



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

“CONSISTENCIA DE EXPERIMENTOS PVT”

TESIS PROFESIONAL

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE INGENIERO
PETROLERO**

PRESENTA:

DE LA CRUZ ARIAS MEYVI LEYVI

DIRECTOR:

ING. HECTOR ERICK GALLARDO FERRERA

MÉXICO, D.F. CIUDAD UNIVERSITARIA, 2013.





FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN
CIENCIAS DE LA TIERRA
OFICIO/FING/DICT/1134/2013

SRITA. MEYVI LEYVI DE LA CRUZ ARIAS
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento que la opción de titulación: **POR TESIS**, así como el tema y contenido propuestos por el Ing. Héctor Erick Gallardo Ferrera, en calidad de **Director de Tesis**, han sido aprobados por el comité de titulación de la carrera de **Ingeniería Petrolera** y se muestran a continuación

CONSISTENCIA DE EXPERIMENTOS PVT

- INTRODUCCIÓN
- I FUNDAMENTOS DEL COMPORTAMIENTO DE FASES DE LOS HIDROCARBUROS
- II PROPIEDADES PVT DE LOS HIDROCARBUROS
- III EXPERIMENTOS PVT CONVENCIONALES
- IV MÉTODOS DE VALIDACIÓN PVT
- V CORRECCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE UN DIAGRAMA DE FASES CONSTRUIDO MEDIANTE UNA EDE CÚBICA
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- NOMENCLATURA
- REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA

Por otra parte, le comunico que le ha sido asignado el siguiente jurado que tendrá como función básica, avalar su trabajo escrito y autorizar la réplica oral requerida para la obtención del título profesional, de acuerdo al Reglamento de Opciones de Titulación vigente

PRESIDENTE: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS
VOCAL: ING. HÉCTOR E. GALLARDO FERRERA
SECRETARIO: ING. MARIO BECERRA ZEPEDA
1ER. SUPLENTE: ING. CLAUDIO DE LA CERDA NEGRETE
2DO. SUPLENTE: DR. RAFAEL HERRERA GÓMEZ

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de Administración Escolar, en el sentido que se imprima en lugar visible de cada ejemplar del trabajo escrito, el título de este.

Asimismo, le recuerdo que para optar por el título profesional, es necesario haber acreditado el 100% de los créditos establecidos en el plan de estudios, haber realizado el Servicio Social de acuerdo con la Legislación Universitaria y haber aprobado el examen de comprensión de lectura de un idioma extranjero, en términos de lo dispuesto por el Consejo Técnico.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
CD. Universitaria, D. F. a 3 de Septiembre de 2013.
El Presidente del Comité de Titulación de Ingeniería Petrolera

DR. JOSÉ ANTONIO HERNÁNDEZ ESPRIÚ

ccp Coordinador de la Carrera
ccp Interesado



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
TIERRA

Aceptación de Trabajo Escrito

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA
DIRECTOR DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA
DE LA U.N.A.M.
Presente.

En relación con el Examen Profesional de **DE LA CRUZ ARIAS MEYVI LEYVI**, registrada con número de cuenta 409004227 en la carrera de **INGENIERÍA PETROLERA**, del cual hemos sido designados sinodales, nos permitimos manifestarle la aceptación del trabajo escrito desarrollado por la citada alumna.

Atentamente,

ING. MANUEL JUAN VILLAMAR
VIGUERAS

FECHA DE ACEPTACIÓN: Oct/11/13

ING. HÉCTOR ERICK GALLARDO
FERRERA

FECHA DE ACEPTACIÓN: 10/10/2013

ING. MARIO BECERRA ZEPEDA

FECHA DE ACEPTACIÓN: 11/oct/13

ING. CLAUDIO CESAR DE LA CERDA
NEGRETE

FECHA DE ACEPTACIÓN: 11/oct/13

DR. RAFAEL DE LOS ANGELES HERRERA GOMEZ

FECHA DE ACEPTACIÓN: 10 x 13

FECHA DE EMISIÓN : 30 de Septiembre de 2013

FEX-2
ICH

AGRADECIMIENTOS

Primero que nada, agradezco a Dios por iluminar mi camino, por brindarme oportunidades en la vida y permitirme llegar al final de esta meta.

A mi Alma Mater, La Universidad Nacional Autónoma de México por abrirme sus puertas y permitirme realizar un sueño profesional, por hacerme un ser responsable, comprometido, perspicaz y humilde con un pensamiento crítico y constructivo.

El agradecimiento más grande es para mis padres, los señores Maribel Arias Pérez y Joel De la cruz Jiménez, porque por ellos he logrado todo lo que he hecho. Aprecio y agradezco mucho todo su amor, educación y valores que me han brindado a lo largo de mi vida para hacer de mí una buena persona.

A mi madre, el tesoro más inmenso que la vida me ha dado, por su amor y apoyo incondicional

A mi padre, le agradezco su esfuerzo y trabajo para sacarnos adelante, por darme ejemplos de lucha y fortaleza, y por enseñarme que la vida no es fácil y que todo cuesta trabajo, pero que todo se puede lograr con esfuerzo y dedicación.

A mi hermano Joel Rodrigo porque a pesar de ser mi hermano menor se ha sacrificado y me ha brindado su mano en los momentos difíciles cuando estoy a punto de caer.

A mi familia, por ser todos ellos, hombre y mujeres, la célula de la cual formo parte y la razón principal de lo que soy, de lo que pienso y de lo que hago, por sus consejos llenos de sabiduría, fé y esperanza, por sus palabras de aliento, por su optimismo y perseverancia, por las lecciones de vida, pero sobre todo por su confianza. Los amo.

Agradezco especialmente a mi tía Vidalía, por su ayuda, consejo, apoyo y respaldo constante, gracias tía por apoyarme siempre.

A mis amigos y compañeros de la universidad, por los momentos que hemos compartido, llenos de sentimientos, pensamientos, sueños y anhelos, secretos, risas y lágrimas, y sobre

todo amistad. En especial a José Roberto por su apoyo en los momentos difíciles, por su amistad y cariño, y por compartir grandes alegrías y tristezas.

A mis amigas hermosas, Valeria, Kenia, Dennise, Samari, Shuna, Ninfa, Itzel, Blanca, Jesica, les agradezco su apoyo, honestidad y confianza, por brindarme un buen consejo, por aquellos días inolvidables de la prepa y por ser parte de mi vida.

A lunita por brindarme por ser mi compañía y por otorgarme un amor diferente.

A mi director el Ing. Héctor Erick Gallardo Ferrera por su dedicación, empeño, orientación y compromiso para alcanzar mis metas, por su apoyo, amabilidad y entrega en cada momento.

A mis sinodales, Ing. Manuel J. Villamar Viguera, Ing. Mario Becerra Zepeda, Ing. Claudio de la Cerda Negrete, Dr. Rafael Herrera Gomez gracias por ayudarme a consolidar esta obra con su tiempo, dedicación, apreciaciones y críticas constructivas durante la revisión, y por compartir sus conocimientos.

A mí, porque a pesar de las adversidades llegue al final de esta etapa, con una nueva ilusión y las ganas de seguir adelante en busca de mis sueños y mis metas.

A la vida por dejarme alcanzar mis sueños, por enseñarme, dejarme disfrutar ser parte de ella, guiarme a ser mejor y amarla con intensidad cada día.

Esta tesis la dedico a todas aquellas personas que creyeron en mí y de alguna forma contribuyeron a que cerrara este ciclo de mi vida, a todas estas personas les digo ¡Gracias!

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

“CONSISTENCIA DE EXPERIMENTOS PVT”

CONTENIDO	Página.
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO 1 FUNDAMENTOS DEL COMPORTAMIENTO DE FASES DE LOS HIDROCARBUROS	
1.1 INTRODUCCIÓN.....	5
1.2 SISTEMAS DE UN COMPONENTE.....	6
1.3 SISTEMAS BINARIOS.....	9
1.4 SISTEMAS MULTICOMPONENTE.....	12
1.5 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS.....	16
CAPÍTULO 2 PROPIEDADES PVT DE LOS HIDROCARBUROS	
2.1 INTRODUCCIÓN.....	21
2.2 PROPIEDADES DEL GAS NATURAL.....	22
2.2.1 FACTOR DE DESVIACION Z.....	22
2.2.2 FACTOR DEL VOLUMEN DEL GAS.....	24
2.2.3 DENSIDAD DEL GAS.....	25
2.2.4 COEFICIENTE DE COMPRESIBILIDAD ISÓTERMICO DEL GAS.....	27
2.2.5 VISCOSIDAD DEL GAS.....	28
2.3 PROPIEDADES DEL ACEITE.....	29
2.3.1 RELACION DE SOLUBILIDAD DEL GAS EN EL ACEITE.....	29
2.3.2 FACTOR DE VOLUME DEL ACEITE.....	31

2.3.3 DENSIDAD DEL ACEITE.....	32
2.3.4 COEFICIENTE DE COMPRESIBILIDAD ISOTERMICO DEL ACEITE.....	33
2.3.5 VISCOSIDAD DEL ACEITE.....	34
2.3.6 FACTOR DE VOLUMEN DE LA MEZCLA.....	35
2.4 PROPIEDADES DEL AGUA DE FORMACIÓN.....	36
CAPÍTULO 3 EXPERIMENTOS PVT CONVENCIONALES	
3.1 INTRODUCCIÓN.....	39
3.2 MUESTREO.....	39
3.2.1 REPRESENTATIVIDAD DE LA MUESTRA.....	40
3.2.2 ACONDICIONAMIENTO DEL POZO.....	41
3.2.3 MUESTREO DE FONDO.....	42
3.2.4 MUESTREO DE SUPERFICIE.....	42
3.3 ESTUDIOS DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO.....	43
3.3.1 ESTUDIOS COMPOSICIONALES.....	43
3.3.2 VAPORIZACION FLASH.....	44
3.3.3 VAPORIZACION DIFERENCIAL.....	44
3.3.4 PRUEBAS DE SEPARADOR.....	45
3.3.5 DETERMINACION DE LA VISCOSIDAD.....	46
3.3.6 EXPERIMENTOS PVT CONVENIENTES DE ACUERDO AL TIPO DE FLUIDO.....	47
CAPÍTULO 4 MÉTODOS DE VALIDACIÓN DE ESTUDIOS PVT	
4.1 INTRODUCCIÓN.....	50
4.2 MÉTODO DE BASHBUSH.....	51
4.3 MÉTODO DE WHITSON Y TORP.....	54
4.4 MÉTODO DE DROHM Y GOLDTHORPE.....	55
4.5 CONSISTENCIA DE LOS DATOS EXPERIMENTALES.....	56

4.6 VALIDACION DEL EXPERIMENTO DE AVC DE UN ACEITE VOLÁTIL.....	57
CAPÍTULO 5 CORRECIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE UN DIAGRAMA DE FASES CONSTRUIDO MEDIANTE UNA ECUACION DE ESTADO CÚBICA.	
5.1 INTRODUCCION.....	63
5.2 IMPORTANCIA DE LA CARACTERIZACION DEL C7+.....	64
5.3 METODOLOGIA DE CARACTERIZACION DE FONG-SAMANIEGO.....	65
5.3.1 APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA AL CAMPO JUJO-TECOMINOACAN.....	66
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	70
NOMENCLATURA.....	71
BIBLIOGRAFÍA.....	72
APÉNDICES	
APÉNDICE A. CÓDIGO DE LA APLICACIÓN PARA OBTENER LAS CONSTANTES DE EQUILIBRIO DE UNA MEZCLA DE ACEITE LIGERO EN UN EXPERIMENTO DE AGOTAMIENTO A VOLUMEN CONSTANTE.....	75
APÉNDICE B. CÓDIGO DE LA APLICACIÓN PARA OBTENER LAS CONSTANTES DE EQUILIBRIO DE UNA MEZCLA DE GAS EN UN EXPERIMENTO DE AGOTAMIENTO A VOLUMEN CONSTANTE.....	79
CONTENIDO DE IMÁGENES	
FIG. 1 DIAGRAMA P-T DEL N-OCTANO CONSTRUIDO CON ANATOIL PVT (GALLARDO, 2003).....	7
FIG. 2 DIAGRAMA PRESION-VOLUMEN MOLAR DE N-OCTANO CONSTRUIDO CON ANATOIL PVT (GALLARDO, 2013).....	8
FIG. 3 DIAGRAMA P-T DE UNA MEZCLA DE 0.9683 % MOL DE ETANO Y 0.0317% MOL DE N-HEPTANO (STADING, 1977).....	10

FIG. 4 DIAGRAMA PRESIÓN-TEMPERATURA-COMPOSICIÓN MOLAR PARA UNA MEZCLA DE C1 Y C7 (STANDING, 1977).....	11
FIG. 5 DIAGRAMA PRESIÓN-VOLUMEN DE UN SISTEMA BINARIO (MANNUCCI, 1997).....	12
FIG. 6 DIAGRAMA P-T DEL SISTEMA MULTICOMPONENTE DE LA TABLA 1, CONSTRUIDO CON ANATOIL PVT (GALLARDO, 2013).....	14
FIG. 7 DIAGRAMA P-T DEL SISTEMA MULTICOMPONENTE DE LA TABLA 2, CONSTRUIDO CON ANATOIL PVT (MODIFICADO GALLARDO, LEÓN, SAMANIEGO, 2013).....	16
FIG. 8 ESQUEMATIZACIÓN DE UN DIAGRAMA TERNARIO (THOMPSON, 2009).....	17
FIG. 9 ESQUEMATIZACIÓN GENÉRICA DEL DIAGRAMA DE P-T DE LOS FLUIDOS PETROLEROS (CRAFT Y HAWKINS, 1991).....	18
FIG. 10 COMPARACIÓN DE LOS MODELOS DE PENG-ROBINSON Y DE GAS IDEAL PARA UN COMPONENTE PURO (GALLARDO, LEÓN, SAMANIEGO, 2013).....	23
FIG. 11 FACTORES Z DEL C1, C2 Y C3 A 140°F COMO FUNCIÓN DE LA PRESIÓN (STANDING, 1977).....	25
FIG. 12 COMPORTAMIENTO DE B_g RESPECTO A P, @ T CONSTANTE (CUAUTLI, 2006).....	26
FIG. 13 COMPORTAMIENTO DEL C_g RESPECTO A P, @ T CONSTANTE (CUAUTLI, 2006).....	27
FIG. 14 COMPORTAMIENTO DEL μ_g RESPECTO A P, @ DIFERENTES VALORES DE T (CUAUTLI, 2006).....	28
FIG. 15 COMPORTAMIENTO DE R_s RESPECTO A P (MANNUCCI, 1997).....	31
FIG. 16 COMPORTAMIENTO DE B_o RESPECTO A P (MANNUCCI, 1997).....	32
FIG. 17 COMPORTAMIENTO DE C_o RESPECTO A P (CUAUTLI, 2006).....	33
FIG. 18 COMPORTAMIENTO DE μ_o RESPECTO A P (CUAUTLI, 2006).....	34
FIG. 19 COMPORTAMIENTO DE B_t RESPECTO A P (CUAUTLI, 2006).....	35
FIG. 20 COMPORTAMIENTO DE B_w RESPECTO A P (CUAUTLI, 2006).....	36
FIG. 21 COMPORTAMIENTO DE μ_w RESPECTO A P (CUAUTLI, 2006).....	37
FIG. 22 PROCEDIMIENTO DE VAPORIZACIÓN FLASH PARA UN ACEITE NEGRO (McCAIN, 1973).....	45
FIG. 23 PROCEDIMIENTO DE VAPORIZACIÓN DIFERENCIAL PARA UN ACEITE NEGRO (McCAIN, 1973).....	46

FIG. 24 PRUEBA DE SEPARADOR EN UN LABORATORIO PARA UN ACEITE NEGRO (McCain, 1973).	47
FIG. 25 COMPORTAMIENTO DE LAS CONSTANTES DE EQUILIBRIO PARA LOS DATOS DE LA TABLA 4.....	57
FIG. 26 COMPORTAMIENTO DE LAS CONSTANTES DE EQUILIBRIO PARA LOS DATOS DE LA TABLA 5.....	58
FIG. 27 COMPORTAMIENTO DE LA COMPOSICIÓN DEL LÍQUIDO CALCULADO PARA EL EXPERIMENTO VALIDADO.....	59
FIG. 28 VARIACIÓN EN LOS DIAGRAMAS DE FASES DE UNA MISMA MEZCLA AL VARIAR LAS PROPIEDADES DEL C ₇₊ (Maldonado y Gallardo, 2013).....	64
FIG. 29 VALORES DE LAS CONSTANTES DE EQUILIBRIO DEL ANÁLISIS ORIGINAL DE AVC DEL POZO JUJO-42 (Fong y Samaniego, 1992).....	66
FIG. 30 VALORES DE LAS CONSTANTES DE EQUILIBRIO DEL ANÁLISIS DE AVC DEL POZO JUJO-42 (Fong y Samaniego, 1992).....	67
FIG. 31 DIAGRAMA DE FASES DEL POZO JUJO-42: a, SIN AJUSTES Y b, CALBRADO (Fong y Samaniego, 1992).....	68
TABLA 1 COMPOSICIÓN DE UN SISTEMA MULTICOMPONENTE DE HIDROCARBUROS (McCain, 1973).....	13
TABLA 2 COMPOSICIÓN DE UN SISTEMA MULTICOMPONENTE (Gallardo, León, Samaniego, 2013).....	15
TABLA 3 CLASIFICACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS LÍQUIDOS DE ACUERDO A SUS DENSIDADES..	32
TABLA 4 DATOS DE LA MUESTRA DE ACEITE VOLÁTIL “A” UTILIZADA PARA LA VALIDACIÓN DE AVC POR EL MÉTODO DE BASHBUSH.....	60
TABLA 5 DATOS DE LA MUESTRA DE ACEITE VOLÁTIL “A” VALIDADOS CON EL MÉTODO DE BASHBUSH.....	61

INTRODUCCIÓN

Contar con estudios consistentes de laboratorio y herramientas para predecir en forma certera el comportamiento de fases y PVT de los fluidos de un yacimiento es indispensable para diversas actividades de la industria petrolera, tales como: La estimación de los volúmenes originales y de reservas; el diseño de instalaciones de transporte y recolección; la simulación del comportamiento y optimización de los esquemas de explotación de los yacimientos; y la comercialización de los hidrocarburos, por mencionar algunas, siendo mayor la importancia en aquellos sistemas de producción donde las condiciones permiten la formación de dos fases (líquido y gas).

