

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DETERMINACIÓN EXPERIMENTAL EN CRUDOS ESPUMANTES DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO, DEL RANGO DE LA PSEUDO PRESIÓN DE BURBUJA Y SU EFECTO SOBRE LAS VARIABLES TERMODINÁMICAS

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Tec. Medio Meaño R, Andrea del N.
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2012

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DETERMINACIÓN EXPERIMENTAL EN CRUDOS ESPUMANTES DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO, DEL RANGO DE LA PSEUDO PRESIÓN DE BURBUJA Y SU EFECTO SOBRE LAS VARIABLES TERMODINÁMICAS

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Carlos Gil

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Arturo Borges

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Tec. Medio Meaño R, Andrea del N.
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2012

*“No es la carga la que te destruye,
sino la forma en que la llevas.”*

Lena Horne

Caracas, Noviembre 2012

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Tec. Medio Andrea Meaño, titulado:

**“DETERMINACIÓN EXPERIMENTAL EN CRUDOS
ESPUMANTES DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO,
DEL RANGO DE LA PSEUDO PRESIÓN DE BURBUJA Y SU
EFECTO SOBRE LAS VARIABLES TERMODINÁMICAS”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.



Prof. Alida Padrón

Jurado



Prof. René Rojas
Jurado



Prof. Carlos Gil
Tutor Académico



DEDICATORIA

A la mejor persona que conozco en este mundo, mi papá **Luis Adolfo**, que es el motor que me impulsa a seguir y a convertirme en una especie de “crudo espumante”, para que de más de lo que se espera de mí en todo momento. Sé que te preocupaste mucho en este último año pero sabes tu amor hizo que me levantaré y me sacudiera la tristeza, saque la fuerza y valentía necesaria para no renunciar porque quería que estuvieras orgulloso. Tu luchas tanto por mi hermana y por mí, que eres mi mayor ejemplo de no dejarse vencer por los problemas, yo no podía permitirme ser diferente a ti.

A mi mamá **María Rivero**, porque a pesar de las diferencias y los problemas siempre estás ahí. Quiero que comprendas que somos una familia y te amamos, y queremos que sigas formando parte de nuestro presente y en especial de nuestro futuro.

A mi hermanita **Anny**, por ser cómplice de mis alegrías y tristezas. Te admiro mucho y se que tendrás todo lo que te propongas en esta vida, porque te lo mereces y yo estaré contigo siempre para apoyarte. Sólo recuerda que si hoy la pasamos mal; mañana nos esperan días mejores, y por esos días no vividos es que vale la pena luchar.

Al dueño de mi corazón y chico de mis sueños, **Alexander Laine**. Estos más de seis años que tengo contigo sólo son el principio de nuestra vida juntos; porque cuando te das cuenta de que quieres pasar el resto de tu vida con alguien, deseas que el resto de tu vida empiece lo antes posible.

A mi tío **William Meaño** por inspirarme a estudiar esta carrera y por ayudarme a tener mi primera experiencia laboral en PDVSA-Intevep. Me emociona mucho el poder decirte COLEGA y así cumplir un sueño que tengo desde niña.

A un ser muy especial, que se metió en mi corazón en poco tiempo y me enseñó que el amor puede venir de cualquier parte y en el momento que menos lo esperas. Me ayudaste a curar las tristezas y aunque la vida no me permitió más tiempo contigo, tú nunca morirás porque mi corazón ahora latirá por las dos. Nunca te olvidare mi **Tigra†**.

Y por último pero no menos importante, dedico este trabajo a mi angelito guardián, a mi abuelito **Ramón†**, porque además de haberme dado al mejor papá de este mundo, fue la primera persona que me quiso antes de nacer, yo se que eras tú el que me protegías todas esas noches que me tocó estranocharme, pasar frío y hacer hasta lo imposible para poder terminar las pruebas, gracias a ti se que todo al final salió bien y tuve las fuerzas necesarias para no derrumbarme. Espero que todavía sigas intercediendo por mí ante Dios y que desde allá en el cielo estés orgulloso.

AGRADECIMIENTOS

A **Dios** por ponerme esta experiencia de vida, por todos los problemas que pase y principalmente por enseñarme que de las peores situaciones son de las que más se aprenden. Muchas veces llegue a pensar que te estabas olvidando de mí, porque las dificultades para terminar esta tesis no acababan, muchas veces te grite: “no soy tan fuerte como tú crees” pero me demostraste que estaba equivocada. Gracias por todo, por lo malo, por lo bueno, por haberme dado la capacidad de solucionar todos los inconvenientes y en especial porque nunca estuve sola, tu estuviste conmigo en todas esas personas que me apoyaron en este camino. Gracias a todo lo que viví en este periodo, me redescubrí para convertirme en una mejor persona y profesional.

A mi novio **Alexander Laine**, nada más por todo el amor que he recibido siempre de ti; tienes tu sitio bien ganado en la dedicatoria de este trabajo, pero no sólo te limitaste a eso, también te convertiste en participe para el logro de esta meta. Gracias por todas aquellas veces que estudiaste en paralelo mis materias únicamente para poder explicarme, por todos esos papers que me ayudaste a traducir, por todas las dudas que me aclaraste, por tus palabras para motivarme y en especialmente por creer siempre en mí y enojarte cuando yo no lo hacía. Te mereces dos títulos de ingeniería, el tuyo como ingeniero electricista y el mío de petróleo. Eres definitivamente la persona más inteligente que conozco.

A “Casi Tutor” **Jorge Giménez**, que es el verdadero tutor industrial de este trabajo, te convertiste en una especie de Miyagi; enseñándome lo de “Dar cera, pulir cera” que en nuestro caso se traduce al trabajo con el equipo PVT. Gracias por los consejos, y en especial por los regaños, por haberte ocupado de mí y haberme orientado tantas veces.

Al santo del equipo, **José Gregorio Hernández** “Goyo” por ser tan buena persona y brindarme su ayuda aún cuando no tenía ninguna obligación con este proyecto,

gracias por ayudar a que el equipo se pusiera al día y por siempre estar ahí cuando volvía a presentar algún problema.

A **Miguel Piñero**, por ser también una especie de héroe para esta tesis, gracias a tu ayuda el equipo dio señales de que serviría. Gracias por que todas las veces que grite ¡AUXILIO! tu apareciste al rescate incluso hasta el último momento siempre conté con tu ayuda. Gracias por todo y por tu buen humor en todo momento.

Gracias a todas esas personas que sin tener ninguna especie de obligación conmigo; me ayudaron de una forma tan desinteresada, a aquellas que me brindaron su amistad sincera en esta larga travesía y a mis amigos de siempre por estar pendiente de mí aunque yo no diera señales de vida.

Finalmente quiero agradecer a esas dos personas que hicieron más difícil el desarrollo de esta tesis, gracias por los obstáculos y los malos ratos, gracias a eso yo no sabría hoy en día lo fuerte y valiente que puedo llegar a ser.

Meaño R., Andrea del N.

**DETERMINACIÓN EXPERIMENTAL EN CRUDOS
ESPUMANTES DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO,
DEL RANGO DE LA PSEUDO PRESIÓN DE BURBUJA Y SU
EFECTO SOBRE LAS VARIABLES TERMODINÁMICAS**

**Tutor Académico: Prof. Carlos Gil. Tutor Industrial: Ing. Arturo Borges.
Trabajo Especial de Grado. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de
Ingeniería de Petróleo. Año 2012, 234 pág.**

Palabras Claves: Crudo Espumante, PVT, Pseudo Presión de Burbuja, PVTsim, Faja Petrolífera del Orinoco.

Resumen. En este Trabajo Especial de Grado se realizaron tres pruebas de expansión a composición constante no convencionales, con diferentes tiempos de estabilización en el agotamiento de presión a una muestra de crudo de la Faja Petrolífera del Orinoco en un equipo libre de mercurio, con el fin de obtener los puntos de pseudo burbujas correspondientes y su rango al compararse con el punto de burbuja obtenido para la misma muestra pero en un estudio convencional. Los resultados permitieron concluir que a menor tiempo, se obtiene mejor caracterización del efecto espumante y menores valores de pseudo burbuja y que el rango de pseudo presión de burbuja se encuentra alrededor del 25% y se hace cada vez menor al incrementarse el tiempo de estabilización. Durante el desarrollo de estas pruebas se pudo observar y registrar en video el comportamiento de esta muestra dentro de la celda. De igual forma se realizaron simulaciones composicionales para la composición de dicha muestra y otros fluidos provenientes de la Faja, de donde se constató que todas las modificaciones a las ecuaciones de estados cúbicas utilizadas en el simulador PVTsim ofrecen mejores ajustes o representaciones de sus propiedades PVT, especialmente las realizadas a las ecuaciones Peng y Robinson. Así mismo, se relacionó algunas características físico-químicas de la muestra en estudio con su carácter espumante. En un primer criterio y utilizando las composiciones obtenidas a partir de la cromatografía de gases y el cotejo del análisis SARA, con crudos de características similares que no presentan este fenómeno se estableció que no existe nada en la composición química de los crudos espumantes que promueva este efecto. Igualmente se analizaron y compararon datos de pruebas PVT convencionales y no convencionales realizados en crudos de la Faja en proyectos anteriores.

TABLA DE CONTENIDOS

	Pág.
LISTA DE FIGURAS	xvii
LISTA DE TABLAS	xxiii
NOMENCLATURA Y SÍMBOLOS	xxv
INTRODUCCIÓN	1
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	4
ANTECEDENTES	6
OBJETIVO(S)	8
CAPÍTULO I. GENERALIDADES	
1.1 FAJA PETROLIFERA DEL ORINOCO	10
1.1.2 Campo Bare	13
CAPÍTULO II. ESTUDIOS PARA PETRÓLEO NEGRO	
2.1 COMPORTAMIENTO DE FASE DE LOS YACIMIENTOS DE HIDROCARBURO.....	17
2.1.1 Petróleo extrapesado (XP).....	19
2.2 ESTUDIOS EXPERIMENTALES PARA FLUIDOS DE YACIMIENTOS (PVT).....	21
2.2.1 Toma de muestras.....	21
2.2.1.1 Muestras de fondo.....	22
2.2.1.2 Muestras de cabezal.....	23
2.2.1.3 Muestras recombinadas.....	23
2.2.2 Análisis de presión-volumen-temperatura (PVT).....	24
2.2.2.1 Proceso de liberación instantánea (Flash).....	25

2.2.2.2	Proceso de expansión a composición constante.....	27
2.2.2.3	Proceso de liberación diferencial.....	29
CAPÍTULO III. CRUDOS ESPUMANTES		
3.1	PRESIÓN DE PSEUDO BURBUJA (Psb).....	35
3.2	ANÁLISIS PVT NO CONVENCIONAL.....	36
3.2.1	Prueba de expansión a composición constante.....	37
3.2.1	Prueba de liberación diferencial.....	38
3.3	HIPÓTESIS QUE PODRÍAN EXPLICAR SU GENERACIÓN.....	39
3.3.1	Efecto geomecánico.....	44
3.3.2	Efecto de los asfaltenos.....	46
3.4	PROCESOS DINÁMICOS INVOLUCRADOS.....	48
3.4.1	Supersaturación.....	48
3.4.2	Nucleación de burbujas.....	49
3.4.3	Crecimiento de las burbujas.....	50
3.4.4	Coalescencia de burbujas.....	51
3.5	CONDICIONES Y CARÁCTERÍSTICAS DE SU PRODUCCIÓN...	51
3.5.1	Condiciones.....	52
3.5.2	Características.....	52
3.6	PARÁMETROS ASOCIADOS A SU COMPORTAMIENTO.....	53
3.6.1	Efecto de las fuerzas viscosas.....	53
3.6.2	Efecto del tiempo de estabilización en la tasa de agotamiento..	53

3.7	DIFERENCIAS CON LOS CRUDOS CONVENCIONALES.....	53
------------	---	-----------

CAPÍTULO IV. SIMULACIÓN COMPOSICIONAL

4.1	ECUACIONES DE ESTADOS UTILIZADAS EN EL SIMULADOR.....	60
4.1.1	Ecuación de Van der Waals (VDW).....	60
4.1.2	Ecuación de Redlich-Kwong (RK).....	63
4.1.3	Ecuación de Soave-Redlich-Kwong (SRK).....	63
4.1.4	Ecuación de Peng y Robinson (PR).....	64
4.1.4.1	Ecuación de Peng y Robinson 1978 (PR78).....	65
4.1.5	Modificación de Peneloux y col.....	65
4.1.6	Modificación del parámetro dependiente de la temperatura (T).....	65

CAPÍTULO V. EQUIPO PVT LIBRE DE MERCURIO PARA CP/XP

5.1	EQUIPO PVT LIBRE DE MERCURIO DB ROBINSON PARA CRUDOS CP/XP.....	69
5.1.1	Celda JEFRI PVT.....	70
5.1.1.1	Cuerpo de celda.....	70
5.1.1.2	Tubo o Cilindro de cristal.....	71
5.1.1.3	Pistón de aislamiento.....	72
5.1.1.4	Ventana de cristal.....	72
5.1.2	Horno con calefacción eléctrica.....	73
5.1.3	Sistema de inyección de fluido (BOMBA DBR-JEFRI).....	75
5.1.4	Sistema de medición y video.....	76

5.1.4.1	Catetómetro.....	77
5.1.4.2	Cámara de video.....	77
5.1.4.3	Captura de video.....	78
5.1.4.4	Programa LabView.....	79
5.2	DIFERENCIAS OPERACIONALES CON EL EQUIPO PVT CON MERCURIO.....	80

CAPÍTULO VI. METODOLOGÍA

6.1	REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	82
6.2	PUESTA A PUNTO DEL EQUIPO PVT LIBRE DE MERCURIO.....	83
6.2.1	Condiciones en que se encontraba el equipo.....	83
6.2.2	Soluciones implementadas a los inconvenientes encontrados en el equipo.....	85
6.3	COMPOSICIÓN TOTAL DE LA MUESTRA DE CRUDO ESPUMANTE.....	92
6.3.1	Pasos previos a la realización de la separación “flash”.....	93
6.3.1.1	Inyección de solvente.....	93
6.3.1.2	Inyección de gas inerte o nitrógeno (N ₂).....	95
6.3.1.3	Inyección de la muestra a la celda PVT.....	96
6.3.2	Separación “flash” para el estudio composicional.....	99
6.3.2.1	Lecturas de la posición del punto de referencia del pistón.....	101
6.3.3	Análisis de la muestra de líquido.....	102
6.3.3.1	Determinación de la densidad.....	102
6.3.3.2	Determinación del peso molecular.....	106

6.3.4	Análisis de la muestra de gas.....	106
6.3.5	Cálculo de la composición total de la muestra.....	107
6.4	DETERMINACIÓN DE LOS PUNTOS DE PSEUDO BURBUJA.....	113
6.4.1	Proceso de Expansión a composición constante no convencional.....	114
6.4.2	Función “Y”.....	117
6.4.3	Módulo de cálculo “Flash” libre de Hg del Sistema PVT.....	119
6.4.4	Otros cálculos en un estudio P-V.....	125
6.4.4.1	Cálculo de densidades por encima del punto de pseudo burbuja.....	125
6.4.4.2	Compresibilidades por encima del punto de pseudo burbuja.....	125
6.5	SIMULACIONES COMPOSICIONALES.....	126
6.5.1	Método de priorización de variables basado en matrices.....	128
6.5.2	Pasos a realizar con el simulador PVTsim.....	131
6.6	ANÁLISIS SARA DE LOS CRUDOS ESPUMANTES.....	143
6.7	CARACTERÍSTICAS FÍSICOS-QUÍMICAS DE LOS CRUDOS ESPUMANTES.....	144
6.7.1	Determinación de la tensión superficial.....	145
6.7.2	Determinación de la tensión interfacial.....	147
6.8	DIFERENCIAS ENTRE PVT CONVENCIONAL Y NO CONVENCIONAL EN PROYECTOS ANTERIORES.....	149
 CAPÍTULO VII. RESULTADOS Y DISCUSIÓN		
7.1	REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	151

7.2	PUESTA A PUNTO DEL EQUIPO LIBRE DE MERCURIO.....	151
7.3	COMPOSICIÓN TOTAL DE LA MUESTRA DE CRUDO ESPUMANTE.....	152
7.4	DETERMINACIÓN DE LOS PUNTOS DE PSEUDO BURBUJA.....	158
	7.4.1 Comportamiento del fluido observado dentro de la celda.....	166
7.5	SIMULACIONES COMPOSICIONALES.....	173
7.6	ANÁLISIS SARA DE LOS CRUDOS ESPUMANTES.....	190
7.7	CARACTERÍSTICAS FÍSICOS-QUÍMICAS DE LOS CRUDOS ESPUMANTE.....	192
7.8	DIFERENCIAS ENTRE PVT CONVENCIONAL Y NO CONVENCIONAL EN PROYECTOS ANTERIORES.....	195
 CAPÍTULO VIII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		
8.1	CONCLUSIONES.....	204
8.2	RESULTADOS.....	205
 BIBLIOGRAFÍA.....		
207		
 APÉNDICES.....		
216		
A.1	PUESTA A PUNTO DEL EQUIPO.....	216
A.2	PESO MOLECULAR DEL LÍQUIDO DEL FLUIDO A.....	218
A.3	DETERMINACIÓN DE LOS PUNTOS DE PSEUDO BURBUJA.....	219
A.4	COMPOSICIONES DE LOS OTROS FLUIDOS SIMULADOS.....	221
A.5	VALIDACIÓN DE LA DATA EXPERIMENTAL DE LOS FLUIDOS SIMULADOS.....	223
	A.5.1 Prueba de Balance de Materiales.....	223

A.5.2	Prueba de Desigualdad.....	226
A.5.3	Prueba de Linealidad de la Función “Y”.....	227
A.6	ANÁLISIS SARA DEL FLUIDO A.....	230
GLOSARIO	231

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
1.1 Áreas que conforman la Faja Petrolífera del Orinoco.....	11
1.2 Ubicación geográfica del Campo Bare.....	14
1.3 Columna estratigráfica de Bare.....	15
2.1 Clasificación de los yacimientos en base a los hidrocarburos que contienen.....	17
2.2 Cuadro resumen de las características de los yacimientos mediante sus diagramas de fase.....	18
2.3 Tipos de separación de gas ocurridas en el yacimiento y superficie.....	26
2.4 Diagrama PV del proceso de expansión a composición constante.....	29
2.5 Diagrama PV del proceso de liberación diferencial.....	31
3.1 PVT convencional y no convencional para un crudo espumante.....	37
3.2 Diagrama P-V para un proceso de expansión a composición no convencional.....	38
3.3 Diagrama P-V para un proceso de liberación diferencial no convencional.....	39
3.4 Estabilización de la espuma.....	40
3.5 Fenómenos de degradación o decaimiento de la espuma.....	41
3.6 Mecanismo Gibbs-Marangoni.....	42
3.7 Burbuja de gas rodeada y atrapada por granos de arena.....	45
3.8 Estabilización de burbujas por asfaltenos parcialmente solvatado por resinas.....	47
3.9 Crudos espumates versus crudos convencionales.....	56
5.1 Equipo PVT Ruska con mercurio.....	67
5.2 Parte del esquema general del equipo DBR, modelo: PVT-0900-030- 200-316-15.....	70
5.3 Cuerpo de celda y otros componentes.....	71

5.4	Tubo o Cilindro de cristal con el pistón.....	71
5.5	Pistón de aislamiento.....	72
5.6	Ventana ranurada y ventana de cristal de la Celda PVT.....	73
5.7	Panel Frontal del Equipo PVT DB Robinson Libre de Mercurio.....	74
5.8	Baño de recirculación y sus partes.....	75
5.9	Vista de planta de la Bomba DBR-JEFRI.....	76
5.10	Catetómetro: Interruptores de posición de la cámara de video.....	77
5.11	Cámara de video y sistema de iluminación integrado.....	78
5.12	Sistema de captura de video.....	78
5.13	Partes del controlador del sistema de captura de video.....	79
6.1	Conexión de los indicadores y controlador con el simulador de procesos.....	84
6.2	Celda PVT desarmada dentro del horno del equipo.....	85
6.3	Instalación de la tarjeta de video para el funcionamiento del programa LabView.....	86
6.4	Calibración: (a) controlador de temperatura y (b) indicador de presión....	86
6.5	Sustitución del baño de recirculación.....	87
6.6	Instalación del sistema integrado de captura de video.....	87
6.7	Colocación del cilindro de vidrio con el pistón dentro de la celda.....	88
6.8	Diferentes vistas de la tapa de la celda y colocación de sus empacaduras y O-Rings.....	88
6.9	Procedimiento de sellado de la celda PVT.....	89
6.10	Unión de la parte superior de la celda PVT con el horno del equipo.....	90
6.11	Soportes de fijación para la celda.....	90
6.12	Conexión para el vacío en la parte anular del cilindro y la línea inferior de inyección.....	91
6.13	Esquema descriptivo para la obtención de la composición total del fluido de yacimiento.....	92
6.14	Tope del pistón con tope de la celda PVT.....	94

6.15	Diagrama del montaje experimental para la inyección de solvente a la celda.....	94
6.16	Diagrama del montaje experimental para la inyección de nitrógeno a la celda.....	95
6.17	Panel de control de una bomba programable ISCO.....	97
6.18	Montaje experimental para la inyección de la muestra de crudo a la celda.....	98
6.19	Diagrama del montaje experimental para la inyección de la muestra de crudo a la celda.....	98
6.20	Diagrama del montaje experimental del proceso de separación “flash”...	99
6.21	Montaje del vacío para “flash”: (a) componentes y (b) válvulas del gasómetro.....	100
6.22	Puntos de referencias de lecturas del pistón dentro de la celda.....	102
6.23	Método del hidrómetro: (a) sistema y (b) lectura tomada.....	104
6.24	Parte del procedimiento experimental del método de la centrífuga.....	105
6.25	Esquema descriptivo para la obtención de las diferentes composiciones totales a través de la variación de la incertidumbre del peso molecular del líquido.....	107
6.26	Ventana del módulo “PVT2B” libre de Hg del Sistema PVT.....	108
6.27	Cálculo de la densidad del agua a condiciones estándar.....	109
6.28	Cálculo de la densidad del aire a condiciones estándar.....	110
6.29	Esquema descriptivo de los diferentes procesos ECC no convencional...	114
6.30	Parte del proceso de expansión a composición constante no convencional.....	116
6.31	Gráfica de volumen de muestra versus presión de carga.....	117
6.32	Gráfica de función “Y” versus presión.....	118
6.33	Función “Y” versus presión : caso ideal, casos de Pb sobre y sub estimada.....	119
6.34	Ventana del módulo “Flash” libre de Hg del Sistema PVT.....	120

6.35	Gráfico presión - ΔV correspondiente a la validación de la compresibilidad.....	126
6.36	Esquema descriptivo para la selección de la ecuación de estado de mejor ajuste.....	127
6.37	Matriz NxN.....	128
6.38	Matriz llenada con la importancia de las variables en estudio.....	129
6.39	Valores a graficar en el método de priorización de variables basado en matrices.....	130
6.40	Zonas y parámetros en la gráfica.....	130
6.41	Gráfica resultante del método de priorización de variable.....	131
6.42	Ventana para la señalización de las condiciones para la realización de la simulación.....	132
6.43	Ventana para introducir datos del pozo y la composición total del fluido de yacimiento.....	134
6.44	Ventana para introducir los datos de las condiciones de separación y la T_y	135
6.45	Resultados pronosticados de los parámetros elegidos.....	135
6.46	Ventana que presenta la envolvente termodinámica.....	136
6.47	Ventana principal para la regresión.....	137
6.48	Ventana para la regresión del proceso de expansión a composición constante.....	138
6.49	Ventana para la especificación de parámetros y límite para la regresión...	140
6.50	Ventana de los resultados de la regresión del proceso de ECC.....	141
6.51	Ventana para la regresión del proceso de liberación diferencial.....	142
6.52	Ventana de los resultados de la regresión del proceso de liberación Diferencial.....	143
6.53	Limpieza, secado y colocación de la placa en el tensiómetro superficial...	145
6.54	Método de la placa.....	147
6.55	Método de la gota giratoria “Spinning drop”.....	149

7.1	Sistema para grabar lo que sucede internamente en la celda PVT: (a) antes y (b) después.....	152
7.2	Volumen relativo vs. Presión, Pruebas ECC-1, 2,3.....	165
7.3	Función “Y” vs. Presión, Pruebas ECC-1, 2,3.....	165
7.4	Cambio unitario de volumen vs. Presión, Pruebas ECC-1, 2,3.....	166
7.5	Comportamiento del fluido espumante a valores cercanos y por encima del P_{sb}	167
7.6	Migración parcial del gas a la fase continua.....	168
7.7	Proceso de transferencia de masa.....	169
7.8	Proceso de coalescencia de dos burbujas.....	170
7.9	Proceso de deformación de una burbuja de gas para coalescer con otra dentro del crudo.....	171
7.10	Coalescencia de dos burbujas frente a la ventana de cristal.....	172
7.11	Capa de gas en crudos espumantes.....	173
7.12	Envolvente de fase para el fluido A.....	178
7.13	Volumen relativo vs. Presión para el fluido A.....	179
7.14	Función “Y” vs. Presión para el fluido A.....	179
7.15	Factor volumétrico de formación de petróleo vs. Presión para el fluido A.....	180
7.16	Relación gas-petróleo en solución vs. Presión para el fluido A.....	180
7.17	Envolvente de fase para el fluido B.....	182
7.18	Volumen relativo vs. Presión para el fluido B.....	183
7.19	Función “Y” vs. Presión para el fluido B.....	183
7.20	Factor volumétrico de formación de petróleo vs. Presión para el fluido B.....	184
7.21	Relación gas-petróleo en solución vs. Presión para el fluido B.....	184
7.22	Envolvente de fase para el fluido C.....	186

7.23	Volumen relativo vs. Presión (simulado) para el fluido C.....	187
7.24	Función “Y” vs. Presión (simulado) para el fluido C.....	187
7.25	Factor volumétrico de formación de petróleo vs. Presión (simulado) para el fluido C.....	188
7.26	Relación gas-petróleo en solución vs. Presión (simulado) para el fluido C.....	188
7.27	Tensión interfacial para 25% de dilución con tolueno en el fluido A.....	192
7.28	Tensión interfacial para 50% de dilución con tolueno en el fluido A.....	193
7.29	Tensión interfacial para 75% de dilución con tolueno en el fluido A.....	193
7.30	Tensión interfacial para el fluido D.....	194
7.31	Volumen relativo vs. Presión, fluido C.....	196
7.32	Función “Y” vs. Presión, fluido C.....	196
7.33	Cambio unitario de volumen vs. Presión, fluido C.....	197
7.34	Factor volumétrico de formación de petróleo vs Presión, fluido C.....	197
7.35	Relación gas-petróleo en solución vs Presión, fluido C.....	198
7.36	Volumen relativo vs. Presión, fluido E.....	198
7.37	Función “Y” vs. Presión, fluido E.....	199
7.38	Cambio unitario de volumen vs. Presión, fluido E.....	199
7.39	Factor volumétrico de formación de petróleo vs Presión, fluido E.....	200
7.40	Relación gas-petróleo en solución vs. Presión, fluido E.....	200

LISTA DE TABLAS

	Pág.
1.1 Características básicas del petróleo de la FPO.....	12
1.2 Características principales del petróleo de la FPO.....	13
2.1 Clasificación UNITAR del petróleo negro de acuerdo a su gravedad API.....	19
3.1 Comparación de las propiedades de crudos espumantes con respecto a crudos convencionales.....	54
3.2 Comparación del mecanismo por gas en solución convencional y en crudos espumantes.....	55
5.1 Diferencias operacionales entre los equipos PVT con mercurio y libre de mercurio.....	80
6.1 Datos de entrada y resultados del módulo “flash” libre de Hg.....	121
6.2 Recomendación sobre la asignación de pesos relativos para diferentes tipos de datos experimentales.....	139
7.1 Resultados del análisis de la muestra de líquido.....	153
7.2 Resultados del análisis de la muestra de gas.....	153
7.3 Composición total del fluido A con MI=518 (Composición total 1).....	154
7.4 Composición total del fluido A con MI=500 (Composición total 2).....	155
7.5 Composición total del fluido A con MI=482 (Composición total 3).....	156
7.6 Composiciones totales para el fluido A.....	157
7.7 Resultados programa “Flash” inicial para prueba ECC1.....	158
7.8 Relación presión-volumen, Prueba ECC1.....	159
7.9 Resultados programa “Flash” inicial para prueba ECC2.....	160
7.10 Relación presión-volumen, Prueba ECC2.....	161
7.11 Resultados programa “Flash” inicial para prueba ECC3.....	162

7.12	Relación presión-volumen, Prueba ECC3.....	163
7.13	Resultados experimentales para el fluido A.....	174
7.14	Resultados simulados para la composición total 1 del fluido A.....	174
7.15	Resultados simulados para la composición total 2 del fluido A.....	175
7.16	Resultados simulados para la composición total 3 del fluido A.....	175
7.17	Errores porcentuales (%) para la composición total 1 del fluido A.....	176
7.18	Errores porcentuales (%) para la composición total 2 del fluido A.....	176
7.19	Errores porcentuales (%) para la composición total 3 del fluido A.....	177
7.20	Resultados experimentales para el fluido B.....	181
7.21	Resultados simulados para el fluido B.....	181
7.22	Errores porcentuales (%) para la data experimental del fluido B.....	182
7.23	Resultados experimentales para el fluido C.....	185
7.24	Resultados simulados para el fluido C.....	185
7.25	Errores porcentuales (%) para la data experimental del fluido C.....	186
7.26	Análisis SARA.....	191
7.27	Resultados de tensiones para los fluido A y D provenientes de la FPO....	194

NOMENCLATURA Y SÍMBOLOS

Letras latinas

°API:	Gravedad API
%AyS	Porcentaje de agua y sedimentos
@	a
Bo	Factor Volumétrico de Formación del petróleo
Bod	Factor Volumétrico de Formación del petróleo del diferencial
Bg	Factor Volumétrico de Formación del gas
Bt	Factor Volumétrico de Formación Total
c/u	Cada uno
C	Carbono
Col	Colaboradores
CP	Petróleo Pesado
CPU	Unidad Central de Procesamiento
DB	Densidad obtenida del flash
Diox.	Dióxido
DP	Densidad del petróleo residual
DPB	Densidad del petróleo residual al punto de pseudo burbuja
E	Error
ECC/ P-V	Expansión a Composición Constante.
EDE	Ecuaciones de Estado
EDP	Error con respecto al flash
F	Factor de caracterización
F1	Factor de corrección del gas
FID	Detector de Ionización a la llama
FL	Fluido
FM	Fracción molar
FMA	Fracción molar acumulada del gas
FMI	Fracción molar de la fase líquida

fp	Fracción parcial.
fp_g	Fracción parcial del gas
fp_l	Fracción parcial del líquido
FPIE	Investigación Estratégica de la Faja Petrolífera del Orinoco
FPO	Faja Petrolífera del Orinoco
FT	Fluido total
FY	Función Y
GAPI	Gravedad API del petróleo residual
GC	Cromatografía de gases
GE	Gravedad específica del crudo
GE_g	Gravedad específica del gas
GE_i	Gravedad específica en cada componente
GEA	Gravedad específica acumulada
GW	Masa de gas liberada
H	Hidrógeno
Hg	Mercurio
HPLC	Cromatografía líquida de alta resolución
IFT	Tensión interfacial
K	Constante de equilibrio
Lic	Licenciado
LI-D	Límite Inferior Dependencia
LI-I	Límite Inferior Influencia
LS-D:	Límite Superior Dependencia
LS-I	Límite Superior Influencia
log	Logarítmica
M	Peso molecular
MFT	Peso molecular del fluido total
M_g	Peso molecular del gas
mg	Masa del gas
MGS	Masa de gas a condiciones estándar.

MI	Peso molecular del líquido
MP/mo	Masa del petróleo
MPI	Masa del petróleo inicial
MPI	Peso molecular de cada componente
O	Oxígeno
P	Presión
Pb	Presión de burbuja
Pcarga	Presión de carga
Pc	Presión crítica
Psb	Presión de Pseudo Burbuja
Psat	Presión de saturación
Pto. Ref	Punto de referencia
PR	Ecuación de Peng y Robinson
PVT	Presión-Volumen-Temperatura
RGP	Relación gas-petróleo
RL	Relación gas-petróleo liberada acumulada
Rs	Relación gas-petróleo en solución
Rsd calc	Relación gas-petróleo en solución calculado del diferencial
Rsd exp	Relación gas-petróleo en solución experimental del diferencial
R_{si}/RSI	Relación gas- petróleo en solución inicial
RK	Ecuación de Redlich-Kwong
s.f	Sin Fecha
SRK	Ecuación de Soave-Redlich-Kwong
ST	Sumatoria total
S	Azufre
SARA	Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos
Sep	Separador
Sg	Saturación de gas
Sgc	Saturación de gas crítica
STD/CN	Condiciones estándar

T/Temp	Temperatura
Tb	Punto de ebullición de la mezcla a 14.7 lpc.
Tc	Temperatura critica
TCD	Detector de Conductividad Térmica
testab	Tiempo de estabilización
TOW	Peso del petróleo residual.
T_R	Temperatura reducida
Ty	Temperatura del yacimiento
UNITAR	Instituto de las Naciones Unidas para Formación Profesional e Investigaciones
VA	Volumen antes de retirar el gas de la celda
VD	Volumen de celda después de retirar el gas
VDW	Ecuación de Van der Waals VDW
Vg	Volumen del gas
VGCC	Volumen de gas a condiciones de celda
VGS	Volumen de gas a condiciones estándar
VGST	Volumen de gas acumulado a condiciones estándar
VHS	Sistema de video en casa
VMAP	Volumen de muestra antes del purgue final
VMDF	Volumen de muestra después del “flash” final
VMDP	Volumen de muestra después del purgue final
V(N)	Volumen de gas en la última etapa
Vol	Volumen
VPO	Método del Osmómetro de Presión de Vapor
Vr	Volumen relativo
Vresidual	Volumen residual
vs	Versus
Vsb	Volumen a la presión de pseudo burbuja
Vvent	Válvula de ventilación
Xi	Fracción molar de cada componente en la fase líquida

XP	Petróleo Extrapesado
Y_i	Fracción molar de cada componente en la fase líquida
Z	Factor de compresibilidad del gas
Z_i	Fracción molar de cada componente en el fluido total

Letras griegas

β	Fracción molar de la fase de gas.
ρ_{aire}	Densidad del aire
ρ_g	Densidad del gas
ρ_{FT}	Densidad del fluido total
ρ_o	Densidad del petróleo
ρ_w	Densidad del agua
ω	Factor acéntrico
μ	Viscosidad
μ_o	Viscosidad del petróleo
μ_g	Viscosidad del gas
γ_o	Gravedad específica del petróleo
γ_g	Gravedad específica del gas
ΔV	Diferencial de volumen

Unidades

BN	Barriles a condiciones estándar
BY	Barriles a condiciones de yacimiento
cc	Mililitro
cP	Centipoise
cm	Centímetros

°C	Grados centígrados
°F	Grados Fahrenheit
g	Gramos
Hrs	Horas
inHg	Pulgadas de mercurio
lpc	Libras por pulgadas cuadradas
lpca	Libras por pulgadas cuadradas (absolutas)
lb/ft³	Libra por pie cúbico
mmHg	Milímetro de mercurio
mN/m	MiliNewtons por metro
mol	Moles
PCN	Pies cúbicos normales (estándar)
°R	Grados Rankine
km	Kilómetros
Kg	Kilogramos

INTRODUCCIÓN

Un yacimiento se define genéricamente como una concentración significativa de materiales o elementos interesantes para algún tipo de ciencia, en el caso del ámbito petrolero el interés es centrado en los hidrocarburos, que son compuestos orgánicos que contienen carbono e hidrogeno en sus moléculas. Por lo cual se puede definir un yacimiento de hidrocarburo como un cuerpo de roca en el que se encuentra acumulado cierto volumen significativo de hidrocarburos. La clasificación de los yacimientos depende del estado en que se encuentren los fluidos del mismo, razón por la cual los yacimientos se dividen en yacimientos de gas y en yacimientos de petróleo, este último a su vez se divide en yacimientos de petróleo volátil y petróleo negro en los que se encuentran los crudos livianos, medianos, pesados y extrapesados.

Desde decenios de años se conoce la existencia de depósitos de crudos pesados y extrapesados que actualmente atrae la atención de la industria petrolera del mundo. Las razones por las que estos crudos no se explotaron anteriormente, se deben principalmente a sus características y al hecho de que mejores tipos de crudos (medianos y livianos) se obtenían sin mayores inconvenientes y en abundancia, pero las evaluaciones de los recursos petrolíferos mundiales permitieron concluir que las reservas probadas aseguradas, las probables y posibles por contabilizar en las cuencas sedimentarias conocidas no serían suficientes para abastecer el mundo a largo plazo. Por tanto, las áreas ya conocidas de petróleos pesados y extrapesados comenzaron a tener importancia mundial y a ser estudiadas y evaluadas detalladamente. Un ejemplo de esto es la Faja Petrolífera del Orinoco en Venezuela; que es la más grande reserva de petróleo pesado y extrapesado del mundo, convirtiéndose de esta manera en el centro de atención de la industria petrolera del mundo en estos momentos.

El fluido en los yacimientos de la FPO ha presentado un comportamiento positivamente “atípico” en términos de productiva primaria con respecto a lo esperado en un reservorio de crudo pesado y extrapesado, lo cual lo hace mucho más desplazable en el yacimiento, en contraposición a su densidad y viscosidad. A este fluido se le ha designado el término de “crudo espumante” o “Foamy oil” como se le conoce en inglés. Este concepto ha tenido más de 20 años de debate y se han realizados varios estudios en Canadá referente a este fenómeno, ya que sus crudos pesados y extrapesados también presentan este comportamiento. Pero en nuestro país se han llevado a cabo pocos estudios experimentales para evaluar el efecto espumante, con estos crudos de la Faja.

Por lo que resulta necesario llevar a cabo un trabajo que abarque varios aspectos en el estudio de los crudos espumantes provenientes de la Faja Petrolífera del Orinoco y que además mejore las condiciones y características propias de dichos estudios. Razón por la cual en este Trabajo Especial de Grado se plantearon varios objetivos tales como: obtener toda la información referente al comportamiento espumante, también en forma visual, en el yacimiento a través de análisis PVT no convencionales llevados a cabo en un equipo libre de mercurio (los equipos con los que se han realizado la mayor parte de estos estudios en el mundo tienen como elemento clave el mercurio líquido, lo cual es un elemento sumamente tóxico y que puede contribuir en parte a perder de la certeza de dichos estudios), determinar si existe algún aspecto en su composición química que genere esta tendencia, relacionar sus características físico-químicas, realizar simulaciones composicionales para encontrar las ecuaciones de estados que mejor se ajusten, comparar su comportamiento espumante con el comportamiento que tendría en forma convencional a través de análisis PVT tradicionales para así obtener entre otras cosas el rango de pseudo burbuja y la principal variable que lo afecta.

Para el logro de cada uno de estos objetivos, se estructuraron ocho capítulos. Capítulo I, referente a la Faja Petrolífera del Orinoco (área de estudio general en este trabajo) en

donde se presentan algunas características de su crudo y se señala además la ubicación y descripción del campo en específico de donde proviene la muestra que se le realizó la parte experimental. Capítulo II, en el cual se explica los estudios experimentales llevados a cabo para fluidos de yacimiento y en especial para petróleo negro (clasificación donde se ubica los crudos espumantes). Capítulo III, abarca desde las diferentes definiciones de los crudos espumantes hasta la mejor forma de lograr su caracterización. Capítulo IV, especialmente dirigido a explicar las ecuaciones de estado utilizadas para la simulación composicional. Capítulo V, se ofrecen detalles sobre el equipo PVT libre de mercurio utilizado en la parte experimental y se presentan sus ventajas respecto a los equipos que utilizan mercurio. Capítulo VI, aquí se describe las diferentes metodologías utilizadas. Capítulo VII, donde se presentan y discuten los resultados principales obtenidos, y finalmente el capítulo VIII que es el referente a las conclusiones y recomendaciones resultantes de este trabajo dirigido al estudio y mejor caracterización del carácter espumante de los crudos de la FPO.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Debido a la importancia de entender el carácter espumante de los crudos pesados y extrapesados de la Faja Petrolífera del Orinoco, resulta necesario obtener toda la información acerca de su comportamiento en el yacimiento durante el agotamiento de presión para simular así los cambios que ocurren cuando el fluido es llevado desde el fondo del pozo hasta los separadores, esto es logrado a través de los análisis PVT que son de vital importancia para la vida productiva del yacimiento, porque al saber cómo será el comportamiento termodinámico del fluido, se buscará la manera de mantener la energía del yacimiento para obtener así una mayor producción y eficiencia del proceso.

La caracterización de este comportamiento espumante es lograda con análisis PVT no convencionales; los cuales se han realizado en nuestro país siempre con una condición estandarizada de tasa de agotamiento de presión y en equipos que utilizan mercurio como fluido transmisor de presión, esto último es sumamente peligroso para la salud y además pone en duda la certeza de los resultados si el mercurio llegase a formar una amalgama con la muestra en estudio, lo que provocaría la pérdida de la contabilidad volumétrica y la posibilidad de separación de fases. Razones por las cuales se decidió hacer estos estudios en un equipo libre de mercurio y con diferentes tiempos de estabilización para el agotamiento de presión, con el fin de lograr la mejor caracterización de este fenómeno, el problema a solucionar en principio es poner a punto este sistema y en especial acondicionarlo para aprovechar sus características visuales y automatizadas (las cuales no poseen los equipos que utilizan mercurio) para obtener además un registro visual del comportamiento de estos crudos dentro de la celda durante la realización de algunas de las pruebas. También con este trabajo se quiere resolver algunas interrogantes como: ¿La composición química de los crudos espumantes presentará alguna diferencia con otros crudos pesados y extrapesados que no presentan estas características? ¿Cuáles serán las ecuaciones de estado que mejor se ajustan a la composición de estos crudos? ¿Cuáles serán las diferencias al

caracterizar un crudo espumante a través de los análisis PVT convencionales y no convencionales? Además de relacionar las características físico-químicas obtenidas con el carácter espumante. El otro problema a solucionar es adaptar los procedimientos experimentales llevados a cabo en equipos con mercurio a el equipo PVT libre de mercurio para crudos CP/XP, debido a que no existe documentación referente sobre a la realización de pruebas en dicho equipo, que además es el único en forma comercial existente en el mundo.

En este Trabajo Especial de Grado, la justificación para la realización de este estudio es el atractivo de los precios del petróleo que ha centrado su interés en el desarrollo de las reservas de crudos pesados y extrapesados; y con las características espumantes presentes en algunos de estos crudos que previene la rápida disminución de la energía del yacimiento e incrementa la fracción del crudo que puede ser recuperado, hace necesario entender este fenómeno para diseñar estrategias que permitan aprovechar estas ventajas productivas. El alcance, la evaluación de la muestra a condiciones de yacimientos y la limitación es que no especificarán los nombres de los pozos y algunos datos operacionales, debido a políticas de PDVSA-Intevep.

ANTECEDENTES

Bennion, D.B., Mastmann, M. y Moustakis, M.L. (2003). “A Case Study of Foamy Oil Recovery in the Patos-Marinza Reservoir, Driza Sand, Albania”. Estos investigadores utilizaron una muestra, con características espumantes, recombinada del yacimiento Driza (11 °API) y llevaron a cabo cuatro estudios PVT de liberación diferencial; con la única diferencia en el tiempo de estabilización por cada paso de presión, que se clasificaron como: “rápido” (120 minutos), “mediano” (24 horas), “lento” (siete días) y “equilibrio” (30-45 días). Los resultados indicaron aumentos en el factor volumétrico de formación del petróleo, estabilización de la relación gas-petróleo y reducción de las densidades del petróleo en pruebas de “rápido” agotamiento en comparación con las pruebas de “lento” y “equilibrio” agotamiento de la presión. En general los resultados de “lento” y “equilibrio” no son demasiados diferentes, lo que indica que a finales del tiempo de estabilización de siete días, una condición de agotamiento relativamente equilibrada aparece.

Labrador, E.E. y Peñaloza, C.A. (2004). “Modelaje de crudos espumantes en yacimientos de petróleo pesado”. Dentro del simulador térmico se desarrolló este Trabajo Especial de Grado, que tenía como objetivo principal evaluar las diferentes formulaciones que tiene el simulador numérico ECLIPSE para modelar crudos espumantes. Para probar estas formulaciones se elaboró una metodología basada en dos modelos distintos, uno sintético donde se realizó una serie de sensibilidades para determinar las variables que más afectaban a las formulaciones; y un modelo real en el cual se evalúan las diferencias que se presentan al simular un mismo yacimiento a través de un modelo convencional y un modelo “foamy oil”. Esto arrojó como conclusión que los tres modelos de “foamy oil” incluidos en ECLIPSE generan resultados característicos del fenómeno de crudos espumantes, pero el que mejor representa el fenómeno como tal es el de tres componentes de gas.

Zamora F., Francisco J. (2009). “Estudio del efecto de la temperatura sobre el carácter espumante de una muestra tomada en el pozo JOC-566, campo Jobo-Monagas”. En este trabajo se estudió el efecto que ejerce la temperatura sobre las propiedades de una muestra de crudo espumante, proveniente de la faja petrolífera del Orinoco a través de análisis PVT convencionales y no convencionales realizados en equipos de laboratorio libre de mercurio diseñado para crudos pesados y extrapesados. Los análisis PVT se llevaron a cabo variando la temperatura: 90, 140, 180 y 210 °F. Se determinó que a mayor temperatura el gas disuelto y disperso en el petróleo se expande más rápidamente por el incremento de la energía cinética entre las moléculas de gas disminuyendo la supersaturación y el comportamiento espumante (baja estabilidad de espuma) en los crudos. A través de estos análisis se obtuvieron valores de presión de burbuja más pequeños en los análisis no-convencionales debido al entrapamiento del gas dentro de la fase líquida

OBJETIVO(S)

General

Determinar experimentalmente en crudos espumantes de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) el rango de pseudo presión de burbuja y su efecto sobre las variables termodinámicas PVT.

Específicos

- (a) Realizar un estudio bibliográfico sobre análisis PVT en crudos espumantes.
- (b) Poner a punto el equipo libre de mercurio para PVT no convencionales.
- (c) Obtener la composición total de una muestra con características espumantes de la FPO a partir de la liberación “flash” de una muestra recombinada.
- (d) Determinar a través de la expansión a composición constante, a condiciones de yacimiento, los puntos de pseudo burbuja y su rango. Además de documentar en videos y fotos el comportamiento espumante de la muestra dentro de la celda.
- (e) Realizar simulaciones composicionales para obtener las envolventes termodinámicas una vez calibradas las ecuaciones de estado con las propiedades de los crudos obtenidas experimentalmente.
- (f) Determinar la relación de la composición química con el carácter espumante.
- (g) Relacionar las características físico-químicas de la muestra con el carácter espumante.
- (h) Inferir sobre las diferencias entre el análisis PVT convencional y el no convencional realizado con anterioridad en otros proyectos.

CAPÍTULO I

GENERALIDADES

En este capítulo se describe la Faja Petrolífera del Orinoco, el área de estudio de este Trabajo Especial de Grado, a través del análisis de muestras de crudos procedentes de la misma; de igual forma se ubica y describe el Campo Bare, zona de donde proviene la muestra utilizada para la caracterización del carácter espumante.

CAPÍTULO I GENERALIDADES

1.1 FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) que anteriormente era conocida como Faja Bituminosa, tiene 700 kilómetros de largo y entre 32 a 100 kilómetros de ancho, comprende una extensión de 55.314 km² y tiene un área actual de explotación de 11.593 km², se ubica al sur de los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas. Geológicamente es la parte sur de la cuenca de Maturín o de Oriente, y geográficamente se le ha dado el nombre de Orinoco porque en parte su límite sur corre a lo largo y cercano al río.

Este gran reservorio petrolero fue dividido en cuatro grandes áreas, siendo estas de oeste a este (Figura 1.1):

- (a) Boyacá (anteriormente Machete): ubicada al centro Sur del Estado Guárico. Se divide en seis bloques.
- (b) Junín (anteriormente Zuata): ubicada al Sur – Este del Estado Guárico y el Sur - Oeste del Estado Anzoátegui. Se divide en once bloques.
- (c) Ayacucho (anteriormente Hamaca): ubicada en la zona Centro – Sur del estado Monagas y Sur – Este del Estado Anzoátegui. Se divide en siete bloques.
- (d) Carabobo (Anteriormente Cerro Negro): ubicado en la zona Centro –Sur del Estado Monagas y Sur – Este del Estado Anzoátegui. Se divide en tres bloques.

Más dos áreas llamadas Boyacá Norte y Junín Norte.

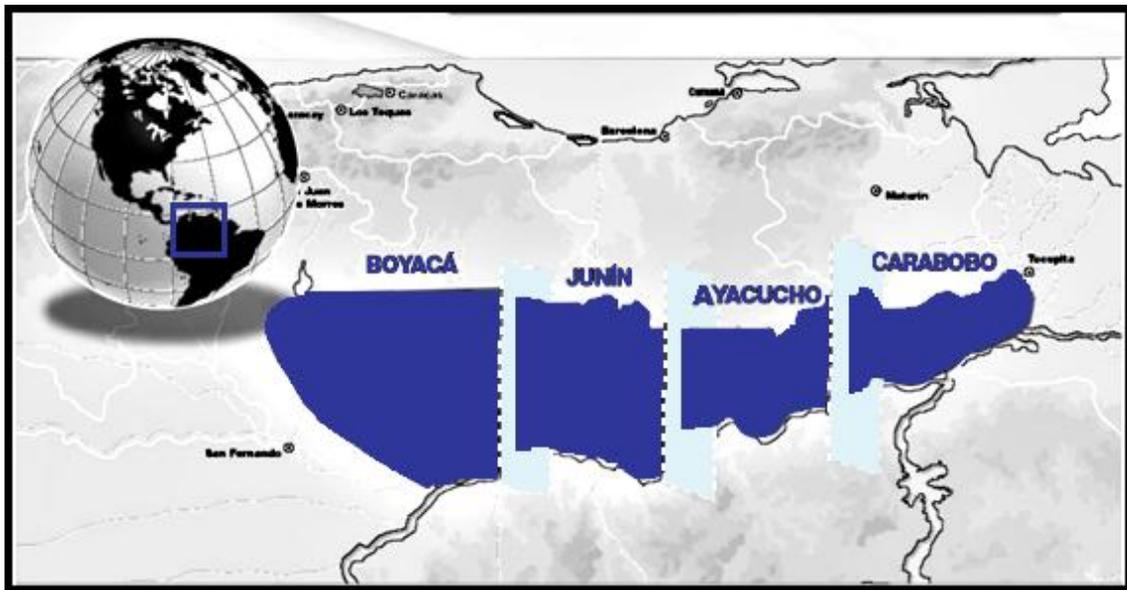


Figura 1.1 Áreas que conforman la Faja Petrolífera del Orinoco.

La Faja Petrolífera del Orinoco contiene una sola segregación de crudo pesado y extrapesado, con varios rangos de gravedad que cubre desde 7 Hasta 18 °API, la gravedad promedio es cerca de 10 °API. En la actualidad la Faja constituye la reserva de petróleo pesado y extrapesado más grande del mundo, debido a que dicha acumulación de hidrocarburos en el planeta se encuentra ubicado principalmente en 281 cuencas, siendo la cuenca oriental de Venezuela, la que ocupa el primer lugar, con 30% de recursos mundiales de este tipo de hidrocarburos, mientras que Canadá la secunda con 27% de los recursos , conteniendo alrededor de 1.360 millones de barriles de Petróleo Original en Sitio, y como reservas primarias se estiman 235.000 millones de barriles de petróleo, las cuales están actualmente en cuantificación y certificación¹. Por lo descrito anteriormente, la Faja Petrolífera del Orinoco es el centro de atención de la industria petrolera del mundo en estos momentos. La existencia de crudos pesados y extrapesados se conocía desde decenios de años pero que no se explotaron anteriormente, principalmente a sus características y a que mejores crudos (medianos y livianos) se obtenían sin mayores inconvenientes, pero las evaluaciones de los recursos petrolíferos mundiales permitieron concluir que las reservas probadas aseguradas, las probables y posibles por contabilizar en las cuencas

sedimentarias conocidas no serían suficientes para abastecer el mundo a largo plazo. Por otro lado, se le confiere al crudo de la FPO el carácter espumante, lo cual lo hace mucho más desplazable en el yacimiento, en contraposición a su densidad y viscosidad².

En las Tablas 1.1 y 1.2 se presentan un estimado de las características básicas y principales respectivamente, del petróleo de algunas de las áreas que conforman la FPO, hay que señalar nuevamente que estos tienen carácter espumante por lo cual también son propiedades muy importantes la presión de pseudo burbuja (Psb), que es la presión a la cual cesa de incrementarse la cantidad de gas atrapado en la masa de crudo y la saturación crítica de gas (Sgc), que es la máxima saturación del gas atrapado (lo anterior se explicará con más detalle en el capítulo correspondiente a crudos espumantes).

TABLA 1.1
Características básicas del petróleo de la FPO³

Área	Gravedad (°API)	Rsi (PCN/BN)	Pi (lpca)	Ti (°F)
Carabobo	8.0	72	1146	131
Ayacucho	8.6	96	1120	----
Junín	8.4-10	60-70	630	100

TABLA 1.2

Características principales del petróleo de la FPO³

Área	Pb (lpca)	Bo (BN/BY)	Co $\times 10^{-6}(\text{lpca})^{-1}$	Psb (lpca)	Sgc %
Carabobo	989	1.047	4.4	705	7.2
Ayacucho	1000	----	----	715	9

En este trabajo especial de grado se analizaron diversos datos de muestras de petróleo de la Faja Petrolífera del Orinoco; en su mayoría provenientes de yacimientos en el Campo Bare, además una muestra de este campo se utilizó en el desarrollo experimental de este trabajo para el estudio del carácter espumante de los crudos de la FPO.

1.1.2 Campo Bare

El Campo Bare forma parte del área de Ayacucho y se encuentra ubicado geográficamente en el estado Anzoátegui a unos 40 km. al sur de la ciudad del Tigre y a unos 70 km. al norte del Río Orinoco entre las coordenadas geográficas de 8°28'00" de latitud norte, y 64°01'00" de longitud este. En la Figura 1.2 se representa esta ubicación.



Figura 1.2 Ubicación geográfica del Campo Bare.

En relación al ambiente sedimentario, en el Campo Bare los yacimientos principales son canales de arena no consolidada de las formaciones Merecure y Oficina, una sección de gran espesor de sedimentos fluvio – deltaicos de edad terciaria⁴. El Campo Bare puede definirse estratigráficamente como una cuña de rocas sedimentarias que se engrosa e inclina hacia el norte, suprayacente al yacimiento ígneo- metamórfico de edad Precámbrica. La columna estratigráfica (Figura 1.3) en el área es representada por los Campos Oficina que comprende desde el Cretácico hasta el Cuaternario incluyendo las formaciones Canoa y Tigre del grupo Temblador de edad Cretácico, las formaciones Merecure, Oficina, Freites, Las Piedras y Mesa de edades comprendidas entre Terciario hasta Cuaternario.

SERIES		FORMACIÓN	DESCRIPCIÓN
RECIENTE		ALUVIAL	DEPOSITOS ALUVIALES
PLEISTOCENO		MESA	CONGLOMERADOS GRUESOS Y ARENISCAS FERRUGINOSAS
M I O C E N O	PLIOCENO	LAS PIEDRAS	ARENISCAS, LIMOLITAS, LUTITAS Y LIGNITOS
	SUPERIOR		
	MEDIO	FREITES	LUTITAS MARINAS INTERESTRATIFICADAS CON ARENISCAS DE GRANO FRINO
	INFERIOR	OFICINA	LUTITAS INTERESTRATIFICADAS CON ARENISCAS Y LIGNITOS
OLIGOCENO		MERECURE	ARENISCAS Y LUTITAS MASIVAS
CRÉTACICO		GRUPO TEMBLADOR	LUTITAS, ARENISCAS Y LIMOLITAS
PRECAMBRICO		BASAMENTO	COMPLEJO IGNEO-METAMORFICO

Figura 1.3 Columna estratigráfica de Bare⁵.

CAPÍTULO II

ESTUDIOS PARA PETRÓLEO NEGRO

En este capítulo se parte desde la clasificación de yacimientos para identificar el tipo de crudo estudiado en este trabajo; se señala y explica además los estudios PVT que se realizan a este tipo de fluido.

CAPÍTULO II ESTUDIOS PARA PETRÓLEO NEGRO

2.1 COMPORTAMIENTO DE FASE DE LOS YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS

Se han desarrollado en el tiempo diferentes criterios para la clasificación de yacimientos, uno de los más importante es en base a los hidrocarburos que contiene (que se refiere al comportamiento de los fluidos en el diagrama de presión-temperatura) esto permite diferenciar los distintos estados en que se encuentra el fluido dentro del yacimiento, de acuerdo con la localización de la temperatura y presión inicial.

En la Figura 2.1 se muestra un esquema de la clasificación de los yacimientos en base a los hidrocarburos que contienen, y seguidamente se presenta en la Figura 2.2 un cuadro resumen de las características de estos tipos de yacimientos mediante sus diagramas de fase.

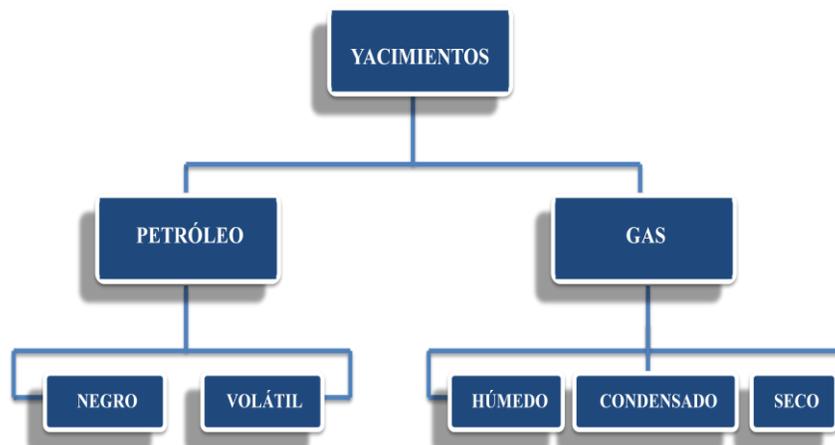


Figura 2.1 Clasificación de los yacimientos en base a los hidrocarburos que contienen.

Características \ Tipo	Petróleo de Baja Volatilidad (Petróleo Negro/Bajo Encogimiento)	Petróleo de Alta Volatilidad (Cuasicrítico/Alto Encogimiento)	Gas Seco	Gas Húmedo	Gas Condensado
Diagrama de Fase					
Temperatura	$T_y \ll T_c$	$T_y \leq T_c$	$T_y > T_{cdt}$	$T_y > T_{cdt}$	$T_c < T < T_{cdt}$
Estado en el yacimiento	Si $P > P_b$ a $T_y = cte$ Yacimiento Subsaturado. Si $P < P_b$ a $T_y = cte$ Yacimiento Saturado.	Si $P > P_b$ a $T_y = cte$ Yacimiento Subsaturado. Si $P < P_b$ a $T_y = cte$ Yacimiento Saturado.	La mezcla de hidrocarburos se mantiene en fase gaseosa en el yacimiento y en la superficie.	La mezcla de hidrocarburos permanece en estado gaseoso en el yacimiento. en la superficie cae en la región bifásica.	Si $P > P_r$ a $T_y = cte$ Yacimiento Subsaturado. Si $P < P_r$ a $T_y = cte$ Yacimiento Saturado.
Singularidades	_____	_____	_____	_____	Fenómenos Retrógrados
Producción en superficie	Dentro de la región (2 fases)	Dentro de la región (2 fases)	Fuera de la región (1 fase). La obtención de líquidos del gas producido solo se alcanza a temperaturas criogénicas (0 °F)	Dentro de la región (2 fases)	Dentro de la región (2 fases)
Composición	Grandes cantidades pesados en la mezcla original ($C7+ > 40\%$, $C1 < 50\%$)	Grandes cantidades de intermedios en la mezcla original ($C7+ > 12.5\%$, $C1 \leq 60\%$)	Casi puros componentes ligeros en la mezcla original ($C5+ < 1\%$, $C1 > 90\%$)	Grandes cantidades de intermedios en la mezcla original.	Regulares cantidades de intermedios en la mezcla original ($C7+ < 12.5\%$, $C1 > 60\%$)
RGP (PCN/BN)	<2000	2000 a 5000	> 100000	60000 a 100000	5000 a 10000
Gravedad API del liquido del tanque	$\leq 40^\circ$	$> 40^\circ$	_____	$> 60^\circ$	40 a 60°
Color del liquido de tanque	Negro o verde oscuro	Amarillo oscuro	_____	Incoloro	Incoloro o amarillo claro
Bo (BY/BN)	< 1.5	> 1.5	_____	_____	_____

Figura 2.2 Cuadro resumen de las características de los yacimientos mediante sus diagramas de fase.

Los yacimientos de petróleo negro presentan una clasificación adicional según su fluidez o viscosidad, representada indirectamente por la gravedad API. En la Tabla 2.1 se presenta esta clasificación oficial de UNITAR⁶ para petróleos negros.

TABLA 2.1

Clasificación UNITAR del petróleo negro de acuerdo a su gravedad API

Petróleo Negro	°API
Livianos	30-40
Medianos	20-30
Pesados	10-20
Extrapesados	<10

En este Trabajo Especial de Grado se estudian y analizan muestras provenientes de la FPO, en su mayoría del Campo Bare (como se ha especificado con anterioridad), es de conocimiento general que esta área posee únicamente reservas de grandes yacimientos de petróleo pesado y extrapesado, en especial de extrapesado que es el tipo de petróleo negro existente en su mayoría en esta zona y en el Campo Bare específicamente.

2.1.1 Petróleo extrapesado (XP)

El petróleo extrapesado se caracteriza por ser un fluido con altas viscosidades (con viscosidades dentro de un rango de 2000 a 10000 cP según algunos autores) y que se han formado por la biodegradación prolongada durante su permanencia en yacimientos, donde los componentes más livianos han sido consumidos por bacterias dejando los componentes más pesados.

Los petróleos extrapesados se presentan en yacimientos de poca profundidad, predominantemente en arenas no consolidadas de gran porosidad y permeabilidad, limitadas por trampas predominantemente mixtas. La composición química de los crudos pesados y extrapesados (SARA) suele estar dentro de los siguientes valores³:

Hidrocarburos Saturados	12 – 17%
Hidrocarburos Aromáticos	30 – 42%
Resinas	29 – 39%
Asfáltenos	10 – 17%

La composición química de cada crudo depende de la naturaleza del kerógeno originario, del grado de madurez alcanzado antes de la expulsión, de los procesos migratorios experimentados y de los procesos de lavado y biodegradación sufridos durante la permanencia en el yacimiento. Los crudos extrapesados, usualmente, han estado sometidos al ataque prolongado del agua y de las bacterias, por lo que en general son crudos degradados.

El contenido elemental de los crudos extrapesados en comparación con los crudos promedio en general, es:

Crudos XP⁷⁻⁸	Crudos Promedio⁹
C: 81 – 84%	C: 83 – 87%
H: 9 – 11%	H: 11 – 14%
S: 3.5 – 5.6%	S: 0.01 – 0.8%
O: 0.5 – 1.5%	O: 0 – 2%
N: 0.3 – 0.8%	N: 0.01 – 1.3%

Adicionalmente los crudos extrapesados contienen vanadio y níquel en cantidades hasta de 0.8% y 1% respectivamente. El azufre y el oxígeno se distribuyen en porcentajes muy cercanos en los asfáltenos, en las resinas y en los aromáticos, el nitrógeno aparece en los asfáltenos y en las resinas⁸.

En los yacimientos de crudos extrapesados opera el mecanismo de producción por gas en solución; no obstante existe otro factor que contribuye a mejorar la producción que es el comportamiento espumante en los crudos pesados y extrapesados.

2.2 ESTUDIOS EXPERIMENTALES PARA FLUIDOS DE YACIMIENTOS (PVT)

Para la clasificación de la naturaleza del yacimiento, se utilizan criterios que se obtienen del estudio extenso tanto de propiedades de los materiales como de las propiedades de los fluidos. De igual manera, determinar el comportamiento de un yacimiento incluyendo los sistemas de producción, implica realizar un análisis PVT sobre una muestra representativa de los fluidos del yacimiento. Esto es de vital importancia para la vida productiva del yacimiento, porque al entender como será el comportamiento del fluido, se planificará la manera de obtener el mayor recobro.

Previamente antes de la realización de estos estudios PVT, se requiere contar con muestras representativas del yacimiento, por lo cual se requiere realizar la toma de muestras.

