestreo debe realizarse tan pronto como el pozo haya sido terminado. Las muestras que se adquieran después de que la presión del yacimiento ha declinado apenas por debajo de la presión original de saturación, son muestras inútiles para determinar las propiedades del fluido original, pero pueden emplearse en etapas posteriores a su depresionamiento.

El procedimiento más seguro, es el de obtener muestras superficiales y recombinarlas.

2.7.4. Pozos con bombeo mecánico o electrocentrífugo.

Los pozos con bombeo mecánico no son propicios para obtener una muestra del yacimiento debido a que la producción de aceite no puede cambiarse convenientemente, las bombas y las varillas deben extraerse del pozo para poder realizar un muestreo de fondo, y dado que no resulta práctico medir la presión de fondo, se trata como una reparación mayor, ya que cuesta más dinero la operación.

Si se llega a utilizar el muestreo de fondo, se para el bombeo después de que el pozo está preparado y se extraen las varillas y la bomba. Es necesario pistonear el pozo a un gasto muy bajo para remover del fondo cualquier aceite no representativo y luego bajar el muestreador para recuperar la muestra.

Pero en el caso de emplearse el muestreo de superficie, el pozo debe bombearse previamente por varios días después de que la producción de aceite y gas se haya estabilizado para luego proceder a obtener muestras.

2.7.5. Pozos de gas y condensado.

Para un acondicionamiento apropiado para este tipo de yacimientos se depende mucho de la interpretación de los cambios de la RGA que resulten de reducir los gastos de producción. Cuando la presión de flujo de un pozo de gas y condensado se reduce por debajo de su punto de rocío, se forma una fase líquida, que es el fluido producido, entonces se tendrá una menor concentración de hidrocarburos condensables y será más pobre que el fluido original del yacimiento.

Un pozo de gas y condensado se prepara para muestreo haciéndolo producir bajo un programa que consiste en una serie de reducciones sucesivas de gasto. Después de cada reducción, se continúa dejándolo fluir hasta que se estabilice la RGA, de esta manera se determina una cierta tendencia de comportamiento de las RGA estabilizadas que generalmente disminuye con la reducción correspondiente del gasto. El pozo en ese punto se considerará preparado cuando la RGA estabilizada no cambia cuando se altera el gasto de producción.

2.7.6. Pozos de gas.

Para el caso de yacimientos de gas, una muestra se puede obtener en cualquier tiempo, puesto que el comportamiento de afluencia de un yacimiento de gas no cambia en el agotamiento del mismo. Por ende no es necesario preparar el pozo antes del muestreo; sin embargo, es importante observar que pequeños volúmenes de hidrocarburos líquidos pueden considerarse fuera del flujo del pozo después de alcanzar la superficie y ser enfriado. Para ese caso, el fluido del pozo debe ser procesado a través de un separador convencional y luego proceder a obtener la muestra del gas y aceite del separador, y las medidas de la RGA deben hacerse siguiendo el mismo procedimiento general que se emplea para pozos de gas y condensado.

Para resumir, el acondicionamiento del pozo es el hecho de que el aceite no representativo (alterado) sea reemplazado por el representativo que viene de una mayor distancia dentro de la formación al poner a producir el pozo en una serie de etapas con reducción sucesiva del gasto. Si se mide la RGA estabilizada después de cada reducción de gasto, el pozo se considera preparado cuando las siguientes reducciones de gasto no afectan la RGA estabilizada previamente.

2.8. Parámetros de medición en campo durante las operaciones de muestreo.

Durante el proceso de preparación de un pozo o un separador para un muestreo, debe medirse la temperatura y presión estática de fondo y efectuarse una medición de la temperatura y presión en la boca del pozo, considerando la presión de separación que este trabaje. Se requieren mediciones como gastos

de aceite y gas a través del separador, gasto de producción de aceite en el tanque y el volumen de agua producido. Se tienen que obtener un informe continuo de la presión a boca de pozo durante todo el periodo de preparación.

El método más empleado para medir el volumen de gas producido es el método de una placa de orificio colocada en la línea, la cual debe estar calibrada de acuerdo a las especificaciones API (American Petroleum Institute). La selección de las dimensiones del orificio y el cálculo de los gastos de gas, deberán hacerse de acuerdo también a dichas especificaciones de diseño.

La gravedad específica del gas es un factor muy importante en las medidas de su gasto cuando se emplean orificios. Para cálculos del gasto de gas puede emplearse la gravedad específica del gas producido en cualquier otro pozo del mismo campo.

Se debe obtener un registro continuo de la temperatura del gas en el lugar del orificio de medida; no debe emplearse la temperatura del separador en su remplazo ya que pueden ocurrir notables diferencias de temperaturas. Lo que se recomienda es enviar al laboratorio las gráficas del orificio y registro de temperatura, junto con los demás datos del muestreador.

Para la obtención del gasto de aceite en el tanque de almacenamiento, el método usual consiste en medir la diferencia de nivel desde la superficie del aceite hasta un punto en el tope del tanque, generalmente el borde de la tapa y después empleando las tablas de calibración respectivas (dadas por el proveedor del separador), se determinan los volúmenes de aceite en el tanque.

Si durante la medición se emplea más de un tanque, deben efectuarse mediciones en todos los tanques, con el objeto de evitar errores, en las medidas de nivel ocasionados por acumulaciones o rebases accidentales. El nivel de aceite, cuando se usan varillas graduadas, debe verse con exactitud de un 1/8 pulgada en su graduación.

Con este método se determina el gasto total del líquido acumulado, y por tanto, deben hacerse medidas separadas para determinar el gasto de producción de agua.

Para la producción de agua, puede determinarse de la siguiente manera:

- a) Midiendo su gasto de acumulación en el tanque.
- b) Empleando un medidor separado en la línea de flujo de agua que proviene del separador.
- c) Vacando el agua acumulada de la parte inferior del separador en un recipiente a intervalos de tiempos medidos y conociendo el volumen por otro procedimiento.

Generalmente se encuentra vapor de agua en la fase gaseosa de los yacimientos de gas y condensado. Esto se da por el efecto de la menor temperatura, y se condensa en el separador. El volumen acumulado de esta agua en el separador, depende de la presión y temperatura del yacimiento y de las condiciones

de separación. Debido a que la producción de ésta es pequeña, no se podrán obtener medidas exactas en su acumulación en periodos cortos y puede resultar necesario promediar la producción de agua durante el periodo de prueba en base a las medidas del tanque registradas a diferentes tiempos durante la medición.

Herramientas, técnicas y validación de muestreos.

3.1. Herramientas y técnicas de operación de muestreo.

3.1.1. Muestreo de fondo.

3.1.1.1. Equipo utilizado.³⁰

En general, se puede decir que hay dos tipos de muestreadores de fondo, los de circulación y los de admisión, la medición se puede hacer a condiciones estáticas o dinámicas, corriendo un muestreador por medio de un cable de acero (wire line, en inglés). El muestreador aproximadamente tiene 7.11 pies de longitud y 1.5 pulgadas de diámetro y almacena un volumen de 650 cm^3 .

Uno de los más utilizados es el Wofford que es del tipo de circulación, mantiene sus puertas abiertas mientras es bajado. La herramienta es previamente ensamblada con uno de los mecanismos que existen para cerrar las válvulas en ambos extremos que son:

Un cabezal de pasador, el cual es accionado al golpear la línea de acero de forma violenta en superficie o un cabezal de reloj que consiste en un mecanismo de tiempo preseleccionado, que es usado en yacimientos de petróleo pesado y pozos desviados.

Luego que el muestreador ha sido bajado en el pozo hasta la zona productora, las válvulas del muestreador, las cuales han sido abiertas con anterioridad, son cerradas por cualquiera de los mecanismos descritos inicialmente. La muestra atrapada es llevada hacia la superficie, donde se mide la presión en el muestreador para indicar si el muestreador fue apropiadamente cerrado o no en el pozo. La presión en el muestreador debe ser ligeramente menor que la presión de fondo a la cual la muestra fue recolectada.

Normalmente la presión de saturación de la muestra recolectada a la temperatura de superficie es medida al inyectar agua o mercurio dentro de la muestra y observando el comportamiento presión - volumen. Si excede la presión de muestreo, entonces el toma muestra recolectó gas libre o goteó de aceite. Para prevenir estos casos, por lo menos dos muestras de fluido deben ser recolectadas.

3. HERRAMIENTAS, TÉCNICAS Y VALIDACIÓN DE MUESTREOS.

Procediendo con la toma de muestra, se presiona el fluido hasta alcanzar una sola fase y la segunda válvula del cabezal de transferencia es acoplada en un cilindro de almacenamiento de alta presión donde el contenido del muestreador y es transferido por gravedad.

Este procedimiento se repite para una segunda muestra y será transferida solamente si la presión de saturación a temperatura ambiente es similar al de la primera muestra. Usualmente se encuentra una diferencia de 20 a 50 libras por pie cubico (lb/ft^3).

La presión de saturación obtenida de la muestra de fondo normalmente será menor que la presión de burbuja del fluido original del yacimiento. Como la presión alrededor del pozo declina con la producción, el gas en solución es liberado, y éste puede permanecer en el yacimiento o ser producido.

El aceite que entra al pozo tiene una presión de saturación menor que aquella que existe originalmente en el yacimiento. Cualquier gas libre que entra en el pozo migrará hacia la superficie debido a la gravedad. Luego el aceite recolectado por el muestreador de fondo exhibe preferentemente una presión de saturación correspondiente a la presión existente en el yacimiento que a la presión inicial del yacimiento.

Después de que las dos muestras de fondo que tienen presión de apertura y punto de burbujeo similares han sido tomadas y transferidas, el proceso de muestreo ha sido completado.

Estos acontecimientos en el muestreo pueden ser corregidos por una técnica matemática o por adición de gas a las muestras en los laboratorios. Los dos métodos tienen limitaciones pero rinden una aproximación suficientemente cercana al actual fluido del yacimiento para usar en cálculos de yacimientos.

A continuación se muestra en la Fig.3.1, un corte del muestreador, el cual está construido de acero inoxidable, con las mismas dimensiones ya mencionadas.



Figura 3.1: Corte de muestreador de tipo circulación.³⁰

Otro tipo de muestreo de fondo es el o HUMBLE con membrana de termo-presión; abre sus puertas a las condiciones de presión y temperatura establecidas en la calibración de las válvulas accionadas.

La falla de este sistema y la dificultad de calibración de la membrana hacen muestrear a profundidades no deseadas o en otros casos no se abren durante la toma de muestras.

3.1.2. Herramientas de muestreo a tanques.

3.1.2.1. Extractor.

Sirve para tomar muestras en un tanque a cualquier profundidad y evita que se contamine al sacarla. Está hecho de metal de baja tendencia a la chispa, es decir, que el acero no debe, al tener fricción con el crudo al desplazarlo dentro del tanque, producir chispas que provoquen el incendio del tanque. Consta

de las siguientes partes: un recipiente que sirve para almacenar la muestra; válvulas para extraer la muestra del interior, varillas de extensión para sacar muestras a cualquier profundidad, una escala para determinar la altura de la columna de agua y sólidos, una abertura para medir la densidad relativa o la temperatura, un contrapeso para mantener el extractor en posición vertical y un cable de acero para sumergir el extractor a cualquier profundidad dentro del tanque.³

3.1.2.2. Botella.

Es un envase de metal o de vidrio donde se recolectan muestras al sumergirlo en un tanque o conectarlo a una válvula muestreadora. En el fondo tiene un contrapeso con el fin de poder sumergirlo en el tanque. La abertura de la boca de la botella varía entre 18.75 mm, y 38.1 mm, tiene una longitud de 349.25 mm. El diámetro de la boca depende del tipo de crudo a muestrear. Tiene un tapón para proteger la muestra de la contaminación.

Adicionalmente a este equipo existe un porta-muestras que es una probeta que sirve para detectar el porcentaje de agua del tanque; una copa que sirve para mezclar varias muestras de un tanque y a partir de ahí hacerles pruebas para determinar los valores por medio de sus profundidades. (Fig. 3.2)³

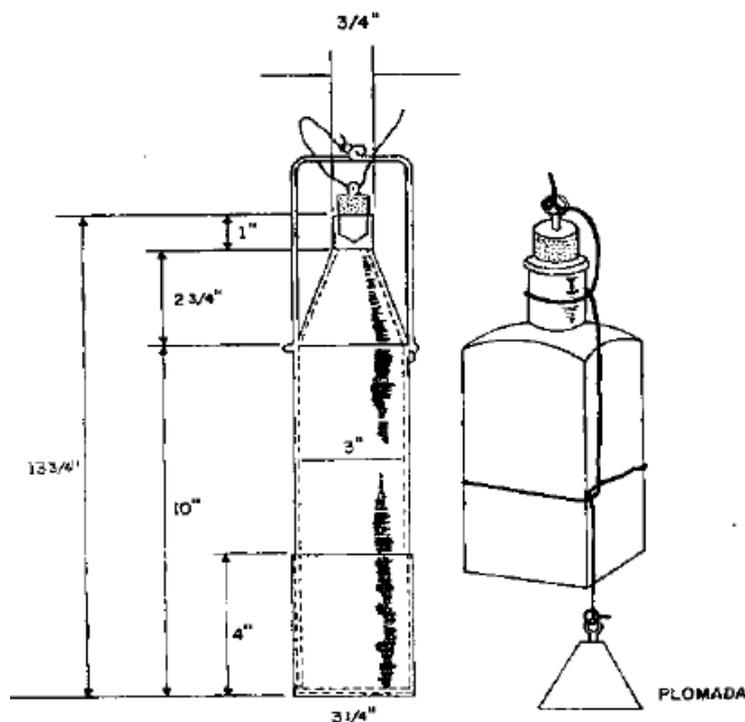


Figura 3.2: Muestreadores tipo "botella".³

3.2. Herramientas más usadas en la toma de muestras de fondo de fluidos petroleros.

Las herramientas que se tratarán a continuación son hechas para tomar muestras de aceite (de bajo encogimiento a volátil).

3.2.1. Muestreador monofásico de yacimientos.²⁹

Esta herramienta proporciona muestras verdaderamente representativas y es esencial para mediciones que requieren muestras en condiciones inalteradas, como mediciones presurizadas de pH en el agua de formación o el análisis de depósito de asfaltenos en el petróleo.

El SRS (Single Reservoir Sample) por sus siglas en inglés, permite controlar la muestra no contaminada del yacimiento sin flasheo de muestra. La muestra se recupera inalterada en la superficie en el estado de una sola fase, por ende no requiere recombinación antes de la transferencia. La transferencia de la muestra toma minutos en lugar de horas.

Cada herramienta tiene su propio sistema de programación, lo que permite una flexibilidad completa para decidir cuándo, y en qué profundidad, cada herramienta individual va a tomar una muestra. Fig. 3.3 .

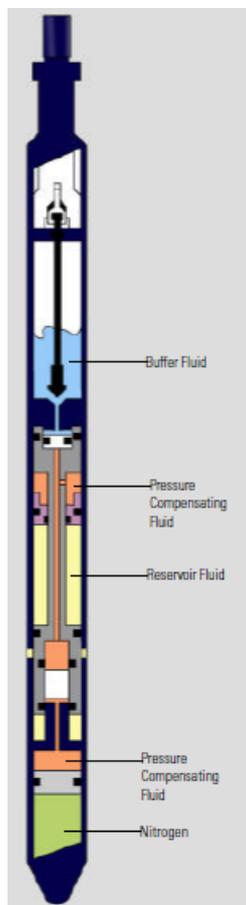


Figura 3.3: Muestreador SRS.²⁹

3.2.1.1. Procedimiento operativo

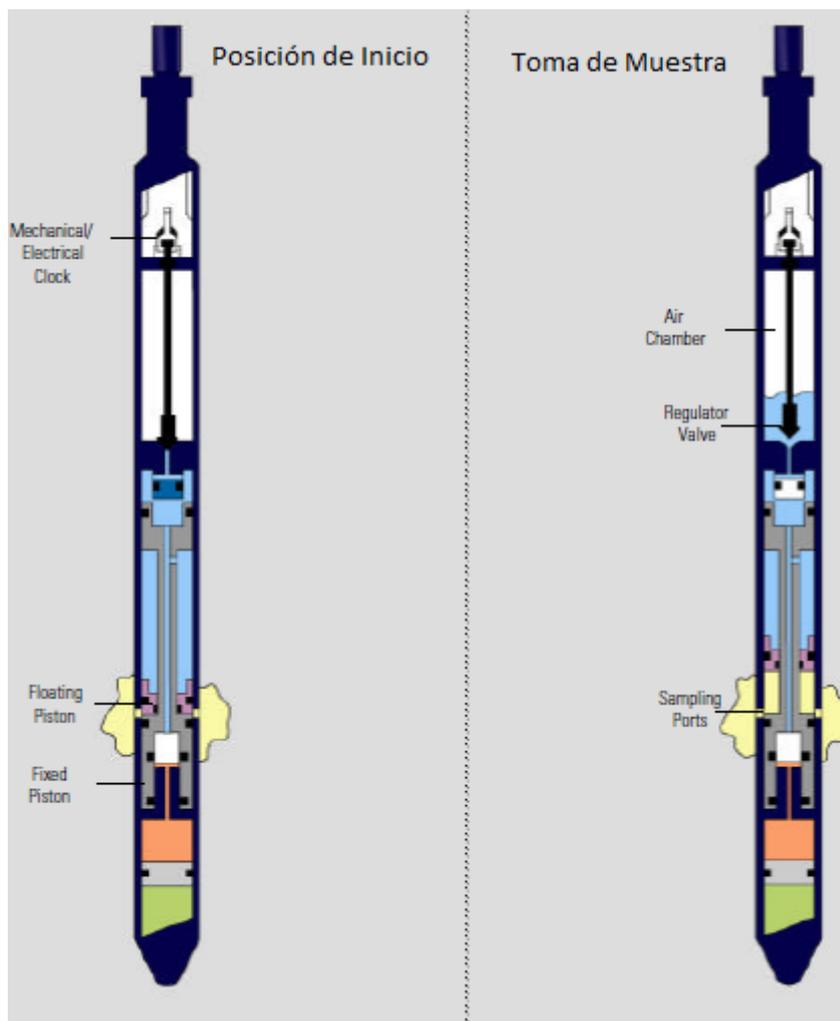


Figura 3.4: Procedimiento de operación de herramienta SRS²⁹.

<p>Una carga de nitrógeno en la superficie del líquido genera la compensación de presión. Los puertos de la muestra están cerrados. Un reloj mecánico establece el tiempo de apertura de la válvula reguladora.</p>	<p>La válvula reguladora se abre por el sistema interno de programación. El fluido tapón pasa a la cámara de aire. El pistón flotante se mueve con una sola fase que entra del yacimiento.</p>
---	--

Tabla 3.1: Procedimiento de operación de herramienta SRS.²⁹

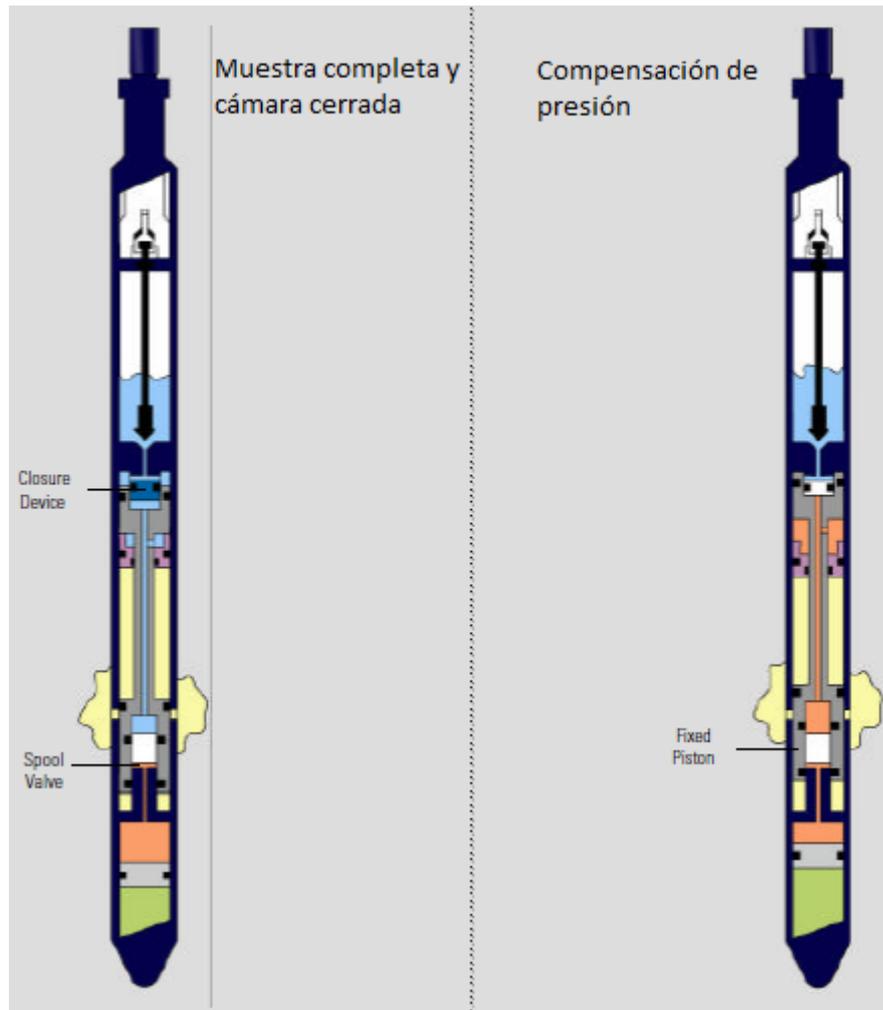


Figura 3.5: Procedimiento de operación herramienta SRS.²⁹

<p>La cámara de la muestra se llena con el fluido del llaamiento</p> <p>El pistón flotante actúa en el dispositivo de cierre.</p> <p>El pistón fijo se mueve en la cámara de la muestra, aislando la muestra</p> <p>Un dispositivo de bloque mecánico asegura que la herramienta no se pueda volver a abrir</p>	<p>Como se ha completado el cierre, una válvula de carrete se abre y libera el fluido de compensación de presión.</p> <p>A medida que se recupera la herramienta, la temperatura disminuye y la muestra se contrae.</p> <p>La muestra se mantiene a la presión preestablecida deseada por el fluido de compensación de presión.</p> <p>(La presión predeterminada está definida por la presión de carga de nitrógeno antes de ejecutar la herramienta)</p>
---	--

Tabla 3.2: Procedimiento de operación de herramienta SRS.²⁹

3.2.2. Muestreador y porta-muestras SCAR (Sample Carrier).

El SCAR permite que las muestras PVT sean de alta calidad. Ofrece un ahorro potencial de tiempo de perforación de 8 a 24 horas, durante un programa de toma de muestras de fondo de pozo. Las muestras se activan mediante la aplicación de presión en el espacio anular, lo que permite que se tomen muestras en cualquier momento durante el período de flujo. Una simple ruptura en el disco puede activar todas las muestras simultáneamente o cada muestra puede tener su propia activación desde un intervalo a disparar²⁹.

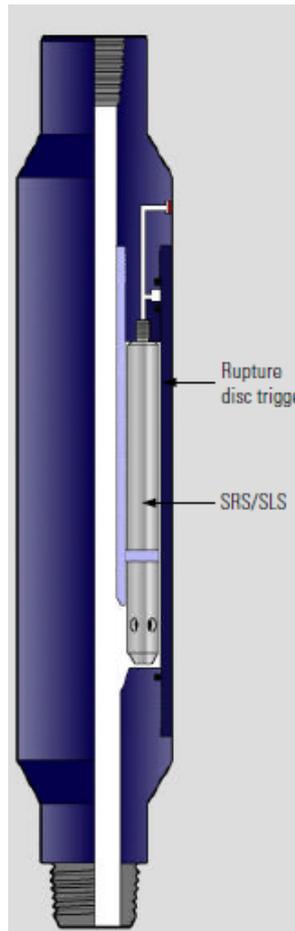


Figura 3.6: Porta-muestras SCAR.²⁹

Aplicaciones:²⁹

- Cuando la línea de acero no sea efectiva, practica o segura de usar.
- En pozos de alta presión y temperatura (HP/HT)
- En pozos de aceite pesado
- En pozos con ácido sulfhídrico (H₂S)
- Pozos profundos
- Yacimientos cercanos a la presión de saturación.

Beneficios:²⁹

- Ahorro en el tiempo del equipo
- Rentable
- Capacidad de muestras múltiples

Características:²⁹

- Presión en el espacio anular activada
- Muestras durante el periodo de flujo
- 2.25" de agujero
- Diámetros internos y externos concéntricos
- Capacidad de muestras en $9 \frac{5}{8}$ " o $7 \frac{5}{8}$ " en Tubería de Revestimiento.

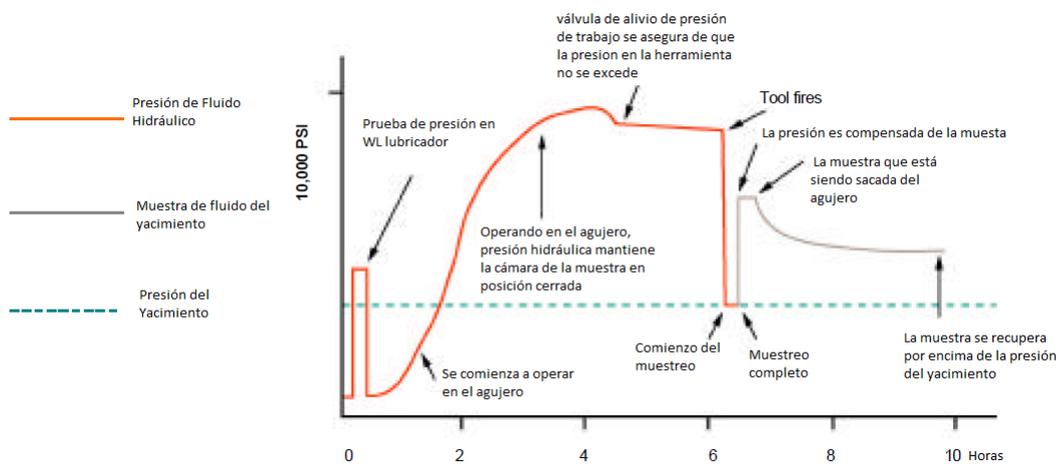


Figura 3.7: Representación gráfica de operación de muestreo.

3.2.3. Herramienta Case Hold Dynamics Tester (CHDT). citesch

Es una herramienta para pruebas de formación que perfora a través de la tubería de revestimiento, el cemento y la roca para medir las presiones de yacimiento y obtener muestras del fluido de formación. Utilizada en pozos entubados, taponea el orificio que perfora aislando la formación del pozo después de realizada la prueba y los operadores pueden reanudar la producción sin necesidad de efectuar costosas reparaciones del revestidor o la cementación.

El CHDT tiene cuatro módulos (figura 3.8) incluido un artículo de potencia, un módulo de control, un módulo de probeta de pozo entubado y un módulo de cámara para muestras. El módulo de potencia suministra energía a través del cable. El módulo de control controla las etapas de perforación y de pruebas

de presión. El módulo de probeta ancla la herramienta, la sella contra el revestidor, perfora y tapona el orificio. La unidad de obtención de muestra, recoge la muestra de fluido.

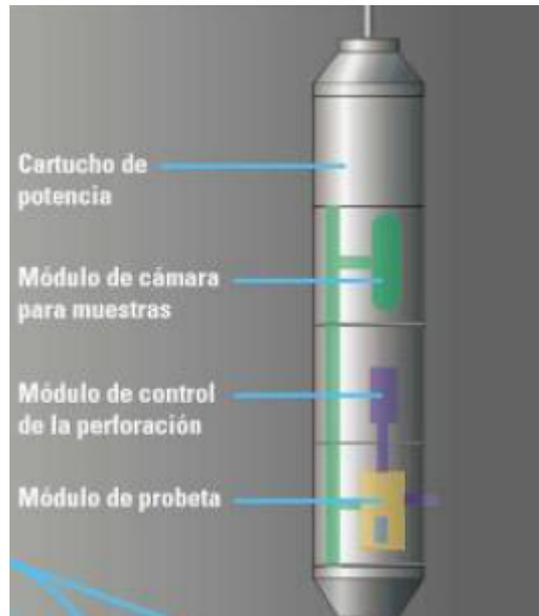


Figura 3.8: Herramienta CHDT.²⁹

3.2.4. Herramienta Probador Modular de la Dinámica de la Formación (MDT)²⁹

Se utiliza rutinariamente para obtener muestras de fluidos y medir las presiones de la formación en pozos abiertos; utilizado para medir la capacidad productiva, la presión, la permeabilidad, y la extensión de un gas, implican el aislamiento de la zona de interés con empacadores temporales, luego se abren válvulas de la herramienta de prueba dejando fluir el pozo, para producir fluidos del gas a través de la columna de perforación. La permeabilidad (horizontal y vertical) se determina midiendo las variaciones de la presión mientras se realiza una prueba de agotamiento.

Proporciona rápidamente las medidas de presión exactas y un análisis de calidad superior del fluido de prueba. También puede medir la permeabilidad, y anisotropía. En un solo viaje la herramienta de MDT puede adquirir la mayoría de los datos necesarios para evaluar exacta y oportunamente una formación. Los MDT trabajan como herramienta usando un sistema de medida con excelente resolución, repetible y proporciona una respuesta dinámica para presiones medidas. Estas presiones exhiben una respuesta excelente con ningún compromiso en exactitud o resolución. Los controles durante la prueba en la línea de flujo aseguran el flujo monofásico de la muestra.

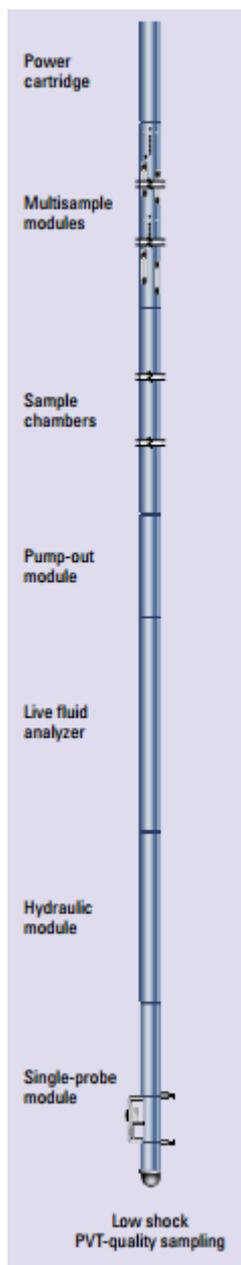


Figura 3.9: Herramienta MDT configurada para calidad PVT.²⁹

3.2.5. Equipos de transferencia de muestras.

Estos equipos se utilizan para recombinar con seguridad la fase líquida y vapor de las muestras de hidrocarburos recuperados de un agujero abierto.

Se monta en el MDT (Modular Formation Dynamics Tester) del Equipo de transferencia de muestra donde se re-presuriza, calienta y se agita para restaurar la muestra a las condiciones del yacimiento antes de transferir la muestra.

La unidad de transferencia, que tiene una presión de trabajo de 20,000 psi, está equipada con mangueras de alta presión adecuadas para todos los fluidos de transferencia y está equipado con un colector de

validación para medir la presión del punto de burbuja de la muestra de hidrocarburo en Temperatura ambiente y / o Temperatura de yacimiento.

El uso de Equipos de transferencia de muestras mejora la calidad y la seguridad de la muestra de reacondicionamiento y proceso de transferencia, ahorrando tiempo y costos.

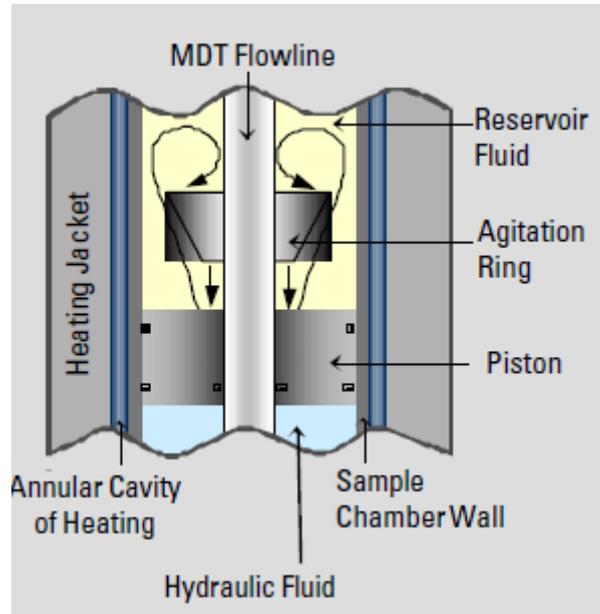


Figura 3.10: Corte de Equipo de transferencia de muestras.²⁹

3.3. Técnicas operativas de Muestreo.

3.3.1. Técnica para bajar el muestreador.³⁰

Antes de efectuar la operación de muestreo, es necesario cerciorarse de que el muestreador pueda bajar, para lo cual debe introducirse un calibrador de $1 \frac{3}{4}$ " o de $1 \frac{5}{8}$ " y bajarse hasta la profundidad seleccionada para tomar la muestra.

Después de la operación anterior, y ya habiendo preparado el muestreador junto con la cabeza, se introduce en el lubricador, cuidando de que no se golpee y que no se someta a jalones bruscos de la línea, luego se conecta el estopero y se hace subir el muestreador hasta el tope superior, tensando la línea lentamente.

En esta posición, se colocan los ceros en el contador de profundidad y se procede a abrir lentamente la válvula superior del árbol (donde la válvula maestra ya debe de estar abierta), hasta que se escucha el ruido característico que indica que el fluido de la TP está empezando a entrar al lubricador; en ese momento, se deja de abrir la válvula y se espera hasta que la presión del lubricador se iguala con la presión de la TP en la boca del pozo, después de lo cual, puede continuar la apertura de la válvula.

Los cuidados anteriores tienen por objeto evitar que el muestreador quede sujeto a impactos y movimientos bruscos, los cuales, si lleva cabeza de golpeo, puede originar que se tome una muestra en el

lubricador. Después de lo anterior, se procederá a bajar el muestreador hasta la profundidad donde se tomará la muestra.

La velocidad de bajada debe ser de 120 m/min, como máximo, si la densidad y la viscosidad del aceite lo permiten, ya que en aceites muy viscosos, la velocidad máxima de bajada puede ser menor que la indicada.

Durante la bajada del muestreador, deben evitarse los cambios bruscos de velocidad y debe tenerse cuidado de llegar al contacto gas-aceite, dentro de la TP con una velocidad baja con objeto de evitar que se cierren las válvulas del muestreador accidentalmente y se tome la muestra a esa profundidad.

3.3.1.1. Operación previa a la toma de la muestra.³⁰

Se debe de subir unos metros y volverse a bajar, repitiendo esta operación tres veces si se trata de aceite ligero, cinco veces si se trata de aceite normal y diez veces si se trata de aceite pesado. Esta operación es necesaria debido al criterio siguiente:

Como ya se había mencionado en este trabajo de tesis, el muestreador Wofford, es un muestreador de circulación, que baja dentro de la T.P. con las válvulas abiertas, por lo cual el primer aceite que penetra al interior del muestreador es el aceite que se encuentra en la parte superior de la TP, el cual, generalmente, tiene menos gas en solución que el aceite del fondo. Este aceite superficial, más viscoso y con menos contenido de gas que el aceite del fondo, se adhiere a las paredes interiores del muestreador y obstruye parcialmente los orificios de entrada y salida.

Al continuar bajando, el aceite menos viscoso de la parte inferior del pozo, va desplazando al aceite contenido en el interior del muestreador y va lavando el aceite superficial que se encuentra adherido a las paredes interiores pero al llegar al fondo, siempre existe la probabilidad, sobre todo en aceite viscosos, de que dentro del muestreador se encuentre todavía aceite de la parte superior de la TP.

Se puede inferir que para muestrear aceites muy pesados y viscosos, no es conveniente utilizar el muestreador de circulación, sino que necesariamente debe utilizarse un muestreador del tipo de admisión.

3.3.1.2. Toma de la muestra.³⁰

Para tomar la muestra de fondo cuando se tiene cabeza de golpeo, se activa por disparador en donde se tensiona con una mayor fuerza y eso activa la válvula para la toma de la muestra.

Para tomar la muestra cuando se tiene cabeza de reloj basta con dejar que el muestreador permanezca en la profundidad seleccionada hasta que haya pasado el tiempo profijado para que actúe el disparador y luego esperar 15 minutos más, con objeto de tomar en cuenta algún posible error en la colocación inicial del reloj, así como la existencia de algún retraso.

3.3.2. Técnica de Recuperación del muestreador.³⁰

Se sube el muestreador hasta la parte superior de la T.P. y cuando se encuentra cerca de la boca del pozo se va disminuyendo la velocidad paulatinamente, hasta parar totalmente cuando se encuentra 10 m, abajo del lubricador estos diez metros se sube a mano, para evitar que el muestreador choque con el estopero y se rompa el cable.

Ya que se tiene la certeza de que el muestreador se encuentra en la parte más alta del lubricador, topando con el estopero, se cierra la válvula superior, se purga el lubricador y se baja lentamente el muestreador hasta que descansa en la válvula superior, se corta el cable, se desconecta el estopero y se saca el muestreador.

Una vez que el muestreador se encuentra fuera del pozo, es conveniente verificar si no hay fugas en las válvulas o en los extremos del muestreador en agua y observar si hay burbujas de gas. En el caso de que esta prueba tenga fugas, la muestra tomada deberá desecharse y tomarse otra a la misma profundidad.

3.3.3. Observación del contenido del líquido de la primera muestra.³⁰

En caso de que se haya tomado una muestra de agua o de lodo, que no sea representativa, la mejor manera de comprobarse es vaciando el contenido líquido de la primera muestra en un recipiente y obsérvalo directamente. Si el muestreador contiene agua o lodo el punto de muestreo debe subirse diez metros y repetirse la operación hasta encontrar una profundidad inmediata superior al contacto agua-aceite, lo cual el contenido líquido del muestreador sea solamente aceite.

Si el muestreador contenía solamente gas, o mucho gas, y una pequeña cantidad de líquido, esto significa que la muestra se tomó en la zona de la TP ocupada por el gas y debe obtenerse otra muestra, el contenido líquido de esta segunda muestra también debe observarse.

3.3.4. Determinación de la presión de apertura del muestreador.³⁰

3.3.5. Equipo utilizado.

- Una bomba de desplazamiento de mercurio.
- Un recipiente de fluido hidráulico
- Un manómetro
- Una cabeza de traspaso
- Una línea flexible de acero inoxidable de 1/8" de diámetro.
- Seis válvulas de aguja de acero inoxidable para alta presión.

La bomba de desplazamiento de mercurio, también llamada bomba de traspaso, es un dispositivo diseñado para inyectar volúmenes precisos de líquido (en este caso mercurio), cuando dicho líquido se encuentra a altas presiones. Las bombas que se usan para esta operación, ordinariamente tienen un rango de 0 a 700 Kg/cm^2 .

Esta bomba consiste fundamentalmente en un cilindro horizontal de acero inoxidable con diámetro interno muy preciso, dentro del cual puede desplazarse un émbolo, también de diámetro preciso. Se muestra el sistema de presión de apertura y presión de saturación. En la Fig. 3.11

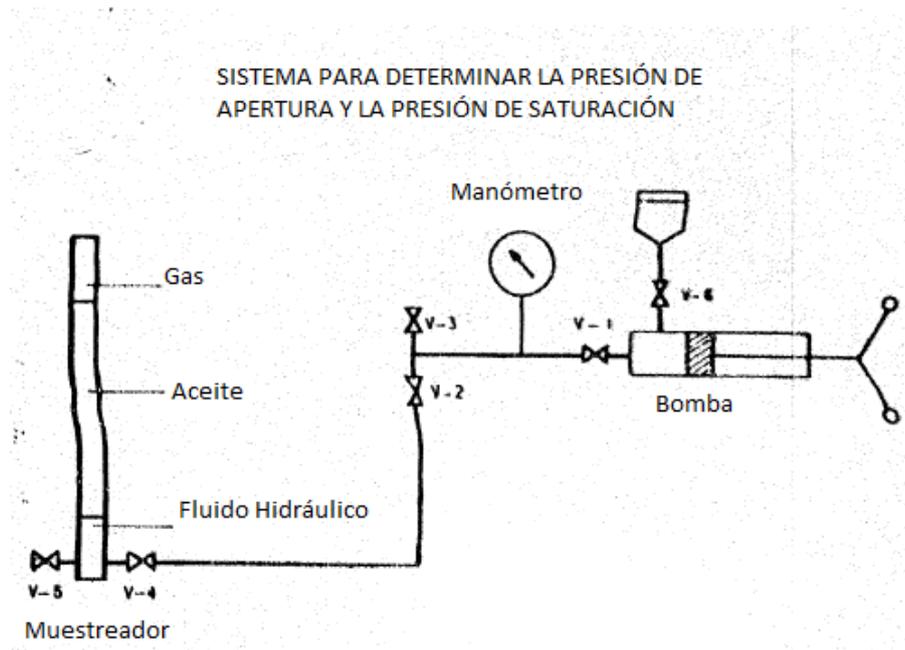


Figura 3.11: Sistema de presión de apertura y presión de saturación.³⁰

3.3.5.1. Procedimiento para determinar la presión de apertura.³⁰

Para poner el equipo en condiciones de operación, se puede proceder como sigue:

Antes de conectar la cabeza de traspaso al muestreador, se llena de fluido hidráulico y se conecta, dejando abiertas una de las válvulas, con objeto de que no se incremente la presión en el interior de la cabeza, luego que ha sido enroscada, se cierra la válvula. Esto hace purgar el aire interior de la cabeza; sin embargo, también puede conectarse vacía al muestreador y después llenarse de fluido hidráulico con la bomba. Se conecta la línea de acero inoxidable entre las válvulas 2 y 4, purgando el aire en el interior de la línea.

Una vez que el sistema está lleno de fluido hidráulico, se comprueba que está totalmente purgado de aire y se prueba la línea, elevando la presión hasta 400 kg/cm^2 , abriendo las válvulas 1, 2 y 5, cerrando las válvulas 3, 4 y 6, se debe cuidar que la válvula 5 esté abierta para evitar que se aplique presión al interior de la cabeza.

Después se baja la presión a cero y se carga de nuevo la bomba, cerrando válvula 2 y abriendo válvula 6, se lleva al controlador a la posición de ceros.

Posteriormente se cierra la válvula 6 y se abren las válvulas 2 y 4, y se coloca el muestreador con la válvula 5 hacia arriba de manera que pueda purgarse el aire del sistema a través de esta válvula.

Una vez que se ha purgado el aire, se cierra la válvula 5 y se coloca el muestreador de manera que la cabeza de traspaso quede hacia abajo, descansando en el piso y el muestreador quede en posición vertical o casi vertical.

En estas condiciones, se comienza a incrementar la presión en el interior de la cabeza de traspaso inyectando mercurio (Hg) lentamente por medio de la bomba.

El incremento de presión debe observarse en el manómetro y la apertura de la válvula inferior del muestreador indicada por un ruido característico y también por un abatimiento de presión en el manómetro, originada por el incremento brusco de volumen, causado por la apertura de la válvula. Llegando a ese momento se tiene que suspender la inyección de mercurio.

La lectura del manómetro al abrirse la válvula, una vez que la aguja se mantiene quieta, es la presión de apertura del muestreador y es igual a la presión de la muestra, a la temperatura a la cual se encuentra el muestreador.

Como la variación de presión es muy amplia, el valor de la presión de apertura por sí solo, generalmente no puede servir de criterio para saber si la muestra es buena y es necesario compararlo con otros datos para tener una idea de la calidad de la muestra.

Ahora se procede a determinar la presión de saturación de la muestra a la temperatura ambiente.

3.3.6. Determinación de la presión de saturación de la muestra a temperatura ambiente.³⁰

Cuando se toma una muestra de fondo en un pozo de aceite, dicha muestra se encuentra en estado líquido, a la presión y temperatura del punto de muestreo, pero al sacar el muestreador del pozo, la presión y temperatura de la muestra va disminuyendo, de manera que cuando el muestreador se encuentra fuera del pozo, una parte de la muestra se ha transformado en gas, y la otra parte continúa en estado líquido.

Ya cuando se ha determinado la presión de apertura, el volumen en el interior del muestreador permanece constante, ya que el resorte que se encuentra en el interior de la cabeza de traspaso, se encargará de mantener la válvula abierta.

En estas condiciones, si se inyecta mercurio dentro del muestreador, el volumen de la muestra se irá reduciendo y su presión se irá incrementando, con lo cual aumenta la capacidad del líquido para absorber gas en solución, de manera que llegará un momento en que todo el gas libre va ser obligado a disolverse en el aceite, para que solo exista una fase líquida.

La presión mínima a la cual solamente existe la fase líquida, será la presión de saturación de la muestra a la temperatura que se encuentre, la cual casi siempre coincidirá con la atmosférica.

Para determinar la presión de saturación de la muestra, se aprovecha la diferencia de compresibilidad del gas y del aceite, ya que cuando hay gas libre dentro del muestreador, el incremento de presión originado por cada cm^3 , de mercurio inyectado, es mucho menor que cuando sólo hay líquido. De manera que si se traza una gráfica del volumen de mercurio inyectado contra la presión en el interior del muestreador se obtendrán dos curvas (casi rectas), cuya intersección dará el valor de la presión de saturación (Figura 3.12). Ambas compresibilidades del gas y del aceite varían de una muestra a otra, ya que dependen de la composición, la presión y la temperatura.

Sin embargo, según datos experimentales, obtenidos de gran número de muestras de fondo, se ha observado que cuando hay un gas libre dentro del muestreador, el incremento de presión varía de 0.3 a 4.8 kg/cm^2 , por cada cm^3 , de mercurio inyectado; y que cuando sólo hay aceite (con gas en solución), la presión aumenta de 7 a 22 kg/cm^2 , por cada cm^3 , de mercurio que se inyecte. En caso de que el muestreador solo contenga agua (la cual normalmente tiene gas en solución), la variación de la presión por cada cm^3 , de mercurio tiene valores cercanos a 30 kg/cm^2 .

Para determinar la presión de saturación de la muestra, se procede de la siguiente manera:

Después de que se ha determinado la presión de apertura, se inyecta un cm^3 , de mercurio, estando el muestreador con la cabeza de traspaso hacia abajo y después de eso se hace girar al muestreador 180° aproximadamente, de manera que la cabeza quede hacia arriba y luego se regrese a su posición original y se repite este movimiento cinco veces y se observa la presión.

Esta operación se repite otras cinco veces más, hasta que la presión sea igual a la anterior. Esta presión será la que se utilice para trazar el primer punto de la gráfica y corresponderá al cm^3 , de mercurio inyectado.

Posteriormente se inyecta otro cm^3 de mercurio y se sigue el mismo procedimiento, con lo cual se obtiene una gráfica parecida a la mostrada en la Fig. 3.12, en la que se determina la presión de saturación a temperatura ambiente.

El procedimiento de girar el muestreador 180°, se hace por la siguiente razón:

Cuando existe gas libre dentro del muestreador y se inyecta mercurio dentro de él, permaneciendo éste en una misma posición, el aceite que puede admitir gas libre, es el que se encuentra cercano al contacto gas-aceite dentro del muestreador y el aceite que se encuentra en la parte baja del muestreador no puede hacerlo, porque no se encuentra en contacto con el gas.

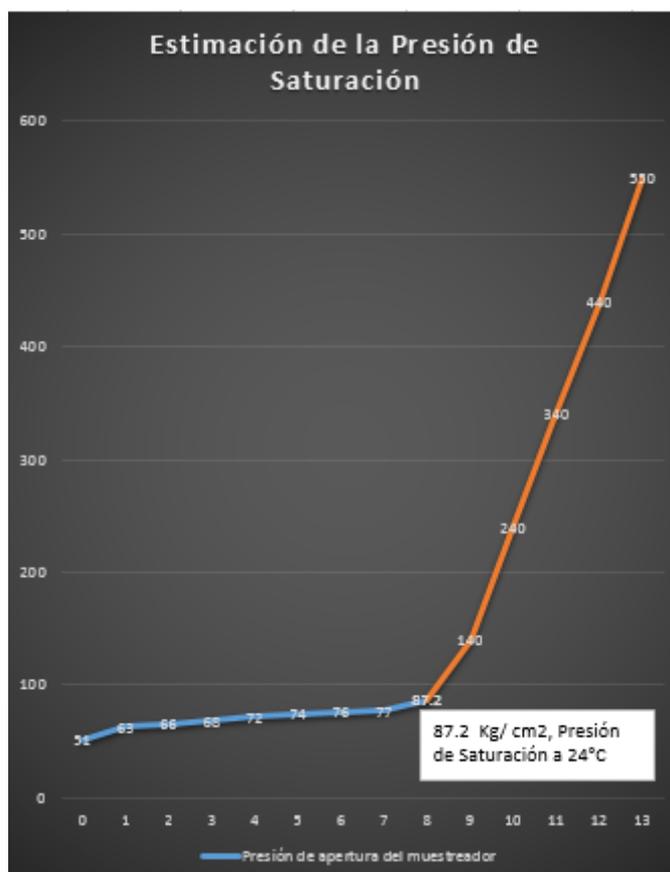


Figura 3.12: Determinación de la presión de saturación a temperatura ambiente

Cuando se gira el muestreador, de manera que la cabeza quede en la parte superior, se obliga al gas a pasar de un extremo al otro, quedando en contacto con el aceite que no había podido absorber el gas, y la operación tiene que repetirse hasta que todo el aceite este en contacto con el gas. El objetivo del mercurio en esta prueba es que ayuda a provocar una mayor superficie de contacto entre el gas y el aceite.

El valor de la presión de saturación de la muestra siempre debe referirse a la temperatura a la cual se encuentra, será necesario medir la temperatura al inicio y al final de esta operación, y obtener el promedio. Cuando se va a sacar el muestreador del pozo, el volumen ocupado por el gas libre, es relativamente pequeño, ya que casi nunca llega a ser mayor que 40 cm^3 , así que si después de haber inyectado 60 cm^3 , de mercurio, no se ha alcanzado la presión de saturación, esto indica que prácticamente se trata de una muestra de gas, aunque siempre es preferible seguir inyectando mercurio y observar su comportamiento.

Si se trata de una muestra de gas, se obtendrá una gráfica similar a la presentada a continuación, en la Fig. 3.13.

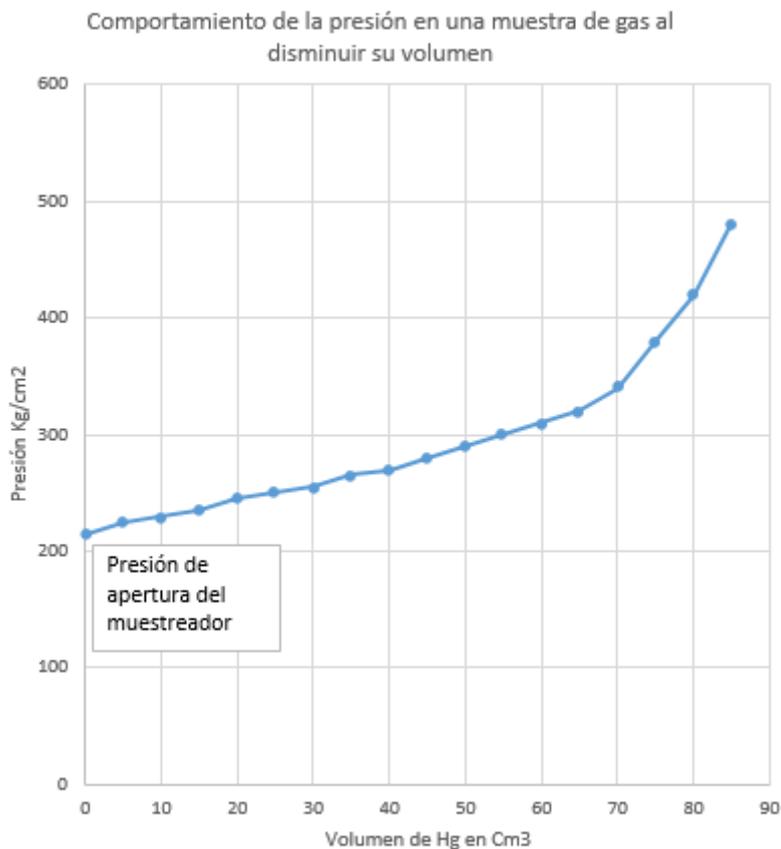


Figura 3.13: Comportamiento de la presión en una muestra de gas al disminuir su volumen.