El uso de Ecuaciones de Estado (EDE's) para representar y predecir el comportamiento de fases de los fluidos es una práctica común en la industria petrolera, no obstante debe prestarse especial atención a la calidad de la información composicional proporcionada, verificando que sea representativa del fluido del yacimiento. Por ello, la información proveniente de los estudios de laboratorio debe ser cuidadosamente validada para poder ajustar adecuadamente el comportamiento obtenido de la solución de una Ecuación de Estado Cúbica (EDEC).

Por su semejanza con los procesos que ocurren durante la explotación, los estudios PVT más utilizados para representar la extracción de hidrocarburos en el yacimiento son los de Agotamiento a Volumen Constante (AVC), por lo que la problemática que aborda esta tesis se centra en el estudio de la validación de los mismos mediante el método de balance molar. De igual forma, se muestra el proceso utilizado para el ajuste del comportamiento de una EDEC mediante la información proveniente de estos estudios.

El trabajo desarrollado se presenta en los siguientes cinco capítulos:

El primer capítulo, titulado: “**Fundamentos del comportamiento de fases de los hidrocarburos**”. Discute las bases del comportamiento volumétrico de los sistemas de hidrocarburos de uno, dos, y más componentes; así como el uso clásico de los diagramas de fase Presión-Temperatura (P-T) para la clasificación de los yacimientos de hidrocarburos.

El segundo capítulo, titulado: “**Propiedades PVT de los hidrocarburos**”. Hace una descripción de las propiedades de los diferentes fluidos petroleros: gas, aceite, y agua.

El tercer capítulo, titulado: “**Experimentos PVT convencionales**”. Aborda los procedimientos convencionales y condiciones requeridas para la toma de muestras representativas de los fluidos del yacimiento. Asimismo, la importancia y tipos de análisis composicionales; y las bases de los experimentos de expansión a composición constante (o expansión flash), separación diferencial, y abatimiento a volumen constante son también discutidos.

El cuarto capítulo, titulado: “**Métodos de validación PVT**”. Muestra los principales métodos de validación de experimentos PVT, así como la aplicación del método de Bashbush de balance molar a una muestra de fluidos y el proceso utilizado para la validación.

El quinto capítulo, titulado: “**Corrección del comportamiento de un diagrama de fases construido mediante una EDE cúbica**”. Expone algunos de los fundamentos de las ecuaciones de estado cúbicas, enfatizando la metodología general de ajuste del diagrama de fases construido mediante una EDEC a la trayectoria de un experimento PVT.

Por último se presentan las conclusiones y recomendaciones obtenidas por la investigación.

Para la realización del ejercicio de validación incluido en el capítulo cuatro de este trabajo, se elaboró una aplicación para la realización balances molares. El código desarrollado se incluye en los apéndices de esta tesis.

CAPÍTULO I

*Fundamentos del Comportamiento
de Fases de los Hidrocarburos*

CAPÍTULO I

Fundamentos del Comportamiento de Fases de los Hidrocarburos

1.1. Introducción

Los fluidos petroleros son mezclas que existen naturalmente en los yacimientos a altas temperaturas (T) y presiones (p) como líquido (aceite y condensados) y/o gas. Las composiciones de estos fluidos típicamente incluyen cientos o miles de componentes hidrocarburos y algunos no hidrocarburos, como el nitrógeno (N_2), el dióxido de carbono (CO_2), y el ácido sulfhídrico (H_2S); y sus propiedades físicas dependen principalmente de la composición y condiciones termodinámicas a las que se encuentren.

En un yacimiento, cuando los hidrocarburos se presentan en estado líquido, este se denomina “de aceite bajo-saturado”, y todo el gas se encuentra disuelto en los líquidos. En cambio, cuando a las condiciones de p y T del yacimiento los componentes de la mezcla existen como vapor, este se denomina “de gas natural”, y pueden formarse líquidos condensados bajo ciertas condiciones. Finalmente, los yacimientos “de capa de gas” son aquellos en donde existen aceite con gas disuelto y gas libre acumulado en equilibrio.

Dado que los espesores de los yacimientos son pequeños en comparación a las profundidades a las que estos sistemas tienen lugar, la temperatura de los mismos suele considerarse constante a lo largo de su explotación para muchas aplicaciones. Por otro lado, durante la explotación de los yacimientos, la extracción de los fluidos alojados ocasiona el abatimiento de la presión de

confinamiento. Los cambios en las condiciones de p permiten la expansión de los fluidos, así como la liberación de gas o condensación de líquidos.

La variación de las propiedades volumétricas de los fluidos respecto al tiempo de explotación es denominada “Comportamiento PVT”, en tanto que los cambios de composición de las fases del sistema respecto al tiempo de explotación se denomina “Comportamiento de fases”, siendo una fase cualquier parte del sistema, homogénea, físicamente distinta, y separada de otras partes del sistema por límites definidos.

En este capítulo se discute el comportamiento de fases de diversos sistemas de hidrocarburos mediante el uso de diagramas de fase P-T. A su vez, se muestra la clasificación convencional de los yacimientos de acuerdo a los diagramas de fase P-T y propiedades físicas de los fluidos producidos.

1.2. Sistemas de un Componente

Los sistemas de un solo componente, o sustancias puras, son los más simples de todos, ya que se conforma únicamente por un mismo tipo de molécula comúnmente a este sistema se le denomina sustancia pura.

La mejor base para el estudio de los sistemas de hidrocarburos son los diagramas de fases, mismos que son una representación gráfica de las fronteras entre diferentes estados de la materia de un sistema, en función de variables de estudio convenientes (presión, temperatura, volumen, composición, o densidad por ejemplo).

El caso particular de los diagramas P-T es de gran interés para la industria, pues en ellos se pueden esquematizar las condiciones de equilibrio termodinámico a las que existen las fases de una sustancia. La **Fig. 1** muestra el diagrama P-T de un componente puro.

La curva que resulta de unir todos los puntos en un diagrama P-T a los que pueden existir líquido y vapor para un sistema de un solo componente se denomina curva de presión de vapor. A otras condiciones distintas a las contenidas en la curva, el componente sólo puede existir como líquido (a la izquierda) o vapor (a la derecha). La curva de presión de vapor termina en el punto crítico (PC), que se puede definir (para un componente puro) como aquel después del cual la materia no existe como una fase definida (fluido supercrítico).

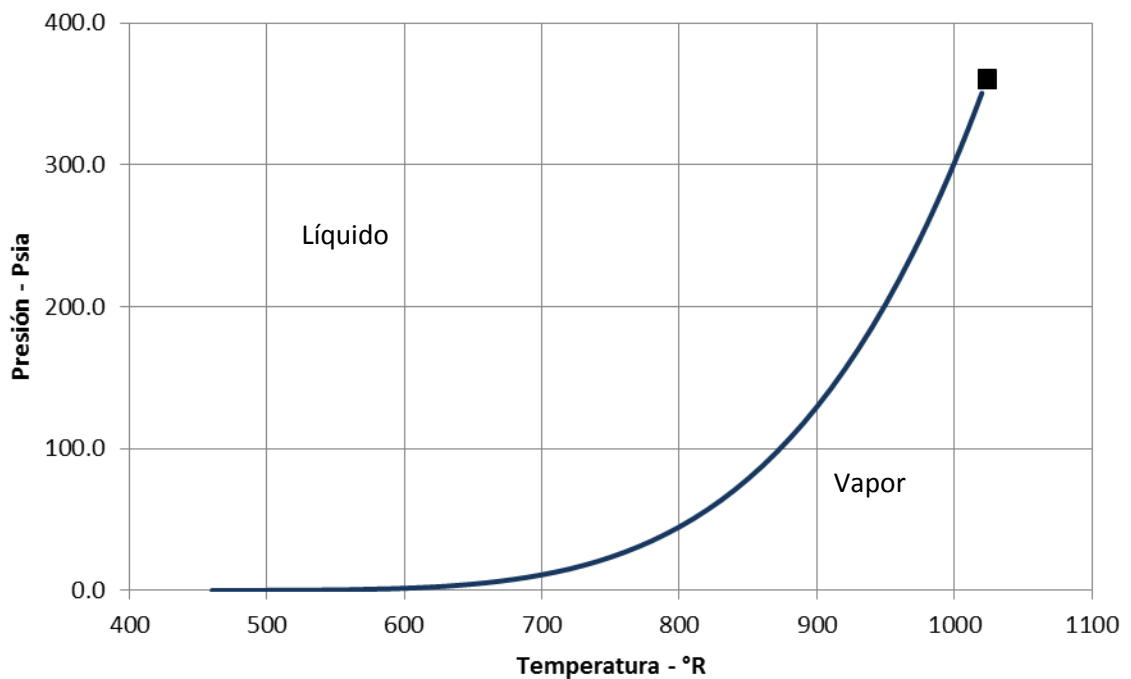


Figura 1. Diagrama P-T del n-octano construido con Anatoil PVT (Gallardo, 2013).

La **Fig. 2** muestra un diagrama presión–volumen molar, en escala semi-log, para el mismo componente puro del diagrama de la Fig. 1. Puede observarse en este caso que existen dos líneas que separan las regiones donde el componente existe como líquido y vapor. El área delimitada por ambas líneas se denomina región de dos fases, mientras que la curva formada por la unión de las curvas de rocío y curva de burbuja es llamada envolvente de fase, y la región intermedia muestra los diferentes volúmenes molares a los que ambas

fases de un mismo componente existen para un punto dentro de la curva de vapor.

La envolvente de fases de la Fig. 2 se compone de dos curvas, la que limita a la región de dos fases con la de vapor se denomina curva de rocío, y se encuentra constituida por todos los puntos a los que, al variar las condiciones PVT del sistema, condensa la primera gota de líquido en la fase gaseosa. En forma similar, el límite entre la región de dos fases con la de líquido se denomina curva de burbuja, y se constituye de todos los puntos a los que se libera la primer burbuja de gas en el líquido.

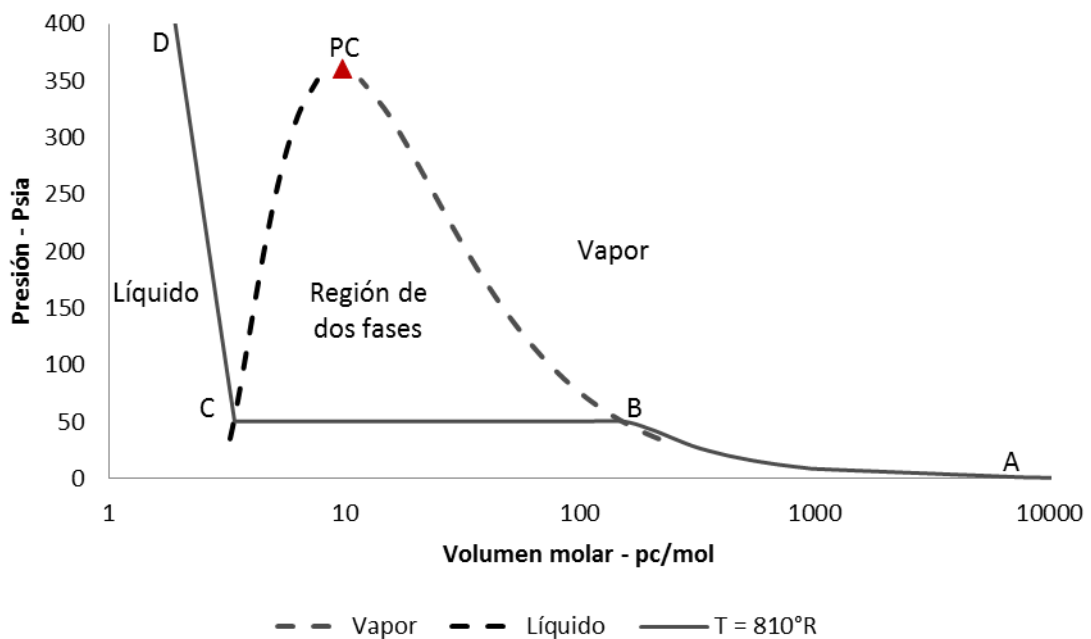


Figura 2. Diagrama presión-volumen molar del n-octano construido con Anatoil PVT (Gallardo, 2013).

El análisis del diagrama de la Fig. 2 permite definir al PC en forma más general como aquel en donde las propiedades intensivas de la materia en estado líquido y gaseoso son iguales. Matemáticamente, el punto crítico representa un punto de inflexión en el diagrama presión–volumen molar de un componente puro, situación que se discute formalmente en el Capítulo V de este trabajo.

La línea ABCD representa la trayectoria de un proceso de compresión isotérmico, en el que se reduce el volumen molar de la mezcla en estado gaseoso desde el punto A, hasta que en B condensa la primera gota de líquido de dimensiones infinitesimales. De B a C aumenta la condensación de líquido por la disminución del volumen a una misma p y T , hasta que en el punto C únicamente existe una burbuja infinitesimal de gas en la fase líquida. Finalmente, la sección CD de la trayectoria muestra que la compresión del líquido requiere un aumento considerable en la presión del sistema.

El comportamiento de fases de los componentes puros ha sido estudiado por diversos autores en forma experimental. Entre las propiedades más importantes de los componentes hidrocarburos que pueden encontrarse reportadas en la literatura se encuentran: Presión crítica (p_c), temperatura crítica (T_c), volumen crítico (V_c), factor de compresibilidad crítico (Z_c), temperatura de ebullición (T_b), temperatura de burbuja, factor acéntrico (ω), peso molecular (M), y densidad específica (γ).

1.3. Sistemas Binarios

Los efectos de interacción entre las moléculas de dos componentes distintos dentro de una mezcla dan lugar a un comportamiento de fases ligeramente más complejo que el descrito anteriormente, ya que la relación P-T no puede ser representada mediante una sola curva, como en el caso de los componentes puros, donde la presión del punto de burbuja coincide con la del punto de rocío a una temperatura dada; y se forma una envolvente de fases dentro del diagrama P-T.

La **Fig. 3** muestra el diagrama de fases P-T de una mezcla cuya composición es 96.83%mol de etano y 3.17%mol de n-heptano. La curva de rocío en este diagrama se define como el lugar geométrico que contiene a todos los puntos

de presión y temperatura a los que se forma la primera gota de líquido cuando la mezcla existe únicamente como gas. Por otro lado, la curva de burbujeo es el lugar geométrico que contiene a todos los puntos de presión y temperatura a los que se forma la primera burbuja de gas cuando la mezcla existe únicamente como líquido. Fuera de la envolvente se encuentran las condiciones a las que la mezcla existe como líquido (a la izquierda del PC) y gas (a la derecha del PC).