2.2.1 Toma de muestras

Para lograr una correcta simulación del comportamiento de los fluidos del yacimiento, se requiere tomar muestras representativas de dicho fluido, para ello estas muestras deben ser tomadas durante los primeros días de producción en vista de que la caída de presión no es apreciable, o al menos cuando la presión sea mayor o igual a la de burbuja del crudo original. En caso contrario, la composición total del fluido es distinta a la del fluido original del yacimiento debido a que pueden ocurrir algunas de estas situaciones:

- (a) Si el gas libre tiene movilidad ($S_g > S_{gc}$), la muestra tomada puede tener exceso de gas y presentar una P_b mayor que la presión actual del yacimiento y eventualmente mayor que la presión original¹⁰.
- (b) Si el gas libre es inmóvil ($S_g \leq S_{gc}$), la muestra tomada tiene en solución una cantidad de gas menor que la original. Así $RGP < R_{si}$ y la presión de burbuja medida es menor que la presión inicial del yacimiento¹⁰.

Las muestras de fluidos a las cuales se les hace el análisis PVT, pueden ser de tres tipos: muestras de fondo, muestras de cabezal y muestras recombinadas (muestras de separador):

2.2.1.1 Muestras de fondo

Esta técnica es también llamada muestreo de subsuelo, el cual consiste en bajar una herramienta especial (muestreador) que funciona utilizando el sistema de guaya fina o eléctrica. Después de bajar la herramienta lo más cercano posible a las perforaciones (punto medio del intervalo perforado), la celda de ésta se abrirá por medio de un reloj programado o una señal eléctrica desde superficie, acumulándose por diferencia de presión, una muestra de petróleo (con gas en solución) a las condiciones de presión y temperatura del punto de muestreo, esta muestra fluye suavemente dentro de la herramienta a presión constante para evitar la separación de fases, también se cuenta con otra cámara con fluido de compensación y un sistema de válvulas que evita la caída de presión en la muestra por cambio de temperatura mientras es llevada a superficie.

Se debe contabilizar el porcentaje de agua y sedimentos (%AyS), el cual debe ser menor a 1%, para comenzar a realizar el análisis PVT con la muestra que contiene gas en solución. Si el contenido de agua en las muestras es mayor a 3%, se debe buscar un procedimiento que permita separar el agua del crudo. Igualmente es necesario verificar que la presión a la que se encuentra el cilindro toma muestra sea

mayor a 500 lpc de la presión de burbuja estimada, para asegurar que la muestra no se encuentre en dos (2) fases¹¹.

2.2.1.2 Muestras de cabezal

Este tipo de toma de muestras es poco común por las condiciones que debe cumplir. Se aplica para yacimientos de gas condensado y petróleo negro que se encuentren subsaturado y las condiciones de presión y temperatura en el cabezal del pozo garanticen que el fluido se encuentre monofásico sólo si se cumplen estas condiciones el fluido será representativo del fluido del yacimiento. Son frecuentemente utilizadas en yacimientos de gas seco, gas húmedo, gas condensado con alta RGP, alta diferencia entre la presión del yacimiento y la presión de rocío, y en petróleos negros con características muy peculiares como baja RGP, y alta diferencia entre la presión del yacimiento y la presión de saturación.

Este método no requiere acondicionamiento previo del pozo para la toma de muestras (como el caso de la muestra de fondo), solamente se desea que el pozo mantenga una presión estable en el cabezal y no este produciendo por baches o acumulación de fluidos entre las perforaciones y la tubería de producción hasta el cabezal.

2.2.1.3 Muestras recombinadas

En ciertos casos es difícil obtener muestras de fondo y cabezal representativas para algunos de los fluidos de interés. Por lo tanto, se desarrolló un procedimiento para generar muestras recombinadas a partir de muestras de líquido y gas recolectadas en superficie; es decir, son muestras tomadas en el separador primario cuando el fluido proveniente del yacimiento está una vez en superficie. El fluido del yacimiento es reconstruido en el laboratorio mezclando la proporción que dicta la relación Gas / Petróleo en el separador primario que prevalecía para el momento del muestreo.

La recombinación de gas y líquido consiste en disolver el gas en el crudo que se había separado al cambiar la presión. Este paso sólo se ejecuta en aquellos casos donde la

muestra a ser analizada no es una muestra de fondo o muestra de cabezal. Para esto hay que recordar que la RGP medida es la del gas obtenido de un separador cuyas condiciones de operación tienen una presión diferente a la atmosférica y que este volumen de gas se relaciona con el volumen de petróleo del tanque, que se encuentra a presión atmosférica¹². Para recombinar a la relación gas-petróleo del separador primario, debe calcularse la proporción de gas que hay que agregar a una cantidad de líquido del separador. Una vez recombinadas las muestras las proporciones calculadas, se va incrementando la presión hasta que todo el gas se disuelva en el petróleo. En ese momento la muestra está a las mismas condiciones que tendría que haberse obtenido en el fondo. La recombinación puede realizarse tanto a una relación gas-petróleo como a una presión de saturación determinada¹².

2.2.2 Análisis de presión-volumen-temperatura (PVT)

En los yacimientos la producción por mecanismo natural se logra mediante el empuje que ejerce la presión natural del reservorio sobre los hidrocarburos, para desplazarlos desde el yacimiento hasta los pozos y desde el fondo de éstos hacia la superficie. De esta forma se produce agotamiento en la presión del yacimiento a medida que el fluido es extraído. Como la temperatura permanece prácticamente constante, la principal variable que determina el comportamiento de los fluidos, bajo condiciones de yacimiento es la presión. Lo expuesto anteriormente conlleva a una prueba PVT, la cual consiste en un conjunto de pruebas que se realizan a una muestra representativa de fluidos del yacimiento, una vez llevada al laboratorio, con el fin de determinar el comportamiento de las fases y las propiedades del fluido del yacimiento con el agotamiento de presión, suponiendo un proceso volumétrico e isotérmico, simulando también los cambios que ocurren cuando el fluido es llevado desde el fondo del pozo hasta los separadores en la superficie. El término PVT se emplea debido a que estos estudios determinan la relación entre la presión, volumen y temperatura para una mezcla de hidrocarburos en particular¹³. Este análisis es de vital importancia para la vida productiva del yacimiento, porque al saber como será el comportamiento del

fluido, se buscará la manera de mantener la energía del pozo para obtener así una mayor producción, a través del mantenimiento de las presiones.

Los estudios PVT se realizan para sistemas de petróleo negro, volátiles y sistemas de gas condensado. Para sistemas de petróleo negro y volátil las pruebas experimentales que se realizan son: proceso de liberación instantánea (flash) en una o en dos etapas, proceso de expansión a composición constante, proceso de liberación diferencial, estudio de separadores y determinación de viscosidad. Para los sistemas de gas condensado son: proceso de liberación instantánea (flash) en una o en dos etapas, proceso de expansión a composición constante y prueba de agotamiento a volumen constante. Existen también pruebas especiales que se realizan con el fin de aumentar el recobro de los fluidos de los yacimientos; éstas son: hinchamiento, determinación de las constantes de equilibrio; precipitación o solubilidad de asfáltenos, compatibilidad de fluidos (asfáltenos, parafinas, etc....) y vaporización de múltiple contacto.

A continuación se definirán los procesos que forman parte del estudio de este trabajo para petróleo negro.

2.2.2.1 Proceso de liberación instantánea (Flash)

En la liberación “flash”, todos los gases liberados durante el proceso de reducción de presión permanecen en contacto íntimo y en equilibrio con la fase líquida de la que se liberaron, sin ocurrir cambios en la composición total del sistema en un volumen de control dado. En el yacimiento este tipo de liberación ocurre cuando la saturación de gas libre en la zona de petróleo, es menor que la crítica (el gas no se mueve) y la presión del petróleo es ligeramente menor que la de burbuja, por ende la cantidad de gas liberado es poca y la saturación de gas no alcanza la saturación crítica necesaria para iniciar su movimiento a través de los canales porosos. En un yacimiento se tiene saturación de gases menores que la crítica al comienzo de su vida productiva o cuando tiene asociado un acuífero muy activo que le mantiene la presión. En

superficie este tipo de liberación ocurre en la tubería de producción, líneas de flujo y separadores, debido a que las fases de gas y líquido se mantienen en contacto, sin cambio apreciable de la composición total del sistema, lo cual permite el equilibrio entre las fases.

En la Figura 2.3 se ilustra lo descrito en el párrafo anterior referente en donde ocurre este tipo de liberación en el yacimiento y en superficie; además se señala donde ocurre la liberación del tipo diferencial, la cual será explicada posteriormente cuando se desarrolle el tema sobre este tipo de proceso de liberación del gas.

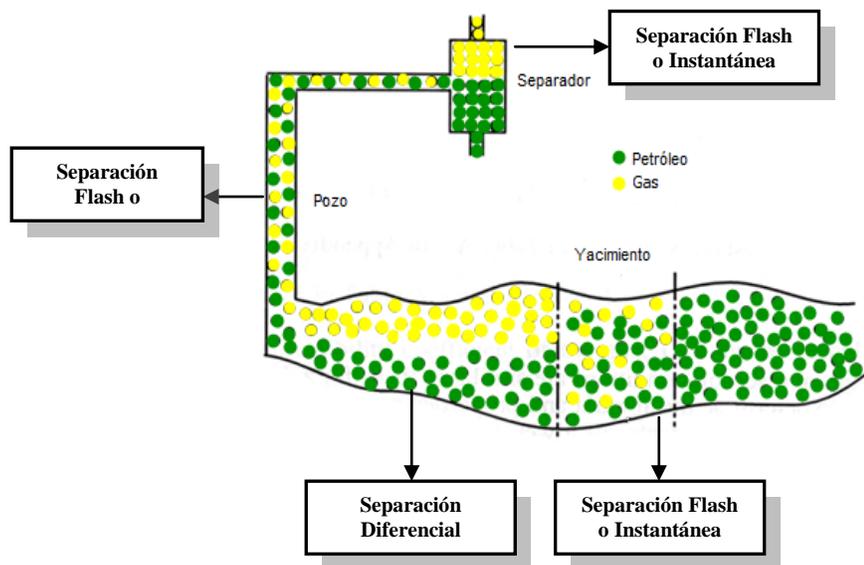


Figura 2.3 Tipos de separación de gas ocurridas en el yacimiento y superficie.

En los estudios PVT suele hacerse una separación adicional de petróleo y gas sobre la muestra original, denominada **Separación "Flash" para el Estudio Composicional**. Esta separación se realiza sólo con fines composicionales, y consiste en una separación de la muestra de líquido y gas para caracterizar composicionalmente ambos fluidos.

A través de esta prueba se obtiene:

- (a) Relación gas-petróleo (RGP).
- (b) Gravedad API del líquido producido.
- (c) Densidad de la muestra a la presión de carga.
- (d) Factor volumétrico del petróleo (Bo).

Si bien en este proceso se obtiene una cierta cantidad de líquido a condiciones ambiente y se recoge un volumen medido de gas, ni el Bo ni la RGP registrados en este proceso representan un proceso de reservorio. Adicionalmente este proceso suele ser de no equilibrio (debido a los grandes volúmenes de gas involucrados y a la falta de agitación en el sistema). La falta de equilibrio no afecta los cálculos puesto que todo lo que se pretende estudiar en este ensayo es la composición global del sistema, y para ello alcanza con medir adecuadamente los volúmenes y las composiciones medias de ambos fluidos producidos. No obstante lo expuesto, este proceso suele denominarse coloquialmente "Flash para Composición" y el uso de la palabra "Flash" en esta expresión parece sugerir que los datos que derivan de este ensayo representan algún proceso escalable al reservorio. Como ya se indicó, no es este el caso y debe evitarse el uso a nivel de reservorio, de los parámetros volumétricos registrados en este proceso¹⁴.

2.2.2.2 Proceso de expansión a composición constante (ECC)

Esta prueba documenta los cambios volumétricos al sistema de fluido a medida que la presión del yacimiento declina durante la producción. La prueba ECC en un análisis PVT consiste en colocar una muestra representativa de crudo vivo (la muestra se debe encontrar en estado monofásico) en una celda a una presión por encima de la presión de burbuja y a la temperatura de yacimiento. Se comienza a reducir la presión de la celda por etapas. Cuando la presión es menor a la presión de burbuja se genera una expansión muy notoria, produciendo incrementos mayores en el volumen total de la muestra, debido al desprendimiento de gas en el sistema. Son medidos los valores de

volúmenes por cada paso de presión. Por ello la composición total del fluido no cambia por lo que también se le conoce como una prueba de liberación instantánea.

De la prueba de expansión a composición constante se obtiene la siguiente información:

- (a) Con los datos obtenidos por encima de la presión de burbuja: La compresibilidad del petróleo y la densidad de la fase líquida.
- (b) Con los datos obtenidos por debajo de la presión de burbuja: La Función “Y” y la presión de burbuja.
- (c) Con los datos tanto por encima como por debajo del punto de burbuja el volumen relativo.

Después de obtener en el laboratorio el comportamiento volumétrico de las muestras en función de la presión con la prueba ECC, se procede a verificar si la presión de burbuja que se reportó en un primer estimado con el gráfico de volumen de muestra vs. presión es correcta o no, esto se realiza mediante un artificio matemático llamado función “Y” que permite a su vez optimizar el punto de burbuja¹⁵.

En la Figura 2.5 se presenta el gráfico de volúmenes en función de las presiones, en donde la estimación del punto de burbuja, es observado claramente ya que por encima de la presión de burbuja el cambio de volumen es insignificante comparado al cambio de volumen que hay por debajo de esta presión, esto se debe que presiones mayores a la del punto de burbuja se presenta un comportamiento lineal ya que el fluido permanece monofásico y los líquidos varían muy poco su volumen con los cambios de presión; es decir, son incompresibles. A presiones inferiores a la del punto de burbuja, el volumen aumenta apreciablemente, debido a que el gas se esta liberando y el mismo es altamente compresible.

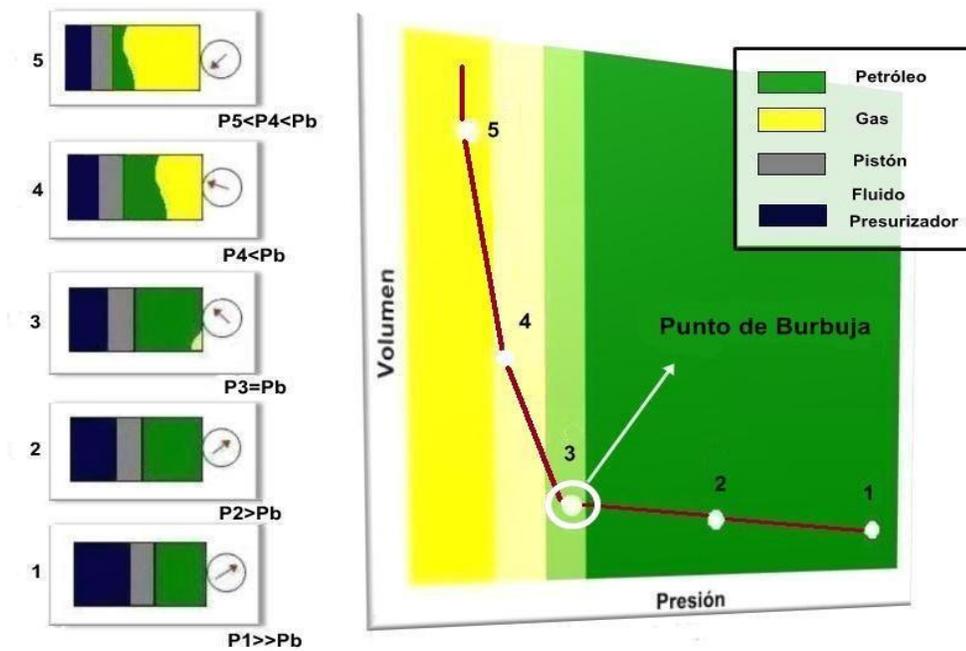


Figura 2.4 Diagrama PV del proceso de expansión a composición constante.

2.2.2.3 Proceso de liberación diferencial

Las pruebas de liberación diferencial simulan el proceso de agotamiento de la presión que ocurre durante la producción y predice los cambios en las propiedades de los fluidos asociados a la evolución del gas en el crudo o de la condensación de líquidos en un sistema rico en gas. En la liberación diferencial, todos los gases liberados durante el proceso de reducción de presión son retirados continuamente de la fase líquida de la que se separaron tan pronto como se van liberando. En el yacimiento este tipo de liberación ocurre cuando la saturación de gas libre en la zona de petróleo, es mayor que la crítica (el gas libre se mueve) y debido a la alta movilidad del gas, éste fluye a través del pozo a una tasa de flujo mayor que la fase líquida y por lo tanto cambia la composición total del sistema en un volumen de control dado. Bajo estas condiciones, la liberación es del tipo diferencial. La liberación del gas en el yacimiento se considera intermedia entre la diferencial y la instantánea, aunque se

acerca más a la diferencial debido a la elevada caída de presión en las zonas adyacentes a los pozos.

La prueba de liberación diferencial en un análisis PVT consiste en un estudio de composición variable de la muestra, durante la disminución de la presión por debajo de la presión de burbuja. De la prueba diferencial se obtiene:

- (a) Relación gas petróleo en solución (R_s).
- (b) Factor volumétrico del petróleo (B_o).
- (c) Factor volumétrico total (B_t).
- (d) Densidad del petróleo (ρ_o).
- (e) Factor de compresibilidad del gas, Z .
- (f) Factor volumétrico del gas, B_g .
- (g) Gravedad específica del gas, GE_g .
- (h) Gravedad API del crudo residual, $^{\circ}API$.

Es necesario resaltar que tanto en la liberación “flash” y la diferencial se parte de la muestra original en condiciones de reservorio, y se estudia el cambio volumétrico del petróleo y la cantidad y tipo de gas liberado en cada proceso. Como es natural, tanto la cantidad de gas liberado, como el B_o del petróleo difiere en ambos procesos, pero esta diferencia no suele ser muy marcada. Pero al comienzo de la explotación de un reservorio (cuando la liberación diferencial aún no comenzó a producirse) el proceso de separación “flash” en condiciones de separador representa adecuadamente el comportamiento del fluido de reservorio al ser extraído. El B_o y la RGP obtenida del “flash” son representativos en esta etapa de la evaluación¹⁴.

El petróleo obtenido al final de una liberación diferencial no intenta representar un fluido a obtener en yacimiento. Este líquido pierde su gas a temperatura de reservorio, y recién al alcanzar la presión atmosférica se enfría a condiciones estándar (1 atm y 15.5 °C). En el reservorio nunca se llega a esta situación, dado que la explotación se abandona mucho antes de alcanzar la presión atmosférica en el yacimiento, por ende

el líquido obtenido al final del proceso de liberación diferencial sólo se emplea para completar el balance de masa, puesto que todos los cálculos de RGP y B_o emplean en el denominador un petróleo a condiciones estándar. Sin embargo este petróleo no debe considerarse representativo del petróleo de tanque. Por el contrario, este líquido representa el comportamiento del petróleo que se queda en el reservorio y nunca es producido¹³. En la Figura 2.5 se presenta un diagrama de la variación presión - volumen durante la liberación diferencial.

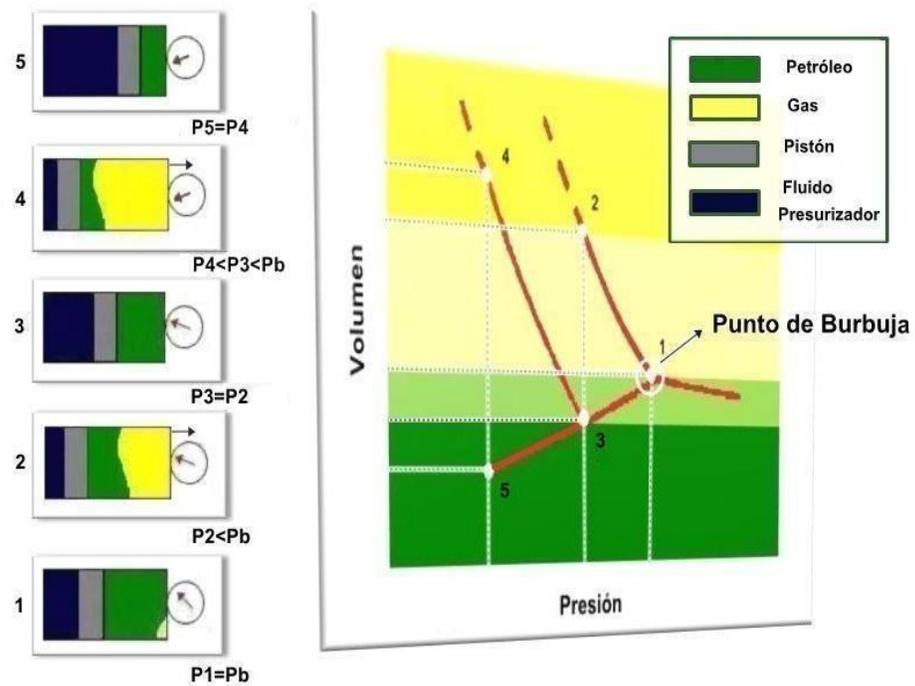


Figura 2.5 Diagrama PV del proceso de liberación diferencial.

CAPÍTULO III

CRUDOS ESPUMANTES

En este capítulo se presenta un estudio sobre los crudos con carácter espumante; abarcando desde las diferentes definiciones sobre crudos espumantes, hipótesis sobre su generación, estabilidad de la espuma hasta comparaciones en diferentes niveles con los crudos que no presenta este fenómeno. Este capítulo nos ayuda a tener una idea más clara y precisa de cómo se logra la mejor caracterización de este tipo de crudos.

CAPÍTULO III

CRUDOS ESPUMANTES

El término “crudo espumante” o su nombre en inglés “foamy oil” se origina de observaciones de espumas en muestras de cabezal de pozo en muchos yacimientos de crudos pesados en Canadá. Este término se utilizó por primera vez en 1991 por Sarma y Maini, en donde fue descrito como un crudo viscoso que contiene burbujas de gas dispersas¹⁶, pero ya en 1988 Smith utilizaba el término “combinación petróleo-gas” y “mezcla de fluidos” para describir la mezcla de crudo y gas, en donde este tipo de fluido era presentado como muy diminutas burbujas en el crudo¹⁷. Baibakov y Garushev en 1989 usaron la descripción “sistemas visco-elásticos” para describir tales crudos altamente viscosos con muy finas burbujas presentes dentro¹⁸.

A pesar que los crudos espumantes guardan cierta semejanza a la espuma convencional, la cual se define como sistemas que contienen un gas como fase dispersa y un líquido como fase continua, hay una importante diferencia, que la fracción de burbujas de gas en el crudo espumante (calidad de espuma) es mucho menor que en una espuma convencional¹⁶, por eso es que los crudos espumantes son definidos generalmente como una dispersión gas-petróleo con burbujas de gas que son arrastradas por la fase líquida y el “flujo de crudos espumante” es tratado como el flujo de un fluido pseudo monofásico de un crudo pesado conteniendo burbujas de gas dispersas, o como un flujo bifásico donde la velocidad relativa entre el gas y el líquido es baja. Es por ello que algunas empresas en su época, como Ameriven por ejemplo, opinaron que en sus yacimientos no existía tal flujo de crudo con espuma, sino que este carácter consiste simplemente en el mecanismo de gas en disolución en crudos muy viscosos¹⁹, el cual hace que el gas quede inicialmente atrapado hasta alcanzar el valor crítico de la saturación de gas y luego emerge del crudo en forma de burbujas.

Este concepto ha tenido más de 20 años de debate, pero lo que si se ha confirmado es que en los yacimientos de crudos pesados y extrapesados en los que se presenta este fenómeno, exhiben un comportamiento positivamente anómalo en términos de productividad primaria de los pozos (que no puede ser adjudicada únicamente al mecanismo de gas en solución), con baja declinación de presión y menor RGP de producción que el que predicen los simuladores de crudo negro²⁰, por lo que el término crudo espumante se utiliza para distinguir este tipo de comportamiento del fluido en el yacimiento del “normal” esperado en un reservorio de crudo pesado y extrapesado, en donde la diferencia está en la forma de liberación de gas²¹. Ya que cuando la presión baja del punto de burbuja, las burbujas de gas liberadas no coalescen ni forman una fase continua, como es el caso con los petróleos convencionales o no espumantes, sino que quedan atrapadas en el crudo y el conjunto fluye en forma de dispersión de gas en crudo dando origen a la espuma espesa. Cuando la presión baja por debajo de un valor llamado punto de pseudo burbuja, el gas alcanza cierta concentración crítica, a partir de la cual las burbujas si coalescen y forman una fase continua de gas que se mueve a través del crudo y del yacimiento con muy alta permeabilidad relativa, tal como corresponde al proceso de empuje por gas en solución³.

Este fenómeno ha aparecido sólo en los crudos pesados y extrapesados, ya que en estos crudos las fuerzas viscosas superan a las fuerzas gravitatorias durante la vida productiva de los yacimientos²², evitándose así que las burbujas de gas se unan de inmediato para formar burbujas suficientes grandes para permitir que las fuerzas gravitacionales separen el gas del crudo. Por esta razón, la fase de gas, remanente permanece dispersa en el petróleo en una concentración cada vez más alta de burbujas atrapadas en un formato de “batido de chocolate”²³.

3.1 PRESIÓN DE PSEUDO BURBUJA (Psb)

La presión de burbuja es la presión a la cual, a temperatura de yacimiento, las primeras burbujas de gas libre se desarrollan a partir del gas en solución del petróleo. Para la mayoría de los petróleos convencionales que tienen viscosidades relativamente bajas, las burbujas de gas coalescen rápidamente y crecen para formar una fase libre y móvil de gas. En el caso de los crudos con carácter espumantes que son altamente viscosos, las burbujas de gas no se unen inmediatamente, debido a que el gas liberado es atrapado en forma de pequeñas burbujas que fluyen junto con el petróleo aunque esto no implique que se muevan a la misma velocidad, formándose así una dispersión con un incremento en la concentración de burbujas cada vez más grande a medida que cae la presión, lo cual es requerido para formar una fase continua de gas que pueda fluir independientemente del petróleo con sus altos valores característicos de permeabilidad relativa. Aquí es donde entra en juego lo que algunos autores han denominado presión de pseudo burbuja, que es la presión a la cual cesa de incrementarse la cantidad de gas atrapado en el crudo y se alcanza el valor máximo de la saturación del gas (Sgc), iniciándose de esta forma la liberación del gas atrapado o disperso en el petróleo para formar una fase continua de gas, como es el caso en los petróleos ordinarios, en tal sentido en crudos no espumantes el punto de pseudo burbuja y de burbuja tendrían un valor igual o muy cercano.

Algunos autores no encuentran adecuado el término pseudo burbuja, porque confunde a no corresponder al significado físico de burbuja y la llaman presión correspondiente a la saturación crítica de gas. Al alcanzar el yacimiento estos valores, el yacimiento se comporta bajo el mecanismo de empuje por gas en solución. Por facilidad de referencia seguiremos usando el término pseudo burbuja en este trabajo. No hay explicación teórica que permita predecir el Psb, el cual debe ser obtenido mediante ensayos PVT no convencionales, pero es bastante usual que los valores obtenidos sean 25% más bajas que las presiones de burbujas aunque hay ejemplos de diferencias menores^{2,24,25}.

3.2 ANÁLISIS PVT NO CONVENCIONAL

En los crudos convencionales las burbujas se quedan estáticas y a medida que cae la presión, las mismas crecen y se unen con otras que se encuentran en otros poros hasta formar una fase continua; mientras que en el caso de “foamy oil”, una vez que comienza el desarrollo de las burbujas estas son arrastradas por el petróleo en movimiento antes de alcanzar el tamaño de despegue, por consiguiente queda claro que en los crudos espumantes está involucrado un proceso no estacionario de la liberación del gas, por eso con el fin de representar este fenómeno, Kamp²⁶ desarrolló un diferente tipo de prueba PVT, denominada PVT no convencional, capaz de representar la capacidad de atrapar gas de ciertos crudos pesados y extrapesados en una forma relativamente simple. La principal diferencia entre un PVT tradicional de uno no convencional, es que el PVT no convencional es llevado a cabo sin agitación, evitando la rápida liberación de gas que normalmente permite lograr un equilibrio termodinámico corto después de cada paso de despresurización, simulando de esta manera el comportamiento de un crudo convencional. Lo anterior es ilustrado en la Figura 3.1, donde se compara un PVT convencional con uno no convencional para un crudo espumante.

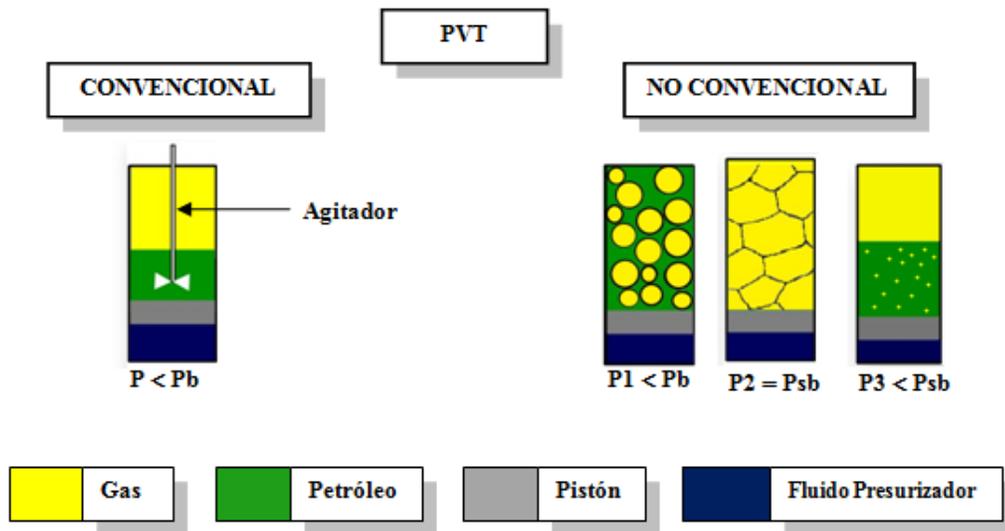


Figura 3.1 PVT convencional y no convencional para un crudo espumante.

El PVT no convencional como es el caso del tradicional comprende una serie de procesos o pruebas realizadas en laboratorio. A continuación se citarán las pruebas sin agitación que se llevaron a cabo para el estudio de crudos espumantes; resulta necesario resaltar que la prueba de separación "flash" para el estudio composicional es igual tanto en el PVT convencional como el no convencional, ya que ambos son sin agitación, debido a que los fluidos fueron sometidos a una separación desde condiciones monofásicas (todo el gas se encuentra en solución sin llegar aún a los valores de presión de burbuja) hasta condiciones de laboratorio.

3.2.1 Prueba de expansión a composición constante

Esta prueba consiste básicamente en lo descrito en el capítulo anterior sobre las pruebas de expansión a composición constante para petróleo negro, la única diferencia que al ser no convencional implica que no habrá agitación de la muestra dentro de la celda. Al caracterizarse mejor el entrapamiento del gas en el crudo espumante se observará como punto de inflexión en el diagrama P-V (Figura 3.2) el correspondiente al de pseudo burbuja, el cual no podría visualizarse en un diagrama P-V convencional de este tipo de pruebas para crudo con carácter espumante.

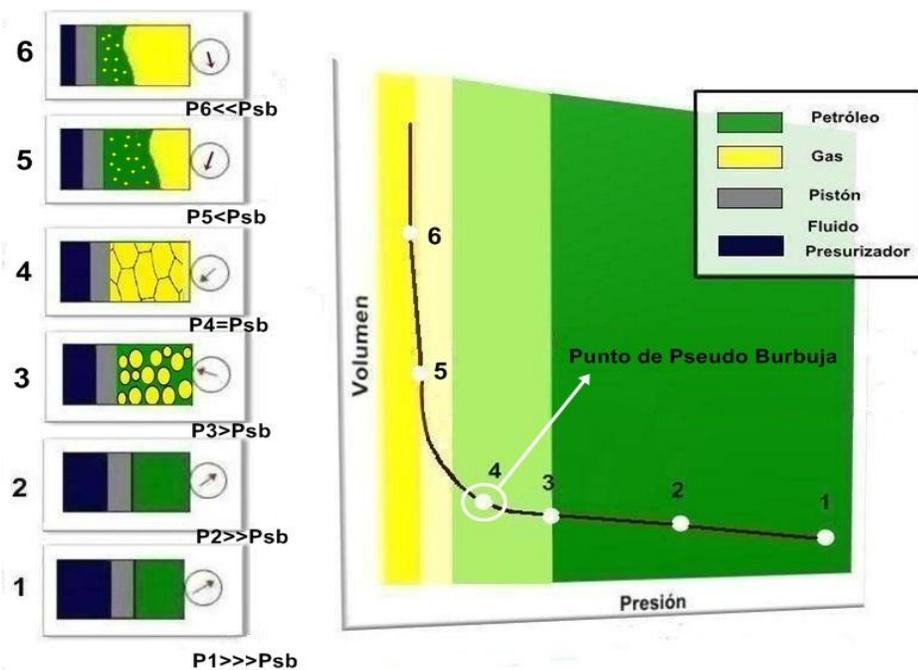


Figura 3.2 Diagrama P-V para un proceso de expansión a composición no convencional.

Después de obtener en el laboratorio el comportamiento volumétrico de las muestras en función de la presión con este tipo de pruebas, se verifica la presión de pseudo burbuja en vez de la presión de burbuja como se hace convencionalmente, debido a que en los crudos espumantes como ya se ha hecho mención la verdadera liberación del gas como fase continua se observa a partir del punto de pseudo burbuja. Esta verificación se realiza también mediante un artificio matemático llamado función “Y” que permite para este tipo de prueba no convencional optimizar el punto de pseudo burbuja.

3.2.2 Prueba de liberación diferencial

Consiste básicamente en lo descrito sobre el proceso de liberación diferencial convencional con la diferencia que esta prueba de liberación diferencial en un análisis PVT no convencional consiste en un estudio de la composición variable de la muestra (sin agitación), durante la disminución de la presión por debajo de la presión de

pseudo burbuja. Los resultados que se obtienen con este tipo de pruebas son los mismos que para un análisis convencional con ciertas diferencias en los valores, debido a la capacidad de capturamiento del gas de los crudos espumantes. En la Figura 3.3 se muestra un diagrama P-V del proceso de liberación diferencial no convencional.

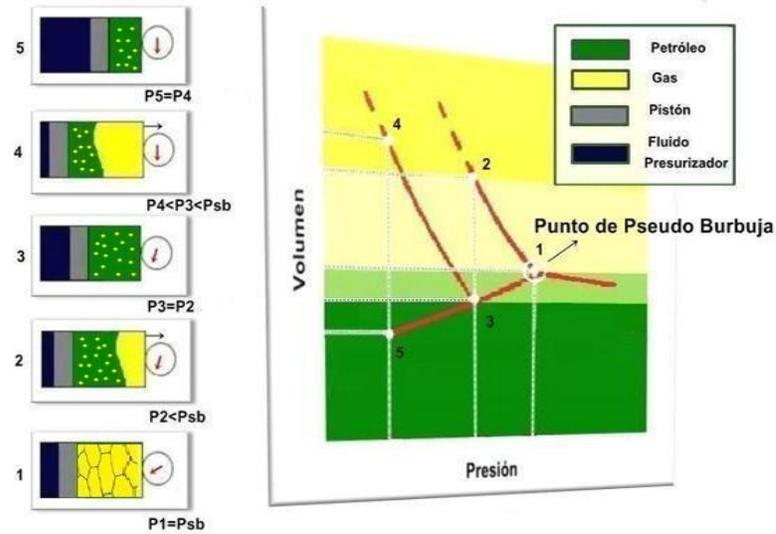


Figura 3.3 Diagrama P-V para un proceso de liberación diferencial no convencional.

3.3 HIPÓTESIS QUE PODRÍAN EXPLICAR SU GENERACIÓN

Se trata de comprender que provoca que las burbujas que se liberan a presiones inferiores a la de burbuja en vez de coalescer rápidamente; permanezcan por más tiempo dentro del crudo formando una espuma estable, dando origen así a un flujo no convencional, que se traduce en una drástica reducción de la movilidad del gas y la captura de un volumen desproporcionado de gas en el yacimiento. Se puede pensar en principio que las altas viscosidades de estos crudos son los que retardan la liberación del gas e incrementan la saturación de gas crítica, es obvio que las fuerzas viscosas tienen un gran efecto en estos crudos, no obstante existen campos de crudos pesados que no presentan este fenómeno, como el Campo Boscán en Venezuela³; se entiende

entonces que la alta viscosidad no es requisito único para generar el carácter espumante.

Los mecanismos que contribuyen a la mejora de la estabilización de la espuma dentro de los crudos con carácter espumante son los que pueden explicar la generación de este fenómeno. La estabilización de la espuma está relacionada con la persistencia de la espuma en el tiempo, referente a los fenómenos de decaimiento o degradación de la espuma ya formada (Figura 3.4 y Figura 3.5).

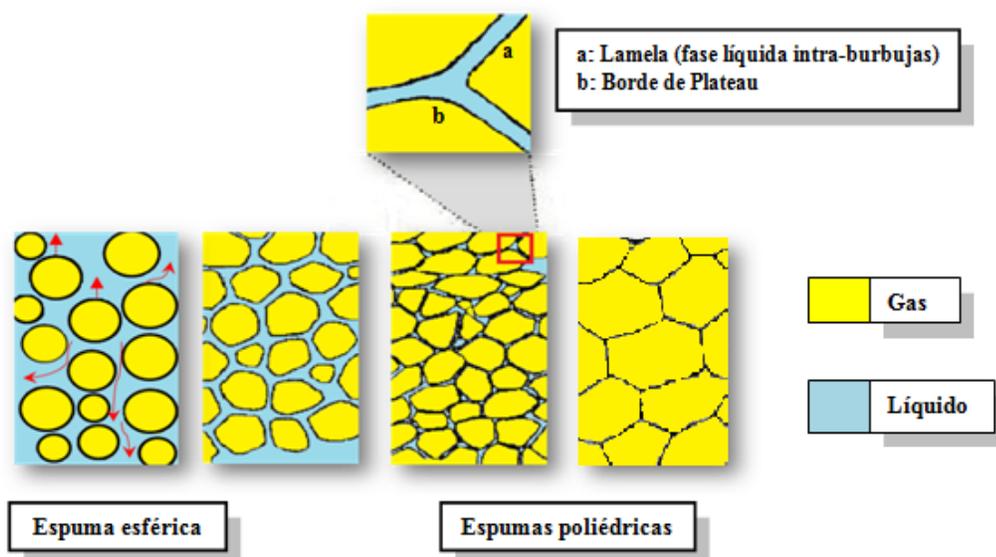


Figura 3.4 Estabilización de la espuma.

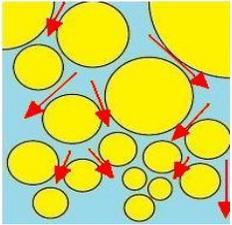
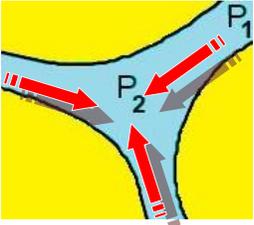
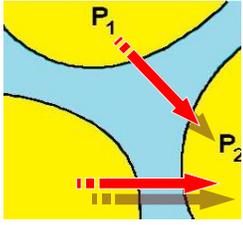
		
<p>DRENAJE GRAVITACIONAL</p> <p>Este mecanismo se debe a la acción de la gravedad sobre la capa de líquido que se encuentran en las burbujas, provocando que las burbujas se acerquen más entre ellas y disminuya el espesor de la película de líquido intra-burbujas hasta alcanzar un punto crítico. Cuanto más viscoso sea el líquido más difícil será el desarrollo de este mecanismo, ya que las burbujas se encontrarán separadas con una película más gruesa de líquido²⁷. Después de que ocurre el drenaje por acción de las fuerzas gravitatorias, comienza a ocurrir el llamado drenaje por diferencia de presión o por succión capilar, entrando en evidencia los conocidos bordes de Plateau²⁸.</p>	<p>SUCCIÓN CAPILAR</p> <p>Después del drenaje gravitacional y por fenómenos más complejos, las burbujas pierden su forma esférica para devenir poliédricas. Entonces, donde se unan tres o más burbujas habrán estructuras planas y poliedros colindantes, en donde la curvatura entre los bordes de Plateau y las partes planas producen un gradiente de presión en varios puntos de la lamela ocasionando una succión capilar; es decir, se desplaza el líquido del centro de las películas hacia los bordes de Plateau. Este líquido es seguidamente drenado por la gravedad hacia la parte inferior de la espuma en los bordes de Plateau. La espuma puede entonces comenzar a degradarse por disminución de la película líquida intra-burbujas, en particular si no son satisfechas las condiciones favorables al efecto Gibbs-Marangoni. De todas maneras, puede suceder que la espuma puede persistir y continuar su evolución lentamente²⁷.</p>	<p>DIFUSIÓN GASEOSA</p> <p>Cuando las burbujas son poliédricas, las películas intra-burbujas se comportan como películas planas de poco espesor. Existe por lo general un gradiente de presión de una parte y de la otra de una película, debido a que la presión es mayor en las burbujas pequeñas que en las grandes, esto induce que las pequeñas burbujas desinflen lentamente en las más grandes y desaparezca.</p> <p>Una medida de bloquear la difusión intra-burbuja es de recubrir toda la superficie de partículas sólidas minúsculas (insolubles en el líquido)²⁷.</p>

Figura 3.5 Fenómenos de degradación o decaimiento de la espuma.

El efecto Gibbs-Marangoni (mencionado como un mecanismo que evita la degradación de la espuma durante la succión capilar) confiere una cierta elasticidad a la película de líquido estirada entre dos burbujas, con la finalidad de mantener dicha película, ya que la espuma se forma a expensa de la acumulación de burbujas; por tanto se tiene que evitar la unión de estas burbujas en una sola, que posteriormente llevará a la reducción del número de burbujas y la formación de una fase de gas libre. Es aquí donde el tensioactivo o surfactante juega un papel determinante en lograr este efecto²⁷, la concentración de surfactante adsorbido disminuye en la zona de mayor estiramiento donde la película es más delgada que en las zonas vecinas. En consecuencia, la tensión superficial es mayor en esta parte. En la Figura 3.6 se ilustra esta diferencia de tensión entre la zona estirada de la película y las zonas adyacentes. El gradiente de tensión produce una fuerza dirigida desde la zona donde se encuentra el exceso de tensoactivo, es decir donde la tensión es baja, hasta la zona de alta tensión, que desplazan a las gotas del líquido; si la película es suficientemente delgada, un movimiento superficial se lleva a cabo desde el líquido hasta la parte delgada de la película, lo que restaura su espesor original, o bien impide que el estiramiento prosiga. Resultando entonces el efecto denominado Gibbs-Marangoni.

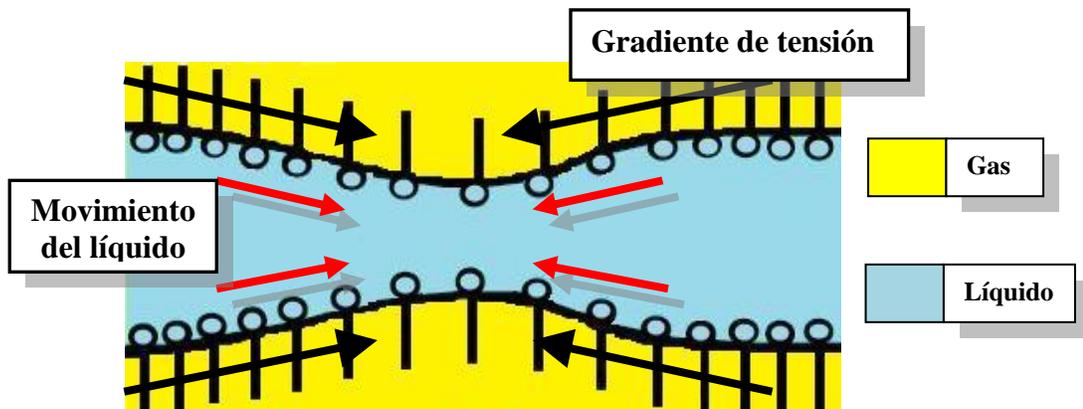


Figura 3.6 Mecanismo Gibbs-Marangoni.

Es poco probable que el efecto Gibbs-Marangoni actúe en el caso de los crudos con carácter espumante, ya que el surfactante a adsorberse debería contener una parte

lipofílica y una parte lipófoba y los crudos no contienen este tipo de surfactantes²⁹. No obstante, es posible que la etapa inicial de decaimiento de la espuma, durante el drenaje gravitacional y la succión capilar, la espuma persista debido a la alta viscosidad del líquido y por la baja calidad (porcentaje de fase gas) de la espuma²⁹. En cuanto a la etapa final de degradación de la espuma, la difusión gaseosa entre las burbujas, como ya se señaló una medida de bloquear la difusión intra-burbuja es de recubrir toda la superficie de partículas sólidas minúsculas (insolubles en el líquido) por ejemplo, las partículas de asfaltenos y de arena en los crudos espumantes²⁷. Con respecto a esto último, varios reportes señalan que la estabilidad inusual de este tipo de espuma podría estar asociada a un mecanismo de tipo estérico, en el cual partículas sólidas (arena) forman una “costra” alrededor de la burbuja (efecto geomecánicos). Otra alternativa es que podría deberse también a una alta viscosidad interfacial por la presencia de sustancias o cristales líquidos depositados en la interfase (efecto de los asfaltenos)^{30,31}. Ninguna de estas explicaciones es completamente satisfactoria y se requiere una profunda investigación para aclarar este fenómeno tan controversial.

Se describirán estas dos hipótesis que tratan de dar respuesta sobre el por qué del entrapamiento de las burbujas de gas en este tipo de crudos, de manera que se entenderá que estos dos mecanismos que se postulan no son suficientes para justificar completamente la generación de este fenómeno. Por ello en análisis recientes se ha indicado que este entrapamiento de gas se debe a que el desplazamiento de burbujas está más influenciado por el crecimiento de estructuras microscópicas de gas saturado que por la formación de nuevas burbujas y a medida que estas estructuras crecen, desplazan el crudo que se encuentra en los poros más grandes. Sin embargo lo último todavía se encuentra en estudio²⁹.

3.3.1 Efecto geomecánico

En algunos estudios iniciales sobre este fenómeno, y con base en algunos yacimientos canadienses, se consideró que la producción de crudo espumante era de alguna forma inducida por la producción de cantidades muy importantes de arena y la formación, en las cercanías del pozo, de canales vacíos llamados “agujeros de gusano”.

Existe una creencia general en la industria referente a que la producción de arena, contribuye a aumentar la movilidad del fluido en las cercanías del pozo por aumento de la permeabilidad en la zona afectada o que la producción de arena remueve posibles daños en la permeabilidad; esto debido que cuando se mantiene en continua producción (erosionando la roca), da lugar al crecimiento de una zona perturbada de mayor porosidad (el movimiento continuo de arena previene la formación de bloqueos de poros) y permeabilidad, estos canales formados son conocidos como “agujeros de gusano”, que han sido directa o indirectamente observados durante la producción en muchos yacimientos de crudos espumantes y experimentos de laboratorio^{32,33,34,35}. Lo anterior se relaciona con la generación del fenómeno de “foamy oil” y por consiguiente con el entrapamiento de las burbujas de gas que sale de solución del petróleo, está confirmado que un gradiente de presión mayor favorece la formación del flujo espumante (requerido para que el arrastre viscoso supere las fuerzas capilares y de gravedad), el cual también se favorece cuando la porosidad es grande como ocurre en las arenas no consolidadas con granos uniformes³. Al perforar un pozo y operar con un gradiente de presión muy alto la salida del petróleo propaga la descompresión, la formación y dispersión de burbujas hacia las zonas no alteradas del yacimiento. Si el petróleo arrastra arena, la zona de descompresión y de dispersión de burbujas tiende a ser aun mayor; es decir, es más difícil para las burbujas descomprimirse por lo cual necesitan zonas del yacimiento con menos presión (Figura 3.7).

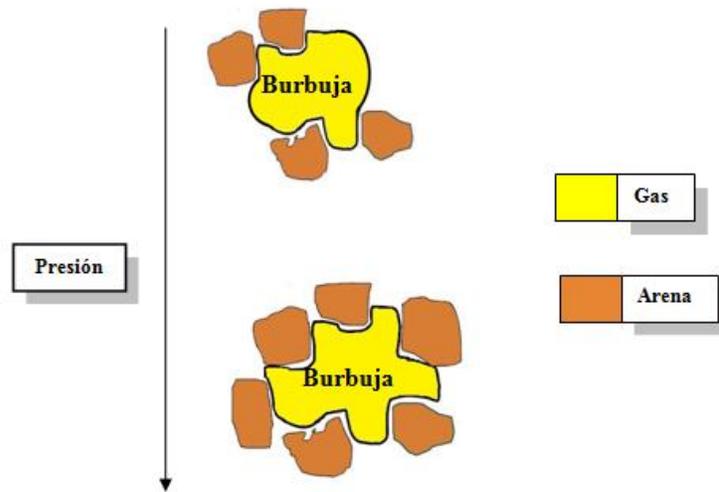


Figura 3.7 Burbuja de gas rodeada y atrapada por granos de arena.

La producción de arena puede ocurrir en cualquier yacimiento de arenisca, especialmente en los yacimientos estrechos y no consolidados, cuando existen gradientes de alta presión cerca del pozo de producción. Por tanto, la producción de arena no es el carácter esencial y único de flujo de crudo espumante o la producción primaria de petróleo pesado, además algunos yacimientos de petróleo pesado y extrapesado en el Norte y el Sur de América exhiben el comportamiento de crudos espumantes y, esencialmente, no tienen producción de arena³⁶ (como es el caso de la FPO). Sin embargo, lo que es cierto acerca de la producción de petróleo y extrapesado de arenas poco consolidadas; es que el flujo de arena y el desarrollo de los "agujeros de gusano" tienen un impacto tanto positivo como negativo en la productividad de estos yacimientos. Por un lado, la producción de arena con crudo y / o gas de las formaciones de arenisca crea una serie de problemas potencialmente peligrosos y costosos, tales como: pérdidas en la producción debido al bloqueo de la bomba y los dispositivos asociados a la completación y posibles daños a la formación para las operaciones de recuperación mejorada de petróleo en el futuro. Por otra parte, tanto la tasa de producción de petróleo y el factor de recuperación de petróleo puede ser mucho mayor cuando la arena se produce en el fondo de los pozos y se transporta a la superficie con el crudo (actuando de esta forma como un tapón); de modo que la

producción con el flujo de arena se debe estimular y ser manejada adecuadamente utilizando métodos de completación óptimos y sistemas de procesamiento superficial.

3.3.2 Efecto de los asfaltenos

Claridge y Prats³⁶ extendieron el punto de vista de Smith² en cuanto a que la baja viscosidad del crudo espumante está asociada con las moléculas de asfalteno y proponen un mecanismo para la baja viscosidad aparente del crudo. El modelo supone que se forman pequeñas burbujas de gas con la disminución lenta de presión del punto de burbuja. En este proceso las moléculas de asfalteno, las cuales normalmente están dispersas en forma de coloides con moléculas de resina como agente dispersante y contribuyen fuertemente a la viscosidad del crudo, migran junto con las resinas a la superficie de las burbujas y forman un revestimiento semirígido (Figura 3.8). Este revestimiento una vez finalizado, impide el crecimiento de la burbuja y su coalescencia. Puesto que las burbujas son incapaces de coalescer, se mantienen pequeñas y se mueven con el crudo a través de los poros con la velocidad de la fase del crudo. Por supuesto esta afirmación resulta convincente para explicar la generación del fenómeno de espuma en crudos pesados y extrapesados; pero la misma no subsiste si se supone que al haber una reducción de presión muy rápida las películas asfálticas se romperían y que no tendrían el tiempo necesario para formar y reformarse después de la ruptura, lo que traería como consecuencia la coalescencia de las burbujas de gas, el cual eventualmente escaparía del crudo.

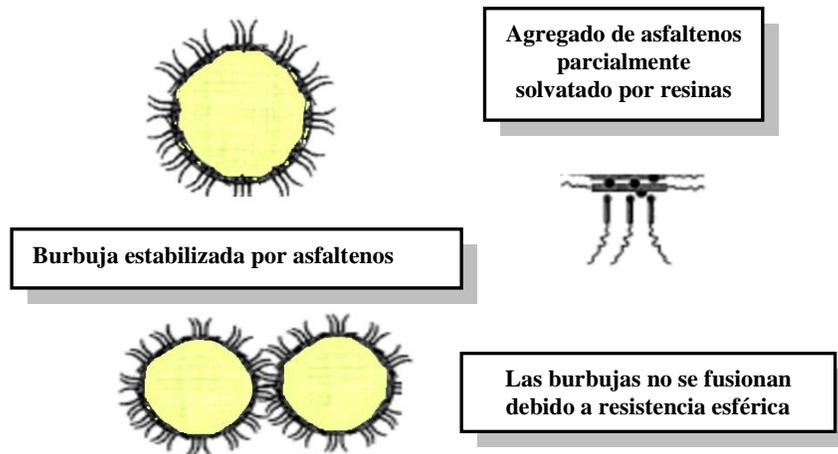


Figura 3.8 Estabilización de burbujas por asfaltenos parcialmente solvatado por resinas.

Es necesario tener presente los problemas asociados a la precipitación de asfaltenos que ocurren tanto en el subsuelo como en la superficie, afectando la explotación efectiva de los yacimientos petrolíferos. Los asfaltenos son poco sensibles a la temperatura, pero muy sensibles a la presión. A altas presiones ellos se hallan disueltos en el crudo; pero a medida que la presión va descendiendo, se forman cristales de asfaltenos. Se ha encontrado que la cantidad de asfalteno pasa por un mínimo a la presión de burbuja. Esto implica que los problemas relacionados con la deposición de asfaltenos corresponden principalmente a los yacimientos subsaturado³⁷.

En este Trabajo Especial de Grado se evalúan muestras de crudos pesados y extrapesados a condiciones de yacimiento y no se abarca ningún aspecto en relación a la superficie, en este sentido se conoce que la probabilidad de que ocurra deposición de asfaltenos es mayor para los crudos livianos. En general, los crudos pesados presentan pocos problemas de deposición de asfaltenos a nivel de yacimiento, a pesar de tener un mayor contenido de éstos que los crudos livianos. La precipitación de asfaltenos no depende del contenido de éstos en el crudo, pero sí de la proporción de parafinas, naftas y aromáticos presentes³⁸. Por todo lo anterior el único efecto

importante de los asfaltenos en los crudos espumantes a nivel de reservorio es la estabilización que pueden causar a la espuma generada.

3.4 PROCESOS DINÁMICOS INVOLUCRADOS

Cuando la presión de un crudo vivo es reducida por debajo de su presión de saturación, resulta temporalmente una situación de supersaturación. Si esta supersaturación supera la supersaturación crítica, algunos procesos de nucleación serán activados en sitios específicos del sistema. Las primeras microburbujas comenzarán a crecer; inicialmente estas burbujas permanecen dispersas en la fase de petróleo, luego gradualmente dichas burbujas se liberan del crudo y pasan a formar una fase de gas conectado. Por lo tanto tres procesos ocurrirán²⁶: nucleación, crecimiento y coalescencia de burbujas.

En los crudos livianos se supone que estos procesos ocurren rápidamente, pero en los crudos pesados y extrapesados estos procesos ocurren muy lentamente y son de suma importancia. A continuación se explicarán los cuatro procesos principales:

3.4.1 Supersaturación

La supersaturación es un punto fundamental en el proceso de nucleación de burbujas; un sistema líquido está supersaturado con gas cuando la cantidad de gas disuelto y disperso excede la cantidad que corresponde al equilibrio termodinámico existente a cierta presión y temperatura. En los crudos espumantes no es sorprendente que los valores de supersaturación reportados comprendan rangos muy grandes; lo que se traduce en un mayor número de burbujas formadas, y por ende mayor eficiencia de recuperación, debido a que la supersaturación es la fuerza motriz de la evolución de nuevas burbujas en un sistema gas-petróleo³⁹.

Con pruebas hechas en laboratorios donde se demostró que los grados de supersaturación decrecen marcadamente con el decrecimiento de la tasa de declinación de presión^{40,41,42,43,44}. La magnitud de los efectos de la tasa de declinación de presión sobre la supersaturación también dependerá de las características del sistema. Kamath y Boyer⁴⁵ señalaron que los efectos de la tasa de declinación de presión no serían muy significativos en yacimientos de baja permeabilidad (0.04 md). El grado de supersaturación también incrementa con altas fuerzas capilares³³, y altas tensiones interfaciales (IFT)^{42,46,47}.

3.4.2 Nucleación de burbujas

Cavidades microscópicas actúan como sitios de nucleación para formar una burbuja. Una cavidad es considerada como un espacio dentro de la fase líquida no ocupada por moléculas de líquido⁴⁸. Clásicamente, la teoría de nucleación comprende la nucleación homogénea y nucleación heterogénea. La nucleación homogénea ocurre por la formación de burbujas en un líquido cuando fluctuaciones termodinámicas de suficiente magnitud ocurren para formar un grupo de moléculas mayor que cierto tamaño crítico^{44,49}. Esta nucleación requiere la ausencia de partículas extrañas en el volumen del líquido, y la superficie debe ser preferiblemente lisa y humectada por líquido. Por lo tanto tal proceso es discontinuo en el medio poroso^{45,49}. La nucleación heterogénea tiene lugar en las partículas sólidas⁵⁰, superficie de matriz, cavidades pobremente humectada^{44,49}, y en gas que preexiste atrapado, etc. El gas que preexiste atrapado es generalmente en modelos de cavidades de forma cónica. Una tasa de nucleación lenta ayuda a mantener la mayor cantidad de gas en solución en la fase líquida⁵¹, por lo tanto se requeriría una alta supersaturación que es lograda mientras que el crudo sea más viscoso, además una baja difusividad podría también afectar el número de burbujas formadas. Si el coeficiente de difusión es alto, el gas en solución en el crudo circundante a una burbuja tendrá a difundirse hacia la burbuja en vez de formar otra burbuja. Por otra parte, la formación de más burbujas ocurrirá si el coeficiente de difusión es muy bajo⁴⁶.

3.4.3 Crecimiento de las burbujas

Después de la activación de un sitio de nucleación y la formación de un tamaño crítico de un núcleo de gas, el cual debe ser estable, o la liberación de una microburbuja preexistente o atrapada en cavidades, estos pueden crecer con una cierta tasa, por lo general controlada por la masa, momento⁵² y por compresión o expansión⁴⁰. La transferencia de masa ocurre en un sistema multicomponente por difusión. La transferencia de momento es gobernada por fuerzas hidrodinámicas en conexión con las compresiones capilares, inercia y viscosidad del líquido. Un cambio de presión en el líquido es acompañado por la expansión o reducción de las burbujas de gas⁴⁰. En etapas muy tempranas la tasa de crecimiento es limitada por factores como: la inercia del líquido en procesos a grandes tasas de declinación⁵³, o la fuerza de tensión superficial. Las fuerzas viscosas juegan un papel limitante en el crecimiento de burbujas en “líquidos ordinarios” tales como el agua, o en crudos livianos. La transferencia de momentos por efectos viscosos puede hacerse dominante en sustancias altamente viscosas^{52,54}. El crecimiento de burbujas en un medio poroso es controlado por fuerzas similares a las que actúan en un volumen, como son la inercia, fuerzas viscosas, tensión superficial y presión. La geometría específica de los poros deforma el patrón de crecimiento de burbujas obtenido y estabiliza diversas burbujas inestables³⁷. Se ha establecido que el crecimiento de burbujas en medio poroso a condiciones isotérmicas es principalmente controlado por difusión^{40,55}. En 1994 Firoozabadi y colaboradores²⁸ enfatizaron que el crecimiento de las burbujas de gas ocurría principalmente por difusión en los crudos livianos.

3.4.4 Coalescencia de burbujas

La coalescencia de dos burbujas constituye la etapa final de un proceso que consta de tres pasos: primero las burbujas de gas se aproximan unas a las otras. Esto ocurre naturalmente durante la migración de las burbujas en pruebas de agotamiento. Cuando las burbujas se encuentran lo suficientemente cerca y chocan, el segundo paso del proceso de coalescencia comienza. El paso final consiste en la coalescencia de dos burbujas contiguas, el cual ocurre cuando la película del líquido alcanza un cierto espesor crítico. La coalescencia de las burbujas va a depender del efecto de las fuerzas hidrodinámicas o viscosas sobre las burbujas.

Si las burbujas coalescen en poco tiempo, una fase continua de gas se forma temprano y conduce a una rápida disminución de la presión del yacimiento. Por otra parte, si las burbujas de gas no coalescen, en lugar de formarse una fase continua de gas, eventualmente se forma una fase dispersa, tal efecto es beneficioso de dos maneras:

- (a) Retarda el flujo de gas y por lo tanto previene la rápida disminución de la energía del yacimiento.
- (b) Entrampa un gran volumen de gas dentro del yacimiento, lo cual incrementa la fracción del crudo que puede ser recuperado.

3.5 CONDICIONES Y CARÁCTERÍSTICAS DE SU PRODUCCIÓN

Como ya se ha mencionado, lo único certificado acerca de este fenómeno es que en los yacimientos de crudos pesados y extrapesados en los que se presenta, exhiben un comportamiento positivamente anómalo en términos de productividad primaria de los pozos.

3.5.1 Condiciones⁵⁶

Las condiciones para la producción de “foamy oil” son las siguientes:

- (a) Las fuerzas viscosas actuando en el crecimiento de las burbujas tienen que exceder las fuerzas de entrapamiento capilar.
- (b) Las fuerzas gravitatorias no deben ser capaces de inducir una segregación gravitacional de las dos fases.
- (c) Se pueden necesitar efectos químicos interfaciales que impidan la coalescencia de las burbujas.

3.5.2 Características

El crudo espumante, o el flujo espumante de crudo, está acompañado de propiedades muy importantes y positivas para la economía de la explotación del yacimiento, tales como:

- (a) Alta productividad de los pozos, que en algunos casos llega a ser 10 veces mayor que la productividad esperada sin flujo espumante^{57,58}.
- (b) Altos factores de recuperación del petróleo del yacimiento por flujo primario (antes de la recuperación secundaria), que puede llegar al 15-20% del petróleo in situ, en lugar del 3 al 5% esperado³.
- (c) La disminución de la presión original del yacimiento es mucho más lenta de lo esperado^{57,58}.
- (d) A menudo envases de muestra dispuestos en el cabezal del pozo se desbordan con petróleo a la hora de la recolección; posteriormente, menos del 20% de su volumen contiene petróleo cuando son abiertos en el laboratorio algunos días más adelante, momento en el cual ha desaparecido la espuma⁵⁶.

3.6 PARÁMETROS ASOCIADOS A SU COMPORTAMIENTO

A pesar de no se saber a ciencia cierta que es lo que origina este fenómeno, de lo que se tiene más certeza es de los parámetros que lo afectan; los encontrados con mayor frecuencia en la literatura, son las fuerzas viscosas y las tasas de agotamiento⁵⁶.

3.6.1 Efecto de las fuerzas viscosas

Con diversas pruebas de laboratorio se ha determinado que mientras mayor es la viscosidad de un crudo, menor es la movilidad del gas y además se incrementa la saturación de gas crítica, lo cual se traduce en un aumento del factor de recobro, aunque dicha saturación parece ser mayormente afectada por la tasa de agotamiento. Esto compensa el ineficiente desplazamiento que generalmente se espera cuando se tienen altos valores de viscosidad⁵⁹. Asimismo las fuerzas viscosas contribuyen a la disminución de la coalescencia de las burbujas y por consiguiente ayudan a evitar la temprana formación de una fase de gas continua⁶⁰.

3.6.2 Efecto del tiempo de estabilización en la tasa de agotamiento

Una reducción rápida de la presión da poco tiempo para que las burbujas se unan, promoviendo la formación de espuma y generando presiones de pseudo burbuja más bajas. Un ritmo más lento en las tasas de agotamiento ofrece mayor tiempo para que las fuerzas de gravedad formen una fase de gas libre y para que ocurra una evolución gradual. Teóricamente, si un crudo espumante se agota infinitamente despacio, el comportamiento debe aproximarse al de un crudo convencional^{23,61}.

3.7 DIFERENCIAS CON LOS CRUDOS CONVENCIONALES

En forma de resumen, se presenta en las Tablas 3.1 la comparación entre las propiedades de los crudos espumantes con respecto a crudos convencionales y en la Tabla 3.2 la comparación pero del mecanismo por gas en solución convencional y en crudos espumantes.

TABLA 3.1

Comparación de las propiedades de crudos espumantes con respecto a crudos convencionales.²³

	<u>Crudo espumante</u>	<u>Crudo convencional</u>
Por encima del Punto de burbuja	Ambos se comportan de manera similar, todo el gas esta disuelto en una solución en el crudo y no existe la fase libre de gas.	
Factor Volumétrico de formación del petróleo (Bo)	Esta es una de las propiedades afectadas más fuertemente por el comportamiento del crudo espumante y se cree que es una de las causas principales que contribuyen a una mayor productividad. Los crudos espumantes se expanden rápidamente entre el valor que correspondería a la presión de burbuja y el pseudo punto de burbuja. Esto se debe a que el gas que es muy compresible es liberado de la solución, pero se mantiene como una fase atrapado en el crudo, dando una compresibilidad artificial para el crudo	El petróleo convencional en el marco del punto de burbuja verdadero se encoge, debido a la liberación del gas del petróleo.
Densidad (ρ)	El rendimiento de la densidad en los crudos espumantes es inversamente el de Bo, la densidad disminuye debido a la compresión de la fase en el crudo.	Pasado el valor de presión de burbuja, la densidad aumenta debido a la liberación del gas procedente de la fase líquida.
Relación Gas-Petróleo (RGP)	En los crudos espumantes, se da lugar a una situación donde el RGP se mantiene casi constante al comportamiento esperado si se caracteriza en forma convencional, esto hasta que se alcance el punto de pseudo burbuja.	Para el crudo convencional, la relación gas-petróleo (RGP), obviamente disminuye en el punto de burbuja debido a la liberación de una fase de gas libre del crudo
Viscosidad (μ)	Para un crudo espumante, se cree que la viscosidad debe permanecer relativamente constante, o tal vez tener una ligera disminución. Sin embargo, es un hecho bien conocido que la reología de la espuma de gas-líquido, a menudo resulta en un aumento de la viscosidad.	En el petróleo convencional, a partir del punto de burbuja, la viscosidad aumenta debido a la liberación del gas en solución.