Cuando tenemos muestras de aceite bajosaturado, puede darse el caso de que el muestreador en la superficie solamente contenga aceite con gas en solución, sin que haya liberado gas dentro del muestreador, por lo cual la presión de saturación no podrá determinarse, ya que desde el inicio de la inyección de mercurio, los incrementos de la presión por cada cm^3 de mercurio inyectado, serán del orden de los correspondientes al aceite con gas en solución.

Ello indica que la presión de saturación es menor que la presión de apertura del muestrero, por lo que se obtendrá una gráfica que se muestra en la Fig.3.14.

En estos casos, la presión de saturación de la muestra podrá determinarse, después de que la muestra haya sido traspasada a la botella de traslado, en la cual, por tener mayor volumen, la presión podrá reducirse por debajo de la presión de apertura, lo que será necesario para determinar la presión de saturación. El valor de la presión de saturación de la muestra a temperatura ambiente, es otro índice de la calidad de la muestra.

La presión de saturación aumenta cuando aumenta la temperatura por lo que la presión de saturación de la muestra a temperatura ambiente, será menor que a la temperatura del yacimiento. El grado de

variación de la presión saturación con relación a la temperatura es del orden de 0.4 a 0.7 kg/cm^2 , por cada grado centígrado.

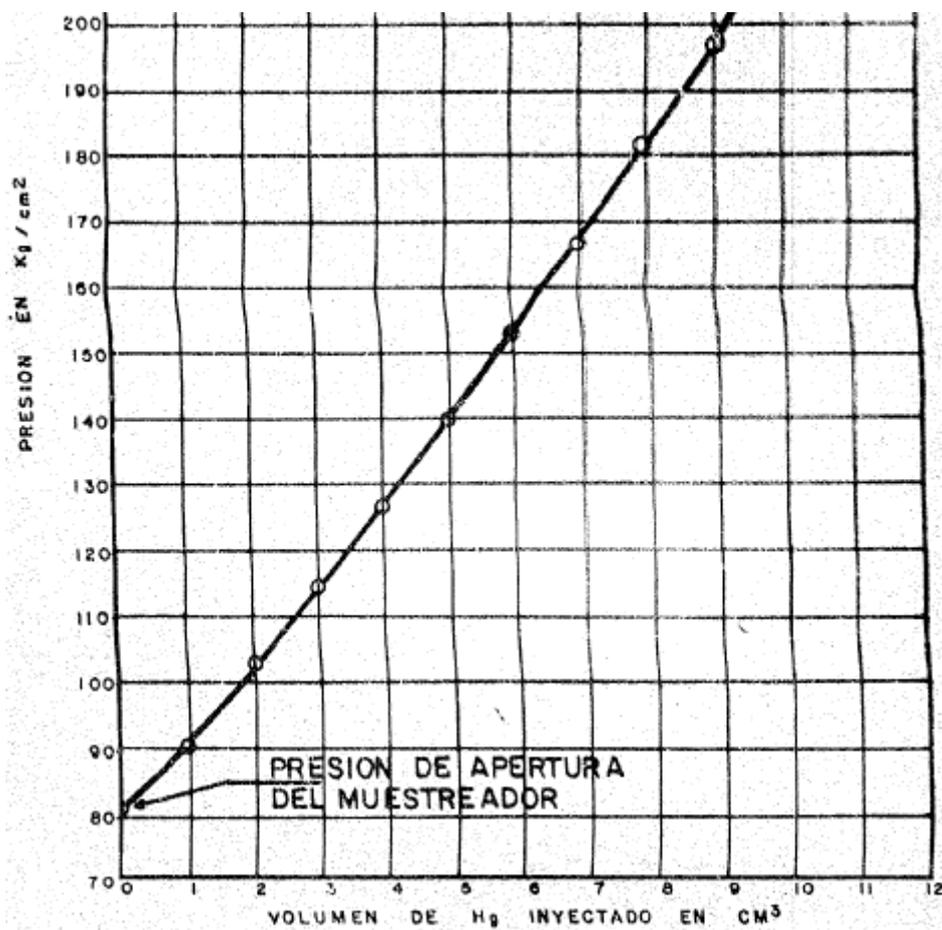


Figura 3.14: Comportamiento de la presión en una muestra de aceite cuando la presión de apertura es mayor que la presión de saturación.³⁰

La presión de saturación a temperatura de yacimiento, puede estimarse utilizando esos dos valores y si la presión estática del yacimiento está comprendida entre los valores estimados de la presión de saturación a una temperatura de yacimiento, es casi seguro que la muestra sea buena y que se trate de un yacimiento de aceite saturado.

Se puede considerar conveniente calcular la presión de saturación a la temperatura ambiente, utilizando las siguientes graficas de las Fig. 2.3 y Fig. 2.4, y comparar el valor calculado con el obtenido prácticamente. La repetición del valor de la presión de saturación y de apertura de varias muestras es el mejor índice de buena calidad de las muestras.

Es conveniente calcular previamente el valor de la presión de saturación por medio de la correlación de Standing, y en caso de que haya una discrepancia grande entre los valores encontrados y calculados, conviene revisar tanto el cálculo, como los datos del muestreo. Para que las muestras sean representativas del aceite del yacimiento tal como se encuentra en la zona alejada al pozo, será necesario que, además, el pozo haya sido acondicionado apropiadamente.

3.3.7. Técnicas de traspaso de las muestras.³⁰

Ya que se ha determinado la presión de saturación de la muestra es necesario traspasarla del muestreador al recipiente (cero presiones) que se va a utilizar para transportarla al laboratorio en donde se va a efectuar el análisis PVT.

La botella de traslado, generalmente consiste en un cilindro de acero inoxidable, de pared gruesa, capaz de resistir una presión interna de 700 kg/cm^2 , con capacidad de 700 a 1000 cm^3 , el cual, en cada extremo, tiene válvulas de aguja.

El mercurio funciona como un fluido de desplazamiento, debido a su alto peso específico puede aprovecharse para facilitar el traspaso.

Dos procedimientos que se utilizan para el traspaso de la muestra: el traspaso forzado y el traspaso por gravedad.

3.3.7.1. Traspaso forzado.³⁰

En este procedimiento, el traspaso se logra obligando a la muestra a salir del muestreador hasta alojarse dentro de la botella de traslado, mediante la inyección directa de mercurio, por medio de la bomba.

El equipo que se utiliza en ese procedimiento es el que se presenta en la Fig.3.15.

3.3.7.1.2 Procedimiento del traspaso forzado.³⁰

El proceso de del traspaso forzado se describe a continuación:³⁰

Antes de conectar las líneas, la botella de traslado debe llenarse con fluido desplazante y probarse a una presión por lo menos de 70 kg/cm^2 , mayor que la presión de saturación que se encontró en la muestra.

- Se cierran las válvulas 2 y 4, la válvula permanece cerrada y se coloca el muestreador tal como lo indica la Fig. 3.15, ligeramente inclinado con el eje longitudinal formando un ángulo de 15 a 20° con la vertical. La cabeza de traspaso deberá estar en la parte superior y la válvula 4, por donde va a entrar el fluido desplazante, deberá estar apuntando hacia abajo.

El muestreador debe estar completamente vertical, y el fluido desplazante caerá en forma de gotas al fondo, provocando que algo de aceite se mezcle con el fluido. Al inclinar el muestrero tal como se describió, se obliga al mercurio a resbalar hacia abajo sobre la pared interior del muestreador, haciendo más difícil la mezcla de la muestra con el mercurio en este caso.

- Se fija la botella de traslado, de manera que quede en posición vertical, situada en un nivel superior a la cabeza de traspaso. La diferencia de alturas entre la botella y la cabeza, deberá ser de 80 a 120 cm.

3. HERRAMIENTAS, TÉCNICAS Y VALIDACIÓN DE MUESTREOS.

- Se instala una línea provisional entre la válvula 7 y 3, se abre la válvula 3, se llena la línea con mercurio, se purga el aire y se prueba la línea a la misma presión a la cual se probó la botella.

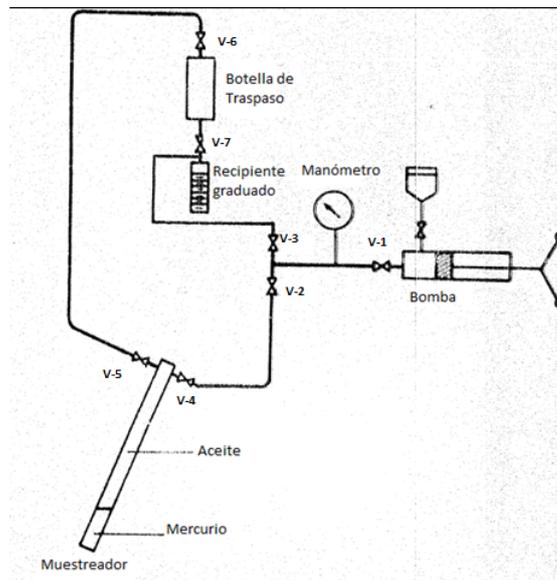


Figura 3.15: Sistema para efectuar el traspaso forzado.³⁰

- Se abre la válvula 7 con la 6, cerrada se prueba la botella y la línea 7-3.
- Se instala una línea de conexión entre la válvula 5, que también se llena la línea con mercurio o se purga el aire y con las válvulas 3, 7 y 6 abiertas y válvulas 2, 4 y 5 cerradas, se prueba la línea 5-6.
- Se abre la válvula 2 y se prueba de nuevo la línea 2-4.
- Se cierran válvula 3, 7 y se desconecta la línea 3-7.
- Se abre la válvula 4 y se inyecta mercurio al interior del muestreador hasta que alcance la presión a la cual se va a desplazar la muestra.

Esta presión debe ser, aproximadamente, 70 Kg/cm^2 , superior a la presión de saturación, con objeto que durante toda la operación la muestra se encuentra en fase líquida, por lo que en caso de existir una pequeña fuga, la composición de la muestra no variará.

- Se abre la válvula 5 y se vuelve a llevar a la presión del sistema hasta el valor de la presión de traspaso.
- En estas condiciones, se procede a efectuar el traspaso forzado propiamente dicho, que consiste en extraer mercurio de la botella abriendo ligeramente la válvula 7 y simultáneamente inyectar mercurio al muestreador manteniendo la presión de traspaso constante.
- El mercurio que se extraiga de la botella, debe recibirse en un recipiente graduado.
- El mercurio inyectado por medio de la bomba, a través de la válvula 4 cae por gravedad al extremo inferior del muestreador obligando a la muestra a salir de este, dirigiéndose hacia la botella, a través de la válvula 5.³⁰

El volumen ocupado por la muestra, inmediatamente antes de iniciar el traspaso, es igual a 650 cm^3 , menos la cantidad del mercurio que hasta ese momento se había inyectado al interior del muestreador así que cuando se hayan inyectado al interior del muestreador unos 670 cm^3 , de mercurio, durante el traspaso, se puede tener la certeza de que toda la muestra se encuentra ya dentro de la botella de traslado.³⁰

- Al llegar a estas condiciones, se da por terminado el traspaso forzado, cerrando las válvulas que estaban abiertas y desconectando la línea 5-6.
- Como se conoce el volumen ocupado por la muestra a la presión de traspaso y se conoce también el volumen interior de la botella, se puede saber cuántos cm^3 , de mercurio se encuentran dentro de la botella.
- Antes de enviar la botella al laboratorio, es necesario extraer el mercurio de la botella a través de la válvula 7 de manera que solamente queden dentro de la botella unos 50 cm^3 de mercurio.³⁰

Esto se hace con el fin de provocar la liberación de gas dentro de la botella, ya que si se envía al laboratorio sin que haya gas libre en su interior, un aumento de temperatura de la botella puede provocar un incremento muy grande de la presión interior, en cambio, con el colchón de gas, el incremento de la presión será más reducido.³⁰

- Después de haber sacado el mercurio de la botella, conviene medir la presión a la cual quedó la muestra dentro de la botella, la cual puede hacerse conectando una línea purgada y probada, llena de mercurio a la válvula inferior de la botella, elevando la presión de la línea hasta una presión cercana a la presión de saturación y posteriormente se abre la válvula inferior de la botella y se lee la presión y se cierra la válvula. el incremento de la presión en la línea, tiene por objeto impedir que salga fluido del interior de la botella.

La presión a la cual quedó la muestra dentro de la botella, sirve para saber si la muestra no se ha fugado, antes del análisis PVT.

- Conviene también medir la temperatura de la botella, simultáneamente con la medición de la presión interior.
- Antes de enviar las botellas al laboratorio es necesario colocar tapones en las válvulas, para impedir que la muestra se fugue, en caso de que una válvula se abra accidentalmente.
- El traspaso forzado es un procedimiento que se puede utilizar con cualquier tipo de muestra de fondo, pero se recomienda utilizarlos preferentemente, cuando se trate de aceites pesados o viscosos.³⁰

3.3.7.2. Traspaso por gravedad.³⁰

La técnica del traspaso por gravedad se describe a continuación:

En este procedimiento se aprovecha el alto peso específico del mercurio y la diferencia de alturas entre la botella y el muestreador. Este procedimiento se recomienda para aceites ligeros y normales, ya que en

aceites con alta viscosidad, el tiempo de traspaso sería muy largo.

El sistema que se utiliza para el traspaso de muestras por gravedad, es el que se indica esquemáticamente en la Fig. 3.16.

Este sistema es el mismo que se utiliza para el traspaso forzado, salvo las siguientes diferencias:

Durante la operación, se requiere una conexión permanente entre la válvula 7 y 3. Como el traspaso se va a efectuar por gravedad, conviene agrandar la diferencia de alturas entre la botella y el muestreador, que este quede más abajo.

A fin de facilitar el flujo del aceite, la línea 6-8, deberá ser de 3/16" de diámetro exterior, en lugar de 1/8".

En el traspaso por gravedad, el muestreador también deberá colocarse inclinado, así como se mencionó en el traspaso forzado.

3.3.7.3.1 Procedimiento del traspaso por gravedad.³⁰

El procedimiento del traspaso por gravedad se describe a continuación:

- Se conecta la línea de 3/16" entre la válvula 6 y 5 con la válvula 3, 7 y 6, abiertas se llenan de mercurio y se purga el aire de la línea 6-5.

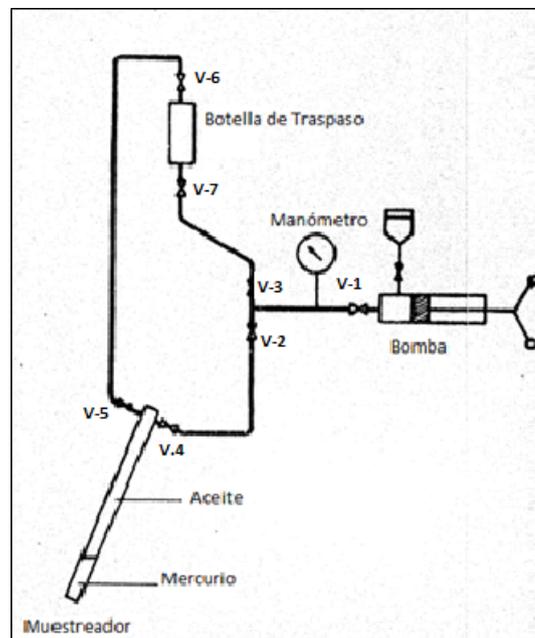


Figura 3.16: Sistema para efectuar el traspaso por gravedad.³⁰

- Se conecta la línea 6-5 a la válvula 5 y se prueba.
- Se abre la válvula 4 y se inyecta mercurio al interior del muestreador hasta que alcance la presión de traspaso, que deberá ser 70 kg/ cm², aproximadamente superior a la presión de saturación.

En estas condiciones solo estarán cerradas la válvula 5 y la válvula inferior de la botella y todo el sistema se tendrá a presión de traspaso.

- Se abre la válvula 5, lo cual iniciará el traspaso, debido a que el mercurio, por gravedad, bajará de la botella al muestreador obligando a la muestra a salir del muestreador, por la válvula 5 y llegar a la botella a través de la línea 5-6.

Durante el traspaso por gravedad conviene mantener abierta la válvula 1 con el fin de poder evitar que la presión del sistema disminuya por debajo de la presión de traspaso, debido a que se presente alguna fuga (lo cual será necesario corregir de inmediato) o también a que disminuya la temperatura del sistema.

Para confirmar que realmente el muestreador se encuentra lleno de mercurio, se puede aflojar ligeramente la conexión de la línea válvula 5 y volver apretar esa conexión en el momento que aparezca la primera gota de fluido. Los cuidados relativos a la botella, serán los mismos que se indicaron para el traspaso forzado.

3.4. Técnica de muestreo de superficie.

3.4.1. Técnica de muestreo en cabezal de pozo.³⁰

La técnica de muestreo en el cabezal del pozo se describe a continuación:

El procedimiento de muestreo, se comienza a realizar cuando se hace la conexión con una línea de alta presión entre el pozo y la botella de muestreo, misma que está llena de fluido desplazante o salmuera, y en posición vertical (Fig. 3.17).

La válvula inferior de la botella debe estar equipada con una conexión T, un manómetro y una válvula para obtener flujo mínimo (válvula de aguja), se abre la válvula de la cabeza del pozo con el objeto de tener llena la tubería de producción, se desplaza a la altura de la válvula 1 un volumen de fluido equivalente a 5 o 6 veces el volumen contenido en la botella de muestreo.

Posteriormente se abre la válvula 1 y 2 el manómetro de la botella debe marcar la presión igual a la presión en la cabeza del pozo. Entonces se abre ligeramente la válvula 3 para desplazar lentamente el mercurio de la botella y remplazarlo con el fluido por muestrear. Durante la operación la presión del manómetro de la botella debe permanecer constante.

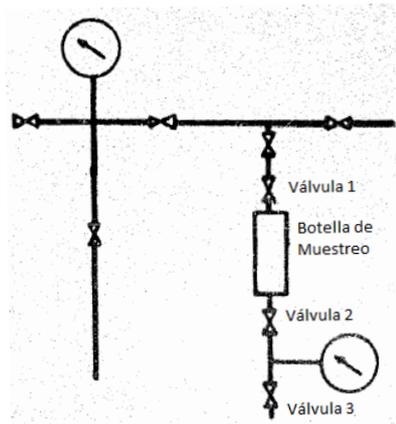


Figura 3.17: Muestreo en cabeza de pozo.³⁰

El muestreo debe concluir cerrando la válvula 2 cuando se tenga en la botella de muestreo de 50 a 100 cm^3 , de mercurio, se cierra la válvula 1 y la operación de muestreo habrá concluido. Por lo general se requieren dos muestras del mismo fluido.

3.4.2. Técnicas de Muestreo a tanques.

Existen varias técnicas en el muestreo a tanques, que son las siguientes³:

3.4.2.1. Muestra compuesta.

Consiste en obtener varias muestras a diferentes profundidades y analizarlas independientemente para después promediar los resultados; o también mezclarlos en una copa y analizar la mezcla.

3.4.2.2. Muestra continua.

Ésta consiste en introducir el extractor o la botella tapada hasta el fondo del tanque al llegar ahí se retira el tapón y se empieza a subir el envase a una velocidad uniforme, recolectando una muestra que represente aproximadamente el 85 % del volumen total del tanque.

3.4.2.3. Muestra corrida.

Es el método más consistente, se introduce la botella o el extractor destapado en el aceite hasta la profundidad de la descarga del tanque, llenándose el recipiente; al llegar al fondo se sube, renovándose el líquido contenido, a una velocidad uniforme, permitiendo que se llene hasta alrededor del 85 % de su capacidad.

Capacidad de tanque $< 1590 m^3$: se coloca a 45 cm, debajo del techo (cúpula) del tanque y la intermedia equidistante de las anteriores. Además existe otra a 10 cm, debajo de la descarga para muestrear el aceite que no se bombea.

Capacidad de tanque $> 1590 m^3$: se instalan por lo menos dos juegos de 5 válvulas equidistantes del tubo de descarga y del tubo de llenado.

Cuando se inicia la toma de una muestra, primero se debe drenar un volumen igual a dos veces el de la válvula muestreadora, para evitar recolectar aceite estancado y después se recaba la muestra.

3.4.3. Técnica de Muestreo de gas en el separador.

A continuación se explica la técnica de muestro de gas en el separador:³⁰

3.4.3.1. Desplazamiento a presión constante.

Cuando las botellas son de poca capacidad (un litro), se recomienda el muestreo con desplazamiento de mercurio y con botellas con mayor capacidad, donde el mercurio debe remplazarse por agua, el procedimiento es el mismo que para muestreo a cabeza de pozo, el agua o mercurio será desplazado abriendo lentamente la válvula 3 de tal manera que la presión en el manómetro permanezca constante (Fig.3.18), para prevenir la humedad del gas recuperado, debe desplazarse toda el agua de la botella y hacer circular más o menos 5 veces, a presión constante, el volumen de gas contenido en la botella de muestreo y en algunas ocasiones se utiliza un desecador.

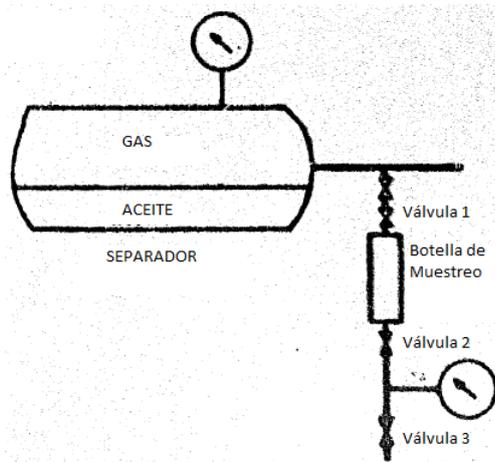


Figura 3.18: Muestreo de gas en el separador.³⁰

3.4.3.2. Con botella de vacío.

Una vez que previamente se ha hecho vacío a la botella, la posición de ésta debe hacerse como se muestra en la Fig.3.19.

El manómetro se conecta directamente a la línea que viene del separador. Estando abierta la válvula 3 el manómetro indica la presión de separación, se purga la línea de la válvula 3 a la válvula 2 con un volumen mucho mayor a ésta, para eliminar el aire y condensado que pueda quedar, este último, adherido en la línea.

Durante la operación el manómetro debe registrar una presión constante, igual a la presión del separador, para evitar cualquier condensación. Después de purgar la línea, se aprieta el conector y se abre ligeramente la válvula 2 para introducir el gas a la botella. Cuando está llena a la presión del separador, se cierra la válvula 2 y el muestreo habrá concluido (en este caso no hay circulación de fluido a través de la botella).

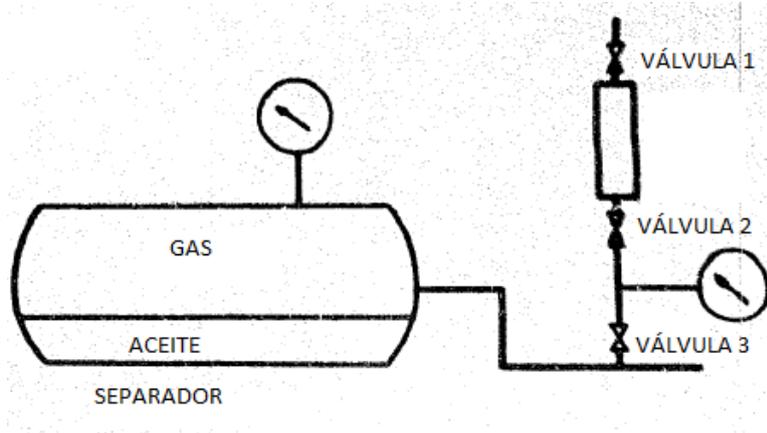


Figura 3.19: Muestreo de gas con botella a vacío.³⁰

3.4.3.3. Por expansión y circulación.

Si no es posible hacer vacío a la botella, la disposición del equipo debe ser como se indica en la Fig. 3.20, semejante a la imagen anterior pero con la botella en una posición invertida.

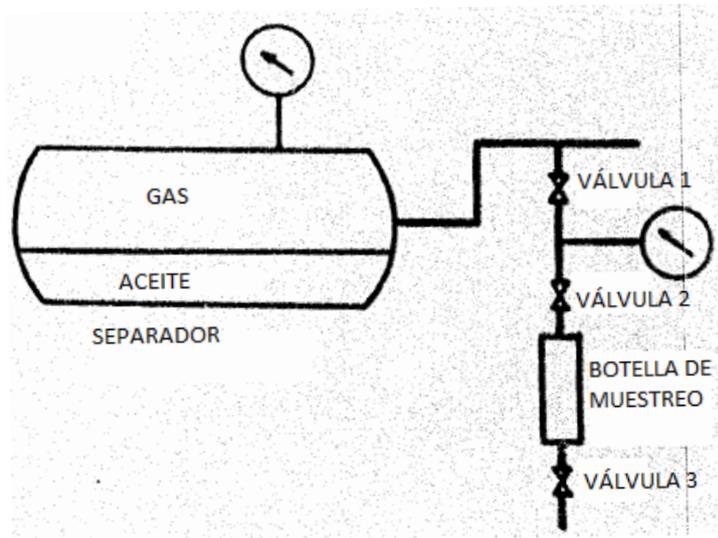


Figura 3.20: Muestreo de gas por expansión y circulación.³⁰

No es necesario purgar la línea, puesto que la botella de muestreo está llena también de aire se procede como el caso anterior: se llena completamente la botella abriendo ligeramente la válvula 2 una vez que la botella está a la presión del separador, se abre completamente la válvula 2, luego, abriendo ligeramente la válvula 1 se circula un volumen de gas de por lo menos 5 veces el de la botella de muestreo, para así desplazar el aire contenido en ella.

Durante esta circulación, la presión en el manómetro debe mantenerse constante e igual a la presión del separador y posteriormente se cierran las válvulas 1, 2 y 3 respectivamente y la operación de muestreo concluye.

3.4.4. Técnicas de Muestreo de aceite en el separador.

A continuación se describen las técnicas de muestreo de aceite en el separador:³⁰

3.4.4.1. Desplazamiento a presión constante.

El volumen de aceite necesario para un análisis PVT es generalmente menor que el de gas. El muestreo debe hacerse desplazando mercurio a presión constante, siendo el procedimiento a seguir el mismo que el empleado para el muestreo en la cabeza del pozo.

3.4.4.2. Muestreo a condiciones de equilibrio.

La botella de muestreo debe llenarse con gas del separador siguiendo uno de los procedimientos ya mencionado. El equipo debe colocarse como se indica en la Fig.3.21, se purga primero la línea de conexión del separador hasta la válvula 1 de la botella de muestreo. Posteriormente se abren la válvula 1 y 2. Estando la botella a la presión del separador, y abriendo un poco la válvula 3, se purga el gas mismo que será remplazado por líquido.

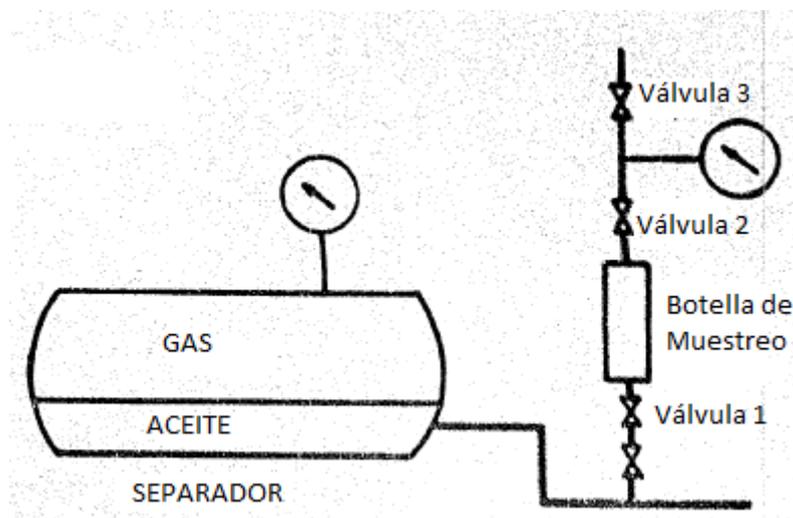


Figura 3.21: Muestreo de aceite a condiciones de equilibrio.³⁰

Como ambos fluidos estuvieron en equilibrio en el separador, no existirá intercambio de fases en la botella; así como la presión en los manómetros, tanto del separador, como de la salida de la botella, deben mantenerse constantes. Se suspende el desplazamiento antes de que el aceite llegue al tope de la botella para mantener un casquete de gas por razón que ya se había mencionado con anterioridad. El inconveniente de este método es que no se conoce la cantidad de líquido muestreado y que en el laboratorio la muestra obtenida tenga que ponerse a las condiciones de presión y temperatura a que se muestreó para eliminar el exceso de gas.

3.4.4.3. Muestreo por expansión y circulación.

El procedimiento es el mismo que el empleado para gas, pero la botella debe estar invertida como se muestra en la fig. 3.22, no es necesario purgar la línea. Cuando la válvula 2 y 3 estén abiertas y cerradas respectivamente se abre ligeramente la válvula 1 y se llena completamente la botella hasta que la presión en el manómetro sea igual a la del separador.

Posteriormente se abre completamente la válvula 2 y abriendo la válvula 3 se desplaza a presión constante un volumen equivalente a 5 veces el volumen de la botella en la línea de conexión, y luego se cierra la válvula 2 y después la válvula 1.

Se debe de dejar un casquete de gas, pero este casquete no puede formarse purgando simplemente una pequeña cantidad de aceite, ya que la composición del aceite cambia durante la purga a causa de la desgasificación ocasionada por la caída de presión.

Para crear un casquete de gas, se conecta una línea entre la sección de gas del separador y la válvula 3, se desplaza una pequeña cantidad de aceite a la presión que se haya realizado el muestreo, el que será reemplazado por el gas que está en equilibrio con el aceite, y para eliminar el excedente se lleva a cabo como se mencionó anteriormente.

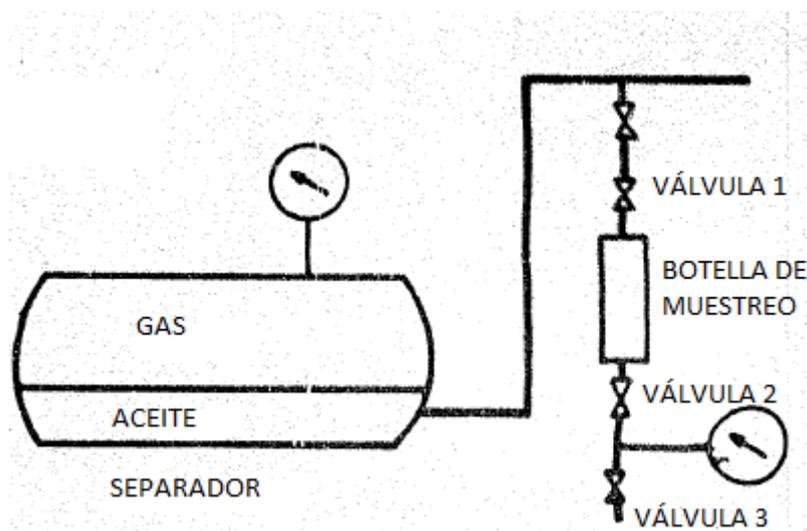


Figura 3.22: Muestreo de aceite por expansión y circulación.³⁰

3.4.5. Técnicas de muestreo a pozos de gas y condensado.

A continuación se describen las técnicas de muestreo a pozos de gas y condensado.:³⁰

El muestreo a pozos de gas y condensado no se efectúa con los métodos mencionados anteriormente, debido a las condiciones existentes tales como: alta RGA, alta presión de flujo, volatilidad de los componentes líquidos, etc. Por lo que una manera de recolectar muestras, es colocando un tubo muestreador en el árbol de válvulas que desvía parte del fluido del yacimiento hacia una unidad especial donde se hacen los análisis. Otra manera práctica pero no muy recomendable es por medio de una bala metálica portátil

con mangueras de alta presión, la cual se conecta directamente al cabezal del pozo y se toma la muestra a la presión que se requiera.

3.5. Técnicas de muestreo para gas.

3.5.1. Botella porta-muestra tipo pistón

Es un método adecuado para el manejo de muestras de gas en la botella porta muestras sin mercurio, están provistas de un pistón flotante que separa la muestra del fluido desplazante. La desventaja es la posibilidad de contaminar la muestra con el fluido hidráulico.

Pasos a seguir durante el método:

- Comprobar que la botella se encuentre llena con el fluido de desplazamiento, el pistón deberá estar en su máxima carrera.
- Conéctese la botella al aparejo de muestreo.
- Púrguese la línea de conexión para desplazar el aire que hay en ella.
- Asegúrense las conexiones.
- Es permitido que la presión registrada en el separador se iguale en todo el sistema incluyendo el fluido hidráulico de la botella porta-muestra.
- Púrguese lentamente el fluido hidráulico de la botella porta-muestra.
- Recoléctese la muestra con lentitud evitando caídas de presión. El tiempo de llenado de la botella es de aproximadamente 20 minutos.
- Ciérrese el sistema.
- Desconéctese la botella y el aparejo de muestreo.
- Este procedimiento se repite hasta cubrir la cantidad de muestra requerida. Es recomendable tomar al menos 2 muestras.

3.6. Técnica de muestreo para aceite

3.6.1. Toma de muestra de aceite por desplazamiento de líquido.

Este método consiste en recolectar una muestra por desplazamiento de un líquido que es insoluble en el aceite (por lo general agua, mezcla agua glicol o salmuera) y que ha sido cargado previamente en la botella porta-muestra. Pasos a seguir:

- Compruébese que la botella se encuentra llena con el fluido de desplazamiento.
- Conéctese la botella al aparejo de muestreo.

- Púrguese la línea de conexión para desplazar el aire que hay en ella.
- Asegure las conexiones.
- Permitir que la presión registrada en el separador se iguale en todo el sistema incluyendo el fluido hidráulico de la botella porta-muestra.
- Púrguese lentamente el fluido hidráulico de la botella porta-muestra.
- Recolpctese la muestra con lentitud evitando caídas de presión. El tiempo de llenado de la botella es de aproximadamente 20 minutos.
- Ciérrese el sistema.
- Desconéctese la botella y el aparejo de muestreo.

3.6.2. Botella porta-muestra tipo pistón.

Este método es conveniente para la recolección de muestras líquidas sin uso de mercurio. Tiene como ventaja que la muestra líquida puede mantenerse a la presión de la separación durante todo el proceso de recolección. Además la muestra no entra en contacto con ningún otro fluido durante el muestreo o durante la transferencia en el laboratorio. La desventaja de este método es la posibilidad de contaminación con el fluido hidráulico. El procedimiento se describe a continuación:

- Compruebe que la botella se encuentre llena con el fluido de desplazamiento. El pistón deberá estar en su máxima carrera.
- Conecte la botella al aparejo de muestreo.
- Purgue la línea de conexión para desplazar el aire que hay en ella.
- Asegure las conexiones.
- Permita que la presión registrada en el separador se iguale en todo el sistema incluyendo el fluido hidráulico de la botella porta-muestra.
- Purgue lentamente el fluido hidráulico de la botella porta-muestra.
- Recolecte la muestra con lentitud evitando caídas de presión. El tiempo de llenado de la botella es de aproximadamente 20 minutos.
- Cierre el sistema.
- Desconecte la botella y el aparejo de muestreo.

3.7. Validación de la representatividad de la muestra.⁸

Para la validación de la información de los resultados de un análisis de laboratorio PVT, es necesario iniciar con la revisión general de la muestra y del análisis realizado en el laboratorio: el acondicionamiento del pozo, los registros de presión y de temperatura, la toma de la muestra, las condiciones de traspaso y traslado de la muestra, la prueba de representatividad de la muestra en el laboratorio y la medición y consistencia de los parámetros volumétricos.

Se examina el acondicionamiento del pozo para determinar si se realizó correctamente antes de la toma de las muestras. Es importante enfatizar que si el pozo no fue acondicionado correctamente, el fluido no es representativo del yacimiento.

El registro de presión estático sirve para conocer la presión del yacimiento y determinar si el fluido se encuentra o no en una sola fase. Se estudia el gradiente de presión en función de la profundidad a la que se tomaron las muestras. Esta información confirma el tipo de fluido que se ha analizado. El registro de temperatura, asegura que la temperatura de prueba sea la que corresponde a la temperatura de la toma de las muestras.

A través de la prueba de representatividad de la muestra se valora que el traslado y traspaso fueron exitosos. Asimismo, se determina la presión de saturación de la muestra a temperatura ambiente. Al cotejar los resultados obtenidos en el laboratorio con los adquiridos del registro del muestreo se decide la validez de la muestra.

3.7.1. Validación del acondicionamiento del pozo.⁸

- Se debe observar un incremento en los gastos de gas y de aceite con respecto al diámetro del estrangulador.
- La relación gas-aceite calculada debe permanecer constante o mostrar una disminución apreciable en su variación, con respecto al diámetro del estrangulador. En caso de no observarse un comportamiento como el mencionado, es un indicador de que el pozo no se ha acondicionado adecuadamente y antes de tomar la decisión de descartar las muestras, deberá validarse su representatividad

3.7.2. Revisión del registro de presiones estático y del registro de temperaturas.⁸

A través del análisis del registro estático, del gradiente de presiones y del registro de temperaturas se determina si el fluido se ha recolectado en una sola fase.

Se revisa la gráfica del registro estático, presión contra profundidad. En ella, normalmente, se observan dos pendientes; una que pertenece al fluido bajosaturado y la otra al fluido saturado. Si la profundidad del muestreo corresponde a la curva de bajosaturado, el fluido se encuentra en una sola fase, ya que, por lo general, las muestras se recolectan en las cercanías del nivel de los disparos. Fig. 3.23.



Figura 3.23: Comportamiento de la presión respecto a la profundidad para aceites.⁸

El valor del gradiente calculado a la profundidad del muestreo, debe ser mayor a $0.07\text{Kg}/\text{cm}^2/\text{m}$ para aceites.



Figura 3.24: Comportamiento de la presión con respecto a la profundidad para gas y condensado.⁸

En las muestras de gas y condensado, Fig. 3.24, del registro estático, presión contra profundidad, generalmente, presenta una sola pendiente que pertenece al fluido saturado. El valor del gradiente a la profundidad del muestreo debe ser menor a $0.03\text{ Kg}/\text{cm}^2/\text{m}$.

La información obtenida de los registros de presiones y temperaturas es la siguiente:

- Presión al punto de toma de muestra
- Temperatura en el yacimiento para el estudio.
- Gradiente de presión a la profundidad del muestreo.
- Densidad del fluido a la profundidad del muestreo.
- Tipo de fluido y fase en la que se encuentra.

3.7.3. Validación de muestras de aceite negro y aceite volátil.⁸

Si la presión de saturación del reporte de laboratorio es menor que la presión en el yacimiento al punto de toma de muestra, se concluye que la muestra es representativa. En caso contrario, se considera que el fluido recolectado se encontraba en dos fases y por ende no es considerada como representativa. Para que un fluido sea representativo, el gradiente de presión a la profundidad de muestreo debe ser mayor a $0.07 \text{ Kg/cm}^2/\text{m}$.

3.7.4. Validación de muestras gas húmedo y de gas y condensado.⁸

Las muestras de gas húmedo y de gas y condensado, normalmente, son recolectadas en la superficie del pozo. Las muestras deben provenir de la primera etapa de separación, ya sea de una batería o bien de un separador a boca de pozo. Así, la información del muestreo pertenece a dos fluidos, una fase gas y otra líquida, en equilibrio dentro del separador. Posteriormente los fluidos se recombinan en el laboratorio, con una relación gas-aceite correspondiente a la registrada al momento de la toma.

La información recolectada durante el muestreo se compara con la obtenida en el laboratorio. Bajo la premisa de que las fases dentro del separador se encuentran en equilibrio, al momento de la toma de las muestras debe cumplirse que: la presión en el separador es igual al punto de burbuja de la fase líquida y al punto de rocío de la fase gas, a la temperatura de toma de muestras, figura 3.25. Si esta condición se cumple, las muestras recolectadas se consideran representativas. La temperatura de prueba debe ser la temperatura de yacimiento.

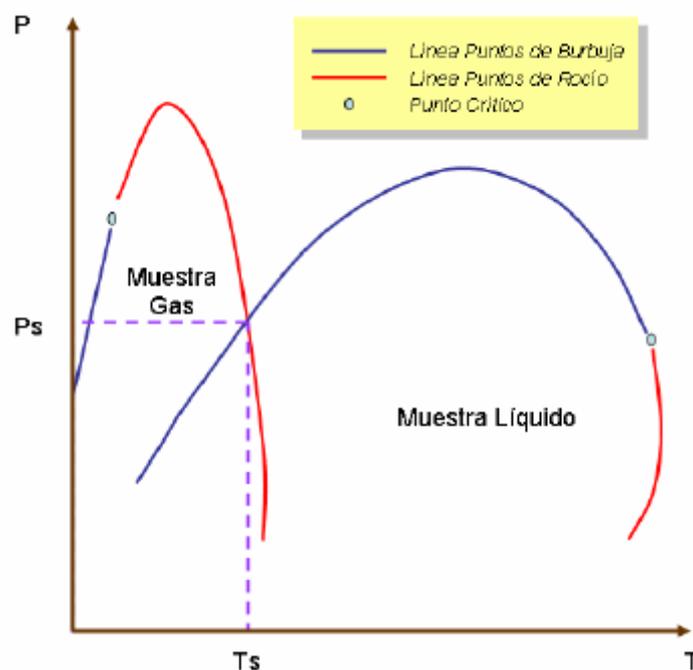


Figura 3.25: Diagrama de fase para las muestras de líquido y gas recolectadas en el separador.⁸

3.7.5. Validación de muestras de gas seco.⁸

Para validar la muestra recolectada durante el muestreo se compara con la obtenida en el laboratorio. La presión de apertura de la botella porta-muestra, a la temperatura de toma de muestra, debe ser igual a la presión del separador en el momento de la recolección de la muestra. La temperatura de prueba debe ser igual a la temperatura en el yacimiento.

Análisis PVT

Para optimizar la producción de un yacimiento de gas o de aceite, es esencial tener un conocimiento extensivo de los cambios volumétrico y de fases a los cuales los fluidos en el yacimiento pueden ser sometidos en el transcurso que va desde el yacimiento hasta la refinería. Las presiones consideradas normales para yacimientos de hidrocarburos van desde los 100 a los 1500 bares, con temperaturas promedio de entre 50 y 200 °C. La presión y del yacimiento disminuirá, lo que provocará una caída en la producción.

Propiedades PVT es el término general usado para expresar el comportamiento volumétrico de un fluido dentro de un yacimiento como función de la presión o la temperatura. Una propiedad PVT esencial es la presión de saturación a la temperatura del yacimiento. Desde el momento que la presión del yacimiento alcanza la presión de saturación y se empieza a formar la segunda fase, la composición del flujo producido en el pozo cambiará debido a que la producción primaria viene de la zona de gas o de la zona de líquido.

Las condiciones a las cuales se miden los volúmenes de aceite y gas en la superficie son conocidas como condiciones estándar, o bien, como condiciones de superficie, y corresponden a una presión de una atmósfera a 15 °C. A las condiciones estándar, un gas se comportará de manera parecida a un gas ideal y por lo tanto la ley de los gases ideales aplicará.

Los cambios volumétricos es que toman lugar en el yacimiento, en la tubería del pozo y en la planta de proceso, pueden ser estudiados mediante análisis PVT. La tabla 4.1 da una idea de algunas propiedades PVT que pueden ser obtenidas mediante análisis PVT.

PROPIEDADES QUE PUEDEN SER OBTENIDAS MEDIANTE UN ANÁLISIS PVT
Gravedad del gas libre
Gravedad específica del gas disuelto
Densidad del aceite
Solubilidad del gas
Presión de burbuja
Factor de volumen de formación del aceite
Compresibilidad isotérmica de crudos bajosaturados
Propiedades del aceite bajosaturado
Factor de volumen total
Viscosidad del aceite
Tensión superficial

Tabla 4.1: Propiedades PVT que pueden ser obtenidas mediante análisis PVT.²⁵

Los análisis PVT deben efectuarse sobre muestras representativas de los fluidos contenidos en el yacimiento. El objeto de dichos análisis es el de simular el comportamiento termodinámico de los hidrocarburos, tanto a las condiciones del yacimiento como a las de superficie.³⁰

Actualmente, existen cuatro procedimientos de laboratorio para los análisis PVT:

- Separación diferencial al volumen constante.
- Separación diferencial convencional.
- Separación flash (prueba de expansión a composición constante).
- Simulación de las condiciones de operación de los separadores de campo.

Los tres primeros procesos tratan de simular el comportamiento de los fluidos en el yacimiento y el último en la superficie.

Previo a la aplicación de cualquier tipo de separación diferencial, se someten las muestras de hidrocarburos, a una separación flash, con la cual se obtiene su punto de saturación y las relaciones presión- volumen a composición constante.

Control de Calidad de Muestras en el laboratorio PVT.

Al llegar las muestras al laboratorio se debe verificar que estas lleguen en las mismas condiciones que se realizó el muestreo. Los pasos principales para validar la calidad de una muestra en el laboratorio son:

- Verificar la presión y temperatura de recepción de los cilindros y registrar la información
- Realizar cromatografía al gas, para verificar que la muestra no esté contaminada
- Verificar la calidad de la muestra de líquido
- Determinar la gravedad API y RGA.

Determinación de la RGA.

Para determinar la RGA se utiliza el GOR apparatus, (fig 4.1) La función de este equipo es realizar una separación flash del gas, mediante un proceso de expansión a condiciones estándar (14.7 psi y 60°F). El procedimiento es conectar el recipiente que contiene la muestra a P y T de interés en la entrada del aparato, en donde a T controlada se hace recircular el gas a través del cilindro, agitándolo para obtener una fase gaseosa en equilibrio termodinámico. El gas es cuantificado en el gasómetro interno del equipo. La muestra se hace circular a través del líquido con el fin de hacer un contacto más dinámico. Una vez separado el gas del líquido, se llevan a las muestras de gas y de líquido a un cromatógrafo para sus estudios cromatográficos.



Figura 4.1: GOR apparatus.⁸

4.1. Métodos de separación

4.1.1. Separación flash (prueba de expansión a composición constante.)

A continuación se explica el análisis de separación flash y sus respectivas correcciones:¹

Se define como el proceso en el cual, todo el gas liberado de una mezcla de hidrocarburos, permanece en contacto y en equilibrio con la fase líquida de la que se separa y consiste en efectuar cambios en la presión del sistema variando el volumen total ocupado por la muestra (figura 4.1).³⁰

Los experimentos de expansión a una composición constante son realizados a condensados o a aceite crudo para simular las relaciones de presión y volumen de esos sistemas de hidrocarburos. El análisis se realiza para determinar la presión de saturación (el punto de burbuja o el punto de rocío), coeficiente de compresibilidad isotérmico del fluido en una fase cuando se excede la presión de saturación, factor de compresibilidad de la fase gaseosa, y el volumen total de hidrocarburos en función de la presión.¹

El proceso experimental, mostrado esquemáticamente en la figura 4.2 deja ver una muestra representativa de hidrocarburos (aceite o gas) en una celda PVT a la temperatura del yacimiento y a una presión que excede la presión inicial del yacimiento. La presión se reduce a una temperatura constante removiendo mercurio de la celda, y el cambio en el volumen total de los hidrocarburos, V_t , es medido para cada incremento de presión. La presión de saturación (punto de burbuja o punto de rocío) y el volumen correspondiente se observan y se toman como el volumen de referencia V_{sat} (figura 4.2). El volumen del sistema de hidrocarburos como función de la presión en la celda se toma como el incremento del volumen de referencia. Este volumen, en términos del volumen relativo, se expresa matemáticamente mediante la siguiente ecuación:

$$V_{rel} = \frac{V_t}{V_{sat}} \quad (4.1)$$

En donde:

V_{rel} = Volumen relativo

V_t = Volumen total de hidrocarburos

V_{sat} = volumen a la presión de saturación

El volumen relativo es igual a 1 a la presión de saturación. Este análisis comúnmente es llamado: relación presión- volumen, liberación flash, vaporización flash o expansión flash.

Es importante mencionar que no se remueve ningún material hidrocarburo de la celda, por lo tanto, la composición de la mezcla total de hidrocarburos permanece exactamente igual a la composición original.

La densidad del aceite a la presión de saturación puede ser determinada directamente mediante mediciones peso- volumen en la muestra dentro de la celda PVT. Por encima de la presión del punto de burbuja, la densidad del aceite puede ser calculada usando nuestro volumen relativo de referencia:

$$\rho = \frac{\rho_{sat}}{V_{rel}} \quad (4.2)$$

En donde

ρ = densidad a cualquier presión por encima de la presión de saturación.

V_{rel} = volumen relativo a la presión de interés.

Los datos relacionados al volumen relativo frecuentemente requieren una corrección debida a las inexactitudes de las mediciones en el laboratorio cuando se mide el volumen total de hidrocarburos debajo de la presión de saturación y también a presiones menores. Para este tipo de correcciones se emplea normalmente una función adimensional de la compresibilidad, normalmente llamada la función-Y. La función Y en su forma matemática se define sólo debajo de la presión de saturación y es dada por la siguiente expresión:

$$Y = \frac{p_{sat} - p}{p(V_{rel} - 1)} \quad (4.3)$$

En donde:

p_{sat} = presión de saturación, psia.

p = presión, psia

V_{rel} = volumen relativo a la presión p

Para corregir los datos del volumen relativo por debajo de la presión de saturación, la función-Y se grafica como función de la presión en una escala cartesiana. Después que es graficada, la función-Y forma una línea recta o tiene sólo una pequeña curvatura.

Los siguientes pasos resumen el simple procedimiento para corregir los datos del volumen relativo.

Paso uno: calcular la función-Y para todas las presiones debajo de la presión de saturación usando la ecuación 4.3

Paso dos: graficar la función-Y contra la presión en una escala cartesiana.

Paso tres: determinar los coeficientes de la mejor línea a la cual se adapte a los datos

$$Y = a + bp \quad (4.4)$$

En donde a y b son la ordenada al origen y la pendiente respectivamente.

Paso cuatro: re calcular el volumen relativo a todas las presiones por debajo de la presión de saturación a partir de la siguiente expresión:

$$V_{rel} = 1 + \frac{p_{sat} - p}{p(a + bp)} \quad (4.5)$$

La compresibilidad del gas puede ser reescrita en términos del volumen relativo:

$$c_o = -\frac{1}{V_{rel}} \frac{\partial V_{rel}}{\partial p} \quad (4.6)$$

Comúnmente, el volumen relativo por encima del punto de burbuja se grafica como función de la presión. Para evaluar c_o a cualquier presión p , es necesario sólo gráficamente diferenciar la curva dibujando una línea tangente y determinando la pendiente de la línea, la cual es, $\frac{\partial V_{rel}}{\partial p}$.

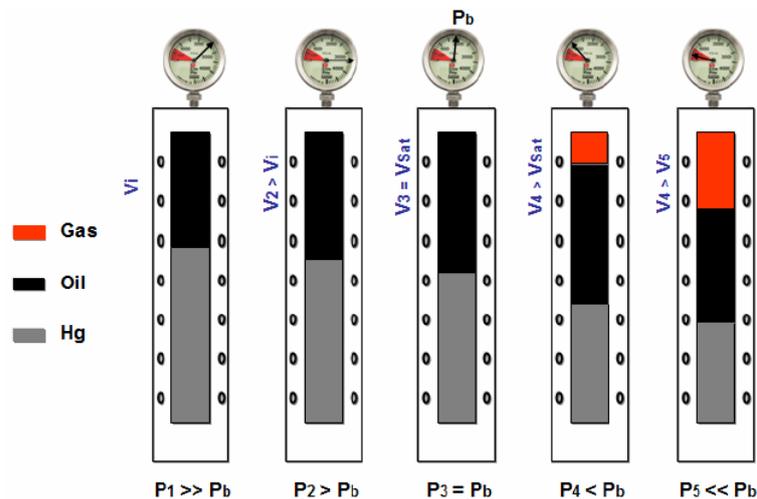


Figura 4.2: Prueba de separación flash.