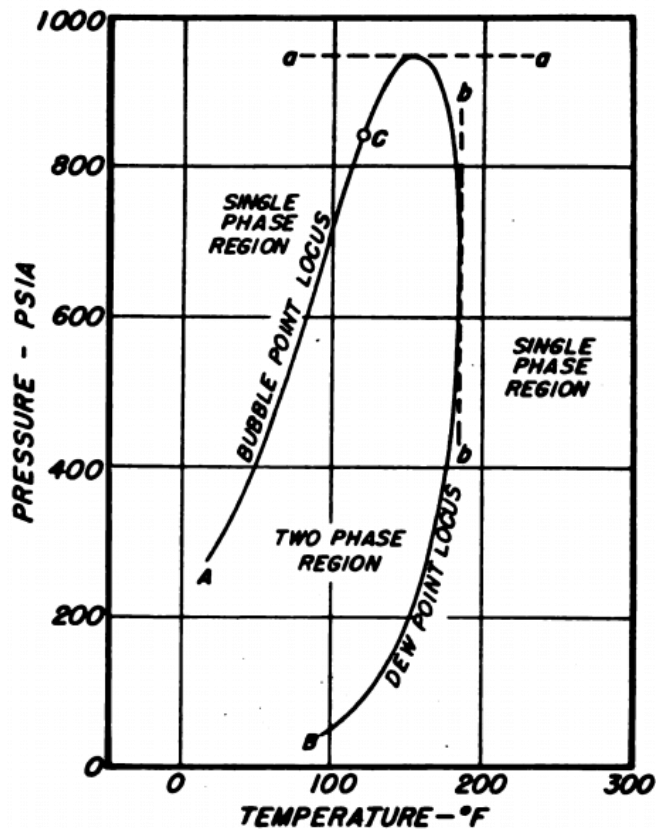


Figura 3. Diagrama P-T de una mezcla de 0.9683%mol de etano y 0.0317%mol de n-heptano (Standing, 1977).

La línea discontinua aa de la Fig. 3 es la presión máxima a la cual dos fases pueden existir y se denomina “cricondenbara”; mientras que la línea discontinua bb, definida como la temperatura máxima a la cual dos fases pueden existir, se denomina “cricondenterna”.

Tanto las propiedades físicas como termodinámicas dependen de la composición de cada mezcla. Para ilustrar esto, se analiza el comportamiento del sistema de etano y n-heptano de la **Fig. 4**, teniendo como variables de control a la presión, composición y temperatura. Partiendo del diagrama de la Fig. 3, donde el PC se ubica en el costado izquierdo del gráfico y por debajo de la cricondenterma; se observa que al aumentar la cantidad de n-heptano en la mezcla, el PC tiende a trasladarse hacia la derecha de la envolvente de fases.

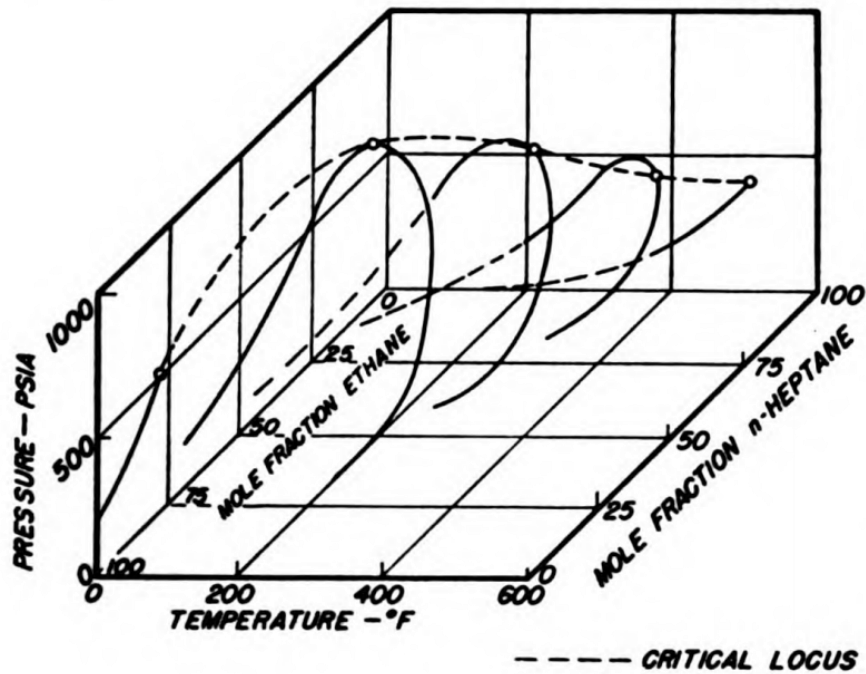


Figura 4. Diagrama presión–temperatura–composición molar para una mezcla de C_1 y C_7 (Standing, 1977).

Dado que únicamente en los diagramas de un componente puro las presiones de burbuja y de rocío son iguales, el diagrama presión-volumen se comportará como se muestra en la **Fig. 5**. Se observa que para un proceso de compresión isotérmico, la composición de una mezcla es estado gaseoso se mantendrá constante hasta que inicie la condensación de líquido. En el punto de rocío la composición del vapor es igual a la composición total del sistema, pero la gota infinitesimal de líquido se compondrá principalmente del componente más

pesado (por su peso molecular). Luego, al continuar el proceso en la región de dos fases, la cantidad de condensado irá aumentando paulatinamente.

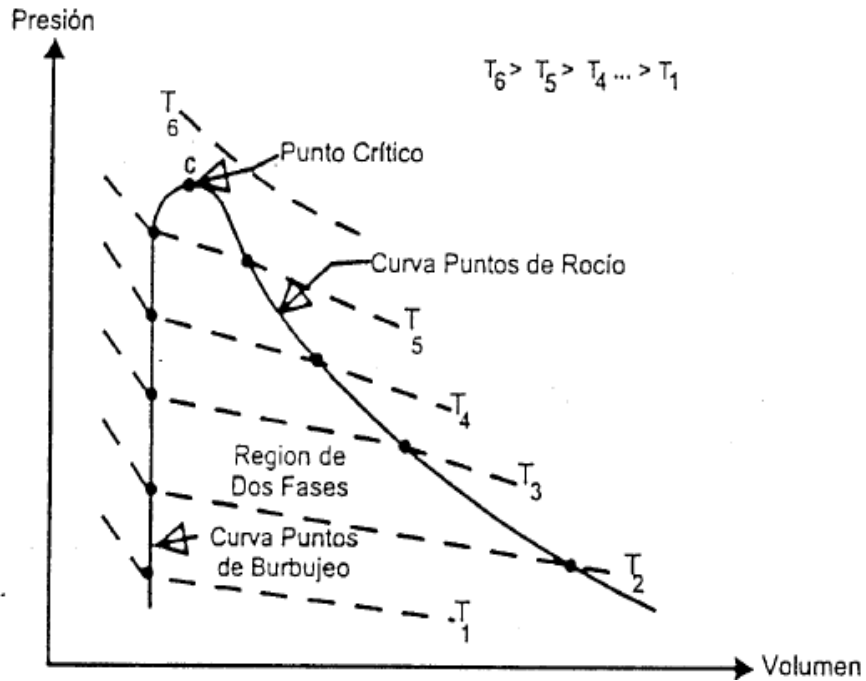


Figura 5. Diagrama presión–volumen de un sistema binario (Agregar autor y año).

Debido a las propiedades físicas del componente más pesado, este tenderá a pasar a la fase líquida con mayor facilidad. Conforme la trayectoria del proceso descrito se acerque a la curva de burbujeo, las fracciones molares de cada componente en el condensado se asemejarán cada vez más a las totales, hasta que, en el punto de burbuja, el líquido tenga la misma composición que el sistema, y la burbuja infinitesimal de gas remanente se compondrá principalmente del componente más ligero.

1.4. Sistemas Multicomponente

Un sistema multicomponente se define como aquel en donde la mezcla analizada se constituye por más de un componente puro. Dado que los sistemas binarios son un tipo de sistema multicomponente particular, el

comportamiento de fases general para sistemas de más de un componente es igual al descrito para los sistemas binarios.

La **Fig. 6** muestra un diagrama de fases para el sistema multicomponente de la **Tabla 1**. La curva que se encuentra en la región de dos fases y que representa la proporción de líquido presente en el sistema a diferentes condiciones termodinámicas se conoce como “curva de calidad”. En particular, en la Fig. 6 la curva de calidad esquematizada es la de 50%, lo que implica que por sobre la trayectoria de dicha curva el porcentaje de líquido y de vapor en el sistema es igual.

Tabla 1. Composición de un sistema multicomponente de hidrocarburos (McCain, 1973).

Componente	Fracción mol	p_c [psi]	T_c [°R]
Propano	0.20	617	666
n-Butano	0.15	551	766
i-Butano	0.10	528	735
n-Hexano	0.55	435	914

La complejidad de los diagramas de los sistemas multicomponente aumenta en función de la cantidad de componentes, así como por las proporciones de los mismos en la mezcla. La **Fig. 7** muestra un diagrama para el sistema de la **Tabla 2**. Un fenómeno que puede observarse con facilidad son las regiones retrogradadas del diagrama.

En un componente puro, la única forma en la que una fase líquida podría condensar, considerando una misma temperatura a lo largo de todo el proceso, sería incrementando la presión –ya que se permite a las moléculas estar más próximas entre sí–. La formación de una gota de líquido en un proceso como el que se ilustra por las trayectorias AB y CD en la Fig. 7 se denomina “condensación retrograda”, pues no se esperaría que en condiciones “normales” la disminución de la presión y expansión del volumen del sistema diera lugar a

la condensación de líquido. Similarmente, la formación de vapor al incrementar la presión y disminuir el volumen del sistema, denotado por las trayectorias BA y DC, se denomina “vaporización retrograda”.

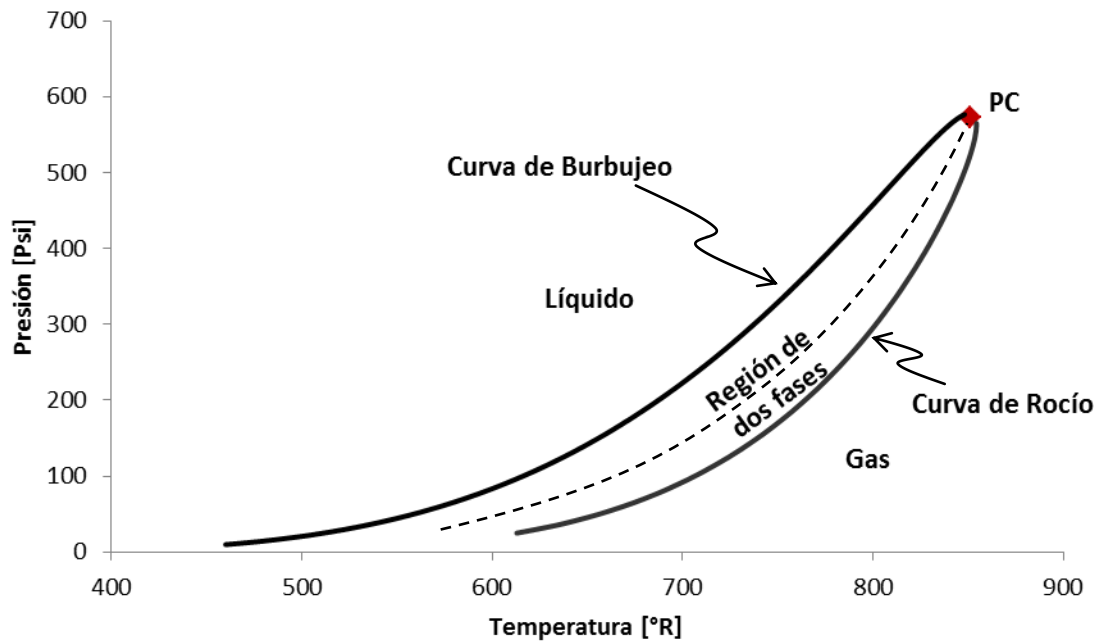


Figura 6. Diagrama P–T del sistema multicomponente de la Tabla 1, construido con Anatoil PVT (Gallardo, 2013).

Los fenómenos retrógrados se deben a la interacción entre moléculas de diferentes características físicas. Si bien las interacciones a nivel molecular en una mezcla se hacen más complejas conforme el número de componentes aumenta, la presencia de componentes de diferentes especies –componentes no hidrocarburos– son la principal causa de los comportamientos más complejos en la mezcla.

En la Tabla 2 puede observarse la presencia de la fracción C₇₊. Este en realidad no es un componente puro, sino que más bien es una agrupación de los componentes hidrocarburos más pesados de la mezcla, cuya fracción mol por sí sola no es representativa. Este agrupamiento permite tratar a la una mezcla natural de hidrocarburos en forma práctica mediante un “pseudo-componente”,

cuyas propiedades físicas (p_c , T_c , V_c , Z_c , y ω) normalmente son determinadas en función del peso molecular. Para que el uso de un pseudo-componente sea adecuado, los resultados obtenidos deben ser los mismos a los que se tendrían al manejar por separado a cada uno de los componentes agrupados.

Tabla 2. Composición de un sistema multicomponente (Gallardo, León, Samaniego; 2013)

Componente	Fracción mol	p_c [psi]	T_c [°R]
N₂	0.00230	493	228
CO₂	0.02446	1070	548
H₂S	0.00893	1300	662
C₁	0.34029	668	343
C₂	0.11138	708	550
C₃	0.07565	617	666
i-C₄	0.01313	528	735
n-C₄	0.03756	551	766
i-C₅	0.01326	490	829
n-C₅	0.01838	489	845
n-C₆	0.03010	435	914
C₇₊	0.32456	548	1120

En ciertas operaciones, como en la inyección de fluidos para procesos de desplazamiento miscibles en el yacimiento, es conveniente contar con diagramas de fase que permitan observar los cambios de concentración de los componentes de una mezcla a ciertas condiciones de presión y temperatura. Para ello se hace uso de diagramas ternarios, como los de la Fig. 8. Estos diagramas se basan en las propiedades del triángulo equilátero, por lo que la suma de las distancias perpendiculares del punto D a los respectivos lados del triángulo BA, BC y AC, es igual a la altura del mismo. Por lo tanto, si las perpendiculares de cada vértice a los lados opuestos, se dividen en 100 partes iguales, donde el vértice representa el 100% de un componente puro (o de una agrupación de estos), y uno de sus lados una mezcla de dos componentes.

En un diagrama de fase ternario, cualquier mezcla que se encuentra dentro de la envolvente de fase se dividirá en fase líquida y vapor, en tanto que la línea que conecta la composición de la fase líquida y vapor a condiciones de equilibrio se denomina línea de enlace.

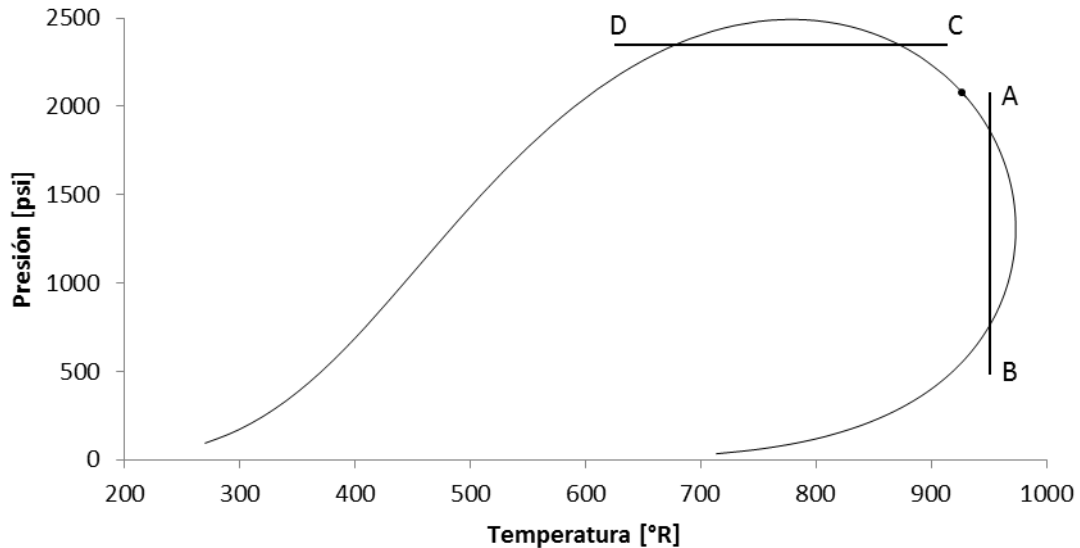


Figura 7. Diagrama P-T del sistema multicomponente de la Tabla 2, construido con Anatoil PVT (Modificado de Gallardo, León, Samaniego; 2013).