TABLA 3.2

Comparación del mecanismo por gas en solución convencional y en crudos espumantes.⁶²

	<u>Crudo espumante</u>	<u>Crudo convencional</u>
Factor de recobro primario	> 5%	1 a 5%
Efecto de la caída de presión en el recobro	El recobro aumenta con el incremento de la caída de presión	Más o menos sensible
Saturación crítica de gas	Aparentemente tan alta como 25%	1 a 5%
Forma en que fluye el gas	(a) Como pequeñas burbujas de gas dispersas en el petróleo (b) Como gas libre	Fluye como gas libre cuando $S_g > S_{gc}$.
Curvas de permeabilidad relativa gas petróleo	Curvas que cambian con el gradiente de presión	Curvas que no dependen del gradiente de presión

En la Figura 3.9 se presenta en forma de resumen gráfico lo descrito en la Tabla 3.1, comparándose para fines únicamente ilustrativos dos crudos que inicialmente tienen condiciones diferentes, además del carácter espumante. También se adiciona las gráficas de tasa y volumen relativo en función de la presión; en la gráfica de la tasa se aprecia lo que ya se ha mencionado anteriormente, que los crudos espumantes tienen comportamiento positivamente anómalo en términos de productividad primaria de los pozos, observándose mayores tasas de producción en el tiempo; en relación con la gráfica de volumen relativo se observan valores altos por debajo de la pseudo presión de burbuja, reflejando la liberación del gas atrapado, lo que en un crudo convencional se hace efectivo ya a valores por debajo del punto de burbuja.

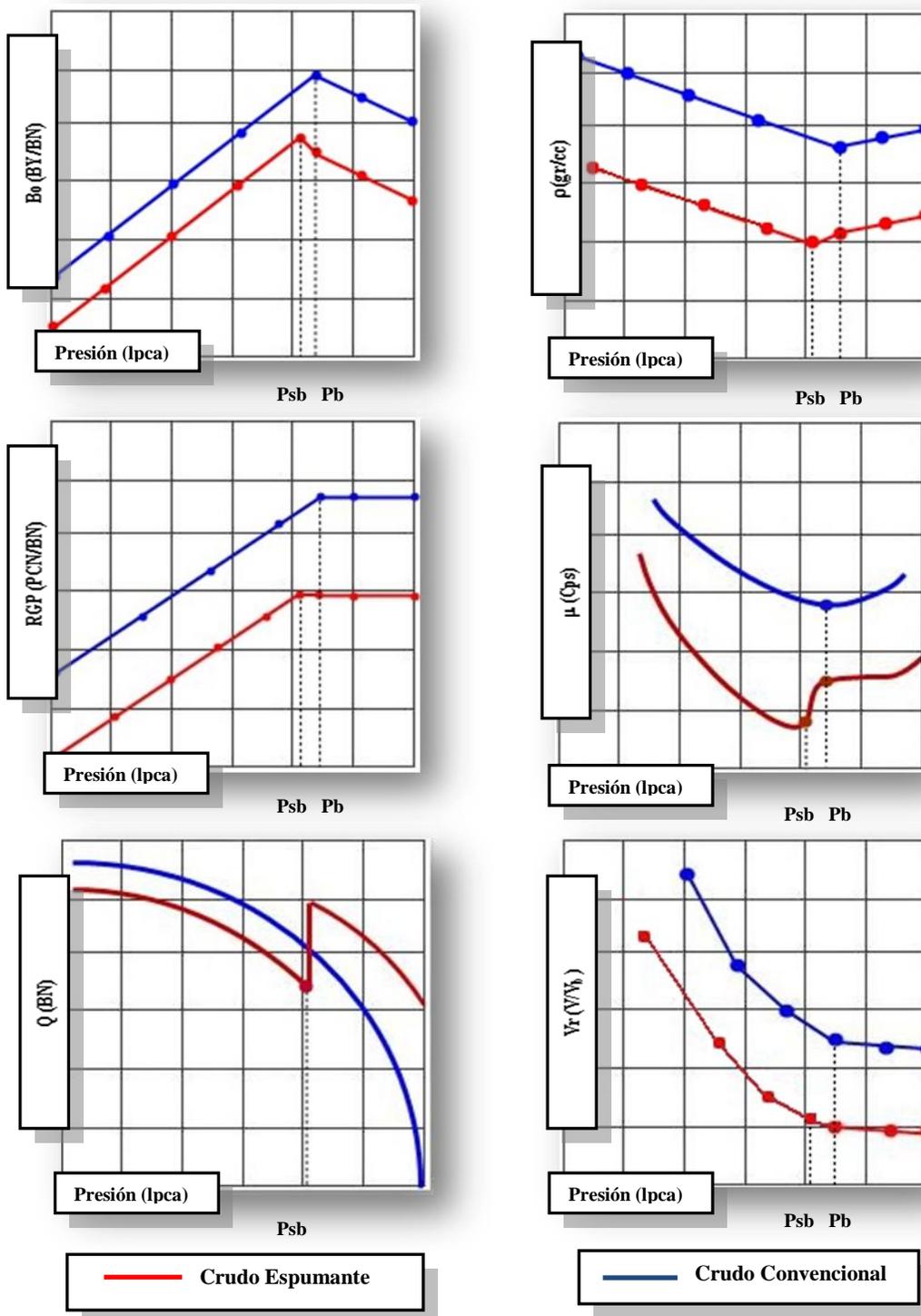


Figura 3.9 Crudos espumantes versus crudos convencionales.

CAPÍTULO IV

SIMULACIÓN COMPOSICIONAL

En este capítulo se describe en una forma clara y resumida en que consiste la simulación composicional, para dar inicio de esta manera al tema de las ecuaciones utilizadas por el simulador PVTsim,

CAPÍTULO IV

SIMULACIÓN COMPOSICIONAL

La simulación de yacimientos, es una forma numérica de modelaje usada para cuantificar e interpretar fenómenos físicos con la capacidad de extender éste a comportamientos futuros de un sistema, refiriéndose a la construcción y la puesta en operación de un modelo numérico cuyo comportamiento refleje adecuadamente el comportamiento real del yacimiento. Divide el yacimiento en un número de unidades discretizadas y modela la progresión del yacimiento y las propiedades del fluido a través del espacio y del tiempo en una serie de pasos. Con respecto a un yacimiento en particular, la función del ingeniero de yacimientos es predecir la recuperación final y comportamiento futuro considerando diferentes mecanismos de recuperación y métodos de desarrollo, por lo que la simulación numérica presenta la mejor formulación rigurosa del sistema físico a ser modelado.

Los simuladores del tipo composicional son utilizados para estimar el comportamiento de fases de hidrocarburos, debido a esto se basan en ecuaciones de estados. Una ecuación de estado (EDE) es la relación que existe entre dos o más propiedades termodinámicas. Estas expresiones analíticas han sido limitadas casi completamente a relaciones entre presión, volumen y temperatura. Debido a la incompleta comprensión de las interacciones intermoleculares, especialmente en los estados líquido y sólido, han sido utilizados métodos empíricos para desarrollar muchas de las ecuaciones de estado de uso general. Dado que la presión, temperatura y volumen pueden ser medidos directamente, los datos necesarios para evaluar las constantes en tales ecuaciones pueden ser obtenidos experimentalmente.

Las ecuaciones de estado para simulación composicional de yacimientos es un medio poderoso para modelar el comportamiento de flujo y fases involucradas en el desplazamiento de petróleo y gas en el medio poroso. Cuando el proceso de

desplazamiento depende de la composición y presión de fluido, una ecuación de este tipo debería ser usada para simular el equilibrio de transferencia de masa entre fases y el comportamiento PVT de los fluidos. Sin embargo existen incertidumbres asociadas con el uso de ecuaciones de estado para modelar los fluidos de un yacimiento de petróleo, dada la naturaleza complicada de dichos fluidos y las limitaciones de las ecuaciones de estados más comúnmente utilizadas. Ajustar los parámetros EDE para igualar los datos PVT experimentales del fluido es una práctica común para tratar de eliminar las desviaciones con los datos PVT simulados (regresión)⁶³.

La determinación de la composición de cada uno de los cientos de diferentes especies químicas presentes en el petróleo negro es imposible, por ende los componentes más pesados son agrupados en lo que comúnmente se conoce como fracción pesada o “fracción plus”⁹, que a su vez son divididos en pseudo componentes para hacer usados en las simulaciones composicionales, dado que modelar los fluidos de yacimientos de petróleos como una mezcla de componentes puros no es posible. Los parámetros de una EDE o propiedades críticas para cada componente, son difíciles o hasta imposible de obtener para crudos pesados. Entonces una conexión es necesaria entre las propiedades medibles y estos parámetros. Dicha conexión es una correlación empírica, en donde se infiere a través de los datos de crudos livianos (debido que para este tipo de crudos si es posible obtener estos datos en forma experimental). Estas correlaciones empíricas inevitablemente involucran algunas incertidumbres⁶⁴. Referente a esto Danesh⁶⁵ describe que, la parte más pesada de un componente no es bien representada por las ecuaciones de estados, ya que los datos de presión de vapor han sido correlacionados a componentes livianos (compuestos con moléculas esféricas simples) sobre el cual se basan los modelos de las ecuaciones de estado. Por eso refinar estos modelos mediante el ajuste del pesos molecular de la fracción pesada es utilizado para mejorar la predicciones de propiedades.

4.1 ECUACIONES DE ESTADOS UTILIZADAS EN EL SIMULADOR

En el presente trabajo se utilizará el simulador PVTsim, el cual dispone de las siguientes ecuaciones de estado:

- (a) Soave-Redlich-Kwong (SRK).
- (b) SRK-Peneloux.
- (c) SRK-Peneloux (T).
- (d) Peng-Robinson (PR).
- (e) PR-Peneloux.
- (f) PR-Peneloux (T).
- (g) PR78.
- (h) PR78-Peneloux.
- (i) PR78-Peneloux (T).

Se presenta una revisión de estas ecuaciones de estados partiendo desde las ecuaciones de donde se desarrollaron.

4.1.1 Ecuación de Van der Waals (VDW)

En el año 1873, Van der Waals propuso una ecuación de estado que corregía las dos peores suposiciones de la ecuación del gas ideal:

$$P = \frac{RT}{V} \tag{4-1}$$

- (a) Tamaño molecular infinitesimal: El volumen de las moléculas de gas es insignificante en comparación con el volumen del recipiente y la distancia entre las moléculas.
- (b) Ausencia de fuerzas intermoleculares: No hay fuerzas atractivas o repulsivas entre las moléculas o las paredes del recipiente.

Debido a que esta ecuación conduce a conclusiones irreales. Como por ejemplo a 0° K de temperatura y presión constante, el volumen es cero; así mismo, el volumen

tiende a cero cuando la presión se hace infinitamente grande. Estas predicciones no corresponden al comportamiento observado de los gases reales a temperatura bajas y altas presiones.

Por lo que Van der Waals eliminó estas suposiciones para lograr el desarrollo de una ecuación empírica de estado de los gases reales. Para eliminar la primera suposición señaló que las moléculas de gas ocupan una fracción importante del volumen a presiones más altas, proponiendo que el volumen de las moléculas, reflejado mediante un parámetro b , se resta al volumen real molar, para dar la siguiente expresión:

$$P = \frac{RT}{V-b} \quad (4-2)$$

Con esto último señalada que el mínimo volumen que puede tener el volumen real molar cuando la presión se hace infinitamente grande es el volumen de las moléculas, en vez de obtener un volumen cero, esto queda demostrado a continuación:

$$V - b = \lim_{p \rightarrow \infty} \frac{RT}{p}$$

$$V - b = 0$$

$$V = b$$

Para eliminar el segundo supuesto, Van der Waals resta un término correctivo, reflejado mediante a / V^2 , a partir de la Ecuación (4-2) para tener en cuenta las fuerzas de atracción entre moléculas. Donde al hacerse el volumen real molar más pequeño (debido a la alta presión) "a" que representa la fuerza de atracción intermolecular se hace más grande adaptándose así al comportamiento real de los gases a altas presiones. En una forma matemática, Van der Waals propuso finalmente la siguiente expresión:

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a}{V^2} \quad (4-3)$$

Donde:

P: Presión del sistema, psia

T: Temperatura, °R

R: Constante del gas, 10.73 psi-ft³/lb-mol=°R

V: Volumen, ft³/mol

Se ve que la Ecuación (4-3) es cúbica en V, lo que explica por que la ecuación de Van der Waals y las ecuaciones relacionadas con ellas se llaman ecuaciones de estado cúbicas.

Es necesario acotar que las desviaciones de la idealidad son debidas a las fuerzas intermoleculares y al volumen no nulo de las propias moléculas. Por lo que a presiones muy bajas, el volumen se hace infinito (las moléculas están infinitamente alejadas) y por lo tanto las fuerzas intermoleculares son nulas, originado que la ecuación de Van de Waals quede reducida a la ecuación de gases ideales.

Las denominadas “constantes de la ecuación de estado”, a y b, están relacionadas con las propiedades críticas aplicando la condición de continuidad de la isoterma crítica en el punto crítico. Además ofrecen un valor constante para el factor de compresibilidad crítico ($Z_c = 0.375$).

La ecuación de Van der Waals, a pesar de su sencillez, ofrece un descripción correcta o al menos cualitativamente del comportamiento PVT de sustancias en los estados líquido y gaseoso. Sin embargo, no es lo suficientemente precisa para ser adecuada para fines de diseño.

4.1.2 Ecuación de Redlich-Kwong (RK)

Redlich y Kwong propusieron en el año 1949 una ecuación que demuestra que con un ajuste sencillo en término atractivo de la ecuación de Van der Waals se podía mejorar la predicción de las propiedades volumétricas y físicas de la fase de vapor. La ecuación que se presenta a continuación es lo resultante de este cambio:

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a}{V(V+b)\sqrt{T}} \quad (4-4)$$

Donde:

$$a = 0.42748 \frac{R^2 T_c^{2.5}}{P_c} \quad b = 0.08664 \frac{RT_c}{P_c}$$

Cuando Redlich y Kwong (RK) propusieron su ecuación estaban preocupados en mayor medida acerca del “límite de comportamiento” de las ecuaciones de estado. Debido a lo cual agregaron que el máximo volumen a alta presión que puede tener el volumen real es el mismo más el volumen de las moléculas, esto lo lograron sustituyendo $V^2 = V+b$, con esto corregían las representaciones a baja y alta densidad..

4.1.3 Ecuación de Soave-Redlich-Kwong (SRK)

En 1972 Soave propuso una modificación de la ecuación de Redlich-Kwong a la que se le incluye el parámetro ω , el cual es denominado factor acéntrico (es un parámetro que mide la complejidad de una molécula con respecto a la geometría y polaridad; es decir, se relaciona con la simetría molecular) y es característico de la estructura molecular del fluido, con esto se generaliza la ecuación de RK, considerando las variaciones en comportamiento de diferentes fluidos a la misma presión y temperatura reducida y manteniendo la funcionalidad de volumen en la ecuación RK. La ecuación SRK puede ser resumida como sigue:

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a_c \alpha(T_R, \omega)}{V(V+b)} \quad (4-5)$$

Donde:

$$a_c = 0.42747 \frac{R^2 T_c^2}{P_c} \quad \alpha(T_R, \omega) = [1 + m(1 - (T_R)^{0.5})]^2$$

$$b = 0.08664 \frac{RT_c}{P_c} \quad m = 0.40 + 1.574\omega - 0.17\omega^2$$

Por lo tanto esta ecuación funciona en gran medida para moléculas polares asimétricas. La inclusión del factor acéntrico, que es el parámetro que mide la no esfericidad de las moléculas, contribuye al estudio de las fuerzas intermoleculares y aun mejor valor simulado de la presión de saturación.

4.1.4 Ecuación de Peng y Robinson (PR)

En 1976 Peng y Robinson, superaron la Ecuación de Soave por recalcular de la función $\alpha(T_R, \omega)$ y por modificación de la dependencia de volumen del término de atracción. Gran parte de la ecuación Peng-Robinson muestra un desempeño similar a la ecuación Soave, aunque es generalmente superior en la predicción de las regiones críticas de fase (el modelo debe proveer una exactitud razonable cerca del punto crítico, particularmente para los cálculos del factor de compresibilidad) y de densidades de líquido de cualquier material, especialmente las moléculas simétricas no polares (ejem. las moléculas carbonadas) por lo que es muy aplicada en la industria petrolera. Se representa mediante la siguiente expresión:

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a_c \alpha(T_R, \omega)}{V(V+b) + b(V-b)} \quad (4-6)$$

Donde:

$$a_c = 0.45724 \frac{R^2 T_c^2}{P_c} \quad \alpha(T_R, \omega) = [1 + m(1 - (T_R)^{0.5})]^2$$

$$b = 0.07780 \frac{RT_c}{P_c} \qquad m = 0.37464 + 1.54226\omega - 0.26992\omega^2$$

4.1.4.1 Ecuación de Peng y Robinson 1978 (PR78)

Propusieron la siguiente expresión modificada para “m” que se recomienda para componentes mas pesados con valores acéntricos $\omega > 0.49$ ¹:

$$m = 0.379642 + 1.48503\omega - 0.1644\omega^2 + 0.016667\omega^3 \qquad (4-7)$$

4.1.5 Modificación de Peneloux y col.

Después de las contribuciones de Soave y PR, Peneloux y col. (1982) sugirieron una transformación del volumen la cual no afecta el cálculo de las presiones de vapor y mejora las predicciones de volumen sin cambio en las condiciones del equilibrio líquido-vapor (flujo bifásico). El método consiste en usar un volumen corregido (Ecuación 4-8):

$$V^* = V + t \qquad (4-8)$$

Donde t es un factor de corrección, dependiente del volumen molar del componente. El método ha sido altamente recomendado para calcular comportamiento de fase y volumétrico de mezclas de hidrocarburos y fluidos de yacimiento.

4.1.6 Modificación del parámetro dependiente de la temperatura (T)

Las modificaciones de la función dependiente de la temperatura en el término de atracción de las ecuaciones SRK y PR han sido propuestas principalmente para mejorar las correlaciones de los fluidos polares. La más popular de todas es la propuesta por Soave:

$$\alpha(T_R) = 1 + (1 - T_R)\left(m + \frac{n}{T_R}\right) \qquad (4-9)$$

CAPÍTULO V

EQUIPO PVT LIBRE DE MERCURIO PAR CP/XP

En este capítulo se describe de forma detallada el equipo PVT libre de mercurio DB Robinson para crudos pesados y extrapesados; además de establecer comparaciones con el equipo PVT con mercurio Ruska, lo que nos da una idea de la importancia de los equipos libres de mercurio para el análisis de cualquier tipo de fluido y de especial de los que presenten el carácter espumante.

CAPÍTULO V

EQUIPO PVT LIBRE DE MERCURIO PARA CP/XP

Los primeros equipos para la determinación de las propiedades experimentales PVT se comenzaron a emplear en los años 40, y surgieron como una necesidad de buscar mayor precisión en estos estudios debido a que el empleo de cálculos y correlaciones empíricas suministran resultados imprecisos, dificultando la predicción de la vida útil de los yacimientos. Estos equipos tienen como elemento clave el mercurio líquido (Figura 5.1), pero el emplear mercurio conlleva considerables inconvenientes: es un elemento sumamente tóxico y además, la mayoría de los petróleos negros forman una emulsión estable con el mercurio en la cual no se distingue la interfase petróleo-mercurio, perdiéndose así parte de la certeza del estudio⁶⁶.



Figura 5.1 Equipo PVT Ruska con mercurio.

Para solventar estos inconvenientes, a comienzos de la década de los noventa se empezaron a adoptar los primeros equipos PVT libre de mercurio⁶⁷, no obstante la

mayoría de estos sistemas fueron desarrollados para crudos volátiles, livianos, medianos y condensados, esta diferencia es debida principalmente a que el sistema de agitación de estos equipos no logran una perturbación en fluidos tan viscosos como es el caso de los crudos pesados y extrapesados, necesaria para estabilización de las fases presentes. Sin embargo, para 1994 la compañía DB Robinson fabricó en Edmonton, Canadá un sistema para el estudio de petróleo negro pesado, sin el uso del mercurio como mecanismo de desplazamiento (fluido presurizador), bajo las especificaciones y características del fluido pesado y extrapesado típico de Venezuela por encargo de PDVSA-Intevep⁶⁸. Esta compañía ya anteriormente había desarrollado un sistema libre de mercurio pero que no tenía la capacidad para trabajar con crudos pesados ni extrapesados debido a que está diseñado para agitar fluidos con un máximo de viscosidad de 1500 cP.

En PDVSA-Intevep se tiene como propósito lograr la desincorporación de celdas con mercurio para los análisis PVT, objetivo que se ha logrado para el estudio de crudos condensados, volátiles, medianos y livianos, pero no para el estudio de petróleo negro pesado y extrapesado, a pesar que como se mencionó anteriormente se cuenta con un equipo libre de mercurio para el estudio PVT de dichos fluidos, la razones por las cuales actualmente se sigue utilizando los sistemas con mercurio de Ruska Instrument Corporation (Chandler Engineering adquirió los derechos de esta compañía), se debe a que el equipo DB Robinson ha presentado deficiencia en su sellado lo que ocasiona pérdidas considerables de muestra por fuga, por lo cual requiere un costoso y fuerte mantenimiento ya que los sellos tienen que reemplazarse por unos nuevos cada vez que se realiza un estudio, además de la falta de repuestos de reemplazos (O-rings, sellos, empacaduras), falta de contrato de servicio, complejidad del sistema operativo y obsolescencia del sistema de instrumentación, por estas razones de problemas de diseño y funcionamiento de algunas de sus partes, el sistema libre de mercurio DB Robinson para el análisis PVT de crudos pesados y extrapesados ha estado fuera de servicio por un largo tiempo, lo cual conllevó a empeorar la situación del equipo por falta de uso. Es necesario hacer énfasis que pocos análisis PVT se han realizado con

sistemas libres de mercurio para crudos pesados y extrapesados venezolanos con carácter espumante debido a la inactividad de este equipo en nuestro país, y la información que se consigue en su mayoría estudian este fenómeno en crudos extranjeros con equipos que utilizan mercurio, especialmente en Alberta Canadá. Por estas razones el enfoque experimental se centra en sistemas PVT sin mercurio.

5.1 EQUIPO PVT LIBRE DE MERCURIO DB ROBINSON PARA CRUDOS CP/XP

Uno de los principales cambios que surgieron en los equipos libres de mercurio, aparte de la eliminación del mercurio como fluido desplazante, fue la sustitución de una celda ciega por una celda visual provista de un visor y una ventana, lo que se convirtió en un gran avance, ya que además de simular las condiciones del yacimiento también se puede observar el comportamiento de los crudos, y así optimizar la determinación de los parámetros (por ejemplo, el punto de saturación de la muestra) y la ejecución de procedimientos de ensayo. Parte del ensamble del equipo DB Robinson se esquematiza en forma general en la Figura 5.2.

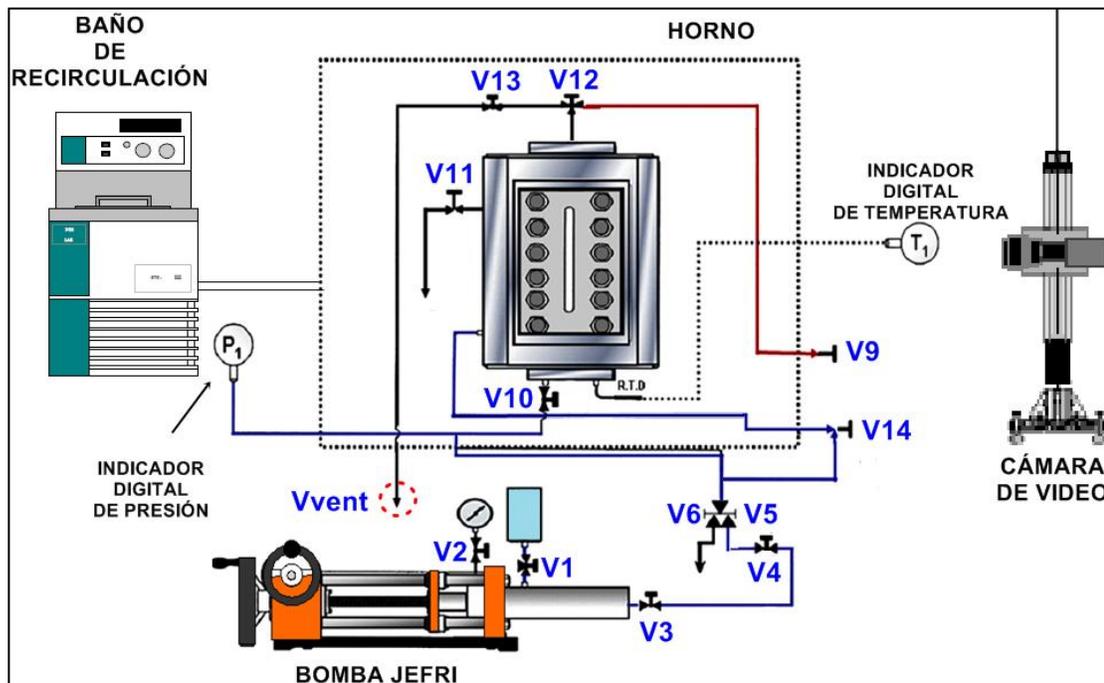


Figura 5.2 Parte del esquema general del equipo DBR, modelo: PVT-0900-030-200-316-155.

5.1.1 Celda JEFRI PVT

La celda JEFRI PVT posee un volumen de 900 cc sin el pistón y de 760 cc con éste, posee como presión máxima de trabajo 3000 lpc y temperatura máxima de 200 °C. Esta celda fue fabricada con acero inoxidable como material de diseño y está conformada por un cuerpo de celda, tubo o cilindro de cristal, pistón de aislamiento y ventana de cristal.

5.1.1.1 Cuerpo de celda

El cuerpo de celda ocupa un 60% aproximadamente del total de la celda PVT, su función es soportar altas presiones, llevar en su interior el tubo o cilindro de cristal conjuntamente con el pistón de aislamiento y en su exterior las tapas superior e inferior además de todo un conjunto de válvulas y líneas de entrada y salida de fluidos. Posee un diámetro de 13 pulgadas (33 cm), una altura de 21 pulgada (53.5 cm) y un peso de 144 libras o 65.5 Kg. En la Figura 5.3 se presenta un corte

transversal de la celda PVT donde se puede distinguir el cuerpo de celda y demás partes.

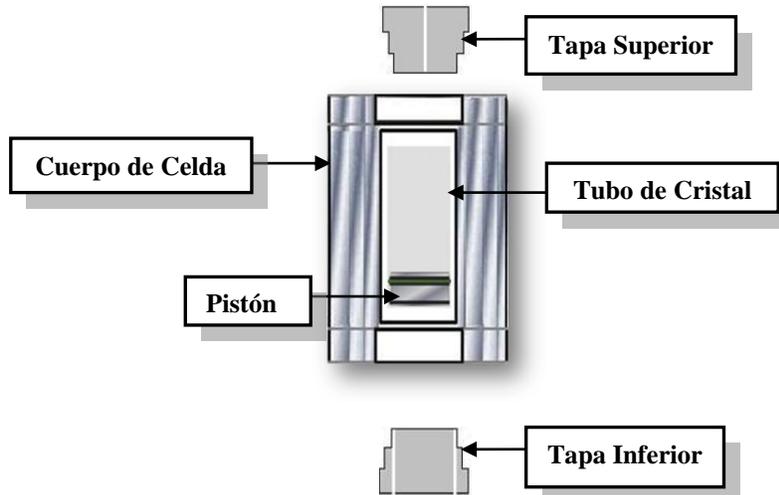


Figura 5.3 Cuerpo de celda y otros componentes.

5.1.1.2 Tubo o Cilindro de cristal

Este cilindro de vidrio (Pyrex) soporta altas presiones y temperatura, lo cual permite someter al fluido de trabajo a las mismas condiciones. Posee una capacidad de 130 cc, cuyas dimensiones son: 20.3 cm de altura 1.2 cm de espesor, 3.2 cm de diámetro interno y a través del cual se puede hacer desplazar un pistón de aislamiento (Figura 5.4). La visibilidad entera del contenido en celda es intacta, permitiendo la revisión de los sellos para su mantenimiento y la observación de los procesos que ocurren dentro del cilindro para su posterior análisis.



Figura 5.4 Tubo o Cilindro de cristal con el pistón.

5.1.1.3 Pistón de aislamiento

El objetivo del pistón de aislamiento es separar el volumen interno de la celda en dos cavidades de volumen variable, una para albergar la muestra de crudo en estudio y la otra para el líquido que permitirá el desplazamiento del pistón, en nuestro caso este líquido es el agua, esto evita la necesidad de emplear el mercurio, satisfaciendo de esta manera las preocupaciones de salud operacional y facilitando los estudios de laboratorio porque no se corren riesgos de que exista pulverización, emulsión o amalgama del mercurio con las muestras, lo que conlleva a tomar volúmenes errados. En la Figura 5.5 se presenta una imagen del pistón de aislamiento utilizado (sin las empacaduras y O-Rings).



Figura 5.5 Pistón de aislamiento.

5.1.1.4 Ventana de cristal

La ventana de cristal tiene una altura de 6.5 pulgadas (16.5 cm) y un peso de 0.95 Kg, y al igual que el cilindro de cristal está fabricado con un material conocido como Pyrex, el cual es altamente resistente (Figura 5.6). Su principal función es permitir visualizar el interior de la celda para observar las diferentes fases de la muestra presentes durante la realización en las pruebas PVT, esto favorece en gran medida el estudio de crudos con carácter espumante, ya que en las pruebas de expansión a composición constante (ECC) no convencionales permite observar el comportamiento particular de este tipo de crudos a medida que se despresuriza la celda y obtener las

medidas de volúmenes confiables ya que se toman directamente sobre las variaciones reales en la celda a través del uso de un catetómetro de alta precisión, eliminando así el uso de una bomba volumétrica externa, como se realiza convencionalmente.

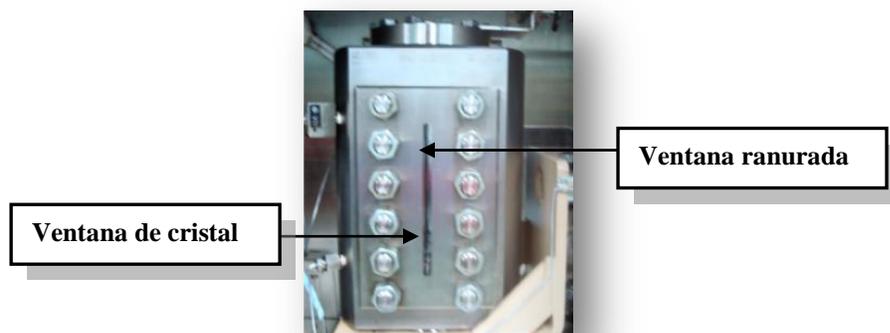


Figura 5.6 Ventana ranurada y ventana de cristal de la Celda PVT.

5.1.2 Horno con calefacción eléctrica

El horno ocupa la mayor parte del área total del equipo, permitiendo alojar en su interior la celda PVT que contiene la muestra de crudo para que a través de la transferencia de calor por convección y radiación con la celda se le suministre y mantenga el calor. El calor es suministrado a través del Airbath-JEFRI o baño de aire caliente constituido por dos resistencias no visibles, de 800 Wat c/u, este baño de aire es conectado a un microprocesador de regulación de temperatura, y a un controlador de cierre de alto nivel para asegurar que la temperatura superficial de los calentadores no pueda exceder un límite superior predeterminado. Al lado izquierdo del horno también en la parte frontal del equipo se observa un tablero de control donde se distinguen los transductores de presión y temperatura que están conectados a la celda para la medición de dichos parámetros en el interior de la misma, de igual forma también se distingue el controlador digital para el baño de aire, entre otros componentes. En la Figura 5.7 se presenta la parte frontal del equipo.



Figura 5.7 Panel Frontal del Equipo PVT DB Robinson Libre de Mercurio.

El horno cuenta con dos ventanas de cristal que permiten detallar su interior. Una está ubicada en la puerta (adelante) y la otra en la misma posición pero en la parte trasera del equipo. Ambas nos brindan una visión casi completa de la parte interna del horno y en especial de la celda y su interior, pero la segunda de ellas es la que nos da una perspectiva más detallada ya que en ésta se encuentra posicionada la cámara de video. Además, en la parte trasera del horno se encuentra conectado un baño térmico marca Neslab (Figura 5.8) que permite la recirculación del agua hacia el equipo, ayudando a estabilizar la temperatura (por debajo de 80 °C) alcanzada con el flujo de aire caliente. Se debe estar pendiente de mantener el nivel de agua destilada en el tanque del baño para que el flujo de recirculación se mantenga constante y no altere la temperatura fijada en la celda.

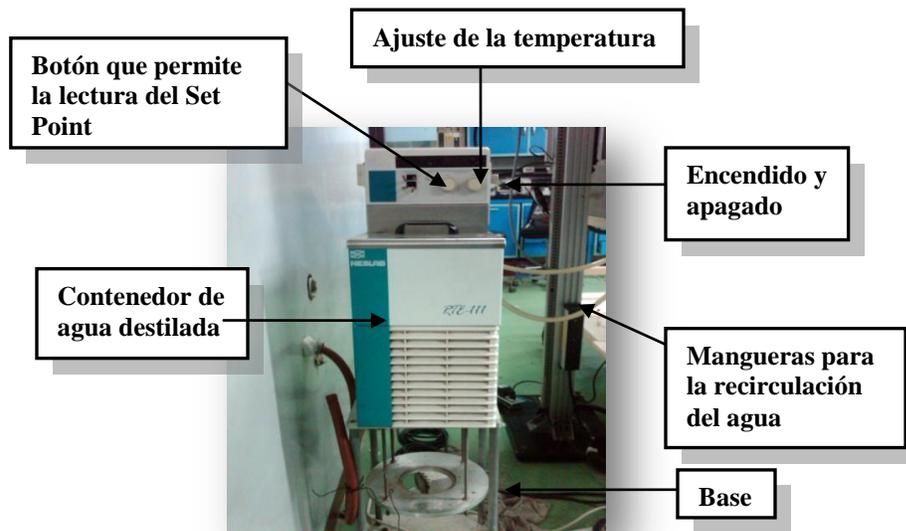


Figura 5.8 Baño de recirculación y sus partes.

5.1.3 Sistema de inyección de fluido (Bomba DBR-JEFRI)

El equipo DB Robinson para crudos pesados consta de una bomba de desplazamiento positivo modelo: PMP-1000-1-10-MB-M4-CO (Serial: # 9608109) denominada bomba DBR-JEFRI que opera con una presión máxima de 10000 lpc a temperatura ambiente, esta bomba va conectada a la celda PVT permitiendo variar el volumen de la cavidad de la muestra mediante la inyección o retiro de agua por la otra cavidad, presurizando o despresurizando de esta manera la celda. Cada bomba de diseño JEFRI usa un pistón fino de diámetro exacto (sin fuga) para desplazar un fluido que es limitado dentro de un cilindro. El fluido es limitado por un sistema de sellos de alta presión que son sostenidos firmemente dentro del final de cilindro. Este diseño permite el movimiento libre del pistón dentro del cilindro, así el volumen fluido desplazado es proporcional a la longitud calibrada del pistón insertado en el cilindro. Se presenta en la Figura 5.9 una vista de planta de la bomba DBR-JEFRI donde se identifican algunas de sus partes o componentes. Dentro de estas se señala los volantes empleados para aumentar o disminuir la presión en el sistema (volante de menor diámetro se utiliza para precisar o afinar las medidas de presión colocadas con

la rueda o volante de mayor diámetro), también es necesario acotar que la bomba consta de un manómetro y un recipiente con el fluido que desplaza a la celda. A pesar de que la bomba podría manejarse manualmente, por seguridad del operador ésta se conecta a una computadora que con ayuda de un software permite monitorear el proceso, indicando no sólo la presión de operación sino también el volumen de muestra desplazado hacia la celda.

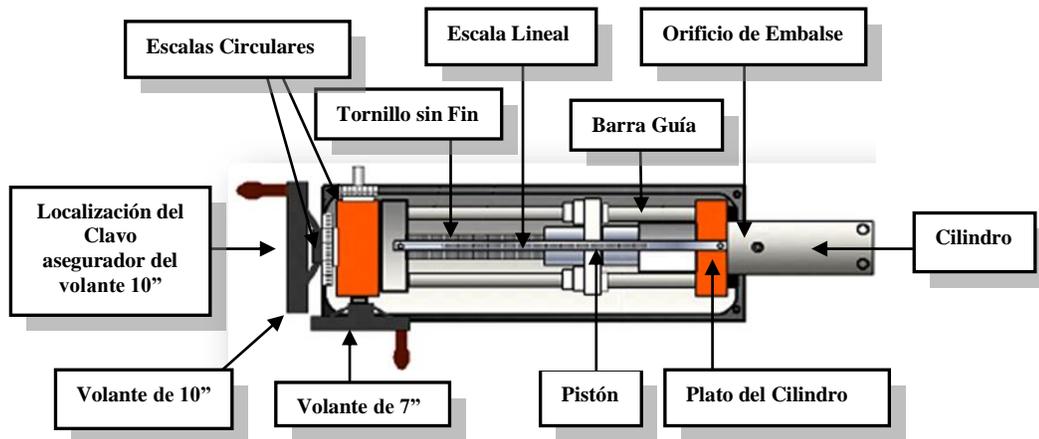


Figura 5.9 Vista de planta de la Bomba DBR-JEFRI.

5.1.4 Sistema de medición y video

Gracias a que el equipo PVT DB Robinson libre de mercurio para crudos pesados y extrapesados cuenta con una celda visual se logra, aparte de observar los fenómenos que ocurren en crudos espumantes, tener constancia mediante grabaciones en video de lo que ocurre dentro de la celda. Estas constancias de videos no podrían obtenerse con un equipo PVT con mercurio de los que se usan en Intevep, debido a que dichos equipos no cuentan con una celda visual; además no tienen un sistema automatizado de medición y manejo de la bomba de inyección de fluidos, como es el caso del equipo DB Robinson libre de mercurio. A continuación se detalla cada uno de los componentes que integran dichos sistemas:

5.1.4.1 Catetómetro

Como se mencionó anteriormente; el catetómetro de alta precisión permite obtener medidas de volúmenes confiables dentro de la celda, debido a que es un instrumento de medición que controla el desplazamiento vertical de la cámara siendo este equivalente a el volumen del fluido dentro de la celda PVT en base a la altura, lo que contribuye a eliminar el uso de las medidas de la bomba volumétrica (como se hace tradicionalmente en el equipo con mercurio) y así obtener menor porcentaje de error en las lecturas de volúmenes de muestra. En la Figura 5.10 puede observarse el catetómetro del sistema PVT libre de mercurio y sus dos interruptores para el control de posición de la cámara de video, rápida (fast) y lenta (slow).

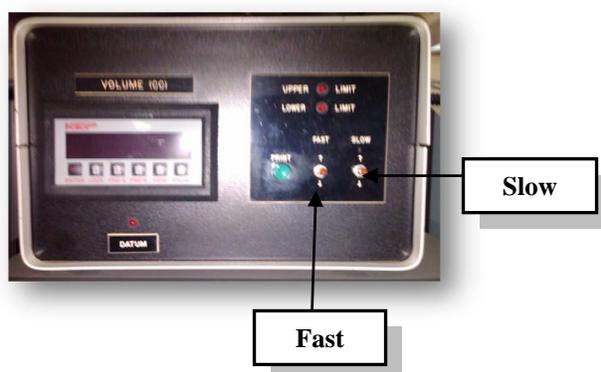


Figura 5.10 Catetómetro: Interruptores de posición de la cámara de video.

5.1.4.2 Cámara de video

Como ya se ha hecho mención en el texto, este sistema PVT consta de una cámara de video marca: COHU que se encuentra posicionada en la ventana de cristal de la parte trasera del horno del equipo y cuya posición coincide con la ventana ranurada de la celda PVT por lo que permite visualizar lo que esta ocurriendo dentro de la celda. Esta cámara de video además viene integrada con sistema de iluminación que favorece la visualización (Figura 5.11).

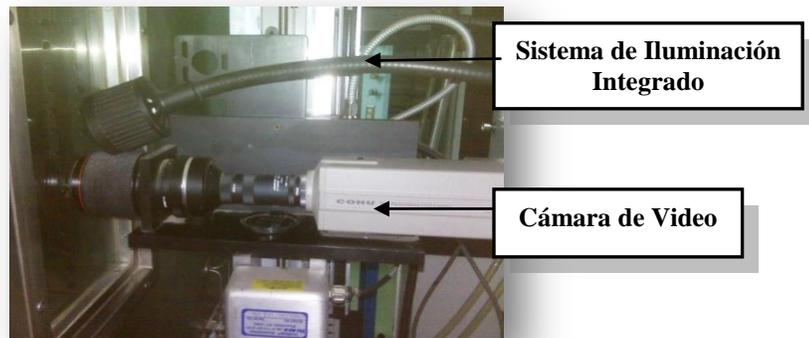


Figura 5.11 Cámara de video y sistema de iluminación integrado.

5.1.4.3 Captura de video

Un computador Pentium 4 de 3.40GHZ y 1GB de RAM, bajo un sistema operativo Windows XP profesional versión 2002, con una tarjeta capturadora de video analógica con puerto de entrada PCI (Figura 5.12) permite controlar las grabaciones de video y guardarlas en el PC en bloques de acuerdo a la distribución de horas para el barrido de la prueba, lo que facilita revisar los videos y eliminar aquellos que no sean de utilidad, también permite congelar la imagen y tomar una foto en un punto específico para su estudio, además la grabación de los videos se puede realizar en diferentes formatos manteniendo la calidad de la imagen.

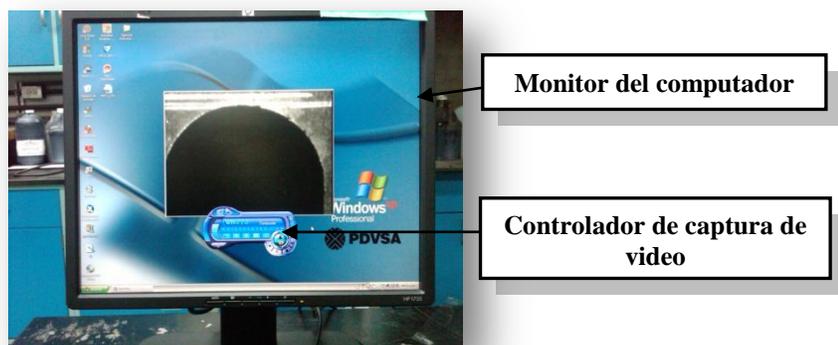


Figura 5.12 Sistema de captura de video.

En la Figura 5.13 se puede observar con detalle las partes de la interface de WinTVR o controlador del sistema de captura de video.

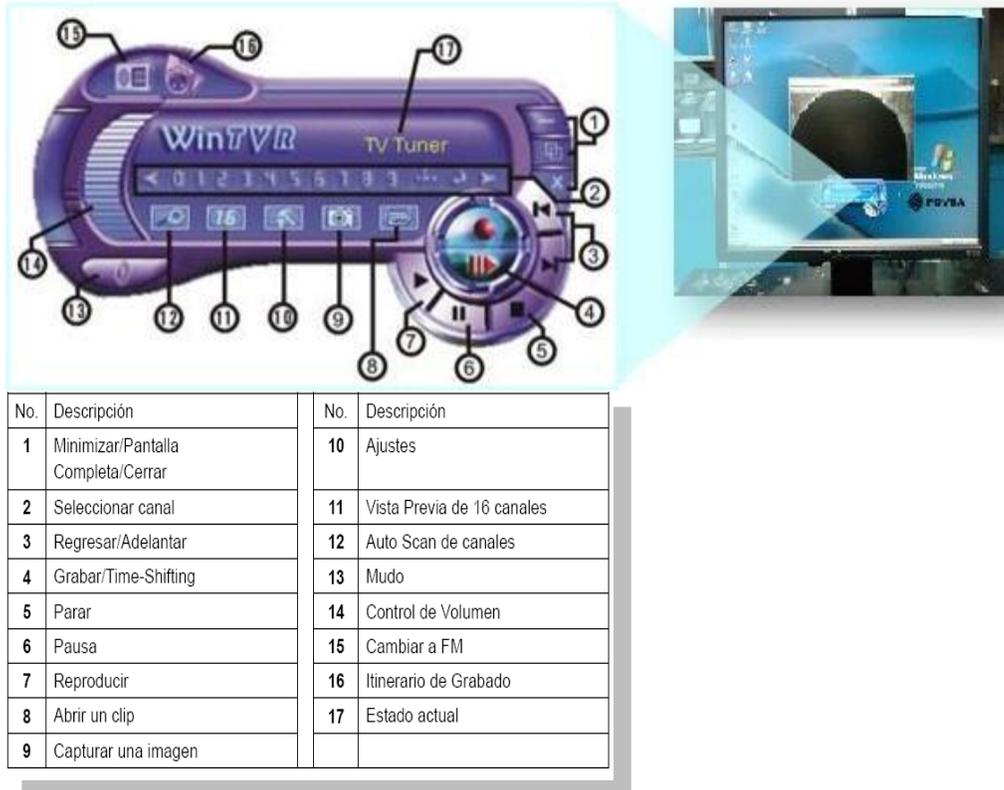


Figura 5.13 Partes del controlador del sistema de captura de video.

5.1.4.4 Programa LabView

Este programa facilita el monitoreo y control de las pruebas en forma automatizada, evitando entre otras cosas el manejo de la bomba DBR JEFRI en forma manual mediante la manipulación de los volantes de la bomba; lo cual se hace verdaderamente difícil cuando se está cerca al punto de burbuja, ya que no se logra con facilidad la estabilización de las lecturas de presión (lo que ocurre actualmente en los equipos con mercurio), permitiendo así un control automatizado de las presiones de operación, además de un monitoreo del volumen de muestra desplazado a la celda. Este programa se encuentra instalado en el equipo en un computador 286 con 16 MHZ y 1GB de RAM.

5.2 DIFERENCIAS OPERACIONALES CON EL EQUIPO PVT CON MERCURIO

En la Tabla 5.1 se establecen las diferencias operacionales entre los equipos PVT con mercurio y libre de mercurio.

TABLA 5.1

Diferencias operacionales entre los equipos PVT con mercurio y libre de mercurio⁶⁹

Equipo PVT con mercurio	Equipo PVT sin mercurio
El fluido de presurización es mercurio.	El fluido de presurización utilizado puede ser agua o aceite.
El mercurio actúa como pistón.	Se cuenta con un pistón.
La bomba es manual. Al mantener la presión constante en forma manual, se incrementa el error experimental.	La bomba es automatizada, permitiendo un mejor control y monitoreo de las pruebas.
El fluido en el baño térmico para el calentamiento de la celda es aceite.	El fluido para el calentamiento de la celda es aire.
No se miden directamente los volúmenes de muestra, sino lecturas de mmHg, que luego son llevadas a volumen de muestra mediante la calibración de la celda.	Se mide directamente volúmenes de muestras.
Al realizar una liberación flash, el líquido recolectado en el vial puede arrastrar mercurio, por lo que éste debe ser separado para considerar únicamente el peso del crudo.	Al realizar una liberación flash, se obtiene directamente el peso del crudo recolectado.
Al realizar una liberación diferencial, se sabe que se ha desplazado todo el gas (y por lo tanto debe cerrarse la válvula) cuando el manómetro registra un ascenso súbito de la presión.	Al realizar una liberación diferencial, se cierra la válvula cuando el visor está lleno de líquido, para sólo recoger el gas.

CAPÍTULO VI

METODOLOGÍA

En este capítulo se presentan los procedimientos, equipos, materiales, ecuaciones y laboratorios que son necesarios para cumplir con cada uno de los objetivos específicos de este Trabajo Especial de Grado.

CAPÍTULO VI

METODOLOGÍA

Es necesario acotar para dar inicio formal de este capítulo, que las ecuaciones y algunos procedimientos que se describirán en esta sección han sido desarrollados para la determinación de la presión de burbuja mediante análisis PVT convencionales pero con un crudo con características espumantes es necesario, como ya se explicó en el capítulo III, la aplicación de un análisis no convencional; por ende muchas ecuaciones se refieren al punto de burbuja que en nuestro estudio se traduce en el punto de pseudo burbuja, donde comienza a ocurrir la liberación de gas en estos crudos, de forma que se ha sustituido en esas ecuaciones la terminología burbuja por pseudo burbuja para evitar cualquier tipo de confusiones más adelante. También es necesario señalar que los procedimientos experimentales llevados a cabo en el equipo PVT libre de mercurio DB Robinson para crudos CP/XP; se basaron en los del equipo con mercurio, descritos en un documento interno de PDVSA-Intevep¹¹, debido a la falta de bibliografía sobre la realización de estas pruebas en el equipo libre de mercurio para crudos pesados y extrapesados.

6.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

Esta es la etapa más importante del proyecto, dado que a través de ella se obtuvo la información necesaria para entender y desarrollar el tema de tesis planteado, para ello se realizó una búsqueda general con los términos crudos espumantes y “foamy oil” en distintas bases de datos como: la Red de Información Petrolera y Petroquímica (RIPPET), la biblioteca en línea de la literatura técnica para la exploración y producción de petróleo y gas (OnePetro), ScienceDirect, diferentes bibliotecas de las principales universidades de nuestro país y sus respectivos repositorios institucionales. Para acceder a datos experimentales de PVT convencionales y no convencionales realizados en la Faja Petrolífera del Orinoco se solicitaron permisos especiales para revisar algunos informes de tipo confidencial del Archivo Técnico de

PDVSA-Intevep. También se buscó información referente a la aplicación de simuladores composicionales, especialmente PVTsim, en crudos espumantes.

6.2 PUESTA A PUNTO DEL EQUIPO PVT LIBRE DE MERCURIO

Esta etapa consistió en reactivar y colocar a punto el equipo PVT libre de mercurio DB Robinson para crudos pesados y extrapesados, el cual estuvo fuera de servicio por largo tiempo por presentar problemas en el diseño y funcionamiento de algunas de sus partes. Es la etapa que llevó mayor periodo de tiempo para su culminación, ya que se tuvo que coordinar y buscar la colaboración de varios departamentos de PDVSA-Intevep. Se describirán a continuación los pasos que llevaron a la puesta a punto del equipo:

6.2.1 Condiciones en que se encontraba el equipo

El equipo DB Robinson para análisis PVT de crudos pesados y extrapesados está ubicado en el laboratorio 13 de Análisis de Crudos Pesados en el nivel 3 de sur 1, en las instalaciones de PDVSA-Intevep. Primeramente se realizó un reconocimiento de las condiciones en las que se encontraba el equipo y se detectaron los siguientes inconvenientes:

- El equipo (CPU) presentaba problemas con la señal que transmite a la pantalla de la computadora, señal no nítida, lo cual evita la visualización y el uso del programa LabView, que como recordaremos es el programa que facilita el monitoreo y control de las pruebas en forma automatizada, evitando el manejo de la bomba DBR JEFRI y la realización de las pruebas en forma más eficiente.
- El indicador de presión y el controlador digital del baño de aire caliente (controlador de temperatura) ubicados en el tablero o panel del equipo; se encontraban descalibrados, mostrando una diferencia de valores cuando fueron sometidos para su verificación con un calibrador o simulador de procesos. En la Figura 6.1 se puede observar la conexión para su verificación de los sensores de presión, temperatura y controlador del baño de aire caliente del equipo con el simulador de procesos.



Figura 6.1 Conexión de los indicadores y controlador con el simulador de procesos.

- El baño térmico para mantener la temperatura del equipo no recirculaba el agua hacia el horno del equipo.
- El sistema de captura de video para grabar las pruebas realizadas era obsoleto, ya que contaba con una cámara monocromática que envía las señales de video a un aparato VHS y las muestra en tiempo real en un televisor cercano al equipo PVT pero el aparato VHS no era capaz de enviar las señales de video al televisor, además, se obtenían las grabaciones en una cinta magnética; esto daba como resultado que si se deseaba realizar las grabaciones con el VHS no se podía visualizar al mismo tiempo la parte interna de la celda, lo cual es importante para poder ajustar las medidas con el catetómetro a medida que se desplaza el pistón. Este sistema es importante actualizarlo, porque uno de los objetivos de este Trabajo Especial de Grado es documentar en videos y fotos lo que sucede en la parte interna de la celda PVT durante la prueba de expansión a composición constante no convencional y el sistema con el que se cuenta no es funcional para estos requerimientos, ya que al realizar las pruebas PVT sin agitación el tiempo de grabación es muy extenso y la cinta de VHS sólo tiene capacidad para grabar

tres horas; por otra parte la calidad de la imagen se reduce al hacer la reproducción a un formato digital que limita la edición de la grabación y la realización de efectos visuales sobre la misma.

- La celda PVT se encontraba desarmada dentro del horno del equipo, lo cual puede apreciarse en la Figura 6.2.

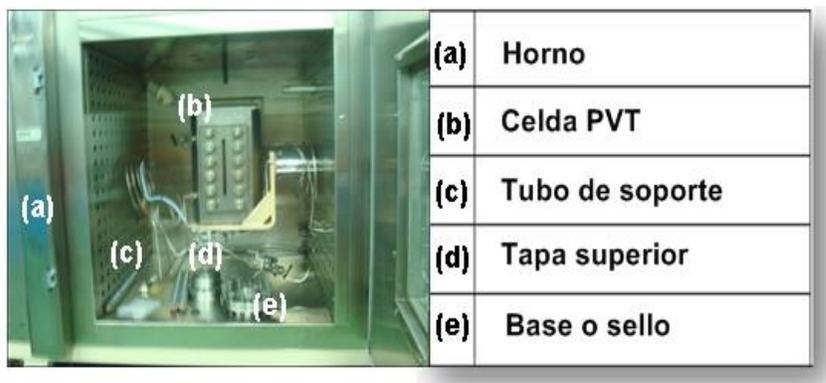


Figura 6.2 Celda PVT desarmada dentro del horno del equipo.

6.2.2 Soluciones implementadas a los inconvenientes encontrados en el equipo

Se describen las soluciones implementadas para el logro de la puesta en marcha del equipo PVT, libre de mercurio DB Robinson para crudos pesados y extrapesados, para la realización de análisis PVT no convencionales:

- Para solventar el problema de la nitidez de la imagen transmitida a la pantalla de la computadora, se sustituyó la tarjeta de video por otra de mayor capacidad (Figura 6.3). Este cambio permitió la manipulación satisfactoria del software con el que se logra el monitoreo y control de algunas de las condiciones durante las pruebas realizadas en el equipo PVT. Se verificó que este programa corriera satisfactoriamente mediante el control de la presión de operación de la bomba de desplazamiento positivo y la variación de altura en el catetómetro de forma automatizada.

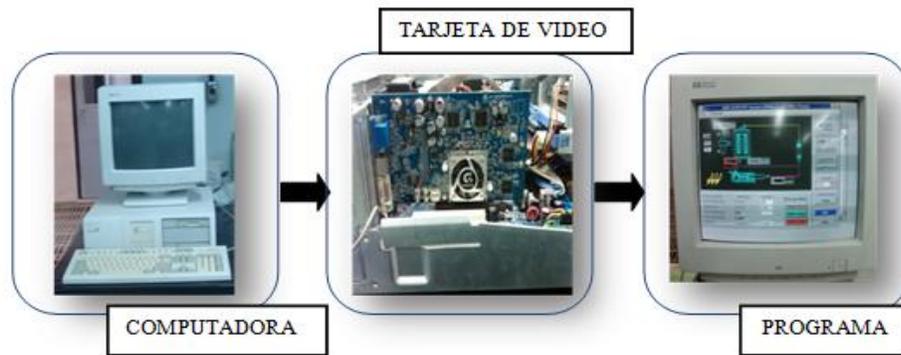


Figura 6.3 Instalación de la tarjeta de video para el funcionamiento del programa LabView.

- Se procedió a la calibración del indicador y el controlador de temperatura, con la asistencia del departamento de electrónica de PDVSA-Intevep, siguiéndose los lineamientos de calibración descritos en sus respectivos manuales, hasta lograr una diferencia despreciable del orden del 0.2 %. entre estos sensores del equipo y el simulador de procesos. En la Figura 6.4 (a) y (b) se puede apreciar la calibración del controlador de temperatura e indicador de presión respectivamente.

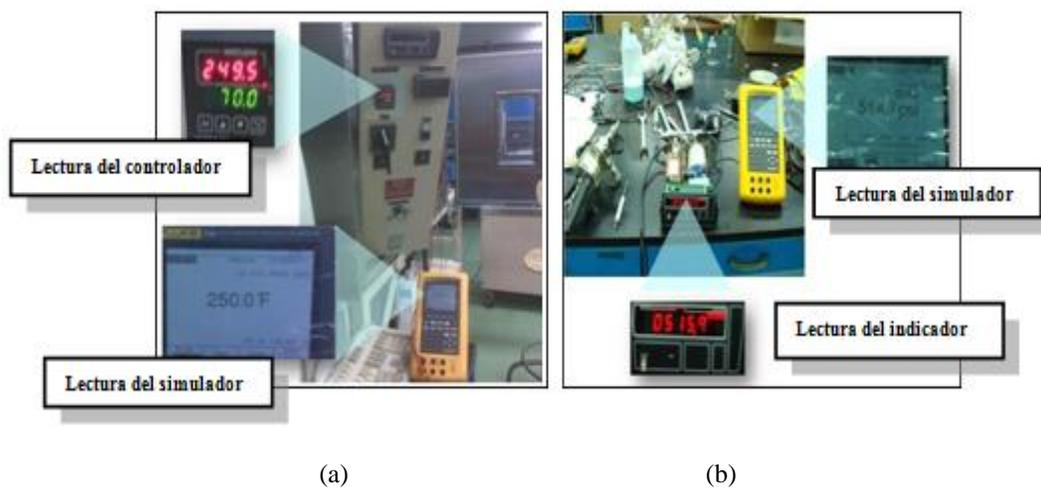


Figura 6.4 Calibración: (a) controlador de temperatura y (b) indicador de presión.

- Se instaló un nuevo baño de recirculación (Figura 6.5), y se verificó que funcionara correctamente en la estabilización de la temperatura de trabajo.

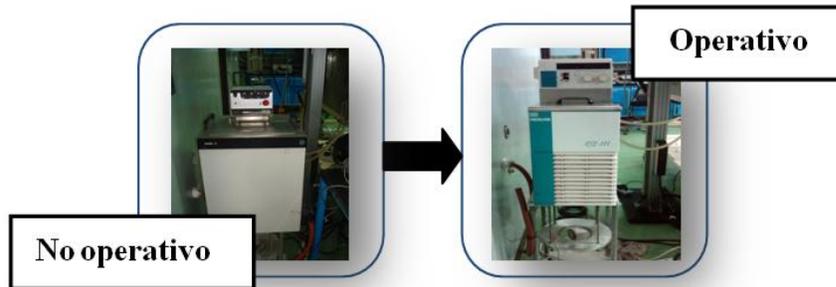


Figura 6.5 Sustitución del baño de recirculación.

- Se implementó un nuevo sistema compuesto por una computadora con una tarjeta capturadora de video integrada (Figura 6.6), para así disfrutar de las ventajas de la grabación digital actual (envío de información por internet, manejo de las mismas en memorias de estado sólido, edición, versatilidad, compatibilidad, etc.) y de esta manera contar con los requerimientos necesarios para el cumplimiento de los objetivos de este trabajo.



Figura 6.6 Instalación del sistema integrado de captura de video.

- Se realizó el ensamblaje de la celda PVT dentro del horno siguiendo el siguiente procedimiento en estricto orden:
 - (a) Untar el pistón con grasa de vacío y colocar dos pistas o empaaduras y un O-Ring.
 - (b) Colocar el pistón dentro del cilindro de vidrio, agregando antes en el cilindro de vidrio grasa para vacío. La parte hueca del pistón debe quedar hacia abajo dentro del cilindro de vidrio.
 - (c) Insertar el cilindro de vidrio con el pistón dentro de la celda del equipo, haciendo vacío con la válvula 11 (V11), tal como se indica en la Figura 6.7.



Figura 6.7 Colocación del cilindro de vidrio con el pistón dentro de la celda.

- (d) Untar la tapa superior de la celda con grasa de vacío y colocarles las empaaduras y los O-Rings (Figura 6.8).

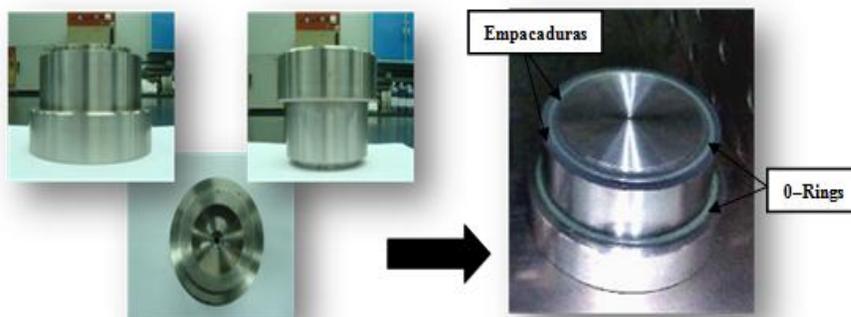


Figura 6.8 Diferentes vistas de la tapa de la celda y colocación de sus empaaduras y O-Rings

- (e) Después de colocar la tapa a la celda que ya contiene el cilindro de vidrio con el pistón, se procede a sellarla con un juego de tornillos colocados en una base; primeramente se coloca esta base o sello y se ajusta ligeramente los tornillos en forma manual, para posteriormente realizar un ajuste final utilizando un torquímetro (este último ajuste se realiza dos veces para asegurar que la tapa quede bien sellada a la celda). Todo esto siguiendo siempre el sentido que indica la numeración en el sello. En la Figura 6.9 se representa mediante imágenes el procedimiento anteriormente descrito.

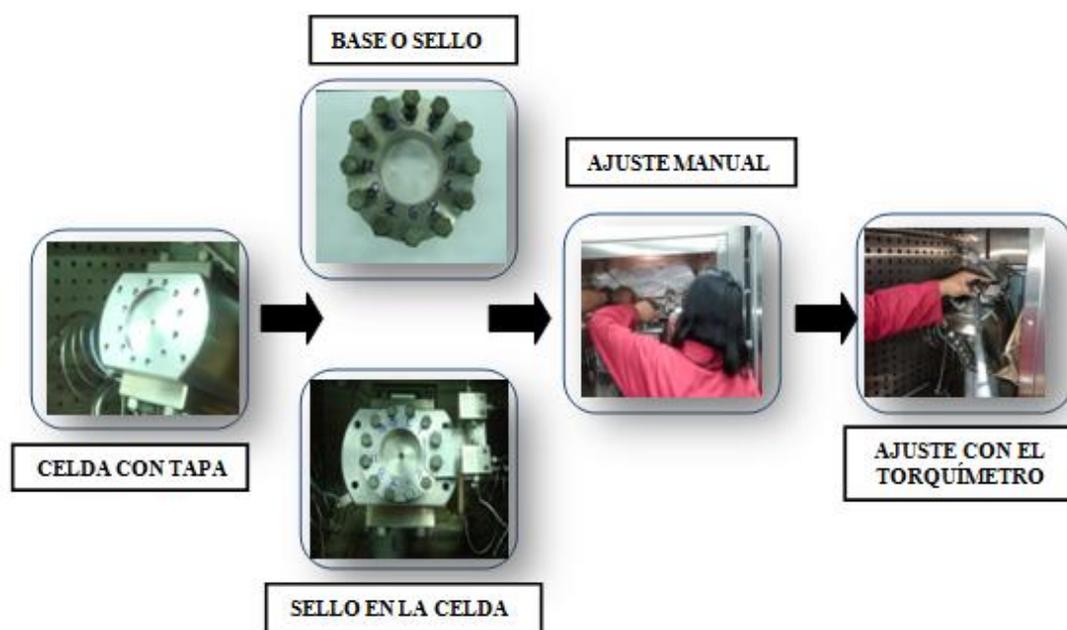


Figura 6.9 Procedimiento de sellado de la celda PVT.

- (f) Conectar la parte superior de la celda con el horno del equipo, esto se realiza colocando un conector en la salida de la tapa de la celda PVT, ya sellada, para poder unir de esta manera una línea (A) desde dicho conector hasta la válvula 12 (V12) del equipo PVT (Figura 6.10).