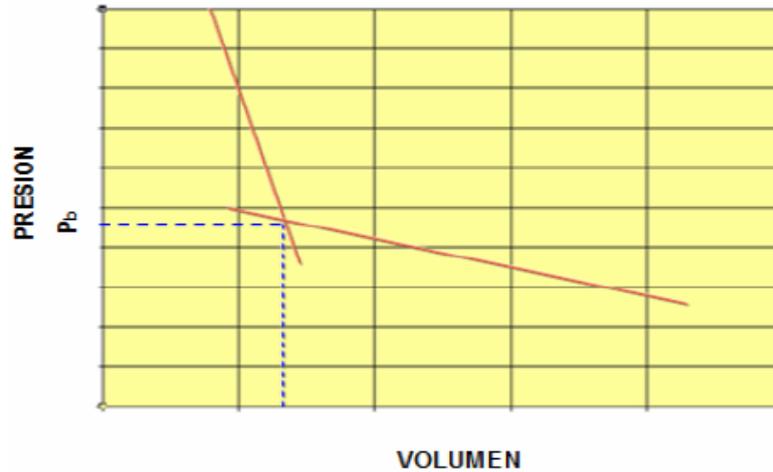


Figura 4.3: Determinación de P_b con los datos del experimento de separación flash.

4.1.2. Separación diferencial convencional.¹

En este proceso, el gas liberado mediante reducciones de la presión es removido del contacto con la fase líquida inmediatamente después que ocurre la separación, con lo cual, la composición y la masa del sistema de cambian constantemente.

Durante el depresionamiento, desde la presión inicial se lleva a cabo la extracción del gas que se libera a presiones menores que la de saturación, dejando como aceite residual en cada etapa de agotamiento, el aceite con su gas disuelto a ese valor de presión. El proceso se continuará hasta agotar totalmente el gas disuelto.³⁰ (figura 4.4)

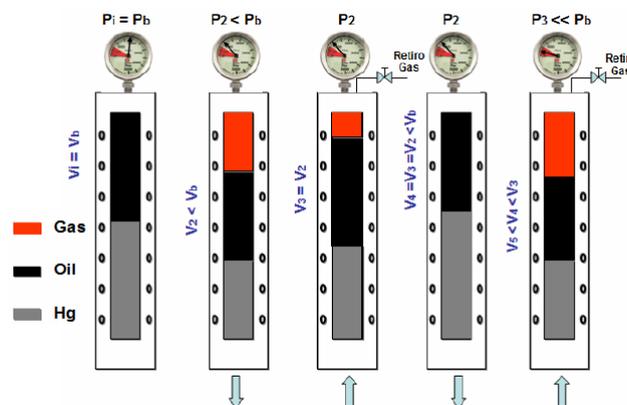


Figura 4.4: Prueba de separación diferencial convencional.

Algunos de los datos obtenidos mediante este análisis incluyen:

- Cantidad de gas disuelto en función de la presión
- El encogimiento del volumen del aceite en función de la presión.
- Propiedades del gas, incluyendo la composición del gas liberado, el factor de compresibilidad del gas, y la gravedad específica del gas.

- Densidad del aceite remanente en función de la presión.

El análisis de liberación diferencial es considerado el mejor para describir el proceso de separación que se lleva a cabo en el yacimiento, y los datos obtenidos son considerados para simular el comportamiento de flujo de los sistemas de hidrocarburos a condiciones que están por encima de la saturación crítica del gas.

Mientras la saturación del gas liberado alcanza la saturación crítica del gas, el gas liberado comienza a fluir, dejando atrás el gas que alguna vez lo contuvo. Esto se atribuye a el hecho que los gases, en general, tienen mayor movilidad que el aceite. Consecuentemente, a este comportamiento le sigue la secuencia de liberación diferencial.

Este análisis se lleva a cabo a muestras de aceite del yacimiento y consiste en llenar una celda visual PVT con una muestra de líquido que se encuentre a la presión de burbuja y a la temperatura del yacimiento.

Como se puede apreciar en la figura 4.4, la presión se reduce gradualmente, normalmente de 10 a 15 veces, después todo el gas liberado se remueve y se mide el volumen a las condiciones estándar. El volumen del aceite remanente, V_l , también es medido cada vez que se disminuye la presión. Es importante destacar que el aceite remanente es sujeto a cambios composicionales continuos debido a que se vuelve progresivamente más rico en componentes pesados.

Este proceso se continúa a condiciones de presión atmosférica, donde el volumen residual del aceite es medido a condiciones estándar, V_{sc} . De esta manera podemos obtener los factores del volumen diferencial del aceite, B_{od} (comúnmente llamado el factor del volumen relativo del aceite), a todas las presiones a las cuales se realizó la prueba dividiendo los volúmenes de aceite remanente, V_l , entre el volumen de aceite residual, V_{sc} .

$$B_{od} = \frac{V_l}{V_{sc}} \quad (4.7)$$

La relación diferencial del gas disuelto –aceite, R_{sd} , se calcula dividiendo el volumen de gas en solución entre el volumen residual del aceite. Para obtener el volumen relativo total, B_{td} , a partir de la liberación diferencial, se puede usar la siguiente expresión:

$$B_{td} = B_{od} + (R_{sdb})B_g \quad (4.8)$$

En donde:

B_{td} = Volumen relativo total, bbl/STB

B_g =factor de volumen de formación del gas.

El factor de desviación, Z , puede ser calculado a partir de las mediciones del volumen del gas, como se muestra:

$$Z = \left(\frac{V_p}{T} \right) \left(\frac{T_{sc}}{V_{sc} p_{sc}} \right) \quad (4.9)$$

Donde:

V = volumen del gas liberado en la celda PVT a la presión p y a la temperatura T .

V_{sc} =volumen del gas removido, el cual contiene el factor de volumen de formación del gas, B_g , expresado por:

$$B_g = \left(\frac{p_{sc}}{T_{sc}} \right) \left(\frac{ZT}{p} \right) \quad (4.10)$$

En donde:

B_g = factor de volumen de formación del gas, $\frac{ft^3}{scf}$

T = temperatura , °R

p = presión de la celda, psia

T_{sc} =temperatura a condiciones estándar, °R

P_{sc} =presión a condiciones estándar, psia

Todos los datos que se obtuvieron anteriormente son indispensables para el cálculo de reservas. Es de notarse que la prueba de liberación diferencial representa el comportamiento del aceite en el yacimiento cuando la presión disminuye. Es necesario encontrar la manera de traer este aceite a la superficie, que posteriormente irá a los separadores y a los tanques de almacenamiento.

4.1.3. Separación diferencial a volumen constante.

Ahora se explica el proceso de un análisis de separación diferencial a volumen constante:¹

Esta técnica de separación se aplica a fluidos del tipo de aceites volátiles y condensados. Consiste en que durante el agotamiento de la presión se extrae sólo una parte del gas liberado, manteniendo al final de cada etapa un volumen igual al ocupado por la muestra a la presión de saturación; dicho volumen estará formado por aceite y gas disuelto más un casquete de gas cada vez mayor (figura 4.5).³⁰

Esta prueba arroja como resultado una variedad de información que posteriormente puede ser usada en los cálculos que les corresponden a los ingenieros de yacimiento.

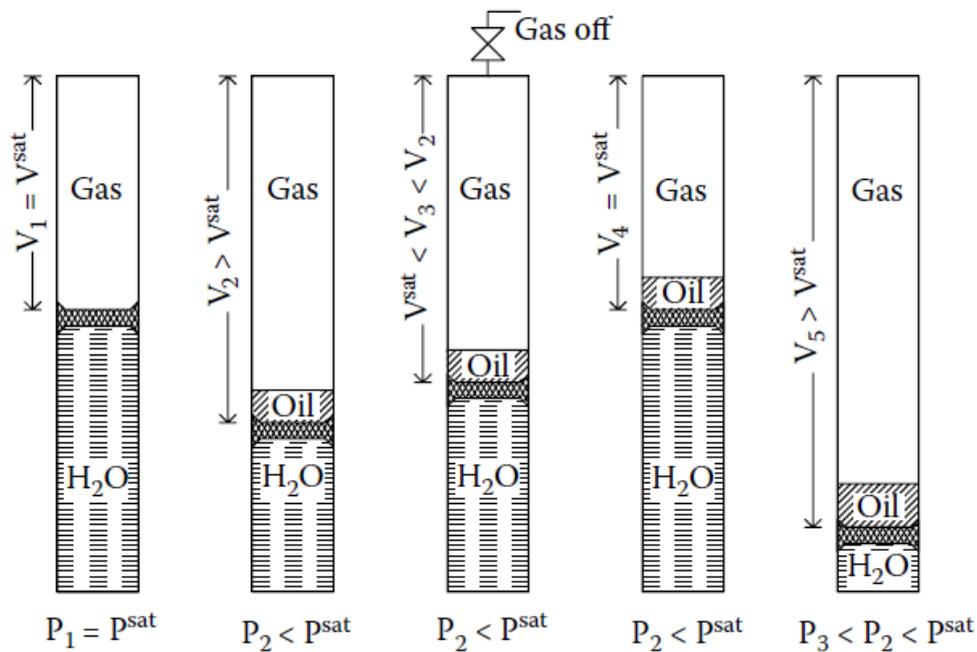


Figura 4.5: Prueba de separación diferencial a volumen constante.²⁵

En la figura 4.5 se muestra el procedimiento de laboratorio de esta prueba, y se resume en los siguientes pasos:

Paso uno: se carga una celda PVT con una cantidad previamente medida de una muestra representativa del fluido del yacimiento original, a la presión de rocío, p_d , cuya composición z_i es conocida.

La temperatura de la celda PVT se mantiene a la temperatura del yacimiento, T , a lo largo de todo el experimento. El volumen inicial, V_i , del fluido saturado se usa como volumen de referencia.

Paso dos: se calcula la compresibilidad inicial del gas real a partir del ecuación de los gases reales:

$$Z_d = \frac{p_d V_i}{n_i R T} \quad (4.11)$$

En donde:

p_d = presión de rocío, psia

V_i = volumen del gas inicial, ft^3

n_i = número inicial de moles del gas, m/M_a

R = constante de los gases, 10.73

T = temperatura, ° R

Z_d = factor de compresibilidad a la presión de rocío

m = masa de la muestra de gas, lb

M_a = peso molecular aparente de la muestra del gas

Paso tres: se reduce la presión de la celda desde la presión de saturación hasta un nivel predeterminado, p . Esto se puede lograr retirando mercurio (o agua) de la celda, como se ilustra en la figura 4.6. Durante el proceso, una segunda fase (líquido retrógrado) se forma. El fluido dentro de la celda se lleva al equilibrio y el volumen de gas, V_g , y el volumen de líquido retrógrado, V_L , se miden visualmente. Este volumen de líquido retrógrado se reporta como un porcentaje del volumen inicial, V_i , el cual básicamente representa la saturación del líquido retrógrado, S_L , la saturación retrógrada de líquido se calcula con la siguiente ecuación:

$$S_L = \frac{V_L}{V_i} \tag{4.12}$$

En donde:

V_L = volumen de líquido en la celda PVT a cualquier presión de prueba.

V_i = volumen de la celda.

Esta saturación puede ser corregida con el fin de tomar en cuenta la saturación de agua, S_w , con:

$$S_o = (1 - S_w)S_L \tag{4.13}$$

Para la mayoría de los yacimientos con condensación retrógrada, la máxima condensación de líquido ocurre entre los 2000 y los 2500 psia.

Paso cuatro: se reinyecta mercurio (o agua) dentro de la celda PVT a presión constante, p , mientras al mismo tiempo se remueve un volumen de gas equivalente. Cuando el volumen inicial, V_i , se alcanza, se detiene la inyección del mercurio, como se aprecia en la figura 4.6 (c). Este paso simula un yacimiento que produce únicamente gas, con el líquido retrógrado remanente inmóvil en el yacimiento.

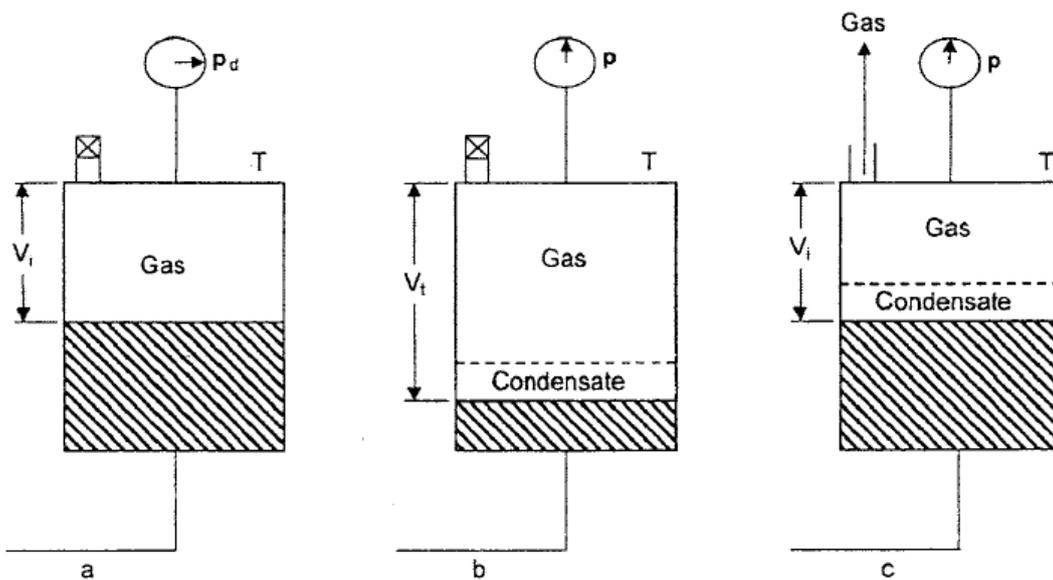


Figura 4.6: Ilustración esquemática de una prueba diferencial a volumen constante.¹

Paso cinco: el gas removido se analiza mediante un equipo especializado, donde se determina su composición, y_i , y su volumen se mide a condiciones estándar y se le nombra como $(V_{gp})_{sc}$. Después de eso, los moles correspondientes al gas producido pueden ser calculados a partir de la expresión:

$$n_p = \frac{p_{sc}(V_{gp})_{sc}}{RT_{sc}} \quad (4.14)$$

En donde:

n_p = moles de gas producido.

$(V_{gp})_{sc}$ = volumen de gas producido medido a condiciones estándar, scf.

T_{sc} = temperatura estándar, °R

$R = 10.73$

Paso seis: se calcula el factor de compresibilidad del gas a la presión y temperatura de la celda a partir del ecuación de estado de los gases reales que se muestra:

$$Z = \frac{p(V_g)_{p,T}}{(n_i - n_p)RT} \quad (4.15)$$

En donde:

$(V_g)_{(p,T)}$ = es el volumen de gas remanente medido en la celda a condiciones p y T , ft^3

Otra propiedad, el factor de compresibilidad para dos fases, también se calcula. El factor de compresibilidad para dos fases representa la compresibilidad total de todo el fluido remanente (gas y líquido retrógrado) en la celda y su ecuación se obtiene a partir de la ley de los gases reales:

$$Z_{\text{dos fases}} = \frac{pV_i}{(n_i - n_p)RT} \quad (4.16)$$

En donde:

$(n_i - n_p)$ = representa los moles remanentes de fluido en la celda.

n_i = moles iniciales dentro de la celda

n_p = moles acumulados del gas removido

El factor Z para dos fases es una propiedad de importancia, porque se usa cuando se construye la gráfica de p/Z vs el gas acumulado producido, con el fin de evaluar la producción del gas y condensado. La ecuación 4.16 puede ser expresada de una forma más conveniente, reemplazando los moles del gas, n_i y n_p , por sus volúmenes de gas equivalentes:

$$Z_{\text{dos fases}} = \frac{Z_d}{p_d} \left(\frac{p}{1 - \left(\frac{G_p}{G_{IP}} \right)} \right) \quad (4.17)$$

Donde:

Z_d = factor de desviación del gas a la presión de rocío

p_d = presión de rocío, psia

p = presión del yacimiento, psia

$GIIP$ = gas inicial in situ

G_p = gas acumulado producido a la presión p , scf

Paso siete: se calcula el volumen de gas producido como porcentaje del gas inicial in situ dividiendo el volumen acumulado del gas producido entre el gas inicial in situ, ambos a condiciones estándar:

$$\%G_p = \left[\sum \frac{(V_{gp})_{sc}}{GIIP} \right] 100 \quad (4.18)$$

ó

$$\%G_p = \left[\frac{n_p}{(n_i)_{original}} \right] 100 \quad (4.19)$$

El procedimiento experimental se repite varias veces hasta que se alcanza la presión mínima de la prueba, después de la cual se determina la cantidad y composición del gas y el líquido retrógrado que quedaron remanentes dentro de la celda. Esta prueba puede ser aplicada a una muestra de aceite volátil. En este caso, la celda PVT contiene inicialmente líquido, en lugar del gas, a su presión de burbujeo.

Además de determinar la composición del gas, también se determina la composición del líquido retrógrado. Estos datos pueden ser utilizados con propósitos de un balance de materia.

El condensado puede ser expresado como porcentaje del volumen poroso (saturación), la ecuación para hacer el cálculo correspondiente es:

$$S_o = (LDO)(1 - S_{wi}) \quad (4.20)$$

Donde:

S_o = saturación del líquido retrógrado (aceite), %

LDO = condensado de líquido, %

S_{wi} = saturación inicial de agua, fracción.

Frecuentemente, el gas que se produce en la superficie es procesado para remover y licuar los componentes hidrocarburos que son más pesados que el metano, como el etano y el propano. A estos líquidos también se les conoce como productos de planta o productos líquidos. Las cantidades de los productos líquidos se expresan en galones de líquido por miles de pies cúbicos a condiciones estándar de gas procesado, $gal/Mscf$, y se denotan como GPM. Normalmente se reportan los grupos C_{3+} a C_{5+} en cada etapa de agotamiento de la presión. La siguiente expresión puede ser usada para calcular con anticipación el GPM para cada componente en la fase gaseosa:

$$GPM_i = 11.73 \left(\frac{p_{sc}}{T_{sc}} \right) \left(\frac{y_i M_i}{\gamma_{oi}} \right) \quad (4.21)$$

Y si asumimos:

$$p_{sc} = 14.7 \text{ psia}$$

$$T_{sc} = 520^\circ\text{R}$$

La ecuación 4.21 se reduce a:

$$GPM_i = 0.31585 \left(\frac{y_i M_i}{\gamma_{oi}} \right) \quad (4.22)$$

Por ejemplo, la producción de líquido del grupo $C_{(3+)}$ en la prueba de análisis a volumen constante, en su etapa k está dada por la siguiente ecuación:

$$(GPM)_{C_{3+}} = \sum_{i=C_3}^{C_{7+}} (GPM_i)_k = 0.31585 \sum_{i=C_3}^{C_{7+}} \left(\frac{y_i M_i}{\gamma_{oi}} \right)_k \quad (4.23)$$

En donde:

p_{sc} = presión estándar, psia

T_{sc} = temperatura estándar, °R

y_i = fracción un lado del componente i en la fase gaseosa

M_i = Peso molecular del componente i

γ_{oi} = gravedad de específica del componente i cuando el líquido se encuentra a condiciones estándar.

Debe ser mencionado que la recuperación completa de estos productos no es factible. Sin embargo, se propone como una regla de dedo, 5-25 % de etano, 80 – 90 % de propano, 95 % o más de butano y el 100 % de los componentes más pesados pueden ser recuperados a partir de unas instalaciones en superficie simples.

$$(GPM)_{C_{3+}} = \sum_{i=C_3}^{C_{7+}} (GPM_i)_k = 0.31585 \sum_{i=C_3}^{C_{7+}} \left[\left(\frac{y_i M_i}{\gamma_{oi}} \right) E_p \right]_k \quad (4.24)$$

Donde E_p = eficiencia de la planta.

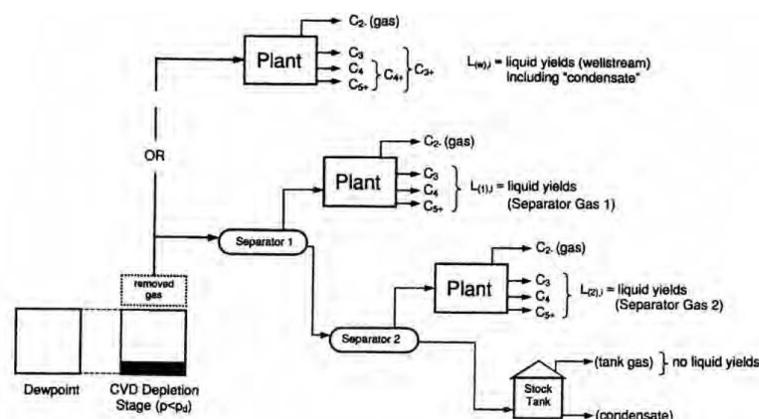


Figura 4.7: Esquema del método que se usa en una planta para calcular la recuperación de los distintos componentes del gas o del condensado. ¹

4.1.4. Separación flash a condiciones de separadores de campo.²⁵

Este tipo de pruebas se efectúan para determinar las condiciones óptimas de operación a las cuales deben manejarse los separadores de las estaciones de recolección de crudo. Las muestras de fluidos del yacimiento se pasan por una o varias etapas de separación, cambiando las condiciones de presión y temperatura (figura 4.8). Como resultado se obtiene un juego de valores para estos parámetros, con los cuales se tendrá la máxima recuperación de líquidos en el tanque de almacenamiento.³⁰

En la figura 4.8 se muestra un análisis de separador de tres etapas. Estos experimentos pueden ser aplicados para aceite y para mezclas de gas y condensado. El fluido del yacimiento se coloca en una celda cerrada (desde este momento se referirá a la celda como separador) a una presión y una temperatura por debajo de las del yacimiento.

Condiciones típicas pueden rondar entre los 70 bar y 50 °C, a estas temperaturas la mezcla del fluido del yacimiento se separa en su fase gaseosa y líquida. El gas se deja salir del separador a través de la cima y posteriormente es transferido a condiciones estándar, donde se mide su volumen. Por otro lado, en el experimento de liberación diferencial, el condensado de líquido que se obtiene a partir del gas se convierte a su volumen equivalente en gas a condiciones estándar. El líquido obtenido del primer separador se transfiere a un segundo separado a unas presiones y temperaturas menores que las del primer separador, a estas condiciones se va a separar más gas. Y tal como se hizo con el gas del primer separador, este gas se transfiere a condiciones estándar.

El aceite obtenido a partir del último separador a condiciones estándar se le conoce como tanque almacenador de aceite, y al volumen contenido en este tan que se le conoce como volumen de aceite en el tanque de almacenamiento. El término tanque de almacenamiento señala que el aceite puede ser almacenado a condiciones atmosféricas sin que exista una liberación de gas.

El propósito de un experimento de separador es obtener una idea acerca de las cantidades volumétrica y relativas de gas y aceite producidos de un yacimiento en particular.

Uno de los resultados de esta prueba incluye el factor B_o . Este factor expresa cuánto aceite saturado a la temperatura del yacimiento se va a encoger a través de las cuatro etapas del separación con temperaturas y presiones diferentes hasta llegar a las condiciones estándar. Otro dato que podemos obtener con este estudio es la relación gas –aceite de separador, la cual equivale a la relación entre el volumen de gas liberado en una etapa tomado a condiciones estándar y el volumen de aceite de la última etapa de separación, la cual está condiciones estándar.

$$RGA_{separador} = \frac{N_{std}^{gas}}{V_{std}^{aceite}} \quad (4.25)$$

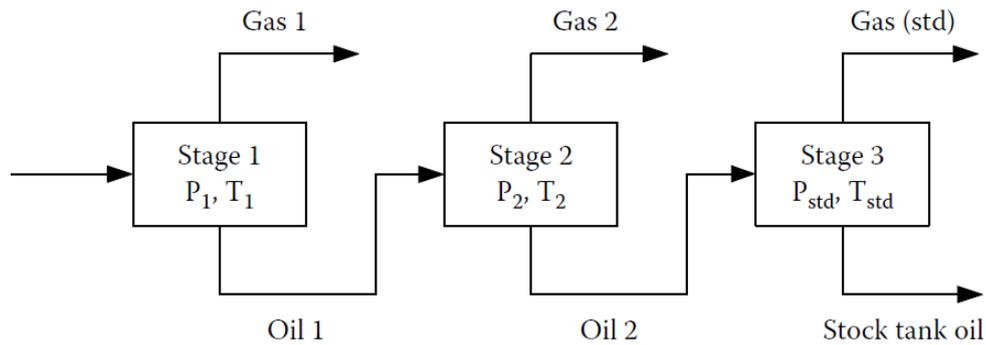


Figura 4.8: Representación esquemática de un experimento de separador de tres etapas.²⁵

Principales resultados obtenidos mediante una prueba de separador para aceite o para condensado.	
$RGA_{separador}$	Volumen del gas de la etapa de separación actual a condiciones estándar dividida entre el volumen de aceite de la última etapa (a condiciones atmosféricas)
Gravedad del gas	Peso molecular del gas de la etapa de separación actual dividida entre el peso molecular del aire a condiciones estándar.
B_o del separador	Factor de volumen de formación del aceite. i.e., Volumen de aceite de la etapa de separación la actual, dividido entre el volumen de aceite de la última etapa.

Tabla 4.2: Principales resultados obtenidos mediante una prueba de separador para aceite o para condensado.²⁵

Como ya se había mencionado el objetivo de esta prueba consiste en determinar las condiciones óptimas del separador en superficie, por lo tanto esta prueba es fundamental en el diseño o reacondicionamiento de las instalaciones en superficie. Se hace una gráfica como la mostrada a continuación fig 4.9, donde se determinan las condiciones óptimas del separador.



Figura 4.9: Determinación de la presión óptima de separación.

Recombinación de muestras de superficie

Cuando se toma una muestra de superficie por lo general se hace en un separador, tomando gas y aceite por aparte en sus respectivos contenedores. Cuando llegan las muestras al laboratorio por separado, se hace necesario recombinarlas para obtener el fluido en una sola fase representativa del yacimiento.

Los datos que se necesitan conocer para determinar la proporción correcta de gas y de líquido para recombinarlos a fin de obtener la RGA deseada, la RGA de campo, son los siguientes:

- Peso molecular.
- Gravedad específica del gas.
- Factor de compresibilidad, Z .
- Densidad de gas y aceite
- Gravedad API° del aceite.

Una vez que se tiene recombinada la muestra, se toma un pequeño volumen de esta muestra y se le realiza una liberación instantánea con el objetivo de medir separadamente la RGA de laboratorio que debe ser similar a la RGA de campo. También se mide la composición del gas y del líquido. que quedan de la liberación instantánea para determinar la composición del fluido del yacimiento.

Análisis composicional de fluidos.

El análisis composicional de un fluido se realiza mediante la utilización de un equipo de cromatografía como el mostrado en la fig. 4.10



Figura 4.10: Cromatógrafo de gases. (IMP)

Para determinar la composición de un líquido generalmente se utiliza un equipo de cromatografía para C_{30+} , y para determinar la del gas uno de C_{13+} .

El proceso consiste en inyectar y procesar un volumen de muestra de fluido, que luego de vaporizado es transportado por empuje de un gas inerte hacia una columna empacada o de tubulares abiertas, donde ocurre una separación física a escala de grupos moleculares y posteriormente el gas “carrier” los guía hacia el detector, ya sea por medio de ionización de llama (FID) o de conductividad térmica (TCD), donde es registrada la señal por el dispositivo de cómputo. (Figura 4.11)

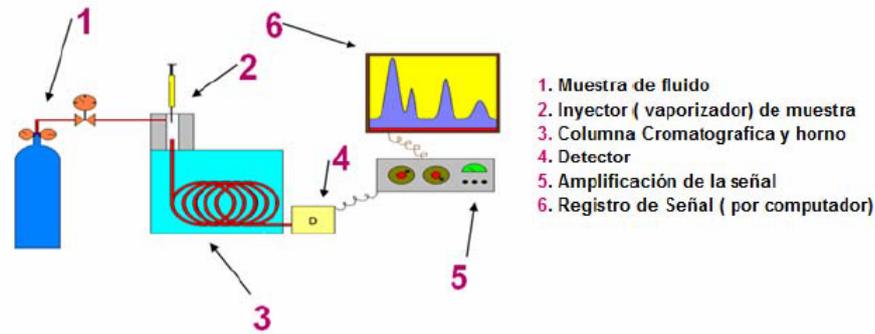


Figura 4.11: Funcionamiento del cromatógrafo de gases.

El proceso de cromatografía tiene una duración aproximada para gas (C_{13+}) de 50 minutos. Para líquido (C_{30+}) existen dos métodos, uno correspondiente a 70 minutos para crudos livianos y otro de 82 minutos para crudos pesados.

4.2. Pruebas especiales PVT

Aparte de las pruebas rutinarias de laboratorio mencionadas anteriormente, existen otras pruebas para aplicaciones muy específicas. Si un yacimiento será agotado y está bajo inyección de gas, inyección de gas miscibles, o en un esquema de ciclo de gas seco, cualquier número de las pruebas siguientes pueden ser realizadas: prueba de hinchamiento, prueba de tubo capilar, o inundación de núcleo.

4.2.1. Pruebas de hinchamiento²⁵

Una prueba de hinchamiento (o experimento de hinchamiento) comienza con una muestra de aceite de yacimiento en su punto de saturación en una celda PVT cuya temperatura corresponde a la del yacimiento. Después se transfiere gas de inyección cuya cantidad molar es conocida a la celda PVT. Posteriormente la presión se incrementa, manteniendo una temperatura constante hasta que el gas se disuelve. Cuando la última la burbuja desaparece, la nueva mezcla de la celda (aceite +gas inyectado) está a su punto de saturación.

Se toman datos de la presión y el volumen disuelto. A continuación se inyecta más gas, y la presión se incrementa nuevamente hasta que todo el gas se encuentre en solución dentro del aceite. Este proceso se repite durante un número de etapas. El experimento de hinchamiento se ilustra en la figura 4.12

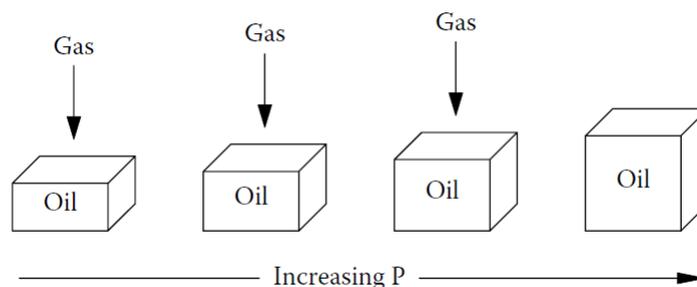


Figura 4.12: Experimento de hinchamiento.

Una prueba de hinchamiento se lleva a cabo para investigar cómo reaccionará un fluido de yacimiento a la inyección de gas. Para compensar el gas disuelto dentro del aceite, el volumen del aceite incrementará (se hinchará) y el punto de saturación del aceite incrementará. El incremento del volumen y la presión de saturación son factores clave para determinar si la inyección del gas tendrá un efecto de recuperación mejorada y secundaria dentro del yacimiento. Hace algunos años, cuando las líneas para transportar gas desde el yacimiento hasta el consumidor eran raras, la inyección del gas natural al yacimiento era visto como una manera de deshacerse del exceso de gas y minoritariamente era visto como una manera de mejorar la recuperación del aceite. Hoy en día, la inyección del gas normalmente significa una inyección de CO_2 y es visto tanto como una manera de evitar la liberación del CO_2 a la atmósfera como una manera de mejorar la recuperación del aceite.

Como se puede observar de la tabla 4.3, en este experimento se ha dado principalmente información del incremento de volumen (comportamiento del hinchamiento) como resultado de un gas en particular que se disuelve en el aceite, y qué tanta presión se necesita para disolver todo el gas inyectado. La relación del gas –aceite de hinchamiento se define como el volumen acumulativo del gas de inyección a condiciones estándar por el volumen inicial del aceite, y difiere de otras definiciones de relación gas – aceite.

Resultados de un experimento de hinchamiento realizados a una mezcla de aceite	
Porcentaje molar del gas	Porcentaje molar del gas acumulado por moles iniciales del aceite
Relación gas- aceite	Volumen del gas a condiciones estándar agregados entre el volumen inicial del aceite
Volumen hinchado	Volumen del gas inyectado más el aceite al punto de saturación entre el volumen inicial del aceite
Densidad	Densidad de la mezcla hinchada al punto de saturación
Presión de saturación	Presión de saturación después de la adición del gas

Tabla 4.3: Resultados de un experimento de hinchamiento realizados a una mezcla de aceite.²⁵

4.2.2. Experimento de tubo capilar.²⁵

Es común que se inyecte gas a yacimientos de aceite con el propósito de aumentar su producción. El gas puede ser nitrógeno, dióxido de carbono, o gas natural. Y se puede esperar una recuperación mejorada si el aceite y el gas son miscibles. Esto significa que la composición del aceite y del gas dentro del yacimiento formarán una fase independientemente de qué tanto se pueda mezclar.

Se puede lograr la miscibilidad en el pozo de inyección, en el frente de gas- aceite, o en algún lugar entre las dos antes mencionadas. La miscibilidad permite un mayor desplazamiento del fluido del yacimiento. Si el gas y el aceite no son completamente miscibles, significa que una parte del gas no se va a disolver en el aceite, y en vez de eso se moverá como una fase separada debido a que tiene más movilidad que el aceite. Después de un tiempo de producción, el gas invadirá el pozo productor. Para evitar esta situación, es de mucho interés encontrar cuando un yacimiento de aceite y el gas inyección son miscibles a la presión

actual del yacimiento. La presión mínima a la cual ocurre la miscibilidad es denominada presión mínima de miscibilidad, o MMP. Ésta presión puede ser determinada usando un tubo capilar como se muestra en la figura 4.13 .

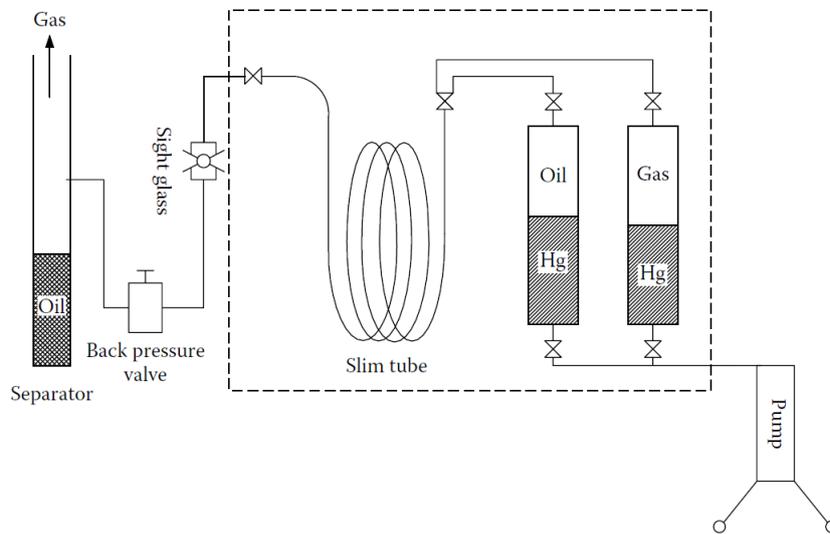


Figura 4.13: Representación esquemática de un sistema de análisis por miscibilidad.²⁵

El proceso del experimento se describe a continuación:

Un tubo delgado es alimentado por dos contenedores, uno que contiene el aceite y uno que contiene el gas . Los dos contenedores son operados por la misma bomba. Primero se satura el tubo con aceite, y se toma registro del volumen de aceite que es alimentado al tubo. También se toma registro de la temperatura y la presión del sistema y se mantienen constantes. Después el gas es forzado a través del tubo con el propósito de desplazar el aceite. El fluido producido puede ser observado a través del vidrio especializado para mirar (sight glass).

Se usa un separador flash para determinar las cantidades de gas y aceite producido. La recuperación se define como la relación entre el volumen de aceite producido y el volumen alimentado al tubo. Si la recuperación es al menos 90 %, se dice que el aceite y el gas son miscibles, esta secuencia se repite a muchas otras presiones, y la recuperación se registra para cada presión. La menor presión a la cual la recuperación es del 90 % se define como la presión de mínima miscibilidad del sistema gas – aceite actual.

4.2.3. Experimento de contactos múltiples.²⁵

Cuando se le inyecta gas a un yacimiento de aceite bajo saturado, el gas puede disolverse en el aceite o hacer que el fluido del yacimiento se divida en dos fases equilibradas, gas y aceite. Un experimento de contactos múltiples puede simular este proceso. La celda inicialmente contiene una cantidad conocida de aceite del yacimiento. Posteriormente se le agrega una cantidad específica de gas, a presión y temperatura constante.

El experimento puede ser llevado a cabo de manera directa o inversa.

Para el experimento de forma directa, se simulan las condiciones en el frente de inyección, en el cual el gas y el aceite del yacimiento son contactados a la presión y a la temperatura del mismo. El gas equilibrado en cada contacto es usado en el próximo contacto con el aceite original del yacimiento, simulando el avance del gas dentro del yacimiento (figura 4.14)

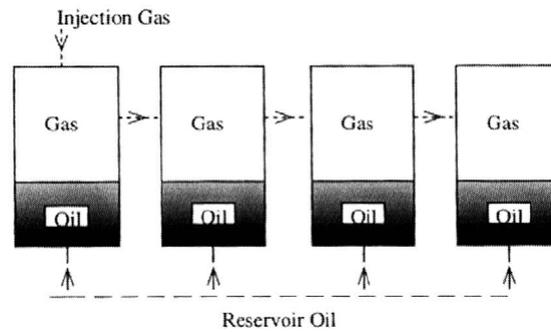


Figura 4.14: Experimento directo de contactos múltiples.⁷

El volumen, densidad y composición de las fases equilibradas es medido en cada contacto. El procedimiento ya descrito continuará hasta que el gas de inyección se vuelve miscible con el aceite original, o llega al el equilibrio con él.

Para el experimento de contactos múltiples de forma inversa, se simula la cola de la zona de inyección, la cual es, el proceso que sucede en el punto de inyección. Es similar al experimento directo, pero se usa el aceite equilibrado en cada contacto en el siguiente contacto con gas de inyección fresco (figura 4.15).

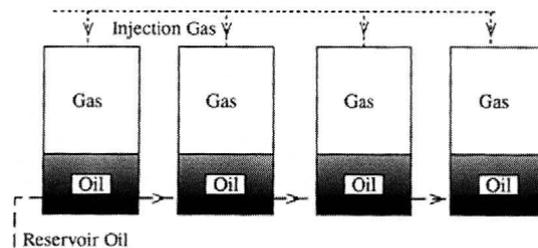


Figura 4.15: Experimento inverso de contactos múltiples.⁷

El propósito del experimento de contactos múltiples es desarrollar un entendimiento del equilibrio de fases en la cercanía de un pozo de inyección de gas.

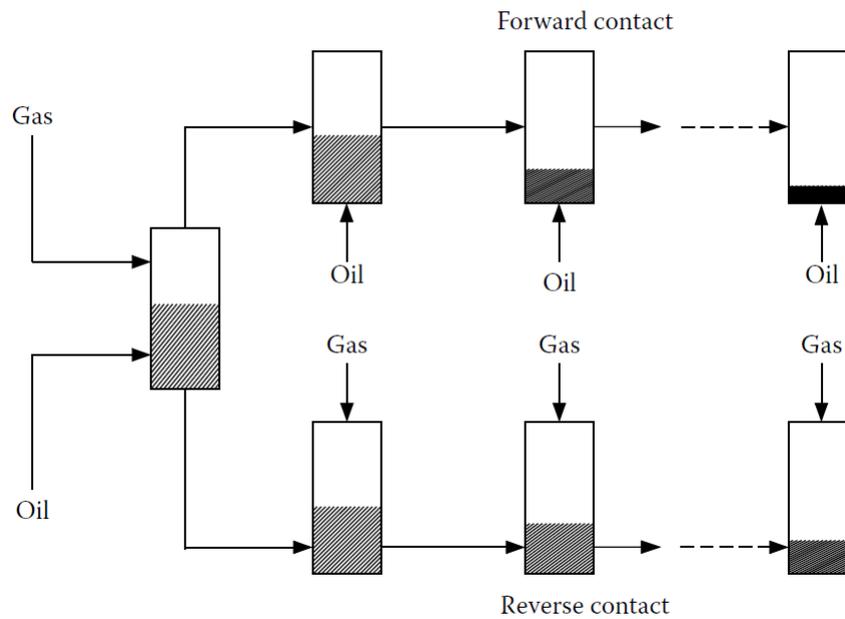


Figura 4.16: ilustración esquemática de un experimento de contactos múltiples.²⁵

En un proceso directo, después de haber intercambiado componentes con el aceite cercano al pozo de inyección, el gas de inyección será desplazado por el gas de inyección fresco lejos del pozo de inyección, el cual hace contacto con el aceite fresco.

En un proceso inverso, el aceite es contactado múltiples veces por el gas de inyección fresco.

Resultados de un experimento de contactos múltiples realizado a una mezcla de aceite	
Relación de mezclado	Cantidad de gas por cantidad de aceite. Cada etapa puede tener su propia relación de mezclado
Relación gas- aceite	Volumen de gas en equilibrio @cs por volumen de aceite en equilibrio @cs.
B_o	Factor de volumen de formación
Presión de saturación	Presión de saturación de la mezcla total después de la inyección de gas
Gravedad del gas	Peso molecular del gas dividido entre el peso molecular del aire a condiciones atmosféricas
Volumen hinchado	Volumen de la fase de aceite de la etapa actual por volumen de aceite original en la etapa uno. El volumen hinchado debe ser menor que 1
Composiciones de las fases	Composiciones del gas y el aceite a cada etapa de equilibrio

Tabla 4.4: Resultados de un experimento de contactos múltiples realizado a una mezcla de aceite.²⁵

4.2.4. Experimento del aparato generador de la burbuja ascendente.¹

Esta técnica se emplea para estimar rápidamente la miscibilidad entre el aceite y el gas. En este método, la miscibilidad se determina a partir de observaciones visuales de cambios en la forma y apariencia de burbujas de gas inyectado mientras se elevan a través de una celda transparente, que se encuentra a altas temperaturas y está llena de el aceite crudo del yacimiento. Se hacen una serie de pruebas a diferentes presiones o bien a diferentes composiciones del gas inyectado, y la forma de la burbuja se monitorea continuamente para determinar la miscibilidad.

Este análisis es de una naturaleza cualitativa, debido a que la miscibilidad se infiere a partir de observaciones visuales, por lo tanto, la subjetividad estará asociada con la interpretación de la miscibilidad de esta técnica.

La técnica consiste en introducir una pequeña burbuja de gas al fondo de una columna de aceite a través de una fase acuosa, esta fase acuosa actúa como separación entre la fase gaseosa y el aceite hasta que la burbuja suba a la fase del aceite. La burbuja de gas hace contacto con el aceite a través de su camino, cuya trayectoria es vertical. Este evento tiene dos resultados posibles los cuales dependen de la presión de la prueba: la burbuja de gas alcance el equilibrio con el aceite, o alcanza la miscibilidad.

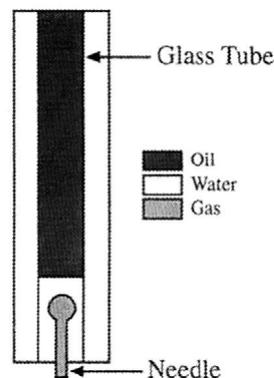


Figura 4.17: Aparato para conducir una prueba de la burbuja ascendente.²³

A presiones que están muy debajo de la MMP (mínimo punto de miscibilidad) , la burbuja retiene su forma esférica casi en su totalidad, pero su tamaño se reduce mientras el gas es parcialmente disuelto en el aceite. A la presión mínima de miscibilidad, o un poco encima de ella, la burbuja muestra una pequeña cola con la interfaz gas- aceite desvaneciéndose en la base de la burbuja. A presiones más altas que la MMP, la burbuja se dispersa rápidamente y desaparece en el aceite. Una burbuja que no logra la miscibilidad, también desaparecerá dentro de un aceite no saturado, pero no se dispersará.

Entonces, los resultados obtenidos a partir de esta prueba son arbitrarios de alguna manera, sin embargo, esta prueba es rápida y requiere menos de dos horas para determinar la miscibilidad. Este método también es más barato y requiere menores cantidades de fluido, comparado con otros métodos.

Algunas de las desventajas de este método son:

La subjetividad de las interpretaciones a partir de observaciones visuales, la falta de información cuantitativa que de soporte a los resultados y la arbitrariedad asociada con la interpretación de la miscibilidad de esta técnica.

4.2.5. Experiments de viscosidad.

4.2.5.1. Viscosímetro de bola.²⁵

El propósito de un experimento de viscosidad es medir la viscosidad del aceite a temperatura constante, típicamente la temperatura del yacimiento, mediante decrementos de presión. Estas mediciones se logran mediante un viscosímetro de bola, donde la viscosidad está relacionada al tiempo que le toma a la bola, de cierto peso y diámetro, en caer desde la cima hasta la base de una celda llena con el aceite de interés. Las viscosidades del gas también se reportan junto con las de la viscosidad del aceite, pero lo más frecuente es que hayan sido obtenidas mediante una correlación PVT.

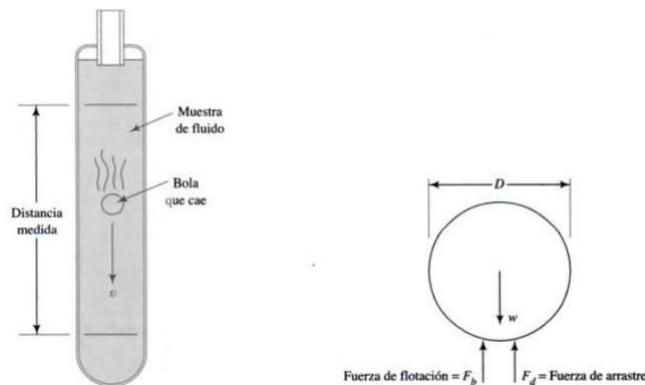


Figura 4.18: Viscosímetro de bola cayendo.²¹

4.2.5.2. Viscosímetro capilar.

La forma más utilizada y confiable de determinar la viscosidad actualmente, es mediante la utilización de un viscosímetro capilar, debido a su practicidad y precisión. El procedimiento para el cálculo de la viscosidad del aceite con un viscosímetro capilar se basa en el principio de la caída de presión de dimensiones conocidas y que está correlacionado con la tasa de flujo desplazado (fig 4.19)

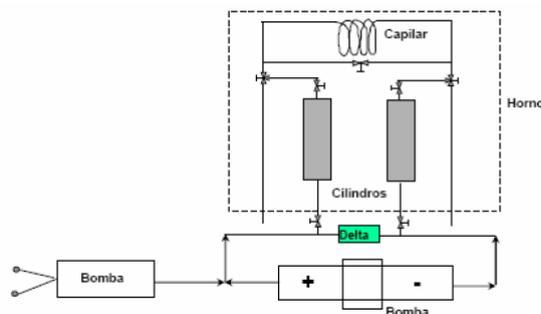


Figura 4.19: Diagrama esquemático. Determinación de la viscosidad capilar.

Cuando la muestra se encuentra en equilibrio y en una sola fase a condiciones de yacimiento, se desplaza la muestra de un cilindro al otro pasando por el coil (conductor), por medio de una bomba de flujo controlado.

Una vez que se corre la muestra por el viscosímetro capilar, se registra la caída de presión, y se calcula la viscosidad del aceite a partir de las constantes del capilar y de la tasa de flujo, utilizando la siguiente ecuación:

$$\mu[C_p] = \frac{D^2 \Delta P}{32LV} \quad (4.26)$$

Donde:

D = Diámetro de la rosca.

L = Longitud de la rosca.

ΔP = Diferencial de presión.

V = Velocidad del flujo.

4.3. Revisión de las variables PVT representativas de acuerdo al tipo de fluido.⁸

Se revisan las variables PVT representativas para tener la seguridad de su consistencia de acuerdo al tipo de fluido. Se requiere de gráficos y tablas que permitan observar las tendencias de los parámetros volumétricos y compararlas con valores “tipo”.

4.3.1. Muestras de aceite negro.

a) Para el fluido a las condiciones de yacimiento:

- Presión de saturación. La presión de saturación en aceites negros normalmente es una presión baja, menor a los 100 kg/cm^2 .
- Factor de volumen del aceite a la presión de saturación. El máximo valor esperado es de 1.6 m^3/m^3 .
- Se revisa la gráfica del factor de volumen del aceite contra la presión. Se verifica que la curva en la región saturada no presente una doble tendencia. Fig 4.20.

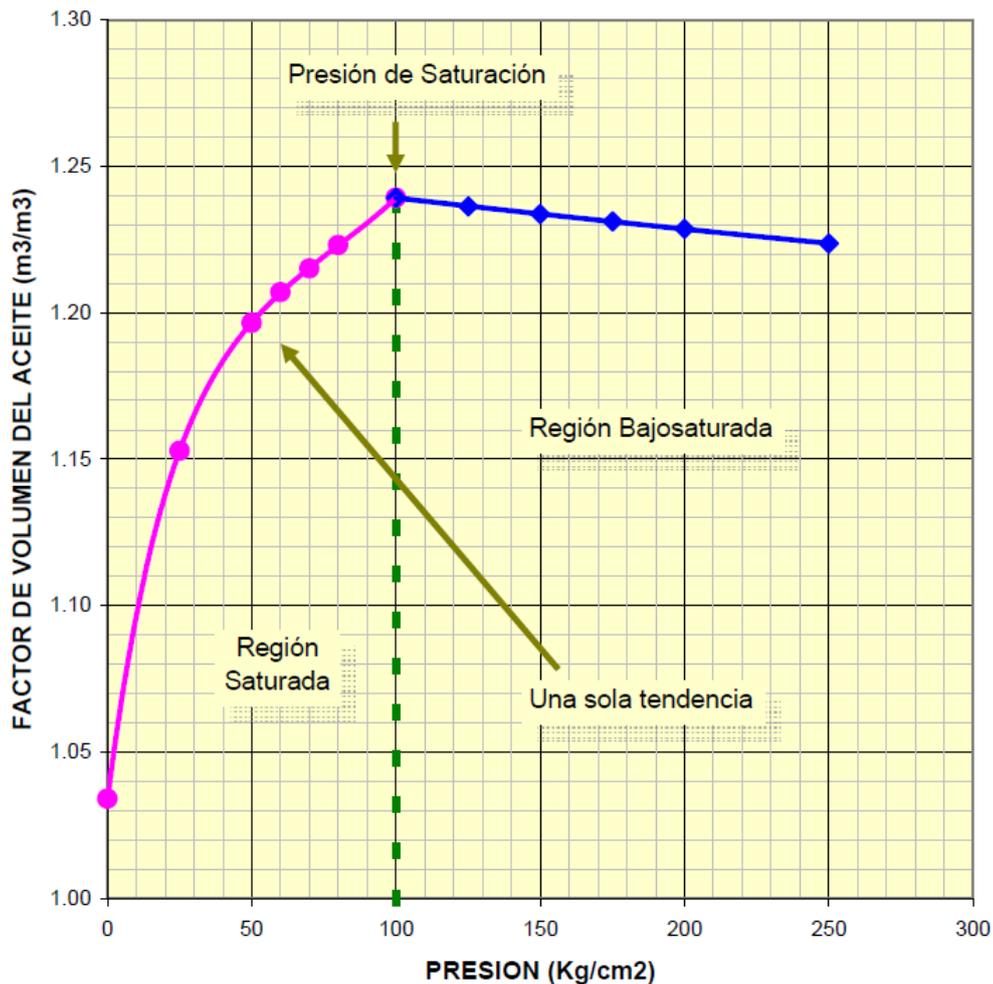


Figura 4.20: Variación del factor de volumen del aceite con respecto a la presión de un aceite negro.⁸

- Relación de solubilidad a la presión de saturación. El máximo valor esperado es de $200 \text{ m}^3/\text{m}^3$.
- Se revisa la gráfica de la relación de solubilidad del aceite contra la presión. Se verifica que la curva en la región saturada no presente una doble tendencia. Fig. 4.21.