1.5. Clasificación de los Yacimientos

Antes de comenzar con el estudio de los diagramas de fase P-T característicos de los fluidos petroleros, es conveniente definir los siguientes conceptos:

- **Aceite saturado.** Es aquel que a las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentre en el sistema, está en equilibrio con su gas.
- **Aceite bajo-saturado.** Es aquel que, a las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentre en el sistema, puede disolver más gas.

- **Condiciones iniciales.** Son aquellas condiciones de presión, temperatura y composición a las que se encuentra la mezcla al tiempo cero de explotación.
- **Condiciones de abandono.** Son las condiciones de presión y temperatura a las que la explotación del campo ya no es rentable de acuerdo al contexto técnico-económico existente.

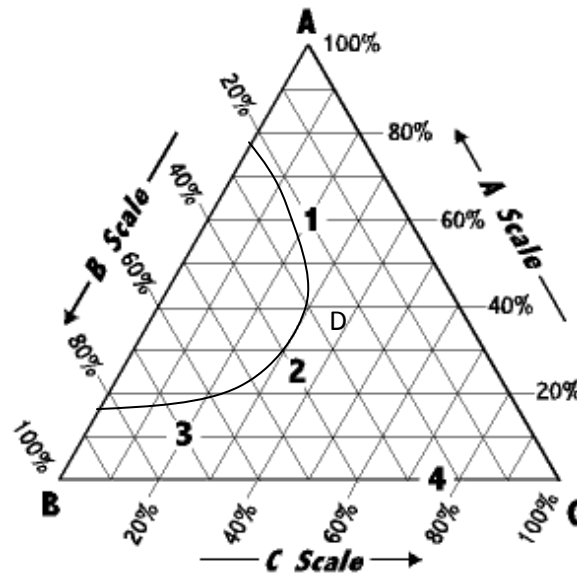


Figura 8. Esquematización de un diagrama ternario (Thompson; 2009).

- **Condiciones estándar.** Por definición estas son las condiciones a las que se encontrarían los hidrocarburos a una presión de 14.7 psia (libra-fuerza por pulgada cuadrada absolutas) y 60°F de temperatura.

La **Fig. 9** muestra una esquematización genérica del diagrama p-T de los fluidos petroleros, que puede usarse para clasificar a los fluidos del yacimiento de acuerdo a los criterios de Garaicochea como:

- **Yacimientos de aceite.** Son yacimientos de aceite todos aquellos que posean una temperatura menor que la temperatura crítica de la mezcla. Una mejor clasificación de estos sistemas puede realizarse al considerar las propiedades físicas de los fluidos.

Así, cuando los líquidos producidos sean de color negro o verdene-gruzco, con densidad relativa mayor a 0.8 y una relación gas-aceite instantánea menor a $200 \text{ m}^3_g/\text{m}^3_o$, el fluido será denominado **aceite negro**. Por otro lado, cuando los fluidos producidos tengan un color café oscuro, con densidad relativa entre 0.74 y 0.80 y una relación gas-aceite instantánea entre 200 y $1500 \text{ m}^3_g/\text{m}^3_o$, el fluido será denominado **aceite volátil**.

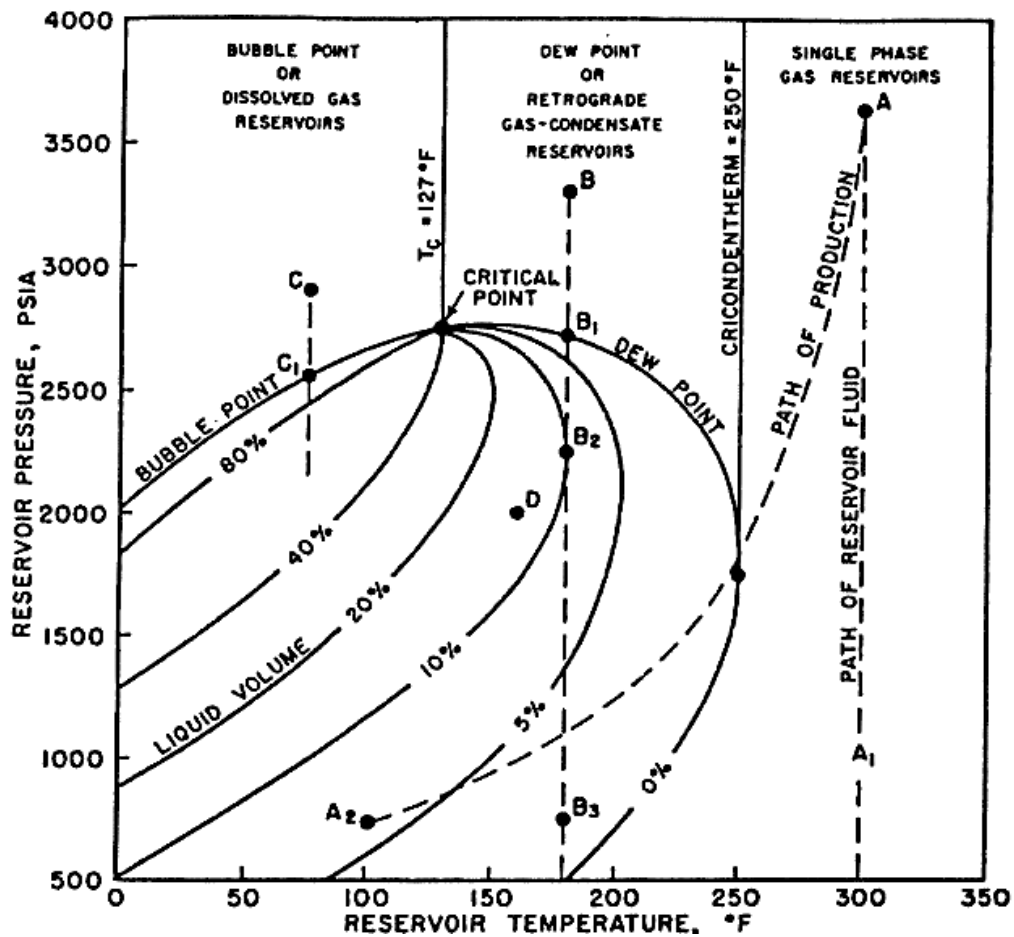


Figura 9. Esquematación genérica del Diagrama p-T de los fluidos petroleros (Craft y Hawkins, 1991).

Además, los yacimientos de aceite pueden clasificarse de acuerdo a las condiciones iniciales como **yacimientos de aceite bajo-saturado**, cuando la presión inicial es mayor a la presión de burbujeo; y cuando la

presión inicial es igual o menor a la del punto burbuja, como ***yacimientos de aceite saturado***.

- **Yacimientos de gas y condensado**. Los sistemas de gas y condensado, o de condensación retrograda, son aquellos que poseen una temperatura menor que la cricondeterma y mayor que la temperatura crítica.

Estos yacimientos producen un líquido ligeramente café o transparente (Por la baja cantidad de componentes pesados presentes), con una densidad relativa entre 0.74 y 0.78 y relaciones gas-condensado instantáneas que varían de 1500 a 12000 $\text{m}^3_{\text{g}}/\text{m}^3_{\text{c}}$.

- **Yacimientos de gas húmedo**. Los yacimientos de gas húmedo poseen temperaturas mayores que la cricondeterma, pero las condiciones superficiales se encuentren dentro de la región de dos fases.

Los líquidos recuperados en superficie son transparentes, con una densidad relativa menor a 0.74 y relaciones gas-condensado entre 10,000 y 20,000 $\text{m}^3_{\text{g}}/\text{m}^3_{\text{c}}$.

- **Yacimientos de gas seco**. Se trata con un yacimiento de gas seco cuando la temperatura del sistema es mayor a la cricondeterma y las condiciones superficiales se encuentran fuera de la envolvente de fases. Normalmente no se producen líquidos, pero en caso de haberlos, son transparentes y con relaciones gas-condensado mayores a los 20,000 $\text{m}^3_{\text{g}}/\text{m}^3_{\text{c}}$.

Pese a que las propiedades físicas de los fluidos son un parámetro muy útil para la clasificación de los yacimientos, su uso aislado puede implicar errores considerables.

CAPÍTULO II
Propiedades PVT de los
Hidrocarburos

CAPÍTULO II

Propiedades PVT de los Hidrocarburos

2.1 Introducción

Debido a los cambios térmicos y de presión a los que se ven sujetos los fluidos del yacimiento, su volumen sufre constantes cambios, confiriéndoles un comportamiento particular en un momento dado. Al comportamiento de las propiedades físicas derivado de la expansión, compresión, y liberación de gas o condensación de líquidos de la mezcla se le denomina como comportamiento volumétrico de los hidrocarburos.

Los fluidos con los que debe trabajar el ingeniero petrolero son: aceite, gas, y agua. El comportamiento de sus propiedades PVT (composición, factor de volumen, factores de compresibilidad, densidad, viscosidad, relación de solubilidad, y relación gas-aceite) a diferentes condiciones termodinámicas puede obtenerse mediante:

- 1 Correlaciones empíricas. Este tipo de expresiones son preferidas principalmente en etapas tempranas de desarrollo de proyectos, cuando no se dispone de estudios de laboratorio; o bien para hacer predicciones y estimaciones futuras.
- 2 Estudios de laboratorio. Una vez que se cuenta con análisis validados y representativos de los fluidos, los estudios de laboratorio proveen de información de gran valor, pues permiten ajustar los modelos para predecir el comportamiento de los fluidos.

En este capítulo se definen las propiedades más importantes de los fluidos, así como su comportamiento en el yacimiento a diferentes rangos de presión.

2.2 Propiedades del Gas Natural

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos que tiene lugar en forma natural. Principalmente esta se compone de metano, pero comúnmente incluye cantidades variables de otros alcanos de mayor peso, así como CO₂, N₂, y H₂S en menor cantidad.

A continuación se describen las principales propiedades PVT del gas natural.

2.2.1 Factor de desviación Z

Las expresiones que relacionan el comportamiento PVT de la materia son conocidas como ecuaciones de estado. El modelo fundamental para predecir el comportamiento PVT de los gases es la EDE de los gases ideales,

$$pV = nRT, \quad (2.1)$$

donde p es la presión absoluta del sistema, V el volumen, n el número de moles de gas, R es la constante universal de los gases, y T la temperatura en escala absoluta. El número de moles se define a su vez como el cociente entre la masa del gas m_g y su masa molar M_g .

Basado en la definición de n , otra forma conveniente de la Ec. 2.1 puede escribirse como:

$$\rho_g = \frac{m_g}{V_g} = \frac{pM_g}{RT}, \quad (2.2)$$

donde ρ_g es la densidad del gas ideal.

La Ecuación 2.1 es una combinación de las leyes de Charles, Boyle, y Avogadro, con la teoría cinética de los gases, que asume que:

1. El gas se compone de una gran cantidad de moléculas del mismo tamaño.

2. El volumen de las moléculas resulta insignificante al compararlo respecto al volumen que ocupa la masa de gas.
3. Las moléculas del gas están separadas por grandes distancias, por lo que las fuerzas de atracción y repulsión pueden despreciarse.
4. Las colisiones entre las moléculas son perfectamente elásticas, por lo que la energía se conserva.

En la práctica, estas asunciones son violadas en diversos escenarios, por ejemplo, en un yacimiento de gas, donde el fluido se encuentra altamente comprimido, los postulados 2 y 3 hacen que los cálculos del comportamiento volumétrico del gas sean erróneos, sobredimensionando los resultados obtenidos (**Fig. 10**). De cualquier modo, la mayoría de los gases se comportan como se fueran ideales a condiciones cercanas a las atmosféricas.

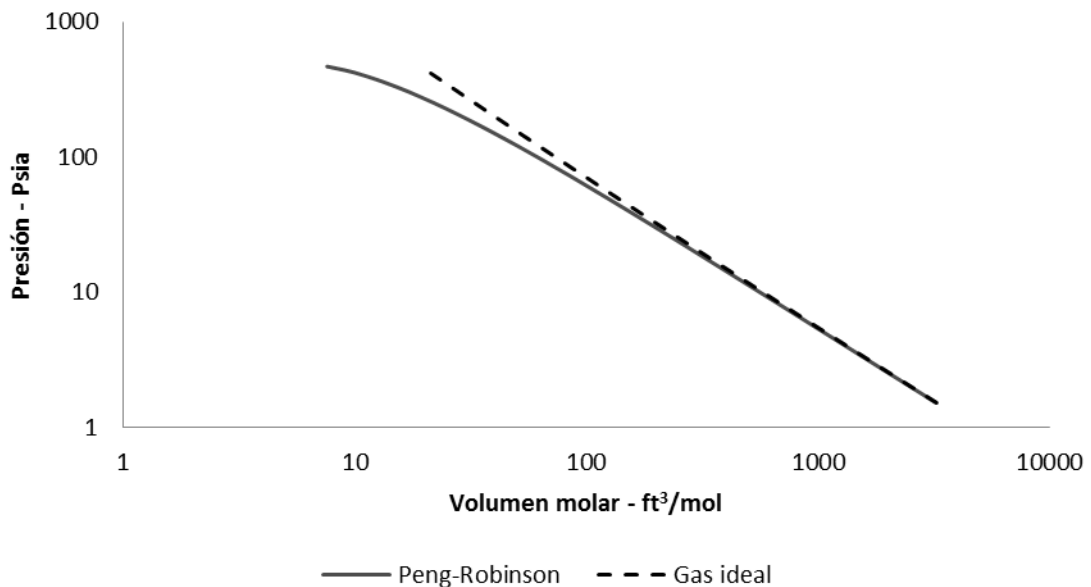


Figura 10. Comparación de los modelos de Peng-Robinson y de gas ideal para un componente puro (Gallardo, León, Samaniego; 2013).

Para mejorar las estimaciones realizadas, se introduce un factor de corrección a la Ec. 2.1. En general, el comportamiento ideal de un gas puede corregirse de

dos formas: (1) Introduciendo un factor multiplicativo, o (2) añadiendo un factor aditivo para considerar los efectos moleculares en el comportamiento del gas. El factor multiplicativo recibe varios nombres en la literatura, siendo los más comunes: “factor de compresibilidad”, “factor de desviación Z del gas”, o simplemente “factor Z”. Por su parte, el factor aditivo suele ser encontrado como “covolumen” o “volumen residual”.

El factor de compresibilidad se define como la razón entre el volumen real de un gas medido a ciertas condiciones de presión y temperatura, y el volumen que ocuparía de manera ideal,

$$Z = \frac{V_{real}@C_{p,T}}{V_{ideal}@C_{p,T}}. \quad (2.3)$$

Con lo que la EDE del factor de compresibilidad de los gases resulta:

$$pV = ZnRT. \quad (2.4)$$

Dado que el factor de compresibilidad Z es una función de la presión, volumen, y temperatura del gas, y varía en forma considerable dependiendo de los componentes de una mezcla, es una práctica común trabajar el problema en forma adimensional mediante el principio de los estados correspondientes al momento de utilizar una correlación, normalizando para ello los parámetros al dividir las cantidades de presión, temperatura, y volumen por los valores de estas magnitudes en el punto crítico.