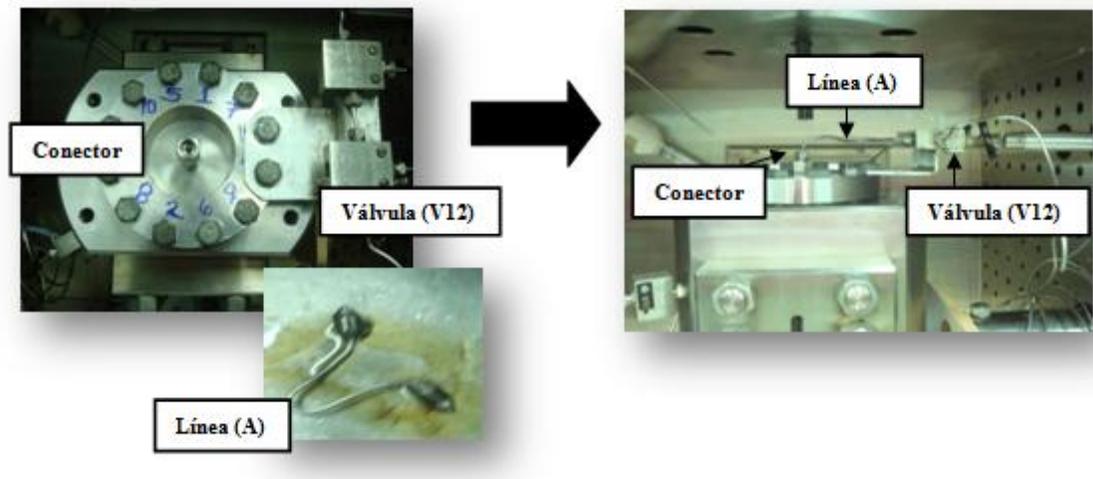


Figura 6.10 Unión de la parte superior de la celda PVT con el horno del equipo.

- (g) Cumplido el paso anterior, se procede a fijar la parte superior de la celda al equipo mediante la colocación de tubos de soporte (Figura 6.11) que impiden el movimiento de la celda y garantiza de esta forma la realización del PVT no convencional.



Figura 6.11 Soportes de fijación para la celda.

- (h) Hacer vacío a la parte anular del cilindro dentro de la celda mediante la conexión de la válvula 11 (V11) a una bomba de vacío, manteniendo todas las otras válvulas del equipo cerradas. Terminado dicho vacío se pasa a cerrar la válvula 11

(V11) y se conecta ahora esta bomba a la válvula 4 (V4), abriendo la válvula 5 (V5) para así hacer vacío a la línea de inferior de inyección a la celda. Todo esto garantiza que no se formen burbujas de aire que creen una diferencia de presión que pueda fracturar el de vidrio. En la Figura 6.12 se muestra lo anteriormente descrito.

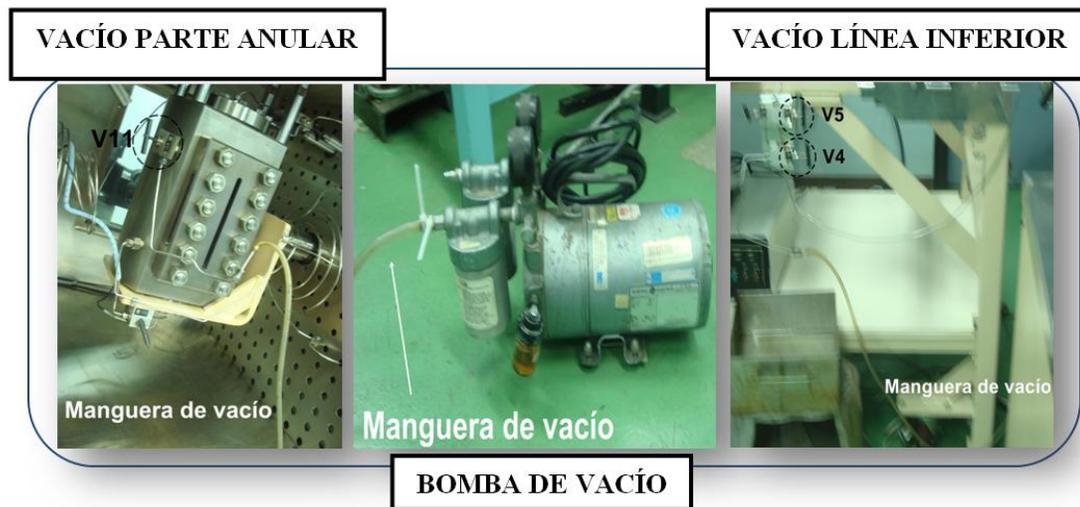


Figura 6.12 Conexión para el vacío en la parte anular del cilindro y la línea inferior de inyección.

- (i) Para verificar que no exista fuga se debe presurizar manualmente la bomba JEFRI abriendo sólo las válvulas 1 y 2 (V1 y V2), una vez alcanzada una presión determinada en el manómetro de la bomba (por ejemplo 100 lpc) se pasa a abrir las válvulas que conectan a la bomba con la celda del equipo (V3-V4-V5 y V10) esto hace que el agua o el fluido presurizador inyectado por la bomba circule por la parte interna del cilindro de vidrio dentro de la celda PVT, entonces el valor de presión en el indicador digital del equipo debe ser igual y mantenerse al valor de presión en el manómetro de la bomba para que no exista fuga.

6.3 COMPOSICIÓN TOTAL DE LA MUESTRA DE CRUDO ESPUMANTE

Para obtener la composición total del fluido del yacimiento se cumplió con los pasos descritos en el esquema presentado en la Figura 6.13, partiendo de una muestra representativa del yacimiento tomada en el separador y posteriormente recombinada.

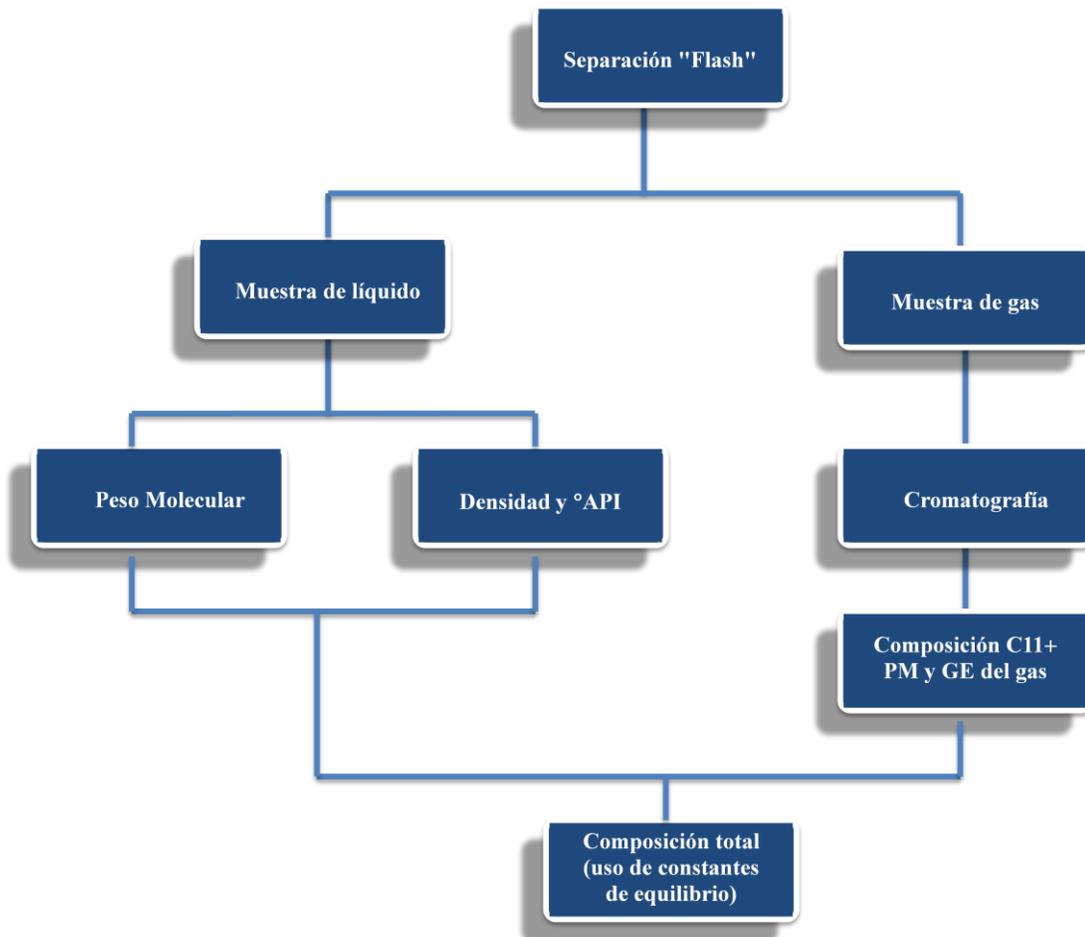


Figura 6.13 Esquema descriptivo para la obtención de la composición total del fluido de yacimiento.

Se trabajó con una muestra del Campo Bare, por políticas de la empresa se omitirá el nombre del pozo y pasará a identificarse como fluido A. Seguidamente se describe cada uno de los pasos realizados para la obtención de la composición total de dicho fluido:

6.3.1 Pasos previos a la realización de la separación “flash”

Al equipo PVT libre de mercurio DB Robinson para crudos CP/XP, se le debe realizar una limpieza y acondicionamiento:

6.3.1.1 Inyección de solvente

Se realiza en la línea superior de inyección a la celda PVT (línea de inyección de crudo) con el fin de limpiar esta línea de algún residuo que pueda existir de usos anteriores en las mismas. Este es el procedimiento a seguir:

- (a) Antes de hacer circular el solvente por la línea superior a la celda se debe abrir las válvulas 12 y 9 (V12 y V9) con el fin de que salga crudo muerto de pruebas anteriores, cuando no se visualice la salida de más crudo se finaliza cerrando dichas válvulas. Se omitió este paso ya que la celda se encontraba totalmente desarmada y el equipo estaba fuera de uso durante varios años.
- (b) Para comenzar a inyectar el solvente se tiene que asegurar que el tope del pistón dentro de la celda este arriba, tal como se señala en la Figura 6.14, para evitar que la celda se llene de solvente. Lo anterior se logra con una presión en la bomba JEFRI superior a la del ambiente, por ejemplo 1000 lpc, encendemos la bomba con dicha presión y abrimos la válvula V9 al ambiente donde se observará en el indicador de presión que este valor bajará hasta el valor de la presión del ambiente (70 lpc aproximadamente) donde se mantendrá constante algunos segundos para luego incrementarse, este aumento es debido a la presión que origina el choque del tope del pistón con el tope de la celda. Se verifica visualmente lo anterior. Entonces se apaga la bomba JEFRI y se cierran las válvulas 9 y 12 (V9 y V12).

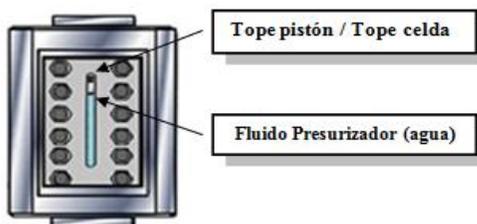


Figura 6.14 Tope del pistón con tope de la celda PVT.

- (c) Se conecta el cilindro que contiene el solvente a la línea de inyección superior a la celda, además deberá estar conectado a una bomba ISCO que facilite el desplazamiento del solvente a la línea de inyección. En la Figura 6.15 se esquematiza el montaje experimental.

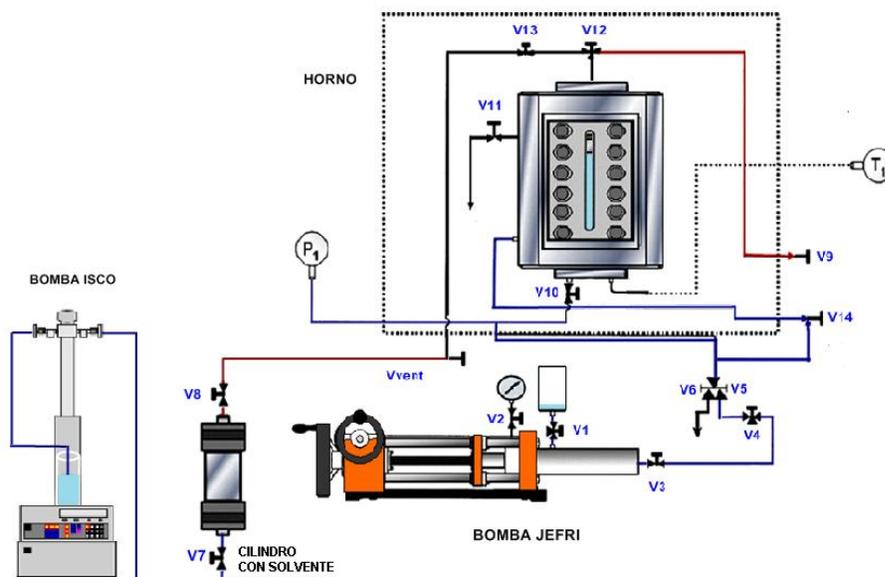


Figura 6.15 Diagrama del montaje experimental para la inyección de solvente a la celda.

- (d) Se coloca una presión determinada en la bomba ISCO y se pulsa su botón “RUN” en este momento se abre en el siguiente orden las válvulas 7, 8, ventilación, 13, 12 y 9 (V7-V8-Vvent-V13-V12 y V9).

- (e) Se cierran las válvulas, en el mismo orden que fueron abiertas, después observar que por la válvula 9 (V9) sale directamente el solvente sin ningún rastro de impurezas.

6.3.1.2 Inyección de gas inerte o nitrógeno (N_2)

Finalizado lo anterior se comienza la inyección de un gas inerte con la finalidad de secar el solvente de la línea. El procedimiento a seguir es el siguiente:

- (a) Se verifica que el tope del pistón esté en el tope de la celda y se mantenga la presión de la celda al momento del apagado de la bomba JEFRI. En caso contrario antes de inyectar el nitrógeno, se repite el paso (b) descrito en la inyección de solvente para así evitar que la celda se llene de este gas.
- (b) La bombona con nitrógeno se conecta de manera similar a la del cilindro con solvente, exceptuando que no se necesita en este caso de la bomba ISCO. El diagrama experimental se muestra en la Figura 6.16.

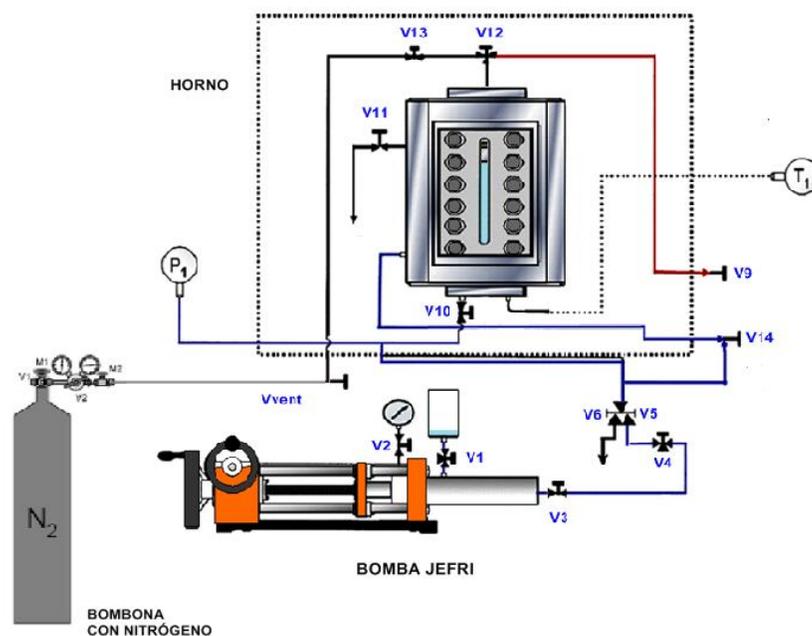


Figura 6.16 Diagrama del montaje experimental para la inyección de nitrógeno a la celda.

- (c) Se abre las válvulas de la bombona, seguido de la de ventilación y las válvulas 13, 12 y finalmente la válvula 9 (Vvent-V13-V12 y V9) verificando que la presión en el indicador digital se mantenga constante.
- (d) Cuando se observe que por la válvula 9 (V9) sale sólo nitrógeno sin diluyente, se procede al cerrado de las válvulas en el mismo orden en el que se abrieron, cerrando primeramente las válvulas de la bombona.

6.3.1.3 Inyección de la muestra a la celda PVT

- (a) Llevar la temperatura de la celda a la temperatura del yacimiento (127.8 °F en este estudio). Esto se realiza mediante el “SET POINT” del controlador del baño de aire caliente y esperar hasta que se estabilice esta temperatura en la celda. Para ello debe mantenerse encendido el baño de recirculación.
- (b) Conectar el cilindro que contiene la muestra a la bomba volumétrica ISCO de manera que la misma funcione como un pistón y establezca los valores de presión mediante el agua aportada por el dispensador de fluido hidráulico que va conectado a dicha bomba. Es sumamente importante que la presión colocada en el panel de control de la bomba volumétrica ISCO en todo momento sea superior a la presión de recombinación de la muestra contenida en el cilindro de estudio, puesto que al abrir el cilindro se tiene que asegurar que exista una presión que evite que el gas salga de solución en el mismo.
- (c) Colocar un controlador de temperatura al cilindro de la muestra para que se mantenga a temperatura de yacimiento. Este controlador consta de una manta de calentamiento (resistencia que le da calor al cilindro y que tiene un aislamiento para minimizar las pérdidas de calor, para que exista más eficiencia en el sistema) conectada al controlador y a una termocupla que sirve para medir la temperatura.
- (d) Conectar el cilindro a la celda PVT. La línea que conecta el cilindro con la celda PVT debe tener una válvula tres vías para realizarle vacío a ésta.
- (e) Ajustar la presión de la celda (con la válvula de entrada de muestra a la celda cerrada) a una presión menor a la presión del cilindro que contiene la muestra pero nunca debe llegar a ser menor a la presión estimada de burbuja o de

recombinación (en este estudio nunca menor a 1000 lpc) para evitar que la muestra deje de estar en una fase. Esta diferencia de presión entre el cilindro y la celda debe facilitar la movilización del crudo hacia la celda PVT cuando se inicie la inyección.

- (f) Realizar vacío a la línea que conecta el cilindro con la muestra a la celda PVT, aproximadamente por 20 minutos. Se cierra la válvula tres vías y se retira el vacío.
- (g) Abrir la llave del cilindro de muestra (V8) hasta que toda la línea esté llena de crudo, verificar presencia de fuga.
- (h) Abrir en el siguiente orden las válvulas 9 y 12 (V9 y V12) para comenzar la inyección hacia la celda.
- (i) Se cierran en el siguiente orden las válvulas 12 y 9 (V12 y V9) cuando se alcance el volumen requerido (de 100 a 150 cc aproximadamente). Este control del volumen inyectado se realiza en el panel de la bomba ISCO.
- (j) Se desconecta la línea que une el cilindro con la entrada de muestra a la celda.
- (k) Se ajusta la presión de la celda a la presión de carga (2000 lpc aproximadamente en este estudio).

En la Figura 6.17 se presenta el panel control de una bomba programable ISCO.

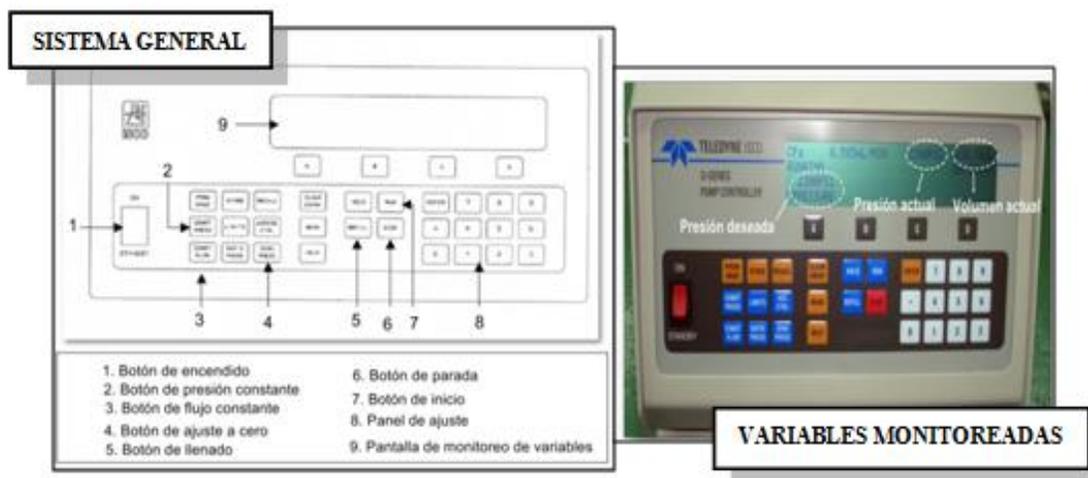


Figura 6.17 Panel de control de una bomba programable ISCO.

En las Figuras 6.18 y 6.19 se observa respectivamente una foto del montaje experimental para la inyección de la muestra de crudo a la celda y un diagrama de dicho montaje, en ambas se señalan los materiales y equipos utilizados.



Figura 6.18 Montaje experimental para la inyección de la muestra de crudo a la celda.

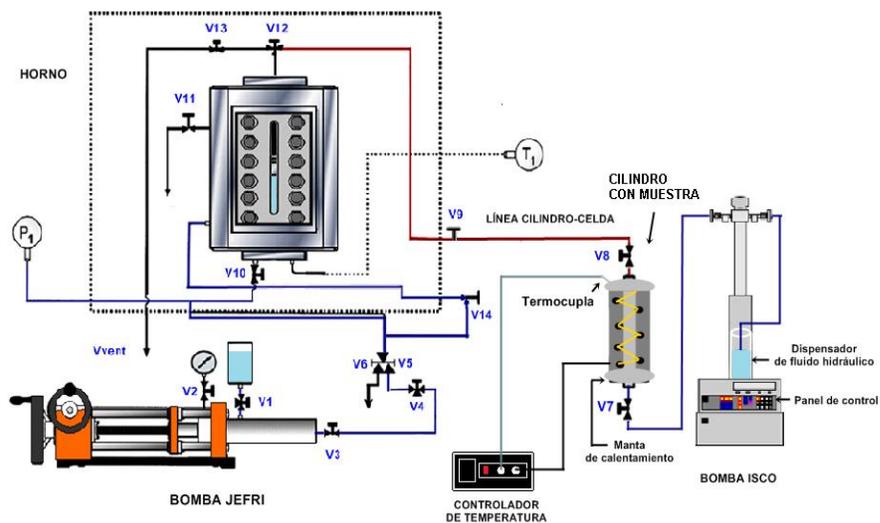


Figura 6.19 Diagrama del montaje experimental para la inyección de la muestra de crudo a la celda.

6.3.2 Separación “flash” para el estudio composicional

En la Figura 6.20 se presenta un diagrama del montaje experimental para llevar a cabo este proceso donde se señalan los materiales y equipos a utilizar

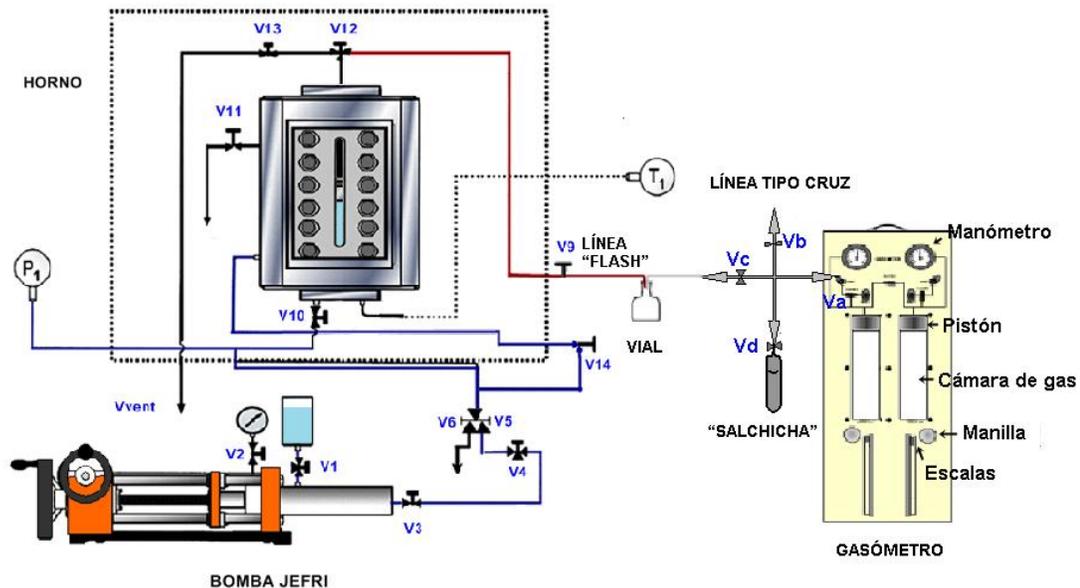


Figura 6.20 Diagrama del montaje experimental del proceso de separación “flash”.

El procedimiento a seguir para la realización de este proceso en el equipo PVT libre de mercurio DB Robinson para crudos CP/XP es el siguiente:

- Verificar que la muestra dentro de la celda PVT esté a condiciones monofásicas y a temperatura de yacimiento. Entonces conectar a la celda PVT una línea “flash”, la cual es abierta en su extremo a la atmósfera.
- Pesar un vial tapado, el cual es utilizado como un separador, para recolectar la muestra de líquido y seguidamente conectarlo a la línea “flash”.
- Conectar desde el vial una línea hasta el gasómetro a utilizar (el gasómetro, es un instrumento que permite medir el volumen de gas liberado) y desde dicho gasómetro conectar un cilindro para recolectar el gas “salchicha” el cual debe estar limpio y probado a fuga.
- Hacer vacío al sistema conectado a la celda PVT (vial, cilindro para gas y línea que conecta el gasómetro con el vial) aproximadamente por 20 minutos, Figura 6.21 (a). Para ello la válvula a (Va) del gasómetro debe señalar el sentido de la

ventilación, a la línea tipo cruz debe conectarse una manguera de la bomba de vacío en uso, manteniéndose abiertas las válvula b, c y d -Figura 6.21 (b)- al terminar el vacío se cierran únicamente las válvulas a y b (Va y Vb) y se apaga la bomba.

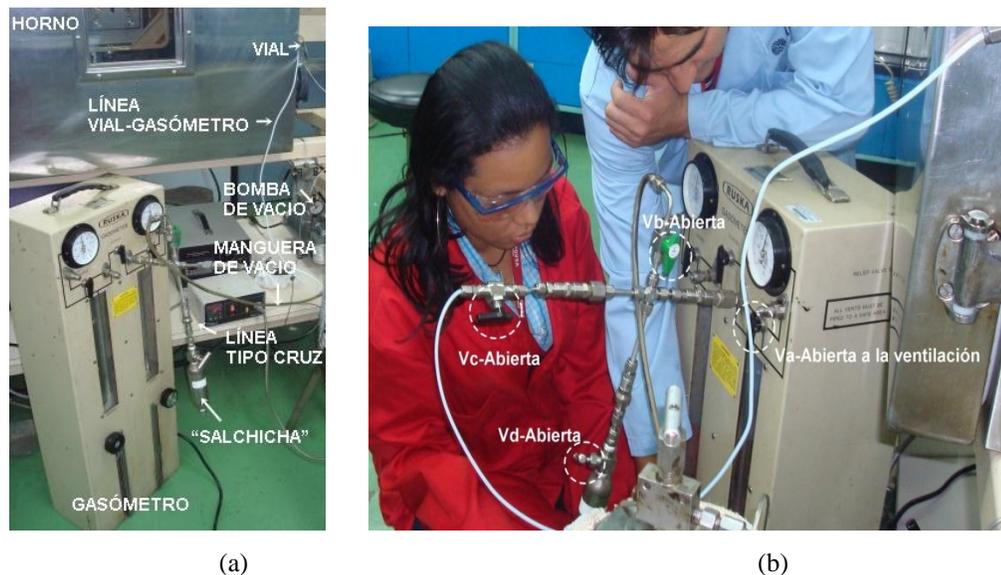


Figura 6.21 Montaje del vacío para “flash”: (a) componentes y (b) válvulas del gasómetro

- (e) Inyectar helio en el gasómetro para llenar el volumen muerto del sistema. Para ello se abre nuevamente la válvula a (Va) a la ventilación, se sube y baja el pistón mediante la manilla del gasómetro hasta que se llene con una cantidad considerable de helio. Seguidamente la válvula a (Va) se abre señalando la línea del sistema, como la válvula c (Vc) no se cerró al terminar el vacío, entonces todo el sistema exceptuando el cilindro de toma de muestra del gas tendrá helio; esto último con el fin de que el gas del crudo se pueda desplazar con facilidad a dicho cilindro. Se ventila el exceso de helio del gasómetro (el pistón del gasómetro no ha llegado al tope) abriendo la válvula a (Va) nuevamente a la ventilación y subiendo el pistón hasta el tope (volumen en la cámara del gasómetro igual a cero). Finalmente se abre la válvula a (Va) al sistema y se ajusta la presión interna a la presión atmosférica.
- (f) Tomar nota de los siguientes datos: presión barométrica, temperatura ambiente, presión de carga, temperatura de la celda, peso del vial vacío y posición inicial del

punto de referencia del pistón en el catetómetro (que posteriormente será llevada a medida de volumen inicial).

- (g) Abrir lentamente en este orden las válvulas 12 y 9 (V12 y V9) que conectan a la celda, manteniendo la presión de carga por encima de la presión de recombinación en todo momento, como se trabaja con un crudo extrapesado se requieren recolectar aproximadamente 25 cc de muestra de líquido en el vial, ya que no se podrá utilizar un densímetro digital para medir su densidad directamente debido a la poca fluidez del crudo. Cerrar en el mismo orden en que se abrieron las válvulas que conectan a la celda, y tomar nota de la posición final del punto de referencia del pistón en el catetómetro (que posteriormente será llevada a medida de volumen final).
- (h) Leer el volumen de gas contenido en la cámara del gasómetro. Seguidamente abrir la válvula d (Vd) del cilindro toma de muestra de gas y sumergirlo en nitrógeno líquido para bajar la temperatura del mismo y provocar el paso del gas del gasómetro a la “salchicha” y cerrar después la válvula d (Vd).
- (i) Desconectar el cilindro de toma de muestra de gas de la línea tipo cruz, colocarle un tapón y ponerlo en agua para luego identificarlo con una etiqueta. Igualmente se desconecta el vial de la celda y se toma nota de su peso.
- (j) Desconectar la línea “flash” del equipo PVT, limpiar líneas y conectores utilizados durante la prueba.
- (k) Enviar las muestra de gas (salchicha) y la muestra líquido (vial) recolectas para realizarle los análisis requeridos.

6.3.2.1 Lecturas de la posición del punto de referencia del pistón

Se necesitan medidas de volúmenes de muestra, para poder ser utilizados en cálculos posteriores, y los valores que se recolectaron durante el proceso anterior son de lectura de la posición del punto de referencia del pistón en el catetómetro (cm); por ende es necesario hacer una conversión, que depende del punto de referencia donde se tome la lectura del pistón dentro de la celda. En la Figura 6.22 se observan los puntos de referencias posibles.

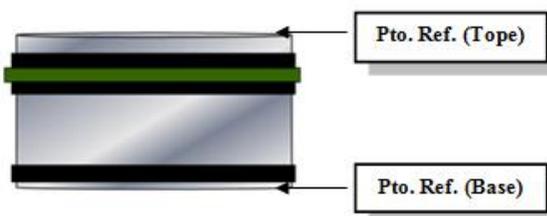


Figura 6.22 Puntos de referencias de lecturas del pistón dentro de la celda

Si el punto de referencia es la base del pistón se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$\text{Lectura del pistón[cm]} = \text{Pto. Ref. (Base)} - \text{Longitud del pistón} \quad (6-1)$$

$$\text{Volumen[cc]} = \text{Lectura del pistón[cm]} \times \text{Área transversal del pistón[cm}^2] \quad (6-2)$$

En caso que el punto de referencia sea el tope entonces la lectura del pistón será el mismo y se aplicará directamente la Ecuación (6-2). Los valores de lecturas de pistón y área transversal son 3.819 (cm) y 44.9833845 (cm²) respectivamente.

6.3.3 Análisis de la muestra de líquido

Las variables necesarias a obtener en estos análisis para poder realizar posteriormente el cálculo de la composición del fluido total del yacimiento son la densidad del líquido y su peso molecular.

6.3.3.1 Determinación de la densidad

La densidad del crudo es importante ya que nos permite caracterizar el crudo por su calidad, con ésta se obtiene el valor de la gravedad °API o viceversa, además la densidad es un dato de entrada del módulo de cálculo “Flash”. El valor de la densidad de la muestra de líquido se obtuvo mediante la ecuación que lo relaciona con la gravedad API y esta última se determinó experimentalmente por el método del hidrómetro en el Laboratorio de Procesos Químicos de PDVSA-Intevep. El procedimiento experimental utilizado siguió básicamente los lineamientos de la Norma Venezolana COVENIN 883-2002. El procedimiento experimental por el método del hidrómetro es el siguiente:

- (a) Seleccionar el hidrómetro adecuado de acuerdo a la información del lugar de procedencia de la muestra. Como se trata de una muestra del área de Ayacucho de la FPO se conoce que esa es unidad de extrapesado (<10 °API) por lo tanto se escogió un hidrómetro entre el rango de 8 a 21 °API. Esta información se puede constatar con las características físicas de la muestra (color y forma de fluir).
- (b) Tomar una cantidad suficiente de muestra, que permita al hidrómetro flotar libremente y a la vez permitir una fácil lectura. La muestra se calentó previamente a una temperatura menor a su límite de punto de ebullición, 120°C (250 °F)⁷⁰, para que pudiera ser transferida con facilidad a un cilindro de prueba.
- (c) Colocar la muestra en un cilindro graduado, dispuesto en forma totalmente vertical, removiendo las burbujas de aire en la superficie tocándolas con un pedazo de papel de filtro limpio antes de introducir el hidrómetro.
- (d) Introducir cuidadosamente el hidrómetro en la muestra hasta unas dos divisiones al inicio de la escala y soltarlo. El hidrómetro se deja entonces libre para que flote en la muestra, cuidando que no toque las paredes del recipiente.
- (e) Colocar el sistema en un horno cumpliendo con la temperatura de ensayo establecida para un petróleo no volátil de acuerdo a la norma. La temperatura de ensayo para este tipo de crudo es del rango de -18 °C y 90 °C (0 °F y 195 °F)⁷⁰. En nuestro caso se dejó la muestra a una temperatura de 50 °C (122 °F).
- (f) Dejar flotar libremente el tiempo suficiente para que el hidrómetro se mantenga en reposo. Tomar la lectura en el hidrómetro cuando se haya estabilizado completamente y la temperatura sea constante. La lectura correcta es el punto donde la escala del hidrómetro intercepta con la superficie del líquido. En la Figura 6.23 (a) se puede apreciar el sistema al momento de la lectura en el hidrómetro y en la Figura 6.23 (b) la lectura tomada del hidrómetro.



(a)

(b)

Figura 6.23 Método del hidrómetro: (a) sistema y (b) lectura tomada.

- (g) Tomar inmediatamente la temperatura de la muestra introduciendo cuidadosamente un termómetro dentro del sistema.

Para poder realizar las correcciones a condiciones estándar de la lectura tomada del hidrómetro por la correlación utilizada en la Gerencia de Investigación Estratégica de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPIE) específicamente en la Pericia de Métodos de Recuperación CP/XP, se debe contar aparte de la temperatura de ensayo con el porcentaje de agua y sedimentos (%AyS) el cual fue determinado por el método de la centrífuga según la Norma Venezolana COVENIN 2683-90⁷¹. El procedimiento experimental seguido por este método es el siguiente:

- (a) Agregar en dos tubos de ensayos “zanahorias”: 50 cc de tolueno, 50 cc de muestra y dos gotas de demulsificante. Mezclar hasta que el crudo y el solvente queden en forma uniforme.
- (b) Calentar los tubos con la mezcla en un baño a 60 °C por 10 minutos.
- (c) Secar bien los tubos y ponerlos en la centrifugadora en lados opuestos para generar una condición de equilibrio, hacer girar durante un tiempo mínimo de 15 minutos. A una fuerza centrífuga relativa mínima de 600.
- (d) El resultado final en porcentaje, es la suma de los valores obtenidos en cada tubo o “zanahoria”.

En la Figura 6.24 se puede observar parte del procedimiento anterior.

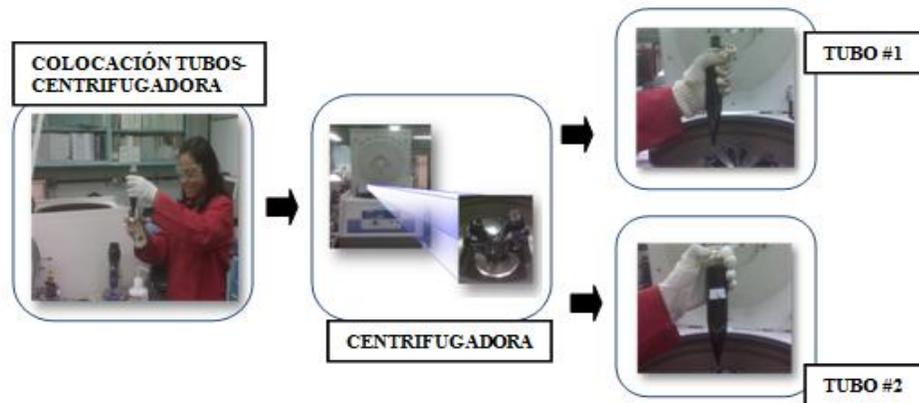


Figura 6.24 Parte del procedimiento experimental del método de la centrífuga.

Al contar con los valores de %AyS, temperatura de ensayo y lectura medida en el hidrómetro se realiza la corrección a condiciones estándar mediante la siguiente correlación:

$$\frac{141.5}{\left[\left(\frac{141.5}{131.5 + ^\circ\text{API}} \right) - \left(\frac{\% \text{AyS}}{100} \right) * (1.024086782 * e^{(-0.000267733 * T[^\circ\text{F}])}) \right] + 0.0004 * (T[^\circ\text{F}] - 60)} - 131.5 \quad (6-3)$$

Con la gravedad API obtenida en la expresión anterior se procede a utilizar la siguiente ecuación para determinar la gravedad específica:

$$^\circ\text{API}_{60/60} = \frac{141.5}{\text{GE}} - 131.5 \quad (6-4)$$

Al tenerse la gravedad específica se despeja la densidad del crudo a 60 °F de la siguiente expresión:

$$\text{GE del crudo} \frac{60}{60} = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad (6-5)$$

6.3.3.2 Determinación del peso molecular

En el caso de muestras de petróleos pesados y extrapesados la determinación del peso molecular se realiza mediante el método del osmómetro de presión de vapor (VPO). Este método estudia la disminución de la presión de vapor de un líquido, provocado por la disolución de otra sustancia (solvente) en ese líquido. La resultante del cambio de temperatura alcanzada para la presión de vapor del solvente y el líquido inicial permite determinar el peso molecular de la muestra por referencia a una curva de calibración preparada previamente en el rango de pesos moleculares estudiados⁷².

En el momento de la realización de estos estudios en PDVSA-Intevep el equipo para la realización del método VPO estaba fuera de servicio; razón por la cual se envió la muestra a la Unidad de Análisis Espectroscópicos de la Facultad de Ciencias de la Universidad Central de Venezuela, ente certificado para la realización de este análisis.

6.3.4 Análisis de la muestra de gas

Los valores de interés a determinar en el análisis del gas son su composición hasta C₁₁₊ incluyendo el nitrógeno y el dióxido de carbono, gravedad específica y peso molecular a través de la técnica de cromatografía del gas, que es la técnica más utilizada para el análisis del gas natural. De acuerdo a esta técnica, la muestra se gasifica y se distribuye entre las dos fases utilizadas para generar la separación: la fase móvil, o gas de arrastre, (que es inerte y transporta la muestra muerta) y la fase estacionaria que retienen selectivamente a las moléculas de los componentes que se separan. Los compuestos que conforman la mezcla son separados por columnas cromatográficas. La presencia de dióxido de carbono, etano, nitrógeno y metano es cuantificada por un Detector de Conductividad Térmica (TCD) y un Detector de Ionización a la Llama (FID) se emplea para determinar la cantidad de propano hasta undecanos⁷³. Este análisis se realizó en el Laboratorio de Análisis Complementarios el cual pertenece al Departamento de Esquemas de Explotación de PDVSA-Intevep.

6.3.5 Cálculo de la composición total de la muestra

La composición se determinó bajo el método de Standing⁷⁴, el cual reconstruye vía constantes de equilibrio la composición del fluido del yacimiento. Es necesario acotar que se generaron una serie de composiciones a partir de la variación de la incertidumbre reportada para el valor del peso molecular de la muestra de líquido, con el fin de observar el efecto de este dato de entrada en los resultados a obtener. En la Figura 6.25 se esquematiza lo anterior.



Figura 6.25 Esquema descriptivo para la obtención de las diferentes composiciones totales a través de la variación de la incertidumbre del peso molecular del líquido.

El método de Standing consiste en una recopilación de los trabajos de Katz y Hachmuth en donde se analizaron varias muestras de crudo de Oklahoma, con la finalidad de deducir las ecuaciones del comportamiento de los componentes de estos crudos generando rectas en gráficas semilogarítmica; sin embargo encontraron que el metano y el etano no seguían la tendencia general de los demás componentes, debido a eso determinaron valores de b (pendiente de la recta que conecta el punto crítico y el punto de ebullición) y T_b (punto de ebullición de la mezcla a 14.7 lpc) para así realizar el mejor ajuste y generar de esta manera una serie de ecuaciones para calcular las constantes de equilibrio del sistema.

En la Figura 6.26 se muestra la ventana del Sistema PVT, específicamente el módulo PVT2B, donde es introducida la composición hasta C₁₁⁺ del gas (obtenida en la cromatografía), el peso molecular del líquido, entre otros datos para el cálculo de la composición total de la muestra mediante el método de Standing. Los resultados totales son entregados por el programa en una hoja Excel aparte.

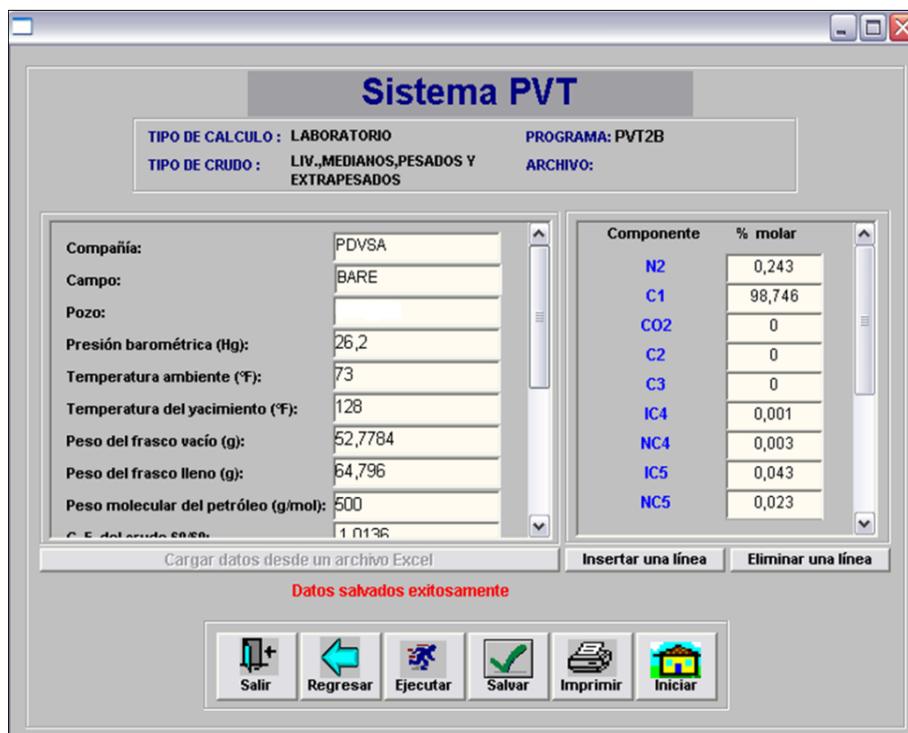


Figura 6.26 Ventana del módulo “PVT2B” libre de Hg del Sistema PVT.

A continuación se indican los pasos de cálculo realizados por este módulo:

- Validación de la densidad del crudo a condiciones estándar mediante la siguiente expresión:

$$\rho_{o@60^{\circ}\text{F}} \left[\frac{\text{g}}{\text{cc}} \right] = \text{GE del crudo } 60/60 * \rho_w[\text{g/cc}] \quad (6-6)$$

La ρ_w^{75} es obtenida a través del método que se hace referencia en la Figura 6.27 y es calculada a partir de los valores experimentales de temperatura y presión del laboratorio.

Calculo de la densidad del agua			
Tanaka, M., Girard, G., Davis, R., Peuto, A. and Bignell, N. Recommended table for the density water between 0°C y 40°C based on recent experimental reports.			
Metrología, Col. 38, 2001, 301-309.			
Temperatura del lab. (°F) =	73.4	Presión atmosférica (Hg") =	26.2
Temperatura del agua (°C) =	23	Presión atmosférica (Pa) =	88723.5
a ₁ (°C) =	-3.983035	P ₀ (Pa) =	101325
a ₂ (°C) =	301.797	K ₀ (Pa ⁻¹) =	5.07E-10
a ₃ (°C ²) =	522529.9	K ₁ (Pa ⁻¹) =	-3.26E-12
a ₄ (°C) =	69.34881	K ₂ (Pa ⁻¹ *°C ⁻¹) =	4.16E-14
a ₅ (Kg/m ³) =	999.972	K ₃ (Pa ⁻¹ *°C ⁻²) =	4.16E-14
Factor de corrección por compresibilidad (Fc) =		1.0000	
Corrección por aire disuelto en el agua (Cod) =		-2.17E-03	
Densidad del agua (Kg/m ³) =		997.53	
Densidad del agua (g/cm ³) =		0.9975300 (@ condiciones de lab.)	
Temperatura del agua (°C) =	15.5556	Presión atmosférica (Pa) =	88723.5
a ₁ (°C) =	-3.983035	P ₀ (Pa) =	101325
a ₂ (°C) =	301.797	K ₀ (Pa ⁻¹) =	5.07E-10
a ₃ (°C ²) =	522529.9	K ₁ (Pa ⁻¹) =	-3.26E-12
a ₄ (°C) =	69.34881	K ₂ (Pa ⁻¹ *°C ⁻¹) =	4.16E-14
a ₅ (Kg/m ³) =	999.972	K ₃ (Pa ⁻¹ *°C ⁻²) =	4.16E-14
Factor de corrección por compresibilidad (Fc) =		1.0000	
Corrección por aire disuelto en el agua (Cod) =		-2.96E-03	
Densidad del agua (Kg/m ³) =		999.01	
Densidad del agua (g/cm ³) =		0.9990052 (@ 60°F y Patm)	

Figura 6.27 Cálculo de la densidad del agua a condiciones estándar.

- Densidad del gas a 60 °F:

$$\rho_{g@60°F}[g/cc] = G_{Egas} * \rho_{aire}[g/cc] \tag{6-7}$$

Donde:

La ρ_{aire}^{76} es obtenida a través del método que se hace referencia en la Figura 6.28 y es calculada a partir de los valores experimentales de la temperatura y presión del laboratorio.

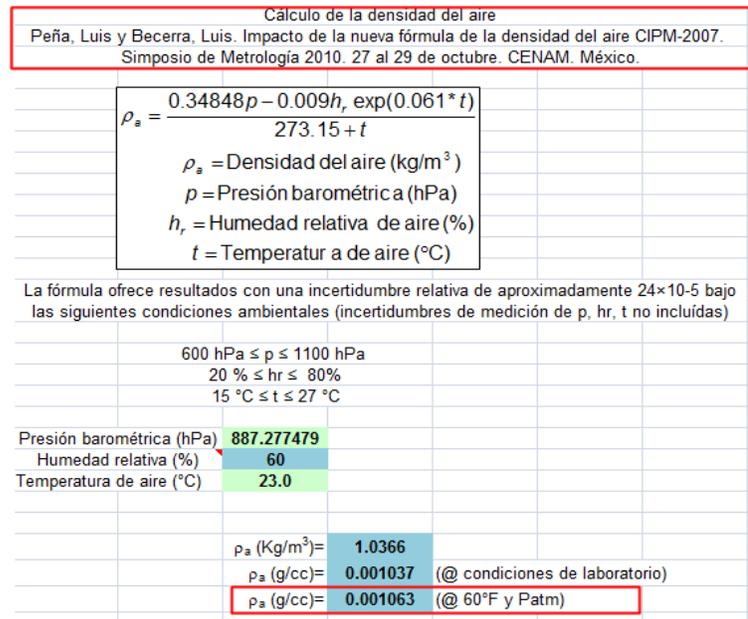


Figura 6.28 Cálculo de la densidad del aire a condiciones estándar.

- Relación (g crudo/ g gas):

$$\text{Relación} \left(\frac{\text{g crudo}}{\text{g gas}} \right) = \frac{\text{RGP}[\text{PCN}/\text{BN}]}{5.6146 \cdot \frac{\rho_{\text{gas}}}{\rho_{\text{crudo}}}} \quad (6-8)$$

- Fracción parcial del gas:

$$f_{pg} = \frac{\text{Relación} \left(\frac{\text{g crudo}}{\text{g gas}} \right)}{1 + \text{Relación} \left(\frac{\text{g crudo}}{\text{g gas}} \right)} \quad (6-9)$$

- Fracción parcial del líquido:

$$f_{pl} = 1 - f_{pg} \quad (6-10)$$

- Fracción molar de la fase del gas (β):

$$\beta = \frac{\frac{f_{pg}}{M_g}}{\frac{f_{pg}}{M_g} + \frac{f_{pl}}{M_l}} \quad (6-11)$$

- Peso molecular del fluido total:

$$MFT = \beta * Mg + (1 - \beta) * MI \quad (6-12)$$

- Fracción molar de la fase líquida:

$$FMI = 1 - \beta \quad (6-13)$$

El sistema cuenta con valores estandarizados de peso molecular de cada componente del petróleo (M_i) y los valores de b (ciclo $^{\circ}R$) y T_b ($^{\circ}R$)⁶ para cada uno de ellos. Se convierte el % molar obtenido en la cromatografía de gas a fracción molar de cada componente en esta fase (Y_i). Seguidamente se realiza la siguiente serie de cálculos:

- Peso molecular del gas:

$$Mg = \sum_{i=1}^{n=11} Y_i * M_i \quad (6-14)$$

- Factor de caracterización:

Es el factor que relaciona los datos de Katz y Hachmuth

$$F = b(1/T_b[^{\circ}R] - 1/T_{laboratorio[^{\circ}R]}) \quad (6-15)$$

- Intersección del valor con $F=0$:

$$a = 1.2 + 4.5(10^{-4}) * Plab[lpca] + 15(10^{-8}) * (Plab[lpca])^2 \quad (6-16)$$

- Pendiente de la recta $\log K$ vs. F :

$$c = 0.890 - 1.7(10^{-4}) * Plaboratorio[lpca] - 3.5(10^{-8}) * (Plab[lpca])^2 \quad (6-17)$$

- Constantes de equilibrio (K):

$$K = 1/(Plaboratorio[lpca] * 10^{(a+cF)}) \quad (6-18)$$

- Fracción molar de cada componente en la fase líquida:

$$X_i = \frac{Y_i}{K} \quad (6-19)$$

Exceptuando la fracción molar del componente pesado en la fase líquida que se calcula con:

$$XC_{11+} = 1 - \sum_{i=1}^{n=10} Xi \quad (6-20)$$

Se convierte posteriormente a $Xi(\%)$.

- Peso molecular de la fracción pesada en la fase líquida:

$$MC_{11+} \text{ líquida} = \frac{Ml - \sum_{i=1}^{n=10} Xi * Mi}{XC_{11+}} \quad (6-21)$$

- Fracción molar de cada componente en el fluido total:

$$Zi = Yi * \beta + (1 - \beta) * Xi \quad (6-22)$$

Se convierte posteriormente a $Zi(\%)$.

- Peso molecular de la fracción pesada en el fluido total:

$$MC_{11+} \text{ FT} = MC_{11+} \text{ líquida} * (1 - \beta) + \beta * MC_{11+} \quad (6-23)$$

- Pasa a un sistema de comparación por unidad del peso molecular de cada componente en la fase líquida mediante la siguiente ecuación:

$$Xi(w) = \frac{Xi * Mi}{(XC_{11+} * MC_{11+} \text{ líquida}) + \sum_{i=1}^{n=10} Xi * Mi} \quad (6-24)$$

- Pasa a un sistema de comparación por unidad del peso molecular de cada componente en el fluido total mediante la siguiente ecuación:

$$Zi(w) = \frac{Zi * Mi}{(ZC_{11+} * MC_{11+} \text{ FT}) + \sum_{i=1}^{n=10} Zi * Mi} \quad (6-25)$$

- Gravedad específica de la fracción pesada en la fase líquida

$$GEC_{11+} \text{ líquida} = \frac{XC_{11+}(w)}{\frac{1}{GElíquido} - \sum_{i=1}^{n=10} \frac{Xi(w)}{GE_i}} \quad (6-26)$$

Donde:

La GE_{líquido} es la gravedad específica del crudo a 60/60.

- Gravedad específica de la fracción pesada en el fluido total:

$$GEC_{11+FT} = \frac{ZC_{11+(w)}}{\frac{1}{GE \text{ fluido total}} \sum_{i=1}^{n=10} \frac{Zi(w)}{GE_i}} \quad (6-27)$$

Donde:

$$GE \text{ fluido total} = \frac{\rho_{FT} \left[\frac{g}{cc} \right]}{\rho_w \left[\frac{g}{cc} \right]} \quad (6-28)$$

$$y \rho_{FT} [g/cc] = \rho_g * f_{pg} + \rho_o * f_{pl} \quad (6-29)$$

NOTA: los valores de Gravedad específica en cada componente (GE_i) son valores estandarizados ya presentes en el sistema.

6.4 DETERMINACIÓN DE LOS PUNTOS DE PSEUDO BURBUJA

Para obtener la pseudo presión de burbuja (Psb), como se explicó en el capítulo III, es necesario llevar a cabo un proceso de Expansión a composición constante, conocida también como ECC o P-V, no convencional. Cuando la muestra alcance el punto de pseudo burbuja, existirá cambios importantes en el volumen por la disminución de presión y finalmente se realizará una validación de esta presión a través de la función “Y”. Gracias a que trabajamos con un equipo PVT automatizado y visual, es posible observar y documentar a través de videos o fotos el comportamiento espumante dentro de la celda de la muestra en estudio.

6.4.1 Proceso de Expansión a composición constante no convencional

En este Trabajo Especial de Grado se realizaron pruebas ECC no convencionales con operación de bomba a presión constante, esto permite estudiar el comportamiento del fluido en un punto de presión deseado. En total se realizaron tres pruebas cada una a diferentes tiempos de estabilización para el agotamiento de presión (2, 4 y 8 horas respectivamente). En la Figura 6.29 se esquematiza lo anterior.

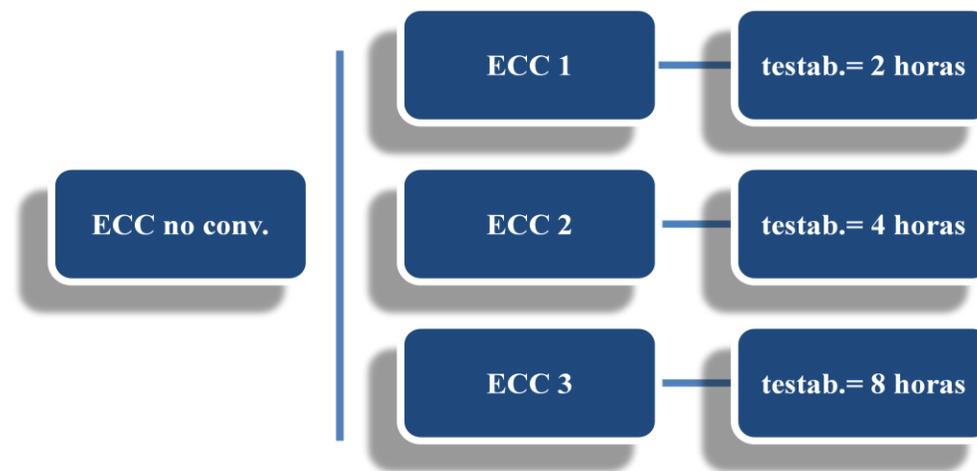


Figura 6.29 Esquema descriptivo de los diferentes procesos ECC no convencional.

El Procedimiento experimental es el siguiente:

- (a) Verificar que la temperatura en la celda sea igual a la temperatura de yacimiento. Una vez estabilizada la presión donde se comenzará la prueba se toma nota de la lectura del punto de referencia del catetómetro que corresponde a la posición del pistón a esta presión, esta presión generalmente es la misma presión de carga a la cual se realizó el flash inicial (proceso de separación “flash”) la cual necesariamente debe estar por encima de la presión de recombinación de la muestra para asegurarnos de que la misma se encuentre en una sola fase antes de iniciar el estudio.
- (b) Disminuir la presión por etapas, esperar que se cumpla con el tiempo de estabilización previamente establecido en cada punto y tomar nota de la posición

del punto de referencia del pistón en el catetómetro correspondiente a cada paso de presión.

- (c) Cercano al valor de la presión de recombinación encender el sistema integrado de captura de video para ir documentando en video lo que está ocurriendo dentro de la celda PVT.
- (d) Se disminuye la presión por lo mínimo ocho (8) valores por debajo de la presión de recombinación o hasta que el volumen de la muestra alcance el valor máximo de la celda, todo esto con el fin de contar con la data necesaria para el posterior estudio. El valor de presión mínimo estudiado en este proceso es de 200 lpc

En la Figura 6.30 se presenta parte de este proceso:

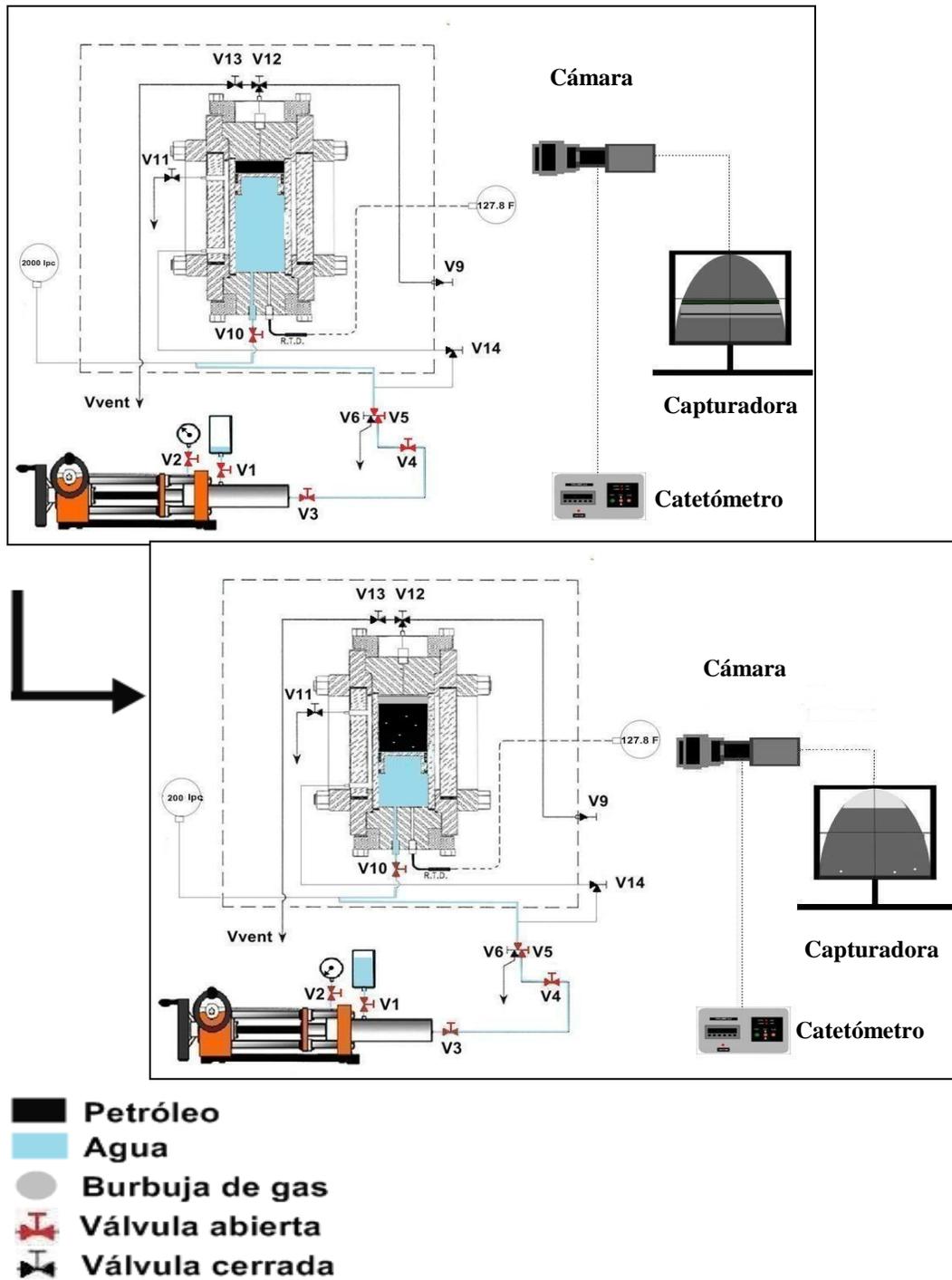


Figura 6.30 Parte del proceso de expansión a composición constante no convencional.

6.4.2 Función “Y”⁷⁷

Finalizado el proceso de ECC no convencional, y contando con las lecturas en volúmenes de la posición del punto de referencia del pistón, se obtiene un primer estimado de la presión de pseudo burbuja, que refleja y comprueba el comportamiento volumétrico observado en las muestras durante este proceso, mediante la gráfica de volúmenes de muestras versus presiones de cargas, tal y como muestra la Figura 6.31.

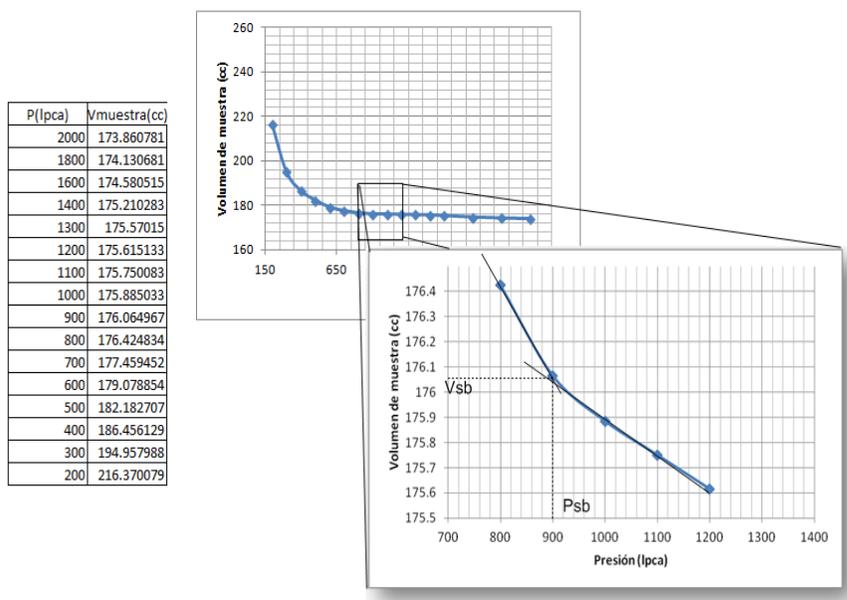


Figura 6.31 Gráfica de volumen de muestra versus presión de carga.

Al encontrar la intersección entre ambas rectas, se obtiene la presión de pseudo burbuja y el volumen de hidrocarburo a esta presión.

Luego, se calcula el volumen relativo, dividiendo toda la secuencia de volúmenes por el valor del volumen de muestra a la presión de pseudo burbuja V_{sb} , de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\text{Volumen relativo (Vr)} = \frac{V_{\text{muestra}}}{V_{\text{sb}}} \tag{6-30}$$

Para determinar la validez y precisar la presión de pseudo burbuja, se usa una relación de presión y volumen relativo denominada función “Y”, la cual está expresada para un proceso no convencional de la siguiente manera:

$$\text{Función "Y"} = \frac{P_{sb}-P}{P*(V_r-1)} \tag{6-31}$$

Para $P < P_{sb}$

Se ilustra en la Figura 6.32 una extensión de la tabla mostrada en la Figura 6.35, con el cálculo de V_r y de la Función “Y”.