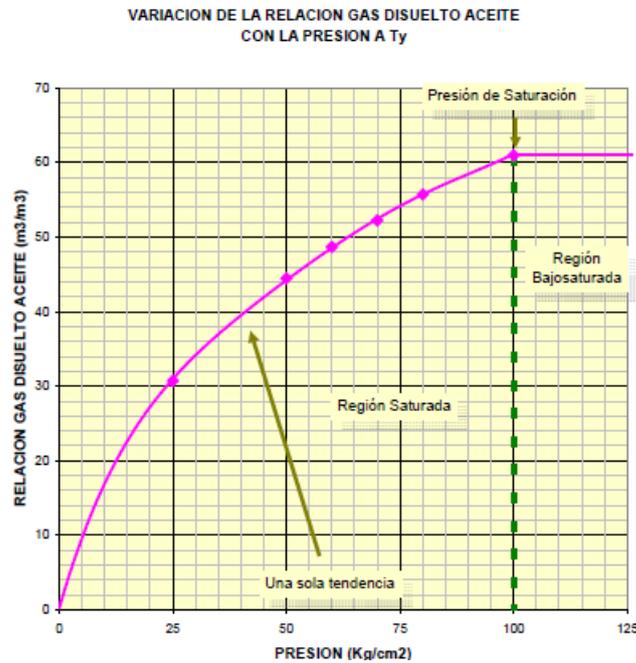


Figura 4.21: Variación de solubilidad del aceite con respecto a la presión en un aceite negro.⁸

- Densidad del aceite a la presión de saturación. El valor mínimo esperado es de $0.75 \text{ g}/\text{cm}^3$.
- Se revisa la gráfica de la densidad del aceite contra la presión. Se verifica que la curva en la región saturada no presente una doble tendencia. Fig.4.22.

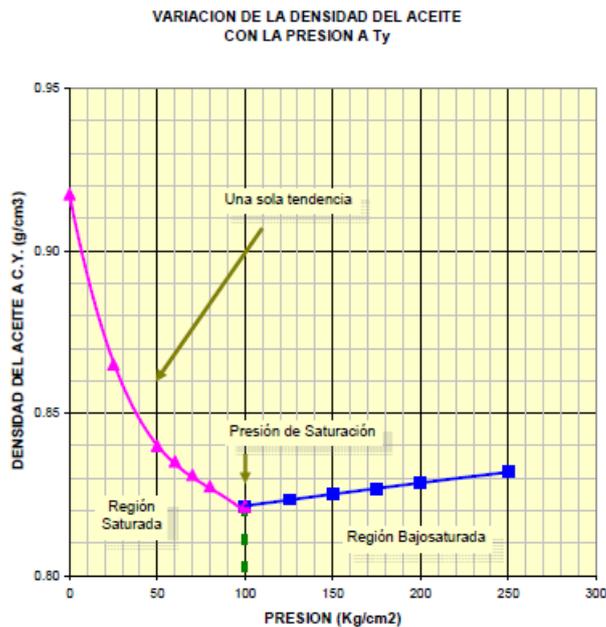


Figura 4.22: Variación de la densidad del aceite con respecto a la presión.⁸

b) Para el fluido a las condiciones estándar.

- Densidad del aceite residual. El valor mínimo esperado es de 0.88 g/cm^3 .
- Viscosidad del aceite residual. Los valores son generalmente altos, se han detectado componentes asfaltenos en las mezclas de hidrocarburo, lo que dificulta establecer rangos en esta propiedad.
- El valor de RGA debe ser menor a la relación de solubilidad a la presión de saturación (valor mínimo esperado de $200 \text{ m}^3/\text{m}^3$). Puesto que no pueden ser iguales porque se obtienen a través de dos procesos diferentes, la RGA es menor porque es mayor la eficiencia de separación en la prueba de separación diferencial.

4.3.2. Muestras de aceite volátil.

a) Para el fluido a las condiciones de yacimiento.

- Presión de saturación. La presión de saturación en aceites ligeros, normalmente, es una presión mayor a los 100 kg/cm^2 .
- Factor de volumen del aceite a la presión de saturación. El mínimo valor esperado es de $1.6 \text{ m}^3/\text{m}^3$.
- Se revisa la gráfica del factor de volumen del aceite contra la presión. Se verifica que la curva en la región saturada presente una doble tendencia.

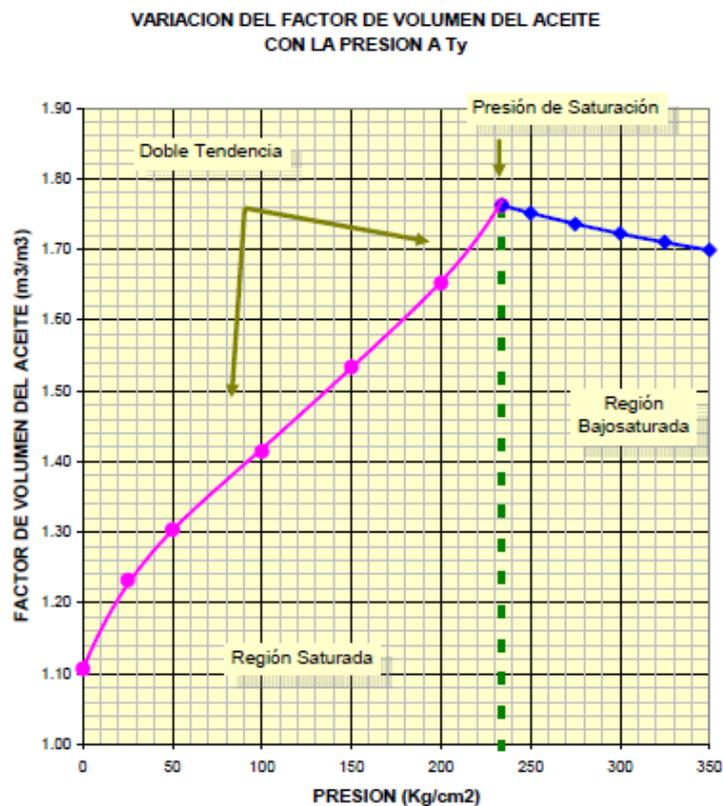


Figura 4.23: Variación del factor de volumen del aceite con respecto a la presión en un aceite volátil.⁸

- Relación de solubilidad a la presión de saturación. El mínimo valor esperado es de $200 \text{ m}^3/\text{m}^3$.
- Se revisa la gráfica de la relación de solubilidad del aceite contra la presión. Se verifica que la curva en la región saturada presente una doble tendencia.

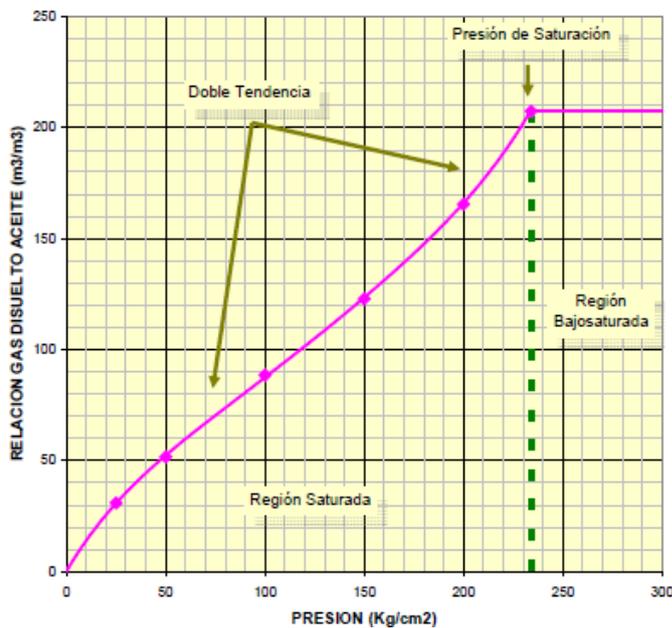


Figura 4.24: Variación de la relación de solubilidad del aceite respecto a la presión en un aceite volátil.⁸

- Densidad del aceite a la presión de saturación. El valor máximo esperado es de $0.75 \text{ g}/\text{cm}^3$.
- Se revisa la gráfica de la densidad del aceite contra la presión. Se verifica que la curva en la región saturada presente una doble tendencia.

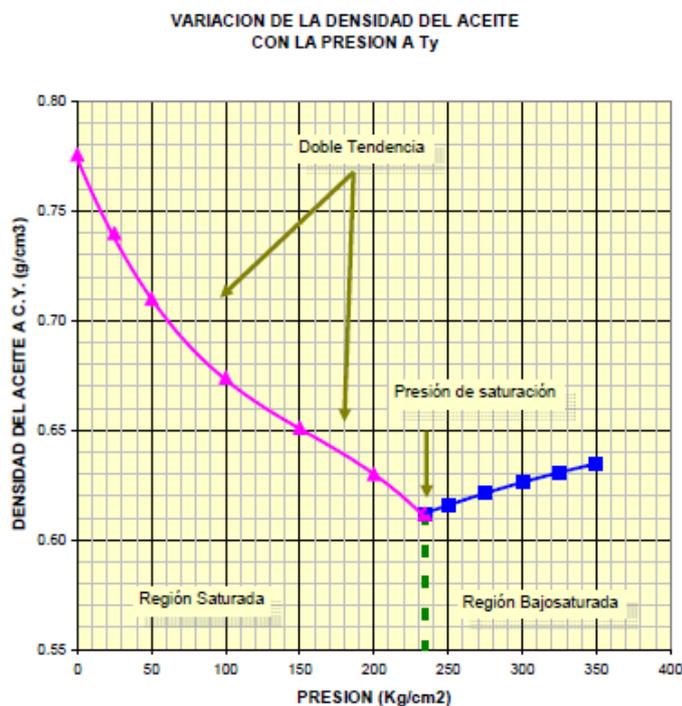


Figura 4.25: Variación de la densidad del aceite respecto a la presión en un aceite volátil.⁸

b) Para el fluido a las condiciones estándar.

- Densidad del aceite residual. El valor debe encontrarse entre 0.75 g/cm^3 y 0.85 g/cm^3 .
- Viscosidad del aceite residual. El valor normalmente, es menor a 10 cp, sin que esto sea determinante.
- Relación gas-aceite en la prueba de separación en etapas. El valor de la RGA debe ser menor a la relación de solubilidad a la presión de saturación (mínimo valor esperado de $200 \text{ m}^3/\text{m}^3$).

4.3.3. Muestras de gas y condensado.

Igual que las demás muestras se efectúa una comparación con los valores de tablas y gráficas.

a) Para el fluido a las condiciones de yacimiento.

- Presión de saturación. (punto de rocío). La presión de saturación normalmente, es superior a 250 kg/cm^2 .
- Factor de volumen del gas a la presión de saturación. El máximo valor esperado es de $5 \times 10^{-3} \text{ m}^3/\text{m}^3$.
- Condensado máximo retrogrado. El valor máximo esperado es de 50 %.

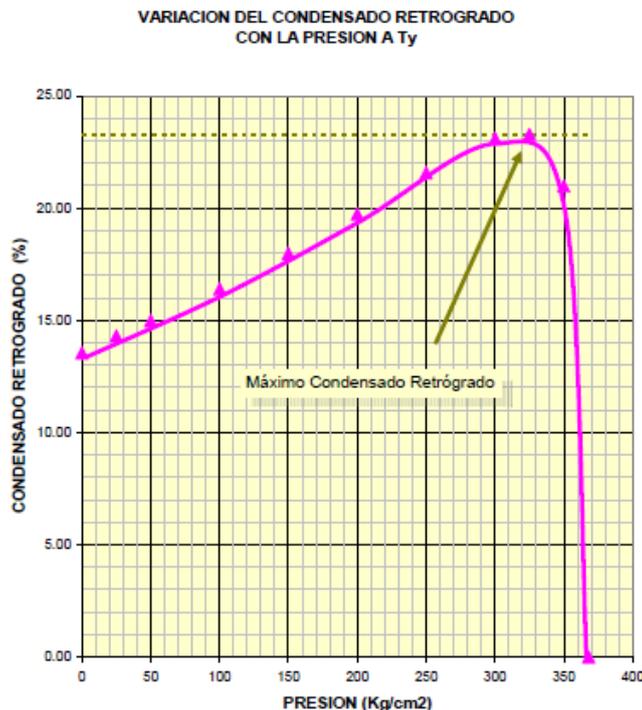


Figura 4.26: Variación del condensado retrogrado con respecto a la presión en un gas y condensado.⁸

b) Para el fluido a las condiciones estándar.

- Densidad del condensado residual. El valor debe encontrarse entre 0.75 g/cm^3 y 0.82 g/cm^3 .
- Relación gas-aceite en la prueba de separación en etapas. El valor debe encontrarse entre $500 \text{ m}^3/\text{m}^3$ y $10,000 \text{ m}^3/\text{m}^3$.

4.3.4. Muestras de gas húmedo.

a) Para el fluido a las condiciones de yacimiento

- Presión de saturación. (punto de rocío). La presión de saturación normalmente, es superior a 250 kg/cm^2 .
- Factor de volumen del gas a la presión de saturación. El máximo valor esperado es de $5 \times 10^{-3} \text{ m}^3/\text{m}^3$.
- Condensado máximo retrógrado. El valor máximo esperado es de 20 %.

b) Para el fluido a las condiciones estándar.

- Densidad del condensado residual. El valor debe encontrarse entre 0.75 g/cm^3 y 0.80 g/cm^3 .
- Relación gas-aceite en la prueba de separación en etapas. El valor mínimo esperado es de $10,000 \text{ m}^3/\text{m}^3$.

4.3.5. Muestras de gas seco.

a) Para el fluido a las condiciones de yacimiento.

- Factor de volumen del gas. El máximo valor esperado es de $0.01 \text{ m}^3/\text{m}^3$.
- Densidad del gas. El máximo valor esperado es de 0.1 g/cm^3 .

4.4. Métodos de validación PVT

Es muy importante asegurarse de la calidad de las pruebas PVT, para asegurar que todo el esfuerzo empleado en el muestreo y análisis PVT no sea en vano, por eso en este aparatado se mencionarán las formas más conocidas para validar datos obtenidos en el laboratorio.

4.4.1. Prueba de densidad.

Esta prueba de validación se realiza luego de tener los resultados de las pruebas de liberación diferencial y la del separador. Se debe cumplir que la densidad del aceite saturado con gas a la presión de burbujeo de la prueba diferencial sea igual a la calculada a partir de los datos de las pruebas del separador. Se considera válida si el porcentaje de error o desviación no excede un 5 %.

$$\rho_o = \frac{(\text{Masa de aceite en el tanque} + \text{Masa de gas del separador} + \text{Masa de gas del tanque})}{\text{unidad de volumen de aceite a } P_b \text{ y } T.}$$

En donde:

$$m_o = \gamma_o \cdot \rho_w \left(\frac{\text{lb}}{\text{STB}} \right) \cdot \frac{1}{B_{ofb}} \left(\frac{\text{STB}}{\text{bl}} \right) = \frac{\gamma_o \cdot \rho_w}{B_{ofb}}, \text{lb/STB} \quad (4.27)$$

$$m_{g_{sep}} = R_{s_{sep}} \left(\frac{SCF}{STB} \right) \cdot \frac{1}{B_{ofb}} \left(\frac{STB}{SCF} \right) \gamma_{g_{sep}} \cdot \rho_o, \frac{lb}{SCF} \quad (4.28)$$

$$= 0,0763277 \cdot \left(\frac{(\gamma_g \cdot R_s)_{sep}}{B_{ofb}} \right), lb/STB \quad (4.29)$$

$$m_{g_{tan}} = 0,0763277 \cdot \left(\frac{(\gamma_g \cdot R_s)_{tan}}{B_{ofb}} \right), lb/STB \quad (4.30)$$

Recordando que:

$$\gamma_o = \left(\frac{141.5}{131.5 + API} \right) \quad (4.31)$$

Entonces se tiene:

$$\rho_{ofb} = \frac{\gamma_o \cdot \rho_w}{B_{ofb}} + \frac{0.0763277}{B_{ofb}} \cdot ((\gamma_g \cdot R_s)_{sep} + (\gamma_g \cdot R_s)_{tan}), lb/STB \quad (4.32)$$

Para varias etapas de separación:

$$\rho_{ofb} = \frac{\gamma_o \cdot \rho_w}{B_{ofb}} + \frac{0.0763277}{B_{ofb}} \cdot ((\gamma_g \cdot R_s)_{sep1} + (\gamma_g \cdot R_s)_{sep2} + \dots (\gamma_g \cdot R_s)_{sepn}) \quad (4.33)$$

Donde:

ρ_{ofb} =Densidad del aceite saturado a P_b y T de la prueba de lib. Dif., (gr/cc).

ρ_g =Densidad recombinada a partir de las pruebas de separadores, (gr/cc).

γ_o =Gravedad especifica del aceite de tanque (agua =1)

γ_g =Gravedad especifica del gas separado (aire =1)

ρ_w =Densidad del agua . lb/STB

R_s =Relación de solubilidad, ($ft^3 std/STB$)

B_{ofb} =Factor de volumen del aceite en la prueba del separador @Pb/STB (bl/STB)

m_o =Masa de aceite.

$m_{g_{sep}}$ =Masa de gas en el separador.

$m_{g_{tan}}$ =Masa de gas en el tanque.

4.4.2. Función Y.

La función Y está dada por:

$$Y = \frac{(P_b - P)}{P \cdot \left(\frac{V}{V_b} \right) - 1} \quad (4.34)$$

Donde:

P_b = presión de burbuja, psia

P =presión inferior a P_b , psia

V = Volumen a presión inferior a P_b , cm^3

$(V - b)$ = Volumen a P_b , cm^3

Siendo $V/V_b =$ Volumen relativo.

Los sistemas compuestos básicamente por hidrocarburos muestran una relación lineal de Y contra la presión. Si el crudo presenta alto contenido de componentes no hidrocarburos, la función Y se aleja del comportamiento lineal. El comportamiento de la función Y cerca del punto de burbujeo permite conocer si la presión de burbuja en el laboratorio ha sido sobre o subestimada en relación a la presión de burbuja real del yacimiento.

Si la presión de burbuja medida es superior a la real, los puntos de la función Y cerca de la presión de burbuja se alejan por encima de la recta. En cambio, si la presión de burbuja medida es inferior a la real, los puntos cerca de P_b se alejan por debajo de la línea recta. La función Y sirve para suavizar la gráfica y para corregir los valores de los volúmenes relativos.

4.4.3. Prueba de balance de materiales.

Esta prueba consiste en revisar si el R_s hallado experimentalmente en la prueba de liberación diferencial es igual al R_s calculado haciendo un balance de materia. Para que la prueba tenga validez, estos valores no deben diferir en más de un 5%. Para hacer un balance de materia se toma como base un litro de aceite residual a condiciones estándar (60°F y 14.7 psi).

Masa de aceite= $m_o=(\gamma_o \cdot \rho_w), g/cm^3 \cdot 1000cm^3$

Masa de gas en solución= $m_{gi} = 0$

Volumen de gas en solución= $V_{gi} = 0$

Relación gas-aceite en solución= $R_{si} = 0$

A 14.7 psia y T (temperatura de la prueba):

Masa de aceite= $m_{o2} = m_{o1}$ (no varía)

La masa y volumen de gas en solución y la relación gas aceite en solución sigue siendo cero.

A la presión inicial y T :

Masa de aceite= $m_{oi} = \rho_{odl} \cdot B_{odl} \cdot 1.000, [g]$

Subíndices:

d =diferencial

i =nivel de presión i .

El incremento de la masa de gas en solución entre las presiones P_i y P_{i-1} está dado por:

$$m_{gi} = m_{oi} - m_{oi-1} \quad (4.35)$$

El volumen de gas que le corresponde a m_{gi} se define a continuación:

$$V_{gi} = \frac{379.4}{28.96 \cdot 454.7} \cdot \frac{m_{gi}}{\gamma_{gdl-1}} [ft^3] \quad (4.36)$$

$$= 0.02881 \cdot \frac{m_{gi}}{\gamma_{gdl-1}}, [ft^3] \quad (4.37)$$

Y en donde la relación gas-aceite en solución a P_i es igual a:

$$R_{sdl} = R_{sdl-1} + 159 \cdot V_{gi} \cdot \frac{ft^3}{STB} \quad (4.38)$$

4.4.4. Recombinación matemática.

En esta prueba se recombina matemáticamente por medio de un balance molar las muestras de gas y líquido tomadas en el separador a una P y T . Se calculan los moles de gas (N_g), moles de gas condensado (N_{gc}) y moles de líquido para cada etapa de agotamiento.

Se calcula la densidad del líquido en el separador por Standing y Katz y con estos valores se procede a calcular los Z_i que luego se comparan con los Z_i experimentales y se calcula un porcentaje de error para cada componente. Cuando el porcentaje de error es menor a 2% para el metano y menor al 5% para el C_{7+} se concluye que el PVT es consistente.

4.4.5. Balance Molar.

Consiste en determinar las fracciones molares del condensado retrógrado (X_i) haciendo un balance molar de fluido en las diferentes etapas de agotamiento de la prueba CVD. El balance se puede hacer en forma directa desde la presión de rocío hasta la presión de abandono de la prueba o inverso (backwards) desde la presión de abandono a la de rocío. En ambos casos la prueba consiste en revisar que se cumpla $X_i > 0$.

En la prueba CVD, el fluido analizado se expande a una presión P_1 ($< P_{roc}$) y luego se retira un volumen de gas (ΔV_1) hasta alcanzar nuevamente el volumen inicial. Debido a la disminución de presión por debajo de la presión de rocío se genera un volumen de líquido retrógrado. La composición del líquido retrógrado se determina haciendo un balance de masa global entre las presiones P_{k-1} y P_k .

Se realiza el balance molar por componente para calcular los valores de X_i y posteriormente se calculan los valores K_i . El método inverso consiste en calcular la composición de la mezcla re combinada (a $P_{rocío}$) partiendo de las composiciones de gas y líquido en equilibrio a la última presión de la prueba CVD. Los porcentajes de diferencia entre las composiciones calculada y experimental para cada uno de los componentes debe estar en el rango de $\pm 5\%$.

Los cálculos se inician conociendo los volúmenes y composiciones del gas y líquido (retrógrado) a la menor presión de la prueba CVD. Se hace un balance molar por componente entre la presión P_1 (última) y P_2 (penúltima) teniendo en cuenta el gas retirado para agotar la presión de P_2 a P_1 . Luego se hace un

balance molar por componente. De acuerdo al procedimiento explicado, para aplicar este procedimiento se requiere que la prueba CVD reporte la composición del líquido retrogrado a la menor presión de la misma.

4.4.6. Criterio de Hoffman, Crump y Hoccott¹³

Hoffman y colaboradores propusieron un método para correlacionar valores de K_i de mezclas de hidrocarburos que han tenido gran uso en la validación de pruebas PVT. Consiste en graficar, $\log(K_i \cdot P)$ vs. F_i .

En donde:

$$F_i = \alpha' \left(\frac{1}{T_b} - \frac{1}{T_c} \right)$$

A una presión dada los puntos $(\log(K_i \cdot P), F_i)$ correspondientes a varios componentes deben alinearse a través de una recta. Así, al aplicar este criterio a la prueba CVD se debe obtener un número de rectas igual al número de presiones de los agotamientos y al aplicarlo al separador se obtiene una sola. Dispersión de los puntos muestra malas mediciones y/o deficiencias en el equilibrio termodinámico entre las fases (por ejemplo, no se permitió el tiempo suficiente para que ocurriera equilibrio en los diferentes agotamientos de presión). Alta dispersión de los puntos muestra inconsistencia de los resultados. Ecuaciones del criterio de Hoffmann:

$$\log(KP) = \eta' + \beta'[\alpha'(1/T_b - 1/T)] \quad (4.39)$$

$$\eta' = -0.96 + 6.53 \cdot 10^{-2}P + 3.16 \cdot 10^{-3}P^2 \quad (4.40)$$

$$\beta' = 0.890 - 2.46 \cdot 10^{-2}P - 7.36 \cdot 10^{-4}P^2 \quad (4.41)$$

Donde la presión esta en Mpa, y T_b (punto de ebullición) en °K. α' es la pendiente de la línea recta que conecta el punto crítico y el punto de ebullición a la presión atmosférica.

$$\alpha' = [\log(P_c/P_a)]/[1/T_b - 1/T_c] \quad (4.42)$$

Al graficar $K \cdot P$ vs α' , $(1/T_b - 1/T)$ para los componentes de un sistema a una presión resulta a menudo en una línea recta para las fracciones intermedias y pesadas.

4.4.7. Método de Bashbush.²

Consiste en efectuar un balance de materia (molar), para cuantificar las moles de gas extraídos, en la celda, y de líquido en cada etapa del experimento CVD. Con lo que es posible calcular los valores de las constantes de equilibrio (K), a diferentes presiones.

La información utilizada para el método es la siguiente:

- Composición inicial del fluido.
- Composición del fluido producido para cada etapa de presión
- Factor de desviación “Z” del gas
- Cantidad de gas desplazado (%Mol) en cada etapa
- Volumen en la fase líquida en la celda PVT

El procedimiento es aplicado para gas y condensado y para aceite volátil, para aceite volátil es necesario conocer el peso molecular, del fluido original y la densidad a la presión de saturación. Las curvas graficadas para cada componente no deben cruzarse entre sí, deben acomodarse en orden ascendente al peso molecular de cada componente y mostrar una tendencia suave.

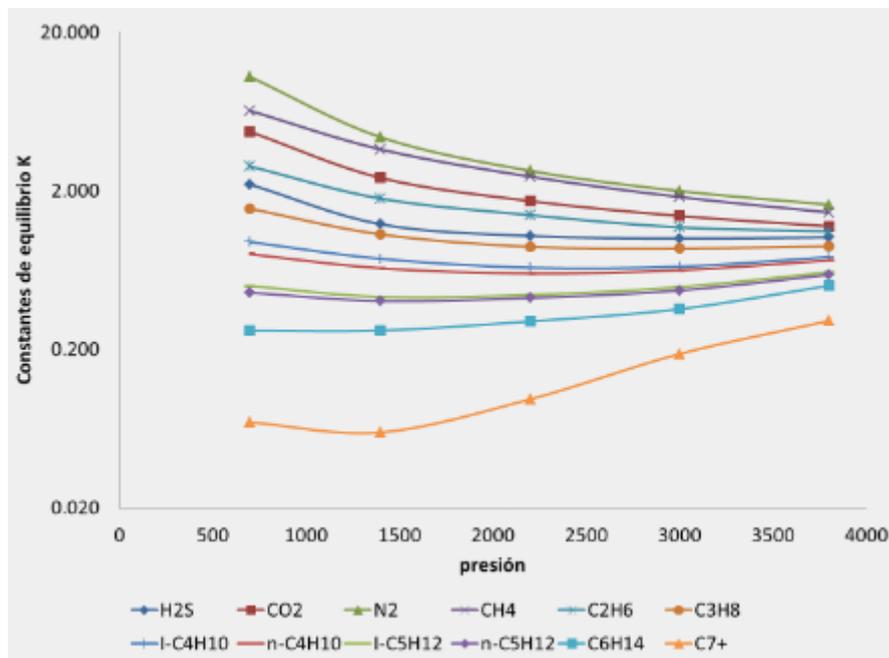


Figura 4.27: Ejemplo de validación con el método Bashbush.

Simulación PVT

5.1. Ecuaciones de estado¹

Una ecuación de estado es una expresión analítica que relaciona la presión, p , a la temperatura, T , y el volumen, V . Para determinar los comportamientos volumétricos y de fase de los fluidos en un yacimiento petrolero, así como predecir el desempeño de las instalaciones superficiales, es necesaria una descripción apropiada de las relaciones PVT para los hidrocarburos reales. Estas relaciones pueden ser descritas mediante ecuaciones de estado. En general, la mayoría de las ecuaciones de estado requieren sólo las propiedades críticas y el factor acéntrico de los componentes individuales.

La principal ventaja de usar ecuaciones de estado es que la misma ecuación puede ser utilizada para modelar el comportamiento de todas las fases, y de esta manera se va a asegurar una consistencia cuando se hagan los cálculos de equilibrio de fase. La ecuación de estado más conocida, y la más simple, es la ecuación de los gases ideales, expresada matemáticamente por:

$$p = \frac{RT}{V} \quad (5.1)$$

En donde:

V = volumen del gas, ft^3 por un mol de gas, $\frac{\text{ft}^3}{\text{mol}}$

Esta relación PVT se usa para describir el comportamiento volumétrico sólo para gases hidrocarburos reales a presiones cercanas a la presión atmosférica. Las grandes limitaciones para aplicar esta ecuación, han desencadenado numerosos intentos de desarrollar una ecuación de estado más adecuada para describir el comportamiento de fluidos reales a rangos extendidos de presiones y temperaturas.

La mayor parte de los cálculos PVT hechos para el crudo y el gas están basados en una ecuación de estado. Este tipo de ecuaciones data de hace más de cien años debido a la famosa ecuación de van der Waals, (van der Waals, 1873). Las ecuaciones de estado que más se usan en la industria petrolera hoy en día son bastante similares a la ecuación de van der Waals, pero le tomó casi un siglo a la industria petrolera aceptar este tipo de ecuaciones como una herramienta válida.

La primera ecuación de estado en obtener difusión y uso fue la que presentaron Redlich y Kwong en 1949. Soave (1972) , Peng y Robinson (1976 y 1978) más adelante desarrollaron esta ecuación en los setentas. En 1982 Peneloux presentó un concepto de cambio de volumen con el propósito de mejorar las predicciones de la densidad del líquido. El incremento del uso de ecuaciones de estado que se ha visto durante los últimos 30 años se ha debido principalmente a la disponibilidad de procesamiento informático que ha hecho posible, en segundos, realizar millones de cálculos para equilibrios de fase multicomponentes y propiedades físicas.

5.2. Ecuación de estado cúbica de cinco términos.¹²

Todos los cálculos realizados usando una ecuación de estado generalizada, con la selección de los parámetros adecuados, puede ser aplicada para representar cualquiera de las cuatro ecuaciones de estado más empleadas en la industria petrolera.

5.2.1. Para sistemas multicomponentes:

Consideramos una mezcla compuesta de N_c especies de hidrocarburos y no hidrocarburos. Definimos a_i y b_i como se muestra:

$$a_i = \Omega_{a,i} \frac{R^2 T_{c,i}^n}{p_{c,i}} \quad i = 1, 2, \dots, N_{c,i} \quad (5.2)$$

$$b_i = \Omega_{b,i} \frac{RT_{c,i}}{p_{c,i}} \quad i = 1, 2, \dots, N_{c,i} \quad (5.3)$$

En donde:

$T_{c,i}$, $p_{c,i}$, $\omega_{a,i}$ y $\omega_{b,i}$, son respectivamente la temperatura crítica, la presión crítica y los coeficientes de van der Waals para el componente i .

En la ecuación 5.2, $n = 2$ para las EOS's de SW, PR y SRK, y $n = 2.5$ para las EOS's de RK y ZJRK.

Los parámetros de la mezcla a_m y b_m para la fase m se redefinen como se muestra:

$$a_m = \sum_{i=1}^{N_c} \sum_{j=1}^{N_c} x_{i,m} x_{j,m} (1 - k_{i,j}) \sqrt{(a_i \alpha_i)(a_j \alpha_j)} \quad (5.4)$$

$$b_m = \sum_{i=1}^{N_c} x_{i,m} b_i \quad (5.5)$$

En la ecuación 5.4, $a_{i,j}$ se determina de la siguiente manera:

$$a_{i,j} = (1 - k_{i,j}) \sqrt{(a_i \alpha_i)(a_j \alpha_j)} \quad (5.6)$$

Para las ecuaciones RK y ZJRK, $\alpha_i = 1$ para $1 \leq i \leq N_c$

En la ecuación 5.4, $k_{i,j}$ representa el parámetro de interacción binario que es específico de mezclas binarias de componentes i y j , en todos los casos $k_{i,j} = 0$, excepto para la EOS de RK en las condiciones que no

cumplan $1 \leq i, j, \leq N_c$. $x_{j,m}$ y $x_{i,m}$ representan la fracción molar del componente i en la fase m ($m = L$ para líquido y $m = V$ para vapor).

5.2.2. Ecuación de estado cúbica de cinco términos.

A continuación se presenta la EOS cúbica de cinco términos:

$$Z_m^3 - (B_m + 1 - UB_m)Z_m^2 + (A_m - UB_m - UB_m^2)Z_m - (A_mB_m + WB_m^2 + WB_m^3) = 0 \quad (5.7)$$

Donde:

$$A_m = \frac{a_m P}{R^2 T^n} \quad (5.8)$$

$$B_m = \frac{b_m P}{RT} \quad (5.9)$$

En donde U y W son parámetros cuyos valores dependen de la EOS seleccionada.

Para los demás parámetros, la tabla siguiente es de ayuda:

EOS	U	W	Ω_a	Ω_b	α
VDW	0	0	0.42188	0.12500	1
RK	1	0	0.42748	0.08664	$\frac{1}{\sqrt{T}}$
SRK	1	0	0.42748	0.08664	$[1 + (0.48508 + 1.5517\omega - 0.1561\omega^2)(1 - \frac{1}{\sqrt{T}})]^2$
PR	2	-1	0.45274	0.07780	$[1 + (0.37464 + 1.54226\omega - 0.2699\omega^2)(1 - \frac{1}{\sqrt{T}})]^2$

Tabla 5.1: Constantes de las EOS's de VDW, RK, SRK, PR.

5.3. Ejemplo de simulación

Para la realización de este ejemplo se usaron los softwares Winprop y PVT masters (ambos software libre), y posteriormente los resultados fueron graficados en Excel

A continuación se da un ejemplo de simulación para un caso de una muestra de aceite negro.

5.3.1. Caso de muestra aceite negro

Determinación de la composición, por medio de cromatografía.

CO ₂	0.91
N ₂	0.16
C ₁	36.47
C ₂	9.67
C ₃	6.95
i-C ₄	1.44
n-C ₄	3.93
i-C ₅	1.44
n-C ₅	1.41
FC ₆	4.33
C ₇ -C ₁₁	13.20189
C ₄₁₂ -C ₁₅	7.57362
C ₁₆ -C ₂₀	5.09697
C ₂₁ -C ₂₅	3.15117
C ₂₆₊	4.26636

En la composición se utilizaron cuatro pseudocomponentes y uno con la fracción plus mediante un proceso lumping.

Para la caracterización del fluido:

Datos de la fracción pesada:

Peso molecular+: 481.51.

Gravedad específica+: 0.96207.

Datos para el cálculo de la envolvente de fase:

Composición de la mezcla = 1.0

Valores K= internos

Rango de Temperatura = 100-1292 °F

Rango de Presión = 0-1495.5 psia

5.3.2. Diagrama de fase

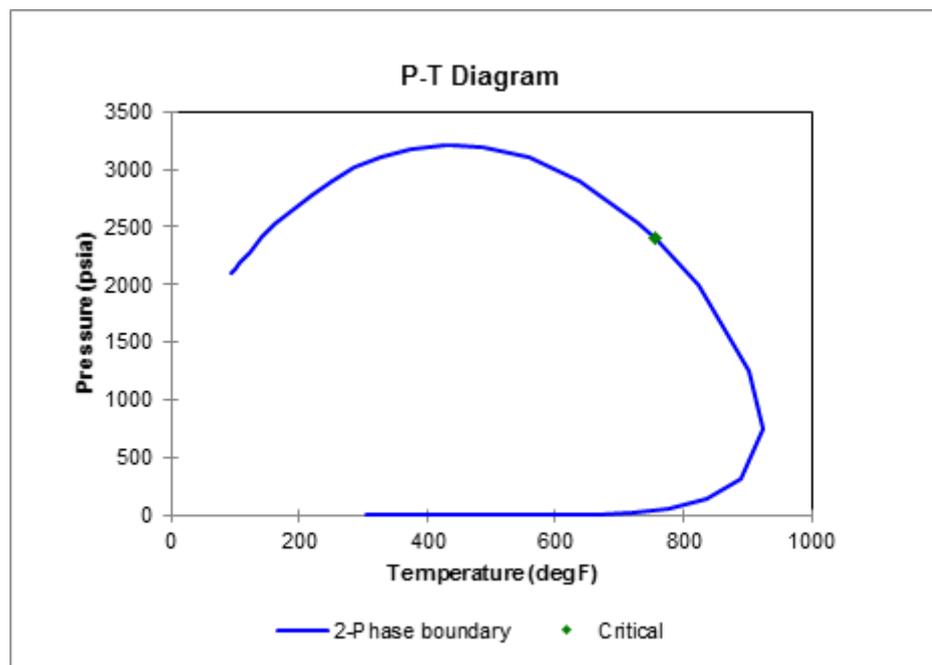


Figura 5.1: Diagrama de fase para una muestra de aceite negro.

5.3.3. Cálculos flash para un sistema bifásico.

Propiedades de equilibrio 2789.90 psi y 220°F.

Comp.	Composición	Fase1	Fase2
CO2	0.91	0.91	1.34663
N2	0.16	0.16	0.47106
C1	36.47	36.47	73.44354
C2	9.67	9.67	11.57547
C3	6.95	6.95	5.69268
IC4	1.44	1.44	0.9042
NC4	3.93	3.93	2.20292
IC5	1.44	1.44	0.61324
NC5	1.41	1.41	0.55594
FC6	4.33	4.33	1.23193
C07-C11	13.20189	13.20189	1.6531
C12-C15	7.57362	7.57362	0.25322
C16-C20	5.09697	5.09697	0.04795
C21-C25	3.15117	3.15117	0.00771
C26+	4.26636	4.26636	0.00042

Tabla 5.2: Cálculos flash para un sistema bifásico

5.3.4. Coeficientes de fugacidad y valores de equilibrio

Comp.	Ln (fug, atm) Valores K.	fase01/02	fase02
CO2	6.44E-01	6.76E-01	1.48E+00
N2	1.68E-01	3.40E-01	2.94E+00
C1	4.86E+00	4.97E-01	2.01E+00
C2	2.48E+00	8.35E-01	1.20E+00
C3	1.37E+00	1.22E+00	8.19E-01
IC4	-7.70E-01	1.59E+00	6.28E-01
NC4	2.16E-02	1.78E+00	5.61E-01
IC5	-1.56E+00	2.35E+00	4.26E-01
NC5	-1.73E+00	2.54E+00	3.94E-01
FC6	-1.24E+00	3.51E+00	2.85E-01
C07-C11	-1.76E+00	7.99E+00	1.25E-01
C12-C15	-4.98E+00	2.99E+01	3.34E-02
C16-C20	-7.91E+00	1.06E+02	9.41E-03
C21-C25	-1.11E+01	4.09E+02	2.45E-03
C26+	-1.71E+01	1.02E+04	9.79E-05

Tabla 5.3: Coeficientes de fugacidad y valores de equilibrio.

5.3.5. Propiedades

		Líquido	Vapor
Z-factor		0.9062	0.8064
Molar vol, $m^3/kmol$	0.1479	0.1479	0.13162
MW, g/mol	93.742	93.74	24.79
Ideal H,BTU/lbmol	15291.891	15291.89	6170.79
Enthalpy,BTU/lbmol	4694.443	4694.44	4425.04
Ideal Cp, BTU/lbmol -R		43.393	14.521
Cp, BTU/lbmol-R		53.027	19.804
Densidad, lb/ft ³		39.5676	11.7583
Viscosidad, cp		0.1499	0.0232
IFT, dyne/cm		0	1.1403
Phase volume %		100	0
Phase mole %		100	0

Tabla 5.4: Resultados del calculo flash, propiedades de las fases.

5.3.6. Cálculos de laboratorio

5.3.6.1. Liberación Diferencial

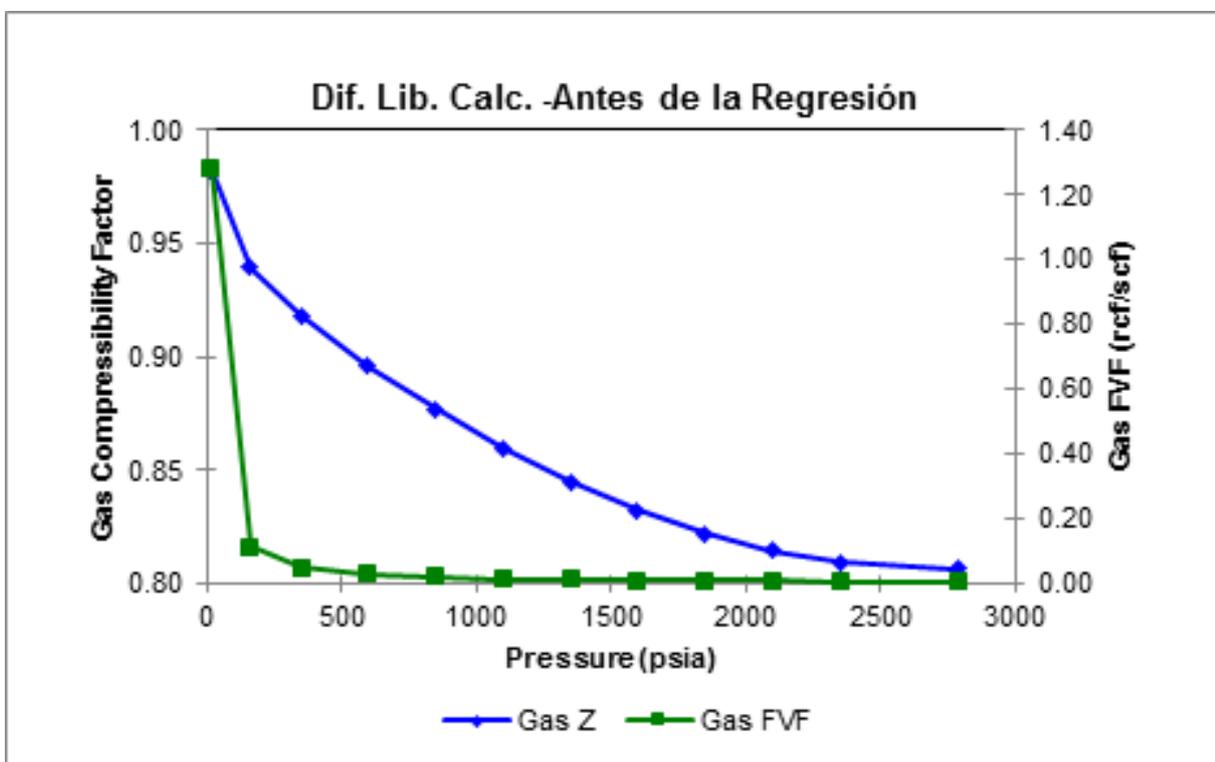
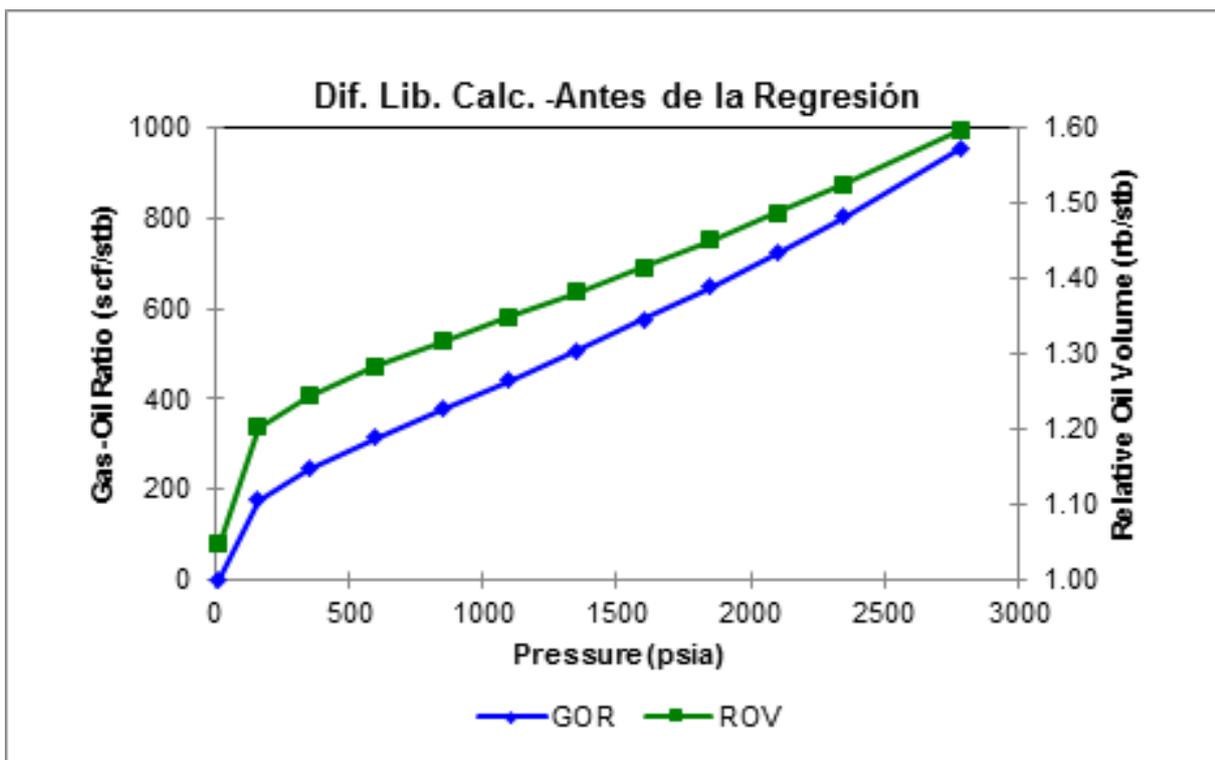
Presión, psia	Gas,mol	Acetite,litro	Grav. Espec	Acetite	Solución	Desviación	Gas	Gas S.G.	Relativo	IFT	Acetite	Gas
			Acetite	Bo	RGa (2)	factor Z	Bg	(Air=1)	tot.vol(4)	dyne/cm	vis,cp	vis,cp
2789.9	0	67.0873	0.63381	1.59867	955.06	0.8064	0.00556	0.8557	1.599	1.1403	0.1499	0.0232
2350	47.8824	64.0075	0.64633	1.52528	803.29	0.8091	0.00662	0.8297	1.704	1.9313	0.1588	0.0201
2100	25.0841	62.3914	0.65352	1.48677	723.78	0.8143	0.00745	0.8199	1.794	2.5183	0.1642	0.0186
1850	23.7441	60.8587	0.66078	1.45025	648.52	0.822	0.00854	0.8139	1.917	3.2142	0.1698	0.0173
1600	22.5879	59.3947	0.66812	1.41536	576.92	0.8322	0.01	0.8124	2.089	4.0238	0.1756	0.0162
1350	21.6087	57.9844	0.67555	1.38175	508.42	0.8448	0.01203	0.8164	2.339	4.9497	0.1815	0.0153
1100	20.8271	56.6101	0.68313	1.349	442.41	0.8597	0.01502	0.8282	2.721	5.9926	0.1877	0.0146
850	20.3199	55.2458	0.69091	1.31649	378	0.8768	0.01983	0.8527	3.354	7.1534	0.194	0.0139
600	20.3286	53.8397	0.69909	1.28299	313.56	0.8961	0.02871	0.9019	4.563	8.4369	0.2003	0.0133
350	21.8422	52.2345	0.70828	1.24473	244.33	0.9183	0.05043	1.0149	7.628	9.8709	0.207	0.0126
159	21.6313	50.4451	0.71766	1.20209	175.76	0.9394	0.11356	1.2675	16.964	11.1509	0.2128	0.0117
14.7	55.4509	43.9528	0.73893	1.04738	0	0.982	1.28402	2.3184	219.464	12.5584	0.2189	0.0096

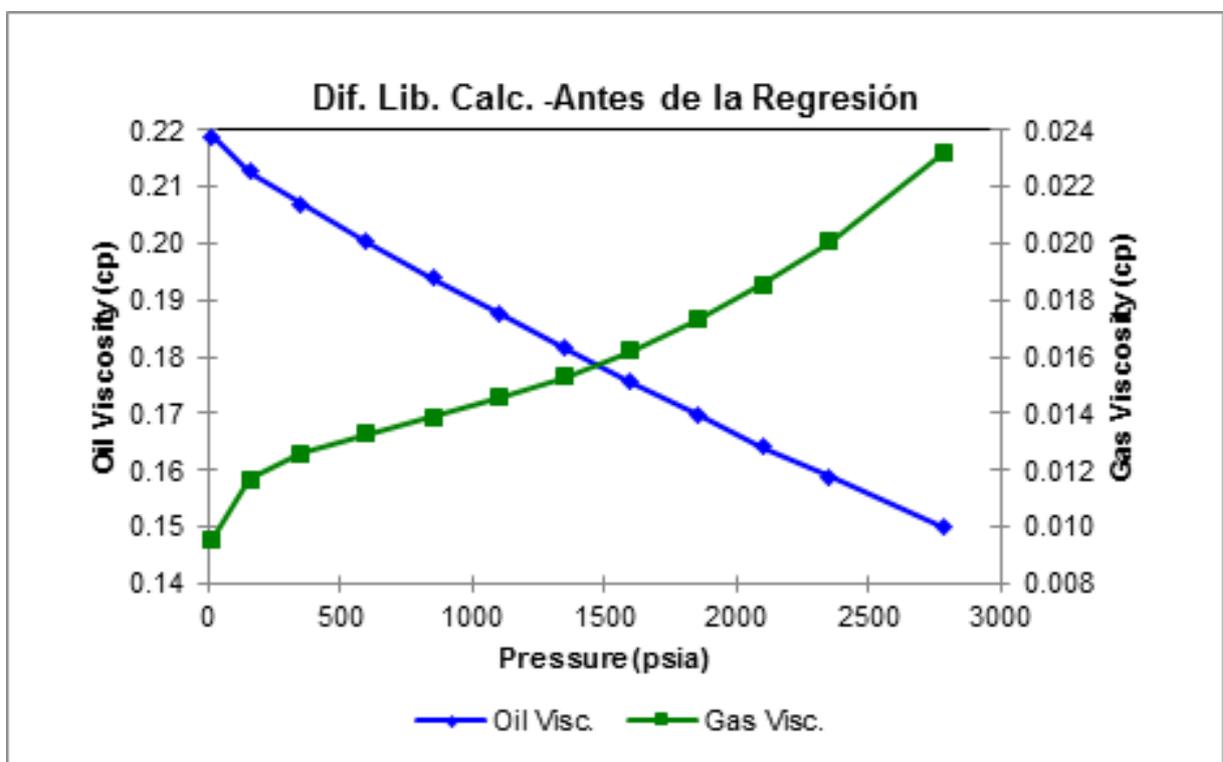
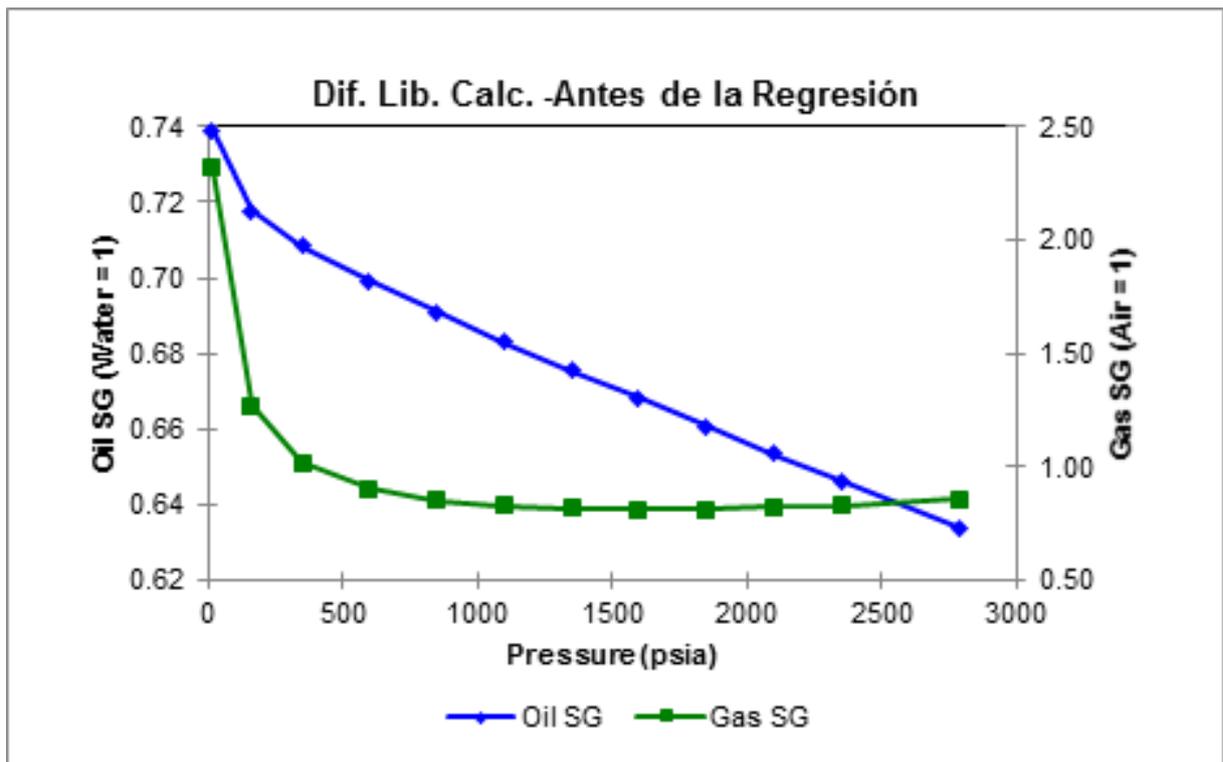
Volumen de acetite residual / volumen de acetite saturado = 0.6255.