El comportamiento típico del factor Z para diferentes componentes se muestra en la **Fig. 11**. Se observa que a bajas presiones el parámetro tiende a la unidad y permite obtener la Ley de los gases ideales de la Ec. 2.4

2.2.2 Factor de volumen del gas

El factor de volumen del gas, B_g , se define como la relación del volumen de una

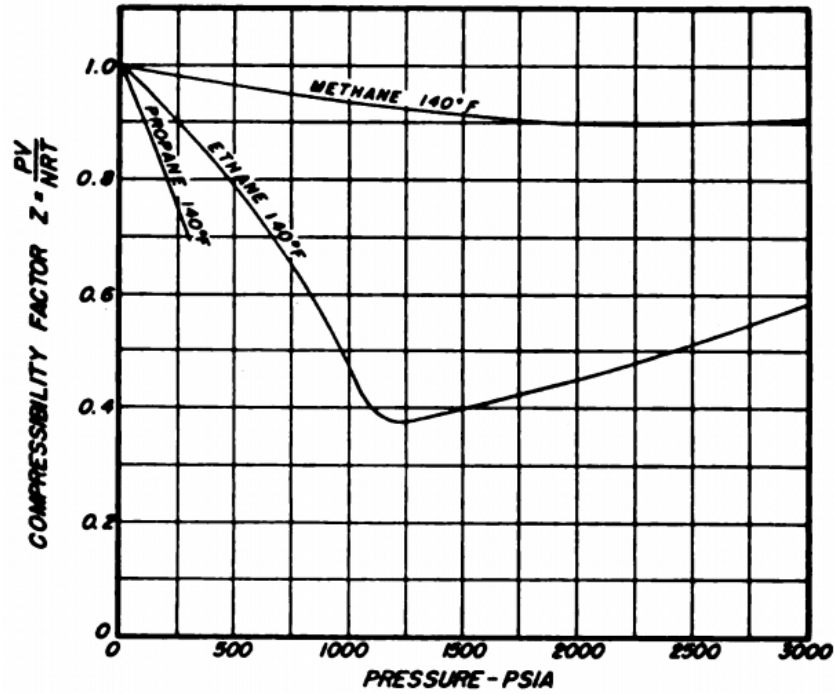


Figura 11. Factores Z del C₁, C₂, y C₃ a 140°F como función de la presión (Standing; 1977).

masa de gas medido a condiciones de presión y temperatura del yacimiento, y el volumen de esa misma masa de gas a condiciones estándar:

$$B_g = \frac{V_g @ C.Y.}{V_g @ C.E.} \tag{2.5}$$

y haciendo uso de la Ec. 2.4,

$$B_g = \frac{p_{C.E.} Z T}{T_{C.E.} p} \tag{2.6}$$

El comportamiento gráfico del B_g se presenta en la Fig. 12.

2.2.3 Densidad del gas

La densidad del gas natural se define como la razón de la masa dividida por su volumen a las condiciones de interés, por lo que también puede ser calculada mediante la ley de los gases reales.

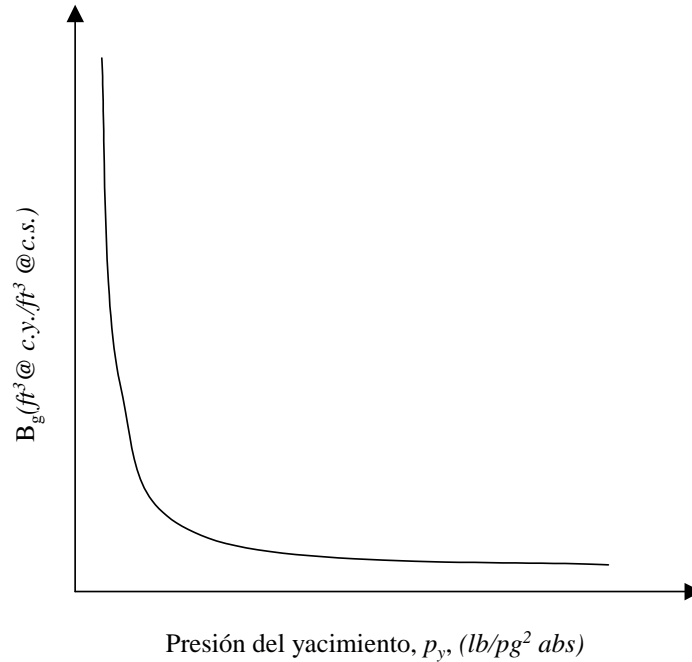


Figura 12. Comportamiento del Bg respecto a p, a T constante (Cuautli; 2006).

$$\rho_g = \frac{M_g p}{ZRT} \tag{2.7}$$

La densidad relativa de un gas, γ_g , suele ser un parámetro más utilizado en la práctica. Se define como el cociente entre la densidad de un gas a una temperatura y presión dadas y la densidad del aire a las mismas condiciones:

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{aire}} = \frac{M_g}{M_{aire}}, \tag{2.8}$$

Considerando que la masa molar del aire es una constante de valor 28.97, la densidad relativa del gas es

$$\gamma_g = \frac{M_g}{28.97} \tag{2.9}$$

Considerando la Ec. 2.9, la densidad puede ser obtenerse como

$$\rho_g = \frac{nM_{aire}\gamma_g}{ZnRT/p} = 28.97 \frac{\gamma_g p}{ZRT} \tag{2.10}$$

2.2.4 Coeficiente de compresibilidad isotérmico del gas

Una forma conveniente de describir el comportamiento volumétrico del gas es mediante el factor de compresibilidad isotérmico, c_g . Por definición, c_g puede calcularse mediante la siguiente expresión:

$$c_g = -\frac{1}{V_g} \left(\frac{\partial V_g}{\partial p} \right)_T. \quad (2.11)$$

Mediante la EDE del factor Z, se llega a:

$$c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{Z} \frac{dZ}{dp}. \quad (2.12)$$

En el caso de un gas ideal, la Ec. 2.12 se reduce a:

$$c_g = \frac{1}{p}. \quad (2.13)$$

El comportamiento gráfico de c_g se muestra en la **Fig. 13**.

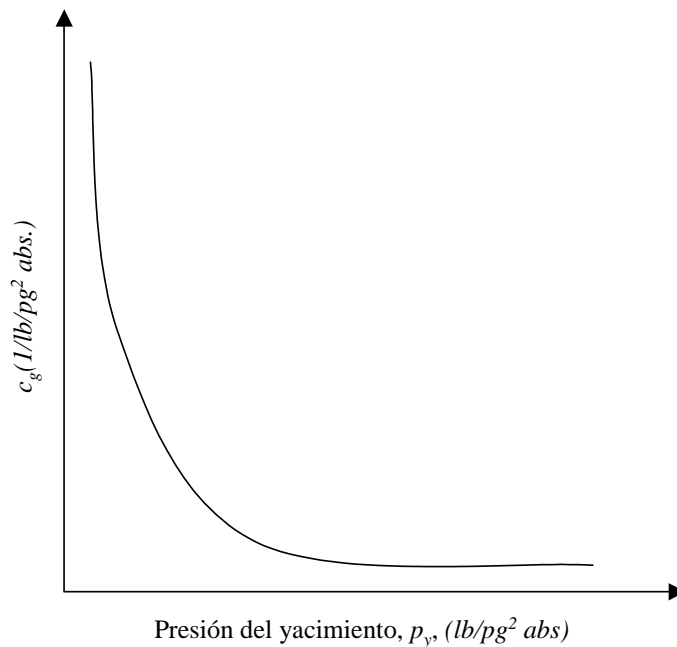


Figura 13. Comportamiento del c_g respecto a p , a T constante (Cuautli; 2006).

2.2.5 Viscosidad del gas

La viscosidad de un fluido representa su característica de fluidez, es una medida de la resistencia interna que ofrecen sus moléculas a fluir.

A diferencia de los líquidos, cuyas moléculas se encuentran próximas entre sí, la viscosidad de los gases aumenta con la temperatura por efecto de la agitación en sus moléculas. A altas presiones, cuando las moléculas de la mezcla gaseosa se encuentran más próximas entre sí y asemejan la estructura de los líquidos, un incremento en la temperatura se refleja en una disminución de la viscosidad del fluido, **Fig. 14**.

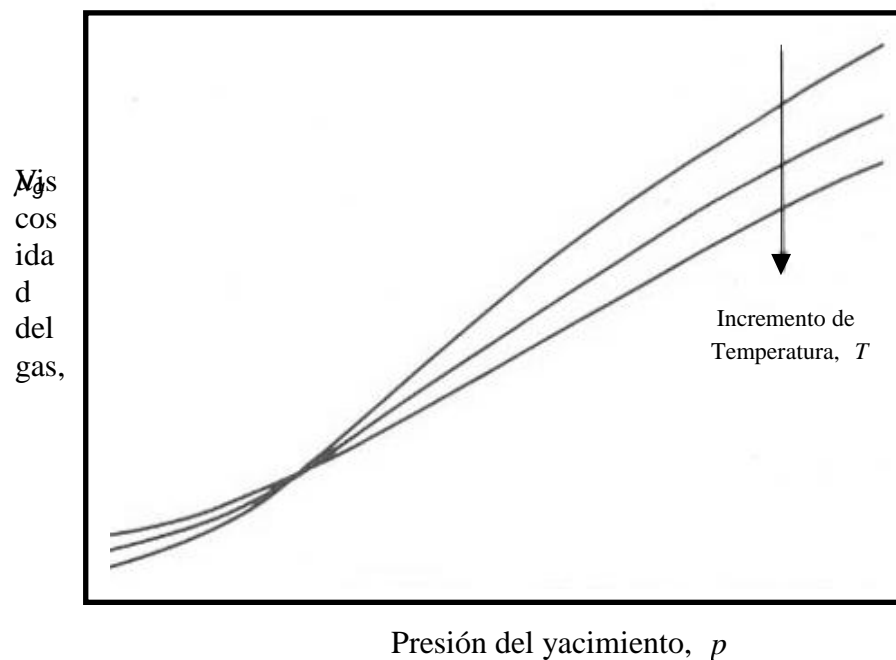


Figura 14. Comportamiento del μ_g respecto a p , a diferentes valores de T (Cautli; 2006).

La viscosidad del gas natural rara vez es medida en laboratorio, pues se requieren realizar experimentos complejos, por lo que normalmente se recurre a correlaciones empíricas para su estimación. Dos de las más utilizadas son la de Carr-Kobayashi-Burrows y la de Lee-Gonzalez-Eakin.

El método de Lee et al. Para estimar la viscosidad de los gases es el siguiente:

$$\mu_g = \frac{K}{10000} \exp(x\rho_g^y), \quad (2.14)$$

Dónde:

$$K = \frac{(9.4 + 0.02 M_g) T^{1.5}}{209 + 19M_g + T}, \quad (2.15)$$

$$Y = 2.4 - 0.2X, \quad (2.16)$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{T} + 0.01M_g. \quad (2.17)$$

2.3 Propiedades del Aceite

El estudio de las propiedades del aceite crudo resulta más complejo que en el caso del gas debido principalmente a dos razones. La primera es que el aceite crudo normalmente posee más componentes que los que tiene el gas, que se compone casi en su totalidad por alcanos. La segunda razón es que las mezclas de componentes líquidos muestran un comportamiento menos ideal que las mezclas de componentes gaseosos, dificultando su representación mediante ecuaciones.

2.3.1 Relación de solubilidad del gas en el aceite

La solubilidad del gas natural en el aceite crudo depende de la presión, temperatura, y la composición de las fases. Para una mezcla de hidrocarburos particular a temperatura constante, la cantidad de gas disuelto incrementa con la presión; y a presión constante la cantidad disminuye con el incremento de temperatura. Para cualquier temperatura y presión, la cantidad de gas disuelto incrementa conforme las composiciones de las fases son más próximas entre sí; es decir, será mayor para gases con altas gravedades específicas y aceites de baja densidad.

Se dice que un aceite crudo se encuentra saturado con gas a cualquier presión y temperatura si ante una pequeña disminución en la presión, cierta cantidad de gas es liberada de la solución. Contrariamente, si no se libera gas de la solución, se dice que el aceite crudo se encuentra bajo-saturado a esa presión. En un yacimiento de hidrocarburos, el estado bajo-saturado descrito implica que no hay un contacto entre el gas libre con el aceite, es decir, no hay una capa de gas.

La relación de solubilidad, R_s , se define como la relación del volumen de gas disuelto en el aceite a condiciones del yacimiento, medido a condiciones estándar, respecto al volumen de aceite muerto (sin gas disuelto) a condiciones estándar. Es decir,

$$R_s = \frac{V_{gd@CY} @ C.E.}{V_o @ C.E.} \quad (2.18)$$

La **Fig. 15** muestra el comportamiento de R_s a diferentes condiciones de presión. Se observa que a presiones mayores a la de saturación, p_b , la cantidad de gas disuelto permanece constante. Posteriormente, a partir del punto de burbuja, la cantidad de gas en solución disminuye por efecto de la liberación de gas en el yacimiento.

A condiciones iniciales, y también cuando la presión del yacimiento es mayor a la de burbujeo, el valor de la relación de solubilidad y la relación gas-aceite producido tienen la misma magnitud.

La diferencia entre la solubilidad en el punto de burbuja y la solubilidad a cualquier presión por debajo del punto de burbuja representa la cantidad de gas que ha sido liberada en el espacio poroso debido a la reducción de la presión por debajo del punto de burbuja.

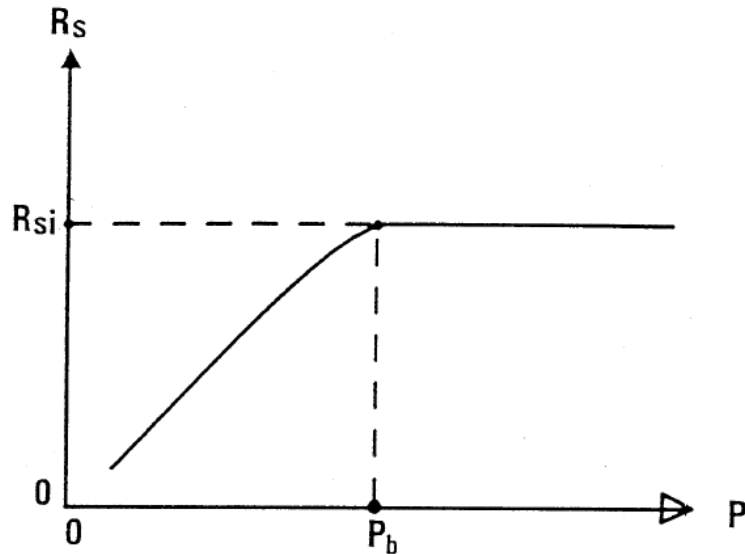


Figura 15. Comportamiento de R_s respecto a p (añadir autor y año).

2.3.2 Factor de volumen del aceite

Los volúmenes de aceite que se manejan en un yacimiento sufren cambios considerables, debido a la expansión durante el abatimiento de la presión del sistema y a la presencia de gas disuelto. Estos cambios se contemplan mediante el factor de volumen, B_o , que es definido como el volumen que un barril de aceite almacenado ocuparía en la formación a temperatura del yacimiento y con la cantidad de gas en solución que podría tener a esa presión. Es decir:

$$B_o = \frac{V_{o+gd} @ C.Y.}{V_o @ C.E.} \quad (2.19)$$

Tanto p como T afectan el comportamiento del factor de volumen del aceite, por lo que en realidad el valor de esta propiedad siempre será mayor a la unidad. La Fig. 16 muestra el comportamiento de B_o a diferentes condiciones de presión y a temperatura del yacimiento constante. Se observa que cuando p es mayor que p_b , B_o aumenta por la expansión del gas disuelto; y a partir del punto de burbujeo, B_o decrece por la liberación del gas en la mezcla.

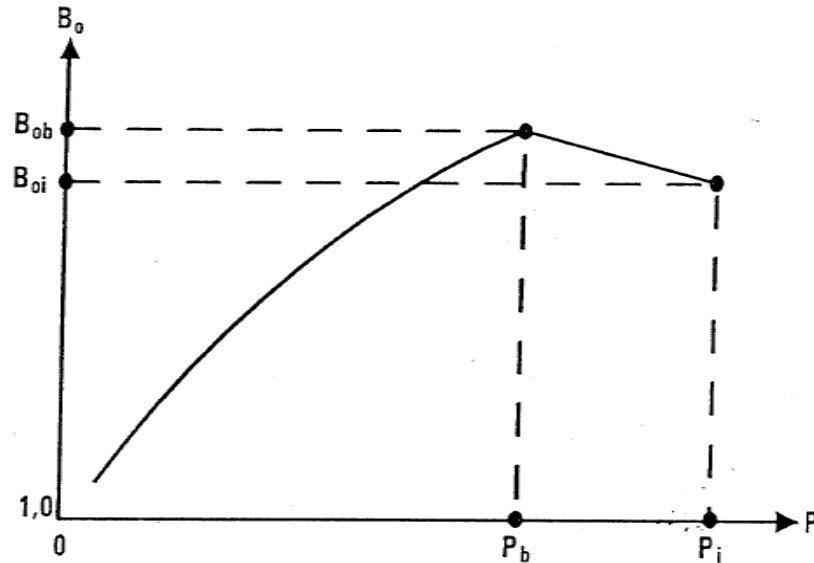


Figura 16. Comportamiento de B_o respecto a p (añadir autor y año).