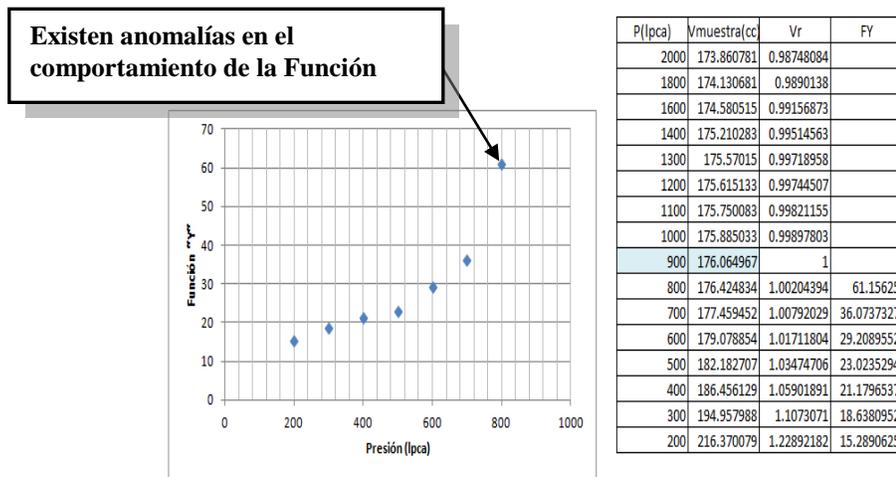


Figura 6.32 Gráfica de función “Y” versus presión.

Para analizar estas anomalías se debe entender el comportamiento de la función “Y” según la ilustración siguiente (Figura 6.33):

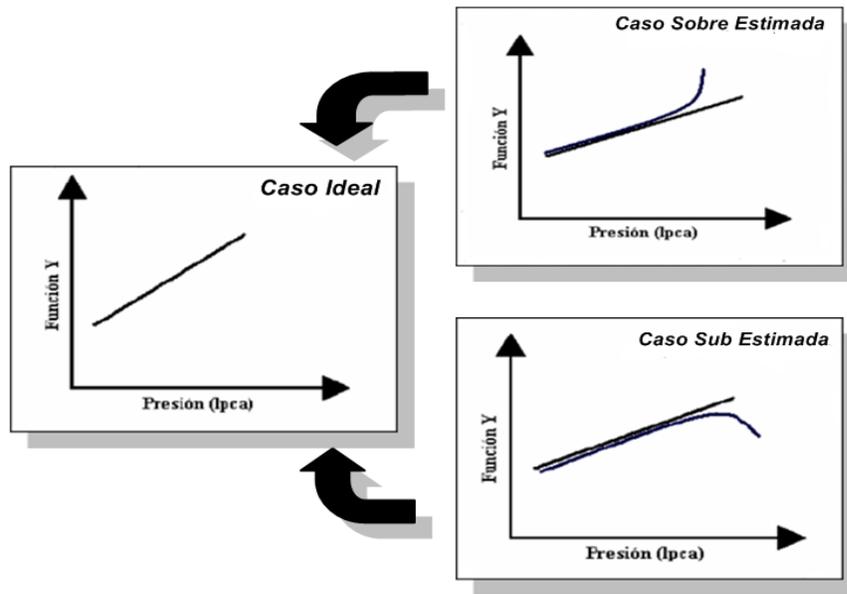


Figura 6.33 Función “Y” versus presión : caso ideal, casos de P_b sobre y sub estimada.

De acuerdo con lo expuesto anteriormente se observa que se está sobreestimando la presión de pseudo burbuja y para corregirlo se procede de la siguiente manera:

- Eliminar los puntos que están fuera de la tendencia para realizar una regresión lineal ($y=mx+b$). La cantidad de puntos a eliminar depende básicamente de la cantidad de datos con los que se cuenten por debajo de la pseudo presión de burbuja y en este estudio se cuenta con siete datos, por lo cual se puede eliminar máximo dos para no perder así la legitimidad de la prueba experimental.
- Igualar esta regresión con la función “Y” y despejar P_{sb} para cada presión por debajo de la misma (únicamente se usan las presiones que estén dentro del comportamiento ideal).
- Determinar la presión de pseudo burbuja promedio.

6.4.3 Módulo de cálculo “Flash” libre de Hg del Sistema PVT

Después de realizado el proceso de expansión a composición constante no convencional y contando con los valores de volumen relativo por cada paso de

presión, una vez validada la presión de pseudo burbuja, se procede a la ejecución del módulo “Flash” del Sistema PVT. Principalmente para determinar a través de este programa el valor de factor volumétrico de formación y densidad del petróleo a la presión de pseudo burbuja. Para su ejecución son indispensables los datos recolectados durante el proceso de separación “flash” para el estudio composicional o “flash” inicial, así como algunos valores de los análisis realizados a la muestra de líquido (densidad) y gas (GE a 60°F). En la Figura 6.34 se presenta la ventana de este módulo, donde son introducidos todos los datos de entrada y mostrados algunos resultados.

Sistema PVT

PROGRAMA: FLASH (libre Hg) ARCHIVO:

DATOS DE ENTRADA

Título: FLASH INICIAL
 Compañía: PDVSA-INTEVEP Campo: BARE
 Pozo: Fecha: 12/01/2012

Presión barométrica pulg. de Hg:	26,2	Temperatura ambiente (°F):	73,4
Presión (lpca):	2022	Temperatura de la celda (°F):	127,8
Volumen de muestra inicial (cc):	79,000	Volumen de muestra final (cc):	66,400
Volumen de gas producido (cc):	248	Densidad del crudo producido (g/cc):	1,012
Peso del frasco vacío (g):	52,7784	Peso del frasco lleno (g):	64,796
Temperatura de la medida de la densidad del crudo (°F):		59	
Gravedad específica del gas:	0,6	Temperatura a C.N. °F:	60
Factor de la bomba:	1	Volumen relativo a presión de carga:	0,978875

RESULTADOS

Factor volumétrico :	1,088	BL/BN	Densidad al Punto de Burbujeo:	0,9422	g/ml
Razón gas-petróleo:	94,54	PCN/BN	Gravedad API a 60 °F:	8,1	

Salir Regresar Ejecutar Salvar Imprimir Iniciar Resultados Excel

Figura 6.34 Ventana del módulo “Flash” libre de Hg del Sistema PVT.

Se señala en la Tabla 6.1 los datos de entrada y todos los resultados obtenidos a través de este módulo de cálculo; ya que en la ventana de este programa sólo se presentan algunos resultados previos, pudiéndose observar posteriormente los resultados totales en una hoja Excel que entrega el programa.

TABLA 6.1

Datos de entrada y resultados del módulo “flash” libre de Hg.

Datos de entrada	Resultados
<ul style="list-style-type: none"> • Presión barométrica (in Hg). 	Factor volumétrico de formación del petróleo a la presión de carga y a la presión de pseudo burbuja (BY/BN).
<ul style="list-style-type: none"> • Temperatura ambiente (°F). 	
<ul style="list-style-type: none"> • Presión de carga (lpca). 	Densidad del crudo a la presión de carga y a la presión de burbujeo (g/cc).
<ul style="list-style-type: none"> • Temperatura de la celda (°F). 	
<ul style="list-style-type: none"> • Volumen de muestra inicial (cc). 	RGP: relación gas-petróleo (PCN/BN).
<ul style="list-style-type: none"> • Volumen de muestra final (cc). 	Gravedad API a la temperatura de la medida de la densidad del crudo (adimensional).
<ul style="list-style-type: none"> • Volumen de gas liberado (cc). 	
<ul style="list-style-type: none"> • Peso del separador vacío (g). 	Gravedad específica a 60/60 (adimensional).
<ul style="list-style-type: none"> • Peso del separador lleno (g). 	Gravedad °API a 60 °F (adimensional).
<ul style="list-style-type: none"> • Densidad del crudo producido (g/cc). 	Volumen de gas a condiciones de base (cc).
<ul style="list-style-type: none"> • Temperatura de la medida de la densidad del crudo (°F). 	Peso molecular del gas (g/mol).
<ul style="list-style-type: none"> • Gravedad específica del gas (adimensional). 	Peso del gas (g).
<ul style="list-style-type: none"> • Factor de la bomba (adimensional). 	Peso total de la muestra (g).
<ul style="list-style-type: none"> • Volumen relativo a la presión de carga (adimensional). 	Factor de corrección del gas (adimensional).
<ul style="list-style-type: none"> • Temperatura a condiciones normales (°F). 	

Las ecuaciones utilizadas por el programa “Flash” son las siguientes:

- Cálculo del factor volumétrico del petróleo (Bo) a la presión de carga:

$$BO \left[\frac{BY}{BN} \right] = \frac{\text{Factor de la bomba} * (\text{Volumen de muestra inicial} - \text{Volumen de muestra final})[\text{cc}]}{\text{Peso de la muestra}[\text{g}]/\text{Densidad del crudo@CN}[\text{g}/\text{cc}]} \quad (6-32)$$

$$\text{Peso de la muestra}[\text{g}] = \text{Peso del sep. con crudo} - \text{Peso del sep. vacío} \quad (6-33)$$

$$\text{Densidad del crudo@CN}[\text{g}/\text{cc}] = GE * 0.999015 \quad (6-34)$$

- La gravedad específica se calcula con la siguiente correlación:

$$GE@ \frac{60}{60} = -0.0349422 + 5.82 * 10^{-04} * T[^\circ\text{F}] + (1.014858 - 2.48 * 10^{-04} * T[^\circ\text{F}]) * \rho_{\text{muestra@T}} \left[\frac{\text{g}}{\text{cc}} \right] \quad (6-35)$$

- Cálculo del factor volumétrico (Bo) a la presión de pseudo burbuja:

Para este cálculo se usa la ecuación Ecuación (6-32) pero dividiendo el numerador por el Vr a la presión de carga:

$$BO \left[\frac{BY}{BN} \right] = \frac{\text{Factor de la bomba} * (\text{Volumen de muestra inicial} - \text{Volumen de muestra final})[\text{cc}]/Vr@Pcarga}{\text{Peso de la muestra}[\text{g}]/\text{Densidad del crudo@CN}[\text{g}/\text{cc}]} \quad (6-36)$$

- Cálculo de la densidad a la presión de carga:

$$\rho@Pcarga \left[\frac{\text{g}}{\text{cc}} \right] = \frac{\text{Peso total de la muestra}[\text{g}]}{\text{Factor de la bomba} * (\text{Volumen de muestra inicial} - \text{Volumen de muestra final})[\text{cc}]} \quad (6-37)$$

- Cálculo de la densidad a la presión de pseudo burbuja:

Para calcular la densidad a la presión de pseudo burbuja se utiliza la Ecuación (6-37) pero dividiendo el denominador de ésta entre el volumen relativo a la presión de carga como se muestra a continuación:

$$\rho@P_{carga} \left[\frac{g}{cc} \right] = \frac{\text{Peso total de la muestra}[g]}{\text{Factor de la bomba} * (\text{Volumen de muestra inicial} - \text{Volumen de muestra final})[cc] / V_r@P_{carga}} \quad (6-38)$$

- Cálculo de RGP:

Para calcular RGP se usa la siguiente expresión:

$$RGP \left[\frac{PCN}{BN} \right] = \frac{\text{Volumen de gas a condiciones base}[cc] * 5.6145}{\text{Volumen de crudo}@CN[cc]} \quad (6-39)$$

- El volumen de crudo a condiciones normales o estándar se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$\text{Volumen de crudo}@CN[cc] = \frac{\text{Peso de la muestra}[g]}{\text{Densidad del crudo}@CN \left[\frac{g}{cc} \right]} \quad (6-40)$$

- El volumen de gas a condiciones base o normales se calcula como sigue:

$$\text{Volumen gas a condiciones base}[cc] = \frac{V_1[ml] * P_1[inHg] * T_2[^\circ R]}{P_2[inHg] * T_1[^\circ R]} \quad (6-41)$$

Los subíndices (1) son los correspondientes a las condiciones de laboratorio o ambiente y los subíndices (2) son los correspondientes a las condiciones de 60 °F y 14.7 lpc (29.92 inHg). Donde V_1 es el volumen de gas liberado durante el proceso “flash” para el estudio composicional. Pudiéndose de esta manera expresar el factor de corrección del gas de la siguiente forma:

$$\text{Factor de corrección del gas (F1)} = \frac{P_1[inHg] * (60 + 460)}{29.92 * (T_1[^\circ F] + 460)} \quad (6-42)$$

- Cálculo de la gravedad API a la temperatura de la medida de densidad del crudo:

Se utiliza la Ecuación (6-4) donde la temperatura es la correspondiente a la medición de densidad pero como estos valores fueron estandarizados (60 °F) previamente por lo que se obtendrá el mismo valor de la gravedad API a 60 °F.

- Cálculo del peso del gas:

$$\text{Peso del gas[g]} = \frac{\text{Volumen del gas a condiciones base[cc]} * \text{Mgas}[\frac{\text{g}}{\text{mol}}]}{23690} \quad (6-43)$$

En esta ecuación, el valor de 23690 corresponde al volumen que ocupa un mol de gas a condiciones normales expresado en cc y se calcula así:

$$V = \frac{1[\text{mol}] * 0.082055 * 288.706[\text{K}]}{1[\text{atm}]} \quad (6-44)$$

Donde:

La constante universal de los gases es $R = 0.082055$ (lts.atm/K. mol)

- Cálculo del peso molecular:

$$\text{Mg}[\frac{\text{g}}{\text{mol}}] = \text{GEg}_{@60^{\circ}\text{F}} * \text{Peso molecular del aire}[\frac{\text{g}}{\text{mol}}] \quad (6-45)$$

Donde:

Peso molecular del aire = 28.966 g/mol

- Cálculo del peso total de la muestra:

$$\text{Peso total de la muestra[g]} = \text{Peso del gas} + \text{Peso de crudo} \quad (6-46)$$

6.4.4 Otros cálculos en un estudio P-V

Normalmente en un estudio P-V, aparte los resultados de presión, volumen relativo y función “Y”, también se reportan los valores de densidad por encima del punto de pseudo de burbuja. Cumpliendo con las ecuaciones y procedimientos aplicados por el módulo función “Y” del Sistema PVT.

6.4.4.1 Cálculo de densidades por encima del punto de pseudo burbuja:

$$\rho_{@P} = \frac{\rho_{@Psb[\frac{g}{cc}]}}{Vr_{@P}} \quad (6-47)$$

6.4.4.2 Compresibilidades por encima del punto de pseudo burbuja:

Debido a las limitaciones de las medidas hechas en laboratorio; por razones de orden práctico es conveniente uniformar estos datos, con el fin de obtener resultados más consistentes e ilustrativos de lo que está ocurriendo en el yacimiento por encima del punto de pseudo burbuja. Para ello se utiliza un método para suavizar los resultados del cambio de volumen con la presión, el cual consiste en hallar una recta entre el punto más alto de presión y el punto de pseudo burbuja de la tabla de presión-volumen inicial o de muestra. Con la ecuación de dicha recta, se calculan nuevos valores de volumen correspondiente a las presiones intermedias entre estos dos puntos. Luego se calcula la diferencia ΔV entre estos volúmenes calculados y los valores relativos iniciales. Se grafica presión vs. ΔV y este gráfico corresponde a la validación de los datos de compresibilidad (Figura 6.35).

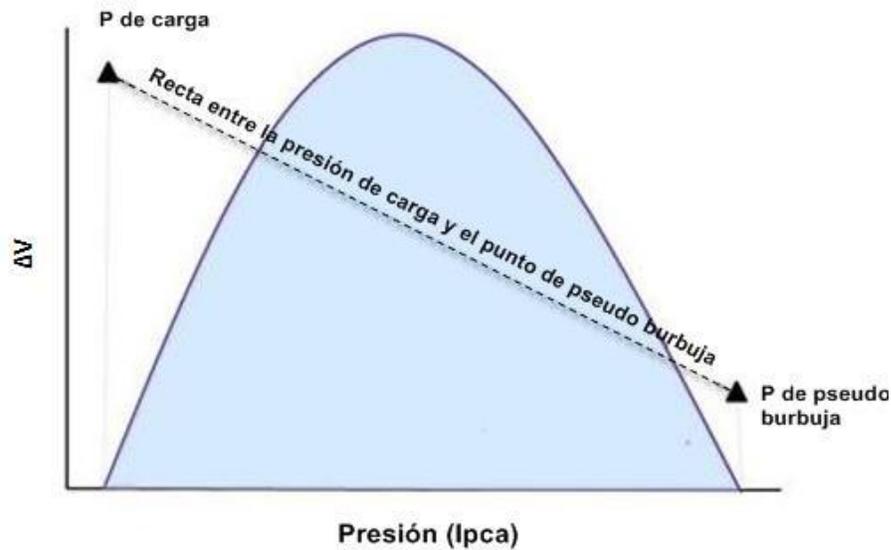


Figura 6.35 Gráfico ΔV vs. Presión correspondiente a la compresibilidad.

6.5 SIMULACIONES COMPOSICIONALES

Para la realización de esta sección, simulaciones composicionales, se analizaron los datos experimentales PVT provenientes de informes técnicos de tres fluidos de la Faja Petrolífera del Orinoco (para asegurarse de la viabilidad de los datos de cada fluido, los mismos fueron validados mediante la pruebas de balance de materiales, desigualdad y linealidad de la función “Y”). Dos de ellos del Campo Bare (fluido A y Fluido C) y uno del campo Jobo (Fluido B). En la Figura 6.38 se presenta un resumen de los pasos para la selección de la ecuación de estado que mejor se ajuste al fluido en estudio, a partir de los errores porcentuales entre los resultados simulados y la data experimental.

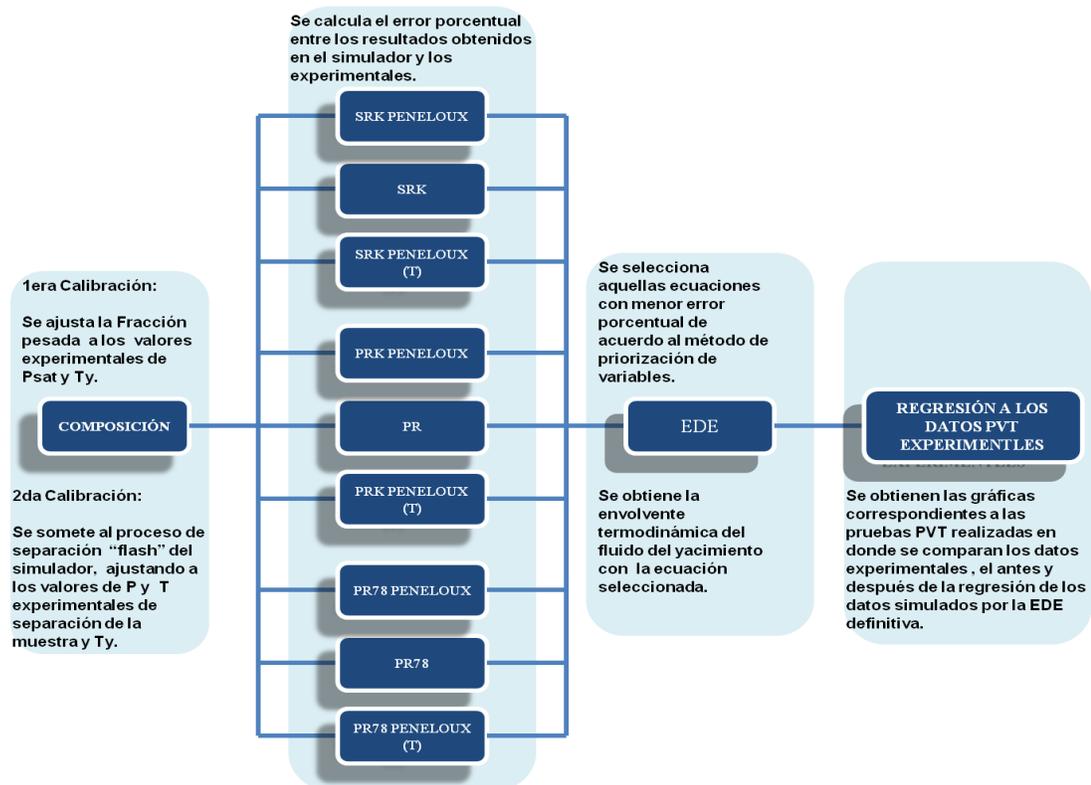


Figura 6.36 Esquema descriptivo para la selección de la ecuación de estado de mejor ajuste.

Se observa que para mejorar los resultados obtenidos mediante el simulador se realizan dos calibraciones con las propiedades experimentales obtenidas; es necesario aclarar que en la primera se ajusta la fracción pesada con la presión de burbuja obtenida en un estudio convencional y la temperatura de yacimiento, puesto que las presiones de pseudo burbujas no representan estados de equilibrio y son valores variables que dependen del tiempo de estabilización empleado en una prueba no convencional mientras que los puntos de burbujas son valores únicos obtenidos de estados de equilibrio mediante la agitación de la muestra. No obstante se verificó previamente si al realizar este ajuste con la presión de pseudo burbuja se obtenían valores muy diferentes que con la presión de burbuja, se observó que los valores obtenidos en el simulador permanecen igual, al menos en un rango de diferencia de 25% entre dichas presiones. También es necesario señalar que únicamente en el caso del fluido A se estudiarán tres composiciones diferentes obtenidas de las variaciones

del peso molecular del líquido en cada una de ellas (Figura 6.25), y al final se tendrán tres ecuaciones de estados (EDE) en donde se seguirá aplicando el criterio de menor error porcentual de acuerdo al método de priorización de variables para la selección de la ecuación de estado definitiva.

6.5.1 Método de priorización de variables basado en matrices⁷⁸

Resulta de vital importancia establecer la priorización de las variables a cotejar en esta sección, mediante el cálculo su error porcentual:

$$E = \left| \frac{\text{valor exp.} - \text{valor simulado}}{\text{valor exp.}} \right| \times 100\% \tag{6-80}$$

80)

Establecer la ecuación de estado que presente menor error en las variables de mayor relevancia o importancia en este estudio. Se obtendrá este orden de importancia mediante el método de priorización de variables basado en matrices, que consiste en la elaboración de matrices y el cálculo de algunos valores que en forma consecuyente indicarán cuáles variables son las más importantes. Los pasos a seguir son los siguientes:

- (a) Definir las N variables.
- (b) Depurar o consolidar las variables bajo el criterio de no repetir.
- (c) Construir la matriz NxN (Figura 6.37).

		X				
		1	2	3	4	5
Y	1 Psat		0	0	0	0
	2 RGP	0		0	0	0
	3 ρo	0	0		0	0
	4 Bo	0	0	0		0
	5 °API	0	0	0	0	

Figura 6.37 Matriz NxN.

- (d) Definir puntuación según grado de importancia de Y a X, asignando una puntuación de 1 ó 0 dependiendo si Y tiene más o menos importancia que X; en caso de que ambas tengan igual importancia se asigna un puntaje de ½. La asignación del grado de relevancia estuvo bajo la asesoría de la Pericia de Propiedades de los Fluidos de la Gerencia de Investigación Estratégica de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPIE) de PDVSA-Intevep.
- (e) Llenar la Matriz según los parámetros indicados más la evaluación y consenso del equipo de trabajo, tal y como se muestra en la Figura 6.38.

		X					Total X
		1	2	3	4	5	
Y	1 Psat		1	1	1	1	4
	2 RGP	0		1	0	1	2
	3 ρo	0	0		0	1/2	0.5
	4 Bo	0	1	1		1	3
	5 °API	0	0	1/2	0		0.5
Total Y		0	2	3.5	1	3.5	

No se llena (pointing to the empty cell at row 3, column 1)

Figura 6.38 Matriz llenada con la importancia de las variables en estudio.

- (f) Realizar la sumatoria total de X y obtener su influencia para cada variable, según las siguientes expresiones:

$$ST = \sum_{i=1}^{n=5} X_n \tag{6-81}$$

$$\text{Para } N = \frac{\text{Total } X_N}{ST} \tag{6-82}$$

- (g) Calcular el promedio de influencia, que representa la sumatoria total de X, y dependencia, representado por el total de Y.
- (h) Obtener los límites superiores e inferiores tanto de influencia y dependencia con las siguientes expresiones:

$$\text{Límite Superior Influencia (LS - I) = Valor más alto de la sumatoria total de X} \tag{6-83}$$

$$\text{Límite Inferior Influencia (LI - I) = Valor más bajo de la sumatoria total de X} \tag{6-84}$$

$$\text{Límite Superior Dependencia (LS - D) = Valor más alto del total de Y} \tag{6-85}$$

Límite Inferior Dependencia (LI – D) = Valor más bajo del total de Y (6-86)

En la Figura 6.39 se resume todo lo anterior:

		Variables		Promedios	
		I	D	I	D
1	Psat	0.40	0	0.20	2
2	RGP	0.20	2	0.20	2
3	ρo	0.05	3.5	0.20	2
4	Bo	0.30	1	0.20	2
5	°API	0.05	3.5	0.20	2

LS-I	0.40
LI-I	0.05
LS-D	3.5
LI-D	0

Valores para la Gráfica

Figura 6.39 Valores a graficar en el método de priorización de variables basado en matrices.

- (i) Asignar zonas y representarlas en la gráfica según los parámetros indicados en la Figura 6.40.

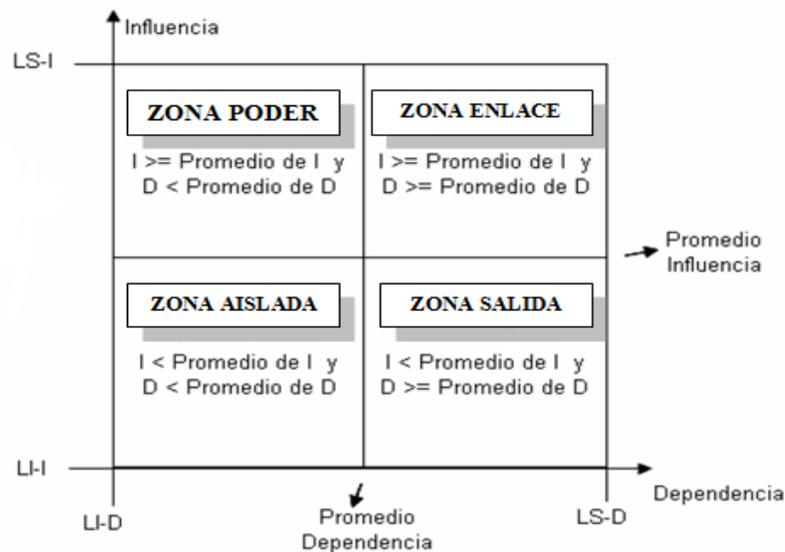


Figura 6.40 Zonas y parámetros en la gráfica.

- (j) Atender las variables según lo indicado por la priorización hallada y sugerida por este método. En este estudio en particular el resultado es mostrado en la Figura 6.41.

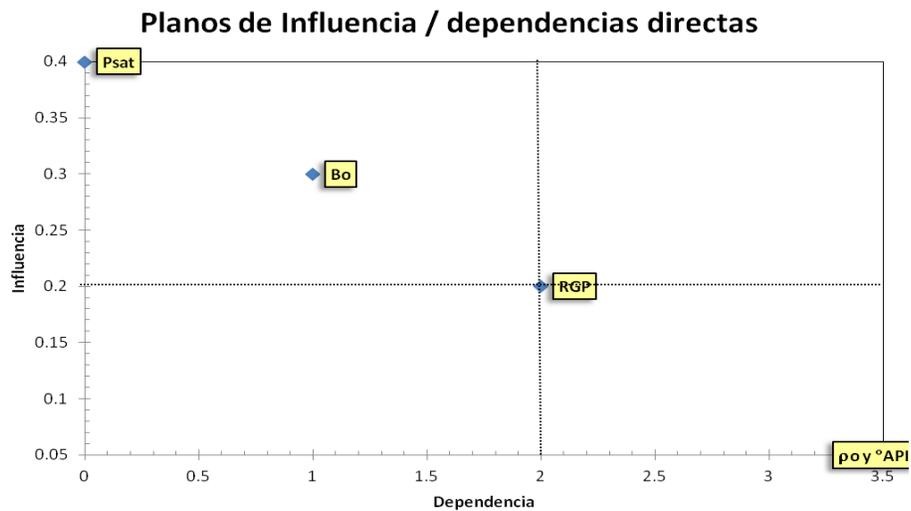


Figura 6.41 Gráfica resultante del método de priorización de variables.

De la gráfica anterior se resume que la variable de mayor importancia para este estudio es la presión de saturación (Psat), que en este caso es la presión de burbuja, seguidamente del factor volumétrico de formación del petróleo (Bo), ambas en la zona de poder, el tercer lugar de importancia lo ocupa la relación gas-petróleo (RGP) y por último con igual grado de importancia la densidad del petróleo (ρ_o) y la gravedad API.

6.5.2 Pasos a realizar con el simulador PVTsim

El procedimiento a seguir para la realización de las simulaciones composicionales es el siguiente:

- (a) Primeramente se señalan las condiciones para la realización de la simulación, esto equivale a seleccionar el sistema de unidad a trabajar, la ecuación de estado con la que se realizará la corrida, el mostrar por defecto los pesos moleculares y densidades de C_7 a C_{20} , además si se va a realizar el ajuste de la fracción pesada se tiene que escoger el tipo de agrupamiento (Standard o ab) y caracterización del

fluido (Normal o Heavy C₇₊). Esto se puede realizar directamente en unas casillas visibles en la entrada del simulador o mediante “Options” (Figura 6.42).

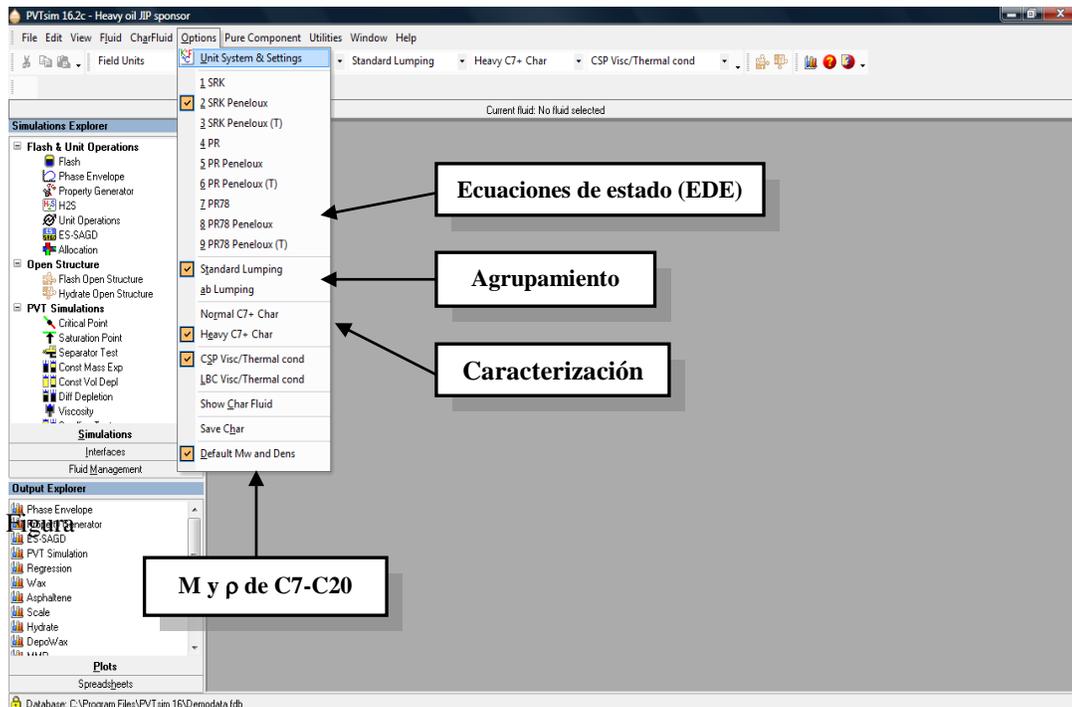


Figura 6.42 Ventana para la señalización de las condiciones para la realización de la simulación.

Para este estudio en particular se seleccionaron las unidades de campo “Field Units”, el tipo de agrupamiento “Standard” que es el recomendado por los creadores del simulador y el mismo se basa en la división de la fracción pesada en pseudo componentes de peso aproximadamente igual mientras que el agrupamiento “ab” minimiza la variación en la ecuación de estado de los parámetros “a” y “b” dentro de cada pseudo componente⁷⁹. En la caracterización se selecciona “Heavy C₇₊” cuando se está trabajando con un fluido muy aromático ($\text{°API} < 17$)⁷⁹. Por último se hace necesario señalar otras opciones como “LBC Visc/Thermal cond” y “CSP Visc/ Thermal” estos son modelos para el cálculo de las viscosidades y la conductividad térmica, su selección no afecta para el desarrollo de las simulaciones en este trabajo.

- (b) Se pulsa “Fluid” y seguidamente “Enter New Fluid” de inmediato se abre una ventana; en donde entre otras se hará la identificación del fluido, se debe ser suficientemente descriptivo para poder identificar posteriormente el fluido cuando nos desplazamos en la base de datos, para ello se puede colocar el nombre del pozo (Well) del que provienen los fluidos, la fase de la muestra (Fluid), si la muestra es de fondo, superficie o es un fluido de inyección (Sample), alguna acotación respecto a la muestra (Text), el tipo de prueba (Test) e información diversa sobre el fluido, por ejemplo, si el fluido se ha sometido a regresión y qué parámetros se utilizaron o si el líquido se introdujo en una versión anterior de PVTsim (History). También es posible observar en dicha ventana los pesos moleculares y densidades de líquido de algunos componentes, se procede a introducir la composición molar del fluido total del yacimiento y a caracterizar la fracción pesada cambiando los valores predeterminados de peso molecular y densidad del simulador. Luego se presiona la opción “plus fraction” y “Adjust to Sat point” lo cual permitirá la entrada del punto de saturación experimental, esto trae como consecuencia que el peso molecular de la fracción pesada se pueda ajustar hasta un 10% (manteniendo el resto de la composición igual), en un intento de hacer que el fluido que se caracteriza coincida con el punto de saturación especificado⁷⁹. Luego se presiona OK y “save char fluid”, para guardar toda esta información del fluido en la última posición de la lista de base de datos. En la Figura 6.43 se presenta la ventada utilizada para estos fines y se indica parte de lo anteriormente mencionado.

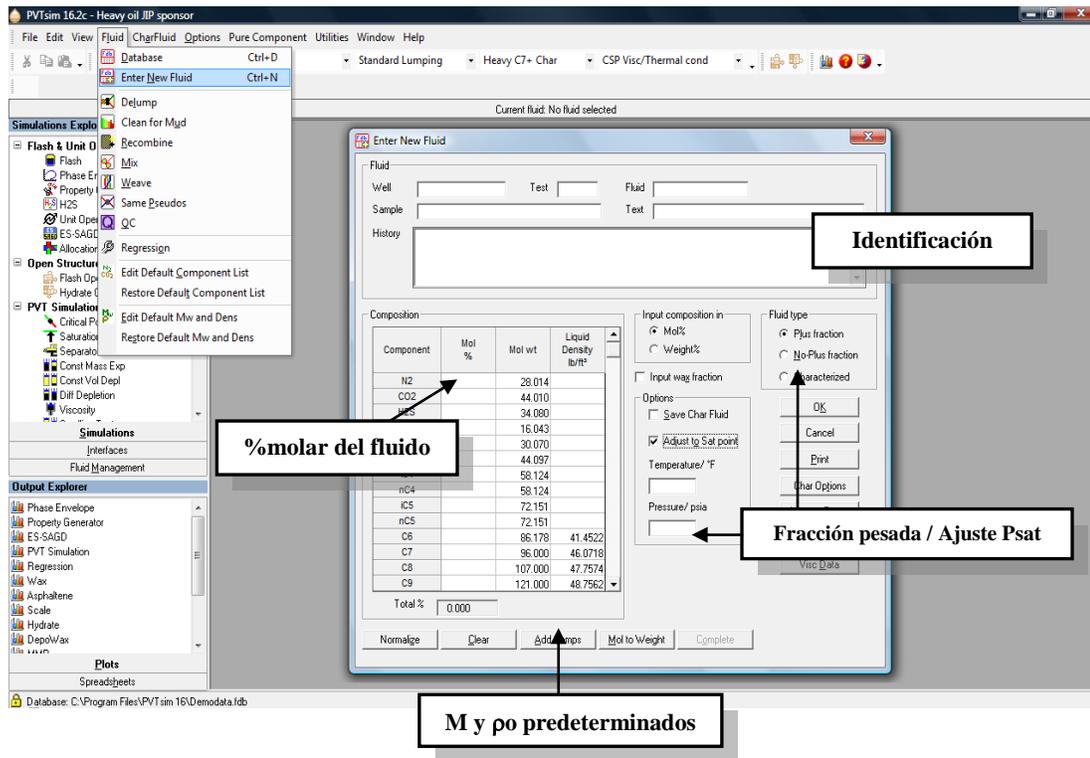


Figura 6.43 Ventana para introducir datos del pozo y la composición total del fluido de yacimiento.

- (c) Los parámetros a cotejar y que se evaluarán son: presión de saturación (P_{sat}), relación gas-petróleo (RGP), densidad del líquido (ρ_o), factor volumétrico de petróleo (B_o) y gravedad API, los cuales se evalúan en la prueba “Separator test” que simula el proceso de separación composicional “flash”. Para entrar en esta opción se selecciona “Simulations” en el panel de “Simulations Explorer” y se presiona “Separador Test” en la sección de “PVT Simulations”, abriéndose la ventana presentada en la Figura 6.44, donde se realiza la segunda calibración con los datos experimentales; introduciendo la presión y la temperatura a la que se realiza la separación de la muestra, además de colocarse la temperatura de yacimiento (Res. Temp/ $^{\circ}$ F), luego se presiona OK y los resultados aparecerán tal y como se señalan en la Figura 6.45.

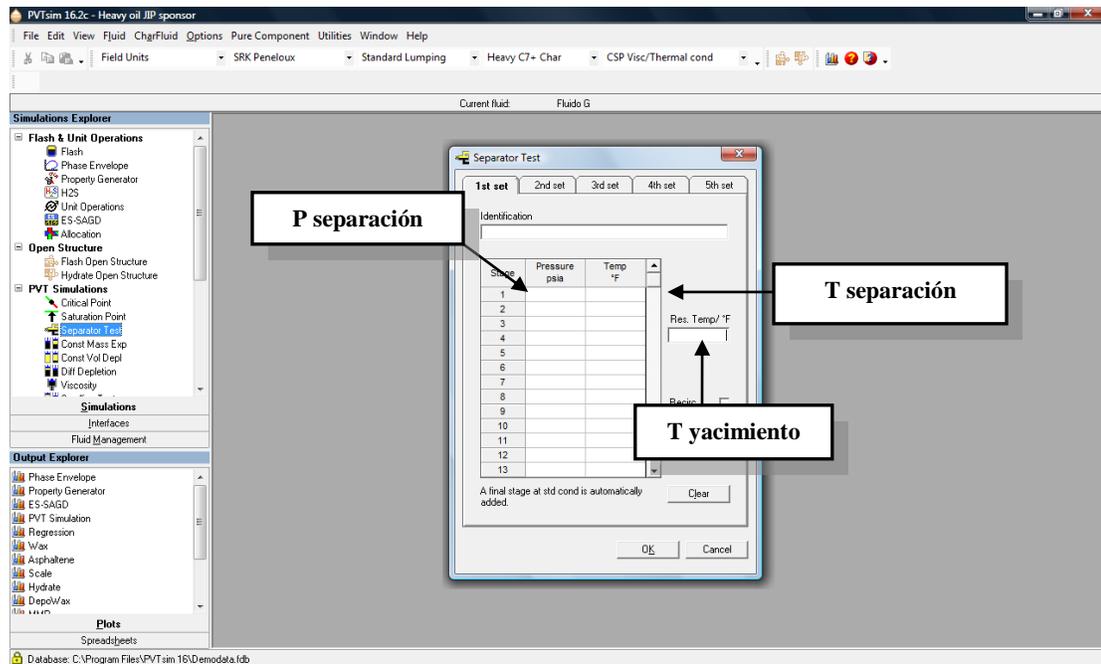


Figura 6.44 Ventana para introducir los datos de las condiciones de separación y la Ty.

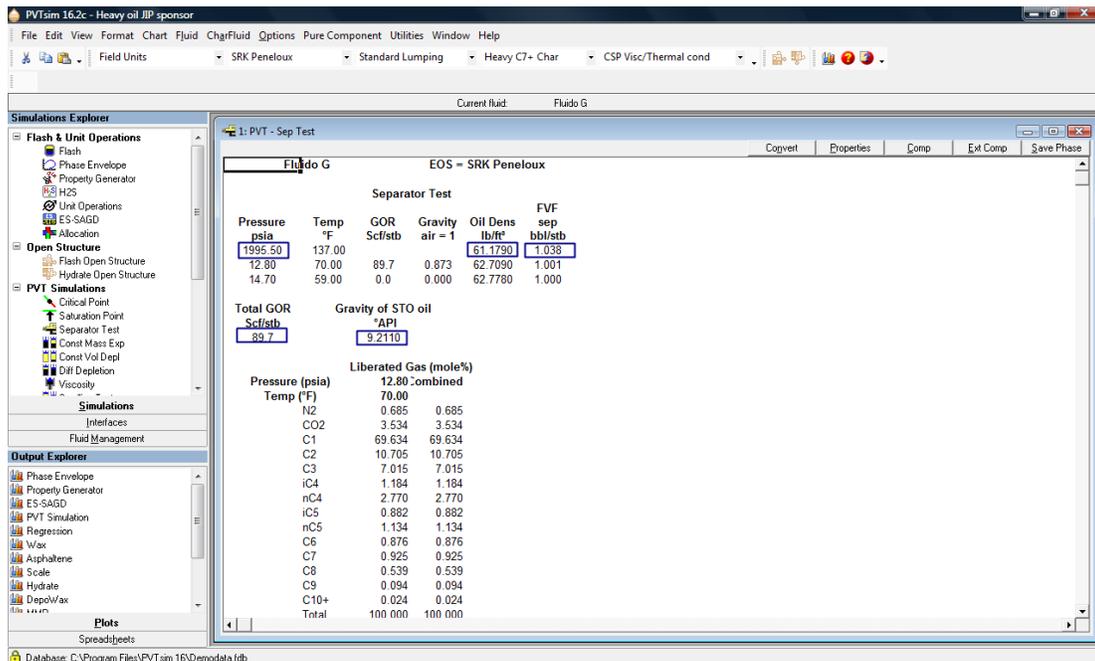


Figura 6.45 Resultados pronosticados de los parámetros elegidos.

(d) Ahora se selecciona otra ecuación de estado y con la misma composición ya almacenada en la base de datos del simulador, se repite el paso (c) hasta haber

evaluado dicho fluido con las nuevas ecuaciones disponibles en el simulador PVTsim. Para el fluido A se evalúan tres composiciones, por ende se llevarán a cabo los mismos pasos pero para cada una de las composiciones por separado.

- (e) Una vez seleccionada la ecuación de estado, calibrada con los datos experimentales, que mejor representa el fluido (la que presente menor error porcentual en las variables de mayor importancia en este estudio) se obtiene la envolvente termodinámica para dicha muestra. Se accede a esta opción mediante la selección de “Simulations” en el panel de “Simulations Explorer” y se presiona “Phase Envelope” en la sección de “PVT Simulations”, aparecerá una ventana en donde se colocarán las fracciones molares y los límites de temperatura y presión. Posteriormente se presiona OK y se obtendrá la envolvente de fase correspondiente (Figura 6.46).

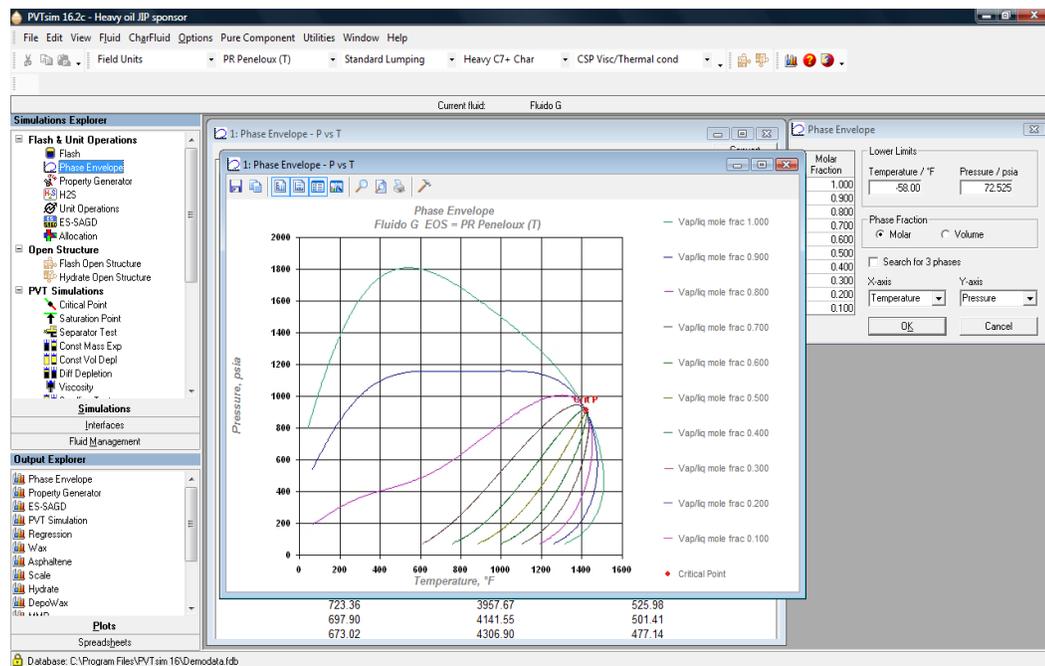


Figura 6.46 Ventana que presenta la envolvente termodinámica.

- (f) Por último se realiza la regresión de la data experimental de las pruebas de expansión a composición constante y liberación diferencial de acuerdo a la

ecuación de estado elegida como la más representativa del fluido. Se presiona la opción “Fluid” localizada en la parte superior de la ventana general del simulador y seguidamente se pulsa “Regression”, aparecerá entonces una ventana tal y como se muestra en la Figura 6.47.

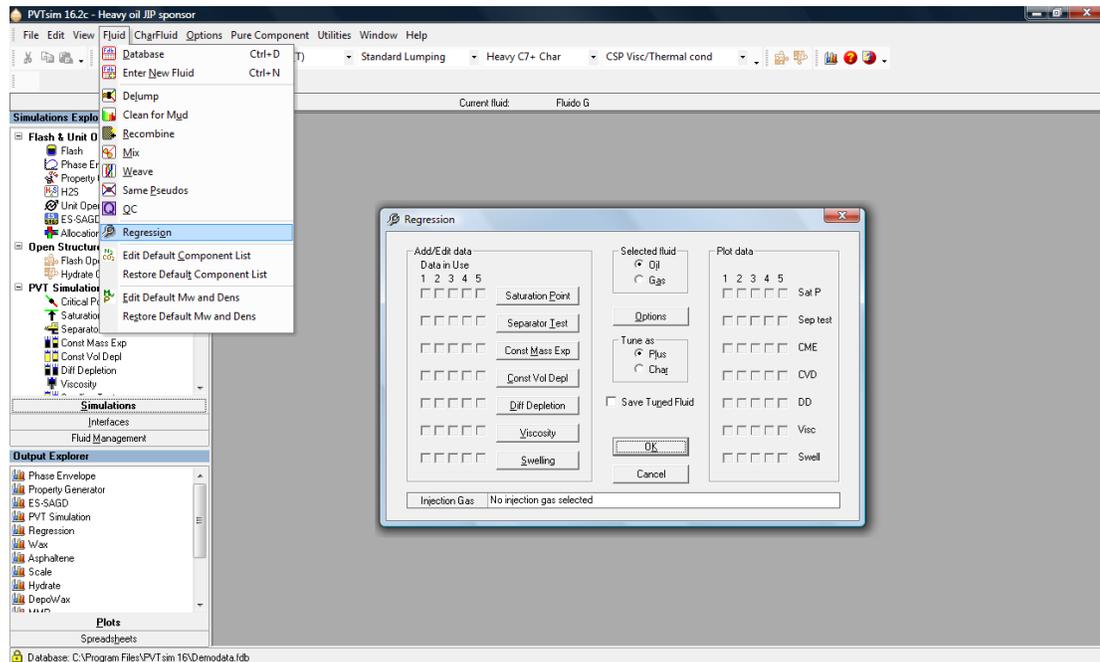


Figura 6.47 Ventana principal para la regresión.

Ya dentro de esta ventana se selecciona como tipo de fluido “oil” y se procede a pulsar el botón identificado como “Const Mass Exp”, que simula la prueba de expansión a composición constante; al aparecer la ventana correspondiente a dicha prueba (Figura 6.48) se introducen los datos experimentales de este proceso en las casillas correspondientes. Además de señalar que es para esa única entrada de datos que se efectuará la regresión, mediante la colocación de 1 en la casilla de “Sat stage”.

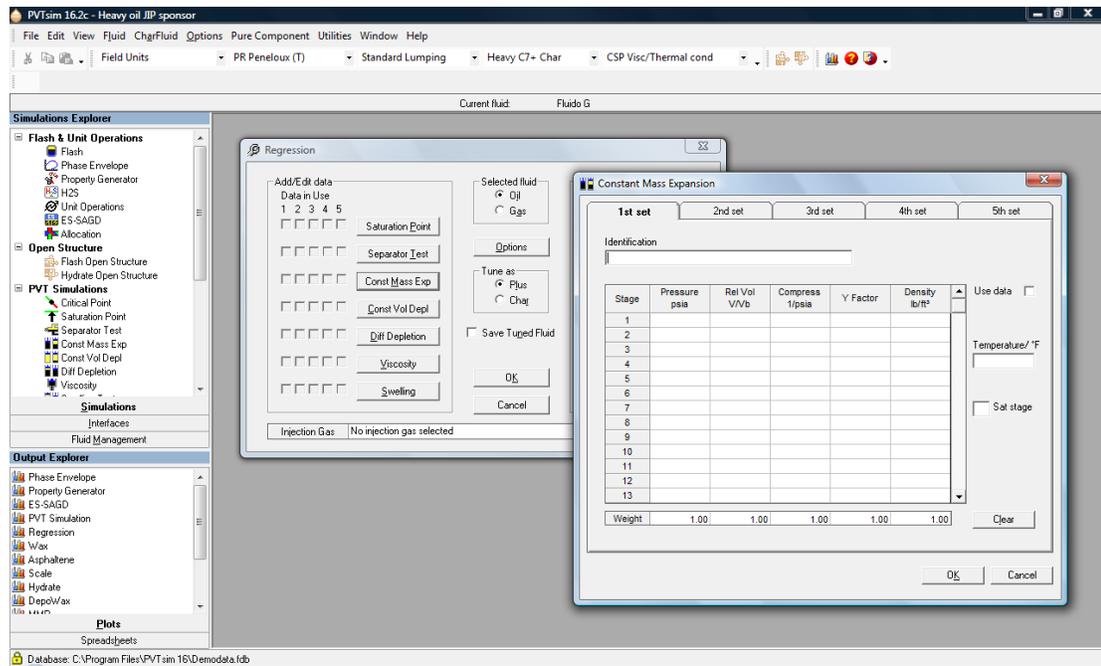


Figura 6.48 Ventana para la regresión del proceso de expansión a composición constante.

Se le puede asignar a cada dato de entrada experimental un peso de importancia para la regresión. Estos pesos están al final de las casillas de cada dato experimental y su rango va desde 0 a 1000, con un peso de cero no se realiza la regresión a las variables indicada, esta asignación de pesos se realiza en forma arbitraria pero se pueden seguir las recomendaciones para la asignación de los pesos relativos, según los diferentes tipos de pruebas, indicadas por los creadores del simulador PVTsim en la Tabla 6.2:

TABLA 6.2

Recomendación sobre la asignación de pesos relativos para diferentes tipos de datos experimentales⁷⁹.

	Punto de saturación	Prueba de separadores	ECC	Agotamiento a volumen const.	Liberación diferencial	Viscosidad	Estudio de hinchamiento
Presión	Alto	Medio	Alto	Alto	Alto	Alto	Alto
Temperatura	Alto en pto. crítico						
RGP/Rs		Alto			Medio		Bajo
Densidad		Alto	Medio		Alto		Alto
Bo		Medio			Medio		
Bg					Bajo		
Vr			Bajo				
Factor Z gas				Medio	Medio/Bajo		
Factor Z dos fases				Medio			
Compresibilidad			Bajo				
Función “Y”			Bajo				
μo					Alto	Alto	
μg					Medio	Medio	

Después de asignado un peso a cada variable, se pulsa OK y se regresa automáticamente a la ventana principal para la regresión y mediante el botón identificado como “Options” se accede a otra ventana, donde se especifica un límite de ajuste para el peso molecular de la fracción pesada (en este estudio se trabajará con el máximo de 10%), y nuevos parámetros a utilizar en la regresión como los coeficientes de las correlaciones utilizados para estimar las propiedades críticas (T_c , P_c y ω) de los pseudos componentes, además de un factor de multiplicación (Pen fac) aplicado a Peneloux (cambio de volumen). En la Figura 6.49 se observa lo antes señalado.

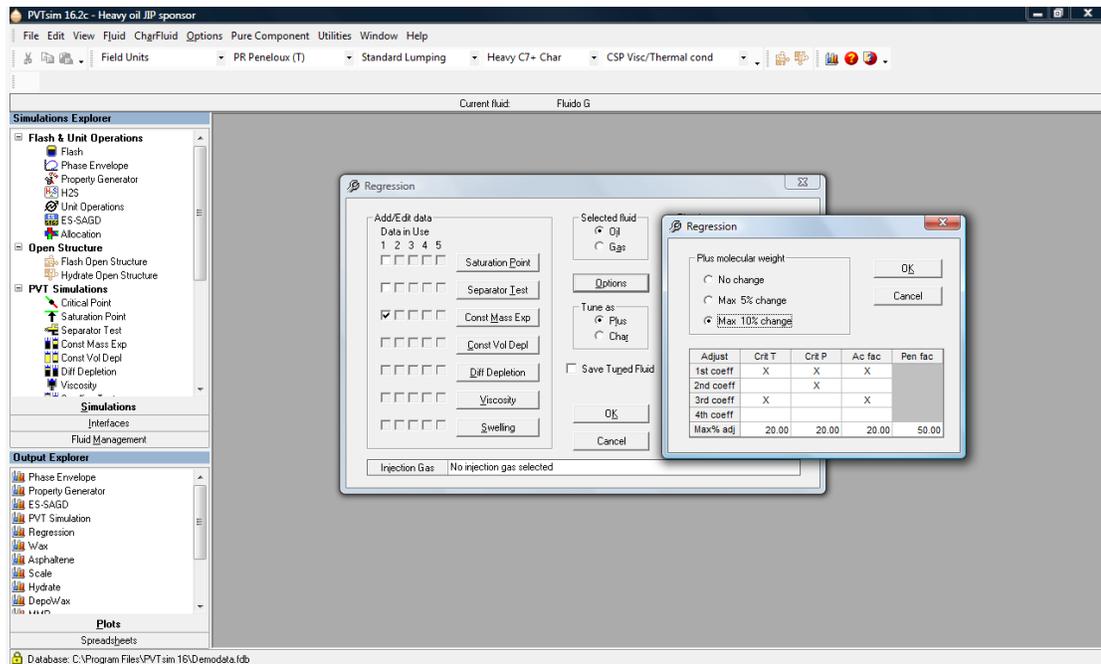


Figura 6.49 Ventana para la especificación de parámetros y límite para la regresión.

Se pulsa OK y se selecciona “Saved Tuned Fluid” para guardar dicha regresión en la base de datos y seguidamente se presiona en la ventana principal de regresión OK, iniciándose de esta manera el procedimiento de ajuste de los datos. Una vez completada la regresión, el programa envía las estadísticas del procedimiento de ajuste junto con las gráficas correspondientes al tipo de prueba (en este caso observaremos las gráficas que corresponde al proceso de expansión a composición constante). En cada gráfica habrá tres curvas, una correspondiente a los datos experimentales, otra a los valores antes de la regresión y una a los valores después de realizada la regresión (Figura 6.50).

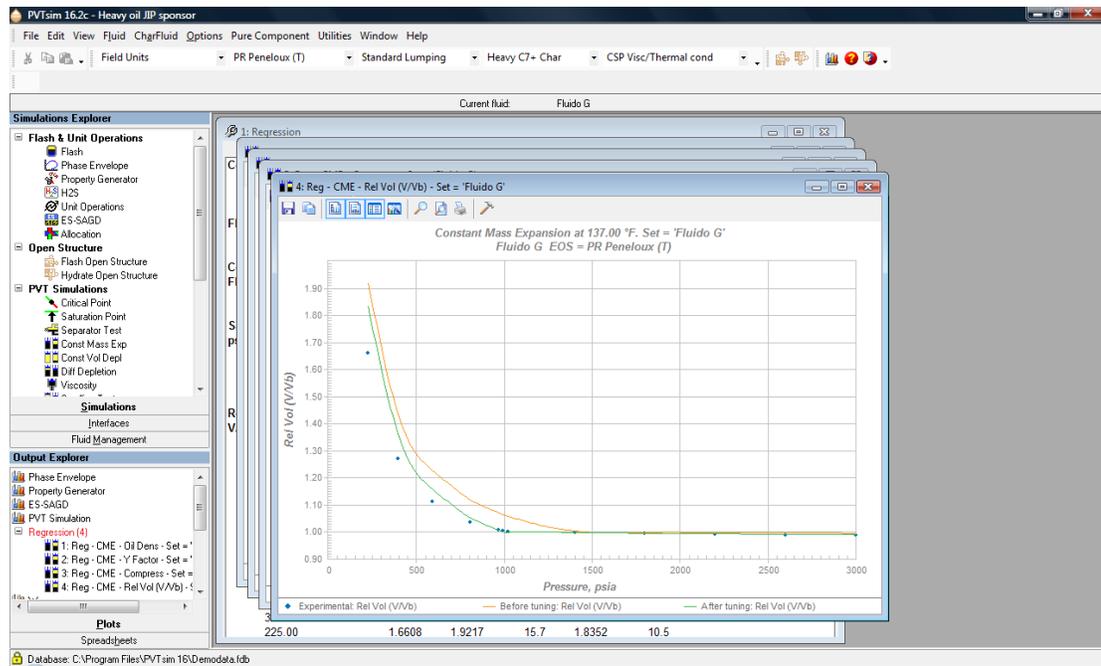


Figura 6.50 Ventana de los resultados de la regresión del proceso de ECC.

Lo mismo se hace para efectuar la regresión de la data experimental de la prueba de liberación diferencial pero seleccionando en la ventana principal de regresión “Diff Depletion” donde aparecerá lo señalado en la Figura 6.51.

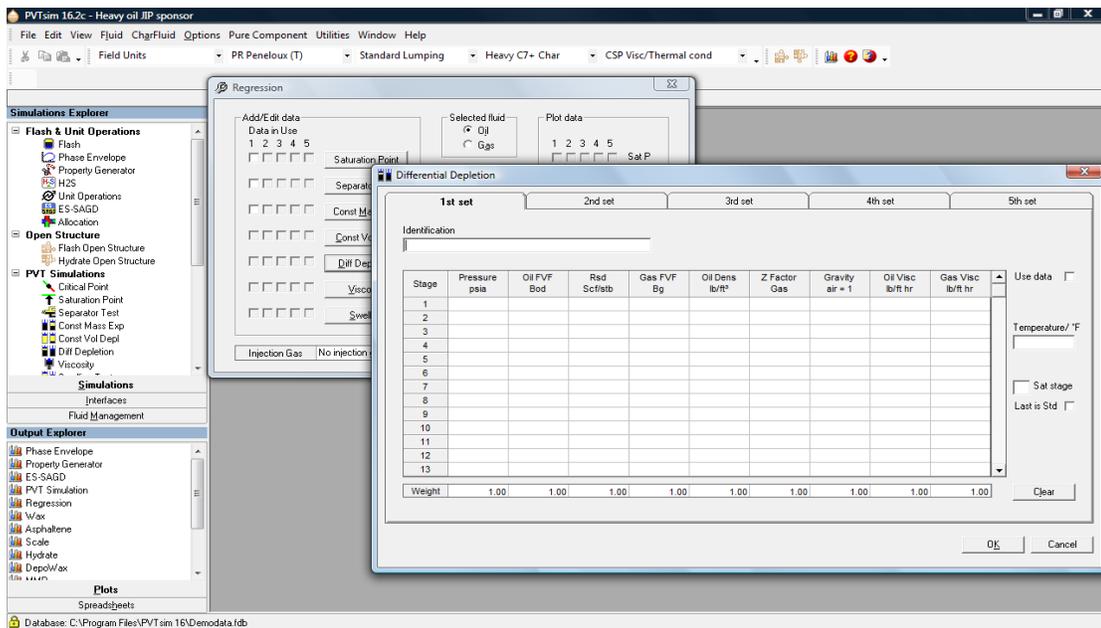


Figura 6.51 Ventana para la regresión del proceso de liberación diferencial.

Ya en esta ventana se introducen los datos experimentales para este proceso. Igualmente se señala que es para esa única entrada de datos que se efectuará la regresión, mediante la colocación de 1 en la casilla de “Sat stage” y además se indica que dicho proceso se llevó a cabo hasta condiciones estándar “Last is Std”. Se le asignan los pesos relativos de importancia para la regresión a cada variable de acuerdo a la Tabla 6.4. Lo siguiente es lo mismo ya explicado para el proceso de expansión a composición constante, obteniendo al final las gráficas que comparan los datos experimentales, el antes y después de la regresión de los valores simulados para la prueba de liberación diferencial (Figura 6.52).

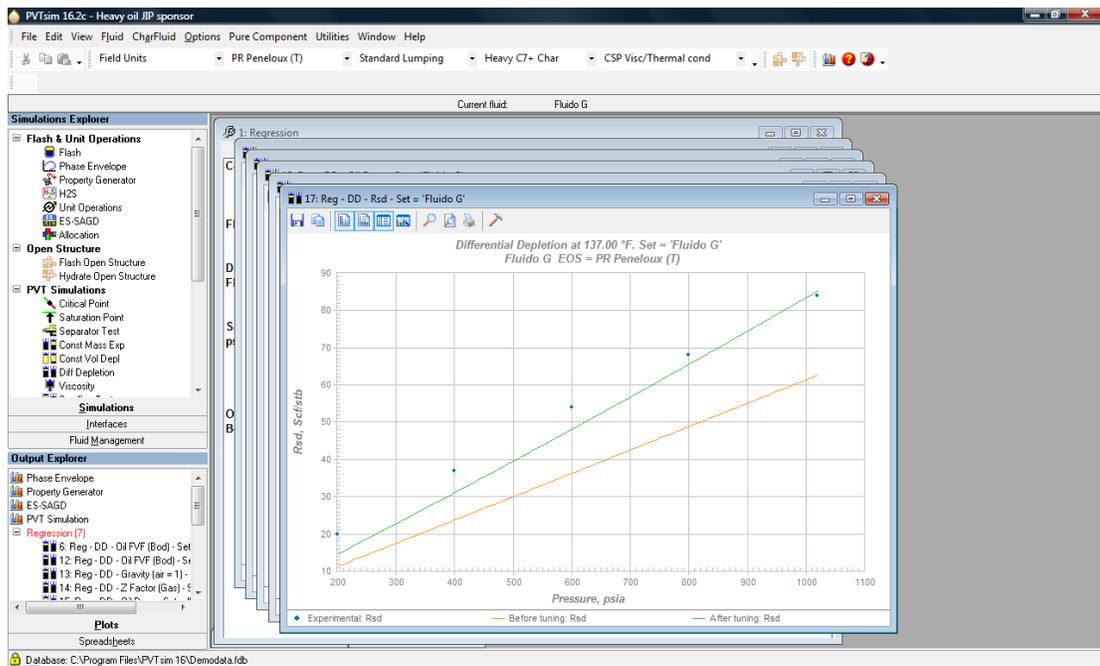


Figura 6.52 Ventana de los resultados de la regresión del proceso de liberación diferencial.

6.6 ANÁLISIS SARA DE LOS CRUDOS ESPUMANTES

En resumen el petróleo está constituido químicamente por cuatro familias: saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos⁸⁰ que constituye el llamado análisis SARA; para complementar la determinación de una posible relación de la composición química con el carácter espumante se coteja tres análisis de este tipo para dos crudos con características espumantes de la FPO (fluido A y B) con un fluido pesado del Campo de Tía Juana que no presenta este fenómeno.

Los resultados del análisis SARA, tanto del fluido A como del B, se realizaron en el Laboratorio de Geoquímica Orgánica, ubicados en la Gerencia Técnica de Exploración y Caracterización de Yacimientos de PDVSA-Intevep. El método para llevar a cabo el análisis consiste en la desasfaltación por digestión con n-Heptano y la separación cuantitativa en tipos de compuestos (saturados, aromáticos y resinas) con

n-Hexano por HPLC (cromatografía líquida de alta resolución), en un equipo Waters dotado de un detector de Índice de Refracción para los hidrocarburos saturados y un detector de UV para los aromáticos. La técnica más común es la cromatografía líquida de columna. En su empleo se utilizan columnas de vidrio de 11 mm de diámetro por 90 cm de longitud, rellenas con alúmina y sílica de 60-200mesh en las siguientes proporciones: 1/3sílica:1/3alúmina:1/3sílica y embebida en n-heptano. La muestra se coloca cuantitativamente en el tope de la columna y a continuación se le hace pasar n-hexano para arrastrar los hidrocarburos saturados y los aromáticos; los otros compuestos - más polares - quedan estacionarios y se extraen con retroflujo con una mezcla de cloruro de metileno: metanol. Las tasas de desplazamiento de los compuestos con el frente de solvente dependen de las afinidades relativas de las moléculas por la fase estacionaria. Las moléculas no polares se mueven fácilmente porque tienen poca afinidad con la fase estacionaria y son muy compatibles con el solvente.