Gravedad especifica del acetite a 60°F = 0.7739.

°API del acetite residual @ 60°F = 51.3.

Gráficas del experimento por liberación diferencial

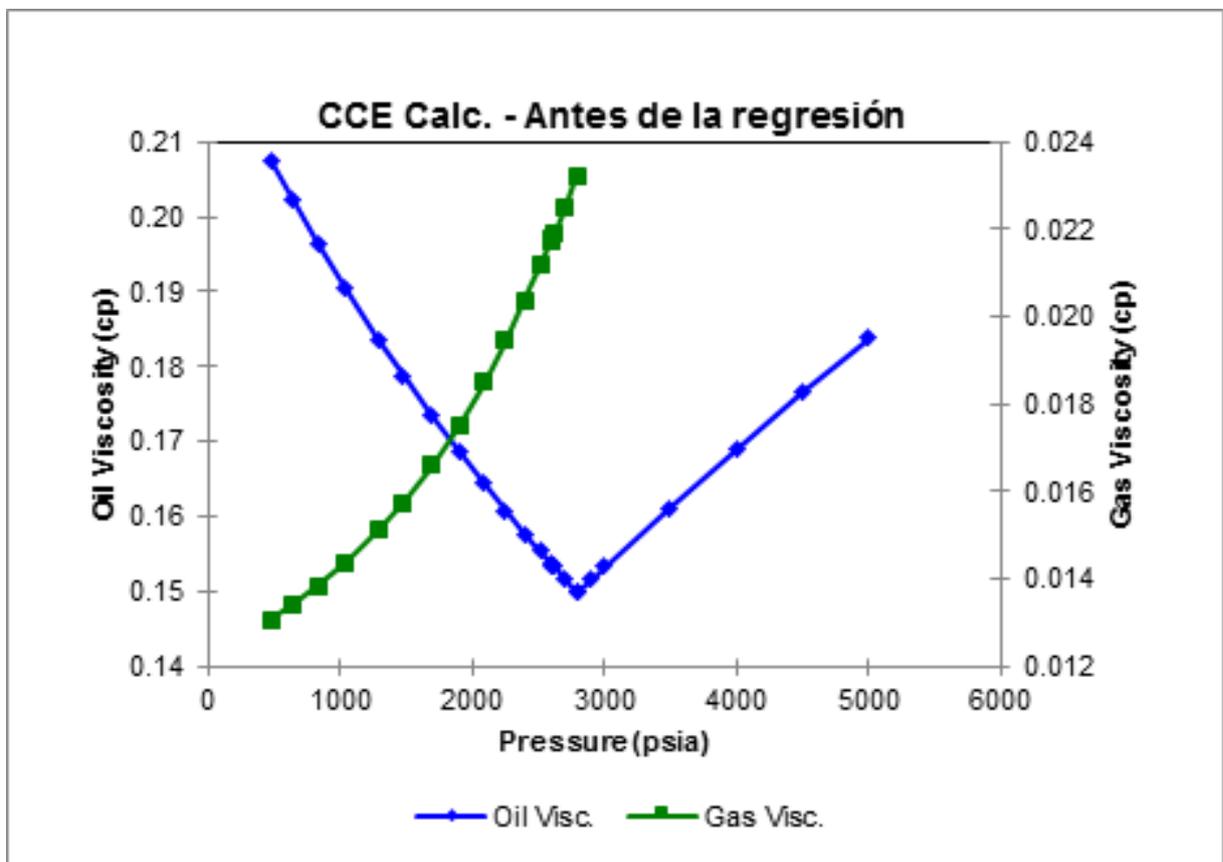
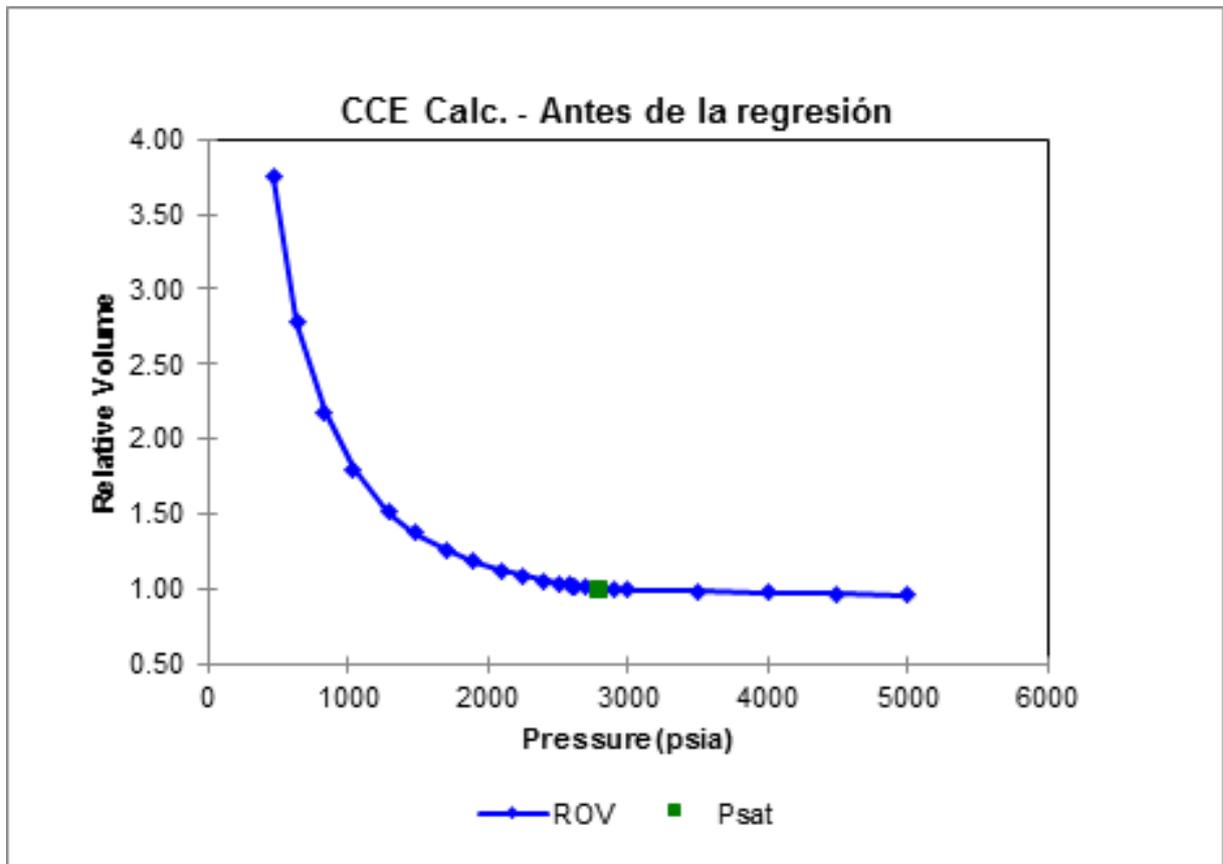


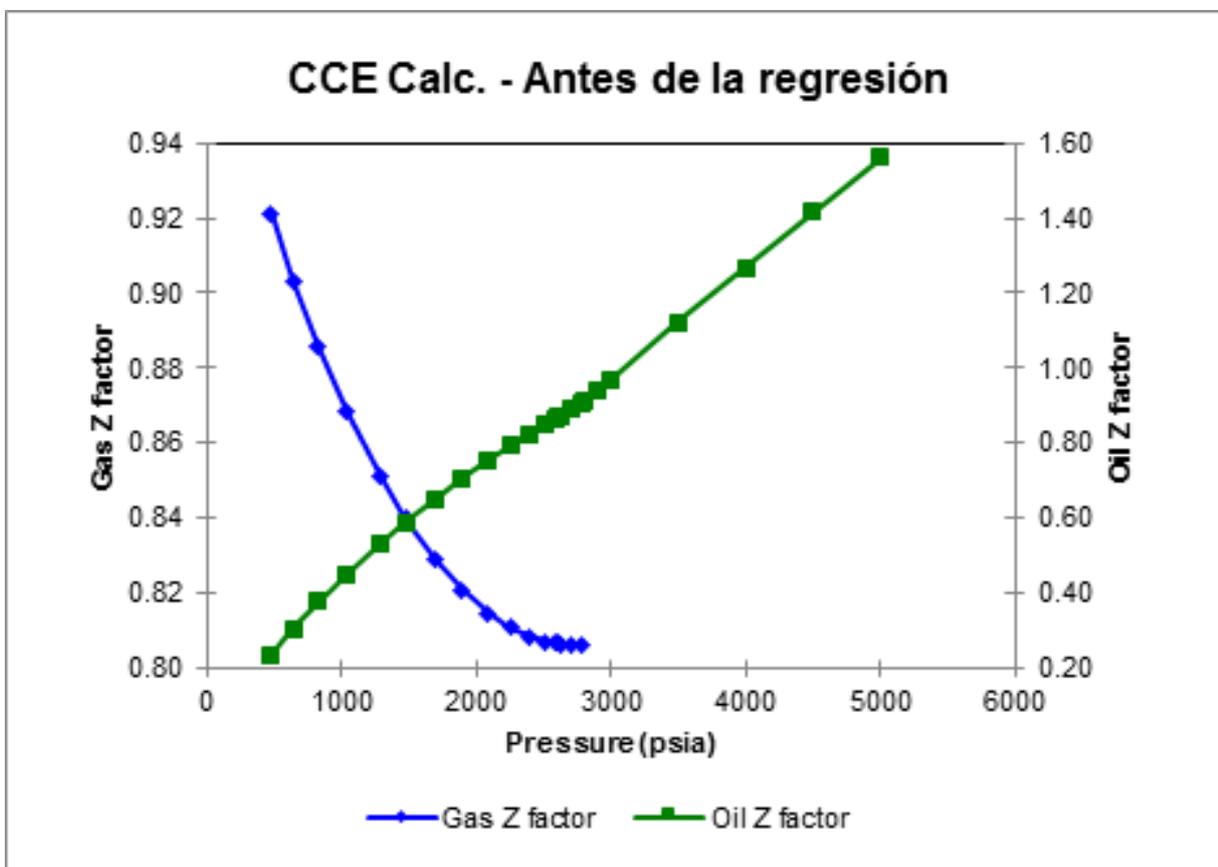
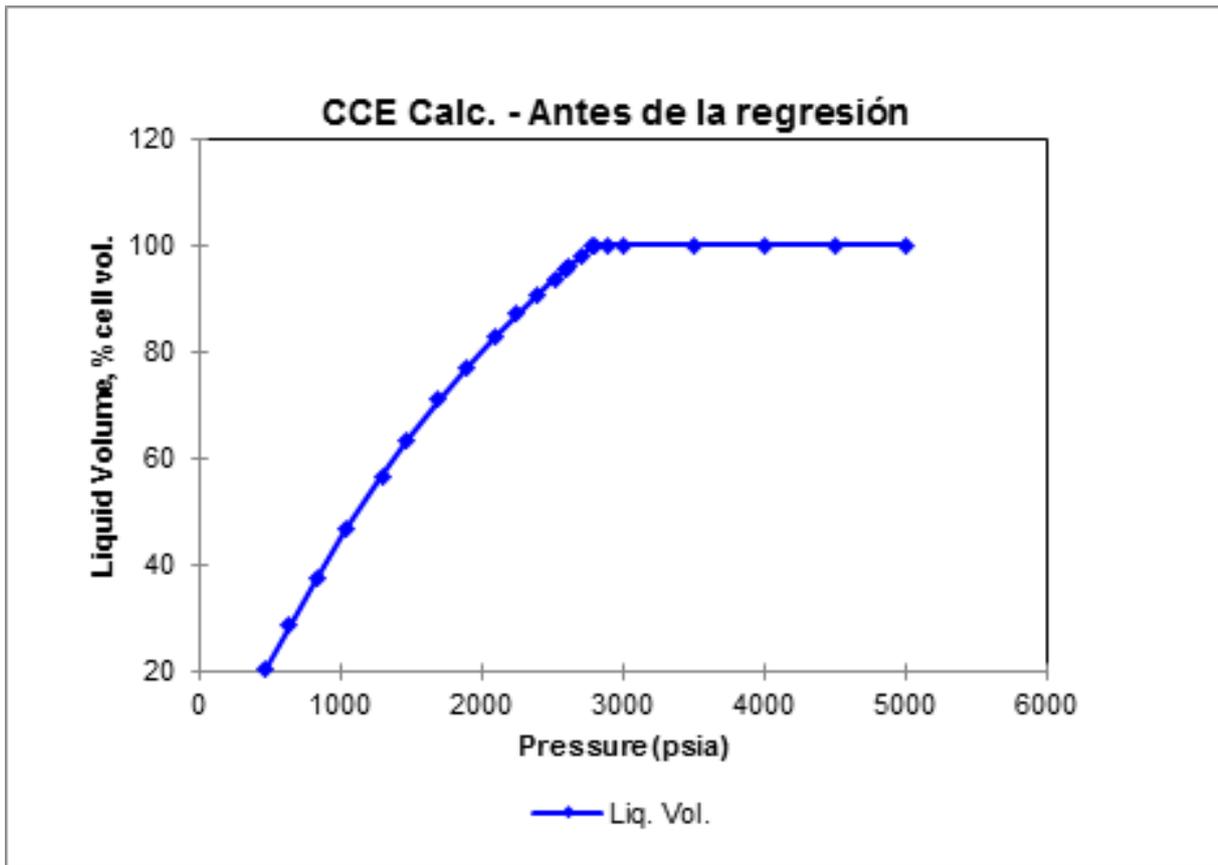


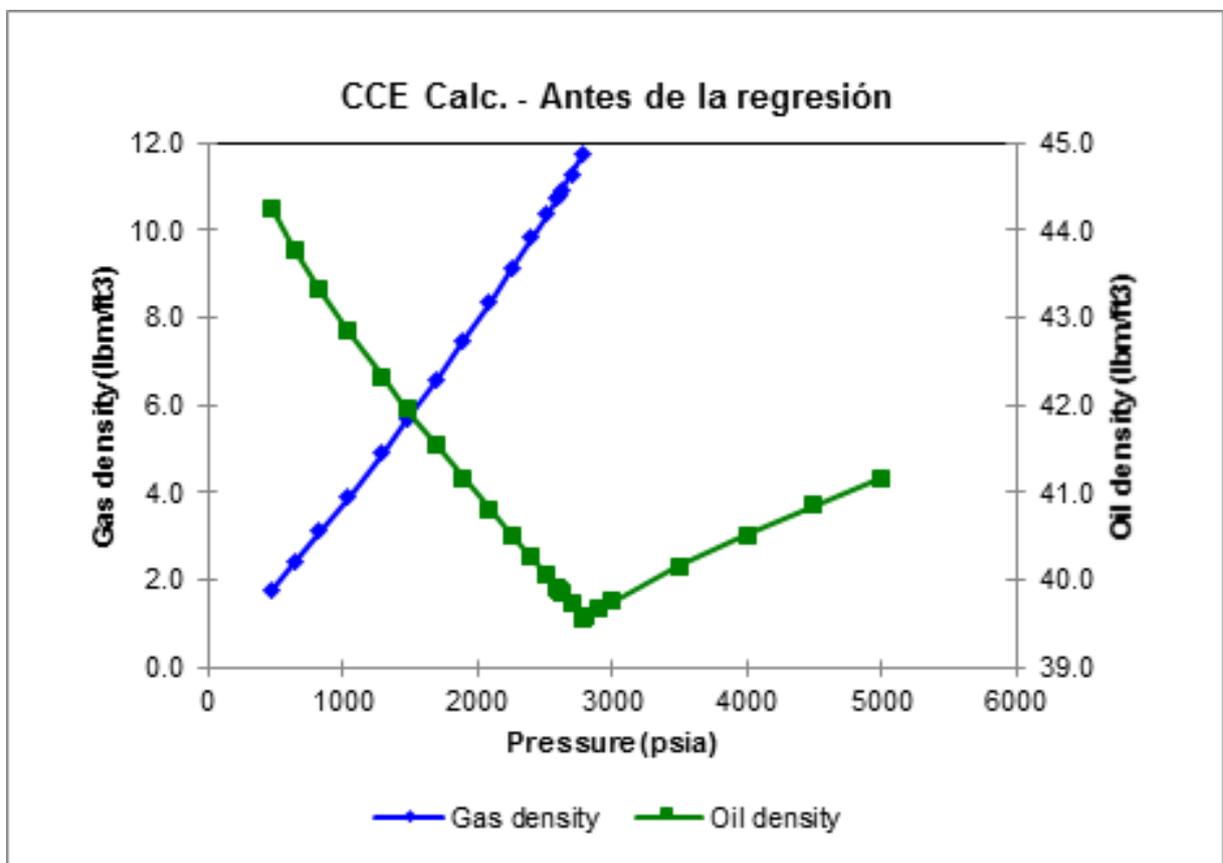
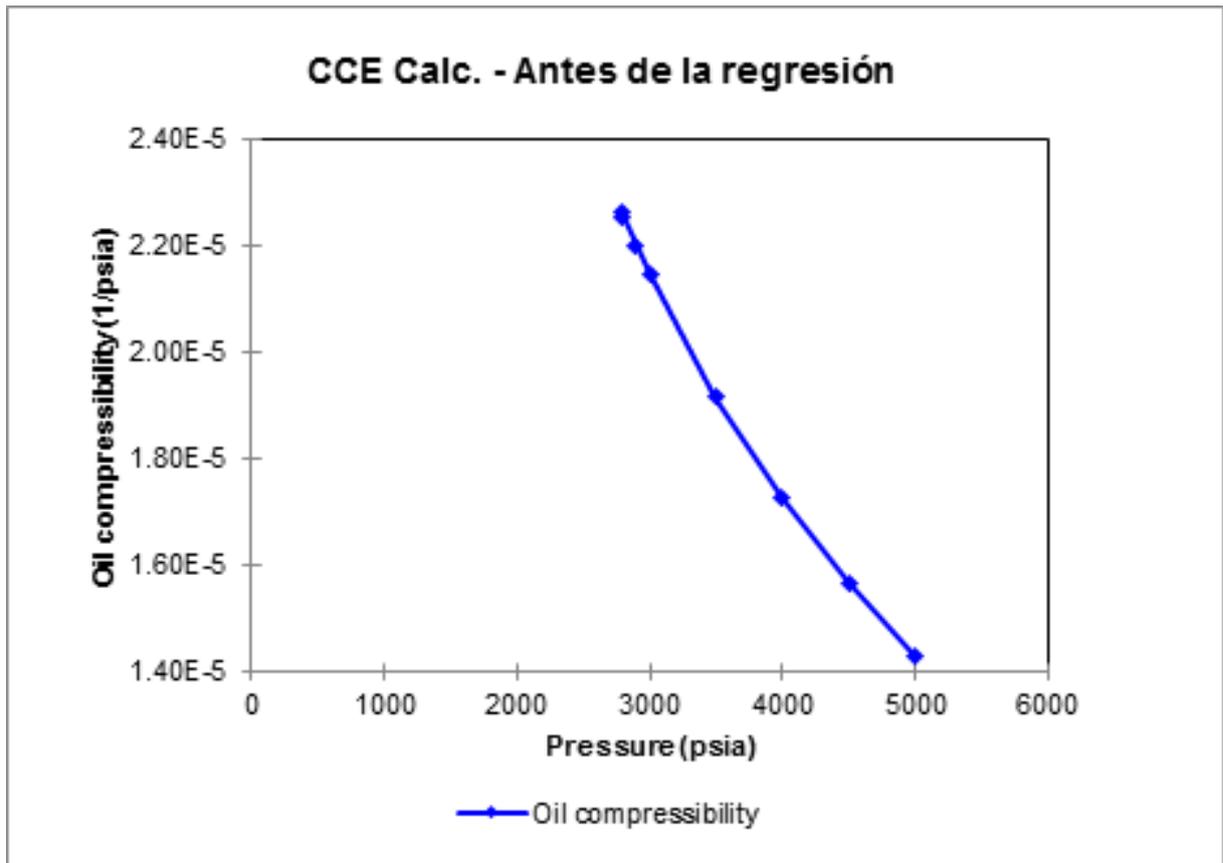
5.3.7. Prueba de Expansión a composición constante @ 220°F, Presión de saturación: 2789.90 psia.

Pasos	Presión		Volumen		Viscosidad		Viscosidad		IFT dyne/cm	Vol. Líquido %	Función Y	Compr. Del Aceite 1 fase (1/ psia)	Aceite Z-factor	Densidad	
	Psia	Realtivo	Aceite cp	Gas ep	Gas Z-factor	gas Z-factor	Gas (lb/ft ³)	Aceite (lb/ft ³)							
1	5000	0.9612	0.1838							100		1.43E-05	1.561		41.164
2	4500	0.9684	0.1765							100		1.57E-05	1.4155		40.857
3	4000	0.9764	0.1689							100		1.73E-05	1.2686		40.523
4	3500	0.9853	0.1612							100		1.92E-05	1.1202		40.156
5	3000	0.9954	0.1533							100		2.15E-05	0.9699		39.751
6	2900	0.9975	0.1517							100		2.20E-05	0.9396		39.665
7	2800	0.9998	0.1501							100		2.26E-05	0.9092		39.577
	2789.9	1	0.1499	0.02323	0.8064	1.1403	100					2.26E-05	0.9062	11.75	39.568
8	2700	1.0109	0.1517	0.02252	0.8062	1.2786	97.932				3.0432		0.8884	11.29	39.727
9	2620	1.0216	0.1533	0.02192	0.8064	1.4114	96.0653				2.9954		0.8722	10.89	39.869
10	2605	1.0238	0.1536	0.02181	0.8065	1.4373	95.712				2.9865		0.8691	10.82	39.896
11	2591	1.0258	0.1539	0.0217	0.8065	1.4618	95.3813				2.9782		0.8662	10.75	39.921
12	2516	1.0371	0.1554	0.02117	0.8071	1.5981	93.5913				2.9338		0.8505	10.37	40.054
13	2401	1.0565	0.1577	0.02039	0.8083	1.8242	90.7797				2.8664		0.8255	9.81	40.258
14	2253	1.0857	0.1609	0.01945	0.8108	2.147	87.0185				2.7807		0.7921	9.1	40.522
15	2090	1.1246	0.1644	0.01851	0.8147	2.546	82.6536				2.6876		0.7535	8.34	40.816
16	1897	1.1825	0.1687	0.01751	0.8208	3.0809	77.128				2.579		0.7051	7.47	41.168
17	1698	1.2605	0.1734	0.0166	0.8288	3.7067	70.9598				2.4688		0.6521	6.59	41.538
18	1477	1.3786	0.1788	0.01574	0.8399	4.4941	63.475				2.348		0.5893	5.66	41.96
19	1292	1.5158	0.1836	0.01511	0.8508	5.2308	56.6505				2.2476		0.5332	4.9	42.326
20	1040	1.7972	0.1904	0.01438	0.8684	6.3522	46.5028				2.1107		0.451	3.9	42.851
21	830	2.184	0.1965	0.01385	0.8856	7.3957	37.3258				1.9943		0.3768	3.1	43.32
22	640	2.7827	0.2022	0.01343	0.9034	8.4313	28.5525				1.8844		0.3044	2.4	43.784
23	472	3.7596	0.2075	0.01307	0.9214	9.4278	20.5646				1.7795		0.2356	1.79	44.243

5.3.8. Resultados Gráficos del CCE







5.3.9. Prueba de separadores

Presión	Temperatura	Gas-Flash	Aceite	RGA (1)	RGA (2)	Factor de Vol.	desviación	Gravedad esp.
psia	°F	moles	litro			de Separación (3)	factor Z _{gas}	del tanque
_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____
2789.9	220							
114.7	75	231.3438	49.2886	624.33	651.36	1.043	0.964	0.8034
14.7	75	24.788	47.449	69.49	69.79	1.004	0.986	1.3999
14.7	60	0	47.2434	0	0	1	0.01	6.3161
				total	721.15			

B_o = volumen saturado de aceite @ 2789.90 psia y 220 °F, por volumen de aceite en el tanque de almacenamiento a condiciones estándar: 1.420

°API del aceite en el tanque de almacenamiento: 53.52

La gravedad promedio del gas en superficie total (Aire = 1): 0.8612

1. Pies cúbicos de gas a condición estándar / barriles de aceite a una indicada P y T .
2. Pies cúbicos de gas a condición estándar / barriles de aceite en el tanque de almacenamiento a condiciones estándar.
3. Factor de volumen de separador, es el volumen de petróleo indicado a P y T / volumen de aceite en el tanque de almacenamiento.
4. Condiciones estándar = 14.70 psia y 60°F.

5.3.10. Regresión a datos experimentales PVT²⁵

Es un práctica común en la industria petrolera tratar de eliminar las desviaciones entre las mediciones y los datos PVT simulados, ajustando parámetros a un modelo.

Los parámetros estimados obviamente serán aquellos para los que el modelo reproduce más de cerca los datos PVT medidos, lo que significa esencialmente que los parámetros que proporcionan el mejor comportamiento de la fase, son los que están ajustados con la ecuación de estado a la temperatura del yacimiento.

Los parámetros que quedan para la regresión son T_c , P_c y ω de los componentes C_{7+} y los coeficientes de interacción binaria ($K_{I,J}$). Pedersen et al. (1988) advierten contra el uso de coeficientes de interacción binarios distintos de cero como parámetros de regresión, debido a que los coeficientes de interacción binaria hidrocarburos-hidrocarburos distintos de cero a menudo resultarán en predicciones de divisiones

líquido-líquido falsas. Además, los ajustes en T_c , P_c y ω tendrán que ser hecha con cautela. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que las correlaciones usadas para γ_+ , P_c , y ω de las fracciones C_{7+} no son, como en el caso de γ_+ , P_c y ω de componentes definidos, están fundadas en consideraciones físicas fundamentales.

Se tienen consideraciones especiales al hacer una regresión a los puntos de saturación experimentales. Se tiene que permitir que el peso molecular se pueda modificar $\pm 10\%$, manteniendo constante la composición.

Funciones de los objetos y factores de peso²⁵

La función del objeto se puede minimizar durante el cálculo de la regresión, que está definida como

$$\text{OBJ} = \sum_{j=1}^{\text{NOBS}} \left(\frac{r_j}{w_j} \right)^2$$

Donde NOBS es el número de observaciones de experimentos usada en la regresión, w_j es el factor de peso para la j -ésima observación, y r_j es el residuo de la j -ésima.

$$r_j = \frac{\text{OBS}_j - \text{CALC}_j}{\text{OBS}_j}$$

Para los cálculos CCE y CVD, se recomienda la adición de una constante para todos los valores de OBS y CALC. Esta constante se añade para reducir el peso asignado a los puntos de datos pequeños relativos a puntos de datos más grandes. El factor (w_j) peso y el peso especificado por el usuario que se asignará a la observación j -ésima están relacionados entre sí de la siguiente manera:

$$\text{WOBS}_j = \frac{1}{w_j^2}$$

El número de parámetros de regresión no debe exceder el número de puntos de datos. Para asegurarse de que los parámetros de regresión son de aplicación general, se recomienda limitar el número de parámetros de regresión, el NPAR, a

$$\text{NPAR} = 1 + \ln(\text{NOBS})$$

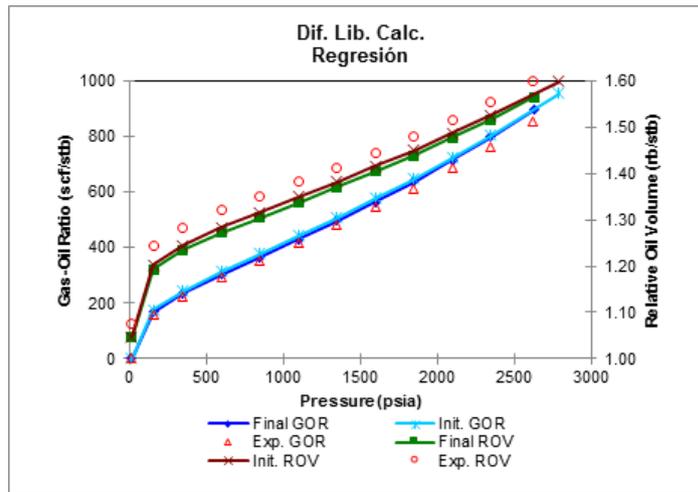
5.3.11. Regresión del ejemplo

Numero de regresiones: 3 simultáneamente.

Presión Crítica (P_C), Temperatura Crítica (T_C) y Molecular Weight (peso molecular)

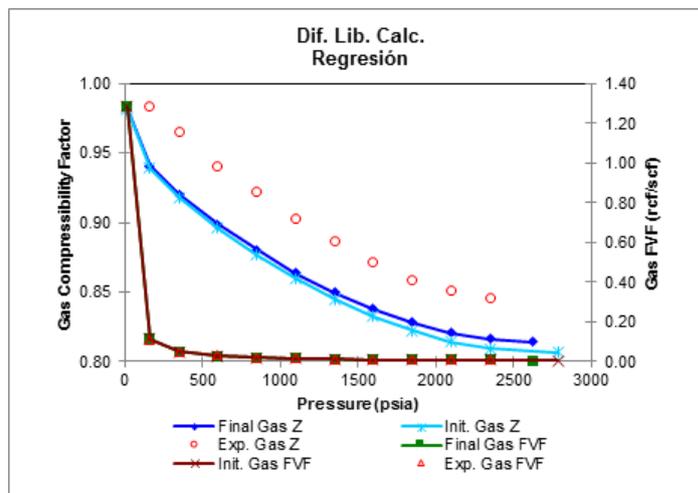
Componentes seleccionados: C1, C12-C15, C16-C20, C21-C25, C26+

Liberación diferencial después de la regresión

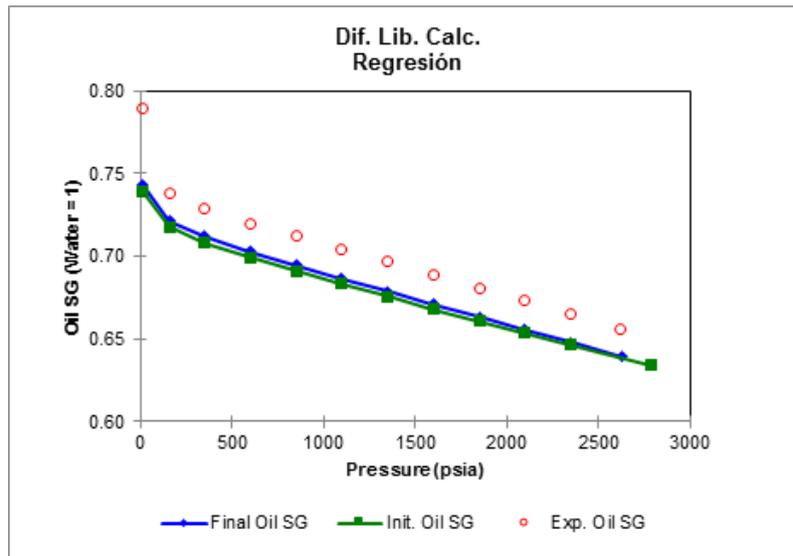


Se puede observar en la imagen, la propiedad inicial y final con la experimental. En donde nos podremos dar cuenta de la aproximación a los datos experimentales. Por eso se modificaron las propiedades ya mencionadas en los diferentes componentes que más impactan en la composición de la mezcla.

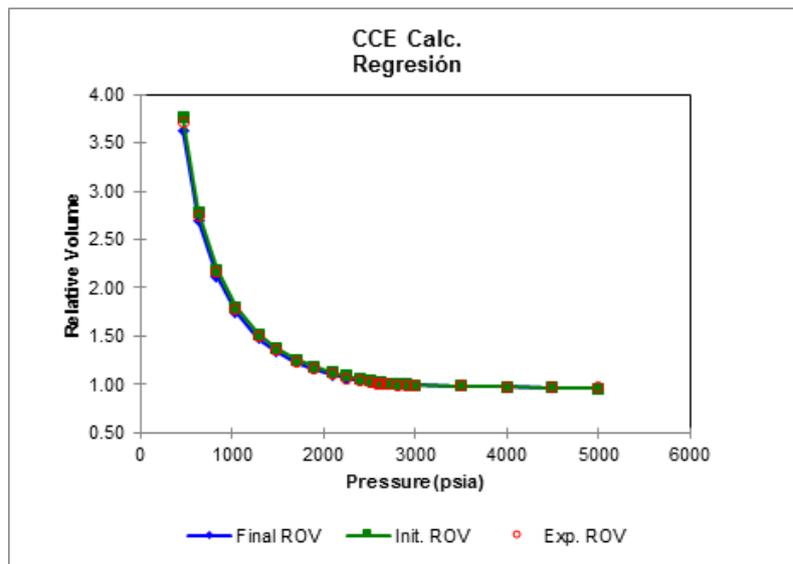
Para este caso se tiene una desviación considerada menor al 5 %, se puede concluir que ajusta bien.



Se tiene un valor inicial, un final y el experimental. En donde el final es después de la regresión. Para el caso del factor de compresibilidad del gas se tiene una desviación considerable, se tiene que hacer un análisis más preciso o modificar su factor de peso, para visualizar si existe algún mejor ajuste.

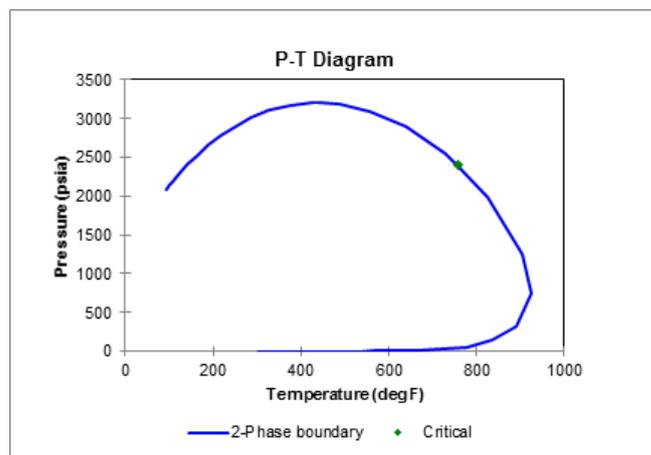


5.3.12. Regresión Expansión a Composición Constante (CCE)



Ajustó muy bien para el caso de la prueba CCE, se puede concluir que las propiedades que se estiman con esta prueba tienen una buena consistencia con los datos experimentales PVT, y se puede emplear para estudios posteriores.

5.3.13. Evolvente de fase después de la regresión



Al momento de hacer la regresión, van a cambiar ciertas propiedades termodinámicas de la mezcla, se vuelve hacer todo un cálculo en el sistema, inclusive llega a cambiar la composición, para este caso se ve un cambio en la envolvente de fase que ahora reporta una presión de saturación de 2629 psia que se aproxima más a la experimental. Las unidades de la tabla siguiente están en psia.

Presión de saturación antes de la regresión	Presión de saturación después de la regresión	Presión de saturación experimental
2789.9	2629.5	2620

Se tenía un error de 6.1217E-02 y después de la regresión se redujo a 3.6317E-03.

5.3.14. Prueba de hinchamiento

La muestra de aceite se sometió a una prueba de hinchamiento con una fracción molar secundaria de inyección de CO₂ al 100 %. Tomando en cuenta los datos después de la regresión, la presión de saturación ya es la ajustada.

	P saturación	Moles	%mol	Factor de	
Mezcla	Psia	Totales	Tasa de iny.	Hinchamiento	
0	2629.52	1	0	1	Punto de burbuja
1	3133.52	1.25	20	1.098	Punto de burbuja
2	3938.61	1.6667	40	1.253	Punto de burbuja
3	5791.49	2.5	60	1.513	Punto de burbuja
4	-3860	5	80	3.66	Punto de rocío

Factor de hinchamiento = Volumen de fluido del yacimiento + fluido inyectado a condiciones de P y T de saturación por volumen de fluido saturado en yacimiento.

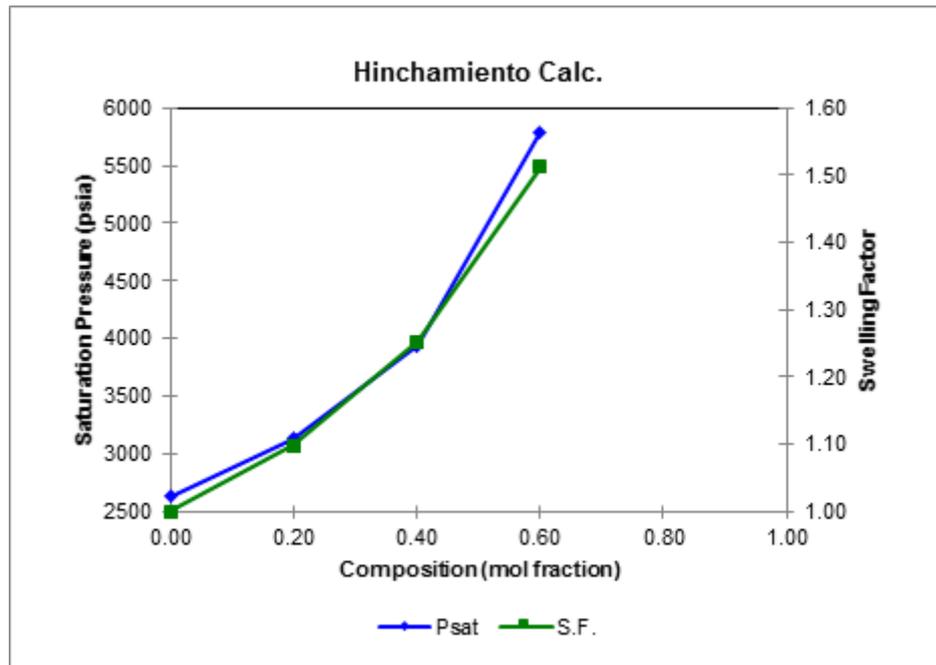


Figura 5.2: Resultado de la prueba de hinchamiento.

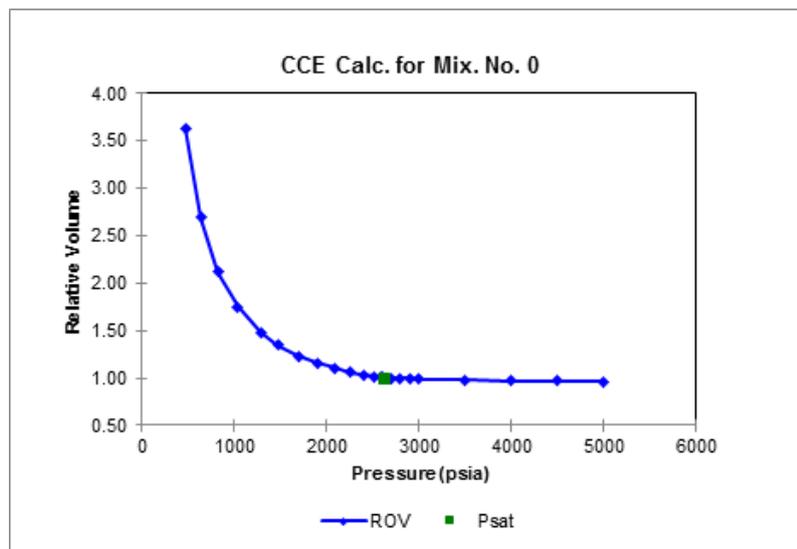
El comportamiento de la prueba de hinchamiento con la inyección de CO_2 , nos muestra que a una tasa de inyección de 0.40, se obtiene un factor de hinchamiento considerable. El aumento del volumen y la presión de saturación son factores clave en la determinación de si la inyección del gas se traducirá en un efecto positivo en la recuperación mejorada o no.

Se observa también que para una tasa de inyección de 0.80, ya no se puede obtener una presión de saturación positiva, sino al contrario, se tiene un valor negativo, caso que no aplica, debido a que al momento de inyectar un gas a los fluidos del yacimiento, se incrementa la presión de los mismos, para este caso, se crea una miscibilidad, en donde va a desaparecer la última burbuja de gas, creando otro punto de saturación.

5. SIMULACIÓN PVT

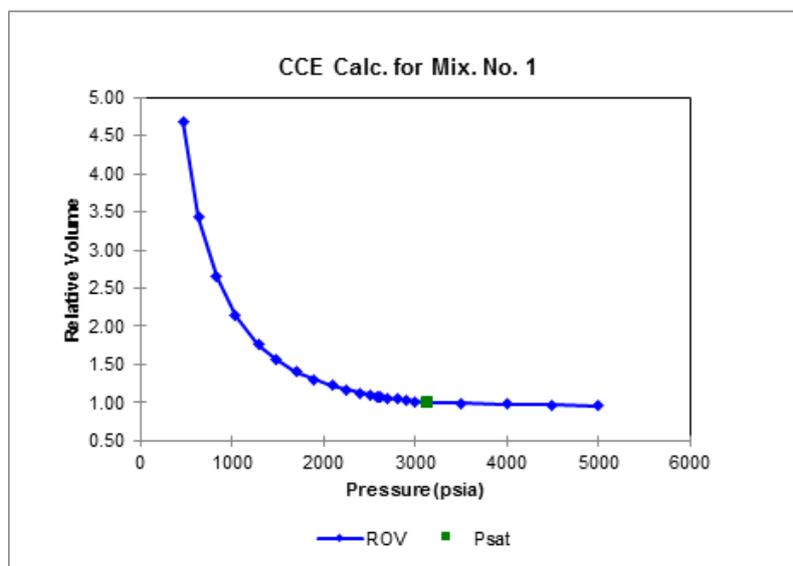
P-V a 220° F para la mezcla 0

Presión absoluta	Presión relativa	Volumen relativo	Volumen de líquido
psia	P/Psat	V/Vsat	%
5000	1.9015	0.9588	
4500	1.7113	0.9658	
4000	1.5212	0.9735	
3500	1.331	0.9822	
3000	1.1409	0.9919	
2900	1.1029	0.994	
2800	1.0648	0.9962	
2700	1.0268	0.9984	
2629.52	1	1	100
2620	0.9964	1.0013	99.76
2605	0.9907	1.0034	99.38
2591	0.9854	1.0053	99.03
2516	0.9568	1.0164	97.12
2401	0.9131	1.0353	94.14
2253	0.8568	1.0637	90.17
2090	0.7948	1.1015	85.61
1897	0.7214	1.1575	79.86
1698	0.6457	1.2328	73.48
1477	0.5617	1.3466	65.78
1292	0.4913	1.4787	58.77
1040	0.3955	1.749	48.35
830	0.3156	2.1204	38.91
640	0.2434	2.6949	29.85
472	0.1795	3.632	21.56



P-V a 220° F para la mezcla 1 (0.20 de gas de inyección)

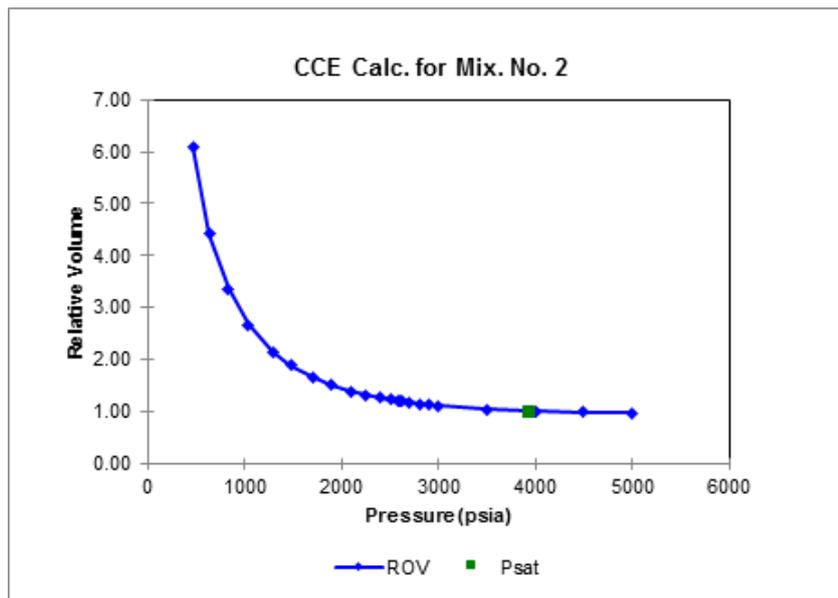
Presión absoluta	Presión relativa	Volumen relativo	Volumen de líquido
psia	P/Psat	V/Vsat	%
5000	1.5956	0.9597	
4500	1.4361	0.9688	
4000	1.2765	0.979	
3500	1.117	0.9905	
3133.52	1	1	100
3000	0.9574	1.0162	96.27
2900	0.9255	1.0299	93.53
2800	0.8936	1.0451	90.8
2700	0.8617	1.062	88.08
2620	0.8361	1.077	85.9
2605	0.8313	1.0799	85.49
2591	0.8269	1.0827	85.11
2516	0.8029	1.0985	83.05
2401	0.7662	1.1255	79.85
2253	0.719	1.166	75.64
2090	0.667	1.2199	70.86
1897	0.6054	1.2998	64.98
1698	0.5419	1.407	58.63
1477	0.4714	1.5684	51.23
1292	0.4123	1.7547	44.79
1040	0.3319	2.1329	35.71
830	0.2649	2.6463	27.98
640	0.2042	3.4298	20.99
472	0.1506	4.689	14.92



5. SIMULACIÓN PVT

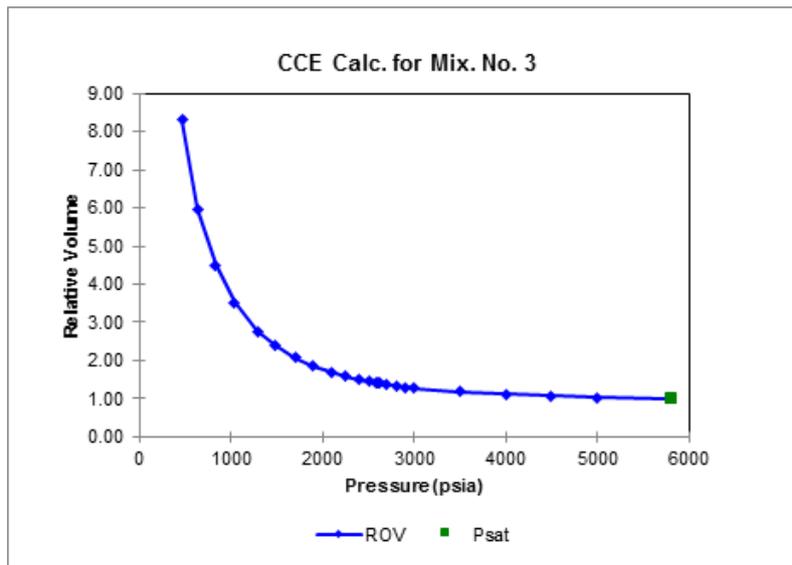
P-V a 220° F para la mezcla 2 (0.40 de gas de inyección)

Presión absoluta	Presión relativa	Volumen relativo	Volumen de líquido
psia	P/Psat	V/Vsat	%
5000	1.2695	0.9709	
4500	1.1425	0.9836	
4000	1.0156	0.9981	
3938.61	1	1	100
3500	0.8886	1.0389	86.95
3000	0.7617	1.1094	75.13
2900	0.7363	1.1285	72.84
2800	0.7109	1.1497	70.55
2700	0.6855	1.1734	68.23
2620	0.6652	1.1943	66.36
2605	0.6614	1.1985	66
2591	0.6578	1.2024	65.67
2516	0.6388	1.2246	63.88
2401	0.6096	1.2625	61.09
2253	0.572	1.3195	57.41
2090	0.5306	1.3954	53.24
1897	0.4816	1.508	48.14
1698	0.4311	1.6587	42.74
1477	0.375	1.8847	36.62
1292	0.328	2.1438	31.46
1040	0.2641	2.665	24.49
830	0.2107	3.3647	18.84
640	0.1625	4.4206	13.93
472	0.1198	6.0988	9.8



P-V a 220°F para la mezcla 3 (0.60 de gas de inyección)

Presión absoluta	Presión relativa	Volumen relativo	Volumen de líquido
psia	P/Psat	V/Vsat	%
5791.49	1	1	100
5000	0.8633	1.0349	69.44
4500	0.777	1.0657	63.37
4000	0.6907	1.1084	58.71
3500	0.6043	1.1719	54.07
3000	0.518	1.2736	48.54
2900	0.5007	1.3011	47.26
2800	0.4835	1.3318	45.91
2700	0.4662	1.3661	44.49
2620	0.4524	1.3965	43.31
2605	0.4498	1.4026	43.08
2591	0.4474	1.4083	42.87
2516	0.4344	1.4405	41.7
2401	0.4146	1.4958	39.84
2253	0.389	1.5792	37.33
2090	0.3609	1.6902	34.42
1897	0.3275	1.8547	30.83
1698	0.2932	2.0742	27.04
1477	0.255	2.4014	22.82
1292	0.2231	2.7739	19.35
1040	0.1796	3.516	14.81
830	0.1433	4.5018	11.25
640	0.1105	5.9758	8.24
472	0.0815	8.2986	5.76



Caso de estudio.

6.1. Resumen.

En este caso de estudio se ve la importancia de la validación de una muestra. En donde se tiene que asegurar que la muestra sea representativa del yacimiento, para tener la certeza que los datos obtenidos de las propiedades de los fluidos van a hacer representativos y se puedan emplear con éxito en los cálculos correspondientes de diseño de instalaciones, estimación de reservas y en una explotación óptima del yacimiento.

La importancia de la caracterización de la fracción pesada de los hidrocarburos, para este trabajo es fundamental para realizar un buen ajuste y va de la mano con el método de regresión no lineal que se empleó en este trabajo, con el fin de ajustar la ecuación de estado a los datos experimentales. Es una opción muy versátil para la caracterización de los fluidos que tienen variación en la composición.

El caso de estudio se aplica al campo Jujo-Tecominoacán, ubicado en la zona sureste del país, donde anteriormente fue clasificado como productor de aceite volátil, y que de acuerdo a los resultados de este análisis, se concluye que se trata de un yacimiento de aceite ligero de mediano encogimiento, que no llega a presentar volatilidad.

Para la realización de este capítulo se usaron los softwares Winprop y PVT masters (ambos software libre), y posteriormente los resultados fueron graficados en Excel.

6.2. Objetivo.

Contar con un fluido plenamente validado y caracterizado, que garantice mejores resultados y permita obtener recuperaciones mayores en la explotación de los yacimientos. Representar el impacto de una muestra no representativa y la comparación con una muestra representativa en los análisis PVT.

6.3. Introducción.

Al realizar un estudio de este tipo, en la simulación PVT, no se puede introducir el fluido directamente sin antes ser validado, ya que puede causar graves errores en el comportamiento de los fluidos.

Se utiliza una ecuación de estado cúbica, para calcular las fugacidades, y con base en éstas predecir las constantes de equilibrio (K). En la mayoría de los simuladores PVT, al graficar las constantes de equilibrio contra la presión, no se va a permitir que se crucen las curvas de diferentes componentes a una misma presión; esto es una gran desventaja, ya que si el fluido es inconsistente (no representativo), no podrá observarse dicha inconsistencia en su equilibrio de fases.

Por tal motivo es necesario caracterizar adecuadamente el fluido por medio de un balance composicional utilizando el proceso de laboratorio de agotamiento a volumen constante (AVC), y después utilizar la ecuación de estado.

Para aplicar una total validez al estudio del pozo Jujo-42, se utilizan también herramientas para poder describir que el fluido fue tomado en una región monofásica, y como el factor de volumen del aceite se puede calcular de una manera correcta, que arroja un resultado verdadero.