2.3.3 Densidad del aceite

La densidad del aceite, ρ_o , es la relación de la masa de aceite dividida por el volumen que ocuparía a ciertas condiciones de presión y temperatura. Para medir la densidad del aceite se usa la escala API, que se define como:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5, \quad (2.20)$$

Donde γ_o es la densidad relativa del aceite ($\gamma_o = \rho_o / \rho_w$). Los hidrocarburos líquidos se agrupan de acuerdo a su densidad API como se muestra en la **Tabla 3**. El valor comercial del aceite incrementa en forma proporcional a su densidad API.

Tabla 3. Clasificación de los hidrocarburos líquidos de acuerdo a sus densidades API.

Denominación del crudo	Densidad API
Extrapesado	menor a 10°API
Pesado	entre 10 y 22.3°API
Medio	entre 22.3 y 30°API
Ligero	entre 30 y 40°API
Súper Ligero	mayores a 40°API

2.3.4 Coeficiente de compresibilidad isotérmico del aceite

El coeficiente isotérmico de compresibilidad del aceite, c_o , se define como el cambio fraccional del volumen del aceite cuando la presión varia a temperatura constante. En forma general, este puede definirse como:

$$c_o = -\frac{1}{B_o} \left(\frac{\partial B_o}{\partial p} \right)_T + \frac{B_g}{B_o} \left(\frac{\partial R_s}{\partial p} \right)_T \quad (2.21)$$

De tal forma que para un aceite bajo-saturado la Ec. 2.21 se reduce a:

$$c_o = -\frac{1}{B_o} \left(\frac{\partial B_o}{\partial p} \right)_T \quad (2.22)$$

La **Fig. 17** muestra el comportamiento típico de c_o a diferentes presiones. Puede observarse una discontinuidad en el punto de burbuja, misma que se debe al efecto de la liberación de gas de la mezcla, lo que le confiere una menor compresibilidad a los líquidos hidrocarburos.

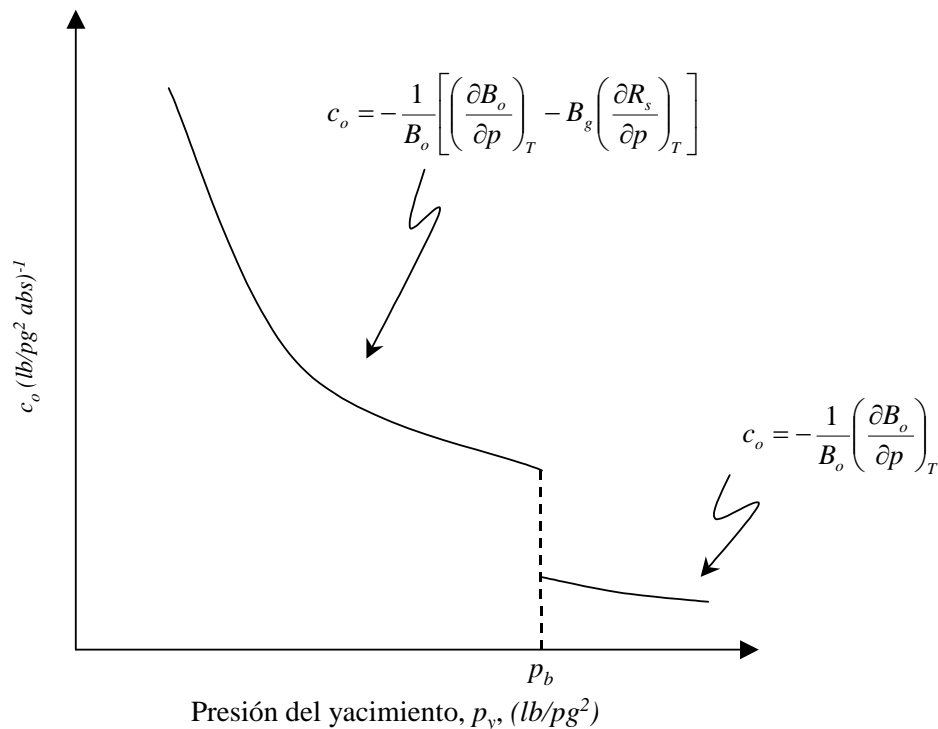


Figura 17. Comportamiento de c_o respecto a p (Cautli, 2006).

2.3.5 Viscosidad del aceite

El comportamiento de la viscosidad del aceite, μ_o , se muestra en la **Fig. 18**. Se observa que por debajo del punto de burbuja, la viscosidad del aceite disminuye conforme la presión incrementa debido al efecto del gas que entra en solución a la fase líquida. Por debajo del punto de burbuja, la viscosidad incrementa al incrementar la presión.

Dependiendo de las condiciones de saturación, la viscosidad del aceite suele ser clasificada en tres categorías:

1. Viscosidad del aceite muerto, μ_{od} . Es la viscosidad del aceite sin gas en solución a condiciones estándar.
2. Viscosidad del aceite bajo-saturado, μ_{ob} . Es la viscosidad del aceite a cualquier presión mayor a la del punto de burbuja.
3. Viscosidad del aceite saturado, μ_o . Es la viscosidad del aceite a cualquier presión menor o igual a la del punto de burbuja.

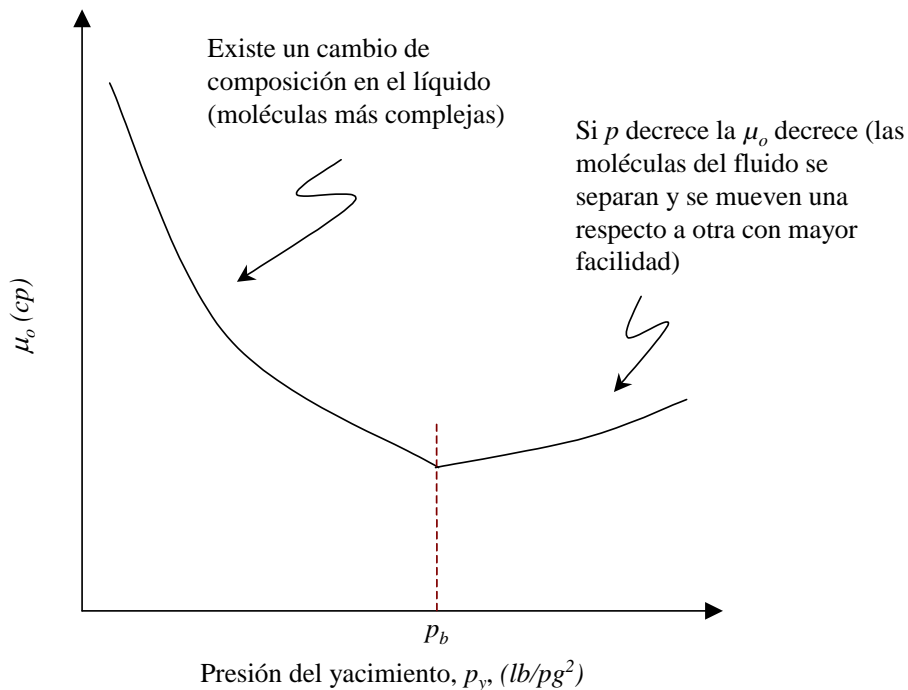


Figura 18. Comportamiento de μ_o respecto a p (Cautli, 2006).

2.3.6 Factor de volumen de la mezcla

El factor de volumen de dos fases, B_t , se define como el volumen que ocuparía un barril de aceite almacenado y su cantidad inicial de gas disuelto dentro de la formación a cualquier presión y temperatura del yacimiento. Lo que se expresa como:

$$B_t = B_o + B_g(R_{si} - R_s). \tag{2.23}$$

El comportamiento gráfico de B_t respecto a p se ilustra en la **Fig. 19**. Dado que a condiciones de presión mayores a las del punto de burbuja $R_{si} = R_s$ y los factores de volumen del aceite y de las dos fases es igual. Por otro lado, por debajo del punto de burbuja, mientras en el factor de volumen de una fase disminuye conforme la presión disminuye, el factor de dos fases incrementa debido a la liberación del gas en solución y la expansión de la fase gaseosa.

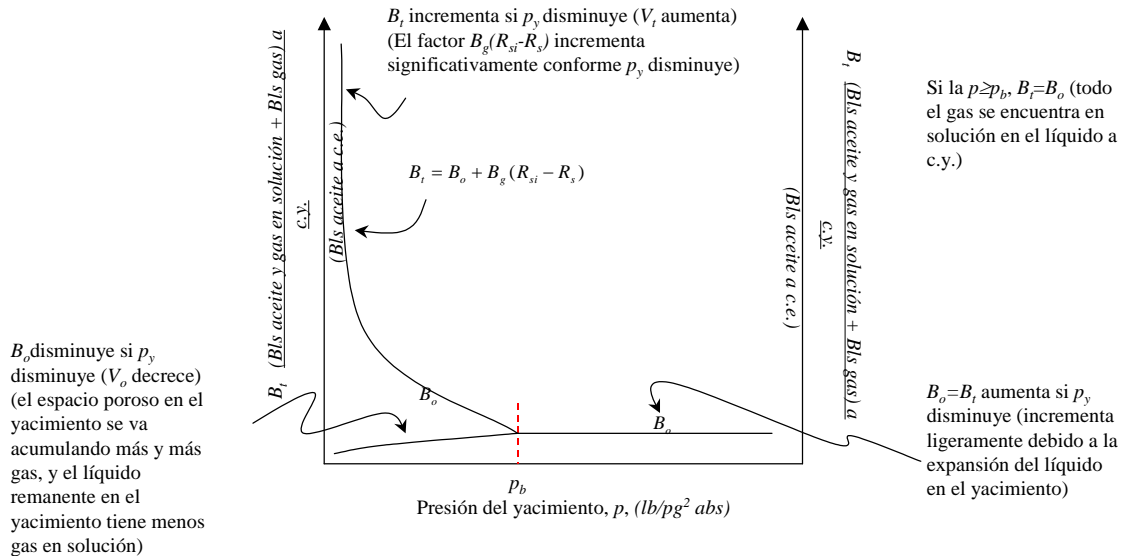


Figura 19. Comportamiento de B_t respecto a p (Cuautli, 2006).

2.4 Propiedades del Agua de Formación

Las propiedades del agua de la formación, como las del aceite pero en mucha menor medida, son afectadas por la temperatura, presión, y la cantidad de gas en solución y sólidos disueltos. El comportamiento del factor de volumen, B_w , y la viscosidad, μ_w , del agua se muestran en las **Figs. 20** y **21** respectivamente. Puede observarse que, dada la poca afinidad del gas con el agua, su comportamiento volumétrico prácticamente no es afectado por la liberación de gas disuelto y represente, mayormente, la expansión del agua.

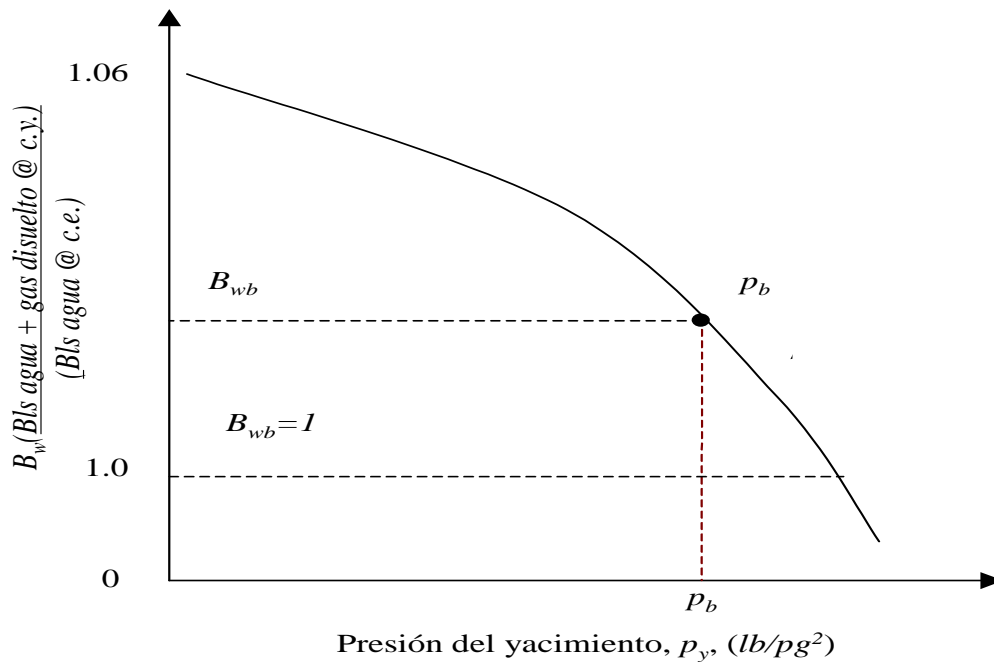


Figura 20. Comportamiento de B_w respecto a p (Cuautili, 2006).

La compresibilidad del agua congénita contribuye en algunos casos a la producción de hidrocarburos en los yacimientos volumétricos. Cuando estos se encuentran a condiciones de aceite bajo-saturado; y cuando la producción se debe principalmente al empuje por un acuífero asociado, su aporte a la energía del yacimiento es mayor.

En general, se asume que el agua es un fluido incompresible, debido a que los valores típicos del factor de volumen suelen ser muy próximos a la unidad en prácticamente todos los casos.

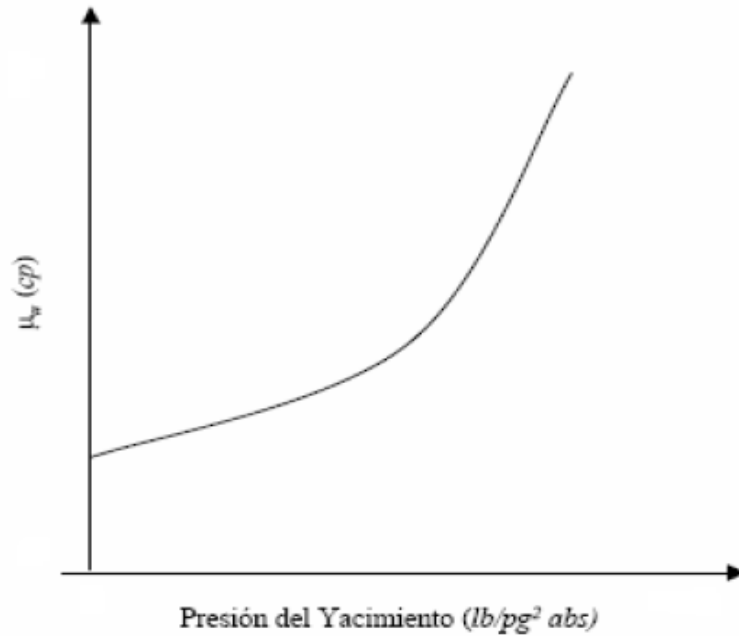


Figura 21. Comportamiento de μ_w respecto a p (Cuautli, 2006).

CAPÍTULO III

Experimentos PVT Convencionales

CAPÍTULO III

Experimentos PVT Convencionales

3.1 Introducción

Un estudio PVT consiste en una serie de procedimientos de laboratorio, diseñados para proveer valores de las propiedades físicas requeridas para caracterizar a un fluido. Estos experimentos son realizados a condiciones controladas sobre muestras representativas del yacimiento.

Las siguientes propiedades físicas pueden determinarse de un estudio PVT: (1) Presión de saturación, (2) factores de volumen, (3) relación de solubilidad, (4) factor de volumen total, (5) coeficiente de compresibilidad isotérmico, (6) viscosidad del líquido y gas, (7) factor de desviación Z, (8) gas del separador, y (9) líquido estabilizado a condiciones de separación.

Los principales procedimientos que serán abordados son: (1) Medición de composición, (2) vaporización flash, (3) vaporización diferencial, (4) pruebas de separación, y (5) mediciones de viscosidad. El resultado de estos procedimientos se denomina estudio de fluidos, usualmente referido como estudio PVT. Además, se abordará el tema del muestreo de los fluidos del yacimiento, y la importancia de su representatividad.