Las proporciones relativas de cada tipo de compuesto (saturados, aromáticos, resinas, asfaltenos) pueden aportar indicios acerca del origen y/o el grado de madurez del crudo. Un bajo contenido de hidrocarburos saturados es un índice de inmadurez. Grandes cantidades de hidrocarburos en un extracto puede indicar tanto madurez como contaminación por aditivos o presencia de crudo migrado.

6.7 CARACTERÍSTICAS FÍSICOS-QUÍMICAS DE LOS CRUDOS ESPUMANTES

Además de otras características de este tipo analizadas en este trabajo para el fluido en estudio como: gravedad API, peso molecular del líquido y fracciones SARA, también se decidió determinar para dicha muestra espumante: su tensión superficial y tensión interfacial, ya que estas variables pueden presentar cierto efecto a la hora de la estabilidad de la dispersión de burbujas de gas en el crudo. Así mismo se mostrará

los resultados de la tensión superficial e interracial de otro crudo espumante de la FPO pero del Campo Morichal, el cual denominaremos como fluido D.

6.7.1 Determinación de la tensión superficial

La determinación de la tensión superficial para el fluido A, se realizó en el Laboratorio de Fluidos de Perforación II de PDVSA-Intevep; bajo los lineamientos y asesoría del custodio de dicho laboratorio, Lic. José Miguel González. El procedimiento está basado en el método de la placa y es el siguiente:

- (a) Calibrar el equipo donde se medirá la tensión superficial, Tensiómetro marca Kruss, mediante la medición a temperatura ambiente de la tensión superficial del agua y el aire, que está alrededor de 73 mN/m.
- (b) Realizar la limpieza y secado de la placa a utilizar, mediante agua destilada y por fuego en un mechero; posteriormente colocar la placa con cuidado dentro del equipo, en donde se encuentra suspendida verticalmente en una balanza de precisión (Figura 6.53).

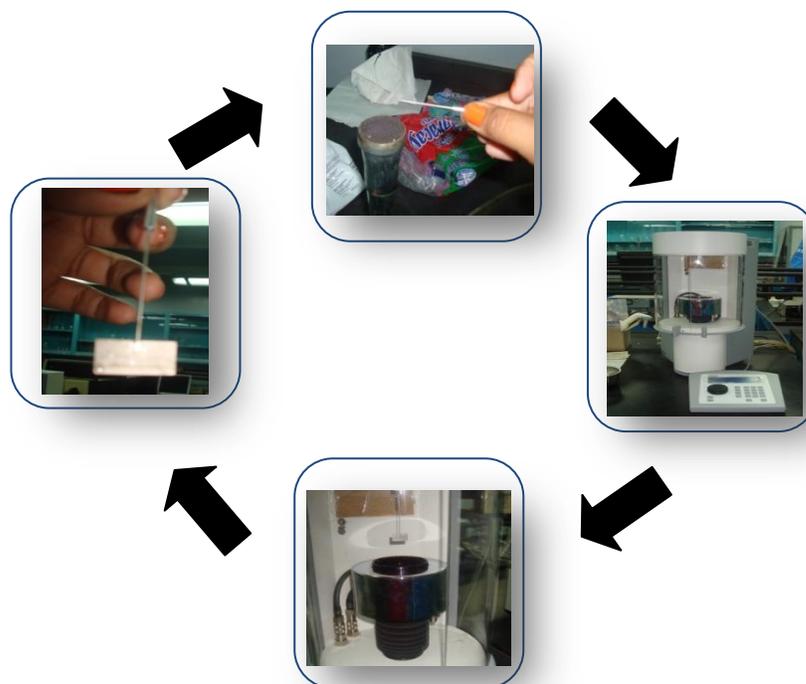


Figura 6.53 Limpieza, secado y colocación de la placa en el tensiómetro superficial.

- (c) Medir previamente en un beaker 50 cc de muestra y transferirla al recipiente que se utilizará en el tensiómetro. Calentar previamente la muestra a la temperatura correspondiente del yacimiento, que se traduce en nuestro estudio a 127 °F (52.78 °C). Colocar en el baño térmico del tensiómetro la misma temperatura de estudio.
- (d) Como se trata de una muestra de crudo extrapesado, se debe diluir previamente para así facilitar la realización de esta experiencia; debido a que la alta viscosidad de la muestra dificulta que la placa después de sumergida en el fluido pueda levantarse posteriormente con facilidad, provocando una posible deformación.
- (e) Agregar el diluyente a la muestra, en nuestro caso comenzamos con 10 cc de tolueno medidos en un cilindro graduado, mezclar bien este sistema con una varilla de vidrio.
- (f) Colocar en el porta muestra del tensiómetro el sistema a estudiar, cerrar la ventana principal del equipo y bajar la placa, mediante el “Drive Control” ubicado en el panel de control del equipo, hasta una distancia aproximada de 1 a 2 cm del fluido. Presionar el botón identificado como “START” en el panel del control del equipo para comenzar el proceso, en este momento la placa comenzará a bajar y su lado inferior se pone en contacto (horizontalmente) con la superficie del líquido para que se moje. Luego el equipo ejercerá una fuerza vertical sobre la placa para levantarla. La placa se levanta poco a poco, y de cada lado se forma una interfase curva; se levanta la placa hasta que deje de estar en contacto directo con el fluido (arranque). Es la posición cuando se forma esta interfase, justo antes del arranque que el tensiómetro calcula el equilibrio de fuerzas entre las fuerzas de tensión que se aplican de parte y otra de la placa y la fuerza de levantamiento⁸¹. Parte de lo anterior se resume en la Figura 6.54 Los resultados son visualizados en el panel de control del tensiómetro.



Figura 6.54 Método de la placa.

- (g) Se repiten los procedimientos desde (b) hasta (g) para otras concentraciones de tolueno y finalmente se calcula la tensión del diluyente, que representará el 100% de concentración. Se calculan los porcentajes de dichas concentraciones en la muestra y se grafica en conjunto con los valores de tensiones superficiales obtenidas para cada una de las concentraciones correspondientes, se incluye los valores para el 100% de tolueno. De esta gráfica se obtiene la ecuación de la recta de mejor ajuste, donde Y representará los valores de tensión superficial y X los de concentración de tolueno en el fluido, al hacer $X=0$ se obtiene el valor de tensión superficial general que corresponde a la muestra.

6.7.2 Determinación de la tensión interfacial

La determinación de la tensión interfacial para el fluido A, se realizó en el Laboratorio de Propiedades Físico-químicas de PDVSA-Intevep. El método utilizado es el de la gota giratoria “Spinning drop” y el procedimiento experimental se basa en el indicado por el manual de operaciones del tensiómetro SVT 20⁸², que se puede resumir en los siguientes pasos:

- (a) Llevar la muestra a la temperatura del yacimiento, 127°F (52.78 °C), y colocar en el baño térmico del tensiómetro SVT 20 la misma temperatura de estudio.
- (b) Como se trata de un fluido extrapesado se empieza la primera medición de tensión interfacial, diluyendo la muestra con 25% de tolueno.
- (c) Rellenar el capilar con el agua de formación mediante una pipeta y teniendo sumo cuidado y limpieza, ya que incluso la más pequeña contaminación puede reducir la tensión superficial de los líquidos y por lo tanto los resultados de medición.

- (d) Inyectar una gota del fluido diluido en el capilar lleno, se puede hacer uso de una jeringa y aguja larga. La jeringa no se debe poner en contacto con la pared del capilar, para evitar esto se recomienda rotar el tubo capilar durante la inyección. Evitar la formación de burbujas de aire y tapar el capilar después de finalizado.
- (e) Colocar el capilar en el porta muestra del tensiómetro interfacial e introducir en el sistema los valores de densidad del agua de formación y de la muestra diluida.
- (f) Seleccionar “full” en el área de colocación del tensiómetro, para detallar la gota completa y así obtener resultados más precisos. Seguidamente inclinar la plataforma, donde se encuentra ubicado el porta muestra con el capilar, hasta que la gota sea visible en el centro de la imagen y posicionar la cámara del equipo.
- (g) Hacer girar el capilar sobre su eje de forma tal que la gravedad centrípeta exceda considerablemente la gravedad natural, se tiene entonces un sistema en el cual el vector gravedad apunta del eje hacia la pared del tubo. En tal sistema la fuerza de gravedad tiende a reunir el fluido menos denso cerca del eje, lo que resulta en un alargamiento de la gota, mientras que la fuerza de tensión tiende a reducir el área interfacial de la gota, lo que resulta en un encogimiento⁸¹. Lo que se busca es el balance entre las fuerzas de deformación que actúan sobre la gota de líquido sometida a rotación e inmersa en un fluido de mayor densidad, y las fuerzas interfaciales entre la gota y el medio que se opone a la deformación.
- (h) Se obtiene mediante la gráfica mostrada en el equipo, un promedio del valor de tensión interfacial en los momentos de estabilización
- (i) Se repite el mismo procedimiento para concentraciones de 50 y 75% de tolueno.
- (j) Construir una gráfica de IFT versus %dilución con tolueno, para obtener la ecuación de mejor ajuste, y así un valor general de tensión interfacial para el fluido.

En la Figura 6.55 se observa la gota de la muestra diluida en el momento que está dentro del sistema del tensiómetro interfacial.

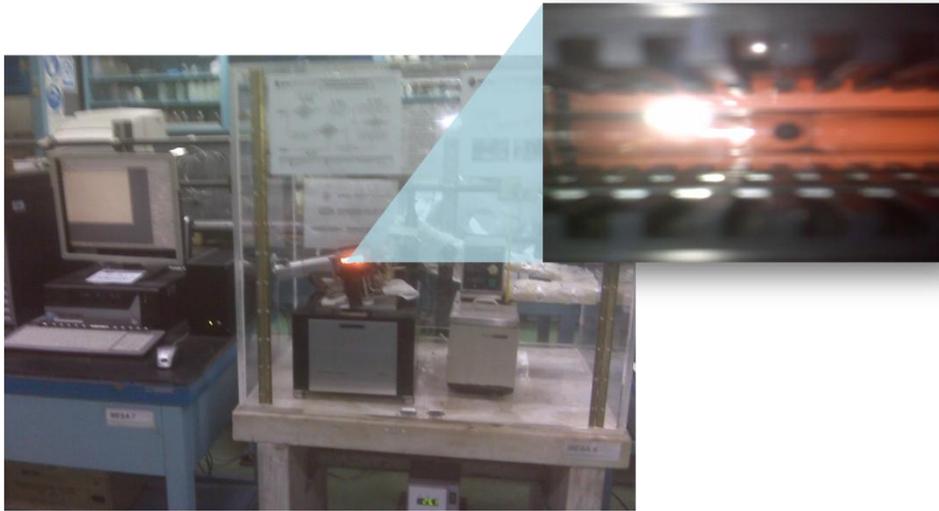


Figura 6.57 Método de la gota giratoria “Spinning drop”.

6.8 DIFERENCIAS ENTRE PVT CONVENCIONAL Y NO CONVENCIONAL EN PROYECTOS ANTERIORES

Del estudio bibliográfico realizado sobre análisis PVT en crudos espumantes, en especial en nuestro país, se pudieron constatar la realización de análisis del tipo no convencional para crudos con características espumantes de la Faja Petrolífera del Orinoco, se obtuvo data de estas pruebas a partir de algunos informes técnicos de la empresa PDVSA-Intevep, en los mismos se presentan los dos tipos de análisis PVT pero realizados en equipos que utilizan mercurio y con un tiempo de estabilización para la declinación de presión de 24 horas para el PVT no convencional. Se comparan estos datos para cada de uno de los fluidos seleccionados en esta parte del estudio. Estos fluidos serán designados como: fluido C, muestra proveniente del Campo Bare y fluido E que es una muestra del Campo Arcuna.

CAPÍTULO VII

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En esta sección se proporcionan los resultados experimentales obtenidos, así como los datos que han sido calculados o estimados a partir de los datos experimentales y aquellos que sirven como parámetros de comparación para cada estudio., analizándose las tendencias en cada resultado en general

CAPÍTULO VII

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

7.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

El principal enfoque era la búsqueda de anteriores análisis PVT no convencionales realizados en crudos espumantes y el otro el uso del simulador composicional PVTsim en crudos con estas características. Se obtuvo que estos análisis se han desarrollados en el extranjero, especialmente en Canadá (campos con alta producción de arena), pero todos en equipos con mercurio; con respecto a Venezuela este tipo de análisis se venía desarrollando con un tiempo de estabilización estándar de 24 horas e igual que en Canadá en equipos PVT que usan el mercurio como fluido presurizador. El único trabajo realizado en el equipo PVT libre de Hg anterior al presente, se llevó a cabo en el período de 2008-2009 pero usando el mismo tiempo de estabilización que pruebas anteriores (24 Hrs) y en algunas de estas pruebas se utilizó el método de tasa a retiro constante; es decir, no se espera que se alcance cierta estabilización por cada paso de presión, otras diferencias es que se estudia a diferentes temperaturas, no se guarda registro visual de ningunas de las pruebas y no se enfocan en ningún momento en la determinación del rango de pseudo burbuja. En cuanto al simulador composicional PVTsim, se encontraron diferentes tesis en donde se utiliza pero ninguna en crudos con estas características o al menos en crudos pesados y extrapesados; sino en crudos medianos, y en ninguna se hace uso del módulo de regresión.

7.2 PUESTA A PUNTO DEL EQUIPO LIBRE DE MERCURIO

A pesar que ya para 1994 se cuenta con el sistema para el estudio de petróleo negro pesado y extrapesado sin el uso del mercurio como mecanismo de desplazamiento (equipo PVT DB Robinson) parece extraño que no se tiene más data registrada sobre experimentos llevados a cabo en dicho sistema; las razones son simples, este equipo que es el único en forma comercial en nuestro país (A. Borges, entrevista personal, abril 11, 2011) ha presentado múltiples inconvenientes que ha evitado su uso de

forma permanente. Teniéndose registrado un sólo período de actividad en el cual se llevó a cabo un estudio; que no dejó registro en forma visual de lo observado dentro del celda PVT, principalmente ocasionado a que el sistema de captura de video era obsoleto. Después de dicho período el equipo estuvo fuera de servicio, lo cual empeoró su situación. La puesta a punto del equipo no sólo consistió en poner operativo al sistema PVT para pruebas no convencionales (solucionar los inconvenientes con el software que permite el monitoreo y control de algunas de las condiciones durante las pruebas, calibración del indicador y controlador de temperatura, instalación de un nuevo baño térmico y ensamblaje de la celda PVT dentro del horno del equipo) sino también en actualizar en forma definitiva el sistema de captura de video para así disfrutar de las ventajas de la grabación digital actual, y evitar de esta forma inconvenientes a la hora de registrar lo que sucede dentro de la celda, para poder así aprovechar al máximo las características visuales de dicho sistema. En la Figura 7.1 se refleja en parte lo referido a la actualización del sistema de captura de video.



(a)

(b)

Figura 7.1 Sistema para grabar lo que sucede internamente en la celda PVT: (a) antes y (b) después.

7.3 COMPOSICIÓN TOTAL DE LA MUESTRA DE CRUDO ESPUMANTE

En la Tablas 7.1 y 7.2 se presentan los resultados de los análisis de la muestra de líquido y gas para el fluido A. Seguidamente en las Tablas 7.3, 7.4 y 7.5 se presentan las diferentes composiciones para dicho fluido, resultante de la variación del peso

molecular del líquido de acuerdo a su incertidumbre (metodología mostrada en la Figura 6.25).

TABLA 7.1

Resultados del análisis de la muestra de líquido.

Peso molecular	500+/-18
Gravedad API	8.1

TABLA 7.2

Resultados del análisis de la muestra de gas.

COMPONENTES	%MOLAR
NITROGENO	0.243
METANO	98.687
CO2	0.000
ETANO	0.000
PROPANO	0.000
I-BUTANO	0.001
N-BUTANO	0.003
I-PENTANO	0.0433
N-PENTANO	0.023
HEXANOS	0.155
HEPTANOS	0.235
OCTANOS	0.260
NONANOS	0.249
DECANOS	0.037
UNDECANOS	0.005

GE @ 60 °F	0.586
Peso molecular	17

TABLA 7.3

Composición total del fluido A con MI=518 (Composición total 1).

Componente	Gas	Líquido	FL. Total
	% Molar	% Molar	% Molar
Nitrógeno	0.243	0.01	0.07
Diox. de carbono	0.000	0.01	0.01
Metano	98.746	0.37	27.74
Etano	0.000	0.01	0.01
Propano	0.000	0.01	0.01
I-Butano	0.001	0.01	0.01
N-Butano	0.003	0.01	0.01
I-Pentano	0.043	0.04	0.05
N-Pentano	0.023	0.03	0.03
Hexanos	0.155	0.53	0.42
Heptanos	0.235	2.06	1.55
Octanos	0.260	2,39	1.80
Nonanos	0.249	5.33	3.92
Decanos	0.037	1.82	1.33
Undecanos ⁺	0.005	87.37	63.04
%Molar	27.82	72.18	100
Peso molecular	17.01	518	378.61
PROPIEDADES DE UNDECANOS⁺			
GE @ 60° F	0.748	1.028	1.028
Peso molecular	170.34	575.38	575.38
PROPIEDADES DEL FLUIDO TOTAL RECOMBINADO.			
Peso molecular	378.61		
RGP (PCN/BN)	94.7		
GE del gas @ 60°F	0.5872		

TABLA 7.4

Composición total del fluido A con MI=500 (Composición total 2).

Componente	Gas	Líquido	FL. Total
	% Molar	% Molar	% Molar
Nitrógeno	0.243	0.01	0.07
Diox. de carbono	0.000	0.01	0.01
Metano	98.746	0.37	27.05
Etano	0.000	0.01	0.01
Propano	0.000	0.01	0.01
I-Butano	0.001	0.01	0.01
N-Butano	0.003	0.01	0.01
I-Pentano	0.043	0.04	0.05
N-Pentano	0.023	0.03	0.03
Hexanos	0.155	0.53	0.43
Heptanos	0.235	2.06	1.56
Octanos	0.260	2.39	1.82
Nonanos	0.249	5.33	3.96
Decanos	0.037	1.82	1.34
Undecanos ⁺	0.005	87.37	63.64
%Molar	27.12	72.88	100
Peso molecular	17.01	500	369.02
PROPIEDADES DE UNDECANOS⁺			
GE @ 60° F	0.748	1.02	1.028
Peso molecular	170.34	554.8	554.8
PROPIEDADES DEL FLUIDO TOTAL RECOMBINADO.			
Peso molecular	369.02		
RGP (PCN/BN)	94.7		
GE del gas @ 60°F	0.5872		

TABLA 7.5

Composición total del fluido A con MI=482 (Composición total 3).

Componente	Gas	Líquido	FL. Total
	% Molar	% Molar	% Molar
Nitrógeno	0.243	0.01	0.07
Diox. de carbono	0.000	0.01	0.01
Metano	98.746	0.37	26.34
Etano	0.000	0.01	0.01
Propano	0.000	0.01	0.01
I-Butano	0.001	0.01	0.01
N-Butano	0.003	0.01	0.01
I-Pentano	0.043	0.04	0.05
N-Pentano	0.023	0.03	0.03
Hexanos	0.155	0.53	0.43
Heptanos	0.235	2.06	1.58
Octanos	0.260	2.39	1.83
Nonanos	0.249	5.33	3.99
Decanos	0.037	1.82	1.35
Undecanos ⁺	0.005	87.37	64.28
%Molar	26.4	73.6	100
Peso molecular	17.01	482	359.24
PROPIEDADES DE UNDECANOS⁺			
GE @ 60° F	0.748	1.029	1.029
Peso molecular	170.34	534.22	534.22
PROPIEDADES DEL FLUIDO TOTAL RECOMBINADO.			
Peso molecular	359.24		
RGP (PCN/BN)	94.7		
GE del gas @ 60°F	0,5872		

Ahora en la Tabla 7.6 se cotejan las tres composiciones totales para el fluido A y las propiedades de la fracción pesada (Undecanos⁺) para dichas composiciones, ya que éstos son los valores a introducir posteriormente en el simulador composicional.

TABLA 7.6
Composiciones total para el fluido A.

Componente	Composición 1	Composición 2	Composición 3
Nitrógeno	0.07	0.07	0.07
Diox. de carbono	0.01	0.01	0.01
Metano	27.74	27.05	26.34
Etano	0.01	0.01	0.01
Propano	0.01	0.01	0.01
I-Butano	0.01	0.01	0.01
N-Butano	0.01	0.01	0.01
I-Pentano	0.05	0.05	0.05
N-Pentano	0.03	0.03	0.03
Hexanos	0.42	0.43	0.43
Heptanos	1.55	1.56	1.58
Octanos	1.80	1.82	1.83
Nonanos	3.92	3.96	3.99
Decanos	1.33	1.34	1.35
Undecanos ⁺	63.04	63.64	64.28
PROPIEDADES DE UNDECANOS⁺			
GE @ 60° F	1.028	1.028	1.029
Peso molecular	575.38	554.8	534.22

De la Tabla 7.6 se puede observar primeramente en forma general, que las tres composiciones son correspondientes a un yacimiento de petróleo negro; ya que la cantidad de componentes pesados es mayor al 40% y la cantidad del componente metano es mucho menor al 50%¹⁰. En cuanto a la variación del peso molecular del líquido, de acuerdo a su desviación estándar, se observan que las mayores diferencias

entre valores están en el componente metano para la composición 1 y composición 3, y el peso molecular de la fracción pesada también para las mismas composiciones; pero aún así es menor al 8%.

7.4 DETERMINACIÓN DE LOS PUNTOS DE PSEUDO BURBUJA

Se presentan los resultados de las tres pruebas de expansión a composición constante no convencionales, representados en las tablas 7.7, 7.8, 7.9, 7.10, 7.11 y 7.12 respectivamente, una vez sometidas a la validación de la presión de pseudo burbuja con la función “Y”, al cálculo de las densidades del petróleo por encima de este punto y finalmente al método para suavizar los resultados del cambio unitario de volumen con la presión; donde es necesario señalar que los valores indicados como densidad de la muestra y B_o tanto a la presión de carga como al punto de pseudo burbuja, son datos obtenidos mediante el modulo “Flash” del sistema PVT una vez realizados las pruebas de separación “flash” correspondiente para cada proceso.

TABLA 7.7

Resultados programa “Flash” inicial para prueba ECC1.

B_o (BY/BN)	A presión de carga	1.074
	A P_{sb}	1.102
ρ_o (g/cc)	A presión de carga	0.9549
	A P_{sb}	0.9299

TABLA 7.8

Relación presión-volumen, Prueba ECC1.

Presión (lpca)	Vol. Muestra (cc)	Vol. Relativo	Función “Y”	Densidad (g/cc)
2000	173.861	0.9855	----	0.9436
1800	174.131	0.9870	----	0.9422
1600	174.581	0.9895	----	0.9397
1400	175.210	0.9931	----	0.9363
1300	175.570	0.9952	----	0.9344
1200	175.615	0.9954	----	0.9342
1100	175.750	0.9962	----	0.9335
1000	175.885	0.9969	----	0.9328
900	176.065	0.9980	----	0.9318
800	176.425	1.0000	----	0.9299
700	177.459	1.0059	24.36	
600	179.079	1.0150	22.16	
500	182.183	1.0326	18.38	
400	186.456	1.0569	17.59	
300	194.958	1.1050	15.87	
200	216.370	1.2264	13.25	

TABLA 7.9

Resultados programa “Flash” inicial para prueba ECC2.

	A presión de carga	1.066
Bo (BY/BN)		
	A Psb	1.093
	A presión de carga	0.9554
ρ_0 (g/cc)		
	A Psb	0.9309

TABLA 7.10

Relación presión-volumen, Prueba ECC2.

Presión (lpca)	Vol. Muestra (cc)	Vol. Relativo	Función “Y”	Densidad (g/cc)
2000	171.342	0.9731	----	0.9566
1800	171.477	0.9739	----	0.9559
1600	171.657	0.9749	----	0.9549
1400	171.837	0.9759	----	0.9539
1300	172.421	0.9792	----	0.9506
1200	172.736	0.9810	----	0.9489
1100	173.051	0.9828	----	0.9472
1000	173.681	0.9864	----	0.9437
900	175.030	0.9941	----	0.9365
835	176.075	1.0000	----	0.9309
800	176.470	1.0022	19.51	
700	177.909	1.0104	18.51	
600	181.553	1.0311	12.59	
500	186.861	1.0613	10.94	
400	196.667	1.1170	9.30	
300	221.813	1.2598	6.87	
200	254.336	1.4445	7.14	

TABLA 7.11

Resultados programa “Flash” inicial para prueba ECC3.

	A presión de carga	1.0610
Bo (BY/BN)	A Psb	1.0880
	A presión de carga	0.9664
ρ_0 (g/cc)	A Psb	0.9422

TABLA 7.12

Relación presión-volumen, Prueba ECC3.

Presión (lpca)	Vol. Muestra (cc)	Vol. Relativo	Función “Y”	Densidad (g/cc)
2000	66.71036	0.978875	----	0.962533
1800	66.89029	0.981516	----	0.959944
1600	66.98026	0.982836	----	0.958655
1400	67.25016	0.986796	----	0.954807
1300	67.43009	0.989436	----	0.952259
1200	67.52006	0.990757	----	0.950990
1100	67.65501	0.992737	----	0.949093
1000	67.87993	0.996037	----	0.945949
900	68.14983	0.999997	----	0.942202
841	68.15000	1.000000	----	0.942200
800	68.73461	1.008578	5.97	
700	70.71388	1.037621	5.35	
600	75.03229	1.100987	3.98	
500	80.52026	1.181515	3.76	
400	98.33368	1.442901	2.49	
300	116.95680	1.716167	2.52	
200	152.17879	2.232998	2.60	

Se comprueba que los valores para los puntos de pseudo burbuja están fuertemente relacionados con el tiempo de estabilización para el agotamiento de la presión. Lo que reflejan estados de no equilibrio. A un tiempo de estabilidad menor se obtienen que las presiones en las cuales se comienza a liberar gas como fase independiente son menores, lo cual promueve la formación de espuma, ya que se da poco tiempo a las

burbujas para que se unan; lo que se traduce en una alta supersaturación que ocasiona una lenta tasa de nucleación, lo que favorece a mantener una mayor cantidad de gas en la fase líquida. Esto trae como consecuencia que a menor punto de pseudo burbuja, mayor es el factor volumétrico de formación del petróleo y menor es la densidad del fluido.

La diferencia entre la presión de burbuja, determinada mediante una prueba de expansión a composición constante convencional, para un fluido particular y la presión a la que empieza a ocurrir la liberación del gas para ese mismo fluido pero en una prueba no convencional, es lo que se conoce como rango de la pseudo presión de burbuja y en la literatura se ha indicado que puede estar alrededor del 25% o incluso ser más bajo. Para el fluido A se reportó que su presión de burbuja obtenida mediante un estudio convencional es de 1000 lpcá⁸³. por lo tanto se determinó que este rango aún para un tiempo de estabilización considerado “rápido” (120 minutos)²³ no es mayor al 25% y se hace cada vez menor al incrementarse el tiempo de agotamiento para la tasa de presión.

En la Figura 7.2 se visualiza el cotejo del comportamiento de las curvas pertenecientes a los volúmenes relativos en función de la presión, de las pruebas de expansión a composición constante no convencionales realizadas a diferentes tiempos de estabilización para el agotamiento de presión. Donde es posible detallar que ocurre menor liberación de gas a una reducción más rápida de la presión, esto debido a que existe mayor entrapamiento de esta fase.

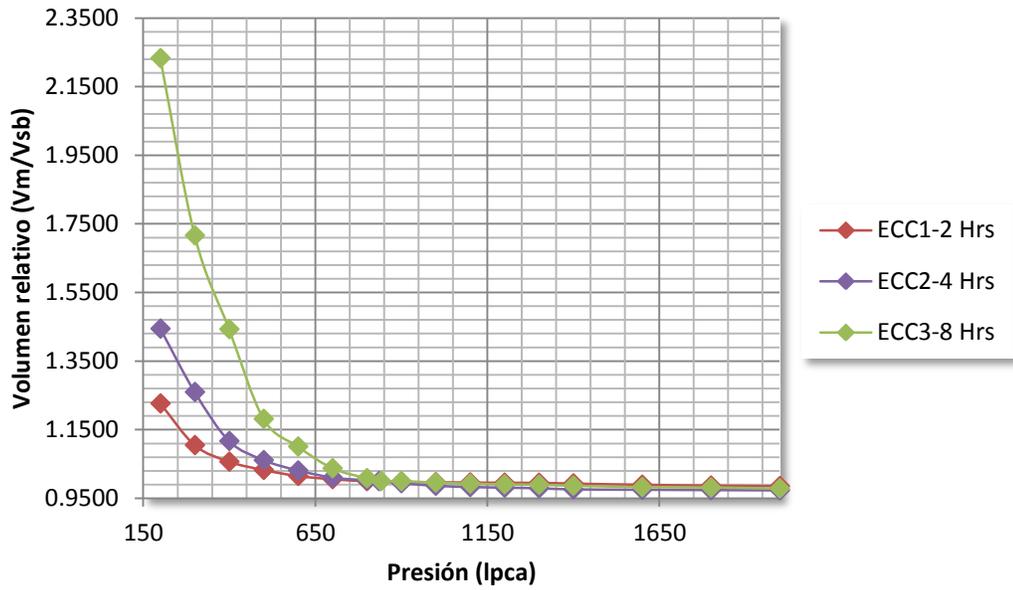


Figura 7.2 Volumen relativo vs. Presión, Pruebas ECC-1, 2,3.

En la Figura 7.3 se observa el comportamiento de la función “Y” para estos tres análisis, donde la tendencia general para esta función son menores valores a mayor liberación de gas. Por eso se observan altos valores de la función “Y” a menor tiempo de estabilización de la presión.

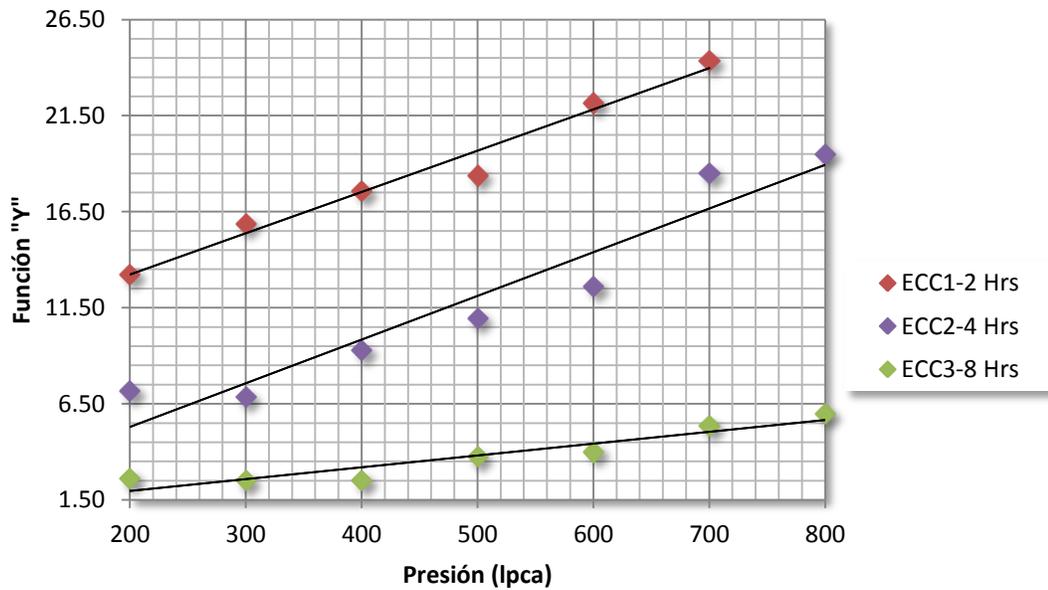


Figura 7.3 Función “Y” vs. Presión, Pruebas ECC-1, 2,3.

Finalmente se presenta para este estudio comparativo, la Figura 7.4 donde se coteja las compresibilidades por encima del punto de pseudo burbuja.

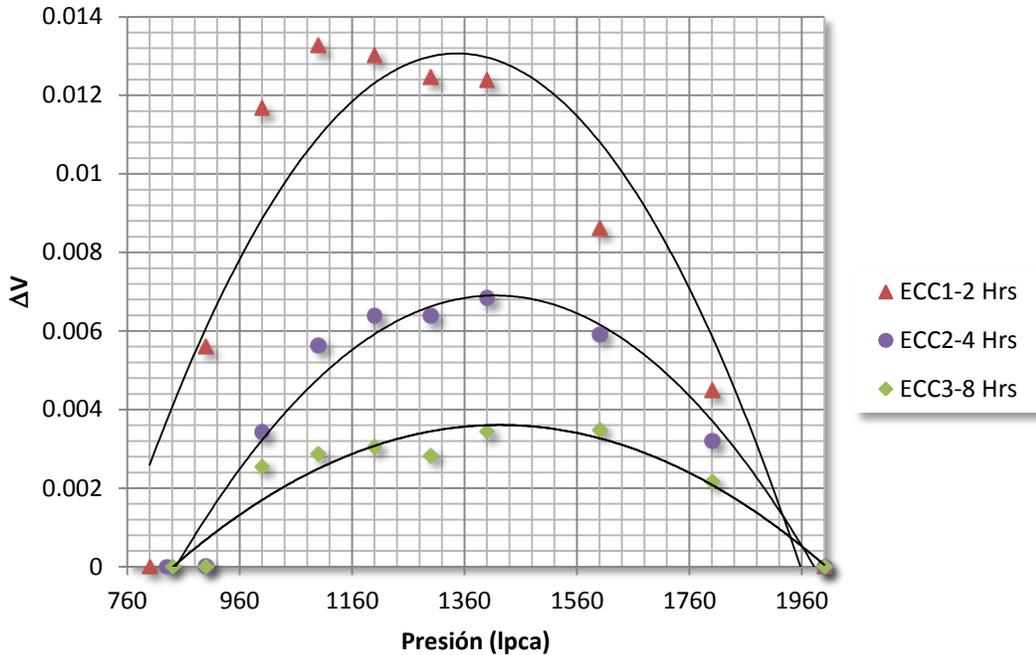


Figura 7.4 Cambio unitario de volumen vs. Presión, Pruebas ECC-1, 2,3.

El cambio unitario de volumen con la presión a temperatura constante de un líquido subsaturado es despreciable; no obstante al caracterizarse los crudos espumantes con pruebas de expansión a composición constante sin agitación, se permite que las burbujas vayan quedando atrapadas en la fase líquida antes de su liberación efectiva como fase independiente lo que crea una especie de compresibilidad artificial para estos crudos. Esta compresibilidad artificial será mayor para los puntos de pseudo burbujas obtenidos a menor tiempo de estabilización de la tasa de agotamiento de presión, ya que existe mayor cantidad de burbujas de gas atrapadas.

7.4.1 Comportamiento del fluido observado dentro de la celda

Aprovechando las características visuales y el sistema de captura de video del equipo PVT DB Robinson libre de mercurio para crudos pesados y extrapesados; se realizó un seguimiento del comportamiento del fluido A dentro de la celda durante las

pruebas no convenciones de expansión a composición constante, para tratar de entender y describir en la mayor medida posible el comportamiento de los crudos con características espumantes.

A valores cercanos y por encima al punto de pseudo burbuja es posible observar; la existencia de burbujas atrapadas en el crudo, pero no se observa ningún proceso de coalescencia o segregación gravitacional de las dos fases (Figura 7.5):

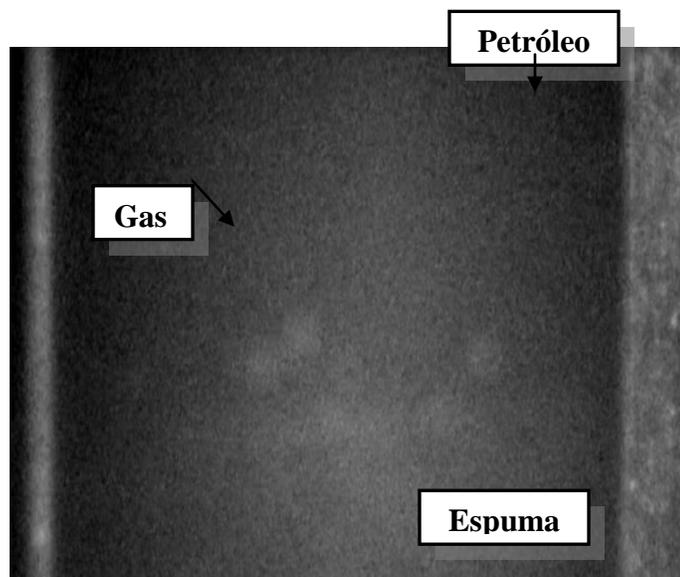


Figura 7.5 Comportamiento del fluido espumante a valores cercanos y por encima del Psb.

A valores por debajo del punto de pseudo burbuja, se observa la coalescencia de las burbujas y la visión de la espuma es más visible. Todo esto es señalado en el siguiente juego de imágenes:

- (a) En la Figura 7.6 se analiza específicamente una burbuja de gas al minuto 3:14, al examinarla unos minutos antes no se observa de forma muy clara dicha burbuja y a unos minutos después, la misma pierde parte de su claridad alcanzada. Todo esto es consecuencia del fenómeno de coalescencia entre burbujas, una en contacto directo con la ventana de cristal de la celda con otra dentro del crudo.

Ese destello o máxima claridad observada en la burbuja al minuto 3:14, ocurre en el paso final de coalescencia antes de que suceda una migración parcial (debido a la resistencia viscosa del crudo) del gas a través del crudo para formar parte de la fase continua.

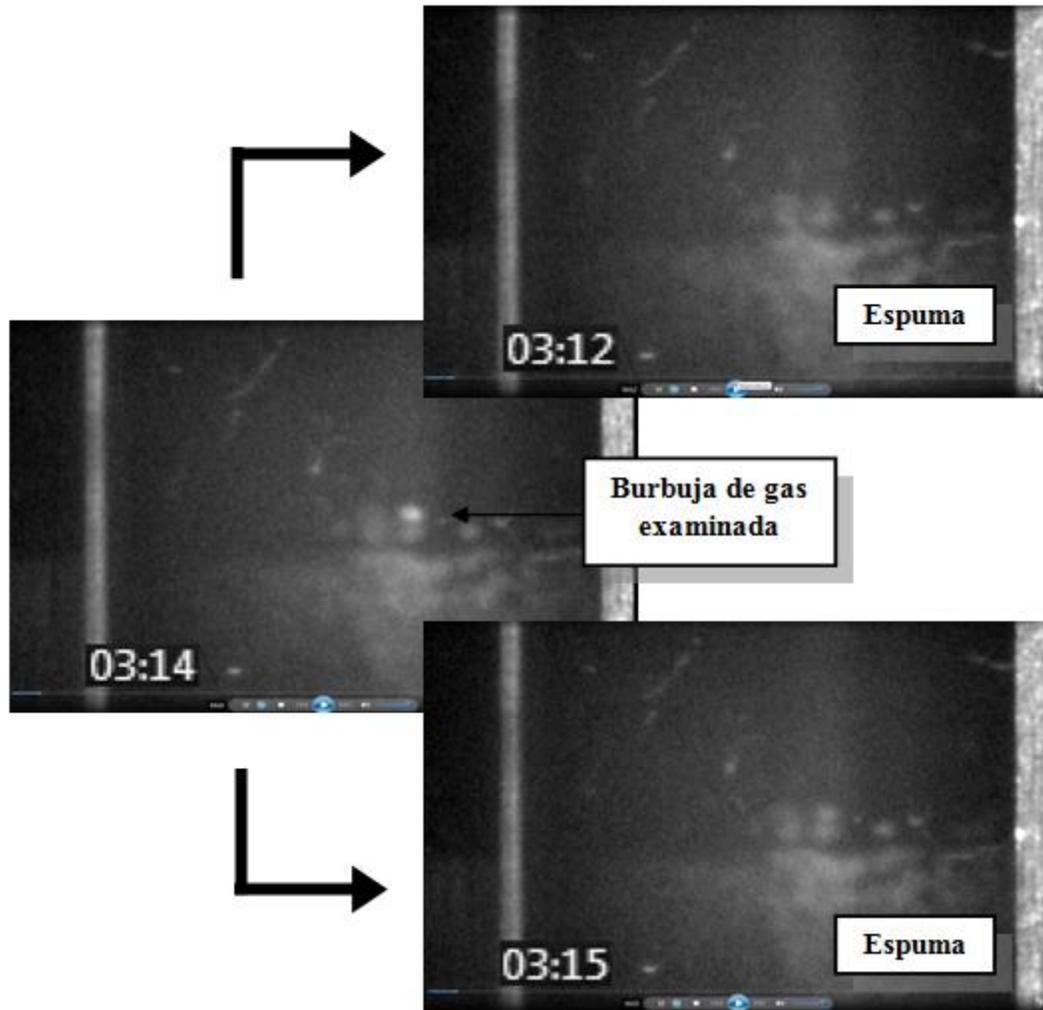


Figura 7.6 Migración parcial del gas a la fase continua.

- (b) En la Figura 7.7 se puede observar el segundo paso antes de la coalescencia definitiva de dos burbujas, en dicho paso las burbujas se encuentran lo suficientemente cerca y chocan. Estas burbujas coalescen frente a la ventana de cristal de la celda y aquí es apreciable el efecto limitante que tiene las viscosas en el control de crecimiento de las burbujas, ya que la expansión de la fase de gas

por difusión existente dentro de la burbuja, no es suficientemente grande para superar la resistencia causada por los alrededores viscosos; es decir, las fuerzas gravitacionales no superan las fuerzas viscosas; por eso aún después de la transferencia de masa entre la espuma y una burbuja, observada al minuto 3:39, esta burbuja se mantiene visible delante del cristal al minuto siguiente.

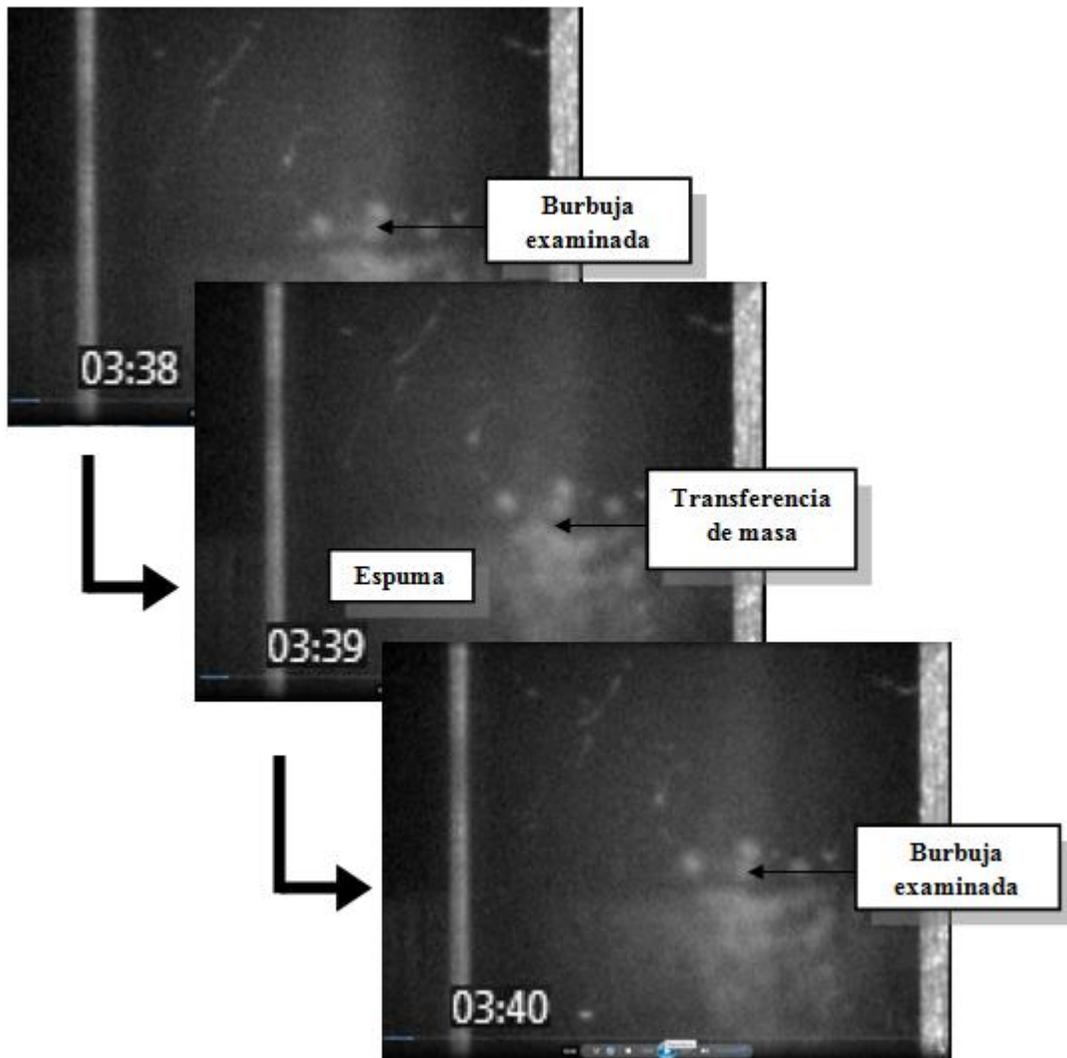


Figura 7.7 Proceso de transferencia de masa.

- (c) En las Figuras 7.8 y 7.9 se observan las secuencias en la que dos burbujas frente al cristal de la celda coalescen y posteriormente la nueva burbuja formada se inserta lentamente en forma no perpendicular (deformación de la burbuja) a través

del crudo, donde subsecuentemente es observada la ocupación de la fase líquida frente al visor de la celda. Todo esto posiblemente debido a la resistencia ofrecida por las fuerzas viscosas del crudo. Aquí se verifica que existe aún para el minuto 11:57 una migración parcial del gas, debido a que todavía la burbuja es un poco visible.

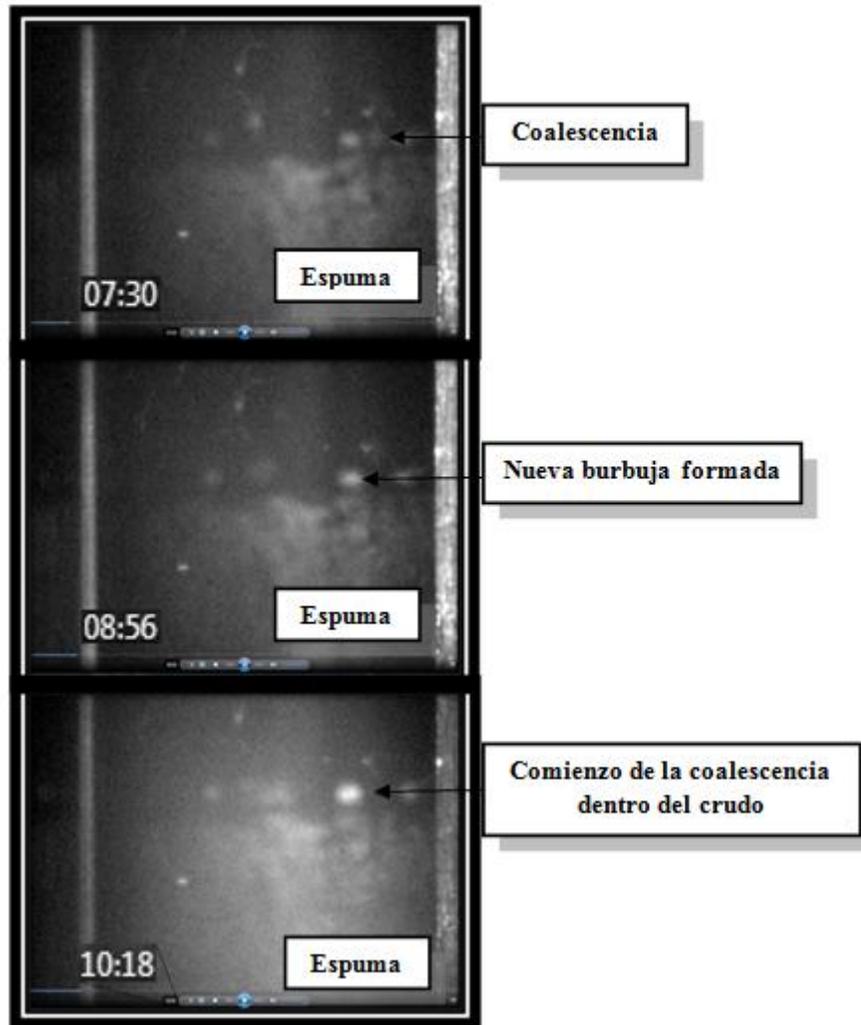


Figura 7.8 Proceso de coalescencia de dos burbujas.

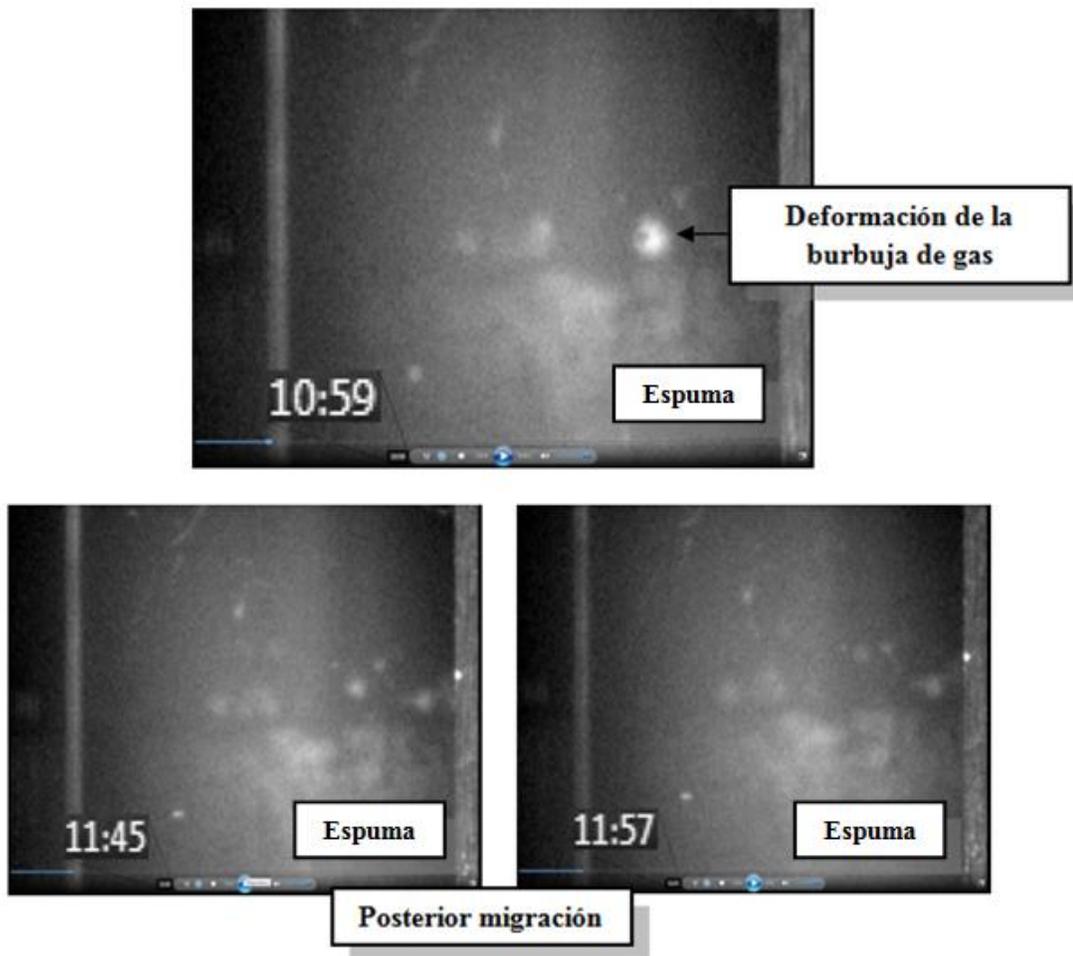


Figura 7.9 Proceso de deformación de una burbuja de gas para coalescer con otra dentro del crudo.

- (d) En la Figura 7.10 es posible visualizar el proceso de coalescencia de dos burbujas, frente a la ventana de cristal de la celda, y su posterior migración parcial al minuto 07:20.

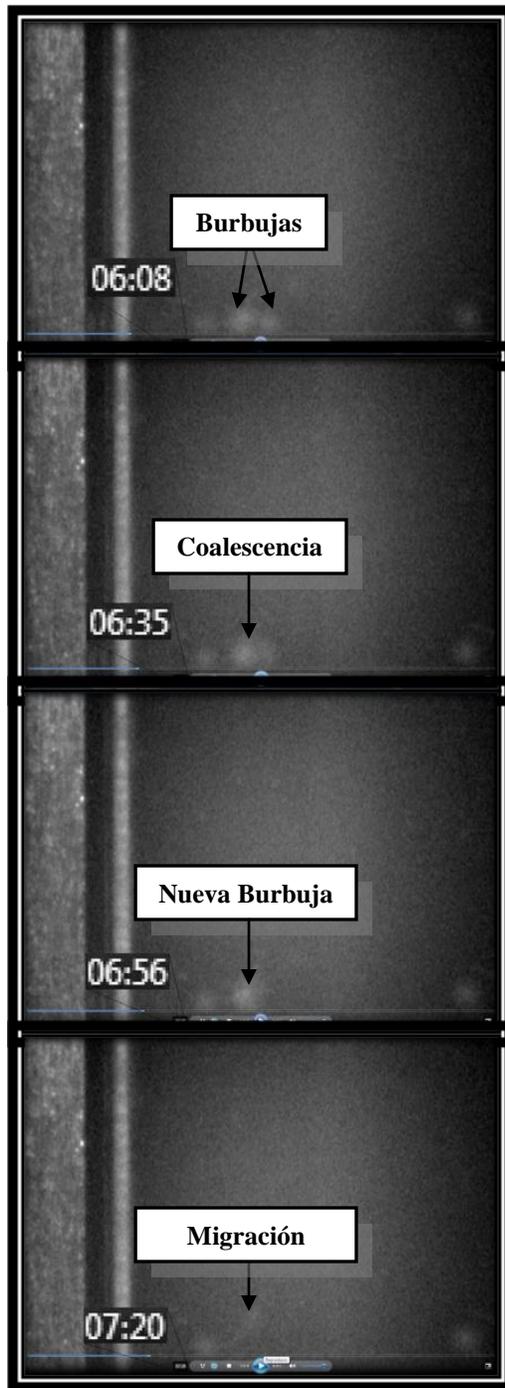


Figura 7.10 Coalescencia de dos burbujas frente a la ventana de cristal.

Al valor final de presión de carga o trabajo (200 lpc), y cierto tiempo de estabilidad para este tipo de crudos, se observa la formación de una capa de gas. En la Figura 7.11 se ilustra este momento tanto por fuera como por dentro de la celda PVT.

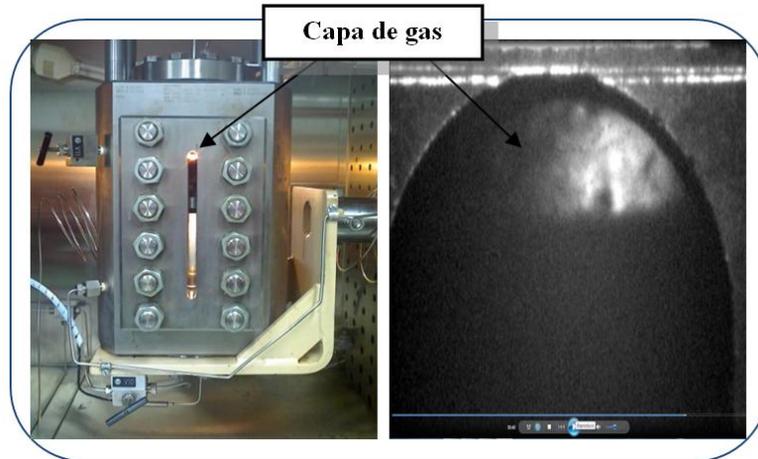


Figura 7.11 Capa de gas en crudos espumantes.

7.5 SIMULACIONES COMPOSICIONALES

Primeramente son presentados los resultados para las composiciones resultantes de la variación del peso molecular del líquido para el fluido A, Tablas 7.13, 7.14, 7.15 y 7.16 respectivamente. En las tablas referentes a los errores porcentuales (Tablas 7.17, 7.18 y 7.19) son sombreados los resultados para la ecuación que presentó menor error, de acuerdo al método de priorización de variables, para cada una de las composiciones totales.

TABLA 7.13

Resultados experimentales para el fluido A⁸³.

Psat (lpca)	RGP (PCN/BN)	ρ_o (lb/ft³)	Bo (BY/BN)	°API
1000	95	59.93	1.0582	8.1

TABLA 7.14

Resultados simulados para la composición total 1 del fluido A.

EDE	Psat (lpca)	RGP (PCN/BN)	ρ_o (lb/ft³)	Bo (BY/BN)	°API
SRK Peneloux	2146.37	100.4	61.816	1.04	7.543
SRK	2146.37	127	77.383	1.05	-21.63
SRK Peneloux (T)	2146.37	100.4	60.932	1.055	7.543
PR Peneloux	1188.31	99.6	61.302	1.046	7.901
PR	1188.31	103.6	63.935	1.044	2.434
PR Peneloux (T)	1188.31	99.6	60.44	1.061	7.901
PR78 Peneloux	1187.62	99.6	61.3	1.046	7.903
PR78	1187.62	103.6	63.933	1.044	2.437
PR78 Peneloux (T)	1187.62	99.6	60.439	1.061	7.903

TABLA 7.15

Resultados simulados para la composición total 2 del fluido A.

EDE	Psat (lpca)	RGP (PCN/BN)	ρ_o (lb/ft ³)	Bo (BY/BN)	°API
SRK Peneloux	2071.2	100.4	61.806	1.041	7.515
SRK	2071.2	125.8	76.622	1.052	-20.535
SRK Peneloux (T)	2071.2	100.4	60.941	1.055	7.515
PR Peneloux	1160.56	99.6	61.294	1.047	7.889
PR	1160.56	102.7	63.349	1.044	3.696
PR Peneloux (T)	1160.56	99.6	60.449	1.061	7.889
PR78 Peneloux	1159.94	99.6	61.292	1.047	7.892
PR78	1159.94	102.7	63.347	1.044	3.698
PR78 Peneloux (T)	1159.94	99.6	60.447	1.061	7.892

TABLA 7.16

Resultados simulados para la composición total 3 del fluido A.

EDE	Psat (lpca)	RGP (PCN/BN)	ρ_o (lb/ft ³)	Bo (BY/BN)	°API
SRK Peneloux	2004.41	100.6	61.852	1.041	7.362
SRK	2004.41	124.8	76.000	1.052	-19.626
SRK Peneloux (T)	2004.41	100.6	61.009	1.055	7.362
PR Peneloux	1132.00	99.7	61.337	1.047	7.755
PR	1132.00	101.7	62.767	1.044	4.974
PR Peneloux (T)	1132.00	99.7	60.512	1.061	7.755
PR78 Peneloux	1131.43	99.7	61.336	1.047	7.757
PR78	1131.43	101.7	62.765	1.044	4.976
PR78 Peneloux (T)	1131.43	99.7	60.511	1.061	7.757

TABLA 7.17

Errores porcentuales (%) para la composición total 1 del fluido A.

EDE	Psat	RGP	ρ_o	Bo	°API
SRK Peneloux	114.64	6.02	3.15	1.72	6.88
SRK	114.64	34.11	29.12	0.77	367.04
SRK Peneloux (T)	114.64	6.02	1.67	0.30	6.88
PR Peneloux	18.83	5.17	2.29	1.15	2.46
PR	18.83	9.40	6.68	1.34	69.95
PR Peneloux (T)	18.83	5.17	0.85	0.26	2.46
PR78 Peneloux	18.76	5.17	2.29	1.15	2.43
PR78	18.76	9.40	6.68	1.34	69.91
PR78 Peneloux (T)	18.76	5.17	0.85	0.26	2.43

TABLA 7.18

Errores porcentuales (%) para la composición total 2 del fluido A.

EDE	Psat	RGP	ρ_o	Bo	°API
SRK Peneloux	107.12	6.02	4.70	1.63	7.22
SRK	107.12	32.84	29.80	0.59	353.52
SRK Peneloux (T)	107.12	6.02	3.24	0.30	7.22
PR Peneloux	16.06	5.17	3.84	1.06	2.60
PR	16.06	8.45	7.32	1.34	54.37
PR Peneloux (T)	16.06	5.17	2.40	0.26	2.60
PR78 Peneloux	15.99	5.17	3.83	1.06	2.57
PR78	15.99	8.45	7.31	1.34	54.35
PR78 Peneloux (T)	15.99	5.17	2.40	0.26	2.57

TABLA 7.19

Errores porcentuales (%) para la composición total 3 del fluido A.

EDE	Psat	RGP	ρ_o	Bo	$^{\circ}\text{API}$
SRK Peneloux	100.44	6.23	4.78	1.63	9.11
SRK	100.44	31.78	28.75	0.59	342.30
SRK Peneloux (T)	100.44	6.23	3.35	0.30	9.11
PR Peneloux	13.20	5.28	3.91	1.06	4.26
PR	13.20	7.39	6.33	1.34	38.59
PR Peneloux (T)	13.20	5.28	2.51	0.26	4.26
PR78 Peneloux	13.14	5.28	3.91	1.06	4.23
PR78	13.14	7.39	6.33	1.34	38.57
PR78 Peneloux (T)	13.14	5.28	2.51	0.26	4.23

De las ecuaciones seleccionadas para cada una de las composiciones estudiadas del fluido A; se aplicará nuevamente el criterio de menor error porcentual, de acuerdo al método de priorización de variables, para la selección de una ecuación de estado definitiva que represente dicho fluido. La ecuación de estado resultante corresponde a PR78 Peneloux (T) de la composición total 3 (ecuación que presenta el mejor ajuste para la presión de saturación), como se indicó previamente en el capítulo de metodología, es la composición resultante de la variación del peso molecular del líquido menos su desviación estándar. Este resultado está dentro del rango experimental determinado en la prueba VPO.

De lo anterior es posible notar que la variación del grado de incertidumbre del peso molecular del líquido genera diferencias, que no son muy relevantes a simple vista en las composiciones totales pero que tienen una importancia en los resultados presentados por el simulador composicional. Esto debido al efecto que tiene este valor en el peso molecular de la fracción pesada a introducir en el simulador; porque es este número el que afecta significativamente el resultado de caracterización

generado en el simulador⁶³. Es posible verificar que a menor peso molecular de la fracción pesada se generan principalmente mejores resultados en la estimación de la presión de saturación, dado que está más afectada por el comportamiento intermolecular de los fluidos que las propiedades volumétricas.

A continuación se muestran los últimos resultados simulados para el fluido A a partir de la ecuación PR78 Peneloux (T), y los resultados para el fluido B (Tablas 7.20, 7.21 y 7.22) y el fluido C (7.23,7.24 y 7.25):

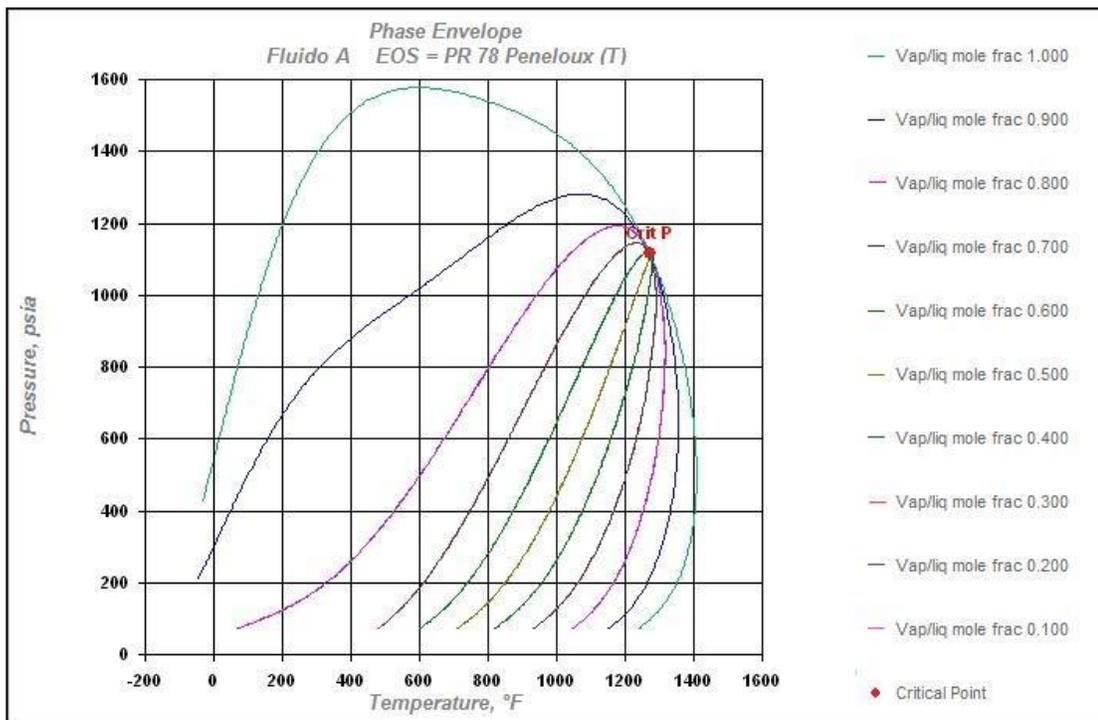


Figura 7.12 Envoltente de fase para el fluido A.