Muestreo:

El fluido analizado corresponde a una muestra del pozo JUJO-42, que fue tomada a la profundidad de 5428 m.b.M.R (metros bajo la mesa rotaria), dichos fluidos provienen de la formación Jurásico Superior Kimmerdigiano. La presión y la temperatura a la profundidad del muestreo son de 664.1 kg/cm^2 y $148 \text{ }^\circ\text{C}$ respectivamente. La presión de burbuja encontrada a la temperatura de yacimiento fue de $262 \text{ (kg/cm}^2\text{)}$, a esta presión la relación gas disuelto- aceite es de $200.844 \text{ m}^3/\text{m}^3$, y el factor de volumen del aceite de $1.921 \text{ m}^3/\text{m}^3$. Se tomaron seis muestras de fondo, las cuales fueron recibidas en el Laboratorio de la Superintendencia de Ingeniería de Yacimientos en Villahermosa, Tabasco., para su análisis PVT.

6.4. Prueba de las muestras.

Para conocer la calidad de las muestras recibidas se realizaron pruebas de comportamiento de presión-volumen en las botellas a la temperatura del laboratorio, validando las presiones de saturación que son muy similares a las reportadas en el campo, comprobando el buen estado de las muestras para la realización del análisis.

6.5. Análisis PVT.

El análisis PVT, se realizó a la temperatura del yacimiento $309.2 \text{ }^\circ\text{F}$, se sometió a un agotamiento de volumen constante (AVC) y una prueba de expansión a composición constante (ECC).

6.6. Características del pozo.

Pozo	Jujo-42
Fecha de terminación	25 de Julio de 1982
Elevación de la mesa rotaria	39.348 m.s.N.M.
Elevación de la mesa rotaria	5975 m.b.M.R
Intervalo productor	5600-5655; 5735-5768 m.b.M.R.
Nivel medio del intervalo productor	5684 m.b.M.R
Formación productora	Jurásico Superior Kimmeridgiano
Presión estática al nivel medio del intervalo productor	681.4 kg/cm^2
Temperatura al nivel medio del intervalo productor	154 °C
Producción de aceite	120 m ³ /día
Relación gas-Aceite	201 m^3/m^3
Agua producida	0.0 %

Tabla 6.1: Características del pozo Jujo-42.

6.7. Condiciones de muestreo.

Fecha de muestreo	1 de Agosto de 1982
Tipo de Muestreo	De fondo
Profundidad de muestreo	5428 m.b.M.R
Estado del pozo	Cerrado
Presión a la profundidad de muestreo	664.1 kg/cm^2
Temperatura a la profundidad de muestreo	148°C

Tabla 6.2: Condiciones de muestreo del pozo Jujo-42.

Aceite residual—Aceite ligero

Densidad a p_s y 20°C = 08358 gr/cm^3

Densidad a p_s y 20 °C = 37.8° API

6.8. Procedimiento del análisis.

Se contó con el proceso de AVC del análisis PVT del pozo Jujo-42. Se inicia con la validación de la composición original, para ver si no presenta inconsistencias en sus constantes de equilibrio.

Componente	PM	Presión [psi]	2	3	4	5	6	7	8	
		3732	3205	2821	2406	2020	1629	1222	717	717
H_2S	44.01	0.52	0.21	0.25	0.32	0.25	0.37	0.42	0.47	0.23
CO_2	34.08	1.53	2.21	2.24	2.28	2.34	2.38	2.42	2.44	0.39
N_2	28.01	0.47	1.22	1.17	1.11	1.04	0.95	0.82	0.64	0
CH_4	16.04	41.17	67.48	68.09	68.29	68.18	67.05	65.09	59.99	8.85
C_2H_6	30.07	10.33	11.8	11.84	12.12	12.55	13.11	13.95	15.55	5.79
C_3H_8	44.1	7.01	6.13	6.18	6.28	6.51	6.95	7.54	9.15	5.72
$I - C_4H_{10}$	58.12	1.34	0.98	0.98	0.98	1	1.05	1.16	1.47	1.2
$n - C_4H_{10}$	58.12	3.5	2.36	2.34	2.32	2.37	2.48	2.75	3.54	3.85
$I - C_5H_{12}$	72.15	1.38	0.92	0.89	0.87	0.87	0.9	0.98	1.28	2.23
$n - C_5H_{12}$	72.15	2.02	1.15	1.11	1.07	1.07	1.1	1.2	1.56	3.4
C_6H_{14}	86.18	2.7	1.3	1.05	0.99	1.02	1.05	1.19	1.5	5.3
C_{7+}	203	28.03	4.24	3.86	3.37	2.8	2.61	2.48	2.41	63.04
		100	100	100	100	100	100	100	100	100

Tabla 6.3: Balance composicional del agotamiento a volumen constante para el fluido del pozo Jujo-42.

Se aplicaron las técnicas de validación que se vieron en el capítulo cuatro de esta tesis, que consisten rápidamente en graficar las constantes K contra la presión, y observar que no existan posibles cruces entre las diferentes curvas de los componentes, además deben de mostrar una tendencia suave. Se obtienen los valores K , del balance composicional, y como se muestra en la Fig 6.1, se percibe que el análisis original muestra inconsistencias en sus constantes de equilibrio, sobre todo en el H_2S , aquí ya se puede deducir un impacto sobre los datos obtenidos mediante un análisis no validado. Los volúmenes estimados para la extracción de este gas en cada etapa de presión son erróneos.

Para la corrección de las inconsistencias PVT, se pueden hacer manualmente, que consiste en la corrección de las inconsistencias principales, como pueden ser constantes de equilibrio negativas, cruzamientos de las curvas de las constantes de equilibrio contra presión y/o saltos muy bruscos, modificando la composición de la fase gas de componentes que presentan estas inconsistencias.

También hay una corrección semiautomática, que se utiliza cuando el análisis PVT presenta muchas inconsistencias, se utiliza la gráfica del logaritmo de las constantes de equilibrio contra las temperaturas de ebullición de cada componente de la mezcla de hidrocarburos, ajustando una línea recta a los valores K originales por el método de mínimos cuadrados y compara los valores K originales en forma descendente.

Si se encuentra una inconsistencia, se debe tomar el valor de la constante de equilibrio de la recta ajustada, y se vuelve a comparar este valor con el valor K original del componente siguiente; si es mayor el valor K de la recta ajustada en la comparación, se toma el valor K de la recta ajustada como el correcto, en caso contrario, se toma el valor K de la recta ajustada del componente siguiente como el correcto. Se verifica que la suma de las composiciones de la fase gas sea igual a cien, en cada una de las etapas de agotamiento de presión. Tabla 6.3

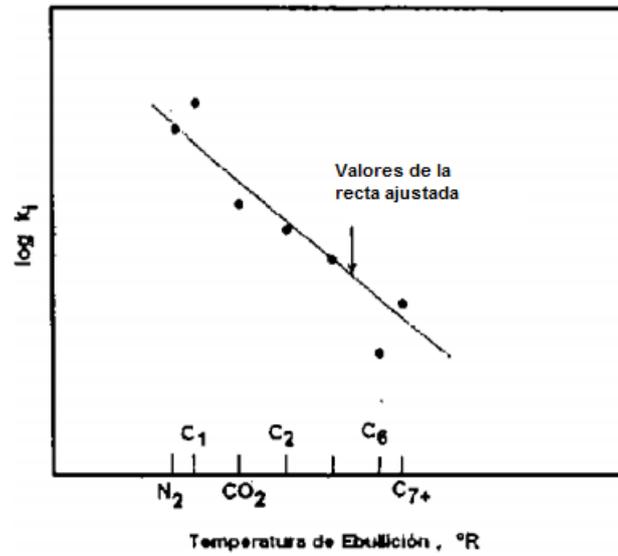


Figura 6.1: Gráfica de $\log(K_i)$ vs temperatura de ebullición a una presión determinada.

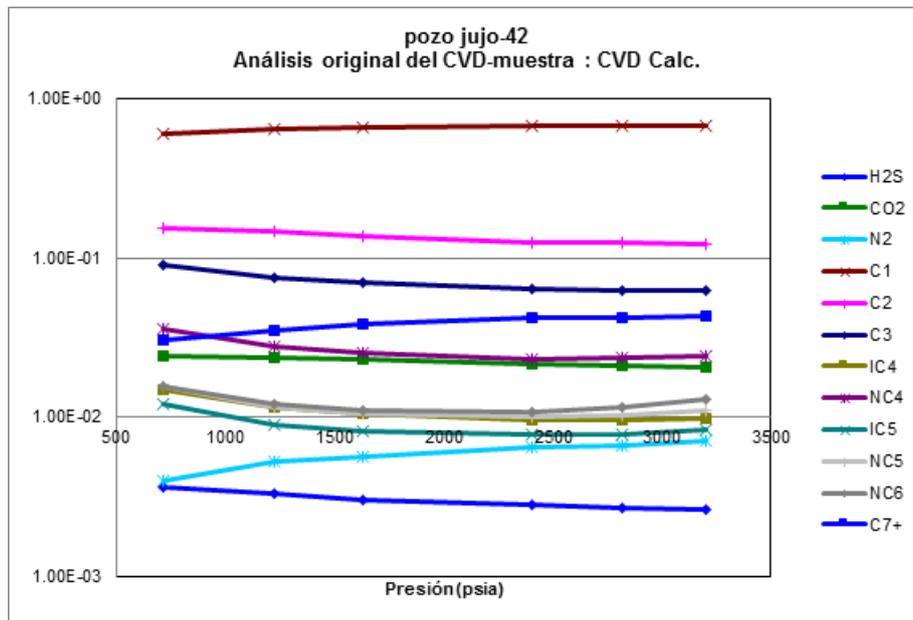


Figura 6.2: Valores K del análisis original de AVC del pozo Jujo-42

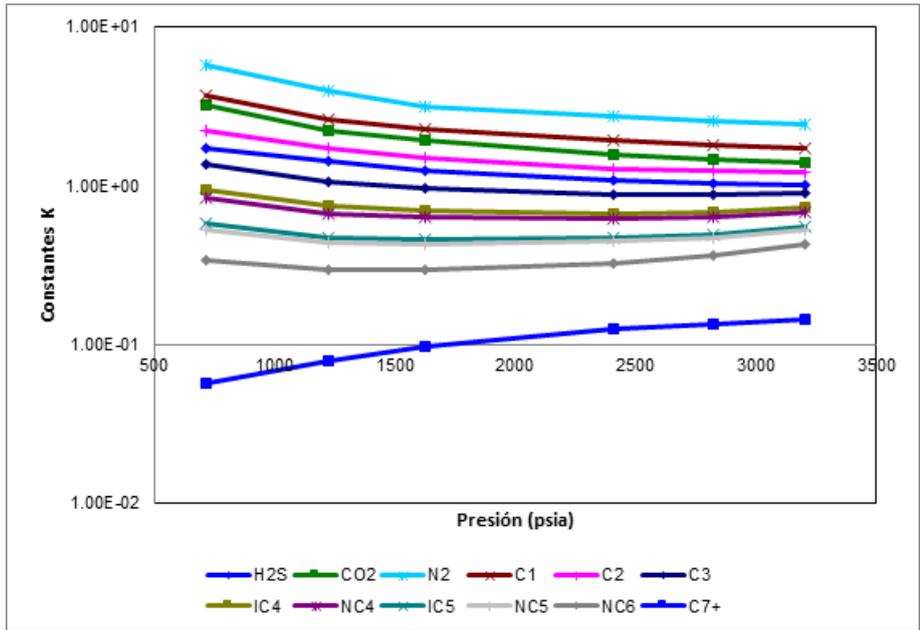


Figura 6.3: Valores K del análisis corregido de AVC del pozo Jujo-42.

Ya que se tienen los valores corregidos, se realiza la gráfica de Hoffman-Crump, (ver Capítulo 4).

Si se tienen resultados PVT consistentes, los diferentes componentes deben seguir líneas rectas. Fig. 6.4

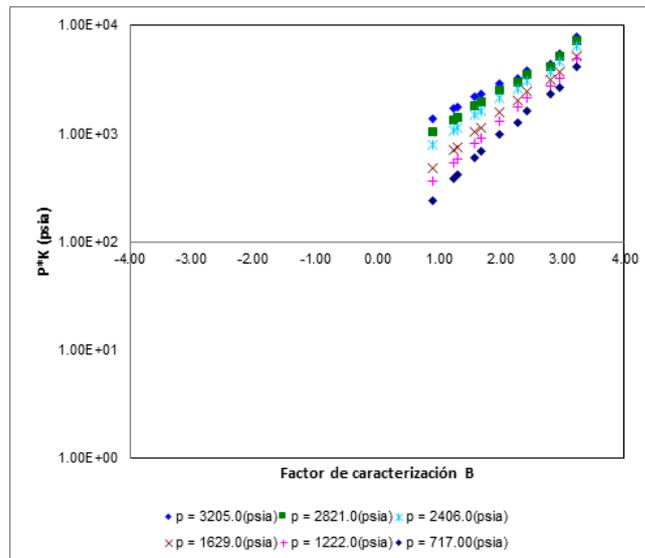


Figura 6.4: Gráfica de Hoffmann-Crump del proceso AVC del pozo Jujo-42 corregido.

La Fig. 6.4 es válida para componentes puros por lo tanto no involucra al C₇₊.

Teniendo la muestra validada, se parte hacia sus análisis PVT, una vez teniendo caracterizada la fracción pesada, es posible hacer un ajuste a la ecuación de estado, en este caso se trabaja con Peng-Robinson. El ajuste se hace por el motivo de que una ecuación de estado por sí sola no predice con exactitud el comportamiento de fases para una mezcla de hidrocarburos. (Tabla 6.4 composición validada y caracterizada.)

Componente	PM	3732	3205	2821	2406	1629	1222	717	717
H_2S	44.01	0.26	0.265	0.27	0.28	0.305	0.335	0.36	0.23
CO_2	34.08	1.53	2.06	2.123	2.174	2.33	2.37	2.39	0.39
N_2	28.01	0.32	0.71	0.67	0.65	0.56	0.52	0.4	0
CH_4	16.04	41.17	67.404	67.725	67.796	65.917	63.981	60.1335399	8.85
C_2H_6	30.07	10.33	12.259	12.407	12.485	13.575	14.546	15.1924457	5.79
C_3H_8	44.1	7.01	6.295	6.276	6.307	6.93	7.533	9.10257479	5.72
$I - C_4H_{10}$	58.12	1.34	0.99	0.959	0.956	1.047	1.15	1.47213949	1.2
$n - C_4H_{10}$	58.12	3.5	2.441	2.351	2.32	2.533	2.79	3.58125777	3.85
$I - C_5H_{12}$	72.15	1.48	0.842	0.781	0.77	0.822	0.904	1.20268432	2.23
$n - C_5H_{12}$	72.15	2.02	1.11	1.026	0.998	1.06	1.165	1.54	3.4
C_6H_{14}	86.18	2.91	1.289	1.162	1.081	1.108	1.205	1.57	5.3
C_{7+}	203	28.13	4.335	4.25	4.184	3.813	3.5	3.053	63.04

Tabla 6.4: Composición validada de Jujo.

Entre los cambios más representativos en la composición validada se observa la siguiente tabla 6.5

Componentes	Fracción mol original	Fracción mol validada y corregida
H2S	0.52	0.26
N2	0.47	0.32
I-C5H12	1.38	1.48
C6H14	2.7	2.91
C7+	28.03	28.13

Tabla 6.5: Principales cambios en la fracción molar de la composición validada.

La fracción molar de la composición validada para el H_2S se redujo a la mitad de su fracción molar original. Teniendo ya un factor de corrección importante a la hora de emplear estos datos en cálculos posteriores.

A partir de la composición validada, se realizará una regresión no lineal a la ecuación de estado, ya que la ecuación de estado por sí sola predice una presión de saturación de 232 kg/cm^2 (3300 psi), esta presión de saturación no es la correcta, la reportada por el laboratorio es de 262 kg/cm^2 (3732 psi), que es la correcta.

Se muestra en la figura 6.6, las envolventes de la muestra original y la validada, la comparación que se observa en las envolventes no es tan notoria, pero si se nota que ambas calculan una presión de saturación alrededor de 242 kg/cm^2 (3400 psi) que es incorrecta.

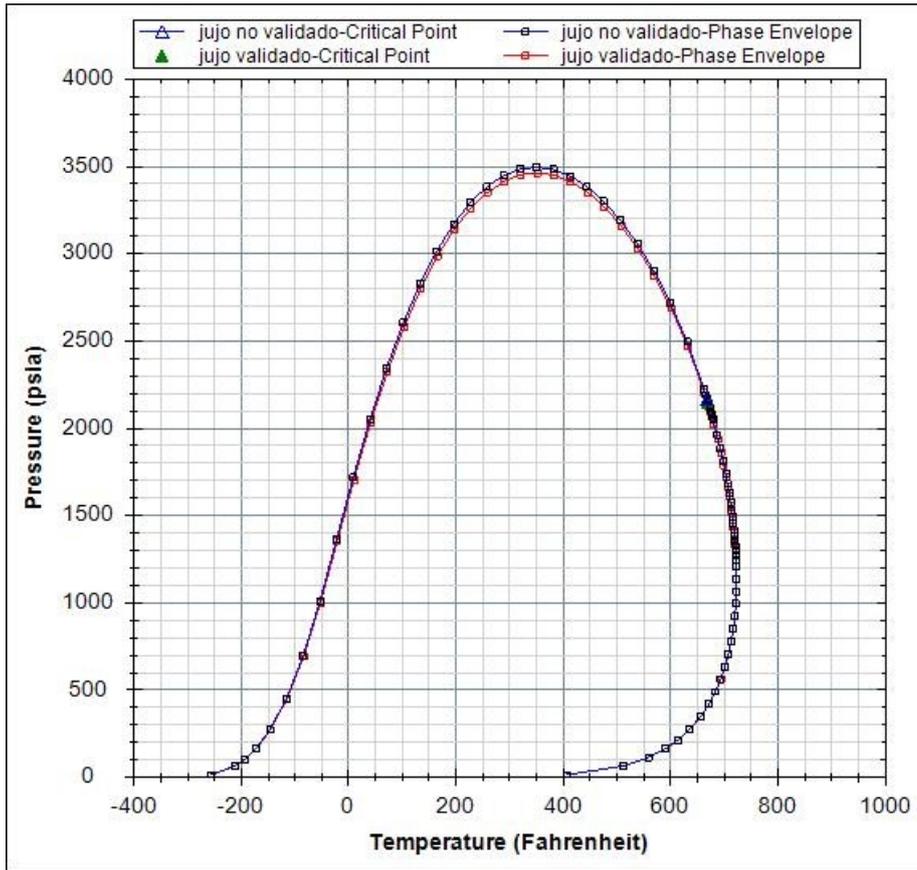


Figura 6.5: Comparación de envolventes de fases para composición original y validada.

El cómo hacer una regresión lineal, se explica en el capítulo cinco “Simulación PVT”, con base a las diferentes variables de la que es función la ecuación de estado.

Coats (G.T, 1982), estableció que para cuestiones prácticas los valores de los parámetros Ω_a y Ω_b se pueden tratar como funciones dependientes de la temperatura en las diferentes ecuaciones de estado de la siguiente manera:

Para Peng-Robinson

$$\Omega_{bi} = \Omega_b^o \tag{6.1}$$

$$\Omega_{ai} = \Omega_a^o (1 + (0.37464 + 1.54226 w_i - 0.26992 \omega^2)(1 - T_{ri}^{0.5}))^2 \tag{6.2}$$

El simulador predice mediante Coats cuáles van a ser las omegas empleadas para la regresión, las cuales son: $\Omega_a = 0.462777$, $\Omega_b = 0.8154$,

Omegas para fracción pesada: $\Omega_a = 0.46161$, $\Omega_b = 0.07487$

Ahora lo que se procede a realizar es comparar los resultados proporcionados por la ecuación de estado con los experimentos realizados en el laboratorio, se comienza con la presión de burbujeo.

Se inicia el experimento de presión de saturación, en el simulador PVT, sobre la muestra validada. (Fig 6.6)

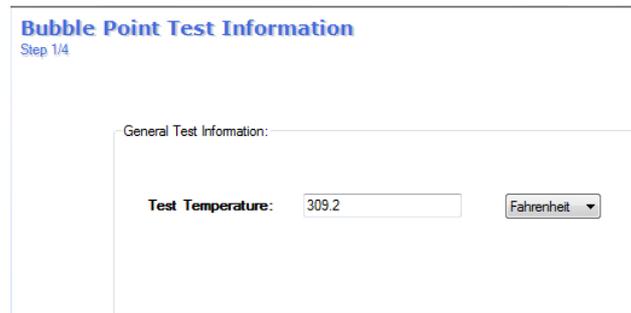


Figura 6.6: Inicio del experimento de punto de burbuja.

Se introduce la temperatura del yacimiento, para después introducir los datos experimentales reportados en el laboratorio Fig. 6.7

Experimental Values:

Property	Value	Unit	Weight
Bubble Point Pressure	3732	psia	1
Liquid Z-Factor			1
Vapor Z-Factor			1
Gas FVF (Bg)		rb/stb	1
Stage Liquid Fraction			1
Stage Vapor Fraction			1
Liquid Molar Volume		ft ³ /lbmol	1
Vapor Molar Volume		ft ³ /lbmol	1
Liquid Molecular Weight			1
Vapor Molecular Weight			1
Liquid Density		lb/ft ³	1
Vapor Density		lb/ft ³	1

Figura 6.7: Carga de datos experimentales para la presión de burbuja.

La presión de 3732 psi es la que reporta el laboratorio en 262 kg/cm^2

Fluid Properties:

Property	Exp.	Model	Unit	Error(%)
Bubble Point Pressure	3732	3441.47438	psia	7.78472
Liquid Z-Factor		0.90733		
Vapor Z-Factor		0.89432		
Gas FVF (Bg)		0.00565	rb/stb	
Stage Liquid Fraction		1.00000		
Stage Vapor Fraction		0.00000		
Liquid Molar Volume		2.17548	ft ³ /lbmol	
Vapor Molar Volume		2.14427	ft ³ /lbmol	
Liquid Molecular Wei...		78.60393		
Vapor Molecular Wei...		26.49934		
Liquid Density		36.13184	lb/ft ³	
Vapor Density		12.35819	lb/ft ³	
Liquid Specific Gravity		0.57931		

Figura 6.8: Resultado de la simulación de la presión de saturación .

Se observa la comparación de la presión de saturación experimental y la simulada por la EOS, el error resulta de 7.78 %.

Se empieza la regresión no lineal en el simulador, Fig 6.9

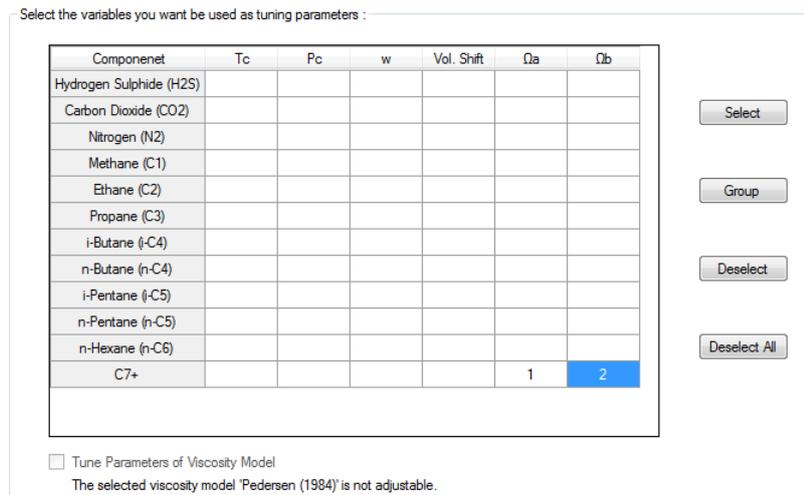


Figura 6.9: Visualización del módulo de regresión en el simulador PVT.

Se seleccionan las omegas para la fracción pesada.

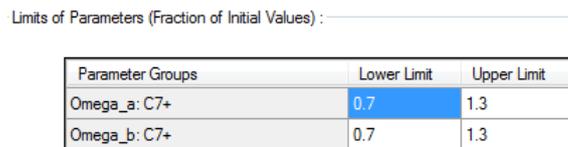


Figura 6.10: Límites de parámetros.

Se seleccionan los parámetros para los valores iniciales de la fracción. A continuación se visualiza el experimento al cual se le aplica la regresión y se seleccionan la cantidad de iteraciones para hacer un mejor ajuste de la propiedad:

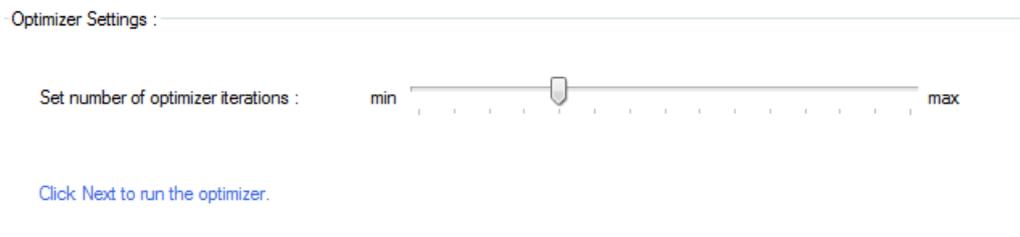


Figura 6.11: Número de iteraciones.

Test Name	Test Type	Test Weight	Initial Error	Final Error	Improvement
Bubble Point 309...	BubblePoint	1	0.07785	0.00001	0.07784
Total Weighted Er...			0.07785	0.00001	0.07784

Figura 6.12: Resultado de la regresión no lineal.

En la Fig.6.12, se puede observar que el error final es de 0.00001, haciendo un buen ajuste por medio de las omegas. Ahora se visualiza la envolvente ajusta con las omegas y se compara con la validada, verificando que la presión de saturación sea aproximada a 206 kg/cm^2 .

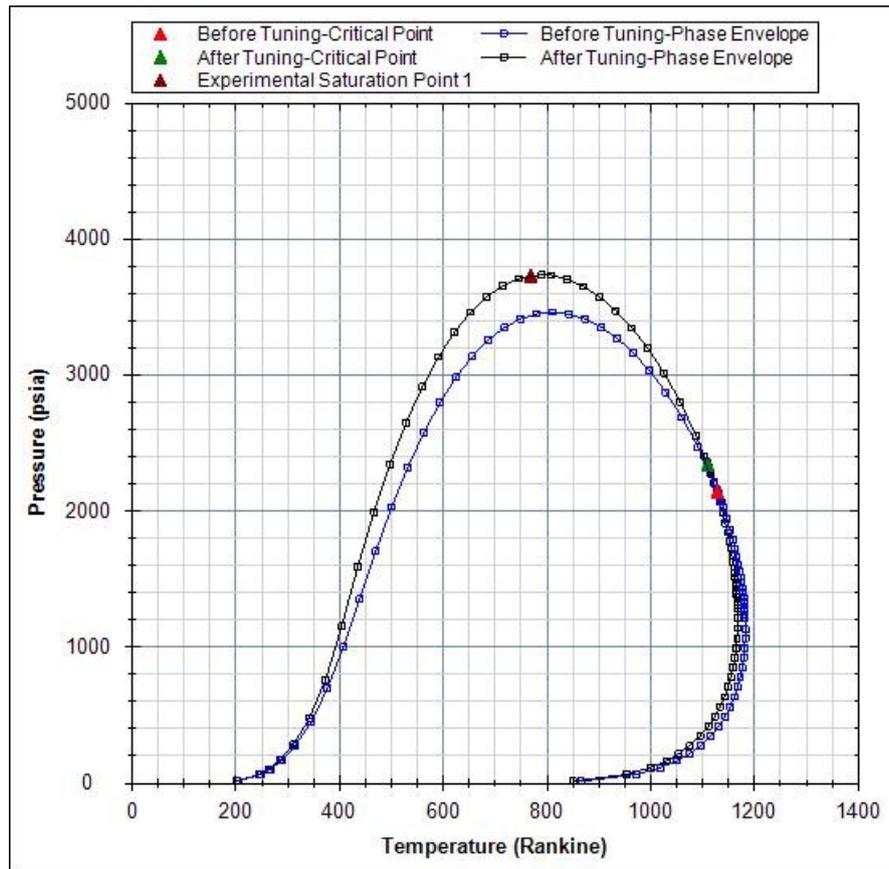


Figura 6.13: Comparación de las envolventes de fase, ajustada con omegas y la validada.

Se puede observar, un considerable cambio en la envolvente de fase, por ende, también cambian las propiedades de los fluidos, ahora se comprueba si la presión de saturación se parece a la que reporta el laboratorio.

Select curve : Experimental Saturation Poi	
Temperature (Rankine)	Pressur (Psia)
768.870	3732.000

Figura 6.14: Resultado de la presión de saturación correcta.

El ajuste a la EDE reporta una presión de saturación de 3732 psia que corresponde a 262.38 kg/cm^2 . A $768.870 \text{ }^\circ\text{R}$ que corresponde a 309.2° F que es la temperatura del yacimiento.

Lo que demuestra que todo el proceso de validación se hace con el fin de obtener el mejor resultado posible de las propiedades de los fluidos.

En la envolvente se definen con precisión las curvas de burbujeo y de rocío. En donde se puede distinguir fácilmente entre un aceite volátil y un aceite ligero; se toma como referencia la clasificación de yacimientos mediante su tipo de fluido que viene en el capítulo uno “principios fundamentales”.

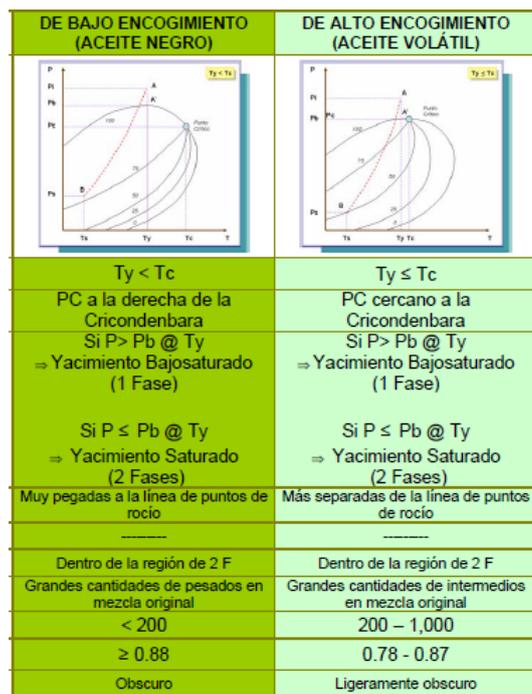


Figura 6.15: Clasificación de yacimientos en base a su diagrama de fases.⁸

Para nuestro diagrama de fase se muestra que a la temperatura de yacimiento 309.2 °F, se encuentra retirada de la temperatura crítica. Por lo tanto, se considera un yacimiento de aceite ligero de mediano encogimiento, que no llega a presentar volatilidad. Se sigue con el ajuste de las propiedades del CVD, para la saturación del líquido, los moles extraídos y peso molecular del líquido. Fig. 6.16 a 6.18.

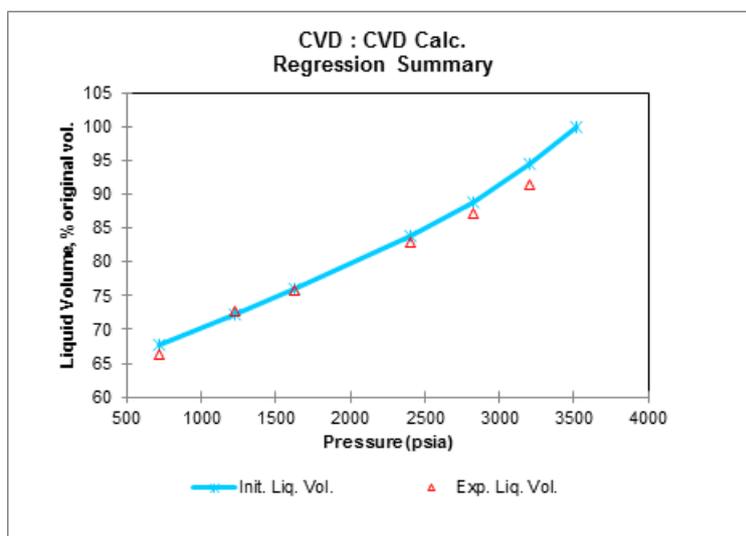


Figura 6.16: Ajuste de la saturación del líquido.

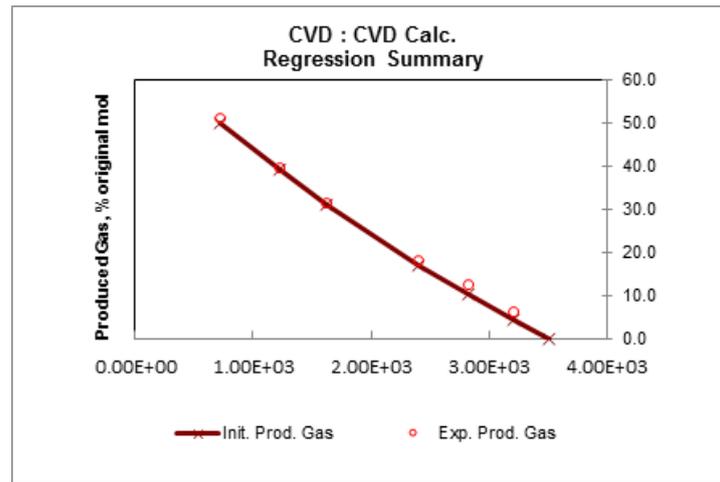


Figura 6.17: Ajuste de los moles extraídos.

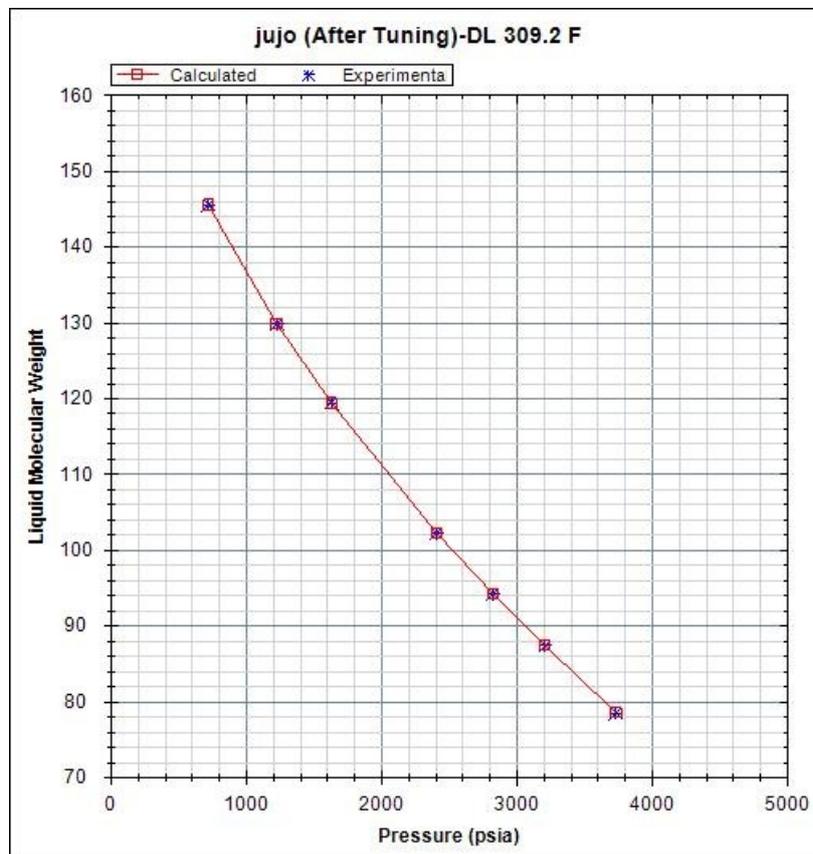


Figura 6.18: Ajuste del peso molecular del líquido.

La presión del yacimiento reportada por el PVT es de 681.4 kg/cm^2 y la presión de burbuja reportada es de 262 kg/cm^2 , lo que demuestra que es un yacimiento bajo saturado, ya que la presión de yacimiento es mayor que la presión de saturación, esto quiere decir que a las condiciones de presión y temperatura que se encuentra el aceite, es capaz de disolver más gas.

Validación de la ecuación de estado en superficie.

Como ya se tiene en el caso de estudio, una ecuación de estado cúbica ajustada a nuestro pozo Jujo-42, se deduce que validar sí predice correctamente el comportamiento de los fluidos en superficie.

Para hacer su validación se va a emplear el proceso de separadores realizado en el laboratorio y se va a comparar con los resultados del simulador PVT. El parámetro que más se emplea en la validación de este experimento es la RGA. Si los resultados son muy parecidos, se concluye que la ecuación de estado sirve tanto para el yacimiento como para la superficie.

Las propiedades que van a servir para la validación en este caso son:

Densidad del aceite, densidad del gas, viscosidades, peso molecular, etc.

La validación de la RGA se muestra a continuación, con la comparación de los datos experimentales con los simulados por la ecuación de estado. Tabla 6.6, Fig6.19.

Prueba de separadores:

Presión (psia)	Temperatura °R	Experimental	Calculado	Error (%)
1123.3	566.67	730	714.29242	2.15172
135.09	566.67	425.84	417.46924	1.96571
14.7	520	100.23	95.83381	4.38611

Tabla 6.6: Resultados de la RGA comparada con la experimental

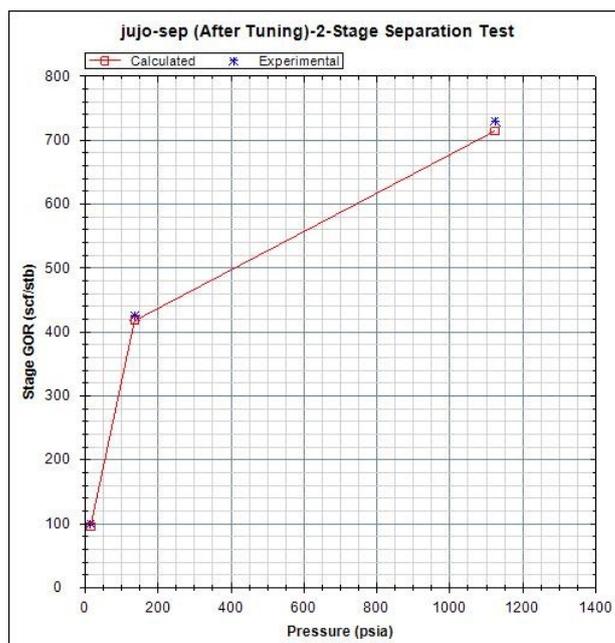


Figura 6.19: RGA por etapa de separación, validación .

En el porcentaje de error de la tabla 6.6 se ve que se tiene un error menor al 5% entre el valor del laboratorio y el calculado por la ecuación de estado. Se puede llegar a reducir este error si se cambian parámetros en la ecuación de estado para hacer una regresión o variar su peso. Por lo tanto se puede decir que la ecuación de estado funciona tanto para el yacimiento como para la superficie. Al hacer estos análisis se puede determinar la máxima cantidad de líquido a condiciones de tanque, con la mínima RGA producida y en consecuencia producir un aceite lo más ligero posible.

Se reporta también el valor de la RGA en la liberación diferencial, sometida a una caída de presión desde su punto de saturación. Tabla 6.7, figura 6.20

Presión	Experimental	Antes de la regresión	Después de la regresión	Error
3.73E+03	1.03E+03	1.13E+03	1.03E+03	4.56E-04
3.21E+03	8.23E+02	9.68E+02	8.22E+02	2.15E-03
2.62E+03	6.92E+02	7.17E+02	6.21E+02	1.03E-01
2.41E+03	5.65E+02	6.39E+02	5.58E+02	1.30E-02
1.63E+03	3.56E+02	3.97E+02	3.53E+02	9.71E-03
1.22E+03	2.57E+02	2.91E+02	2.60E+02	1.19E-02
7.17E+02	1.41E+02	1.66E+02	1.50E+02	6.57E-02

Tabla 6.7: Resultados de RGA en liberación diferencial, después de la regresión.

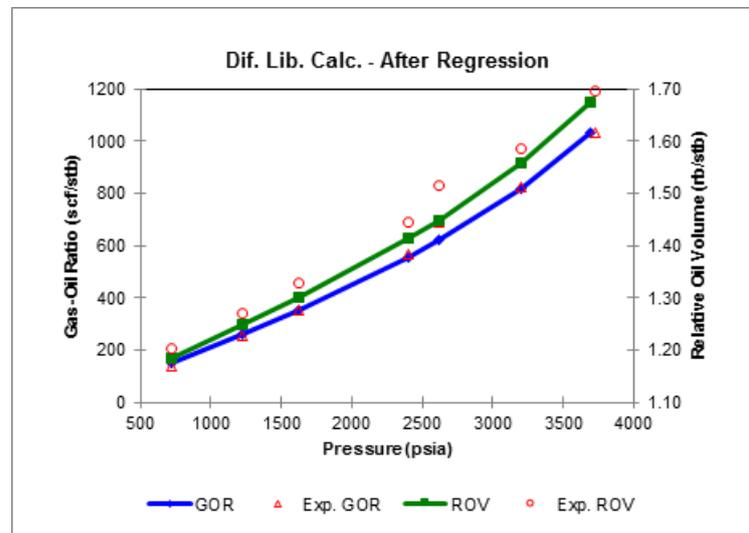


Figura 6.20: Ajuste de la RGA en liberación diferencial, después de la regresión .

Se llegan a tener problemas cuando se utilizan los factores de volumen y las relaciones de solubilidad, se puede llegar a tener errores hasta de un 20% en los cálculos realizados. Eso es debido a que se toma el volumen relativo del agotamiento diferencial como si fuera el B_o . El B_o y la relación gas-aceite, deben obtenerse a partir de una combinación de procesos, de separadores y agotamiento diferencial (liberación diferencial), y se relacionan de la siguiente manera:⁷

$$B_o = B_{od} \frac{B_{ofb}}{B_{od}} \quad (6.3)$$

$$R_s = R_{sfb} - (R_{sdb} - R_{sd}) \frac{B_{ofb}}{B_{od}} \quad (6.4)$$

Para tener los valores verdaderos de estas propiedades, se debe obtener el factor de encogimiento para el aceite precisamente después de haber pasado por los separadores (C_{bf}), que corresponde al volumen de aceite en el tanque, relativo al volumen de aceite en el punto de burbuja, se representa así:

$$B_{ofb} = \frac{1}{C_{fb}} \quad (6.5)$$

Se debe que conocer el volumen de líquido en el punto de burbuja a la temperatura del yacimiento de 309°F, el cual de los resultados de separadores nos da un valor de 0.84782 RB_b para estas condiciones. Ahora sí es posible obtener el factor de encogimiento (C_{bf}).

$$C_{bf} = \frac{0.49953}{0.84782} = 0.5819 \quad (6.6)$$

Sustituyendo en la ecuación 6.5

$$B_{ofb} = \frac{1}{0.5819} = 1.697 \quad (6.7)$$

Así mismo se tiene que hacer el procedimiento para el factor de encogimiento del agotamiento diferencial, C_{bd} reporta un valor de 0.50507, de donde:

$$B_{odb} = \frac{1}{0.50507} = 1.97994 \quad (6.8)$$

Aplicando la ecuación 6.3, es posible obtener el factor de volumen B_o verdadero (ajustado). En la Fig. 6.21 se observa el volumen relativo ajustado, tomando en cuenta las condiciones actuales de separación. Ésta sería la curva que se tendría que usar en vez de la del volumen relativo que reporta el agotamiento diferencial.

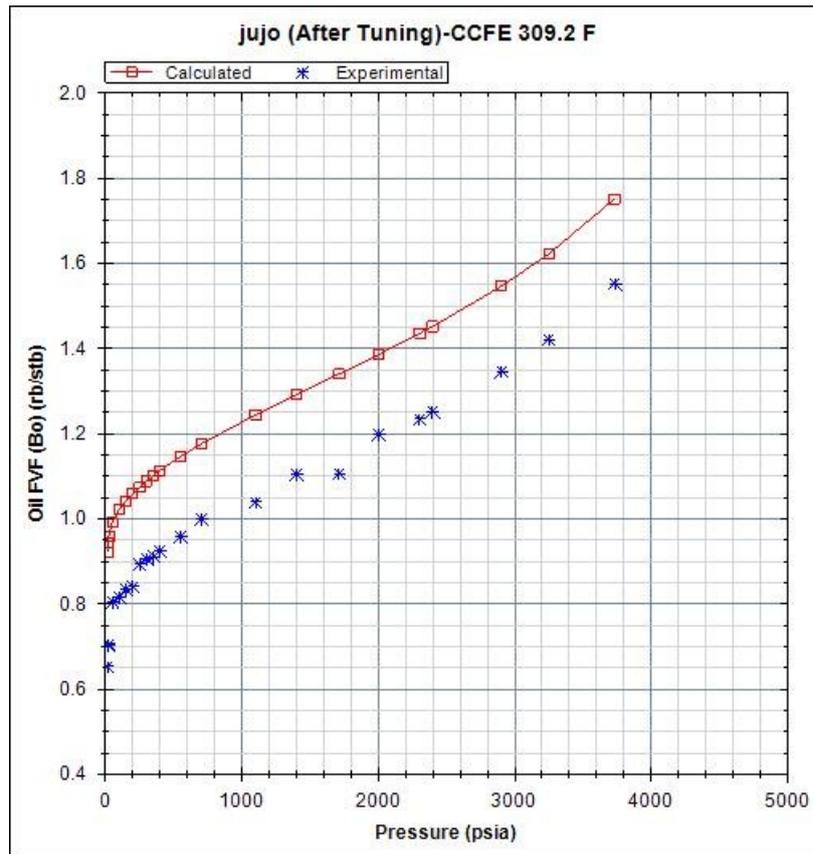


Figura 6.21: Ajuste del B_o .

Si no hace este ajuste se tendría un impacto en los diseños de los separadores, si se contempla el caso no validado, se tendría un aceite volátil, se tendrían que diseñar las etapas óptimas de separación, las cuales deben de retener la mayor cantidad de componentes intermedios ricos en gasolinas (benceno, hexano) como líquidos en el tanque, y esto se puede lograr haciendo que el valor de B_{ofb} sea mínimo. Si se deja un estudio sin validarlo, se tienen serios problemas en los diseños de explotación.

Presion	R_s (MSCF/STB)	B_o (RB/STB)
3732	1.03149	1.69
3205	0.82346	1.58
2821	0.69244	1.51
2406	0.5653	1.44
1629	0.35635	1.32
1222	0.25728	1.27
717	0.14081	1.2

Tabla 6.8: Resultados correctos.

Otra de las razones para verificar la validez del estudio realizado, es que si se revisa la clasificación de yacimientos de la fig. 6.15, se observa que la densidad relativa que reportan las pruebas de separadores para el líquido va de 0.84 a 0.94, de acuerdo a la clasificación, le correspondería a un aceite ligero.

6.9. Reporte PVT.

Resultados de la propiedades de los fluidos.

6.9.1. Expansión a composición constante.

Se inició desde 6002.25 psi hasta 1777.91 psi

6.9.1.1. Volumen relativo.

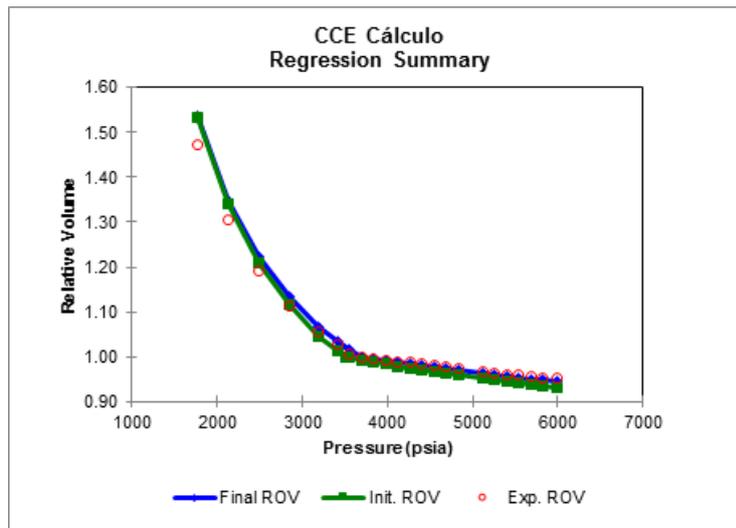


Figura 6.22: Volumen relativo de la prueba expansión a composición constante.

Presenta muy buen ajuste volumen relativo final (ajustado) con respecto al experimental reportado por el laboratorio.

6.9.1.2. Volumen de líquido.

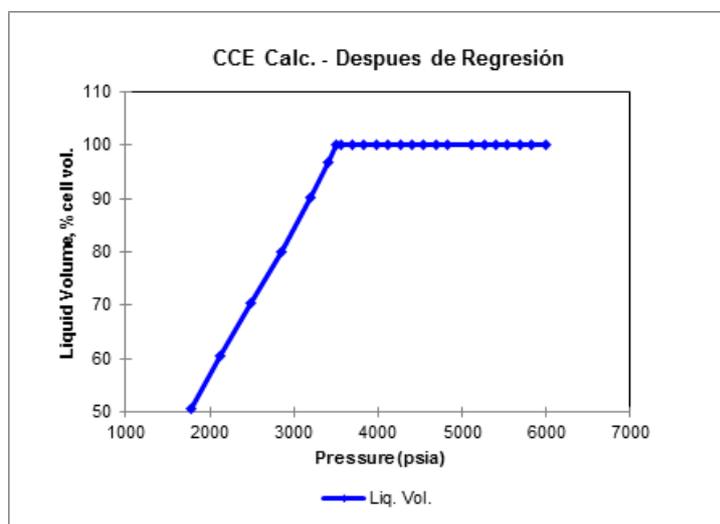


Figura 6.23: Volumen de líquido para el CCE.

6.9.1.3. Densidad del vapor y densidad del líquido.

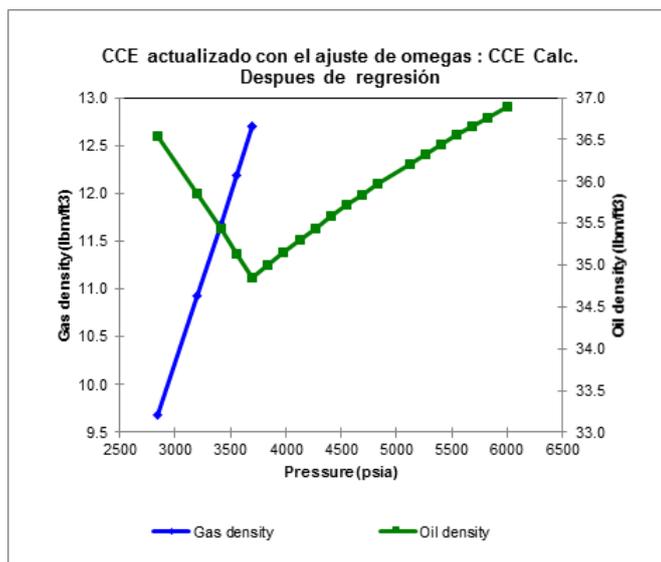


Figura 6.24: Densidad del vapor y densidad del líquido.

6.9.1.4. Compresibilidad del aceite.

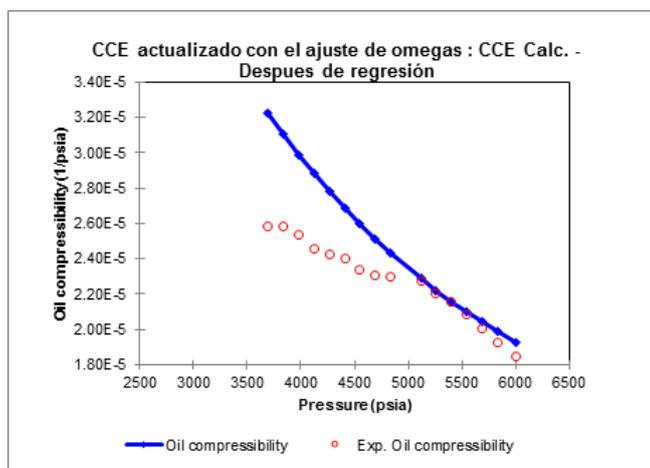


Figura 6.25: Compresibilidad del aceite.

Se muestra un comportamiento no ajustado a partir de la presión de saturación, pasando los 5000 psi se llega a ajustar, se puede observar el cambio de volumen cuando la presión varía a una temperatura constante.