3.2 Muestreo

Una muestra representativa de los fluidos originalmente en el yacimiento debe ser obtenida para determinar las propiedades físicas de un fluido en el laboratorio. Obtener una muestra representativa de los fluidos del yacimiento

requiere gran cuidado tanto en las condiciones del pozo, así como en las técnicas utilizadas para extraer la muestra.

Si bien la medición y toma de muestras de los fluidos producidos son actividades que deben realizarse con cierta periodicidad, debe tenerse en cuenta que las muestras más representativas son las que pueden tomarse a condiciones iniciales del yacimiento, o bien a condiciones de presión superiores a las de saturación.

Las muestras de fluidos de un yacimiento pueden ser obtenidas de dos formas. En un método el pozo es cerrado a producción, y los fluidos son obtenidos en el fondo del pozo. A esto se le denomina “muestra de fondo” o “muestra sub-superficial”. En el otro método, el gasto del pozo es cuidadosamente controlado, y el gas y líquido del separador son muestreados. Esto se denomina “muestras de separador” o “muestras superficiales”. El gas y líquido son recombinados a la tasa de producción para obtener una muestra representativa de los fluidos del yacimiento.

Las muestras de fondo de pozo de aceite generalmente contienen menos gas que el líquido originalmente producido, dado que parte del gas se ha liberado de la mezcla. Las muestras de separador por su parte pueden ser recombinadas en proporciones erróneas debido al gas libre que es producido del yacimiento con el líquido. En el caso de los yacimientos de gas seco, la muestra puede ser tomada en cualquier sitio sin afectar la representatividad del estudio.

3.2.1 Representatividad de la muestra

Una muestra representativa únicamente puede lograrse al acondicionar el pozo productor. Esto se logra al estabilizar el gasto y la presión del mismo, así como asegurando que el fluido producido no tenga residuos de otras actividades realizadas, como en la perforación o trabajos de limpieza y estimulación.

Para que una muestra sea representativa, debe asegurarse que: (1) El pozo se encuentre estabilizado y su información sea reportada correctamente; (2) las presiones y temperaturas a las que se toman las muestras sean superiores a las condiciones de saturación del fluido, cuando estas son tomadas del fondo del pozo; (3) que las muestras hayan sido tomadas a las mismas condiciones, cuando estas son extraídas del separador; y (4) que la relación gas disuelto en el aceite del laboratorio sea similar a la relación gas-aceite inicial del pozo.

3.2.2 Acondicionamiento del pozo

El objetivo de acondicionar un pozo para muestreo es reemplazar el fluido no representativo del yacimiento que está en el pozo, reemplazándolo con fluido proveniente de las partes más alejadas del yacimiento.

El acondicionamiento de un pozo se realiza haciéndolo producir a gastos sucesivamente menores, hasta que los fluidos no representativos hayan sido producidos. Para que un pozo se considere acondicionado para la toma de muestras, la presión de fondo de pozo debe ser estable, y cuando el pozo sea cerrado a producción esta deberá llegar a un valor estático; los gastos de aceite y gas, así como la relación gas-aceite producido, deberán permanecer constantes.

Debido a que los volúmenes y gastos de cada pozo pueden variar en rangos muy amplios, no existe una regla general del tiempo necesario para acondicionar un pozo. No obstante, la experiencia ha demostrado que la mayoría de los pozos pueden ser acondicionados adecuadamente en un periodo de una semana; así como que, en general, los pozos de gas y condensado son acondicionados en menor tiempo que los pozos de aceite.

Algunos de los factores que afectan el acondicionamiento del pozo son: (1) La tasa de explotación; (2) el radio de drene del pozo en el yacimiento.

3.2.3 Muestreo de fondo

Las muestras obtenidas dentro del pozo deben tomarse considerando que las condiciones sean las más cercanas a las del yacimiento. Para ello deben monitorearse cuidadosamente los perfiles térmicos y los gradientes de presión del pozo, para que la zona de muestreo se ubique por debajo del punto de saturación de la mezcla.

Para tomar la muestra se utiliza una celda especializada, misma que debe encontrarse herméticamente sellada para evitar que se pierdan los fluidos recolectados en el fondo del pozo durante el viaje hacia la superficie, así como durante el transporte al laboratorio. El muestreo de fondo es recomendable para yacimientos bajosaturados.

Este tipo de muestreo no es recomendable en el caso de yacimientos de gas y condensado, porque la cantidad de muestras obtenidas de este método son inadecuadas y las relaciones gas-líquido pueden ser no uniformes. Además, es necesario contar con un registro de presiones de fondo a pozo cerrado, inmediatamente antes de tomar las muestras, y que la última estación coincida con el nivel medio del intervalo productor; ya que las muestras deben tomarse en el punto medio del intervalo productor.

3.2.4 Muestreo de superficie

Si bien una muestra tomada en superficie podría resultar menos representativa de la que podría obtenerse del fondo de un pozo; el muestreo superficial es el método más utilizado, tanto para tomar muestras de: Gas, gas y condensado, y aceite.

Para tomar una medición adecuada a condiciones de superficie de un pozo produciendo a condiciones estabilizadas, deben registrarse cuidadosamente las condiciones del yacimiento, pozo, y separador durante la medición. Así mismo, los volúmenes de fluidos recuperados deben ser suficientes para el

recombinado. En general, para una muestra de fondo basta con tres contenedores de 600 cm³ de fluidos del yacimiento para realizar los experimentos en el laboratorio, en tanto que para una muestra superficial se requieren de 600 cm³ de líquido y 20 litros de gas para el recombinado.

El recombinado de fluidos superficiales, usualmente del separador, se realiza con el objetivo de obtener nuevamente la composición inicial del fluido del yacimiento. Para ello, debe tenerse en cuenta la relación gas-aceite producido y la presión del sistema.

3.3 Estudios de los Fluidos del Yacimiento

En esta sección se analiza cómo se realizan los principales tipos de experimentos realizados a los fluidos del yacimiento, así como los experimentos normalmente recomendados para cada uno de los fluidos petroleros.

3.3.1 Estudios Composicionales

Determinar la composición de cada uno de las diferentes especies químicas presentes en una muestra de hidrocarburos es imposible. Inclusive, determinar la composición de una fracción mayor de la mezcla es en sí una tarea complicada. En todos los casos se determinan las composiciones de los componentes ligeros, y los componentes más pesados suelen ser agrupados en un pseudocomponente.

El análisis usual da composiciones, en fracciones molares o porcentos mol, de los componentes ligeros del metano al hexano. Los componentes remanentes son agrupados juntos en un pseudocomponente denominado C7+. El peso molecular y densidad relativa de esta fracción son medidos y usados como parámetro para caracterizar sus propiedades.

El experimento preferido para caracterizar la composición de una mezcla de hidrocarburos es el del “Verdadero Punto de Ebullición”, donde se incrementa la temperatura de una mezcla que existe como líquido y se determinan los cortes, o composición, por el punto de ebullición de cada componente. Otro método utilizado es el análisis cromatográfico.

3.3.2 Vaporización flash

En este experimento una muestra de fluido del yacimiento es colocada en una celda de laboratorio y la temperatura se ajusta a la del yacimiento y se mantiene constante. Por otro lado, la presión se fija a un valor igual o mayor a la de la presión inicial del sistema, asegurando condiciones mayores a las de saturación.

El experimento consiste en reducir la presión por el incremento del volumen de la mezcla en diferentes etapas. Durante la expansión, la celda es agitada regularmente para asegurar que el contenido se encuentre a condiciones de equilibrio; y la composición global del sistema permanece constante, es decir, no se remueve líquido o gas de la celda.

En cada etapa, la presión y el volumen del fluido del yacimiento son medidos, pudiendo obtener las presiones de saturación de la mezcla, para una trayectoria definida, en los puntos donde se liberan la primera gota de líquido y la primera burbuja de gas. Una esquematización del proceso se muestra en la **Fig. 22**.

3.3.3 Vaporización diferencial

Como en la vaporización flash, la muestra de fluidos del yacimiento es colocada en una celda a la temperatura del yacimiento, y una presión inicial; misma que es reducida en cada etapa por la expansión del volumen de la celda mientras es agitada para asegurar las condiciones de equilibrio de la mezcla. La diferencia con una separación flash está en que, una vez que la mezcla ha reposado,

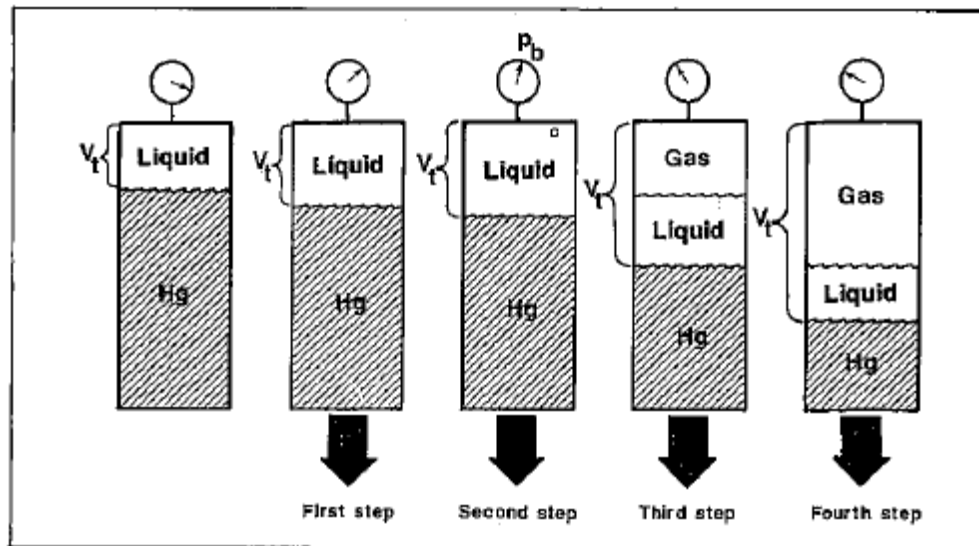


Figura 22. Procedimiento de vaporización flash para un aceite negro (McCain, 1973).

todo el gas liberado es extraído, mientras la presión se mantiene constante, al reducir el volumen total de la celda. El gas es recolectado, y su cantidad, densidad relativa, y composición son medidas. El volumen de líquido remanente también es medido. El proceso se ilustra en la **Fig. 23**.

El experimento de agotamiento a volumen constante es una variante de la vaporización diferencial, en la cual se remueve gas para asegurar que el volumen total de la celda siempre sea el mismo.

3.3.4 Pruebas de separador

En este experimento el fluido del yacimiento es llevado a temperatura del yacimiento y presión de saturación. Entonces, el fluido es retirado al reducir el volumen de la celda (para mantener la presión de saturación constante) en dos etapas de separación, como se observa en la **Fig. 24**. El recipiente que representa el tanque de almacenamiento es una etapa si tiene una presión menor que el separador.

Las densidades relativas del gas del separador y del tanque de almacenamiento son medidas, y la composición del gas en el separador determinada.

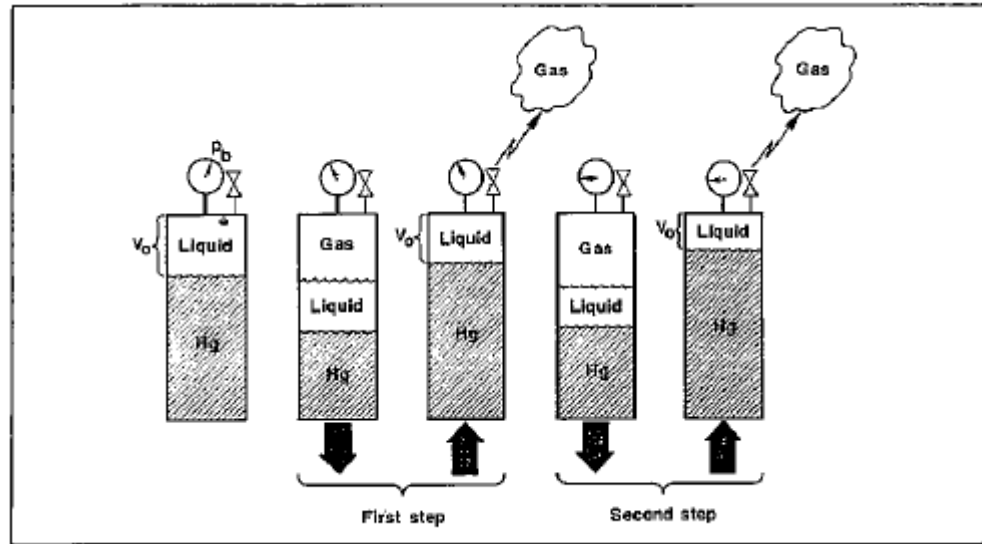


Figura 23. Procedimiento de vaporización diferencial para un aceite negro (McCain, 1973).

Las pruebas de separación usualmente se repiten para varios valores de presión de separación, ya que los valores de las propiedades básicas de los fluidos son dependientes del método de separación superficial.

Cuando este experimento se efectúa considerando más de una etapa de separación, el experimento se denomina “prueba de separación multi-etapa”, y son utilizados para elegir la configuración óptima del equipo de separación.

3.3.5 Determinación de la viscosidad

La viscosidad de los líquidos se mide mediante un viscosímetro de esfera o en un viscosímetro capilar, ambos diseñados para simular la liberación diferencial. Las mediciones son realizadas a diversos valores de presión en un proceso a diferentes etapas. El líquido utilizado en cada medición es aquel remanente después de que el gas ha sido removido a esa presión.

Por otro lado, medir la viscosidad de un gas es bastante tedioso. Por lo que la viscosidad del gas suele estimarse de correlaciones utilizando los valores de la densidad específica del gas medidas en la liberación diferencial.

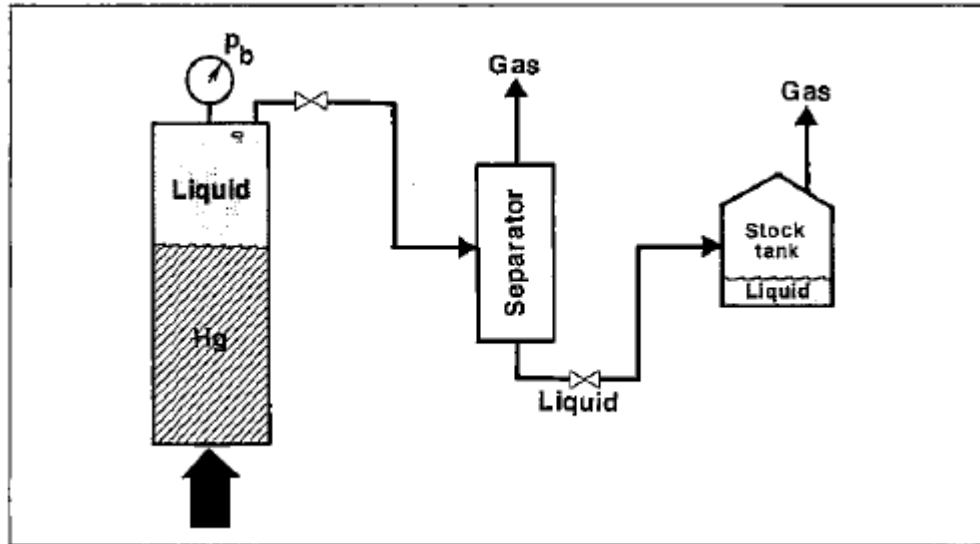


Figura 24. Prueba de separador en un laboratorio para un aceite negro (McCain, 1973).

3.3.6 Experimentos PVT Convenientes de Acuerdo al Tipo de Fluido

En forma convencional, como se señaló en el Capítulo I de éste trabajo, existen cinco tipos de fluidos petroleros, cada uno con comportamientos volumétricos y de fase distintos. Por esta razón, y aun cuando los experimentos de separación a volumen constante son los más representativos del proceso de explotación de los yacimientos, existen experimentos que resultan más convenientes para caracterizar ciertos tipos de fluidos en el yacimiento que otros.

A continuación se listan, haciendo una modificación a los criterios de Méndez (1979), los tipos de experimentos convenientes de acuerdo al tipo de fluido analizado:

Aceite negro. Dada la poca variación en las propiedades del aceite negro, para caracterizar a este fluido a condiciones del yacimiento y producción basta con realizar un estudio de composición, un experimento de vaporización flash, y una prueba de separador.

Aceite volátil. Como en un aceite volátil ocurre una gran variación al disminuir relativamente poco la presión del sistema, por efecto de la liberación del gas, se

recomienda realizar un estudio de composición, una prueba de agotamiento a volumen constante para representar las condiciones del yacimiento, y una prueba de separadores multi-etapa.