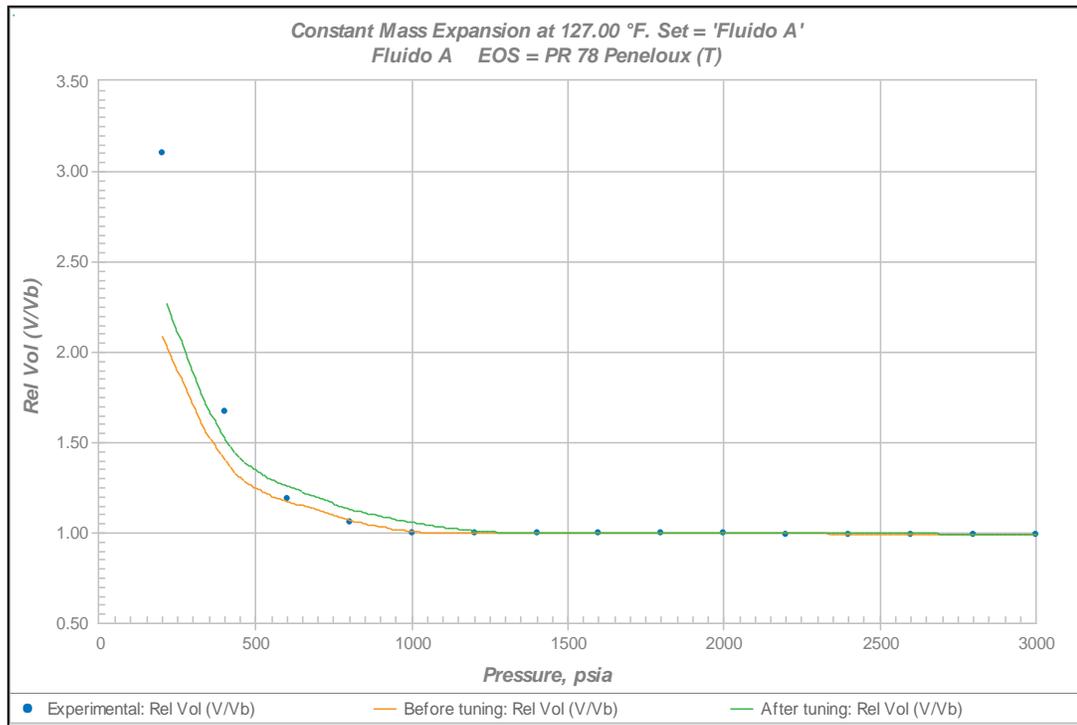


Figura 7.13 Volumen relativo vs. Presión para el fluido A.

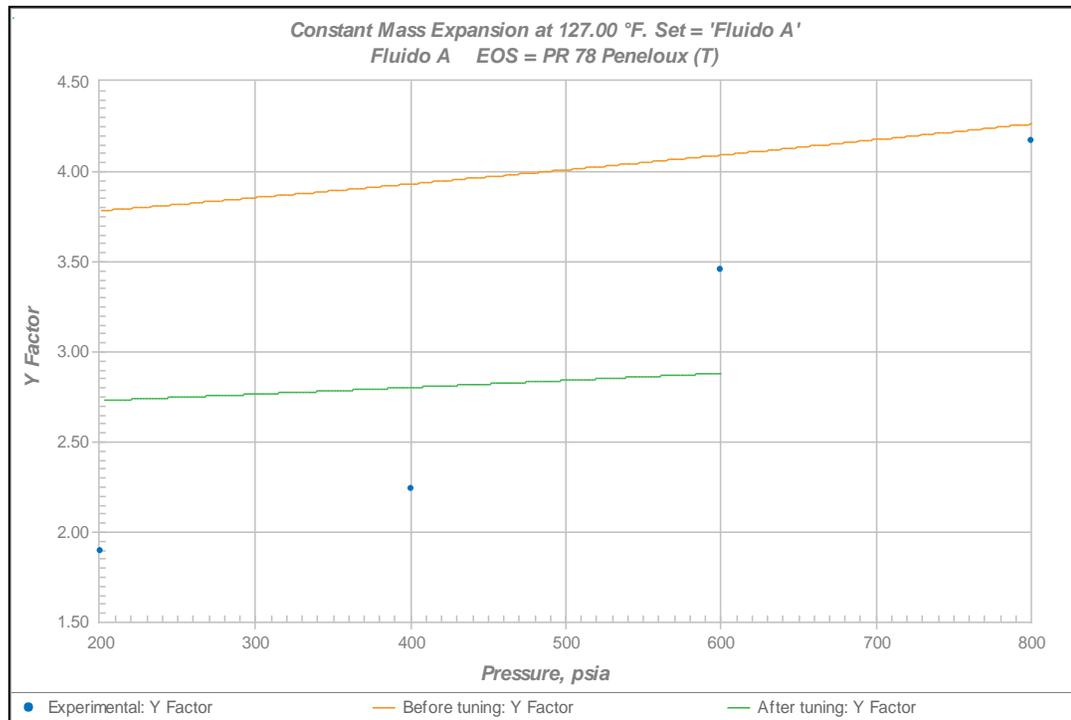


Figura 7.14 Función “Y” vs. Presión para el fluido A.

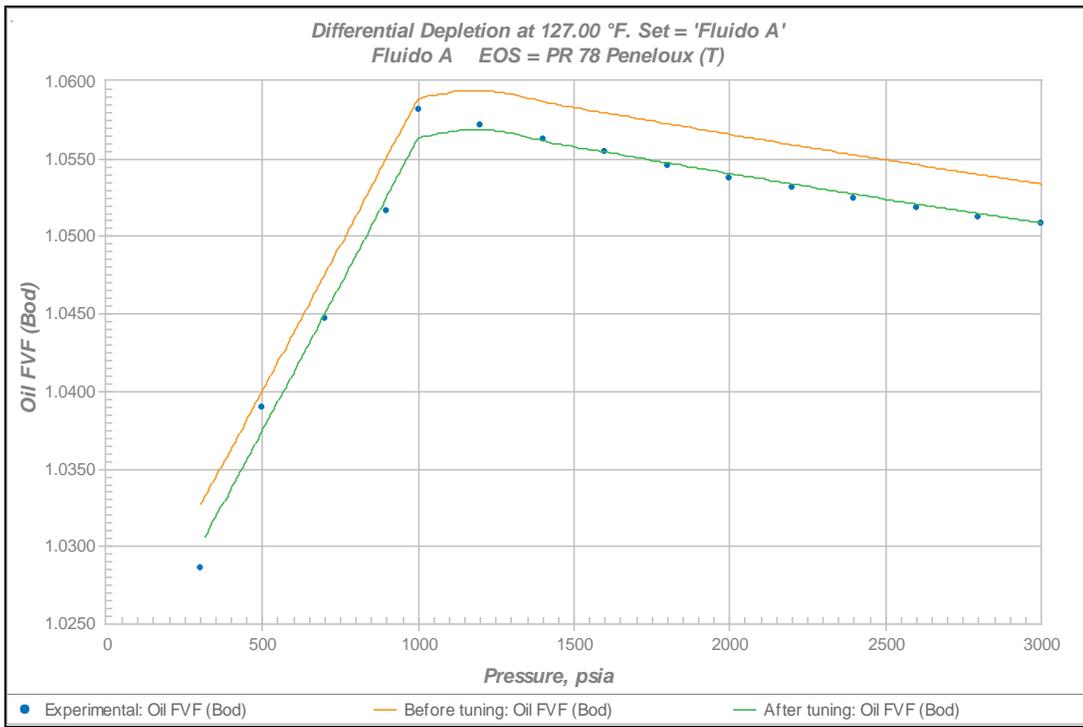


Figura 7.15 Factor volumétrico de formación de petróleo vs. Presión para el fluido A.

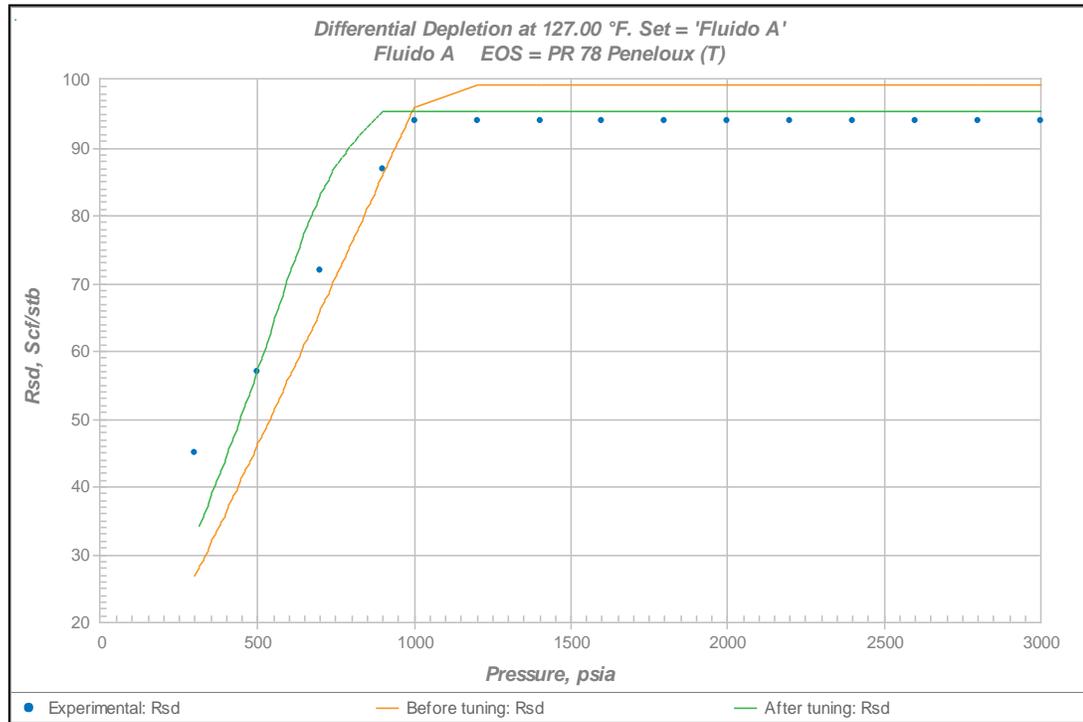


Figura 7.16 Relación gas-petróleo en solución vs. Presión para el fluido A.

TABLA 7.20

Resultados experimentales para el fluido B⁸⁴.

Psat (lpca)	RGP (PCN/BN)	ρ_o (lb/ft³)	Bo (BY/BN)	°API
1185	97	58.910	1.088	7.8

TABLA 7.21

Resultados simulados para el fluido B.

EDE	Psat (lpca)	RGP (PCN/BN)	ρ_o (lb/ft³)	Bo (BY/BN)	°API
SRK Peneloux	1990.69	102.4	61.641	1.044	7.463
SRK	1990.69	122.8	73.251	1.053	-15.6
SRK Peneloux (T)	1990.69	102.4	60.682	1.06	7.463
PR Peneloux	1185.02	101.6	61.155	1.049	7.835
PR	1185.02	100.8	60.942	1.045	8.901
PR Peneloux (T)	1185.02	101.6	60.208	1.066	7.835
PR78 Peneloux	1184.32	101.6	61.154	1.049	7.838
PR78	1184.32	100.8	60.94	1.045	8.904
PR78 Peneloux (T)	1184.32	101.6	60.207	1.066	7.838

TABLA 7.22

Errores porcentuales (%) para la data experimental del fluido B.

EDE	Psat	RGP	ρ_o	Bo	°API
SRK Peneloux	67.99	5.68	4.64	4.04	4.32
SRK	67.99	26.73	24.34	3.22	300.00
SRK Peneloux (T)	67.99	5.68	3.01	2.57	4.32
PR Peneloux	0.00	4.85	3.81	3.58	0.45
PR	0.00	4.02	3.45	3.95	14.12
PR Peneloux (T)	0.00	4.85	2.20	2.02	0.45
PR78 Peneloux	0.06	4.85	3.81	3.58	0.49
PR78	0.06	4.02	3.45	3.95	14.15
PR78 Peneloux (T)	0.06	4.85	2.20	2.02	0.49

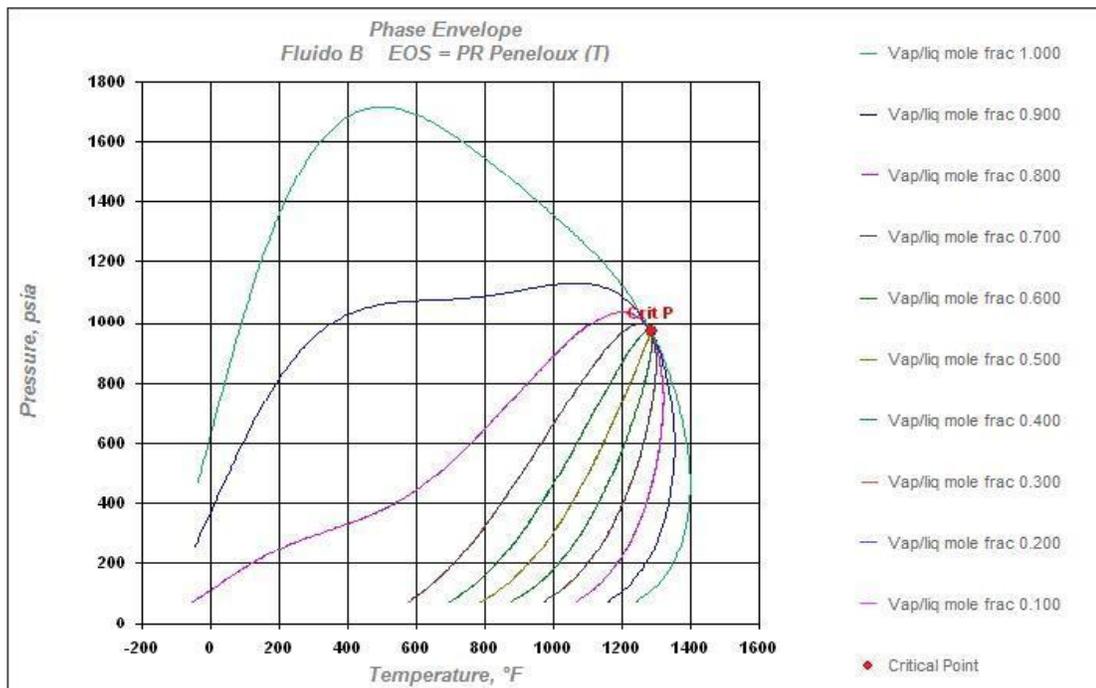


Figura 7.17 Envoltente de fase para el fluido B.

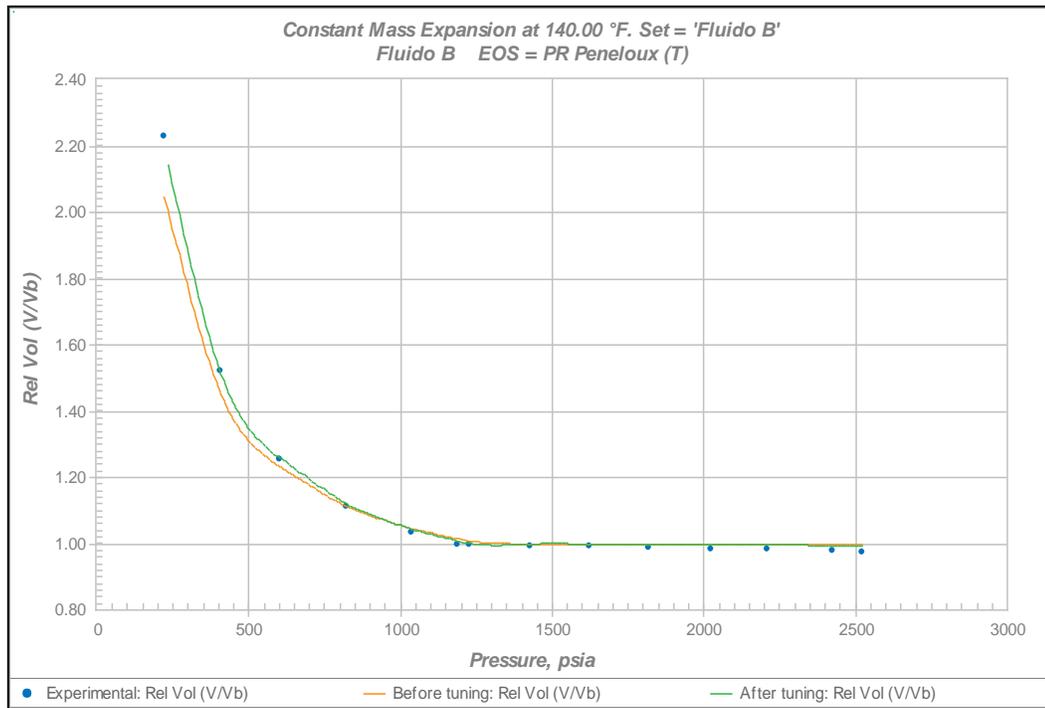


Figura 7.18 Volumen relativo vs. Presión para el fluido B.

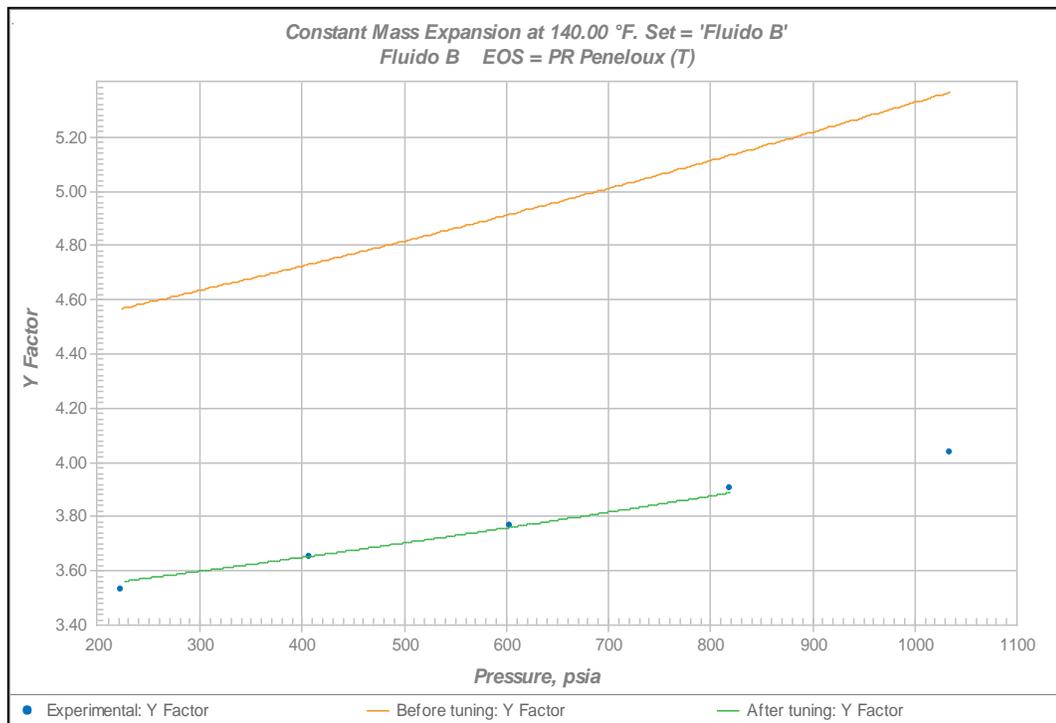


Figura 7.19 Función “Y” vs. Presión para el fluido B.

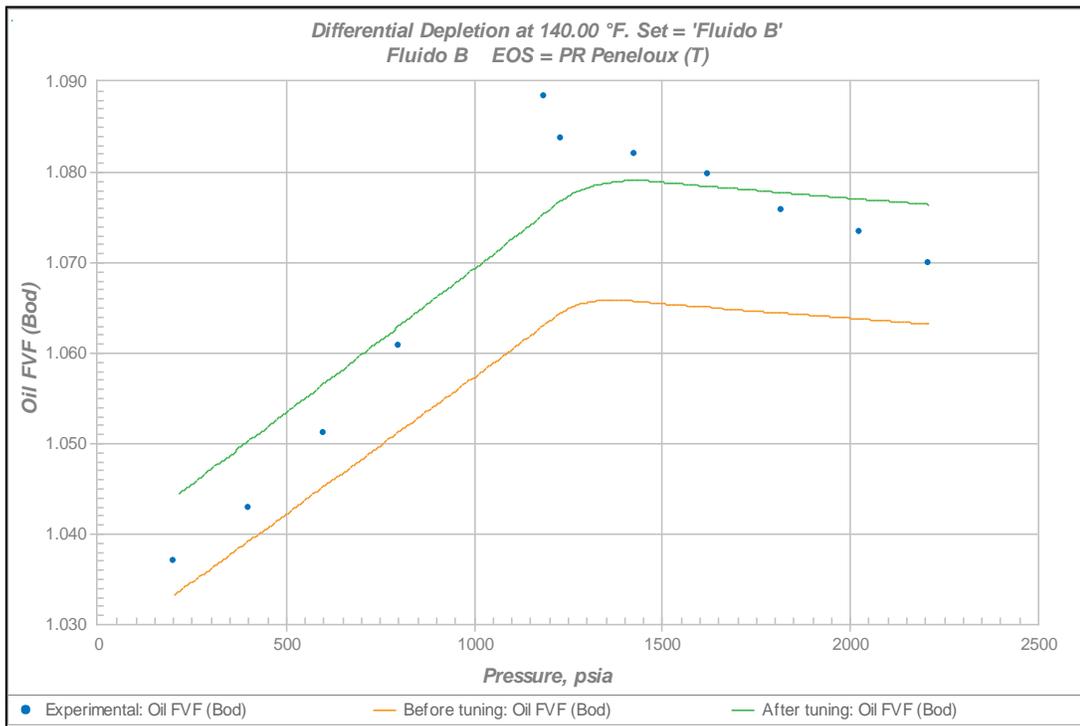


Figura 7.20 Factor volumétrico de formación de petróleo vs. Presión para el fluido B.

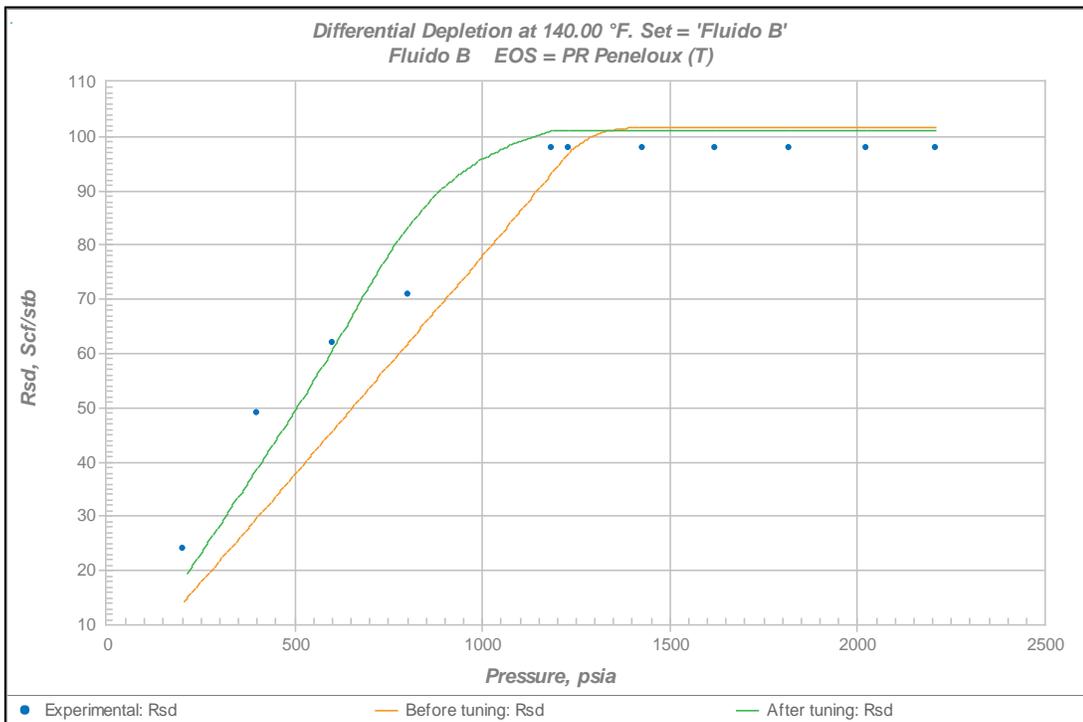


Figura 7.21 Relación gas-petróleo en solución vs. Presión para el fluido B.

TABLA 7.23

Resultados experimentales para el fluido C⁸⁵.

Psat (lpca)	RGP (PCN/BN)	ρ_o (lb/ft³)	Bo (BY/BN)	°API
740	74	52.271	1.080	12.9

TABLA 7.24

Resultados simulados para el fluido C.

EDE	Psat (lpca)	RGP (PCN/BN)	ρ_o (lb/ft³)	Bo (BY/BN)	°API
SRK Peneloux	1348.86	79.9	59.735	1.036	12.636
SRK	1348.86	92.5	68.744	1.043	-7
SRK Peneloux (T)	1348.86	79.9	58.819	1.053	12.636
PR Peneloux	918.3	79.2	59.435	1.039	12.953
PR	918.3	80.7	60.718	1.037	10.227
PR Peneloux (T)	918.3	79.2	58.495	1.056	12.953
PR78 Peneloux	917.86	79.2	59.434	1.039	12.956
PR78	917.86	80.7	60.716	1.037	10.229
PR78 Peneloux (T)	917.86	79.2	58.493	1.056	12.956

TABLA 7.25

Errores porcentuales (%) para la data experimental del fluido C.

EDE	Psat	RGP	ρ_o	Bo	°API
SRK Peneloux	82.28	7.68	14.28	4.05	2.05
SRK	82.28	24.66	31.51	3.40	154.26
SRK Peneloux (T)	82.28	7.68	12.53	2.47	2.05
PR Peneloux	24.09	6.74	13.71	3.77	0.41
PR	24.09	8.76	16.16	3.95	20.72
PR Peneloux (T)	24.09	6.74	11.91	2.20	0.41
PR78 Peneloux	24.04	6.74	13.70	3.77	0.43
PR78	24.04	8.76	16.16	3.95	20.71
PR78 Peneloux (T)	24.04	6.74	11.90	2.20	0.43

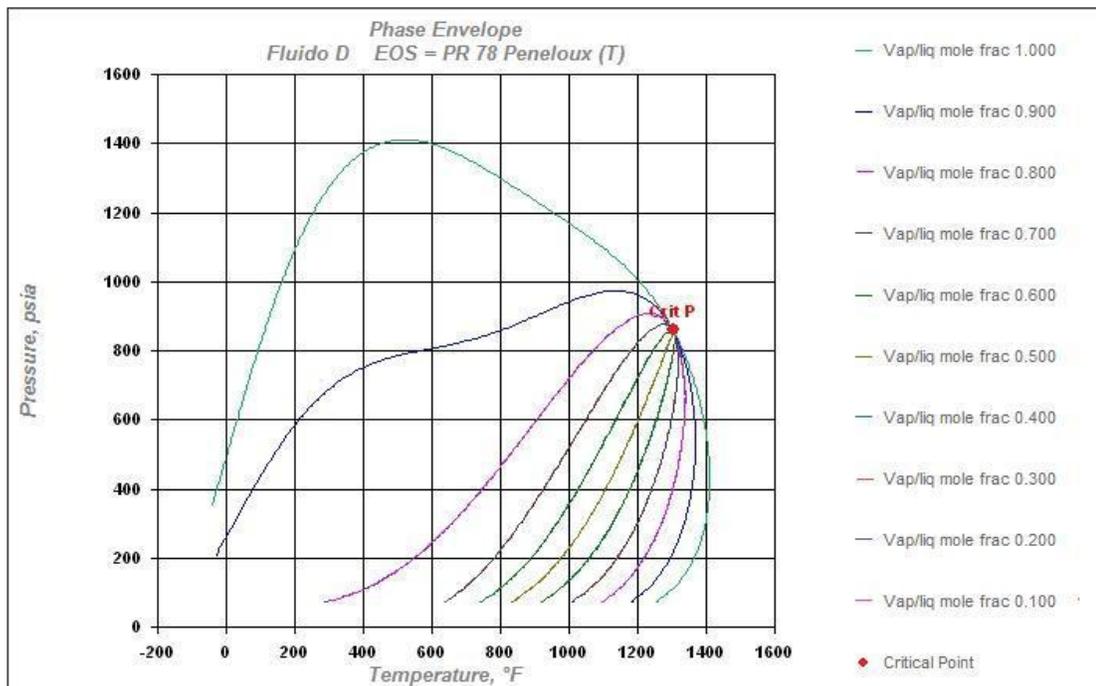


Figura 7.22 Envoltente de fase para el fluido C.

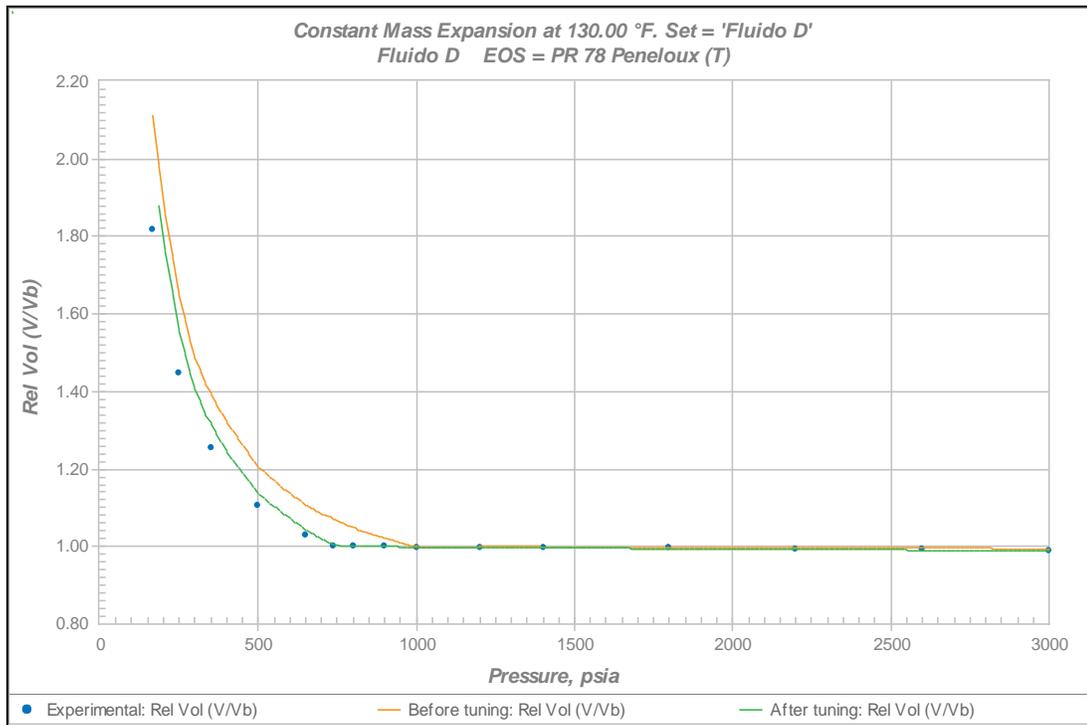


Figura 7.23 Volumen relativo vs. Presión (simulado) para el fluido C.

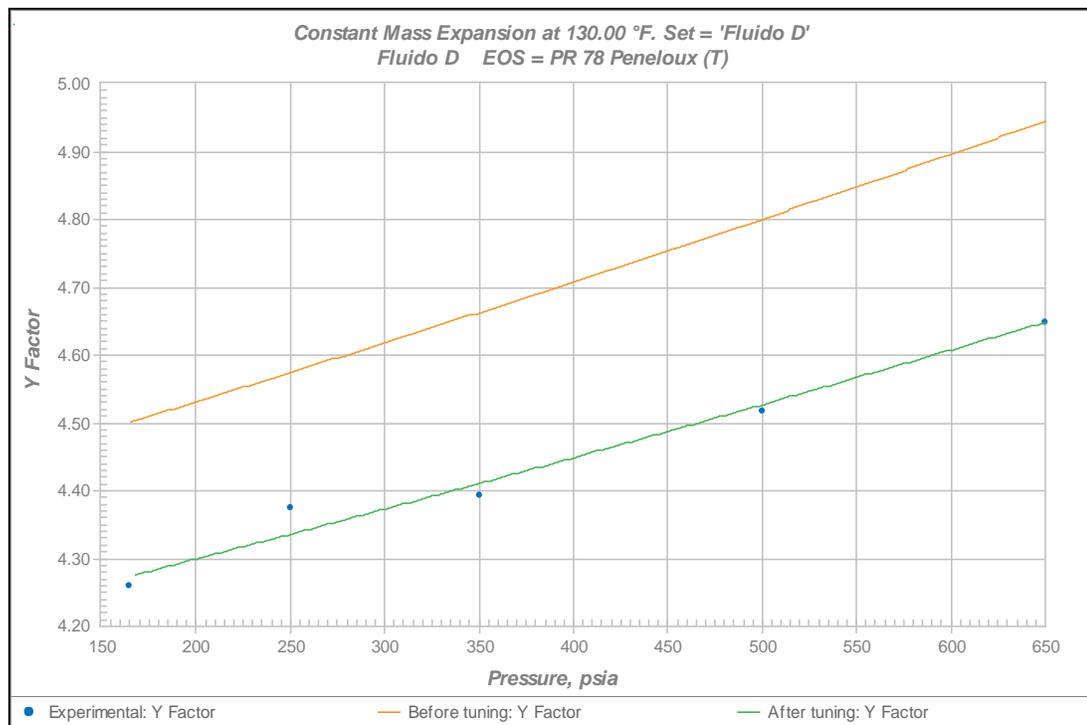


Figura 7.24 Función “Y” vs. Presión (simulado) para el fluido C.

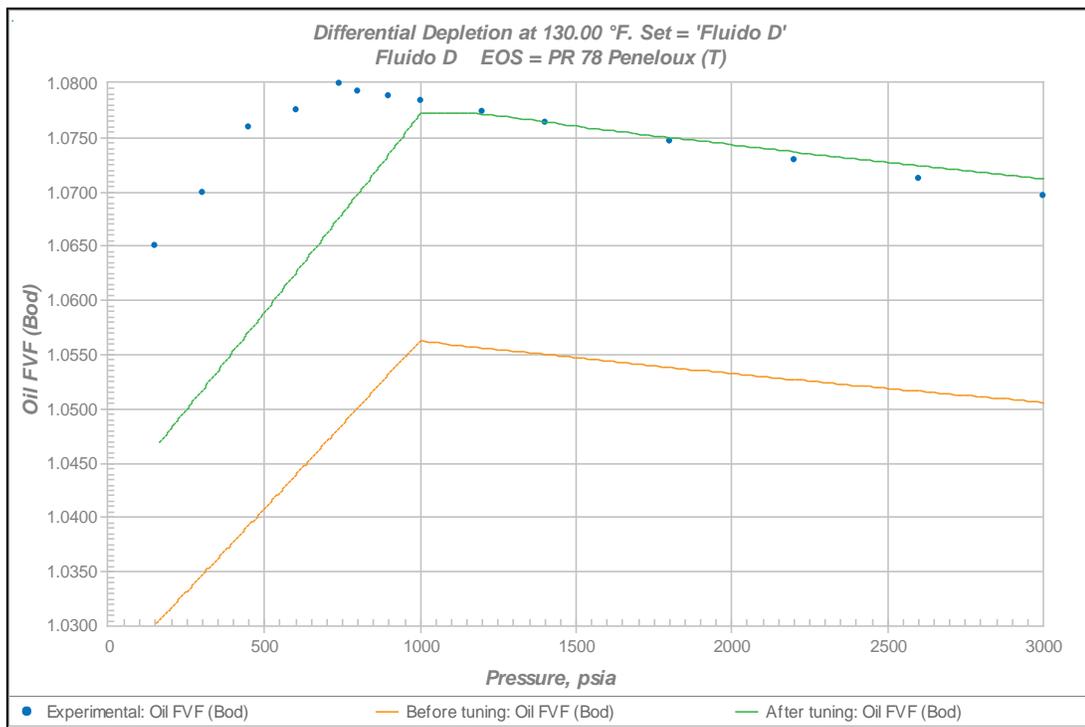


Figura 7.25 Factor volumétrico de formación de petróleo vs. Presión (simulado) para el fluido C.

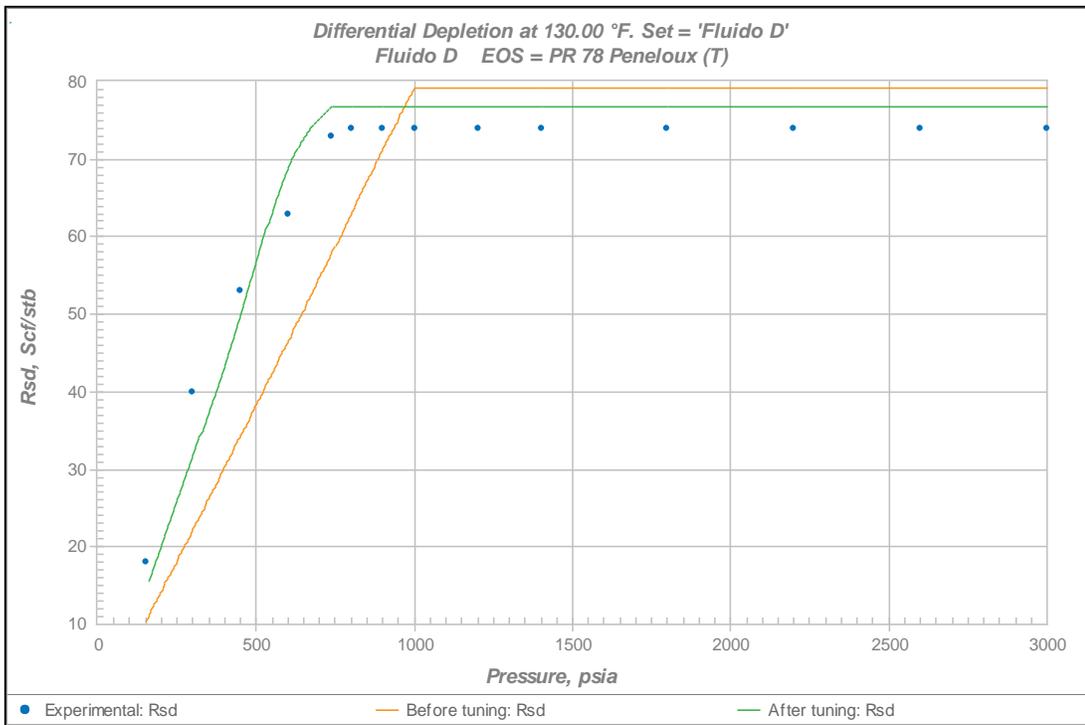


Figura 7.26 Relación gas-petróleo en solución vs. Presión (simulado) para el fluido C.

En general las envolventes de fase simuladas (Figuras 7.12, 7.17 y 7.22), para los tres fluidos en análisis, se adaptan a las de yacimientos de petróleo negro. En cuanto a la selección de la ecuación de mejor ajuste se observó que tanto para el fluido A y el fluido C la ecuación de estado seleccionada es la PR78 Peneloux (T) y para el fluido B es la PR Peneloux (T) referente a esto cabe señalar que para el fluido B también la ecuación PR78 Peneloux (T) presenta un ajuste casi igual a la PR Peneloux (T), que al final se seleccionó por diferencias en algunos decimales en sus errores de presión de saturación y gravedad API; lo anterior también aplica para los otros dos fluidos en estudio, y su selección de la ecuación PR78 Peneloux (T) y no de su otra mejor opción PR Peneloux (T).

En los resultados de los errores entre la data experimental y los valores simulados para cada propiedad, la tendencia obtenida es general para los tres casos: las peores estimaciones del valor de presión de saturación corresponde al grupo de SRK, en donde específicamente la ecuación de Soave-Redlich-Kwong sin modificación presentan el peor ajuste general; en cuanto al grupo de PR y PR78 los valores simulados de presión son prácticamente iguales en ambos grupos, presentándose la ecuación Peng y Robinson y su versión de 1978 sin modificación como las de menor ajuste para sus grupos en particular. Todo lo anterior corresponde a lo explicado en el capítulo de simulación composicional; donde la ecuación de PR mejora las predicciones de presión de saturación y densidades de líquido, por modificaciones del término “m” que contienen el factor acéntrico (simetría molecular) y de la dependencia de volumen del término de atracción, y su modificación del 1978 resulta más adecuada para la predicción de presiones de saturación de componentes más pesados debido a que su parámetro “m” son para valores acéntricos $\omega > 0.49$. Al incorporar en las ecuaciones de estados el parámetro del volumen corregido (Peneloux) se mejora los resultados en la predicción de la densidad sin afectar los resultados de fase de equilibrio como el punto de saturación y la modificación de la temperatura (T) ha sido propuesta para mejorar las correlaciones y predicciones del factor volumétrico de formación del petróleo.

En relación a la efectividad de la regresión se observa una mejora en la adaptación de las propiedades simuladas en base a la data obtenida en el laboratorio, es necesario recordar que los coeficientes de todas las ecuaciones de estado deben ser evaluados ajustando o adaptando las ecuaciones a diversos datos experimentales de presión, volumen y temperatura, estas ecuaciones nunca pueden representar exactamente los datos experimentales, por lo cual la regresión es la mejor práctica para disminuir dichas desviaciones. La Figura 7.14 a pesar de que se reduce las desviaciones de la data simulada con los valores experimentales, no se tiene un buen ajuste como el observado para las mismas gráficas pero de los fluidos B y C, esto posiblemente a imprecisiones en la toma de las medidas experimentales.

Es de esperar que las ecuaciones seleccionadas como las más representativas para los fluidos en estudio, de acuerdo a su data experimental proveniente de un PVT convencional y calibradas a la presión de burbuja, sean las que resulten a evaluar los mismos fluidos pero con data experimental no convencional y caracterizando la fracción pesada a la presión de pseudo burbuja, obviamente con mayores errores la predicción de este valor, dado que estos son valores variables no representativos de estados de equilibrio.

7.6 ANÁLISIS SARA DE LOS CRUDOS ESPUMANTES

En la Tablas 7.26 se presentan los valores de SARA para dos crudos de la FPO (Bare y Jobo) y uno de la Costa Oriental del Lago (Tía Juana). Los dos primeros poseen características espumantes, mientras que el último no, pese a mostrar otras características similares tales como la viscosidad y fracciones de saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos (SARA)²⁰.

TABLA 7.26

Análisis SARA.

FLUIDO	%SATURADOS	%AROMÁTICOS	%RESINAS (1)	%ASFALTENOS (2)	1+2
A	16.76	31.74	38.37	13.14	51.51
B	15.55	41.60	32.71	10.14	42.85
T.	16	42	31	11	42

Juana

Estos resultados sugieren que la concentración de las fracciones de saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos no parecen jugar un papel relevante en el comportamiento de los crudos espumantes, aproximadamente similares en la distribución relativa de componentes. Lo que resulta además interesante porque a pesar que estos tres crudos son similares en composición, son totalmente distintos en su comportamiento desde el punto de vista de entrapamiento de gas. Además estos valores de la composición química de los crudos pesados y extrapesados (SARA) corresponden con los rangos presentados en el capítulo II. Por otra parte cabe señalar que el crudo del Campo Boscán (crudo sin características espumantes) presenta un contenido entre resinas y asfaltenos cercano al 51%⁸⁶. Lo cual es muy similar a los valores presentados en la Tabla 7.29, por ende se corrobora que esta relación entre resinas y asfaltenos no es la característica principal que da origen al fenómeno de “foamy oil”.

7.7 CARACTERÍSTICAS FÍSICO-QUÍMICAS DE LOS CRUDOS ESPUMANTES

Los resultados de los valores de tensión interfacial para cada una de las diluciones realizadas con tolueno para el fluido A se muestran en las Figuras 7.27, 7.28 y 7.29, en donde además se señalan el promedio del valor de tensión final obtenido.

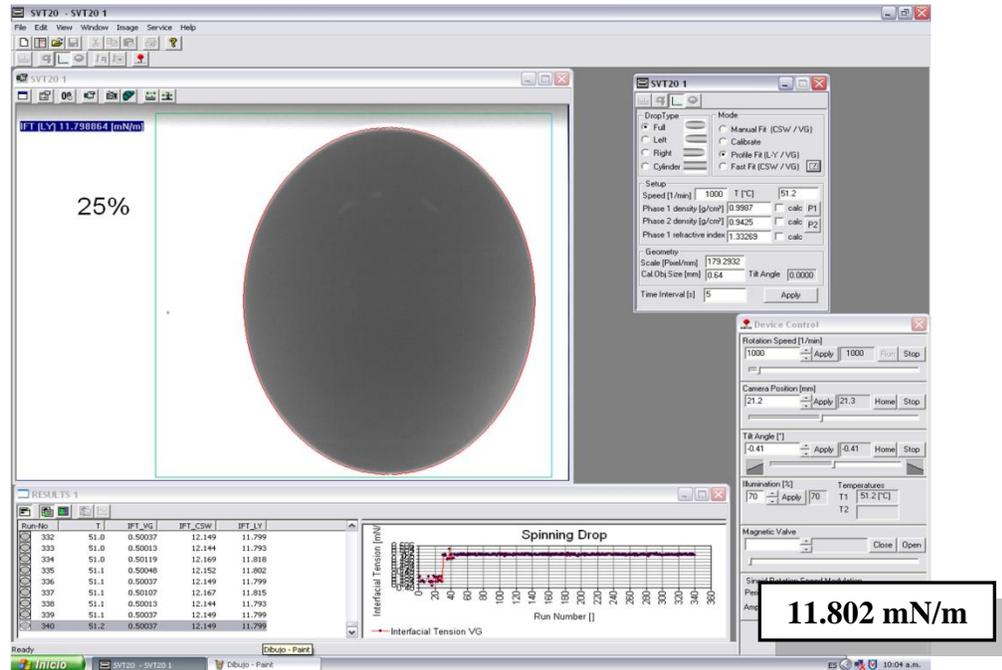


Figura 7.27 Tensión interfacial para 25% de dilución con tolueno en el fluido A.

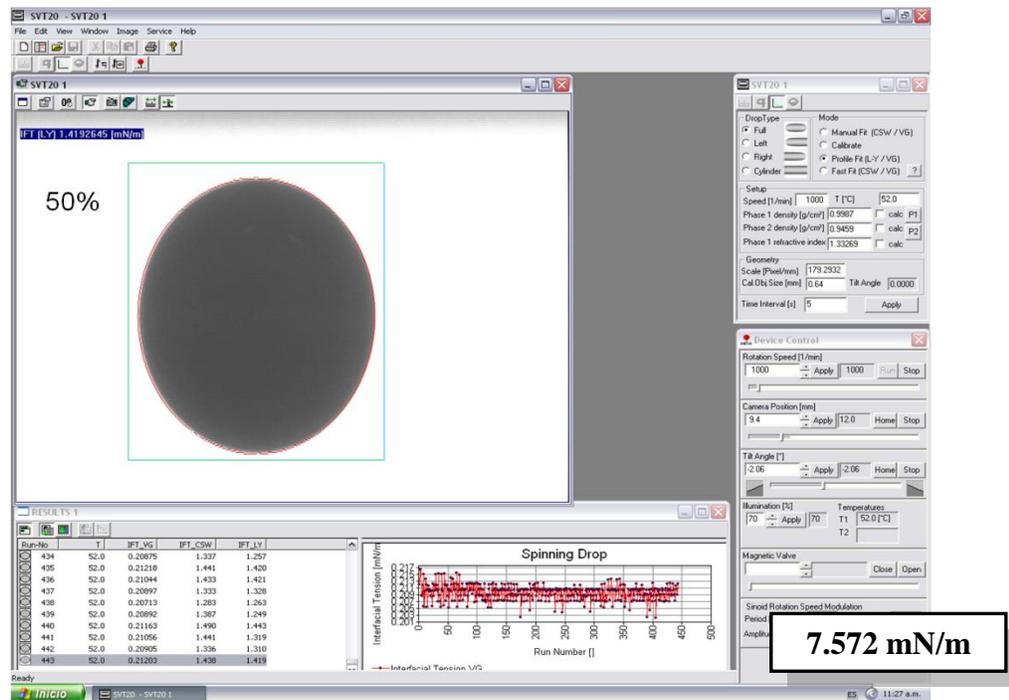


Figura 7.28 Tensión interfacial para 50% de dilución con tolueno en el fluido A.

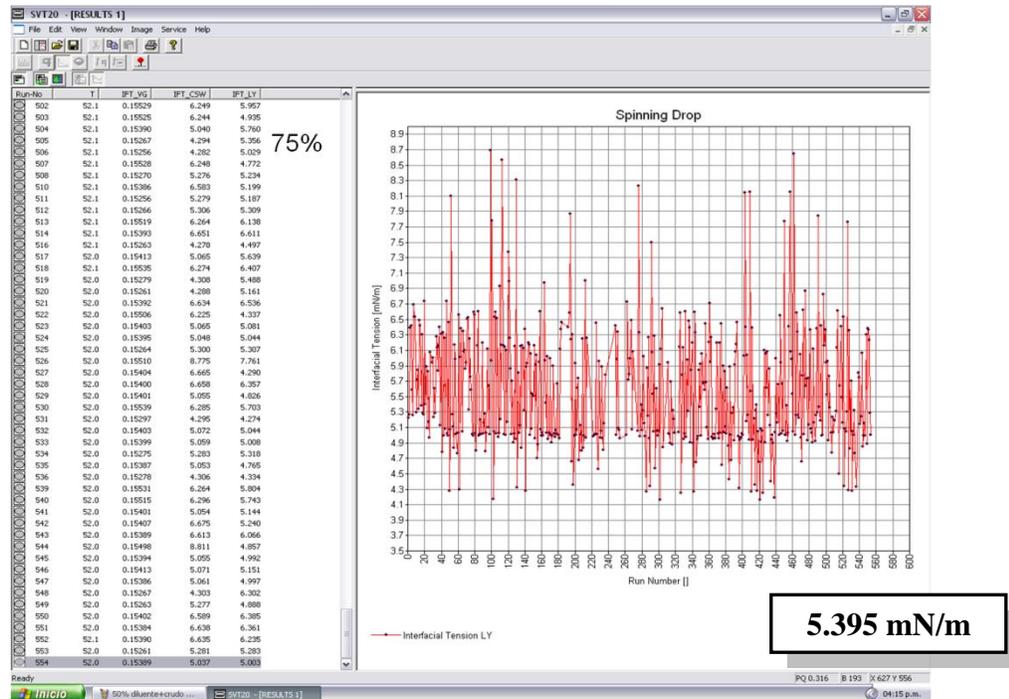


Figura 7.29 Tensión interfacial para 75% de dilución con tolueno en el fluido A.

En la Figura 7.30 se presenta el valor de IFT para un fluido proveniente del Campo Morichal de la Faja Petrolífera del Orinoco, el valor en cuestión se obtuvo directamente por el método de la gota giratoria “Spinning drop” sin hacer ningún tipo de dilución a la muestra.

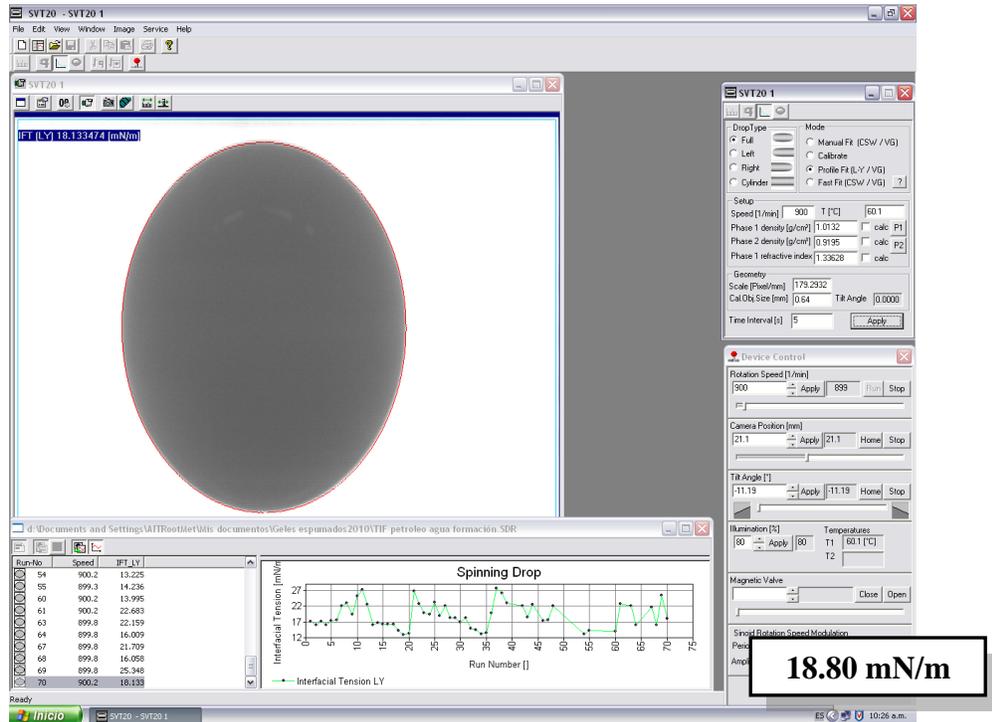


Figura 7.30 Tensión interfacial para el fluido D.

Los resultados finales, tanto de tensión interfacial y superficial, para los fluidos A y D son indicados en la Tabla 7.27:

TABLA 7.27
Resultados de tensiones para los fluido A y D provenientes de la FPO.

Fluido	Tensión superficial (mN/m)	Tensión interfacial (mN/m)
A	29.97	17.15
D ⁸⁷	28.98	18.80

De la tabla anterior es posible verificar que para dos muestras de crudo provenientes de diferentes campos de la Faja petrolífera del Orinoco; se obtienen valores muy cercanos en cuanto a sus tensiones, lo que podría servir como punto de partida para establecer una referencia de estos valores para esta gran zona de explotación.

A medida que se inicia la producción de un yacimiento de crudos con características espumantes; la tensión interfacial favorece en gran medida el mantener a las burbujas atrapadas y dispersas en el crudo, logrando de esta manera una alta supersaturación, con el paso de la producción la presión disminuye, y a su vez reduce las tensiones interfaciales y superficiales, dicho decremento en la presión causa la nucleación de más burbujas; las cuales se van agrupando formando una especie de espuma, sin que exista coalescencia entre ellas (debido a que la tensión interfacial aún es suficientemente grande) seguido a esto entra en efecto la tensión superficial entre la espuma y el crudo, la cual es lo suficientemente grande para evitar la migración de las burbujas a través del crudo, generando de esta manera un mecanismo que favorece la producción del crudo mediante el empuje del crudo utilizando las burbujas atrapadas en el mismo, permitiendo así un mejor factor de recobro, finalmente la presión disminuye lo suficiente como para reducir significativamente las tensiones interfaciales y superficiales permitiendo así la liberación del gas del crudo.

7.8 DIFERENCIAS ENTRE PVT CONVENCIONAL Y NO CONVENCIONAL EN PROYECTOS ANTERIORES

Para dar por concluido este capítulo se presentan los resultados en forma gráfica (se cotejan en una misma figura los resultados de los dos tipos de PVT para cada propiedad) de algunos análisis PVT realizados con anterioridad a crudos espumantes de la Faja Petrolífera del Orinoco. Las principales diferencias con este estudio, es que los mismos se realizaron en equipos que utilizan mercurio como fluido presurizador y en celdas no visibles, además de tener como tiempo estandarizado de estabilización el de 24 horas. Los resultados provienen respectivamente de dos muestras de diferentes campos de la FPO (fluido C y fluido D⁸⁸).

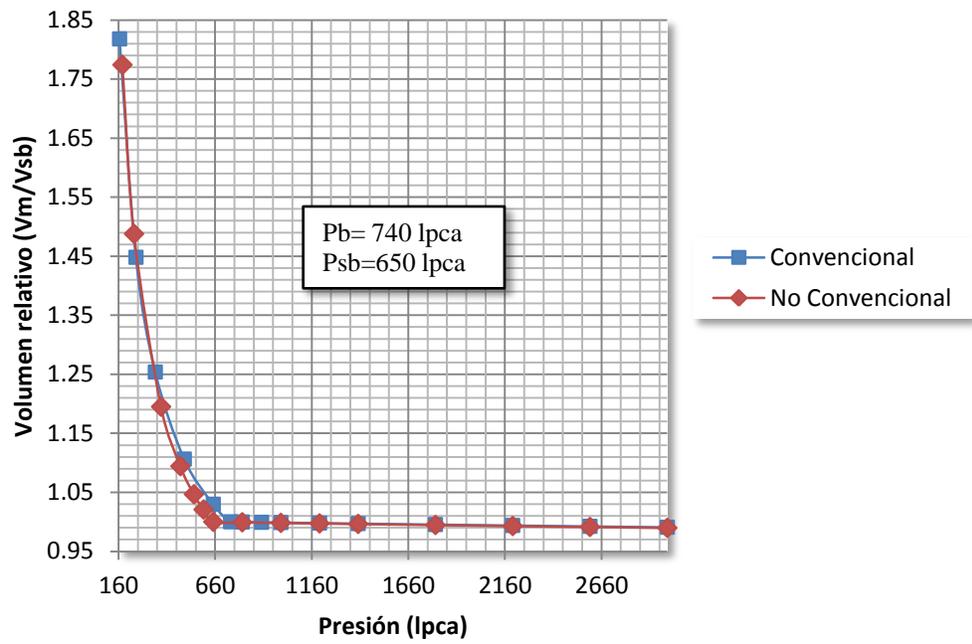


Figura 7.31 Volumen relativo vs. Presión, fluido C.

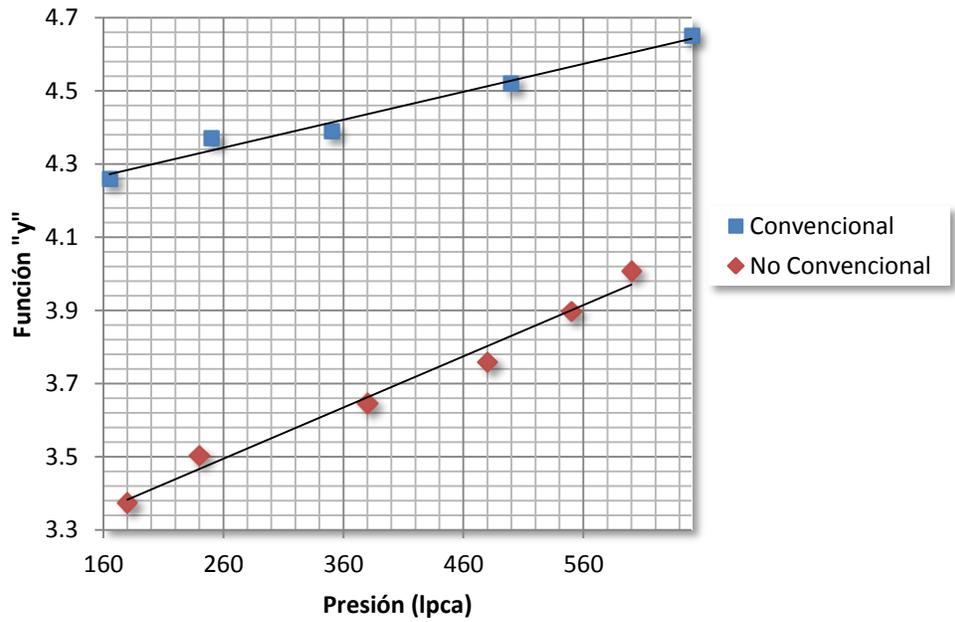


Figura 7.32 Función "Y" vs. Presión, fluido C.

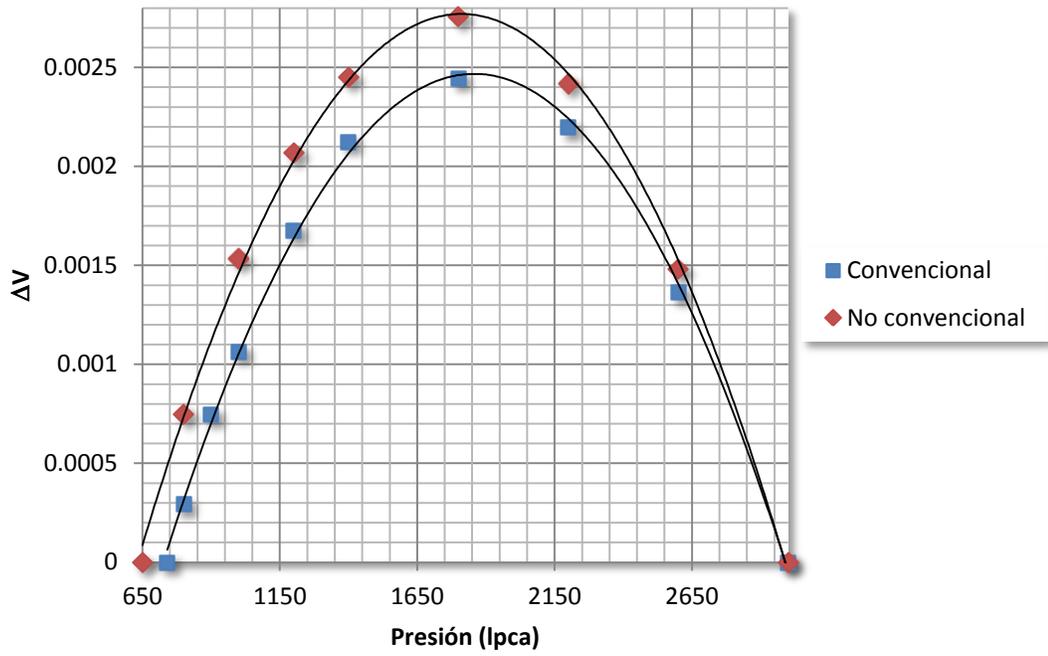


Figura 7.33 Cambio unitario de volumen vs. Presión, fluido C.

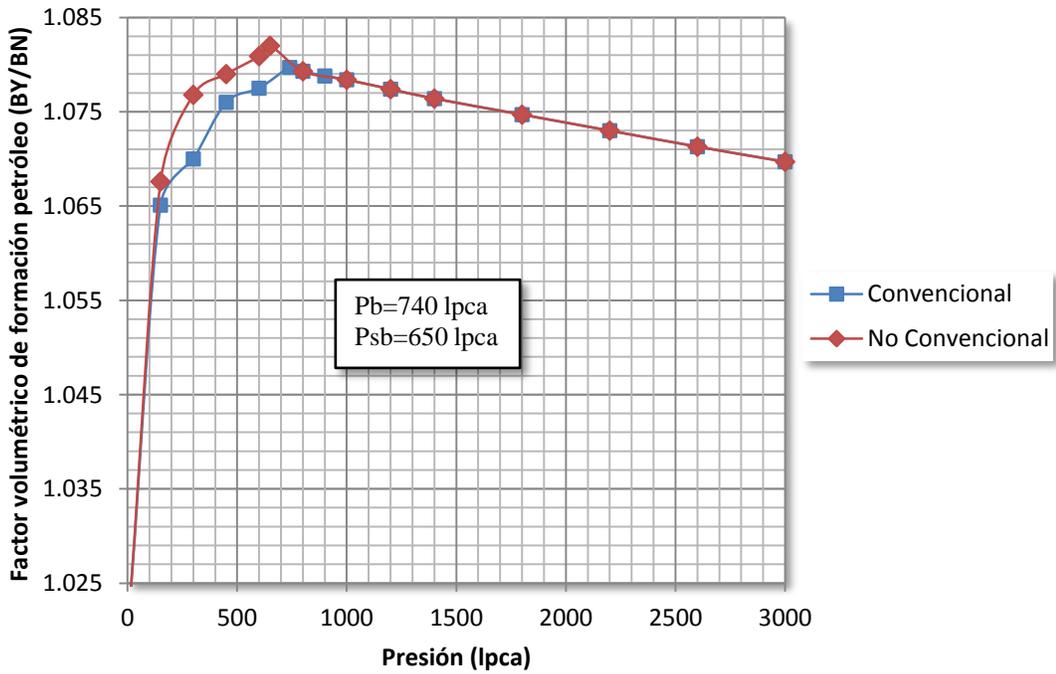


Figura 7.34 Factor volumétrico de formación de petróleo vs Presión, fluido C.