6.9.2. Agotamiento a volumen constante (CVD).

6.9.2.1. Factor de compresibilidad del gas.

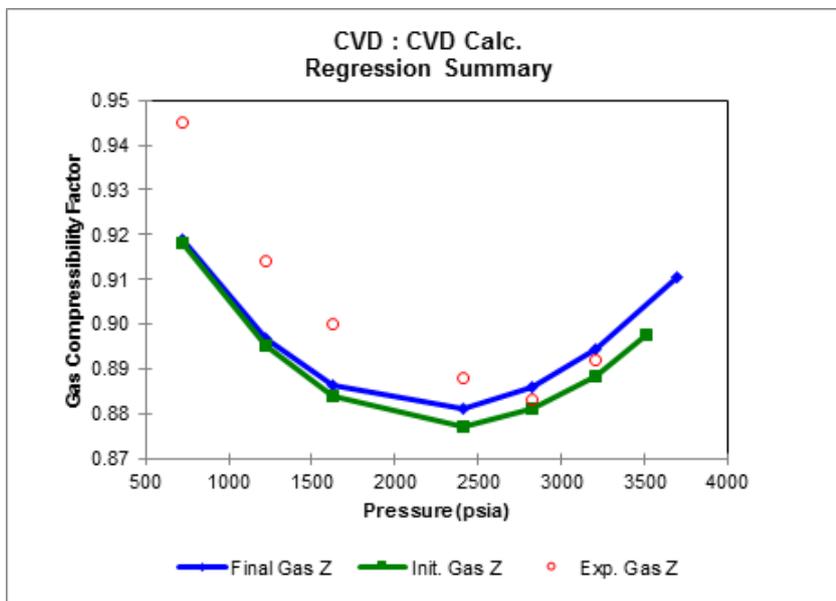


Figura 6.26: Factor de compresibilidad del gas

6.9.2.2. Volumen de líquido original y gas producido original.

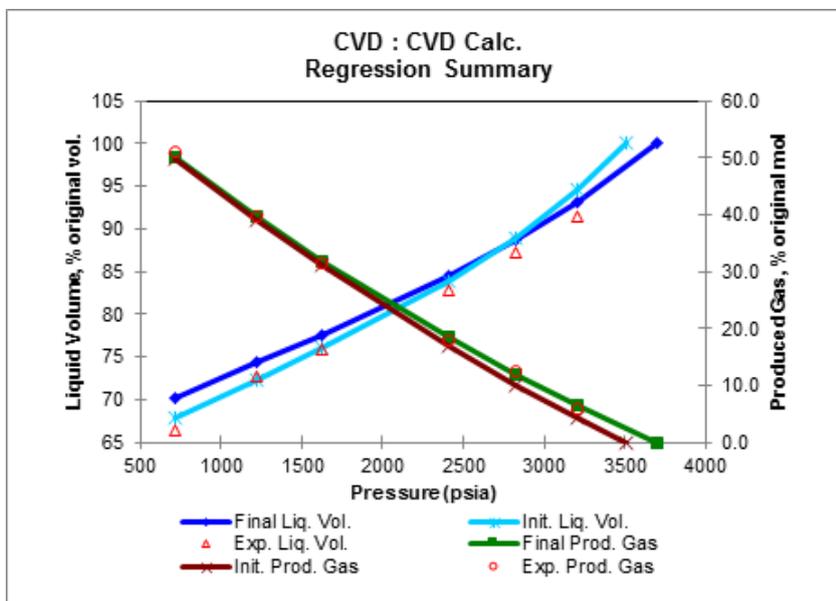


Figura 6.27: Volumen de líquido original y gas producido original en porcentaje.

Ajustó muy bien en estas propiedades del CVD, en propiedades originales.

6.9.2.3. Relación gas-aceite y el factor de volumen del aceite.

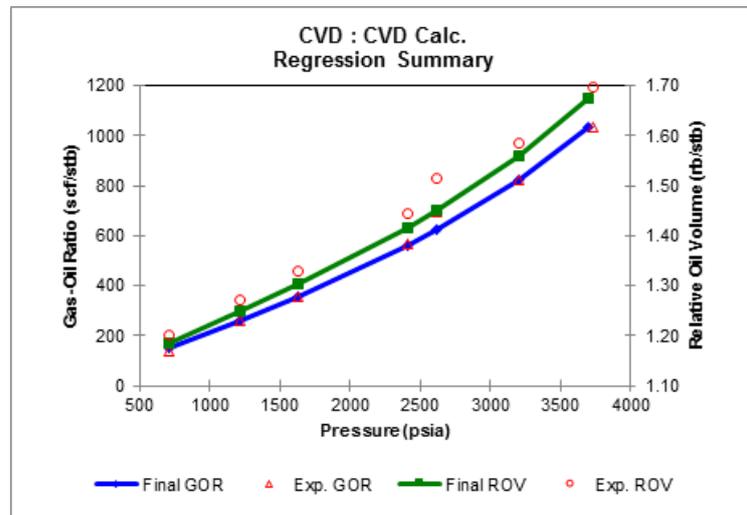


Figura 6.28: Relación gas-aceite y el factor de volumen del aceite.

Recordando que se está utilizando la ecuación de estado ajustada a las omegas, presenta este comportamiento de acuerdo a sus datos experimentales con un buen ajuste a las propiedades, llegando al punto de saturación presenta algunos saltos bruscos. Presenta el mismo comportamiento que la prueba de liberación diferencial probando su validez para ambos experimentos.

6.9.3. Liberación diferencial.

La liberación diferencial se hizo por etapas a partir de la presión de burbuja hasta 355.58 psi. El gas extraído en cada etapa se almacenó para su análisis composicional.

6.9.3.1. Factor de compresibilidad del gas y factor de volumen del gas.

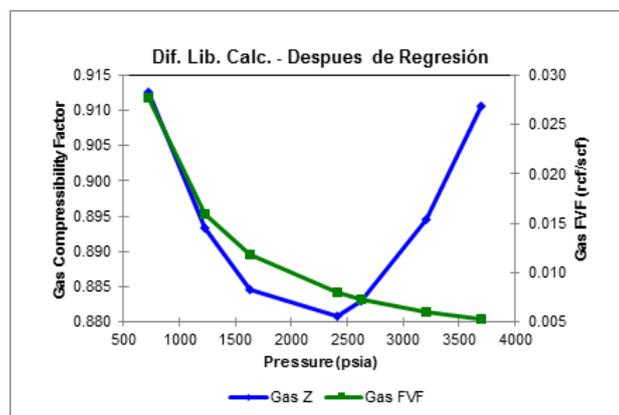


Figura 6.29: Factor de compresibilidad del gas y factor de volumen del gas

Es un factor de corrección introducido en la ecuación general de los gases y puede ser obtenido experimentalmente dividiendo el volumen real de n moles de un gas a presión y temperatura, entre el volumen ideal ocupado por la misma masa de gas a iguales condiciones de presión y temperatura.

6.9.3.2. Densidad relativa del gas.

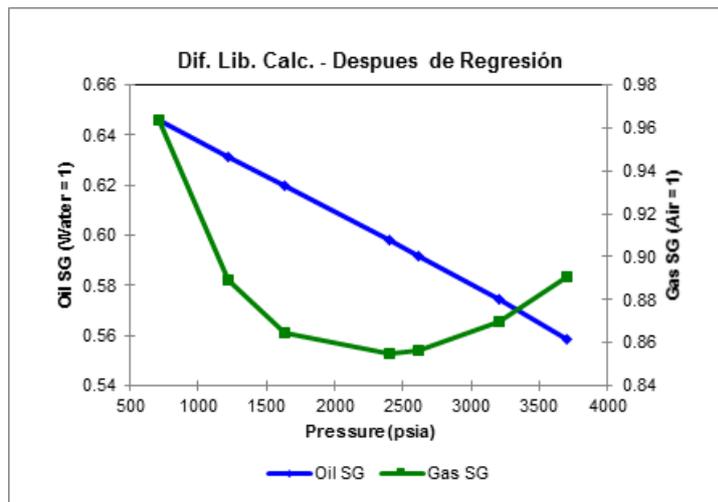


Figura 6.30: Densidad relativa del gas, tomando como referencia el aire y gravedad específica del aceite tomando como referencia el agua.

Se ve la relación entre la cantidad de masa de una sustancia contenida en una unidad de volumen.

6.9.3.3. Viscosidad del gas y del aceite.

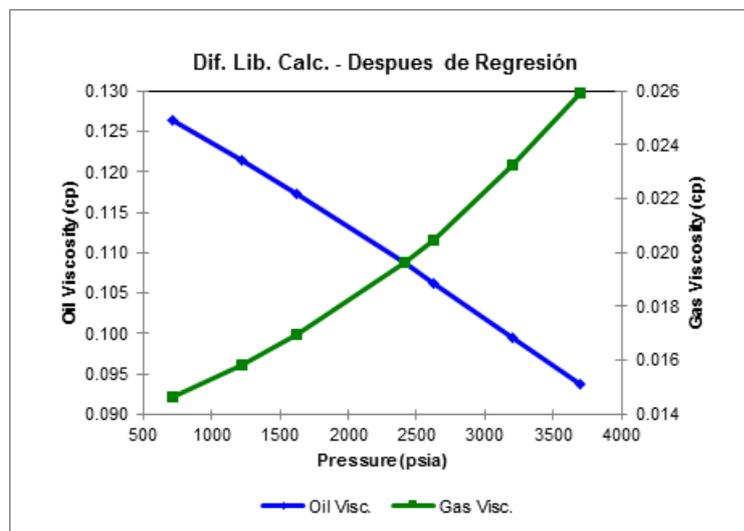


Figura 6.31: Comportamiento de la viscosidad del gas y del aceite.

A medida que se acerca al punto de saturación, la viscosidad del aceite va disminuyendo debido el gas que comienza a liberarse y a tener una mayor viscosidad que el aceite, siendo una fase con más movilidad.

Conclusiones.

Para una evaluación confiable del comportamiento de los yacimientos, es necesario disponer de información representativa de las propiedades de la roca y fluidos de los yacimientos.

Debido a la complejidad de las mezclas de hidrocarburos que constituyen los yacimientos de petróleo, se requiere de una adecuada distribución de los pozos a muestrear, así como de las técnicas de muestreo acordes al tipo de fluidos. Aún cuando existen en la literatura correlaciones empíricas de las propiedades de los fluidos de los yacimientos, es preferible la medición experimental de estas propiedades en muestras representativas.

1. Se tienen que hacer estudios detallados para la validación de las muestras de fluidos de los pozos petroleros, es muy importante siempre contar con una validación, empezando por la muestra con las técnicas recomendadas en este trabajo y después con su análisis PVT, para tener la certeza de que se está trabajando con un fluido representativo del yacimiento.
2. Siempre se debe de tener un control de calidad de las muestras, llenar correctamente los formatos de las condiciones del equipo de muestreo, esto con el fin de evitar fugas, por un mal mantenimiento.
3. En caso de contar con muestras contaminadas, emplear el método mencionado en este trabajo, ya que puede obtenerse todavía una representatividad del fluido, esto con el fin de optimizar los costos, para no volver a realizar el muestreo.
4. Es necesario contar con un análisis PVT de tipo composicional que describa el proceso de agotamiento a volumen constante, el cual debe ser validado por los métodos mencionados en el capítulo 4 de esta tesis.
5. Se tiene que realizar una caracterización de la fracción pesada a detalle, para tratar de minimizar los errores, ya que la fracción pesada es la que más impacta en el comportamiento de los fluidos. Se pueden emplear las técnicas mencionadas en el apéndice B 2.5
6. Los métodos de agrupamiento en pseudocomponentes (lumping), son de gran ayuda para reducir el tiempo de cómputo para un estudio de simulación de yacimientos. Se tiene que tener cuidado de que no se pierda la consistencia, y comprobar su validez, por las propiedades del balance composicional y el obtenido por la ecuación de estado.

7. Se tienen que realizar los muestreos al inicio de la vida productiva del yacimiento, esto con el fin de obtener una muestra representativa del yacimiento.
8. Se tienen que emplear las herramientas y metodologías presentadas, para poder determinar el tipo de fluido que se encuentra en el yacimiento y evitar grandes errores.
9. No se debe confundir el volumen relativo de la liberación diferencial con el factor de volumen de la fase líquida (B_o), ya que este factor es afectado por el proceso de separadores en superficie. Como se vio, tanto el B_o como la R_s , involucran una combinación de los procesos diferencial y de separadores. De esto depende la densidad final.
10. Es importante ocupar el método de la regresión no lineal (descrito en el Capítulo 5), ya que con él, es posible ajustar el comportamiento del fluido por medio de una ecuación de estado, sobre las principales variables para obtener un buen ajuste. Una vez validada la caracterización de la fracción pesada, es posible emplearla como ajuste a la ecuación de estado.
11. Es importante conocer la clasificación de los yacimientos mediante su diagrama de fases, ya que la representación del fluido ajustado en un diagrama P-T determinará de qué fluido se trata.
12. Una mala validación del fluido, simplemente va a echar a perder todo el trabajo invertido, la validación es lo que más impacta en los proyectos petroleros, por eso hay que realizar un buen trabajo aplicando las metodologías correctas para validar el fluido.
13. En la actualidad en nuestro país, se tiene un gran trabajo por hacer, los yacimientos están sometidos a varias características físicas, que hacen más difícil su explotación óptima, por esta razón, este trabajo de investigación puede servir como un manual para los futuros ingenieros en donde puedan conocer las técnicas y metodologías para poder caracterizar y validar los muestreos de fluidos petroleros para llevarlos a la representatividad, y seguir ayudando a que nuestra industria petrolera sea eficiente, segura, y económicamente rentable.

En ocasiones, la muestra tomada no es representativa de los fluidos requeridos. A continuación se muestra un ejemplo en el cual únicamente se hacen análisis de propiedades físicas de los hidrocarburos debido a contaminación de la muestra por agua de la formación:

"2013, Año de la Lealtad Institucional y Centenario del Ejército Mexicano".



PEMEX
EXPLORACION Y PRODUCCION ®

Oficio

	Fecha	Poza Rica, Ver., Agosto 26, 2013
Remitente	Número	PEP-SPRN-APPRA-CDE- 1212 -2013
Subdirección de Producción Región Norte Activo de Producción Poza Rica-Altamira Coordinación de Diseño de Explotación Laboratorio de Yacimientos		Antecedentes: Número(s): Número único de expediente: Fecha(s):
Destinatario	Juan Manuel Riaño Caraza Administrador del Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo Heriberto Cordova Aguayo	
Asunto:	Resultado del Análisis Pozo Humapa 3211.	Anexo <input type="checkbox"/>

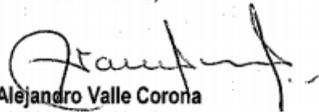
El día 14 de agosto del presente, se recibieron en el Laboratorio de Yacimientos dos muestras de fondo para análisis de P.V.T. del Pozo **Humapa-3211**.

Se realizó un análisis del comportamiento Presión-Volumen de las muestras de fondo a temperatura ambiente, las cuales no presentaron presión de saturación, contenían agua de formación.

Por lo anterior, anexo unicamente el resultado del Análisis de Propiedades Físicas de los Hidrocarburos de las muestras.

Para cualquier comentario estoy a sus órdenes.

Atentamente,



Alejandro Valle Corona
E. D. Administración del APPRA

C.c.p. Consecutivo

Figura 6.32: Ejemplo de un reporte de un muestreo no representativo por contaminación.

A.1. Apéndice A: Ecuaciones de estado.

A.1.1. La ecuación de van der Waals¹

Cuando se desarrolló la ecuación de estado para los gases ideales, se hicieron dos asunciones:

1. El volumen de las moléculas del gas es insignificante comparado con el volumen del contenedor y la distancia entre las moléculas.
2. No existen fuerzas atractivas por repulsiva es entre las moléculas o las paredes del contenedor.

Cuando derivó la primera ecuación de estado, van der Waals usó el comportamiento de fase de un componente puro como punto de partida. A temperaturas que estén muy por encima de la crítica, las curvas de presión contra volumen exhiben una forma hiperbólica, sugiriendo que la presión es inversamente proporcional al volumen molar. Este comportamiento es conocido a partir de la ley de los gases ideales:

$$p = \frac{RT}{V} \quad (5.1)$$

Donde:

R = constante de los gases.

T = temperatura absoluta.

Van der Waals intentó eliminar estas dos asunciones mediante el desarrollo de una ecuación de estado empírica para gases reales. En su intento de eliminar la primera asunción, van der Waals señaló que las moléculas de gas ocupan una fracción significativa del volumen a presiones elevadas y propuso que el volumen de las moléculas, denotado por el parámetro b , sea sustraído del volumen molar, V , de la ecuación 5.1 para obtener:

$$p = \frac{RT}{V - b} \quad (A.1)$$

Donde el parámetro b es conocido como el covolumen y se considera que refleja el volumen de las moléculas.

La variable V representa el volumen en ft^3 por un mol de gas.

Para eliminar la segunda asunción, van der Waals sustrajo un término correctivo, denotado por $\frac{a}{V^2}$,

para que de esta manera se tomen en cuenta las fuerzas atractivas entre las moléculas. En una forma matemática, van der Waals propuso la siguiente expresión:

$$p = \frac{RT}{V-b} - \frac{a}{V^2} \quad (\text{A.2})$$

En donde:

p = presión del sistema, *psia*

T = temperatura del sistema, °R

$R = 10.73 \frac{\text{psia}\cdot\text{ft}^3}{\text{lb}\cdot\text{mol}\cdot^\circ\text{R}}$

V = volumen, $\frac{\text{ft}^3}{\text{mol}}$

a = parámetro de “atracción”.

b = parámetro de “repulsión”.

Los dos parámetros, a y b , son constantes que caracterizan las propiedades moleculares de los componentes individuales. El símbolo a se considera una medida de las fuerzas atractivas intermoleculares entre las moléculas. La ecuación A.2 nos muestra las siguientes características de importancia:

1. A presiones bajas, el volumen de la fase gaseosa es grande en comparación con el volumen de las moléculas. El parámetro b es despreciable en comparación con V y el término de las fuerzas atractivas, $\frac{a}{V^2}$, se convierte insignificante, entonces la ecuación de van der Waals se reduce a la ecuación de los gases ideales (ecuación 5.1).
2. A altas presiones, eso es que $p \rightarrow \infty$, el volumen V , será muy pequeño y se aproximará al valor b , el cual es el volumen molecular actual, matemáticamente dado por:

$$\lim_{p \rightarrow \infty} V(p) = b$$

La ecuación de van der Waals o cualquier otra ecuación de estado puede ser expresada de una forma más generalizada de la siguiente manera:

$$p = p_{\text{repulsión}} - p_{\text{atracción}} \quad (\text{A.3})$$

Donde la presión de repulsión, $p_{\text{repulsión}}$, está representada por el término $\frac{RT}{V-b}$, y la presión de atracción, $p_{\text{atracción}}$, es descrita por $\frac{a}{V^2}$.

Para determinar los valores de las dos constantes, a y b , para cualquier sustancia pura, van der Waals observó que la isoterma crítica tiene una pendiente horizontal y un punto de inflexión en el punto crítico, como se muestra en la figura A.1. Esta observación puede ser expresada matemáticamente de esta manera:

$$\left[\frac{\partial p}{\partial V} \right]_{T_c, P_c} = 0 \quad (\text{A.4})$$

$$\left[\frac{\partial^2 p}{\partial V^2} \right]_{T_c, P_c} = 0 \quad (\text{A.5})$$

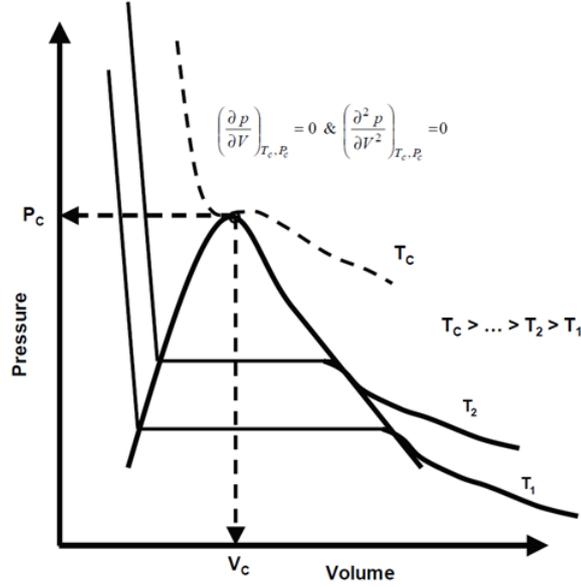


Figura A.1: Relación presión/volumen para un componente puro.¹

Derivando la ecuación A.2 con respecto al volumen da como resultado:

$$\left[\frac{\partial p}{\partial V} \right]_{T_c, P_c} = -\frac{RT_c}{(V_c - b)^2} + \frac{2a}{V_c^3} = 0 \quad (\text{A.6})$$

$$\left[\frac{\partial^2 p}{\partial V^2} \right]_{T_c, P_c} = \frac{2RT_c}{(V_c - b)^3} + \frac{6a}{V_c^4} = 0 \quad (\text{A.7})$$

Resolviendo las ecuaciones A.6 y A.7 simultáneamente para los parámetros a y b resulta en:

$$b = \left(\frac{1}{3} \right) V_c \quad (\text{A.8})$$

$$a = \left(\frac{8}{9} \right) RT_c V_c \quad (\text{A.9})$$

La ecuación A.8 nos sugiere que el volumen de las moléculas b es aproximadamente 0.333 del volumen crítico, V_c , de la sustancia. Estudios experimentales han revelado que el covolumen, b , está en el rango de 0.24 – 0.28 del volumen crítico para un componente puro.

Aplicando las ecuaciones A.4 y A.5 al punto crítico (por ejemplo, siendo $T = T_c$, $p = P_c$, y $V = V_c$) y combinando las ecuaciones A.8 y A.9 se tiene:

$$p_c V_c = (0.375) RT_c \quad (\text{A.10})$$

La ecuación A.10 nos muestra que sin importar el tipo de sustancia, la ecuación de estado de van der Waals nos da un factor de compresibilidad del gas Z_c de 0.375. Los estudios experimentales nos muestran que los valores de Z_c para sustancias puras están en un rango entre 0.23 y 0.31. La ecuación A.10 puede

ser combinada con las ecuaciones A.8 y A.9 para obtener expresiones más convenientes para calcular los parámetros a y b ;

$$a = \Omega_a \frac{R^2 T_c^2}{p_c} \quad (\text{A.11})$$

$$b = \Omega_b \frac{RT_c}{p_c} \quad (\text{A.12})$$

Donde

R = constante de los gases $10.73 \frac{\text{psi}\cdot\text{ft}^3}{\text{lb mol}\cdot^\circ\text{R}}$

p_c = presión crítica, psia

T_c = temperatura crítica, °R $\Omega_a = 0.421875$

$\Omega_b = 0.125$

La ecuación A.2 también puede ser expresada en una forma cúbica en términos del volumen, V , como se muestra:

$$p = \frac{RT}{V - b} - \frac{a}{V^2}$$

Reestructurando se obtiene:

$$V^3 - \left(b + \frac{RT}{p}\right)V^2 + \left(\frac{a}{p}\right)V - \left(\frac{ab}{p}\right) = 0 \quad (\text{A.13})$$

La ecuación A.13 es usualmente llamada la ecuación cúbica de estado de dos parámetros de van der Waals. El término dos parámetros se refiere a los parámetros a y b . El término ecuación cúbica de estado implicada una ecuación en la cual, si es expandida, contendrá términos de volumen a la primera, segunda y tercera potencia.

Quizá una de las características más significativas de la ecuación A.13 es que describe el fenómeno de la condensación, y el paso de la fase gaseosa a la fase líquida mientras el gas se comprime.

Las características más importantes de la ecuación A.13 serán discutidas a continuación en conjunción con la figura A.2

Considérese una sustancia pura con un comportamiento $p - V$ como el que se muestra en la figura A.2. Asíumase que esa sustancia se mantiene a una temperatura constante, T , por debajo de su temperatura crítica. A esta temperatura, la ecuación A.13 tiene tres raíces reales (volúmenes) para cada presión especificada, p .

La isoterma punteada nos muestra una solución típica para la ecuación A.13 a una temperatura constante, la curva de temperatura constante $DWEZB$ se muestra en la figura A.2. Los tres valores de V son las intersecciones B , E y D en la línea horizontal, que corresponden a un valor de presión.

Esta línea punteada que fue calculada (*DWEZB*) aparenta tener una transición continua de la fase graciosa a la fase líquida, pero la realidad, la transición es abrupta y discontinua, con el líquido y el vapor existiendo durante la línea horizontal *DB*. Si se examina la solución gráfica de la ecuación A.13 es visible que la raíz más grande, indicada por el punto *D*, corresponde al volumen del vapor saturado, mientras que el menor valor de volumen positivo, indicado por el punto *B*, corresponde al volumen de líquido saturado. La tercera raíz, el punto *E*, no tiene significado físico. Hay que notar que estos valores convergen mientras la temperatura se acerca a la temperatura crítica, T_c , de la sustancia.

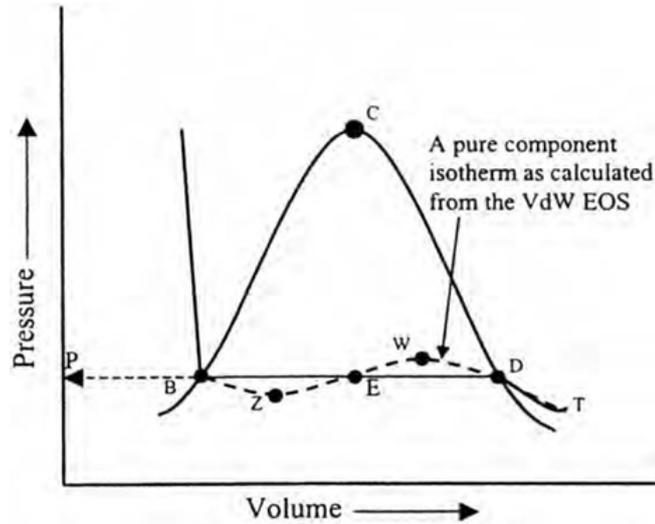


Figura A.2: Diagrama presión-volumen para una sustancia pura.³¹

La ecuación A.13 puede ser expresada de una forma más práctica en términos del factor de compresibilidad, Z . Si se reemplaza el volumen molar, V , en la ecuación A.13 por $\frac{ZRT}{p}$, se muestra la ecuación siguiente:

$$V^3 - \left(b + \frac{RT}{p}\right) V^2 + \left(\frac{a}{p}\right) V - \left(\frac{ab}{p}\right) = 0$$

$$V^3 - \left(b + \frac{RT}{p}\right) \left(\frac{ZRT}{p}\right)^2 + \left(\frac{a}{p}\right) \left(\frac{ZRT}{p}\right) - \left(\frac{ab}{p}\right) = 0$$

o

$$Z^3 - (1 + B)Z^2 + AZ - AB = 0 \quad (\text{A.14})$$

En donde:

$$A = \frac{ap}{R^2T^2}$$

$$B = \frac{bp}{RT}$$

Z = factor de compresibilidad

p = presión del sistema, pisa

T = temperatura del sistema, ° R

La ecuación A.14 tiene una raíz real (en algunas regiones súper críticas, la ecuación A.14 puede tener tres raíces reales para Z . De esas tres raíces reales, el valor de la raíz más grande es el valor de la compresibilidad con un significado físico) en la región de una fase, y tres raíces reales en la región de dos fases (donde la presión en el sistema es igual a la presión de vapor de la sustancia).

En la región de dos fases, la mayor raíz positiva corresponde al factor de compresibilidad de la fase del vapor, Z^v , mientras que la menor raíz positiva corresponde al factor de compresibilidad de la fase líquida, Z^L . La ecuación A.14 puede ser de ayuda para calcular la densidad de una fase.

A.1.2. Ecuaciones de estado de Redlich –Kwong¹

Redlich y Kwong (1949) demostraron que, mediante un simple ajuste del término de presión de atracción, $\frac{a}{\sqrt{Z}}$, e incluyendo explícitamente la temperatura del sistema, pueden mejorar considerablemente la predicción de las propiedades volumétricas y físicas de la fase de vapor.

Redlich y Kwong reemplazaron el término de presión de atracción por un término generalizado que depende de la temperatura, como se da en la siguiente forma:

$$p = \frac{RT}{V-b} - \frac{a}{V(V+b)\sqrt{T}} \quad (\text{A.15})$$

En donde T es la temperatura del sistema, en °R

Redlich y Kwong notaron que, mientras aumenta la presión del sistema de manera importante, esto es, $p \rightarrow \infty$, el volumen molar, V , de la sustancia se encoge aproximadamente 26 % de su volumen crítico, V_c , independientemente de la temperatura del sistema. De acuerdo con lo pasado, ellos construyeron la ecuación A.15 para satisfacer la siguiente condición:

$$b = 0.26V_c \quad (\text{A.16})$$

Imponiendo las condiciones del punto crítico (como se expresa en las ecuaciones A.6 y A.7) en la ecuación A.15 y resolviendo las dos ecuaciones simultáneamente se encuentra:

$$\left[\frac{\partial p}{\partial V} \right]_{T_c, P_c} = -\frac{RT_c}{(V_c - b)^2} + \frac{2a}{V_c^3} = 0$$

$$\left[\frac{\partial^2 p}{\partial V^2} \right]_{T_c, P_c} = \frac{2RT_c}{(V_c - b)^3} + \frac{6a}{V_c^4} = 0$$

$$a = \frac{\Omega_a R^2 T_c^{2.5}}{p_c} \quad (\text{A.17})$$

$$b = \frac{\Omega_b R T_c}{p_c} \quad (\text{A.18})$$

En donde:

$$\Omega_a = 0.42747$$

$$\Omega_b = 0.08664$$

Igualando las ecuaciones A.16 y A.18 resulta:

$$0.26V_c = \frac{\Omega_b RT_c}{p_c} \quad (\text{A.19})$$

O reescrito:

$$p_c V_c = 0.33333 RT_c \quad (\text{A.20})$$

La ecuación A.20 muestra que la ecuación de estado de Redlich- Kwong produce un factor de compresibilidad crítico universal Z_c de 0.333 para todas las sustancias. Como fue indicado anteriormente, el factor de compresibilidad crítico para los gases usualmente tiene un rango entre 0.23 y 0.31 para la mayoría de las sustancias. Reemplazando el volumen molar, V , en la ecuación A.15 por $\frac{ZRT}{p}$ y arreglando algebraicamente da:

$$Z^3 - Z^2 + (A - B - B^2)Z - AB = 0 \quad (\text{A.21})$$

Donde:

$$A = \frac{ap}{R^2 T^{2.5}} \quad (\text{A.22})$$

$$B = \frac{bp}{RT} \quad (\text{A.23})$$

Al igual que en la ecuación de van der Waals, la ecuación A.21 da a una raíz real en la región de una fase (región gaseosa o región líquida) y tres de las raíces reales caen en la región de dos fases. En la mayoría de los casos, la mayor raíz corresponde al factor de compresibilidad de la fase gaseosa, Z^v , mientras que la menor raíz positiva corresponde al factor de compresibilidad del líquido, Z^l .

A.1.3. Ecuación de estado Soave-Redlich-Kwong y sus modificaciones.¹

Una de las aportaciones más significativas en el desarrollo de las ecuaciones cúbicas de estado fue la reportada por Soave (1972) acerca de la modificación del parámetro a en el término de presión de atracción de la ecuación de estado de Redlich- Kwong (ecuación A.15). Soave reemplazó el término $(\frac{A}{T}^{0.5})$ en la ecuación A.15 por un término general dependiente de la temperatura, denotado por $\alpha(T)$, para obtener

$$p = \frac{RT}{V - b} - \frac{\alpha(T)}{V(V + b)} \quad (\text{A.24})$$

En donde $\alpha(T)$ Es un factor adimensional que es la unidad cuando la temperatura reducida, $T_r = 1$, esto es, $\alpha(T) = 1$ cuando $T/T_c = 1$. Soave utilizó las presiones de vapor de componentes puros para desarrollar una expresión generalizada para el parámetro de corrección de la temperatura $\alpha(T)$.

Cuando las temperaturas del sistema son otras que las de la temperatura crítica, el parámetro de corrección $\alpha(T)$ es definido mediante la siguiente relación:

$$\alpha(T) = \left[1 + m \left(1 - \sqrt{T_r} \right) \right]^2 \quad (\text{A.25})$$

Soave correlacionó el parámetro m con el factor acéntrico, ω , para tener:

$$m = 0.480 + 1.574\omega - 0.17\omega^2 \quad (\text{A.26})$$

Donde:

T_r = temperatura reducida, T/T_c

ω = factor acéntrico de la substancia.

T = temperatura del sistema, °R.

Por conveniencia y simplicidad, el término dependiente de la temperatura $\alpha(T)$ será reemplazado por el símbolo α hasta el término de este capítulo.

Para cualquier componente puro, las constantes a y b en la ecuación A.22 se obtienen a partir de la definición de van der Waals a partir de las ecuaciones A.4 y A.5, en la ecuación A.24. Ahora resolviendo para las dos ecuaciones:

$$a = \frac{\Omega_a R^2 T_c^2}{p_c} \quad (\text{A.27})$$

$$b = \frac{\Omega_b R T_c}{p_c} \quad (\text{A.28})$$

En donde Ω_a y Ω_b son los parámetros adimensionales Soave-Redlich-Kwong (SRK) y tienen los siguientes valores:

$$\Omega_a = 0.42747$$

$$\Omega_b = 0.08664$$

Edmister y Lee (1986) mostraron que los dos parámetros, a y b , pueden ser determinados mediante un método más conveniente. Para la isoterma crítica,

$$(V - V^3) = V^3 - [3V_c]V^2 + [3V_c^2]V - [V^3] = 0 \quad (\text{A.29})$$

La ecuación A.24 también puede ser expresada de una forma cúbica, para obtener:

$$V^3 - \left[\frac{RT}{p} \right] + \left[\frac{a\alpha}{p} - \frac{bRT}{p} - b^2 \right] V - \left[\frac{(a\alpha)b}{p} \right] = 0 \quad (\text{A.30})$$

En el punto crítico, las ecuaciones A.29 y A.30 son idénticas cuando $\alpha = 1$. Igualando los coeficientes del volumen, V , de las dos ecuaciones se obtiene:

$$3V_c = \frac{RT_c}{p_c} \quad (\text{A.31})$$

$$3V_c^2 = \frac{a}{c} - \frac{bRT_c}{p_c} - b^2 \quad (\text{A.32})$$

$$V_c^2 = \frac{ab}{p_c} \quad (\text{A.33})$$

Resolviendo estas ecuaciones simultáneamente para los parámetros a y b se obtienen relaciones idénticas a aquellas obtenidas en las ecuaciones A.27 y A.28. Arreglando la ecuación A.31 se obtiene:

$$p_c V_c = \frac{1}{3} RT_c$$

Lo cual indica que la ecuación de estado SRK arroja un factor de compresibilidad crítico del gas, Z_c , de 0.333. Hay que notar que combinando la ecuación A.28 con la ecuación A.32 se obtiene un valor de covolumen del 26 % del volumen crítico, esto es:

$$b = 0.26V_c$$

La ecuación de estado SRK en términos del factor de compresibilidad Z queda de la siguiente manera:

$$Z^3 - Z^2 + (A - B - B^2)Z - AB = 0 \quad (\text{A.34})$$

Donde:

$$A = \frac{(a\alpha)p}{(RT)^2} \quad (\text{A.35})$$

$$B = \frac{bp}{RT} \quad (\text{A.36})$$

Y

p = presión del sistema, psia.

T = temperatura del sistema, °R

$R = 10.790 \frac{\text{psia ft}^3}{\text{lb mol}^\circ\text{R}}$

A.1.4. Ecuación de estado de Peng- Robinson.¹

Peng y Robinson (1976) llevaron a cabo un estudio para evaluar el uso de la ecuación de estado SRK para predecir el comportamiento en los yacimientos. Ellos ilustraron la necesidad de una mejora mediante una ecuación de estado que predice las densidades de líquido y de otras propiedades de los fluidos, particularmente en la vecindad de la región crítica. Como base para crear un modelo mejorado, Peng y Robinson (PR) propusieron la siguiente expresión:

$$p = \frac{RT}{V - b} - \frac{a\alpha}{(V + b)^2 - cb^2}$$

Donde a, b y α tienen el mismo significado que en el modelo SRK, y el parámetro c es un número optimizado mediante el análisis de los términos Z_c y $\frac{b}{V_c}$. Generalmente es aceptado que Z_c debe ser cercano a 0.28 y que $\frac{b}{V_c}$ debe de ser aproximadamente 0.26. Un valor optimizado de $c = 2$ da como resultado $Z_c = 0.307$ y $(\frac{b}{V_c}) = 0.253$.

Basados en este valor para c , Peng y Robinson propusieron la siguiente ecuación de estado (comúnmente referida como la ecuación de estado Peng Robinson):

$$p = \frac{RT}{V-b} - \frac{a\alpha}{V(V+b) - b(V-b)} \quad (\text{A.37})$$

A partir de los puntos críticos de las ecuaciones A.4, A.5 y A.37 se obtiene:

$$a = \frac{\Omega_a R^2 T_c^2}{p_c} \quad (\text{A.38})$$

$$b = \frac{\Omega_b R T_c}{p_c} \quad (\text{A.39})$$

En donde:

$$\Omega_a = 0.45724$$

$$\Omega_b = 0.07780$$

Esta ecuación predice un factor de compresibilidad del gas, Z_c , de 0.307, comparado al 0.333 del modelo SDK. Peng y Robinson también adoptaron la aproximación de Soave para calcular el parámetro α :

$$\alpha = \left[1 + m(\sqrt{T_r}) \right] \quad (\text{A.40})$$

Donde $m = 0.3796 + 1.54226\omega + 0.2699\omega^2$

Peng y Robinson propusieron la siguiente expresión modificada para m que se recomienda para componentes más pesados con valores acéntricos $\omega > 0.49$:

$$m = 0.379642 + 1.48503\omega - 0.1644\omega^2 + 0.016667\omega^3 \quad (\text{A.41})$$

Arreglando la ecuación A.37 en términos del factor de compresibilidad, se obtiene:

$$Z^3 + (B-1)Z^2 + (A-3B^2-2B)Z - (AB-B^2-B^3) = 0 \quad (\text{A.42})$$

En donde A y B están dados por las ecuaciones A.35 y A.36 las cuales son:

$$A = \frac{(a\alpha)p}{(RT)^2}$$

$$B = \frac{bp}{RT}$$

Con:

$$(a\alpha)_m = \sum_i \sum_j [x_i x_j \sqrt{a_i a_j \alpha_i \alpha_j} (1 - k_{ij})]$$

$$b = \sum_i [x_i b_i]$$

A.1.5. Ecuación de Peneloux, Rauzy y Freze¹

Peneloux, Rauzy y Freze desarrollaron un procedimiento que mejoraría las predicciones volumétricas de la ecuación de estado SRK introduciendo un parámetro de corrección del volumen, c_i , a la ecuación.

Este tercer parámetro no cambiará las condiciones de equilibrio vapor/líquido determinadas por la ecuación SRK sin modificaciones, esto es, el parámetro de equilibrio K_i , pero sí modifica los volúmenes de gas y líquido. La metodología propuesta, conocida como el método de traducción del volumen, usa las siguientes expresiones:

$$V_{\text{corr}}^L = V^L - \sum_i (x_i c_i)$$

En donde:

V^L = volumen molar del líquido no corregido (i.e., $V^L = Z^L \frac{RT}{p}$), $\frac{\text{ft}^3}{\text{mol}}$

V^v = volumen molar del gas no corregido, $V^v = \frac{(Z^v RT)}{p}$, $\frac{\text{ft}^3}{\text{mol}}$

V_{corr}^L = volumen molar líquido corregido, $\frac{\text{ft}^3}{\text{mol}}$

V_{corr}^v = volumen molar del gas corregido, $\frac{\text{ft}^3}{\text{mol}}$

x_i = fracción molar del componente i en la fase líquida

y_i = fracción molar del componente i en la fase gaseosa

Los autores propusieron seis esquemas para calcular el factor de corrección, c_i , para cada componente. Para fluidos petroleros y hidrocarburos pesados, Peneloux y sus compañeros de trabajo sugirieron que el mejor parámetro de correlación para el factor de corrección del volumen c_i es el factor de compresibilidad de Rackett, Z_{RA} . El factor de corrección se define matemáticamente mediante la siguiente expresión:

$$c_i = 5.43797878(0.29441 - Z_{RA}) \frac{T_c^i}{P_{ci}}$$

En donde:

c_i = factor de corrección para el componente i , $\frac{\text{ft}^3}{\text{lb}\cdot\text{mol}}$

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

P_{ci} = presión crítica de la componente i , psia

El parámetro Z_{RA} es una constante única para cada compuesto. Los valores de Z_{RA} , en general, no son tan diferentes a los factores de compresibilidad críticos, Z_c . Peneloux propuso la siguiente correlación para calcular c_i si dichos valores no están disponibles:

$$c_i = (0.0115831168 + 0.411844152\omega_i) \left(\frac{T_{ci}}{P_{ci}} \right)$$

Donde ω_i = factor acéntrico del componente

B.1. Apéndice B: Ecuaciones en la simulación PVT.

B.2. Caracterización

Para llevar a cabo los cálculos de equilibrio de fases en una composición del fluido del yacimiento utilizando una ecuación de estado cúbica, la temperatura crítica (T_c), la presión crítica (P_c), y el factor acéntrico (ω), son necesarios para cada componente contenido en la mezcla.

Además, se necesita un parámetro de interacción binaria (k_{ij}) para cada uno de los componentes. Si se utiliza una ecuación de estado con corrección de volumen (por ejemplo, Peneloux et al, 1982), un parámetro de cambio de volumen debe ser asignado a cada componente.²⁵

Las mezclas de origen natural de condensado pueden contener miles de diferentes componentes, los componentes más grandes no son prácticos en los cálculos flash. Algunos componentes se deben agrupar y representarse como pseudocomponentes, C_{7+} . La caracterización consiste en representar los hidrocarburos con siete y más átomos de carbono (heptano plus o fracción C_{7+}) como un número conveniente de pseudocomponentes, y para encontrar la ecuación necesaria de parámetros de estado (T_c , P_c y ω), para cada uno de sus pseudocomponentes. A esto se le conoce como lumping (agrupamiento).

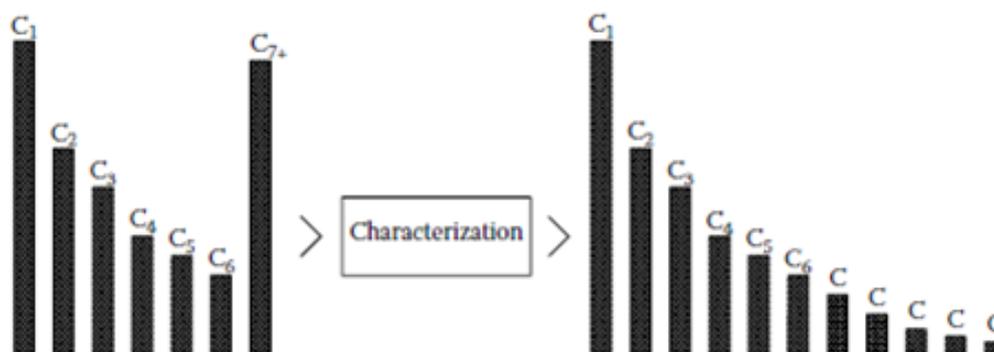


Figura B.1: Problema de agrupamiento (Lumping)²⁵

B.2.1. Clases de Componentes²⁵

Los componentes contenidos en el aceite y gas condensado de mezclas se pueden dividir en tres clases:

Componentes definidos: Los componentes definidos contenidos en los yacimientos de hidrocarburos son: N_2 , CO_2 , H_2S , C_1 , C_2 , C_3 , i- C_4 , n- C_4 , i- C_5 , n- C_5 y C_6 (C_6 es generalmente considerado como puro n- C_6 aunque también hay ramificados y componentes C_6 -cíclicos que pueden estar presentes en la fracción C_6).

Fracciones C_{7+} : Cada fracción de C_{7+} contiene hidrocarburos con puntos de ebullición dentro de un intervalo de temperatura dado. Los intervalos de temperatura se pueden ver en las tablas del anexo de caracterización de fluidos y se determinan los puntos de ebullición de las n-parafinas.

En la caracterización de una fracción C_{7+} , es esencial tener en cuenta la diversidad de los componentes de hidrocarburos contenidos en la fracción. El punto de rocío de una mezcla binaria de C_1 y C_6 va depender en gran medida de la estructura química del componente C_6 .

Fracción Plus: la fracción plus consta de los componentes que son demasiado pesados para ser separados en fracciones C_{7+} individuales. Si un análisis de punto de ebullición ha sido llevado a cabo, el peso molecular medio y la densidad de la fracción plus estarán presentes como cantidades medidas. Las condiciones que se tienen al caracterizar son: la estimación de la distribución molar (i.e., fracción molar vs número de carbono), estimación de T_c , P_c y ω de las fracciones de los números de carbono resultantes.

$$C_N = a + B \ln Z_N \quad (B.1)$$

La fracción remanente del fluido que contiene a los heptanos (C_7) y el resto de los hidrocarburos más pesados se reporta comúnmente con su peso molecular (M_W) y la gravedad específica medidos en el laboratorio. Esta fracción remanente es conocida como la fracción pesada o la fracción C_{7+} .

Las características de la fracción C_{7+} son:

- Moléculas que tienen puntos de ebullición más altos que el n-hexano.
- Influye en la manera como se mueven los fluidos a través del yacimiento.
- Se tiene un comportamiento de fase altamente dependiente de dicha fracción.
- Es importante para los cálculos de flujo del condensado.
- La inyección de CO_2 , para el desplazamiento miscible es altamente dependiente de ella.

En su caracterización se emplean análisis por destilación y cromatografía para la caracterización de la fracción pesada y sus cortes. Con ellos se estiman propiedades tales como la densidad, el peso molecular y la temperatura de ebullición de cada corte.

Como ya se había mencionado en el capítulo 1 de principios fundamentales, es necesario tener en cuenta los conceptos básicos para lograr una caracterización del C_{7+} . Que son:

- Punto crítico
- Punto de ebullición
- Temperatura crítica
- Presión crítica
- Factor de compresibilidad
- Factor acéntrico
- Peso molecular
- Gravedad específica
- RGA

En donde se ocupan modelos matemáticos, para dar una representación a la fracción pesada.

B.2.2. Distribución molar gamma.²⁵

La distribución molar gamma es usada para describir la fracción molar contra el peso molecular para fracciones de C_{7+} . Expresión utilizada por Whitson (1983).

$$p(M) = \frac{(M - \eta)^{\alpha-1} \exp\left(-\frac{M-\eta}{\beta}\right)}{\beta^\alpha \Gamma(\alpha)} \quad (\text{B.2})$$

Donde: η es el peso molecular mínimo que se encuentra en la fracción C_{7+} .

β : es el peso molecular promedio de C_{7+} que se define como:

$$\beta = \frac{M_{C_{7+}} - \eta}{\alpha} \quad (\text{B.3})$$

$M_{C_{7+}}$ es el promedio del peso molecular de la fracción C_{7+} y Γ es la función gamma, para $0 \leq x \leq 1$ se puede calcular por la relación (Abramowitz y Stegun, 1972):

$$\Gamma(x + 1) = 1 + \sum_{i=1}^8 a_i x^i \quad (\text{B.4})$$

Coefficients in Equation

Coefficient	Value
a_1	-0.577191652
a_2	0.988205891
a_3	-0.897056937
a_4	0.918206857
a_5	-0.756704078
a_6	0.482199394
a_6	-0.193527818
a_8	0.035868343

Tabla B.1: Coeficientes utilizados en la ecuación B.2.

En la siguiente fórmula, $\Gamma(x + 1) = x\Gamma(x)$ se usa para $x > 1$. Los coeficientes $a_1 - a_8$ son los de la tabla B.1. Para encontrar la fracción total molar de los componentes con el peso molecular en el intervalo M_1 a M_2 , la función de probabilidad se tiene que integrar desde M_1 a M_2 y multiplicarla por el total de la fracción molar de los componentes con su peso molecular.

Suponiendo $\alpha = 1$, en la ecuación B.2 se reduce a :

$$p(M) = \frac{\exp\left(-\frac{M-\eta}{M_{C_{7+}}-\eta}\right)}{M_{C_{7+}}-\eta} \quad (\text{B.5})$$

ó

$$\ln(p(M)) = -\frac{M-\eta}{M_{C_{7+}}-\eta} \ln(M_{C_{7+}}-\eta) \quad (\text{B.6})$$

El peso molecular M_N de una fracción de número de carbonos dado, C_N , puede ser determinado a partir de la ecuación siguiente:

$$M_N = 14C_N - 4 \quad (\text{B.7})$$

En la ecuación B.6 se asume que el peso molecular incrementa linealmente con el número de carbono, que se expresa en la ecuación B.7, la función de la probabilidad de la densidad se puede reescribir como:

$$C_N = \text{Con1} + \text{Con2} \ln(p(M)) \quad (\text{B.8})$$

Donde: Con1 y Con2 son constantes. En la figura B.2 se muestra la comparación de la distribución molar logarítmica con la distribución gamma con $\alpha = 2.27$.

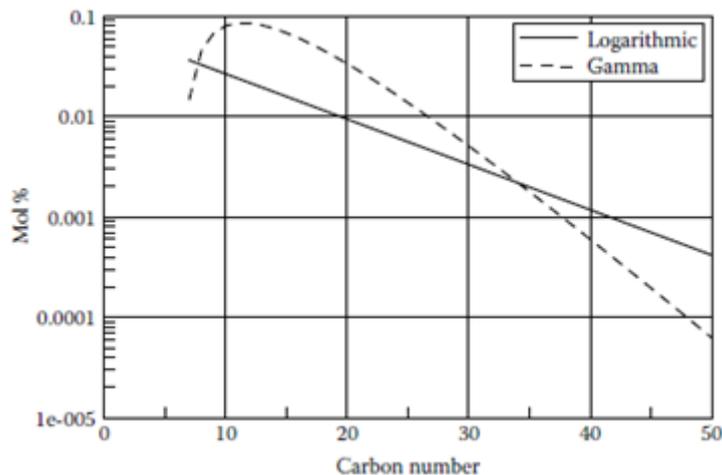


Figura B.2: Comparación de la distribución logarítmica con la distribución gamma.²⁵

B.2.3. Correlaciones aplicadas a las fracciones pesadas²³

B.2.3.1. Correlación de Soreide.

Es usada para definir la relación entre la gravedad específica y el peso molecular de la fracción individual.

$$y_i = 0.2855 + C_f(M_i - 66)^n$$

B.2.3.2. Correlación Riazi-Daubert.

Correlación de dos parámetros que predicen las propiedades físicas de los componentes que integran la fracción pesada.

$$Tb_i = a * M_i^3 * y_i * \exp[(d * M_i) + (e * y_i) + (f * M_i * y_i)] \quad (B.9)$$

Propiedad	Constantes					
Tb	a	B	c	d	e	f
	6,77857	0,401673	-1,58262	0,00377419	2,984036	-0,00425288

Tabla B.2: Constantes para la ecuación de Riazi-Daubert.

B.2.3.3. Correlación de Kesler-Lee.

Se usa para estimar la temperatura crítica, presión crítica y el factor acéntrico de los componentes de la fracción pesada.

$$T_{C_i} = 341.7 + 811.1 * \gamma_i + (0.4244 + 0.1174 * \gamma_i) * T_{b_i} + \left(\frac{0.4669 - 3.26328 * \gamma_i}{T_{b_i}} \right) * 10^5$$

$$P_{C_i} = \exp 8.3634 - \left(\frac{0.0566}{\gamma_i} * \left(0.24244 + \frac{2.2898}{\gamma_i} + \frac{0.11857}{\gamma_i^2} \right) * 10^{-3} * T_{b_i} \right) +$$

$$+ \left(1.4685 + \frac{3.648}{\gamma_i} + \frac{0.47227}{\gamma_i^2} \right) * 10^{-7} * T_{b_i}^2 - \left(0.42019 + \frac{1.6977}{\gamma_i^2} \right) * 10^{-10} * T_{b_i}^3$$

Para el caso del factor acéntrico para $(\theta) > 0.8$

$$w_i = -7.904 + 0.1352 * K_{\text{WATSON}} - 0.00746 * K_{\text{WATSON}}^2 + 8.359 * \theta + \left(\frac{1.408 - 0.01068 * K_{\text{WATSON}}}{\theta} \right)$$

Para $(\theta) < 0.8$

$$w_i = \frac{-\ln \left(\frac{P_{C_i}}{14.7} \right) - 5.92714 + \frac{6.09648}{\theta} + 1.28868 * \ln \theta - 0.169347 * \theta^6}{15.2518 - \frac{15.6875}{\theta} - 13.4721 * \ln \theta + 0.43577 * \theta^6} \quad (\text{B.10})$$

B.2.4. Destilación TBP

Es una prueba usada para caracterizar el crudo con respecto a los puntos de ebullición de cada componente.

En estas pruebas, el crudo se destila y la temperatura del vapor condensado y el volumen del líquido formado son registrados.

Proceso de la destilación TBP:

- El hidrocarburo se somete a una destilación analítica estandarizada, primero a presión atmosférica y luego en un vacío de presión de 40mmHg.
- La temperatura se toma cuando la primera gota destila.
- Se hacen diez cortes de destilación, el primero en 50°C y así sucesivamente con un intervalo de 25°C para cada corte posterior.
- En cada corte se determina el volumen, peso específico y peso molecular.
- Después de separar los cortes, se miden las propiedades deseadas de acuerdo al estudio requerido.

B.2.5. Métodos para caracterizar el C_{7+} ²⁵

Método de Whitson.

Es una función probabilística, llamada función de los tres parámetros Gamma que modela la distribución molar.

Este modelo se fundamenta en el uso de la función molar gamma para representar la relación entre la fracción molar y el peso molecular. Que ya se vio anteriormente.

Método de Pedersen.

Pedersen propuso un modelo con una relación exponencial que hay entre la fracción molar de un componente y su correspondiente número de hidrocarburos. Rápidamente se presenta la ecuación que modela el comportamiento.

$$Z_n = \exp \left[\frac{n - A}{B} \right]$$

Donde A y B son constantes.

El peso molecular para un corte con determinado número de carbonos puede ser calculado mediante la siguiente fórmula:

$$M_i = 14N_i - 4 \quad (\text{B.11})$$

Método de Katz

Katz presentó una correlación gráfica fácil de usar para descomponer en pseudocomponentes la fracción del C_{7+} presente en sistemas condensados. En una escala semi logarítmica se muestra el porcentaje molar constituyente del C_{7+} contra el número de la fracción de carbonos trazados. La relación resultante se expresa así:

$$Z_N = 1.38205Z_7 + \exp(-0.259)$$

B.2.6. Coeficientes de interacción binaria.⁷

Para determinar el parámetro de una ecuación de estado cúbica, por ejemplo, Soave Redlich Kwong (SRK) o Peng-Robinson (PR), es necesario conocer un parámetro de interacción binaria, k_{ij} , para cada componente binario, es decir, para cualquiera de los componentes i y j . k_{ij} por lo general también supone que es igual o cercano a cero para dos componentes diferentes de aproximadamente la misma polaridad.

Como los hidrocarburos son esencialmente compuestos no polares, $k_{ij} = 0$ es una aproximación razonable para todos los binarios hidrocarburos. Los no-hidrocarburos contenidos en los fluidos del yacimiento

de petróleo se limitan generalmente a N_2 , CO_2 y H_2S . Se vuelve un poco más complejo al considerar H_2O .

Sólo para binarios que comprenden al menos uno de estos componentes es necesario, en general, trabajar con los coeficientes de interacción binarios distintos de cero. Los coeficientes de interacción binarios distintos de cero entre pares de hidrocarburos se utilizan a menudo para fines de regresión (parámetros de ajuste). Los coeficientes no nulos de interacción binaria recomendados para su uso con la EOS de SRK y PR se pueden ver en la Tabla B.1.

B.2.7. Lumping²⁵

La caracterización de la mezcla consta de más de 80 componentes y pseudocomponentes. Es deseable reducir este número antes de realizar los cálculos de equilibrio de fases, para disminuir el tiempo de cálculo en la simulación.

Consiste en decidir qué fracciones de números de carbono se van agrupar en el mismo pseudocomponente. Promediando T_c , P_c y ω de las fracciones de número de carbonos individuales a una T_c , P_c , y ω representante para toda la pseudocomponente agrupado. Pedersen et al. (1984) recomiendan una agrupación basada en el peso que cada pseudocomponente agrupado, contiene aproximadamente la misma cantidad de peso y donde T_c , P_c y ω de los pseudocomponentes se encuentran como peso medio promedios de T_c , P_c y ω del carbono individuales. Se presenta en la tabla B.3 una mezcla antes del Lumping.

Component	Mol%	M	Density (g/cm ³) at 15°C and 1.01 bar	T _c (°C)	P _c (bar)	ω
N ₂	0.12	28.014	—	-146.95	33.94	0.04
CO ₂	2.49	44.01	—	31.05	73.76	0.225
C ₁	76.43	16.043	—	-82.55	46	0.008
C ₂	7.46	30.07	—	32.25	48.84	0.098
C ₃	3.12	44.097	—	96.65	42.46	0.152
iC ₄	0.590	58.124	—	134.95	36.48	0.176
nC ₄	1.21	58.124	—	152.05	38	0.193
iC ₅	0.50	72.151	—	187.25	33.84	0.227
nC ₅	0.59	72.151	—	196.45	33.74	0.251
C ₆	0.79	86.178	0.664	234.25	29.69	0.296
C ₇	0.95	95	0.726	258.7	31.44	0.465
C ₈	1.08	106	0.747	278.4	28.78	0.497
C ₉	0.78	116	0.769	295.6	27.22	0.526
C ₁₀	0.592	133	0.781	318.8	23.93	0.574
C ₁₁	0.467	152	0.778	339.8	20.58	0.626
C ₁₂	0.345	164	0.785	353.6	19.41	0.658
C ₁₃	0.375	179	0.802	371.4	18.65	0.698
C ₁₄	0.304	193	0.815	386.8	18.01	0.735

Component	Mol%	M	Density (g/cm ³) at 15°C and 1.01 bar	T _c (°C)	P _c (bar)	ω
C ₁₅	0.237	209	0.817	401.7	16.93	0.775
C ₁₆	0.208	218	0.824	410.8	16.66	0.798
C ₁₇	0.220	239	0.825	428.7	15.57	0.849
C ₁₈	0.169	250	0.831	438.7	15.31	0.874
C ₁₉	0.140	264	0.841	451.5	15.11	0.907
C ₂₀	0.1010	275	0.845	460.8	14.87	0.932
C ₂₁	0.0888	291	0.849	473.6	14.48	0.966
C ₂₂	0.0780	305	0.853	484.7	14.21	0.996
C ₂₃	0.0686	318	0.857	494.8	13.99	1.023
C ₂₄	0.0603	331	0.860	504.7	13.8	1.049
C ₂₅	0.0530	345	0.864	515.1	13.61	1.075
C ₂₆	0.0465	359	0.867	525.4	13.43	1.101
C ₂₇	0.0409	374	0.870	536.1	13.26	1.128
C ₂₈	0.0359	388	0.873	546.0	13.12	1.151
C ₂₉	0.0316	402	0.876	555.8	12.99	1.174
C ₃₀	0.0277	416	0.879	565.5	12.88	1.195
C ₃₁	0.0244	430	0.881	575.0	12.77	1.216
C ₃₂	0.0214	444	0.884	584.4	12.68	1.235
C ₃₃	0.0188	458	0.887	593.7	12.59	1.253
C ₃₄	0.0165	472	0.889	602.9	12.52	1.270
C ₃₅	0.0145	486	0.891	612.0	12.44	1.285
C ₃₆	0.0128	500	0.894	621.0	12.38	1.300
C ₃₇	0.0112	514	0.896	630.0	12.32	1.313
C ₂₈	0.00986	528	0.898	638.8	12.26	1.325
C ₃₉	0.00866	542	0.900	647.6	12.21	1.335
C ₄₀	0.00761	556	0.902	656.3	12.17	1.344
C ₄₁	0.00609	570	0.904	664.9	12.12	1.352
C ₄₂	0.00588	584	0.906	673.5	12.09	1.359
C ₄₃	0.00517	598	0.908	682.0	12.05	1.364
C ₄₄	0.00454	612	0.910	690.5	12.02	1.368
C ₄₅	0.00399	626	0.912	698.9	11.99	1.371
C ₄₆	0.00351	640	0.914	707.3	11.96	1.372
C ₄₇	0.00308	654	0.916	715.6	11.93	1.372
C ₄₈	0.00271	668	0.917	723.8	11.91	1.371
C ₄₉	0.00238	682	0.919	732.0	11.89	1.369
C ₅₀	0.00209	696	0.921	740.2	11.87	1.365
C ₅₁	0.00183	710	0.922	748.3	11.85	1.359
C ₅₂	0.00161	724	0.924	756.4	11.84	1.353

Component	Mol%	M	Density (g/cm ³) at 15°C and 1.01 bar	T _c (°C)	P _c (bar)	ω
C ₅₃	0.00142	738	0.926	764.4	11.82	1.345
C ₅₄	0.00128	752	0.927	772.4	11.81	1.335
C ₅₅	0.00109	766	0.929	780.4	11.80	1.325
C ₅₆	0.000962	780	0.930	788.3	11.78	1.313
C ₅₇	0.000845	794	0.932	796.2	11.77	1.300
C ₅₈	0.000743	808	0.933	804.1	11.77	1.286
C ₅₉	0.000653	822	0.934	811.9	11.76	1.270
C ₆₀	0.000574	836	0.936	819.7	11.75	1.253
C ₆₁	0.000504	850	0.937	827.5	11.75	1.236
C ₆₂	0.000443	864	0.939	835.2	11.74	1.216
C ₆₃	0.000389	878	0.940	843.0	11.74	1.196
C ₆₄	0.000342	892	0.941	850.6	11.73	1.175
C ₆₅	0.000300	906	0.942	858.3	11.73	1.152
C ₆₆	0.000264	920	0.944	866.0	11.73	1.129
C ₆₇	0.000232	934	0.945	873.6	11.72	1.104
C ₆₈	0.000204	948	0.946	881.2	11.72	1.078
C ₆₉	0.000179	962	0.947	888.7	11.72	1.052
C ₇₀	0.000157	976	0.949	896.3	11.72	1.024
C ₇₁	0.000138	990	0.950	903.8	11.72	0.995
C ₇₂	0.000122	1004	0.951	911.3	11.72	0.965
C ₇₂	0.000107	1018	0.952	918.8	11.72	0.935
C ₇₄	0.0000939	1032	0.953	926.3	11.73	0.903
C ₇₅	0.0000825	1046	0.954	933.7	11.73	0.871
C ₇₆	0.0000725	1060	0.955	941.2	11.73	0.838
C ₇₇	0.0000637	1074	0.956	948.6	11.73	0.804
C ₇₈	0.0000560	1088	0.957	956.0	11.74	0.769
C ₇₉	0.0000492	1102	0.959	963.4	11.74	0.734
C ₈₀	0.0000432	1116	0.960	970.7	11.74	0.697

Tabla B.3: Composición antes del Lumping.

T_c, P_c y ω se encuentran a partir de las siguientes relaciones

$$T_{ck} = \frac{\sum_{i=m}^n z_i M_i T_{ci}}{\sum_{i=m}^n z_i M_i} \quad (\text{B.12})$$

$$P_{ck} = \frac{\sum_{i=m}^n z_i M_i P_{ci}}{\sum_{i=m}^n z_i M_i} \quad (\text{B.13})$$

$$\omega_{ck} = \frac{\sum_{i=m}^n z_i M_i \omega_{ci}}{\sum_{i=m}^n z_i M_i} \quad (\text{B.14})$$

Donde Z_i es la fracción molar y M_i es el peso molecular de la fracción de número de carbono. Un ejemplo de este agrupamiento se da en la Tabla B.4, en donde se agrupan a los componentes de la tabla B.3. La fracción C_{7+} se divide en tres grupos, que en peso son aproximadamente iguales. Los porcentajes en peso de los tres pseudocomponentes de la fracción C_{7+} difieren ligeramente debido a que una fracción del C_{11} marca una tendencia, por lo tanto, nunca se divide en dos pseudocomponentes.

Component	Mol%	Weight %	T_c (K)	P_c (bar)	ω
N_2	0.12	0.11	126.2	33.9	0.040
CO_2	2.49	3.51	304.2	73.8	0.225
C_1	76.43	39.30	190.6	46.0	0.008
C_2	7.46	7.19	305.4	48.8	0.098
C_3	3.12	4.41	369.8	42.5	0.152
i C_4	0.59	1.10	408.1	36.5	0.176
n C_4	1.21	2.25	425.2	38.0	0.193
i C_5	0.50	1.16	460.4	33.8	0.227
n C_5	0.59	1.36	469.6	33.7	0.251
C_6	0.79	2.18	507.4	29.7	0.296
C_7-C_{11}	3.87	14.26	568.0	26.8	0.530
$C_{12}-C_{18}$	1.86	11.92	668.9	17.4	0.762
$C_{19}-C_{80}$	0.97	11.25	817.3	13.5	1.108

Tabla B.4: Agrupaciones para tres pseudocomponentes.

B.2.8. Delumping²⁵

En los estudios de yacimientos composicionales, a menudo aumentan el tiempo de simulación con el número de componentes. Las composiciones utilizadas en los estudios de simulación de yacimientos composicionales son a menudo muy agrupadas. También, algunos de los componentes definidos están ligeramente agrupados.

En la tabla 5.4 se muestra la composición de la tabla 5.2 después de la caracterización y el agrupamiento en un total de seis pseudocomponentes. N_2 y C_1 se agrupan, el CO_2 se agrupa con C_2-C_3 , y todos los componentes C_4-C_6 se agrupan en una sola fracción. Las fracciones C_{7+} se agrupan en la misma manera que la tabla 5.3.

Como ya se sabe en las plantas de proceso se tienen separadores donde se separan el gas del aceite, la presión es por lo general mucho más baja que en el yacimiento. Un agrupamiento que fue justificado por las condiciones de yacimiento no es necesariamente el indicado para las condiciones de proceso. Es interesante conocer un proceso que de manera significativa pueda dividir una composición agrupada en una simulación de yacimientos de composición en sus componentes originales, tal división se llama Delumping o Splitting. En un flash de PVT para una mezcla de hidrocarburos, las cantidades molares re-

lativas de un componente “ i ” en fase gaseosa y líquida se determinan por el factor K de cada componente.

$$K_i = \frac{y_i}{x_i}$$

Donde y_i es la fracción molar del componente i en la fase gas y x_i es la fracción molar del componente i en la fase líquida. Si los dos componentes i y j tienen aproximadamente el mismo factor K , es necesario agrupar en un solo pseudocomponente después de un cálculo flash. El factor K del componente agrupado debe ser aproximado a los mismos factores K de dos componentes tratados individualmente.

B.2.9. Mezcla de fluidos múltiples²⁵

A menudo hay una necesidad de mezclar un número de composiciones de un yacimiento en uno solo. Por ejemplo, en el caso donde se manda a mezclar la producción de un pozo con otra de algún pozo vecino o cuando se presenta un flujo mixto, se puede trabajar ya sea con una composición original donde se conservan todos los pseudocomponentes o con una composición mixta. El fluido mezclado se representa a través de pseudocomponentes representativos de la mezcla.

NFLUID significa que diferentes fluidos se van a mezclar, las propiedades de la fracción de número de carbono i del fluido mezclado se encuentran con las siguientes relaciones:

$$T_{ci}^{\text{mix}} = \frac{\sum_{j=1}^{\text{NFLUID}} \text{Frac}(j) z_i^j T_{ci}^j}{\sum_{j=1}^{\text{NFLUID}} \text{Frac}(j) z_i^j} \quad (\text{B.15})$$

$$P_{ci}^{\text{mix}} = \frac{\sum_{j=1}^{\text{NFLUID}} \text{Frac}(j) z_i^j P_{ci}^j}{\sum_{j=1}^{\text{NFLUID}} \text{Frac}(j) z_i^j} \quad (\text{B.16})$$

$$\omega_{ci}^{\text{mix}} = \frac{\sum_{j=1}^{\text{NFLUID}} \text{Frac}(j) z_i^j \omega_{ci}^j}{\sum_{j=1}^{\text{NFLUID}} \text{Frac}(j) z_i^j} \quad (\text{B.17})$$

$$(\text{B.18})$$

La fracción molar y el promedio del peso molecular está dado por:

$$z_i^{\text{mix}} = \sum_{j=1}^{\text{NFLUID}} \text{Frac}(j) z_i \quad (\text{B.19})$$

$$M_i^{\text{mix}} = \frac{\sum_{j=1}^{\text{NFLUID}} \text{Frac}(j) z_i^j M_i^j}{\sum_{j=1}^{\text{NFLUID}} \text{Frac}(j) z_i^j} \quad (\text{B.20})$$

$$(\text{B.21})$$

En estas ecuaciones, z_i^j es la fracción molar de la fracción de número de carbono i en la j -ésima composición mezclada. $\text{Frac}(j)$ es la fracción molar de la j -ésima composición total de la mezcla. Si se usa la ecuación B.15 en la ecuación B.20, la composición de la mezcla es obtenida, la cual tiene que ser agrupada usando los procedimientos ya mencionados. Si los pseudocomponentes de orden k comprenden las fracciones de número de carbonos de $m - n$, la pseudocomponente de orden k obtendrá las siguientes propiedades:

$$T_{ck}^{\text{mix}} = \frac{\sum_{i=m}^n z_i^{\text{mix}} M_i^{\text{mix}} T_{ci}^{\text{mix}}}{\sum_{i=m}^n z_i^{\text{mix}} M_i^{\text{mix}}} \quad (\text{B.22})$$

$$P_{ck}^{\text{mix}} = \frac{\sum_{i=m}^n z_i^{\text{mix}} M_i^{\text{mix}} P_{ci}^{\text{mix}}}{\sum_{i=m}^n z_i^{\text{mix}} M_i^{\text{mix}}} \quad (\text{B.23})$$

$$\omega_{ck}^{\text{mix}} = \frac{\sum_{i=m}^n z_i^{\text{mix}} M_i^{\text{mix}} \omega_{ci}^{\text{mix}}}{\sum_{i=m}^n z_i^{\text{mix}} M_i^{\text{mix}}} \quad (\text{B.24})$$

B.2.10. Caracterización de múltiples composiciones a los mismos pseudocomponentes²⁵

En las simulaciones de proceso y las simulaciones de yacimientos, puede ser de gran ventaja caracterizar un número de diferentes fluidos del yacimiento a un conjunto único de pseudocomponentes, esto resulta ser muy práctico, por ejemplo, cuando se tienen numerosas líneas de corriente que van a la misma planta de separación. A menudo hay una necesidad de realizar simulaciones en cada flujo por separado, así como en la corriente de la mezcla. Si cada composición se representa usando los mismos pseudocomponentes, las corrientes pueden ser fácilmente mezcladas sin tener que aumentar el número de componentes.

Inicialmente, las fracciones plus de las composiciones que caracterizan a los mismos pseudocomponentes se dividen en fracciones de número de carbonos. Para cada fracción C_{7+} número de carbonos, T_c , P_c y ω se estiman de la manera usual. T_{cs} , P_{cs} , y el representante de ω_s de todas las composiciones se calculan a partir de

$$T_{ci}^{\text{unique}} = \frac{\sum_{j=1}^{\text{NFLUID}} \text{Wgt}(j) z_i^j T_{ci}^j}{\sum_{j=1}^{\text{NFLUID}} \text{Wgt}(j) z_i^j} \quad (\text{B.25})$$

$$P_{ci}^{\text{unique}} = \frac{\sum_{j=1}^{\text{NFLUID}} \text{Wgt}(j) z_i^j P_{ci}^j}{\sum_{j=1}^{\text{NFLUID}} \text{Wgt}(j) z_i^j} \quad (\text{B.26})$$

$$\omega_{ci}^{\text{unique}} = \frac{\sum_{j=1}^{\text{NFLUID}} \text{Wgt}(j) z_i^j \omega_{ci}^j}{\sum_{j=1}^{\text{NFLUID}} \text{Wgt}(j) z_i^j} \quad (\text{B.27})$$

NFLUID es el número de composiciones que se caracterizan a los mismos pseudocomponentes, Z_i^j es la fracción molar del componente (fracción de número de carbono) i en la composición j , y $\text{Wgt}(j)$ es el peso que se asignará a la composición j . Para decidir que fracción de número de carbono incluir en cada pseudocomponente, una composición molar se calcula, que se supone que es representativa de todas las composiciones individuales. En esta composición, (pseudo)el componente i entra con una fracción molar de

$$z_{ci}^{\text{unique}} = \frac{\sum_{j=1}^{\text{NFLUID}} \text{Wgt}(j) z_i^j}{\sum_{j=1}^{\text{NFLUID}} \text{Wgt}(j)} \quad (\text{B.28})$$

Y es asignado el peso molecular

$$T_{ci}^{\text{unique}} = \frac{\sum_{j=1}^{\text{NFLUID}} \text{Wgt}(j) z_i^j M_{ci}^j}{\sum_{j=1}^{\text{NFLUID}} \text{Wgt}(j) z_i^j} \quad (\text{B.29})$$

El agrupamiento (Lumping) determina los rangos de los números de carbono y T_c , P_c y ω de cada pseudocomponente.

B.2.11. Cálculos flash y de envolventes de Fase²⁵

Una línea de corriente de hidrocarburos consiste en una mezcla de N componentes que se conduce a un separador flash donde se mantiene a una temperatura y presión constante. Por lo tanto, se presentarán en el separador. Si la presión, temperatura y las fracciones molares de los componentes de la mezcla se conocen, un cálculo flash proporcionará los siguientes resultados:

1. Numero de fases.
2. Las cantidades molares de cada fase.
3. La composición molar de cada fase.

Relaciones para dos fases en equilibrio :

$$\frac{y_i}{x_i} = \frac{\phi_i^L}{\phi_i^V} \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (\text{B.30})$$

Se hace un balance de materiales para cada componente

$$z_i = \beta y_i + (1 - \beta)x_i \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (\text{B.31})$$

Las ecuaciones anteriores pueden simplificarse mediante la relación de equilibrio o K-factors.

$$K_i = \frac{y_i}{x_i} = \frac{\phi_i^L}{\phi_i^V} \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (\text{B.32})$$

Usando la ecuación B.32 y B.31 se reordenan para obtener y_i y x_i

$$y_i = \frac{z_i K_i}{1 + \beta(K_i - 1)} \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (\text{B.33})$$

$$x_i = \frac{z_i}{1 + \beta(K_i - 1)} \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (\text{B.34})$$

B.2.12. Puntos de Saturación

Para una mezcla que inicialmente se encuentra en forma líquida, se detecta la presión del punto de saturación como la presión a la que la primera burbuja de gas se ve a formarse en el líquido. Para una mezcla inicialmente en forma gaseosa, el punto de saturación es la presión a la que se forma la primera gota de líquido. El punto de saturación de un gas es, por tanto, también conocido como punto de rocío.

En comparación con el cálculo general de PT-flash, los puntos de burbuja y de rocío son más simples en los cálculos en el sentido de que una de las fases de equilibrio es igual a la composición original.

A la presión de punto de burbuja, la fracción molar de vapor de β es igual a cero.

$$F = \sum_{i=1}^N z_i(K_i - 1) = 0 \quad (\text{B.35})$$

Para obtener una estimación del punto de burbuja, el factor K estimado puede obtenerse de la siguiente aproximación al factor K .

$$\ln K_i = \ln \frac{P_{ci}}{P} + 5.373(1 + \omega_i) \left(1 - \frac{T_{ci}}{T}\right) \quad (\text{B.36})$$

Si la fase líquida es igual a la composición original, se puede obtener una estimación inicial de la composición de la fase de vapor en el punto de burbuja a partir de la ecuación B.33 con los factores K de la ecuación B.36.

Se presenta la forma para obtener las estimaciones del punto de burbuja:

1. Estimar los factores K usando la ecuación B.36.
2. Estimar la composición de la fase vapor de $y_i^{j+1} = \frac{z_i}{K_i^j}$, $i = 1, 2, \dots, N$, donde j es un contador de iteración.
3. Calcular los coeficientes de la fase líquida y de vapor ($(\phi_i^v, i = 1, 2, \dots, N)$ y $(\phi_i^L, i = 1, 2, \dots, N)$) utilizando las estimaciones actuales para la presión del punto de burbuja y composición de la fase vapor. La composición líquida es igual a la composición original.
4. Calcular los nuevos factores K con, $\ln K_i = \ln \phi_i^L - \ln \phi_i^v$, $i = 1, 2, \dots, N$
5. Evaluar en la ecuación, $F = \sum_{i=1}^N z_i K_i - 1$.
6. Evaluar $\frac{dF}{dP} = \sum_{i=1}^N z_i K_i \left(\frac{\partial \phi_i^L}{\partial P} - \frac{\partial \phi_i^v}{\partial P} \right)$
7. Calcular $(j + 1)$ estimadas de la presión de burbuja de $P^{j+1} = P^j - \frac{F_j}{dF_j/dP}$
8. Si no converge regresar al paso 3.

Procedimiento de cálculo para el punto de rocío.

1. Estimar los factores K usando la ecuación 7.
2. Estimar la composición de la fase líquida de $x_i^{j+1} = \frac{z_i}{K_i^j}$, $i = 1, 2, \dots, N$, donde j es un contador de iteración.
3. Calcular los coeficientes de la fase líquida y de vapor ($(\phi_i^v, i = 1, 2, \dots, N)$ y $(\phi_i^L, i = 1, 2, \dots, N)$) utilizando las estimaciones actuales para la presión del punto de rocío y composición de la fase líquida. La composición del vapor es igual a la composición original.
4. Calcular los nuevos factores K con, $\ln K_i = \ln \phi_i^L - \ln \phi_i^v$, $i = 1, 2, \dots, N$
5. Evaluar en, $F = \sum_{i=1}^N z_i K_i - 1$.

6. Evaluar $\frac{dF}{dP} = \sum_{i=1}^N Z_i K_i \left(\frac{\partial \phi_i^L}{\partial P} - \frac{\partial \phi_i^V}{\partial P} \right)$
7. Calcular $(j + 1)$ estimadas de la presión de burbuja de $P^{j+1} = P^j - \frac{F_j}{dF_j/dP}$
8. Si no converge regresar al paso 3.

B.2.13. Cálculos Flash

Un cálculo flash presenta el problema de que el número de fases generalmente no se conoce. Por tanto, un elemento importante de un cálculo flash es la determinación del número de fases presentes.

Para determinar la estabilidad, se tiene un sistema cerrado que tratará de organizar sus moléculas en la posición que minimiza su energía libre de Gibbs (G). Si se consideran dos muestras de los componentes puros, denominados 1 y 2, se introducen en una celda cerrada donde se mantiene constante la presión y la temperatura. Las dos muestras se mezclan si el proceso de mezclado conduce a una disminución en G . La fig B.3. ejemplifica el ΔG de la mezcla, para una mezcla binaria.

Si las dos sustancias son miscibles en todas las proporciones, el ΔG de la curva se puede ver como el que está marcado como I. Para una fracción molar cero del componente 1, la mezcla constara del componente 2 puro, y el ΔG será de cero. Ahora si el componente 1 de la mezcla no es cero, la ΔG de la mezcla va a disminuir y, posteriormente, pasará a través de un mínimo. Para el componente puro 1, el ΔG de la mezcla es otra vez cero. Considérese que la posibilidad de una mezcla con una fracción molar del componente 1 es igual a x_1^m , si esa mezcla se divide en dos fases, A y B, en donde las fracciones molares del componente 1 son x_1^A y x_1^B , respectivamente. Después de la división de las fases, el sistema total tendrá una ΔG de la mezcla determinada por la intersección entre la línea vertical a través de x_1^m y la línea de puntos que conecta A y B en la curva I. Esta división de fase dará lugar a un aumento en ΔG de la mezcla y por lo tanto no tendrá lugar. La mezcla se dice que es estable. Esto será cierto para cualquier mezcla en la curva de I.

En la mezcla con la fracción molar del componente I igual a x_1^m que igual se divide en dos fases, A y B. La fracción molar del componente I en las dos fases tiene que ser x_1^A y x_1^B respectivamente.

La relación da las cantidades molares relativas formadas en las fases B y A es:

$$\frac{x_1^m - x_1^A}{x_1^B - x_1^m}$$

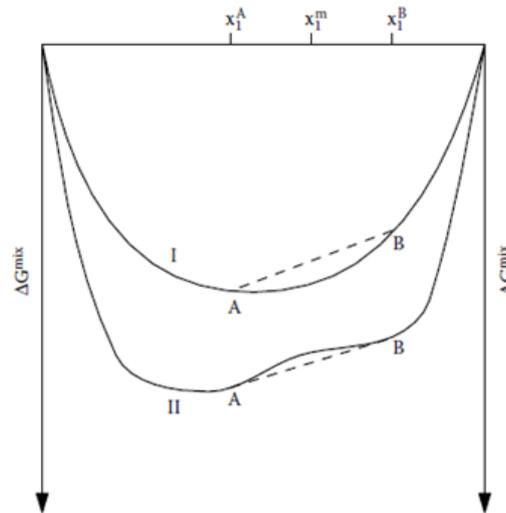


Figura B.3: Principio de análisis de estabilidad para una mezcla binaria.²⁵

Si el análisis revela que la estabilidad de dos fases está presente, las proporciones entre las fracciones molares de los componentes en la fase de prueba (y_1, y_2, \dots, y_n) y la composición de mezcla de (Z_1, Z_2, \dots, Z_n) se pueden utilizar como una estimación inicial de los factores K . La ecuación Rachford-Rice se define:

$$F(\beta) = \sum_{i=1}^N \frac{z_i(K_i - 1)}{1 + \beta(K_i - 1)}$$

Se resuelve para la fracción molar del vapor β y se tiene que seguir un proceso iterativo.

$$\beta_{j+1} = \beta_j - \frac{F_j}{\left(\frac{dF}{d\beta}\right)_j}$$

La derivada de F con respecto a β

$$\frac{dF}{d\beta} = - \sum_{i=1}^N \frac{z_i(K_i - 1)^2}{(1 + \beta(K_i - 1))^2}$$

Los coeficientes de fugacidad en estas composiciones son determinados por una ecuación de estado cúbica, y la nueva β es determinada usando las ecuaciones anteriores. Esta sustitución puede quitar tiempo, especialmente si se trabaja con mezclas cercanas al punto crítico.

Se llega a ahorrar tiempo en la simulación PVT, cuando se utiliza una ecuación de estado cúbica con sus coeficientes de interacción binaria en cero, independientemente del número de componentes.

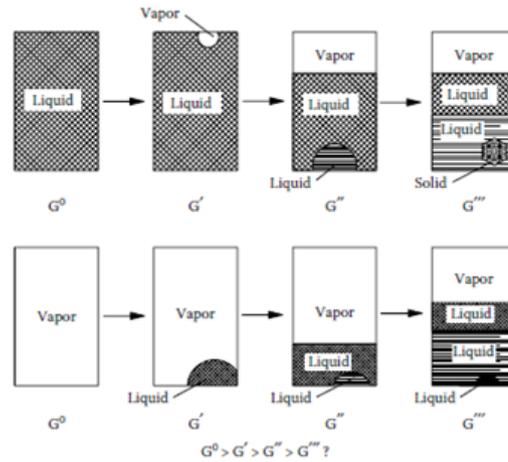


Figura B.4: Análisis de estabilidad para un flash multifásico, $G = G_0$ para una fase, $G = G'$ para dos fases, etc.

B.2.14. PT-Flash multifase.²⁵

En un cálculo de flash multifases, el análisis de estabilidad continúa la búsqueda de una segunda fase líquida, que puede revelar que la energía de Gibbs puede reducirse aún más mediante el fraccionamiento de la mezcla en un sistema de gas-líquido-líquido ($G'' < G'$). Un sistema líquido-líquido con ninguna fase gas tendrá una energía de Gibbs aún más baja.

El tiempo de cálculo necesario para cálculos de flash de multifases puede reducirse (por ejemplo) si se sabe que una de las fases es probable que sea acuosa.

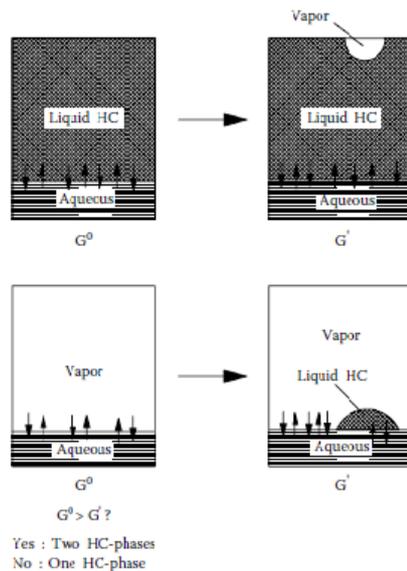


Figura B.5: Análisis multifásico²⁵

La parte inferior de la figura B.5 muestra una mezcla que consiste en agua y una mezcla de hidrocarburos en fase de vapor, que se está probando para la estabilidad con respecto a la precipitación de una fase de hidrocarburo líquido. Un cálculo flash es mucho más simple y por lo tanto menos tiempo que

un cálculo flash de múltiples fases cuando las fases consideradas se limitan a gas, líquido de hidrocarburo, y el agua líquida acuosa, y en la que se supone, además, que sólo puede existir una fase de un tipo dado.

Para el sistema que consiste en J fases se tiene lo siguiente:

$$\sum_{i=1}^N \frac{z_i(K_i^m - 1)}{H_i} = 0 \quad m = 1, 2, \dots, J - 1 \quad (\text{B.37})$$

Donde

$$H_i = 1 + \sum_{m=1}^{j-1} \beta^m (K_i^m - 1) \quad (\text{B.38})$$

B^m es la fracción molar de la fase m , K_i^m es igual a la proporción de fracciones molares del componente i en la fase m y fase j . Con una estimación inicial de los factores k , las fases de las fracciones molares β^1 a β^j se encuentran usando las ecuaciones B.37 y B.38.

Las composiciones de las fases pueden ser encontradas con:

$$y_i^m = \frac{z_i K_i^m}{H_i} \quad m = 1, 2, \dots, j - 1$$

$$y_i^j = \frac{z_i}{H_i} \quad i = 1, 2, \dots, N$$

Donde y_i^m y y_i^j son las fracciones molares del componente i , de la fase m y J , respectivamente.

B.2.14.1. Cálculo flash trifásico con fase agua.²⁵

El agua está presente a menudo como una tercera fase en la producción de petróleo y gas. La solubilidad de los componentes de gas y petróleo en la fase de agua es por lo general bastante baja, por lo tanto, a menudo es aceptado considerar la fase como agua pura. En ese caso, el cálculo PT-flash puede ser bastante simplificado (Michelsen, 1981), en comparación con un cálculo de flash de múltiples fases general, en la que todos los componentes pueden estar presentes en todas las fases. Esto se ilustra en la Figura B.6.

El cálculo se simplifica aún más al no tener que considerar la solubilidad de otros componentes en la fase de agua. En una red trifásica PT-flash con agua pura, la composición se supone inicialmente para formar una sola fase mixta (gas o aceite con un poco de agua disuelta). Entonces se analiza si el agua pura se separará en una fase imaginaria. Esta prueba se realiza mediante la comparación del potencial químico del agua en una fase de agua pura con el potencial químico del agua en la mezcla.

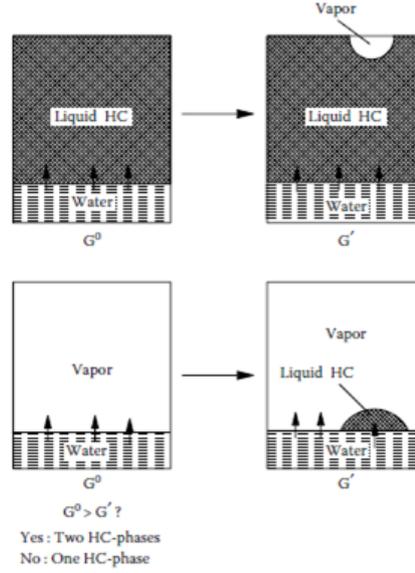


Figura B.6: Análisis de estabilidad como parte de cálculo flash de tres fases, donde las fases que se consideran son de gas, líquido de hidrocarburo, y el agua líquida pura (no más de una fase de cada tipo). G es la energía total Gibbs. $G = G_0$ durante una fase de hidrocarburo, y $G = G'$ por dos fases de hidrocarburos

La expresión para calcular el potencial químico del agua pura se escribe:

$$(\mu_w)_{\text{pure}} = \mu_w^0 + RT(\ln f_w)_{\text{pure}} = \mu_w^0 + RT(\ln P + \ln(\phi_w)_{\text{pure}})$$

Y el potencial químico del agua en la mezcla puede ser expresado cómo:

$$(\mu_w)_{\text{mix}} = \mu_w^0 + RT(\ln P + \ln(\phi_w)_{\text{mix}} + \ln z_w)$$

Z_w es la fracción molar del agua total de la mezcla. Una fase de agua líquida pura se precipitará si el agua tiene un potencial químico más bajo en forma pura que se mezclaría en la composición.

$$(\mu_w)_{\text{pure}} < (\mu_w)_{\text{mix}} \quad (\text{B.39})$$

Esta relación puede ser reescrita en términos de los coeficientes de fugacidad:

$$\ln(\phi_w)_{\text{mix}} + \ln z_w > \ln(\phi_w)_{\text{mix}}$$

Si el agua líquida no se precipita, la fracción molar x_w del agua en la fase mixta (hidrocarburo + agua) se encuentra a partir de la ecuación:

$$\ln(\phi_w)_{\text{mix}} + \ln x_w - \ln(\phi_w)_{\text{pure}} = 0 \quad (\text{B.40})$$

Recordando que el agua se encuentra en la fase de agua líquida pura.

B.2.15. Cálculos de envolventes de fase²⁵

El cálculo de una envolvente de fases se inicia con una presión moderada (< 20 bar) ya sea del punto de rocío o del punto de burbuja. Debido a que la presión es moderada, se obtiene fácilmente la convergencia. Una segunda presión de saturación se calcula a una presión ligeramente superior. El tercer punto se calcula haciendo uso de los factores K, presiones, y temperaturas en cada uno de los dos puntos anteriores sobre la envolvente de fases. Esto asegura una estimación inicial razonable.

La figura B.7 muestra la envolvente de fases de la mezcla de aceite de la Tabla 5.2, calculada utilizando la ecuación de estado SRK. Se ve que los puntos de rocío y de burbuja, así como las líneas de calidad se reúnen en el punto crítico en el que las fases gaseosa y líquida son indistinguibles y por lo tanto los moles de vapor de la fracción β se les puede asignar cualquier valor entre 0 y 1.

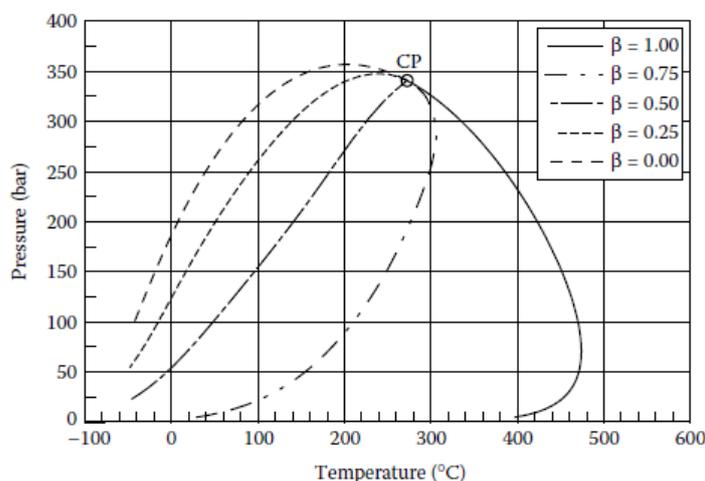


Figura B.7: Diagrama de fase para una mezcla de aceite, mostrando su punto crítico.²⁵

En la figura B.9 se muestra el diagrama de fase para una mezcla de gas y condensado, en donde se puede observar que no se encuentra graficado el punto crítico, esto debido a que ya se ha demostrado a través de los resultados de PT-flash en la Tabla B.8 que la mezcla considera tres fases en una región PT a bajas temperaturas.

El área de tres fases ha sido localizada (Michelsen, 1986b) y se muestra en la Figura B.9 y en una escala ampliada en la Figura B.10. El punto crítico habría sido situado cerca de esta región, la mezcla tiene dos fases. Este ejemplo ilustra el hecho de que una mezcla de hidrocarburos no siempre tendrá un punto crítico.

Component	Feed (Mole Percentage)	Gas (Mole Percentage)	Liquid I (Mole Percentage)	Liquid II (Mole Percentage)
N ₂	0.08	0.18	0.08	0.05
CO ₂	2.01	1.08	1.88	2.36
C ₁	82.51	96.45	87.95	75.66
C ₂	5.81	1.86	5.28	7.28
C ₃	2.88	0.33	2.17	4.00
iC ₄	0.56	0.03	0.38	0.81
nC ₄	1.24	0.05	0.76	1.83
iC ₅	0.52	0.01	0.28	0.79
nC ₅	0.60	0.01	0.29	0.93
C ₆	0.72	0.00	0.29	1.14
C ₇ -C ₉	1.66	0.00	0.48	2.73
C ₁₀ -C ₁₃	0.91	0.00	0.14	1.54
C ₁₄ -C ₅₅	0.49	0.00	0.01	0.87
Phase mole percentage	100	17.51	26.15	56.33

Figura B.8: Cálculo multifásico P-T flash para 52 bar-72°C, mezcla de gas y condensado, usando Peng-Robinson.²⁵

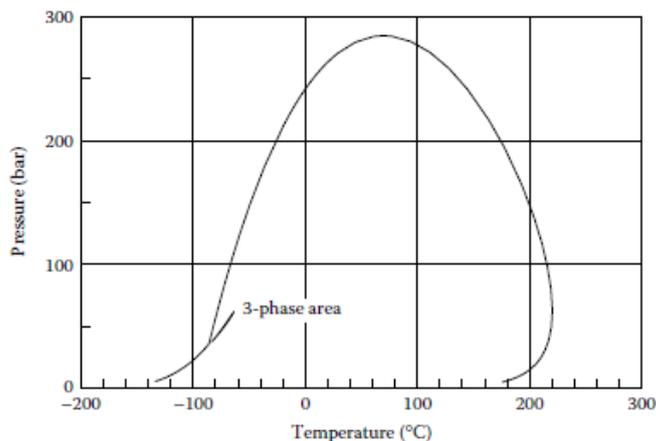


Figura B.9: Diagrama de fase gas y condensado, empleando Peng-Robinson.²⁵

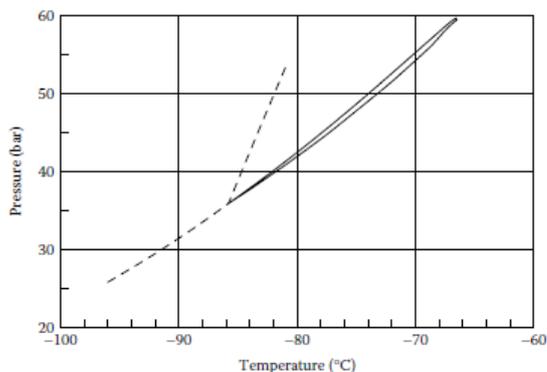


Figura B.10: Escalamiento de la parte de temperatura baja de la envolvente, donde la línea continua muestra la ubicación del área de tres fases.²⁵

B.2.16. Identificación de fases²⁵

Para las mezclas libres de agua, las divisiones (splits) líquido-líquido se ven raramente para temperaturas superiores a 15°C. Si un cálculo PT-flash para una mezcla de aceite o de gas muestra la presencia de dos fases, el que tenga menor densidad se asume generalmente que es gas o vapor, y el que tiene mayor densidad se supone que es líquido o aceite.

Esto conduce a la siguiente sugerencia para un criterio de identificación de fase (como se ilustra en la Figura B.11):

Se infiere que es un líquido:

1. Si la presión es inferior a la presión crítica y la temperatura inferior a la temperatura del punto de burbuja.
2. Si la presión es superior a la presión crítica y la temperatura es más baja que la temperatura crítica.

Se infiere que es un gas:

1. Si la presión es más baja que la presión crítica y la temperatura es mayor al punto de rocío.
2. Si la presión es más alta que la presión crítica y la temperatura es mayor que la temperatura crítica.

Este criterio tiene la desventaja de que en el punto crítico y posiblemente también en el de rocío, la presión real debe ser conocida.

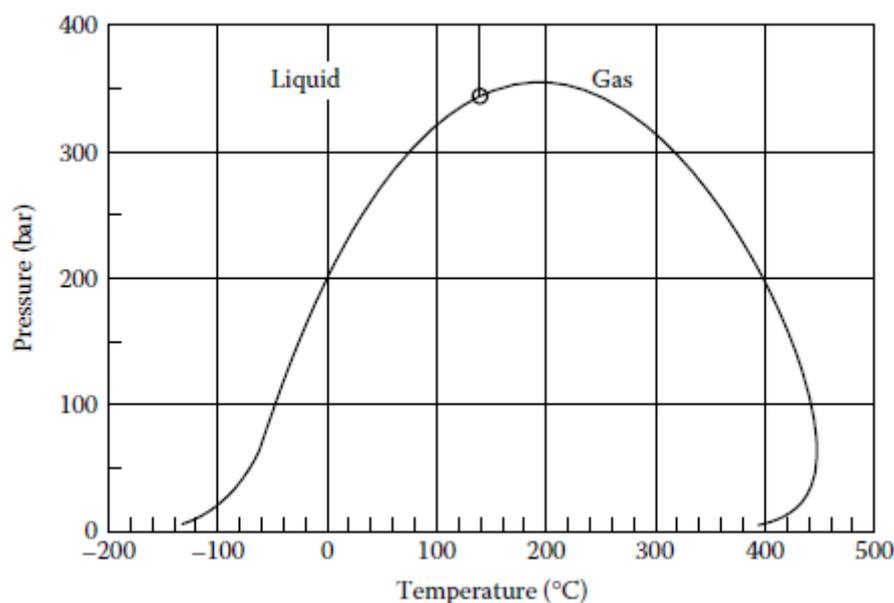


Figura B.11: Criterio de identificación de fase.²⁵

Por lo tanto, a menudo es más conveniente trabajar con un criterio simple como el siguiente:

Líquido

$$\frac{V}{b} < \text{Const}$$

Gas

$$\frac{V}{b} > \text{Const}$$

Donde V es el volumen molar, b es el parámetro b de una ecuación de estado cúbica. Y la constante, es el valor que depende de cada ecuación de estado. Para SRK y PR se tiene un valor de $\text{Const} = 1.75$. El criterio de identificación de fase no tiene importancia en la simulación de las propiedades.

Bibliografía

1. Tarek Ahmed. *Equations of state and PVT analysis*. Elsevier, 2013. VIII, IX, X, XIII, XIV, XV, 29, 85, 88, 90, 92, 95, 104, 119, 169, 171, 174, 175, 177, 179
2. Jose L Bashbush et al. A method to determine k-values from laboratory data and its applications. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers, 1981. IX, 116
3. José Gómez Cabrera. *Apuntes de manejo de la producción en superficie*, volume 1. UNAM, 2010. XIII, 50, 72
4. William D Callister. *Introducción a la Ciencia e Ingeniería de los Materiales*, volume 1. Reverté, 2002. 6
5. PL Christensen et al. Regression to experimental pvt data. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 38 (13), 1999.
6. Keith Coats. Simulation of gas condensate reservoir performance. *Journal of Petroleum Technology*, 37(10): 1870–1886, 1985.
7. Ali Danesh. *PVT and phase behaviour of petroleum reservoir fluids*, volume 47. Elsevier, 1998. X, XIV, 102, 157, 187
8. Subdirección de la coordinación técnica de explotación. Guía para la validación del análisis de pruebas de laboratorio pvt. 1(1), 2010. VIII, XIV, XV, 79, 80, 81, 82, 85, 107, 108, 109, 110, 111, 154
9. Cuautli Hernández María Elena. *Propiedades de los fluidos petroleros y aplicaciones*, volume 1. UNAM, 2005. 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17
10. Jorge A Arévalo – Cuautli Hernández María Elena. *Propiedades de los fluidos petroleros*. UNAM, 2004. XIII, 6, 7, 8
11. Héctor Gallardo, Alfredo León García, and Fernando Samaniego Verduzco. Método para elaborar una envolvente de fases para mezclas multi-componente optimizando la solución en la cercanía del punto crítico. 8, 9
12. Fawzi M Guehria, Leslie G Thompson, Albert C Reynolds, et al. A robust algorithm for determining hydrocarbon pvt properties using a generalized eos. In *CIM/SPE International Technical Meeting*. Society of Petroleum Engineers, 1990. IX, 120
13. AE Hoffman, JS Crump, CR Hocott, et al. Equilibrium constants for a gas-condensate system. *Journal of Petroleum Technology*, 5(01):1–10, 1953. IX, 116
14. WB Kay. Liquid-vapor phase equilibrium relations in the ethane-n-heptane system. *Industrial & Engineering Chemistry*, 30(4):459–465, 1938. XIII, 9
15. Donald W Marquardt. An algorithm for least-squares estimation of nonlinear parameters. *Journal of the Society for Industrial & Applied Mathematics*, 11(2):431–441, 1963.
16. William D. McCain. *The properties of petroleum fluids*. PennWell Books, 1990. 8, 10, 16, 25

17. LT Méndez and SJ Teyssier. Caracterización de fluidos de yacimientos petroleros. *Revista del Instituto Mexicano del Petróleo*, 11(4):21–33, 1979. XIII, 8
18. Michael L Michelsen. Speeding up the two-phase pt-flash, with applications for calculation of miscible displacement. *Fluid Phase Equilibria*, 143(1-2):1–12, 1998.
19. Michael L Michelsen. State function based flash specifications. *Fluid Phase Equilibria*, 158:617–626, 1999.
20. Michael L Michelsen and Jørgen M Mollerup. *Thermodynamic models: fundamentals & computational aspects*. Tie-Line Publications Denmark, 2004.
21. Robert L Mott, Fatimah Mohd Noor, and Azmahani Abdul Aziz. *Applied fluid mechanics*, volume 4. Prentice Hall, 2006. XIV, 105
22. Rafael Rodríguez Nieto. *Apuntes de ingeniería en yacimientos de gas*, volume 1. UNAM, 2011. 17, 18, 19
23. Karen Schou Pedersen, Per Thomassen, and Aage Fredenslund. Thermodynamics of petroleum mixtures containing heavy hydrocarbons. 1. phase envelope calculations by use of the soave-redlich-kwong equation of state. *Industrial & Engineering Chemistry Process Design and Development*, 23(1):163–170, 1984. X, XIV, 104, 185
24. Karen Schou Pedersen, Per Thomassen, and Aage Fredenslund. On the dangers of “tuning” equation of state parameters. *Chemical engineering science*, 43(2):269–278, 1988.
25. Karen Schou Pedersen, Peter L Christensen, and Shaikh Jawad Azeem. *Phase behavior of petroleum reservoir fluids*. CRC Press, 2012. VIII, IX, X, XI, XIV, XV, XVI, XVII, 83, 91, 96, 97, 99, 100, 101, 103, 105, 132, 133, 181, 182, 183, 185, 187, 188, 191, 192, 193, 194, 197, 198, 199, 201, 202, 203
26. HH Rachford Jr and JD Rice. Procedure for use of electronic digital computers in calculating flash vaporization hydrocarbon equilibrium. *Journal of Petroleum Technology*, 4(10), 1952.
27. Claus Rasmussen, Kristian Krejbjerg, Michael Michelsen, and Kersti Bjurstr? m. Increasing the computational speed of flash calculations with applications for compositional, transient simulations. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 9(1):32–38, 2006.
28. MR Riazi. *Characterization and properties of petroleum fractions*, volume 50. ASTM international West Conshohocken, PA, 2005.
29. Schlumberger. Oilphase-dbr, reservoir fluid sampling and analysis. 1(1), 2002. VII, XIII, XVII, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58
30. Jaime Sustentante. Villarruel Gonzalez. *Muestreo y análisis PVT de hidrocarburos*, volume 1. UNAM, 1984. VII, XIII, XIV, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 47, 49, 58, 59, 60, 61, 62, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 84, 85, 88, 90, 96
31. Kenneth Wark. *Advanced thermodynamics for engineers*. McGraw-Hill New York, 1995. XV, 173
32. Curtis H Whitson and Michael R Brulé. *Phase behavior*. Richardson, Tex.: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, 2000. 5
33. Grant M Wilson. A modified redlich-kwong equation of state, application to general physical data calculations. In *65th National AIChE Meeting, Cleveland, OH*, 1969.