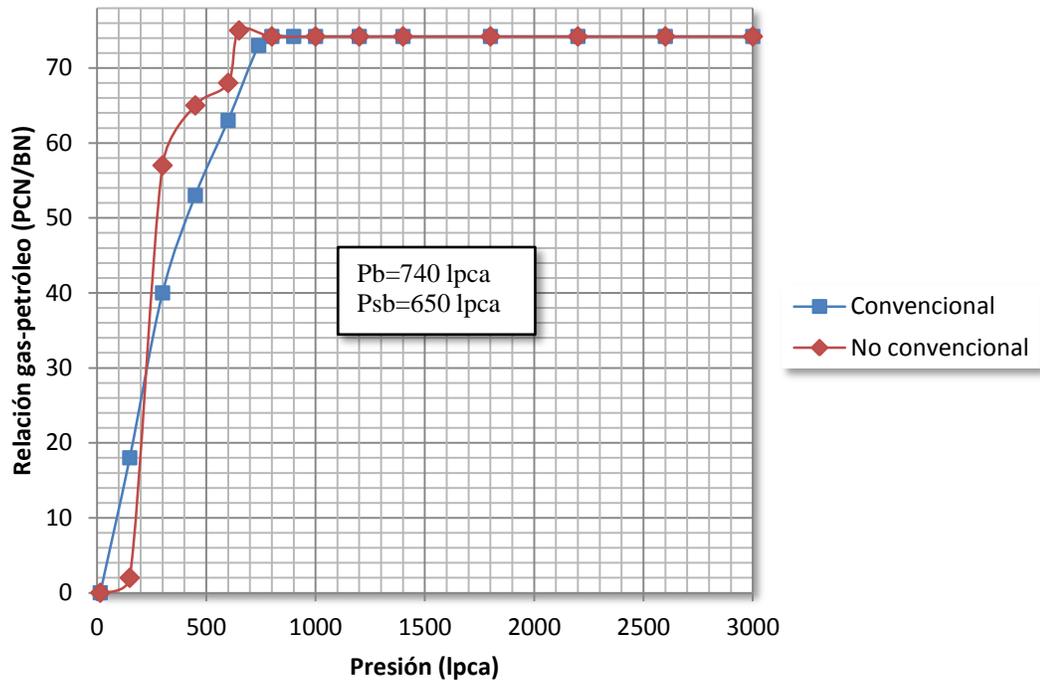


Figura 7.35 Relación gas-petróleo en solución vs Presión, fluido C.

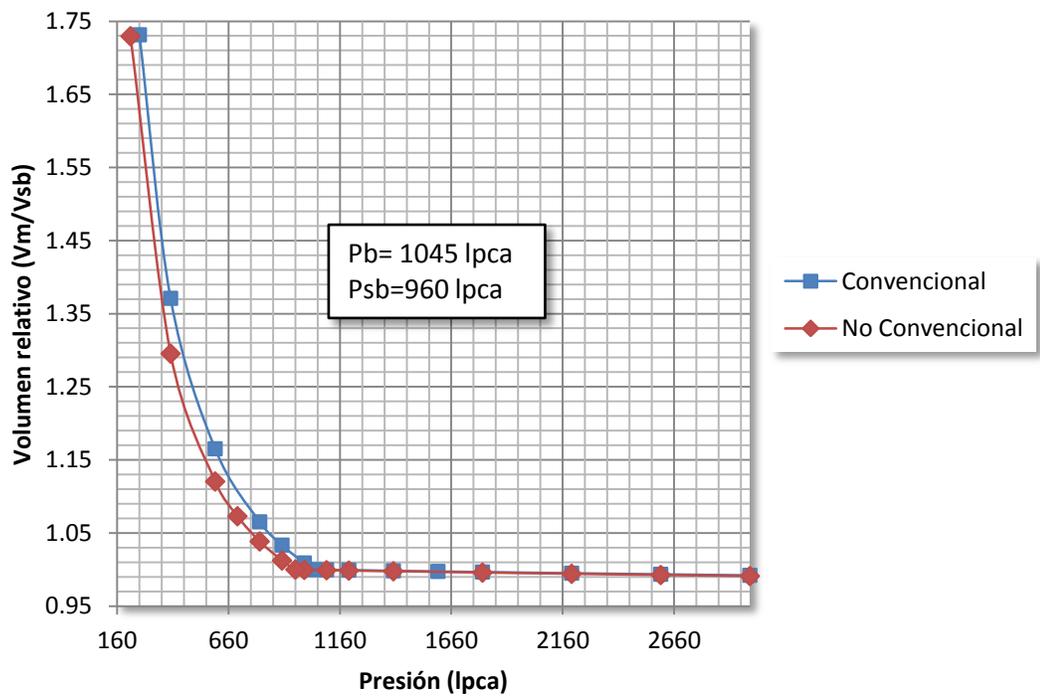


Figura 7.36 Volumen relativo vs. Presión, fluido E.

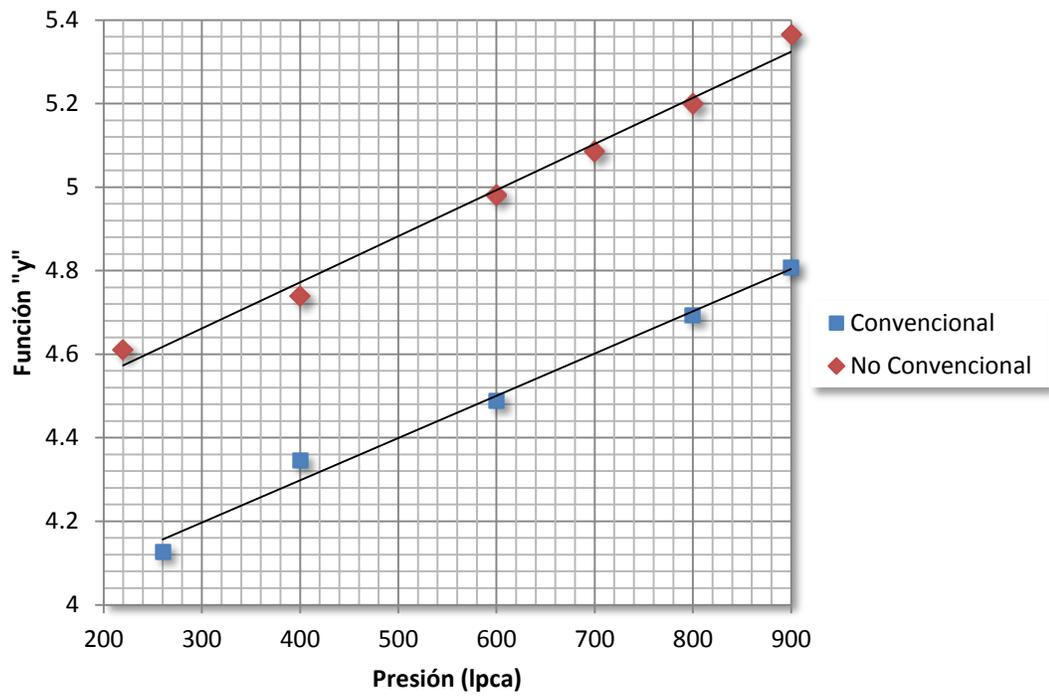


Figura 7.37 Función "Y" vs. Presión, fluido E.

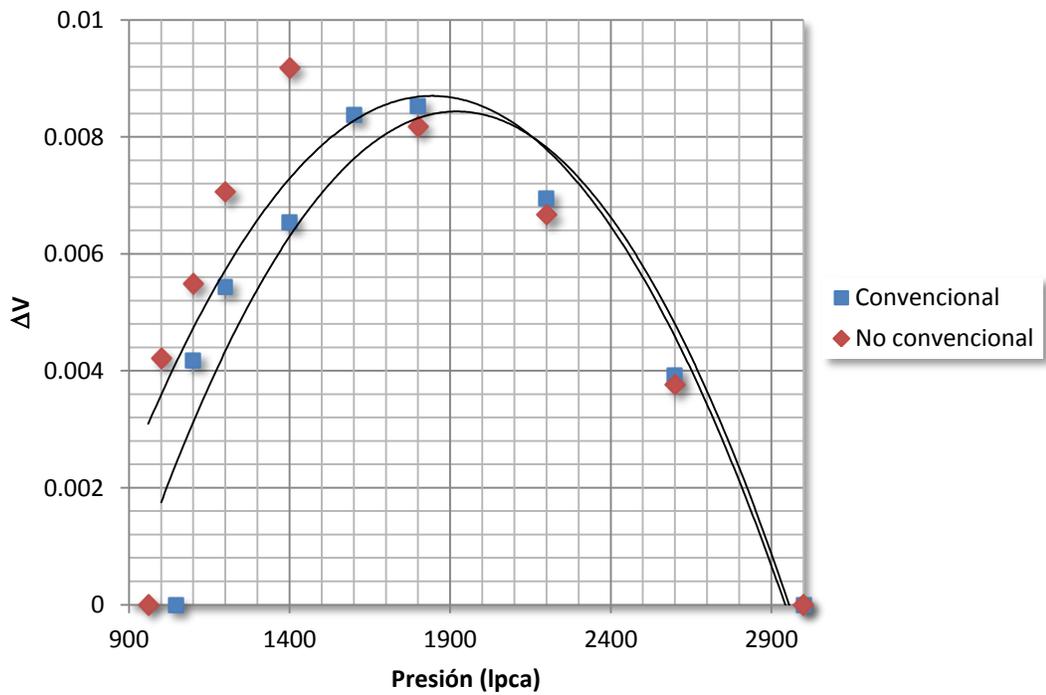


Figura 7.38 Cambio unitario de volumen vs. Presión, fluido E.

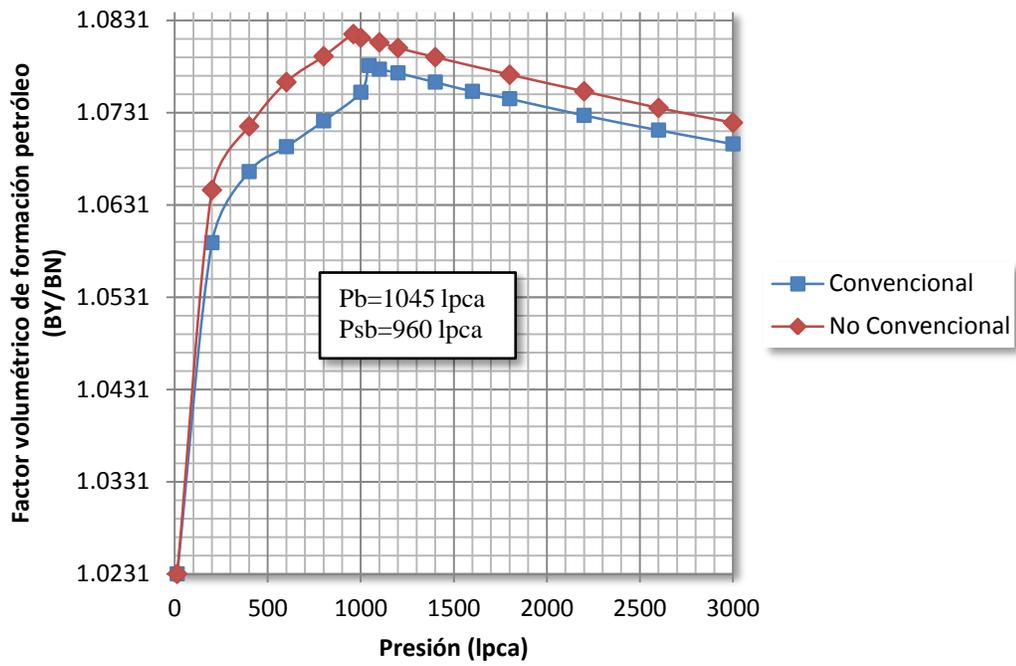


Figura 7.39 Factor volumétrico de formación de petróleo vs. Presión, fluido E.

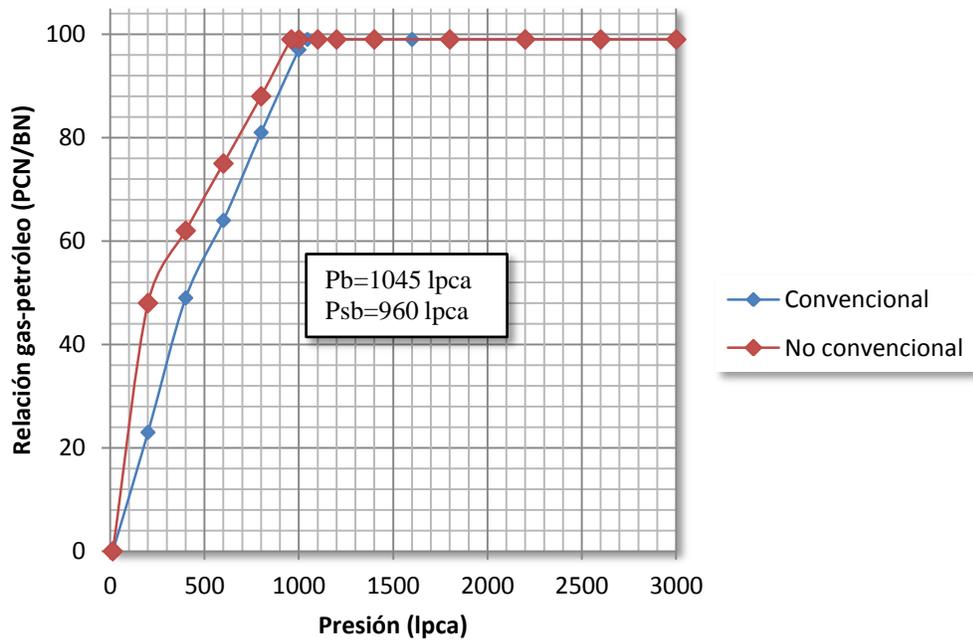


Figura 7.40 Relación gas-petróleo en solución vs Presión, fluido E.

En general todas las gráficas PVT cotejadas para cada uno de estos fluidos comprueban la tendencia general para crudos que presentan el fenómeno de “Foamy oil”, obviamente que esta tendencia no se hace más marcada para estos resultados en particular, debido a que para un tiempo de estabilización de 24 horas se presenta un cierto “equilibrio crítico” que otorga mayor tiempo para que las burbujas puedan coalescer y se aproximen de esta manera al comportamiento convencional.

En las gráficas donde se visualiza el cotejo del comportamiento de las curvas pertenecientes al volumen relativo en función de la presión, de la prueba de expansión a composición constante no convencional con la curva resultante de la prueba de expansión convencional. Se observa, que la prueba ECC Convencional alcanza altos valores mientras la prueba no convencional logra este cambio de pendiente significado a una presión inferior (aunque existe un aumento en la compresibilidad) esto debido a que queda gas atrapado en el líquido cuando no se aplica agitación de la muestra por lo cual es necesario un decremento mayor de presión para que coalescan las burbujas de gas y se liberen.

En cuanto a las gráficas de la función “Y” versus la presión, como ya se indicó en una prueba de ECC no convencional ocurre menor liberación de gas por falta de agitación de la muestra caracterizándose mejor la capacidad de atrapamiento de la fase gaseosa de los crudos espumantes. Por eso se observan altos valores de la función “Y” para la prueba del tipo no convencional con respecto a la convencional.

Referente al cambio unitario de volumen con la presión por encima de la presión de saturación, se obtienen mayores valores para una prueba no convencional; debido a la compresibilidad artificial originada por la falta de agitación de la muestra que favorece la creación de la espuma en los crudos con características espumantes.

Para las gráficas de la relación gas-petróleo en solución versus la presión, se visualiza que para el estudio no convencional esta relación se mantiene constante y a partir del punto de pseudo burbuja los valores son mayores que los obtenidos con la liberación convencional; esta diferencia es debido a que en el estudio no convencional no existe agitación de la muestra, caracterizándose mejor la capacidad de capturamiento del gas de los crudos espumantes y por ende existe mayor gas en solución. Es necesario señalar que el valor de RGP obtenido en el “flash” inicial es igual para ambos estudios (dicho proceso se realiza sin agitación de la muestra) y corresponde al valor por encima de la presión de saturación.

Finalmente para las gráficas de factor volumétrico de formación de petróleo en función de la presión, se sigue confirmando el comportamiento esperado en la liberación diferencial no convencional para crudos espumantes; dado a que en estos estudios siempre existirá mayor cantidad de gas atrapado y por consiguiente los valores de B_o serán mayores a los obtenidos en el estudio convencional. Esto último siempre se cumple hasta el valor correspondiente a la presión atmosférica (“flash” final) donde el factor volumétrico de formación de petróleo será el mismo para ambas pruebas, ya que a esta presión se ha liberado todo el gas en solución del crudo.

CAPÍTULO VIII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se presentan los principales análisis y aportes más significativos del desarrollo de este trabajo, así como algunas sugerencias que podrían extender y sustentar el estudio sobre los crudos espumantes sobre para futuras investigaciones sobre este tema.

CAPÍTULO VIII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8.1 CONCLUSIONES

- (a) Los análisis PVT no convencionales en crudos espumantes de la Faja Petrolífera del Orinoco, se han venido desarrollando con un tiempo de estabilización estándar de 24 horas y casi en su totalidad en equipos PVT que usan el mercurio como fluido presurizador.
- (b) Se logró la puesta a punto del equipo libre de mercurio para el estudio PVT no convencional en crudos pesados y extrapesados, y en especial la actualización en forma definitiva del sistema de captura de video con el fin de registrar lo que sucede dentro de la celda y aprovechar de esta manera las características visuales de este sistema PVT.
- (c) La composición total de un crudo con características espumantes obtenida a partir de la cromatografía de gases (GC) estándar de una muestra re combinada se adapta a las de un yacimiento de petróleo negro.
- (d) A menor tiempo de estabilización por cada paso de presión, se obtiene mejor caracterización del efecto espumante y menores valores de pseudo presión de burbuja. El rango de la pseudo presión de burbuja se encuentra alrededor del 25% y se hace cada vez menor al incrementarse el tiempo de estabilización para el agotamiento de presión. El comportamiento del crudo espumante observado dentro de la celda PVT es aleatorio y depende de variables como: fuerzas capilares, fuerzas viscosas, decremento de la presión y fases de la muestra.
- (e) Las envolventes termodinámicas obtenidas mediante las simulaciones composicionales coinciden con los diagramas de fase para un yacimiento de petróleo negro. El peso molecular del líquido como valor de entrada para la determinación de la composición total de una muestra tiene un efecto en el cálculo del peso molecular de la fracción pesada que es la variable de mayor influencia en el simulador composicional. A menor peso molecular de la fracción

pesada se generan principalmente mejores resultados en la estimación de la presión de saturación del simulador composicional. Todas las modificaciones a las ecuaciones de estados cúbicas utilizadas en el simulador PVTsim ofrecen mejores ajustes o representaciones de las propiedades PVT para estos fluidos, especialmente las realizadas a las ecuaciones Peng y Robinson.

- (f) Al comparar la fracción SARA de dos crudos espumantes con otros de similar comportamiento pero que no presentan dicho fenómeno, se determinó que estas fracciones no parecen jugar un papel relevante en el comportamiento de los crudos espumantes y además que la relación entre resinas y asfaltenos no es la característica principal que da origen al fenómeno “foamy oil”. Lo cual hace evidente en un primer criterio que no existe nada en la composición química de los crudos espumantes que promueva este efecto.
- (g) Las altas viscosidades presente en los crudos espumantes con gas en solución, favorecen la actuación de las tensiones interfaciales y superficiales en el incremento de la supersaturación y por ende en parte del desarrollo de este fenómeno.
- (h) Los análisis PVT convencionales aceleran la nucleación, difusión y coalescencia de las burbujas de gas por agitación de la muestra, lo que ocasionaría que un crudo espumante estudiado bajo esas condiciones simulará más un crudo convencional. La tendencia general observada en los crudos espumantes es un mayor factor volumétrico de formación del petróleo, menor liberación de gas y por ende mayor relación gas petróleo en solución y una compresibilidad mayor antes de la liberación del gas como fase independiente. Todo esto previene la rápida disminución de la energía del yacimiento.

8.2 RECOMENDACIONES

- (a) Realizar un estudio de simulación composicional a mayor número de fluidos y certificar la tendencia sobre la ecuación de estado de mejor ajuste obtenidas en este trabajo. Además incluir en este estudio composiciones extendidas ($> C_{11+}$) para estos fluidos mediante técnicas que no estaban en práctica, para crudos

pesados y extrapesados, al momento de la realización de este trabajo especial de grado.

- (b) Realizar un estudio comparativo entre los resultados ofrecidos por el simulador PVTsim y los que ofrecen otros simuladores en PVT.
- (c) Realizar el estudio del comportamiento de los crudos espumantes en un medio poroso y desde el punto de vista microscópico, para concluir más específicamente sobre la nucleación, crecimiento y coalescencia de las burbujas.
- (d) Realizar estudios de viscosidad y liberación diferencial no convencional, con el objetivo de tener un mayor soporte en los análisis PVT.

BIBLIOGRAFÍA

1. Rizzo N., Sebastiano (2010). Edición especial “Faja Petrolífera del Orinoco”. InfoGas, Boletín Informativo de la Asociación Venezolana de Procesadores de Gas (17): 1-9.
2. García Lugo, R.M., Eggenschwiler, M., Uebel, T. (2001). “How Fluid and Rock Properties Affect Production Rates in a Heavy Oil Reservoir, Cerro Negro, Venezuela”, SPE Paper 69694, SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium held in Porlamar, Margarita Island, Venezuela.
3. Maldonado Z., Francisco A. (2003). “Investigación para sísmica 4D de las variaciones de las propiedades petrofísicas y de la viabilidad técnica de los yacimientos de crudos extrapesados espumantes”. Tesis doctoral. Universidad Politécnica de Madrid, España.
4. Liu, Dong. (2007).”Estudio de la Factibilidad de la Aplicación del Método de Bombeo Electro Sumergible (BES), en el Campo Bare, Faja Petrolífera del Orinoco”. Tesis especial de grado. Universidad Simón Bolívar. Caracas, Venezuela.
5. De Mirabal, M., Gordillo, R., y Fuenmayor, M. (1996).”Integrated Study for the Characterization and Development of the MFB-53 Reservoir, North-Hamaca, Orinoco Oil Belt, Venezuela”, SPE paper 36095, SPE Fourth Lat-Am. and carib. Pet. Eng. Conf., Port of Spain, Trinidad.
6. Martínez, A. R. (1982). “Report of Working Group on Definitions”. Second Int. Conf. the Future of Heavy Crude and Tar Sand, UNITAR, Caracas, Venezuela.
7. Xia, T.X. y Greaves, M. (2001). “Downhole Upgrading Athabasca Tar Sand Bitumen Using THAI-SARA Análisis”, SPE paper 69693, SPE 2001 Interm. Therm. Oper. and Heavy Oil Symp. Margarita, Venezuela.
8. Argillier, J.F., Barré, L., Brucy, F., Durnaax, J.L., Hénaut, I., y Bouchard R. (2001). “Influence of Asphaltenes Content Dilution” Interm. Therm. Oper. and Heavy Oil Symp. Margarita, Venezuela.

9. McCain, W. JR. (1900). "The properties of petroleum fluids", 2^a Ed. Tulsa, Oklahoma: Penn Well Publishing Company. 548p.
10. Rojas, G. (s.f.). "Actualización en Ingeniería de Yacimientos. Centro de Formación y Adiestramiento de Petróleos de Venezuela". Caracas, Venezuela: VII-11.
11. Intevep, S.A. Centro de Investigación y Desarrollo, Filial de Petróleos de Venezuela, S.A. (2008). "Manual de Propiedad Intelectual". Los Teques, Venezuela.
12. Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED). Filial de Petróleos de Venezuela. (1995). "Análisis PVT". Caracas, Venezuela.
13. Bánzer, C. (1996). "Correlaciones numéricas P.V.T". Maracaibo: Universidad del Zulia, Instituto de Investigaciones petroleras, Fundación Laboratorio de Servicios Técnicos Petroleros.
14. Crotti, M. y Bosco, S. (2001). "Temas de Ingeniería de Reservorios. La Representatividad y el Empleo de los Estudios PVT. Primera parte: PVT de Petróleos Negros". Consultado el 26 de julio de 2011, http://www.inlab.com.ar/Uso_pvt.htm
15. Standing, M.B. (1977). "Volumetric and Phase Behavior of oil Field Hydrocarbon Systems". Sociedad de Ingenieros de Petróleo de AIME. Dallas, Estados Unidos.
16. Sarma, H., Maini, B., Nicola, F. y Goldman, J. (1991). "An Experimental Study of the Gas-Nucleation Process During the Primary-Production Phase in Heavy-Oil Reservoirs under Solution-gas Drive". Final report to CANMET.
17. Smith, G. (1998). "Fluid Flow and Sand Production in Heavy Oil Reservoirs Under Solution Gas-Drive". SPE prod. Eng.
18. Baibakov, N. and Garushev, A. (1989). "Thermal Methods of Petroleum Production". Developments in Petroleum Science. Amsterdam.
19. Moritis, G. (1998). "New Techniques Improve Heavy Oil Production Feasibility". O.&GJ.
20. Intevep, S.A. Centro de Investigación y Desarrollo, Filial de Petróleos de Venezuela, S.A. (1999). "Estructuras moleculares promedio y su relación con el

- efecto espumante de tres crudos pesados”. Documento confidencial. Los Teques: Espidel, Y., Carbognani, L. y Salazar, P.
21. Michell, J.A., Mellowes, W. and Dawe, R.A. (2003). “A Water-Based Analogue Model for Foamy Oil Experiments”. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 42 (3): 15-16.
22. Romero, D., Fernandez, B. y Rojas, G. (2001). “Thermodynamic Characterization of a PVT of Foamy Oil”, SPE paper 69724, SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium held in Porlamar, Margarita Island, Venezuela.
23. Bennion, D.B., Mastmann, M. and Moustakis, M.L. (2003). “A Case Study of Foamy Oil Recovery in the Patos-Marinza Reservoir, Driza Sand, Albania”. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 42 (3): 21-28.
24. Stalder, J.L., York, G.D., Kropper, R.J., Curtis, C.M., Code, T.L., Copley, J.H. (2001). “Multilateral–Horizontal Wells Increase Rate and Lower Cost per Barrel in the Zuata Field, Faja, Venezuela”, SPE paper 69700, SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium held in Porlamar, Margarita Island, Venezuela.
25. Andarcia, M., Kamp, A.M. and Vaca, P. (2001). “Heavy Oil Solution Gas Drive in the Venezuelan Orinoco Belt: Laboratory Experiments and Field Simulation”, SPE 69715, SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium held in Porlamar, Margarita Island, Venezuela.
26. Kamp, A., Chesters, A., Colin, C. y Fabre, J. (2001). “Bubble Coalescence in Turbulent Flows: A Mechanistic Model for Turbulence-Induced Coalescence Applied to Microgravity Bubbly Pipe Flow”. *International Journal of Multiphase Flow*. France.
27. Salager, J.L., Andérez J.M y Forgiarini A. “Influencia de la formulación sobre las espumas”. Cuaderno FIRP 263. Mérida. Venezuela.
28. Brady A.P. y S.Ross, J. AM. (1994) *Chem. Soc.* (66): 1348-1356.

29. Belandria G., Verónica C. (2001). “Estabilización de Espumas no-acuosas en presencia de sólidos finos”. Trabajo especial de grado. Lab. FIRP. Universidad del Los Andes, Mérida, Venezuela.
30. Schmidt, D.L. (1996).” Non aqueous foams, in “Foams-Theory, measurement and applications”, R. K. Prud’homme, S.A. Khan, Eds., Marcel Dekker.
31. Edwards, D.A, Brenner H. y Wasan, D.T. (1991). “Interfacial Transport Processes and Rheology”, Butterworths, Stoneham MA.
32. Tremblay, B. Sedgwick, G. y Vu, D. (1999). “CT Imaging of Wormhole Growth Under Solution-Gas Drive”, SPE 54658, SPE Reservoir Eval. & Eng. 2 (1).
33. Tremblay, B., Sedgwick, G. y Forshner, K. (1996). "Simulation of Cold Production in Heavy Oil Reservoirs: Wormhole Dynamics". Tenth Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa.
34. Denbina, E. S., Baker, R.O., Gegunde, G.G., Klesken, A.J. y Sodero, S.F. (2001). “Modeling Cold Production for Heavy Oil Reservoirs.” Journal of Canadian Petroleum Technology.
35. Loughead, D. J. y Saltuklaroglu, M. (1992). "Lloydminster Heavy Oil Production -Why So Unusual?", Ninth Annual Heavy Oil and Oil Sands Technology Symposium, Calgary, AB.
36. Claridge, E.L. y Prats, M. (1995). “A Proposed Model and Mechanism for Anomalous Foamy Heavy Oil Behavior”, SPE paper 29243, SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, Calgary, AB, Canadá.
37. Hirschberg, A., De Jongh, L., Scchipper, B. y Meyers, J.G. (1982). “Influence of Temperature and Pressure on Asphaltenes Flocculation”, SPE paper 1102. Nueva Orleans, Estados Unidos.
38. Boer, R.B. (1992).”Screening of Crude Oils of Asphalt Precipitacion: Theory, Practice, and Selection of Inhibitors”, SPE 24987.Cannes, Francia.
39. Albartamani, N.S., Farouq, S.M. y Lepski, B. (1999). “Investigation of Foamy Oil Phenomea in Heavy Oil Reservoirs”, SPE paper 54084, SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium held in Bakerfield, California.

40. Firoozabadi, A. y Kashchiev, D. (1993). "Pressure and Volume Evolution During Gas Phase Formation in Solution Gas Drive Process". Paper SPE 26286.
41. Sterwar, C., Hunt, E., Schneider, F., Geffen, T. y Berry, V. (1954) "The Role of Bubble Formation in Oil Recovery by Solution Gas Drive in Limestone", Trans. AIME, 201.
42. Chatnever, A., Indra, M. y Kyte, J. (1959) "Microscopic Observations of Solution Gas Drive Behavior". JPT: 13-15.
43. Wall, G. y Khurana, A. (1972). "The Effect of Rate Pressure Decline and Liquid Viscosity on Low-pressure Gas Saturations in Porous Media", J. Inst. Pet. 58 (564).
44. Escalante, Douglas. (2004). "Componentes de Tensión Superficial: Aplicaciones en Fenómenos Interfaciales". Tesis Doctorado, Escuela de Química, Facultad de Ciencias, Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela.
45. Kamath, J. y Boyer, R. (1993). "Critical Gas Saturation and Supersaturation in Low-permeability Rocks", SPE paper 26663. Texas.
46. Kennedy, H. y Wieland, D. (1957). "Measurements of Bubble Frequency in Core", Trans. AIME, 210: 122-25.
47. Kortekaas, T. y Poelgeest, F. (1991). "Liberation of Solution Gas During Pressure Depletion of Virgin Watered-Out Oil Reservoirs", SPERE.
48. Bernath, L. (1952). "Theory of Bubble Formation in Liquids," Industrial and Eng. Chem., 1310.
49. Yortsos, Y. y Parlar, M. (1989). "Phase Change in Binary Systems in Porous Media: Application to Solution-Gas Drive", SPE paper SPE 19697. Texas.
50. Danesh, A., Peden, J., Krinis, D. y Henderson, G. (1987). "Pore Level Visual Investigation of Oil Recovery by Solution Gas Drive and Gas Injection". Paper SPE 16956. Texas.
51. Walton, A.G. (1969). "Nucleation in Liquids and Solutions, in Nucleation, Zettlemoyer", A.C., Ed., Marcel Dekker, New York.
52. Szekely, J. y Fang, S. (1973). "Non-equilibrium Effects in the Growth of Spherical Gas Bubbles due to Solute Diffusion-II the Combined Effects of

- Viscosity, Liquid Inertia, Surface Tension and Surface Kinetics”, Chem. Eng. Sci., 28: 2127-40.
53. Li, X. y Yortsos, Y. (1993). “Critical Gas Saturation: Modeling and Sensitivity Studies”, Paper SPE 26662. Texas.
54. Szekely, J. y Martins, G. (1971). “Non-equilibrium Effects in the Growth of Spherical Gas Bubbles due to Solute Diffusion”, Chem. Eng. Sci., 26: 147-59.
55. El Yousfi, A., Zarcone, C., Bories, S. y Leonorman, R. (1991). “Mechanisms of Solution Gas Liberation During Pressure Depletion in Porous Media”. *Compte Rendus del’Academie Sciences, serie II.* 313 p.
56. Maini, B. (2001). “Foamy oil flow”. SPE paper 68885.
57. Javadpour, F., Maini, B. y Jeje, A. (2002). “Bubble Break-Up in Foamy Oil Flow”, paper 2002-214, Petroleum Society’s Canadian International Petroleum Conference. Calgary, Alberta.
58. Javadpour, F. y Jeje, A. (2003).”Micro-Model Experiments and Network”, paper 2003-024, Petroleum Society’s Canadian International Petroleum Conference. Calgary, Alberta.
59. Talabi, O. (2003). “Effect of rate and viscosity on gas mobility during solution-gas drive in heavy oils”, SPE paper 84032.
60. Geilikman, M. (1995). “Dynamic effects of foamy fluid flow in sand production instability”, SPE paper 30251.
61. Mastmann, M. (2001). “Predicting foamy oil recovery”, SPE paper 68860.
62. Intevep, S.A. Centro de Investigación y Desarrollo, Filial de Petróleos de Venezuela, S.A. (2001). “Estudio del Efecto de la Temperatura Sobre la Viscosidad de un Crudo Procedente de la Faja Petrolífera del Orinoco-Campo Zuata”. Documento confidencial. Los Teques: Mildred, B. y colaboradores. (2001).
63. Christense, P. L. y Pendersen, K. S. (2007). “Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids”. Boca Raton: Taylos & Francis Group. 407 p.
64. Wang, P. y Pope, G. A. (2001). “Proper Use of Equations of State for Compositional Reservoir Simulation”, SPE paper 69071, Texas.

65. Danesh, Alí (1998). “PVT and Phase Behavior of Petroleum Reservoir”. Elsevier Science.
66. Ruska, W. (1992). “Ruska Mercury-Free PVT School”. Ruska Instrument Corporation. Houston, Estados Unidos.
67. Berdugo, V., BJORoy, R., Richards, C., MacWilliam, D.; Riding, M y Ross, B, SPE, Schlumberger. (2005). “Removing Mercury from the Workplace: A Case History of the Decommissioning and Recycling of Mercury-Contaminated Equipment. [Resumen en línea]. Journal of Petroleum Technology (Tomado de la página web de la Society of Petroleum Engineers Paper No. 96461-MS)”. Consultado el 30 de agosto de 2011, <http://www.spe.org/>
68. Borges, A. (2009). “Diseño celda PVT libre de mercurio para crudos espumantes pesados y extrapesados”. Documento interno de PDVSA-Intevep. Los Teques, Venezuela.
69. Vidal S., Carolina del Mar. (2001). “Caracterización termodinámica (PVT) de fluidos de fondo y superficie provenientes del norte del estado Monagas”. Trabajo especial de grado. Universidad Simón Bolívar. Caracas, Venezuela.
70. Norma Venezolana COVENIN 883-2002. “Petróleo crudo y sus derivados. Determinación de la gravedad API. Método del hidrómetro”. (2002, Julio 31). Aprobada por FONDORMA en la reunión del Consejo Superior N° 2002-07.
71. Norma Venezolana COVENIN 2683-90. “Crudo. Determinación del contenido de agua y sedimentos. Método de centrifugación”. (1990, Abril 04). Aprobada por el Comité Técnico CT4, enero 19, 1990.
72. American Society for Testing and Materials D2503-92. (1997). “Standard Test Method for Relative Molecular Mass (Molecular Weight) of Hydrocarbons by Thermoelectric Measurement of Vapor Pressure”.
73. Barrutia T., Y.A. y Castilla M., L.A. (2004). “Evaluación de aditivos antiparafínicos en el Campo Tácata”. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
74. Standing, M.B. (1979). “A Set Of Equations for Computing Equilibrium Ratios of a Crude Oil/Natural Gas System at Pressures Below 1000 psia”, SPE paper 7903.

75. Tanaka, M., Girad, G., Davis, R., Peuto, A. y Bignell, N. (2001). "Recommended table for the density water between 0°C y 40°C based on recent experimental reports". Simposio de Metrología.
76. Peña, L., y Becerra, L. (2010). "Impacto de la nueva fórmula de la densidad del aire CIPM-2007". Simposio de Metrología. CENAM. México.
77. Intevep, S.A. Centro de Investigación y Desarrollo, Filial de Petróleos de Venezuela, S.A. "Validación de Datos de Informes PVT Crudos Livianos, medianos y Pesados". Los Teques, Venezuela.
78. Centro Internacional de Capacitación y Soporte (s.f.). "Método de priorización de variables basado en matrices". Consultado el 25 de julio de 2012, <http://www.planificacion.upla.edu.pe/portal/>
79. Calsep Inc. "Help on PVTsim 16". Houston, Estados Unidos.
80. Azuaje, Evelyn. (2007). "Propiedades de los fluidos". Universidad Central de Venezuela, Caracas.
81. Salager, J.L. y Anton, R. (2005). "Métodos de medición de la tensión superficial o interfacial". Cuaderno FIRP S205-B. Universidad de Los Andes. Mérida, Venezuela.
82. Dataphysics Instruments GmbH. (2006). "Operating manual Dataphysics SVT 20N". Estados Unidos.
83. Caraballo, Y.F. (2011). Informe Técnico. Trabajo no publicado, PDVSA-Intevep, Los Teques.
84. Intevep, S.A. Centro de Investigación y Desarrollo, Filial de Petróleos de Venezuela, S.A. (2009). "Estudio del Efecto de la temperatura Sobre el Carácter Espumante de una Muestra Tomada en el Pozo JOC-566, Campo Jobo-Monagas". Los Teques: Zamora, F.
85. Intevep, S.A. Centro de Investigación y Desarrollo, Filial de Petróleos de Venezuela, S.A. (2000). Informe Técnico INT-7269,2000. Documento confidencial. Los Teques: Chiaravalle, N., Caraballo, Y.F. y Jiménez, I.J.
86. Bravo, B., Chávez, G., González, S., Marquez, N., Subero, N y Ysambertt F. (2000). "Estudio de los sulfonatos de petróleo aislados de diferentes fracciones de

- un crudo pesado”. Revista Técnica. Facultad de Ingeniería. Universidad del Zulia, VIII (3). 330-337.
87. Echeverría, P.F. (2011). Informe Técnico. Trabajo no publicado, PDVSA-Intevep, Los Teques.
88. Intevep, S.A. Centro de Investigación y Desarrollo, Filial de Petróleos de Venezuela, S.A. (1999). Informe Técnico INT-6536,1999. Documento confidencial. Los Teques: Chiaravallo, N., Caraballo, Y.F. y Jiménez, I.J.

APÉNDICES

A.1 PUESTA A PUNTO DEL EQUIPO



**GERENCIA TÉCNICA
LABORATORIOS GENERALES
COMPROBACIÓN DE EQUIPOS TÉRMICOS**

Temperatura: 23 °C	Presión Atmosférica: 663 mmHg
Humedad Relativa: 70 %	Observaciones: Condiciones ambientales optimas.

Termómetro de referencia (PATRON): Calibrador de Procesos Industriales	
Marca: FLUKE	Modelo: 743B
Serial: 8563011	Clase: S/C
No. Certificado De Calibración: AA-001165	Fecha de calibración: 2010-02-24
Precisión en la indicación: 0,1 °C	Rango de trabajo:

Equipo a verificar: INDICADOR DE PRESIÓN DIGITAL	
Marca: Heise	Modelo: 901-A
Serial: S/S	No. Simdi: N/S
Ubicación: Sur 1, Piso 3, Laboratorio 13.	
Precisión en la indicación: 0.1	Rango de Presión: 0 – 3000 PSI

VALOR DESEADO (PSI)	INDICACION DEL PATRON (PSI)	INDICACION DEL INSTRUMENTO (PSI)
0	0,0	000,2
500	519,6	520,0
1500	1529,3	1530,2
2000	2001,6	2003,0
2500	2497,6	2499,5
3000	3000,6	3001,0

Equipo a verificar: INDICADOR DE TEMPERATURA	
Marca: Newport	Modelo: INFCR-101
Serial: 6290316	No. Simdi: N/S
Ubicación: Sur 1, Piso 3, Laboratorio 13.	
Precisión en la indicación: 0.1	Rango de temperatura: N/A

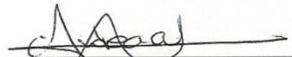
VALOR DESEADO (°F)	INDICACION DEL PATRON (°F)	INDICACION DEL INSTRUMENTO (°F)
70	70	69,9
120	120	120,9
170	170	171,4
220	220	222,4
250	250	252,9

Equipo a verificar: CONTROLADOR DE TEMPERATURA	
Marca: Watlow	Modelo: Series 965
Serial: 1202331341	No. Simdi: N/S
Ubicación: Sur 1, Piso 3, Laboratorio 13.	
Precisión en la indicación: 0.1	Rango de temperatura: N/A

VALOR DESEADO (°F)	INDICACION DEL PATRON (°F)	INDICACION DEL INSTRUMENTO (°F)
70	70,0	70,1
120	120,0	120,0
170	170,0	169,8
220	220,0	219,6
250	250,0	249,5
300	300,0	299,4

Tipo de verificación: Por Comparación Directa	Fecha: 13/07/2011
Condiciones del equipo: O.K.	
Observaciones:	

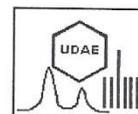
Nombre del Técnico: Miguel Piñero	Ficha: 1960382
--	-----------------------


Firma del Usuario


Firma del Técnico

A.2 PESO MOLECULAR DEL LÍQUIDO DEL FLUIDO A

UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA
 FACULTAD DE CIENCIAS
 ESCUELA DE QUÍMICA
 UNIDADES INTEGRADAS DE APOYO
 Y SERVICIO A LA INVESTIGACIÓN (UISI)
 UNIDAD DE ANÁLISIS ESPECTROSCÓPICOS (UDAE)
 RIF. G-20000062-7



REPORTE FINAL

Nº **FQ-0009**

14 / diciembre / 2011

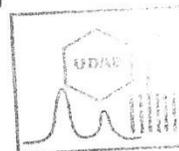
Atención:

NOMBRE: Ing. Yris Barrutya **PROYECTO** "Modelo Integrado de la Faja Petrolífera del Orinoco",
 Número 648. **Nº Documento SAP:** 1300195599 **DIRECCIÓN:** Urbanización Santa Rosa, Sector
 El Tambor, Los Teques. **Rif. Nº** J-00110848-3 **TELÉFONOS** 212-3308902
e-mail: barrutyai@pdvsa.com

SERVICIO:

Determinación de Pesos Moleculares en muestras de crudo pesado y extrapesado.
 Equipo: VPO-JUPITER solvente Cloroformo, T= 45°C; patrón Bencilo

Código Muestra	Peso Molecular +/- Desv Standard (Daltons)
ORS-96	317 +/- 40
ORS-100	448 +/- 23
ORS-104	447 +/- 24
ORS-93	459 +/- 23
ORS-82	394 +/- 19
VC-21	535 +/- 20
JN-411	504 +/- 19
MPG-42	528 +/- 25
██████████	500 +/- 18
MFC-40	502 +/- 21
MCH-8-7	557 +/- 19
MFE-01	559 +/- 21



A.3 DETERMINACIÓN DE LOS PUNTOS DE PSEUDO BURBUJA

ARTURO
BORGES/BORGESA/INT/PD
VSA

17/01/2012 03:12 p.m.

DE TURNO
Para INSPECTOR/INSPECTORDT/INT/PDVSA@PDV,
Xiomara Gutierrez/GUTIERREZX/INT/PDVSA@PDV,
cc LARRY VALERO/VALEROL/SV/PDVSA@PDV, JUÁISBEL
FLORES/FLORESJYX/PDV/PDVSA@PDV

cco

Asunto

Buenas tardes,

La presente nota es para hacer de su conocimiento que estaremos tomando datos experimentales en el laboratorio 13, sur 1, nivel 3, hasta las 11:00 pm. Perteneciente a la gerencia técnica FJIE, durante los días, martes a viernes de esta semana. Por lo que agradeceremos su colaboración en el desarrollo de estas actividades.

Saludos,

Arturo Borges

----- Remitido por ARTURO BORGES/BORGESA/INT/PDVSA con fecha 17/01/2012 03:04 p.m. -----

ANDREA
MEANO/MEANO/PDV/PDV
SA

17/01/2012 02:44 p.m.

Para ARTURO BORGES/BORGESA/INT/PDVSA@PDV

cc

Asunto

En la hora de 11:00 pm del presente día, se estará realizando en el Lab. 13 de Analisis de Crudos Pesados ubicado en Sur 1, Piso 3, una prueba de Expansión a Composición Constante, por lo que se solicita un permiso especial para que Andrea Meaño, pueda estar a esta hora de la noche trabajando en las instalaciones de la empresa.

PDVSA Intevep S.A.
GERENCIA DE YACIMIENTOS
LABORATORIO PVT

COMPAÑIA: PDVSA-INTEVEP
CAMPO: BARE
POZO: ██████████

FECHA: 12/01/2012

FLASH INICIAL

1) DATOS EXPERIMENTALES

Presión barométrica	26,20 "Hg,
Temperatura ambiente	73,40 °F
Presión de carga	2022 lpsca
Temperatura de la celda	127,8 °F
Volumen de muestra inicial	79,000 cc
Volumen de muestra final	66,400 cc
Volumen del gas liberado	248,0 ml
Peso del separador vacío	52,7784 g,
Peso del separador con petróleo	64,7960 g,
Densidad del petróleo	1,0120 g/ml a 59 °F
Gravedad específica del gas	0,6000 a 60 °F
Factor de la bomba	0,9990 ml/mm

2) RESULTADOS

Factor volumétrico de formación del petróleo:	
A presión de carga y temperatura de celda	1,061 BL/BN
Al punto de burbujeo y temperatura de celda	1,088 BL/BN

Densidad de la muestra:	
A presión de carga y Temperatura de celda	0,9664 g/ml
Al punto de burbujeo y temperatura de celda	0,9422 g/ml

Razón gas-petróleo	94,54 PCN/BN	
Gravedad API a la temperatura de la medida de la densidad del crudo		8,1
Gravedad específica a 60/60	1,0136	
Gravedad API a 60 °F	8,1	
Volumen de gas a condiciones de base	199,8 ml	
Peso molecular del gas	17,4 g/mol	
Peso del gas	0,147 g	
Peso total de la muestra	12,16 g	
Factor de corrección del gas	0,8537	
Factor de corrección del vol, de muestra	0,9990	
Densidad del aire a cond, amb	0,001071 g/ml	

A.4 COMPOSICIONES DE LOS OTROS FLUIDOS SIMULADOS

TABLA A.1

Composición total del fluido B.

Componente	Gas	Líquido	FL. Total
	% Molar	% Molar	% Molar
Nitrógeno	0.622	0.01	0.17
Diox. de carbono	0.169	0.01	0.05
Metano	99.159	0.38	25.93
Etano	0.000	0.01	0.01
Propano	0.006	0.01	0.01
I-Butano	0.002	0.01	0.01
N-Butano	0.003	0.01	0.01
I-Pentano	0.003	0.01	0.01
N-Pentano	0.002	0.01	0.01
Hexanos	0.008	0.04	0.03
Heptanos	0.008	0.09	0.07
Octanos	0.006	0.07	0.06
Nonanos	0.007	0.19	0.14
Decanos	0.004	0.25	0.19
Undecanos ⁺	0.001	98.90	73.30
%Molar	25.86	74.14	100
Peso molecular	16.20	462	346.7
PROPIEDADES DE UNDECANOS⁺			
GE @ 60° F	0.748	1.018	1.018
Peso molecular	170.34	465.77	465.77
PROPIEDADES DEL FLUIDO TOTAL RECOMBINADO.			
Peso molecular	346.70		
RGP (PCN/BN)	96.4		
GE del gas @ 60°F	0.55595		

TABLA A.2**Composición total del fluido C.**

Componente	Gas	Líquido	FL. Total
	% Molar	% Molar	% Molar
Nitrógeno	0.100	0.010	0.030
Diox. de carbono	1.334	0.020	0.320
Metano	98.337	0.370	22.400
Etano	0.098	0.010	0.030
Propano	0.026	0.010	0.010
I-Butano	0.017	0.010	0.010
N-Butano	0.009	0.010	0.010
I-Pentano	0.007	0.010	0.010
N-Pentano	0.005	0.010	0.010
Hexanos	0.009	0.040	0.030
Heptanos	0.017	0.160	0.130
Octanos	0.022	0.220	0.180
Nonanos	0.010	0.230	0.190
Decanos	0.003	0.160	0.130
Undecanos ⁺	0.006	98.730	76.510
%Molar	22.490	77.510	100
Peso molecular	16.53	474.00	371.12
PROPIEDADES DE UNDECANOS⁺			
GE @ 60° F	0.748	0.982	0.982
Peso molecular	170.34	478.72	478.71
PROPIEDADES DEL FLUIDO TOTAL RECOMBINADO.			
Peso molecular	371.12		
RGP (PCN/BN)	74.2		
GE del gas @ 60°F	0.5708		

A.5 VALIDACIÓN DE LA DATA EXPERIMENTAL DE LOS FLUIDOS SIMULADOS

A.5.1 Prueba de Balance de Materiales

Esta prueba consiste en chequear si la R_s experimental de la prueba de liberación diferencial es igual a la R_s calculada por balance de materiales. La diferencia entre los dos valores no debe exceder 5%.

Para realizar el balance de masas de la liberación diferencial se necesita la siguiente información obtenida del informe de la prueba PVT:

- (a) Gravedad API del crudo residual.
- (b) Relación gas-petróleo en solución a diferentes presiones.
- (c) Factor volumétrico del petróleo a diferentes presiones.
- (d) Gravedad específica del gas liberado en cada etapa de liberación.
- (e) Densidad de la fase líquida.

En la deducción de las ecuaciones para calcular R_s se tomará como base un litro (1000 cc) de petróleo residual a condiciones normales (60 °F y 14.7 lpca).

A 14.7 lpca y 60 °F:

Masa de petróleo $M_{o1} = (\gamma_o \rho_w) \text{ g/cc} \times 1000 \text{ cc}$

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + ^\circ API} \quad (\text{A-1})$$

$\rho_w = 0.999015 \text{ g/cc}$

Masa de gas en solución,

$$M_{g1} = 0$$

Volumen de gas en solución,

$$V_{g1} = 0$$

Relación gas-petróleo en solución,

$$R_{s1} = 0$$

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

Masa de petróleo,

$$M_{o2} = M_{o1} \text{ (no varía)}$$

La masa y volumen de gas en solución y la relación gas-petróleo en solución siguen siendo cero.

$$M_{g2} = 0, V_{g2} = 0, R_{s2} = 0$$

A p_i y T_i :

Masa de petróleo,

$$M_{oi} = \rho_{odi} B_{odi} \times 1000$$

Significado de los subíndices: d = diferencial, i = nivel de presión

Incremento de la masa de gas en solución entre las presiones p_i y p_{i-1}

$$M_{gi} = M_{oi} - M_{oi-1}$$

Volumen de gas en solución correspondiente a M_{gi}

$$V_{gi} = 0,02881 \frac{m_{gi}}{\gamma_{gdi}} \text{ (PCN)} \quad (\text{A-2})$$

Relación gas-petróleo en solución a p_i

$$R_{sdi} = R_{sdi-1} + 159 V_{gi} \text{ (PCN/BN)} \quad (\text{A-3})$$

TABLA A.3**Prueba de balance de materiales para el fluido B.**

P(lpca)	T (°F)	Rsd exp (PCN/BN)	Bod (BY/BN)	ρ_0 (g/cc)	GEg	mo(g)	mg (g)	Vg(PCN)	Rsd calc (PCN/BN)	E(%)
14.7	60	0	1	-	0	1009.00	-	-	0	-
14.7	140	0	1.028	-	0.87	1009.00	-	-	0	-
200	140	24	1.037	0.9773	0.5753	1013.46	4.46	0.148	23.49	2.11
400	140	49	1.043	0.9746	0.571	1016.51	3.05	0.153	47.76	2.53
600	140	62	1.0512	0.9686	0.559	1018.19	1.68	0.085	61.28	1.17
800	140	71	1.0609	0.9607	0.556	1019.21	1.01	0.052	69.59	1.99
1185	140	98	1.0885	0.9394	0	1022.54	3.33	0.173	97.02	1.00

TABLA A.4**Prueba de balance de materiales para el fluido C.**

P(lpca)	T (°F)	Rsd exp (PCN/BN)	Bod (BY/BN)	ρ_0 (g/cc)	GEg	mo(g)	mg (g)	Vg(PCN)	Rsd calc (PCN/BN)	E(%)
14.7	60	0	1	-	0	980.99	-	-	0	-
14.7	130	0	1.0245	-	0.858	980.99	-	-	0	-
150	130	18	1.0651	0.9242	0.571	984.37	3.38	0.11	18.02	-0.12
300	130	40	1.07	0.9225	0.569	987.08	2.71	0.14	39.76	0.60
450	130	53	1.076	0.9188	0.568	988.63	1.55	0.079	52.27	1.38
600	130	63	1.0775	0.9186	0.564	989.79	1.16	0.059	61.65	2.15
740	130	73	1.0797	0.9178	0	990.95	1.16	0.059	71.04	2.68

A.5.2 Prueba de Desigualdad

Una restricción importante que deben cumplir los datos PVT para que sean consistentes es:

$$\frac{\delta B_{od}}{\delta P} < B_g \frac{\delta R_{sd}}{\delta P} \quad (\text{A-4})$$

Si esta desigualdad es violada en datos suministrados a simuladores numéricos, los programas envían mensajes de error.

TABLA A.3

Prueba de desigualdad para el fluido B.

P(lpca)	Rsd (PCN/BN)	Bod(BY/BN)	Bg (BY/MPCN)	dBod/dP	Bg*dRs/dP	Crit-Validez
1185	98	1.0885	-	7.17E-05	0.00024797	Aceptable
800	71	1.0609	0.0035358	4.85E-05	0.00021552	Aceptable
600	62	1.0512	0.0047894	4.10E-05	0.00047507	Aceptable
400	49	1.043	0.0073087	3.00E-05	0.00185644	Aceptable
200	24	1.037	0.0148515	4.81E-05	0.02981401	Aceptable
15	0	1.028	0.2323008			

TABLA A.4

Prueba de desigualdad para el fluido C.

P(lpca)	Rsd (PCN/BN)	Bod(BY/BN)	Bg (BY/MPCN)	dBod/dP	Bg*dRs/dP	Crit-Validez
740	73	1.0797	-	1.57E-05	0.00033334	Aceptable
600	63	1.0775	0.0046668	1.00E-05	0.00042021	Aceptable
450	53	1.076	0.0063032	4.00E-05	0.00082961	Aceptable
300	40	1.07	0.0095724	3.27E-05	0.00287097	Aceptable
150	18	1.0651	0.0195748	3.01E-04	0.02694333	Aceptable
15	0	1.0245	0.202075			

A.5.3 Prueba de Linealidad de la Función “Y”

El informe de la prueba PVT incluye una tabla con la Función “Y” calculada de los datos de expansión a composición constante. Los valores de la función se grafican contra la presión y se debe obtener una línea recta cuando el crudo tiene poca cantidad de componentes no hidrocarburos y las mediciones en el laboratorio fueron hechas con precisión.

TABLA A.5
Relación presión-volumen para el fluido B

Presión (lpca)	Vol. Relativo	Función “Y”
2521	0.9744	----
2423	0.9808	----
2207	0.9830	----
2024	0.9861	----
1817	0.9883	----
1620	0.9920	----
1425	0.9941	----
1228	0,9957	----
1185	1.0000	----
1034	1.0362	4.0364
819	1.1144	3.9062
603	1.2560	3.7706
407	1.5231	3.6541
222	2.2288	3.530

TABLA A.6
Relación presión-volumen para el fluido C

Presión (lpca)	Vol. Relativo	Función "Y"
3000	0.9908
2600	0.9923
2200	0.9938
1800	0.9954
1400	0.9970
1200	0.9979
1000	0.9988
900	0.9992
800	0.9997
740	1.0000
650	1.0298	4.6484
500	1.1063	4.5173
350	1.2537	4.3924
250	1.4480	4.3748
165	1.8179	4.2606

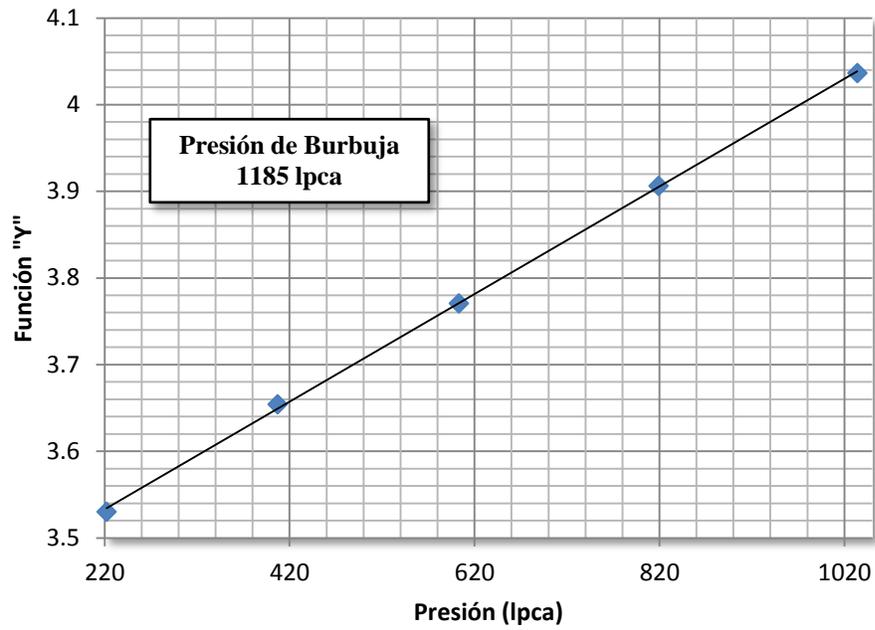


Figura A.1 Función "Y" vs. Presión para el fluido B.

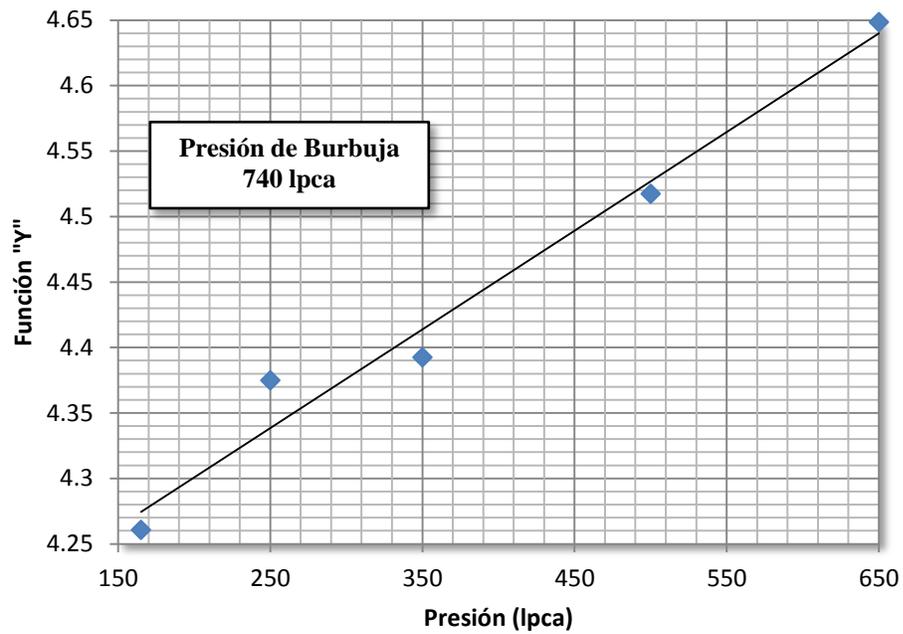


Figura A.2 Función "Y" vs. Presión para el fluido C.

A.6 ANÁLISIS SARA DEL FLUIDO A

	GERENCIA TÉCNICA EXPLORACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS LABORATORIO DE GEOQUÍMICA ORGÁNICA REPORTE DE RESULTADOS	
	CLIENTE: JESSICA PERALTA	REPORTE N°: RES-C-11-15
DIRECCIÓN: SUR-1, PISO-1, OFICINA- 20A	FECHA DE RECEPCIÓN DE MUESTRA(S): 11-04-2011	
ANALISTA(S): LISANDRO MARTÍNEZ / ALI DURAN	FECHA DE ENTREGA DE RESULTADOS(S): 16-05-2011	
ENSAYO: ANÁLISIS SARA EN CRUDOS, BITÚMENES Y CORTES DE DESTILACIÓN		

RESULTADOS

REGISTRO	IDENTIFICACIÓN	%SATURADOS	%AROMATICOS	%RESINAS	%ASFALTENOS
11-309	██████████	16,76	31,74	38,37	13,14

FIRMA AUTORIZADA:


 (ANALISTA)

 17/05/2011

GLOSARIO

Aromáticos: Compuestos orgánicos que contienen uno o mas anillos bencénicos y cuya formula general es C_nH_{2n-6} .

Asfaltenos: Fracción de crudo insoluble en n-heptano. Consiste básicamente en una estructura aromática condensada que contienen un numero significativo de heteroatomos, entre los que se encuentran nitrógeno, azufre y oxígeno. Los asfaltenos son completamente solubles en algunos solventes aromáticos como tolueno y xileno.

Biodegradación: Descomposición de un producto o sustancia en los elementos químicos que lo conforman, debido a la acción de agentes biológicos bajo condiciones ambientales normales.

Constante de equilibrio: Es la distribución de un componente en un sistema líquido-gas.

Cricondebárica: Máxima presión a la cual las fases líquida y vapor de un sistema multicomponente pueden coexistir en equilibrio para una composición constante.

Cricondetérmico: Máxima temperatura a la cual las fases líquida y vapor de un sistema multicomponente pueden coexistir en equilibrio para una composición constante.

Espumabilidad: Es la cantidad relativa de espuma producida en un proceso de generación estandarizado; es decir, se basa en la medición de la altura máxima que alcanza la espuma en uno o varios experimentos determinados.

Factor volumétrico de formación del gas: Representa el volumen de gas libre en el yacimiento en relación con el volumen que ocupa este mismo gas en superficie.

Factor Volumétrico de formación del petróleo: Es la relación entre el volumen de petróleo a las condiciones prevalecientes del yacimiento y ese mismo volumen a condiciones de superficie

Factor volumétrico total o bifásico: Se define como el volumen en barriles que ocupa un barril normal de petróleo junto con su volumen inicial de gas disuelto a cualquier presión y temperatura.

Gravedad API: Es una medida de la calidad del petróleo que ha sido normalizada por la American Petroleum Institute (API). A mayor medida de grados API, el petróleo será más liviano y a menor medida de grados API, el petróleo será más pesado. Matemáticamente la gravedad API no tiene unidades. Sin embargo siempre al número se le coloca la denominación grado API.

Lipófilo: Comportamiento de toda una molécula que tiene afinidad por un conjunto de moléculas orgánicas, compuestas principalmente por carbono e hidrogeno (lípidos).

Lipófobas: Molecula que no tienen afinidad por los lípidos.

Mercurio: Es un metal pesado plateado que a temperatura ambiente es un líquido inoloro. No es buen conductor del calor comparado con otros metales, aunque es buen conductor de la electricidad. Se alea fácilmente con muchos otros metales como el oro o la plata produciendo amalgamas, pero no con el hierro. Es insoluble en agua y soluble en ácido nítrico. Cuando aumenta su temperatura por encima del los 40 °C produce vapores tóxicos y corrosivos, más pesados que el aire. Es dañino por inhalación, ingestión y contacto: se trata de un producto muy irritante para la piel, ojos y vías respiratorias. Es incompatible con el ácido nítrico concentrado, el acetileno, el amoníaco, el cloro y los metales.

Peso Molecular: Es la sumatoria de los Pesos Atómicos de los átomos constituyentes de la molécula afectados por su atomicidad, entendiendo por atomicidad al número de átomos de cada elemento presentes en las moléculas.

Polaridad: Propiedad de las moléculas que representa la separación de las cargas eléctricas en la misma. Esta propiedad está íntimamente relacionada con otras propiedades como la solubilidad, punto de fusión, punto de ebullición y fuerzas intermoleculares.

Presión de saturación: Es la presión a la cual el vapor y el líquido se encuentran en equilibrio. Este término es frecuentemente usado como sinónimo de presión de burbuja o presión de rocío según el caso.

Relación gas-petróleo: Es la relación del volumen de gas que viene en solución, en el volumen de petróleo a condiciones estándar.

Resinas: Fracción del crudo que es insoluble en propano, pero solubles en n-heptano. Las resinas son lipofílicas y tienen pesos moleculares menores a los asfaltenos.

Surfactantes: Sustancias que cambian (reducen) la tensión.

Tensión Interfacial/ Superficial: Es la tensión que existe entre la interfase de dos fluidos inmiscibles. Es una medida indirecta de la solubilidad. A medida que la tensión interfacial se hace más baja, las dos fases se aproximan más a la miscibilidad. Si los fluidos son un líquido y su vapor, entonces se aplica el término de tensión superficial.

Transductor: Dispositivo capaz de transformar o convertir un determinado tipo de energía de entrada, en otra diferente a la salida.

Yacimientos Saturados: El petróleo de un yacimiento está saturado con gas a cualquier presión y temperatura si al reducir ligeramente la presión se libera gas de la solución.

Yacimientos Subsaturado: El petróleo de un yacimiento está subsaturado con gas a cualquier presión y temperatura si al reducir ligeramente la presión no se libera gas de la solución. El estado subsaturado implica que no existe gas libre en contacto con el petróleo.