Gas retrogrado. Por efecto de la condensación retrograda de líquidos hidrocarburos en la mezcla, se recomienda realizar un estudio de composición, una prueba de agotamiento a volumen constante para representar las condiciones del yacimiento, y una prueba de separadores multi-etapa.

Gas húmedo. Dado que estos sistemas sólo presentan líquidos a condiciones de producción, puede caracterizarse al sistema mediante un estudio de composición, y con un experimento flash o usando estudios análogos.

Gas seco. Debido a que en estos sistemas no se presentan condensados, basta con hacer un estudio de composición del gas y utilizar resultados de fluidos análogos sin caer en errores considerables.

En todos los casos se recomienda, si es posible, caracterizar a la fracción C7+ mediante una destilación con el verdadero punto de ebullición de los componentes (Maldonado y Gallardo, 2013).

CAPÍTULO IV

Métodos de Validación de

Estudios PVT

CAPÍTULO IV

Métodos de Validación de Estudios PVT

4.1 Introducción

Los yacimientos petroleros en nuestro país se localizan cada vez a mayores profundidades y temperaturas muy elevadas, por lo que el número de yacimiento de composición variable ha incrementado considerablemente, presentándose el problema de la predicción del comportamiento de estos yacimientos; los cuales comúnmente se encuentran a temperaturas cercanas a la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos que ellos contienen. Estas condiciones críticas influyen en la relación de componentes ligeros y pesados de los fluidos del yacimiento, dando como resultado que los hidrocarburos líquidos encontrados a mayor profundidad sea aceite ligero, con grandes volúmenes de gas en solución, y que al llevarse a la superficie presentan encogimientos fuertes, implicando también que esta mezcla fácilmente se pueda desviar de su equilibrio fisicoquímico.

El realizar análisis PVT de aceite volátil y gas y condensado en el laboratorio se torna complicado, ya que se requiere de un tiempo prolongado para la estabilización de fases, además de que el gas que sale de la celda PVT en cada etapa de los experimentos de vaporización diferencial (ya sea el experimento convencional o la liberación a volumen constante) pasa de la temperatura del yacimiento a la temperatura ambiente rápidamente, por lo que debe tenerse cuidado especial para evitar la existencia del condensado en el sistema de medición.

En este capítulo se presentan algunos métodos desarrollados para la validación de análisis PVT de mezclas de hidrocarburos en yacimientos de aceite volátil y

de gas y condensado. Así mismo se presenta un caso de aplicación para la validación de un experimento de Agotamiento a Volumen Constante (AVC) de un aceite volátil mediante el método de balance de materia de Bashbush y el algoritmo iterativo de Gallardo. Para la realización de este proceso se elaboró un programa en Visual Basic (VB), cuyo código se incluye en los **Apéndices A y B**.

4.2 Método de Bashbush

El método presentado por Bashbush (1981) consiste en efectuar un balance molar para cuantificar las moles de gas extraído, de gas en la celda, y de líquido en cada etapa de agotamiento a volumen constante, tomando como base la presión de saturación, con lo que es posible determinar los valores de las constantes de equilibrio (K , definida como la relación que guarda la fracción mol de la fase gas y de un componente i , con la fracción mol de la fase líquida x del mismo componente) y peso molecular de la fracción más pesada a diferentes presiones.

Este método permite detectar errores experimentales, que en caso de no ser muy severos, posibilita su corrección hasta obtener un conjunto consistente de valores K que puede ser usado directamente en un simulador composicional, y que permita ajustar los parámetros en una EDE con la certeza que la base de información es consistente.

La información utilizada es la siguiente:

- Composición inicial del fluido
- Composición del fluido producido en cada etapa de presión
- Factor de desviación “Z” del gas
- Cantidad de gas desplazado (% Mol) en cada etapa

- Volumen en la fase líquida en la celda PVT
- El procedimiento es aplicado para gas y condensado y para aceite volátil, para aceite volátil es necesario conocer el peso molecular, del fluido original y la densidad a la presión de saturación.

a).- Calcular el volumen de moles en la celda

Para gas y condensado:

$$n_t = \frac{p}{10.7322T_y} \quad (2.23)$$

Para líquido:

$$n_t = \frac{\delta_l}{M} \quad (2.24)$$

Los pasos (b) al (h) son aplicados para cada etapa de presión k.

b).- El número de moles que quedan en la celda son obtenidas como una función de la cantidad de masa producida a un nivel de agotamiento dado.

$$n_j = n_t \left(1 - \frac{W_{sp}}{100}\right) \quad (2.25)$$

c).- El número de moles de la fase vapor en la celda y las moles de líquido en la celda, se calculan como sigue:

$$(n_g)_j = \frac{p \left(1 - \frac{V L_r}{100}\right)}{10.723 Z T_y} \quad (2.26)$$

$$(n_l)_j = n_j - (n_g)_j \quad (2.27)$$

d).- El número de moles retiradas en cada etapa de agotamiento S_j es objetivo como una función de la cantidad de masa producida en las etapas subsecuentes.

$$S_j = \frac{W_{spj} - W_{spj-1}}{100} n_t \quad (2.28)$$

Estas etapas son aplicadas para cada componente.

e).- Se utiliza un balance de materia para cada componente.

Moles iniciales del componente ith = Moles del componente ith en la fase vapor + Moles del componente ith en la fase líquida + Moles producidas del componente ith. (2.29)

En forma de ecuación tenemos:

$$(y_i)_1 n_t = (y_i)_j (n_g)_j + (x_i)_j (n_l)_j + (y_i)_j S_j \quad (2.30)$$

Resolviendo para x_i se tiene:

$$(x_i)_j = \frac{((y_i)_i \cdot n_{t-} - (y_i)_j((n_g + S_j)))}{n_j} \quad (2.31)$$

f).- Se calcula la constante de equilibrio

$$(K_i)_j = \left(\frac{y_i}{x_i}\right)_j \quad (2.32)$$

Donde:

$$x_i = \frac{n_{li}}{n_{lt}} \quad (2.33)$$

$$y_i = \frac{n_{vi}}{n_{vt}} \quad (2.34)$$

g).- Se extrapolan las curvas de las constantes de equilibrio K_i

h).- Se efectúan un balance de masa para obtener el peso molecular de líquido y el peso molecular de la fracción C_{7+} en el líquido.

4.3 Método de Whitson y Torp

El método de Whitson y Torp (1983) parte del principio de conservación de la materia para determinar el volumen que ocuparía una mol de hidrocarburos a condiciones de saturación, y determinar la composición de la mezcla contenida

en la celda mediante el balance realizado con la composición del gas extraído a cada etapa, pudiendo validar la información obtenida mediante los experimentos AVC mediante el comportamiento gráfico de las constantes de equilibrio.

Los parámetros que pueden ser obtenidos mediante el método de Whitson y Torp son:

- 1 Composición del líquido en cada etapa del experimento;
- 2 Comportamiento de K ;
- 3 Densidades del líquido y vapor;
- 4 Peso molecular de la fracción C7+ en la fase líquida; y
- 5 Peso molecular promedio para el sistema de dos fases.

4.4 Método de Drohm y Goldthorpe

El método de Drohm y Goldthorpe (1988) consiste en desarrollar cálculos de balance de materia por componente para obtener propiedades de la fase líquida (composición, masa y densidad), y así identificar errores como composiciones no físicas (negativas). La densidad líquida es uno de los parámetros más sensibles, por lo que utilizan la gráfica de la densidad líquida como función de la presión para determinar las presiones a las cuales ocurren irregularidades, como inflexiones o pliegues. Una vez identificadas, se modifican la masa del vapor producido por ensaye y error.

Una vez realizados los cálculos de balance de materia, los resultados son nuevamente analizados y se repite el procedimiento hasta obtener resultados consistentes.

Los autores mencionan que las causas principales de los errores en estos análisis pueden ser: la necesidad de mejores cromatografías, tiempos de

equilibrio más largos, y mediciones del volumen de líquidos inexactos (por ejemplo, volúmenes de líquido muy pequeños), debido a las limitaciones del equipo empleado.

4.5 Consistencia de los Datos Experimentales

Una primera validación de los experimentos PVT de AVC puede realizarse al graficar los valores del logaritmo de K de cada uno de los componentes contra la presión de cada una de las etapas de agotamiento. Las curvas obtenidas:

1. No deben cruzarse entre sí;
2. Deben acomodarse en orden ascendente de acuerdo al peso molecular de cada componente, ubicándose en la parte superior el componente más ligero; y
3. Deben mostrar una tendencia suave.

Para fluidos de gas y condensado esta grafica puede ser prolongada a la presión del punto de rocío. Sin embargo, para el aceite volátil la gráfica no debe prolongarse al punto de burbuja.

Otra forma de validar los experimentos PVT de AVC resulta de analizar la composición del líquido calculada mediante alguno de los métodos con la reportada por el laboratorio en la última etapa.

Finalmente, otra forma de validar estos estudios es graficar las composiciones líquidas calculadas contra la presión en cada etapa. El resultado debe de ser una serie de curvas suaves.

La mejor forma de validar estudios es el criterio del comportamiento de las constantes de equilibrio de cada componente respecto a la presión de separación en cada etapa del experimento.

4.6 Validación del Experimento de AVC de un Aceite Volátil

Se analizó la muestra de aceite del campo A, cuya composición, factor de desviación Z, y propiedades del C7+ se reportan en cada etapa para el líquido y gas en la **Tabla 4**. En esta tabla también se encuentran la densidad total del aceite y la temperatura del yacimiento, así como la cantidad de moles de gas extraídas y el volumen de aceite remanente.

Al introducir estos datos al programa realizado se obtienen las composiciones del líquido de la **Tabla 5**, con lo que el comportamiento gráfico se muestra en la **Fig. 25**. Se aprecia que, de acuerdo a los criterios establecidos para la validación del experimento, no es posible validar el experimento.

El procedimiento original propone utilizar un método de ensaye y error para modificar la fracción mol de los componentes que muestren inconsistencias y

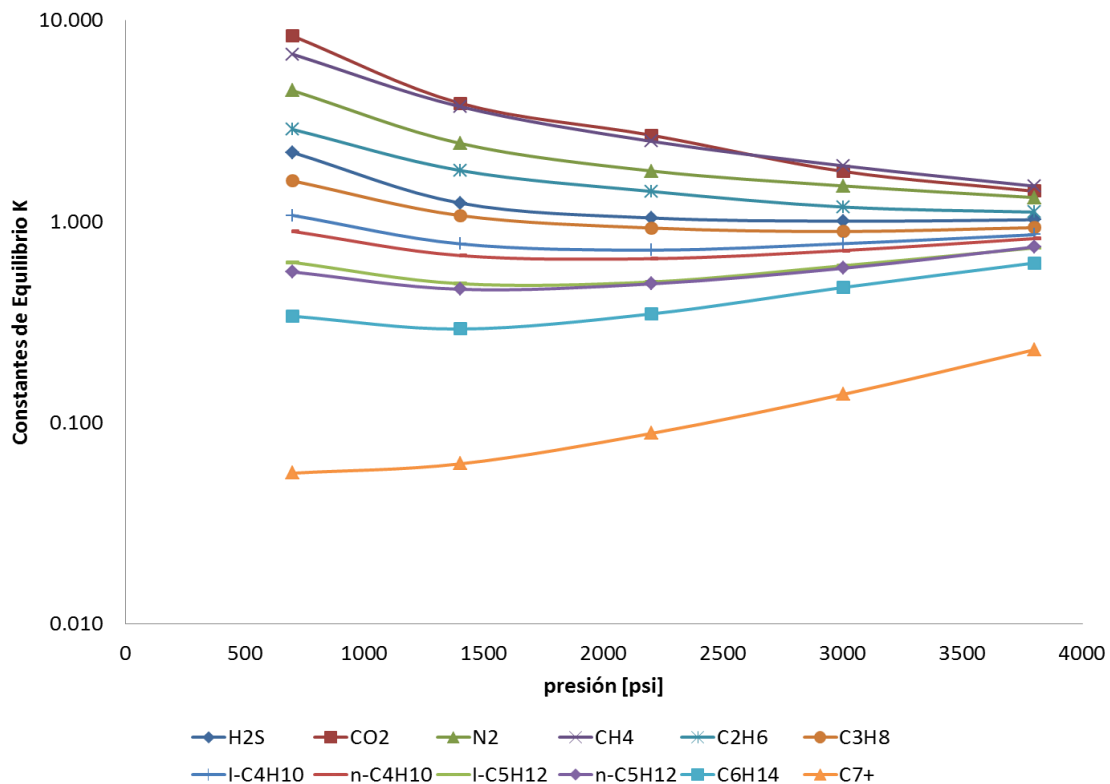


Figura 25. Comportamiento de las constantes de equilibrio para los datos de la Tabla 4.

recalcular los valores de K hasta obtener resultados coherentes. No obstante se ha hecho uso de un algoritmo de iteración basado en los gráficos de Hoffman y los esquemas de agrupamiento de Whitson, con lo que se ha podido llegar al gráfico mostrado en la **Fig. 26**.

La composición final obtenida se muestra en la **Tabla 6**. Se aprecia que el comportamiento de las constantes de equilibrio es el esperado, en tanto que la diferencia en la composición final calculada para el líquido no varía en forma considerable con la que reporta el laboratorio, manteniéndose dentro de un rango menor al uno por ciento sugerido por los criterios de validación.

Los gráficos de composición del líquido contra presión de las etapas se muestran en la **Fig. 27**, observándose también un comportamiento suave en las curvas.

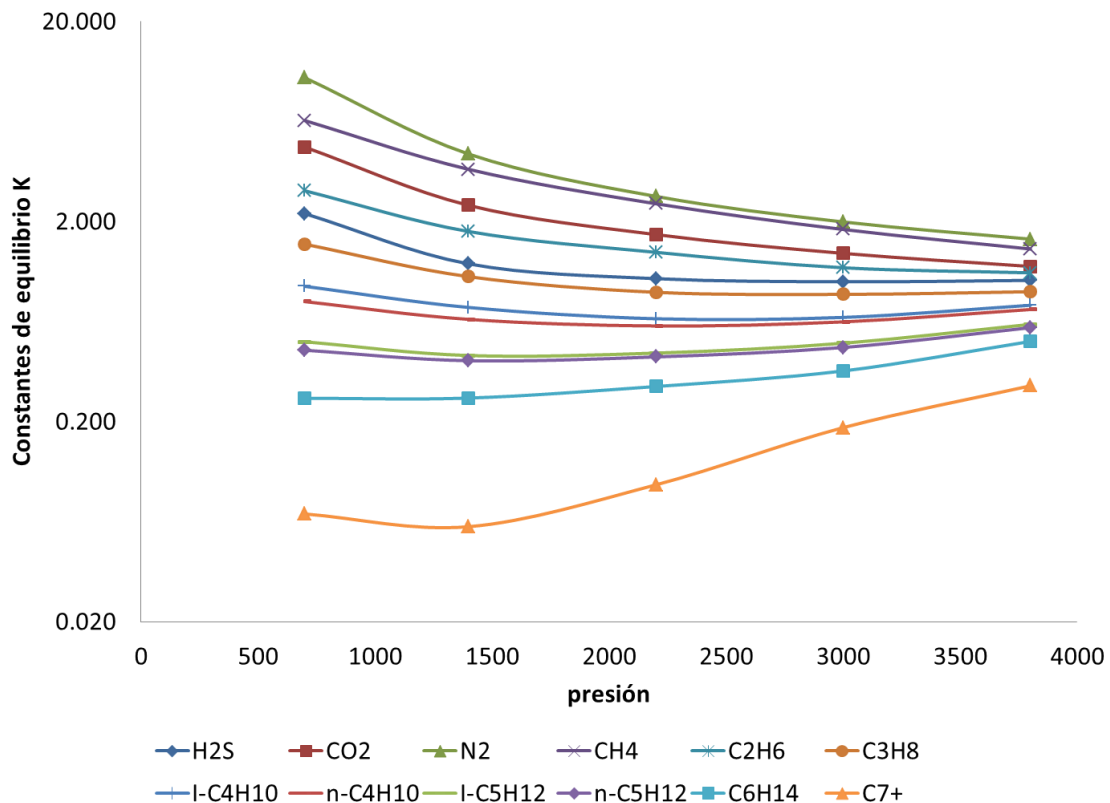


Figura 26. Comportamiento de las constantes de equilibrio para los datos de la Tabla 5.

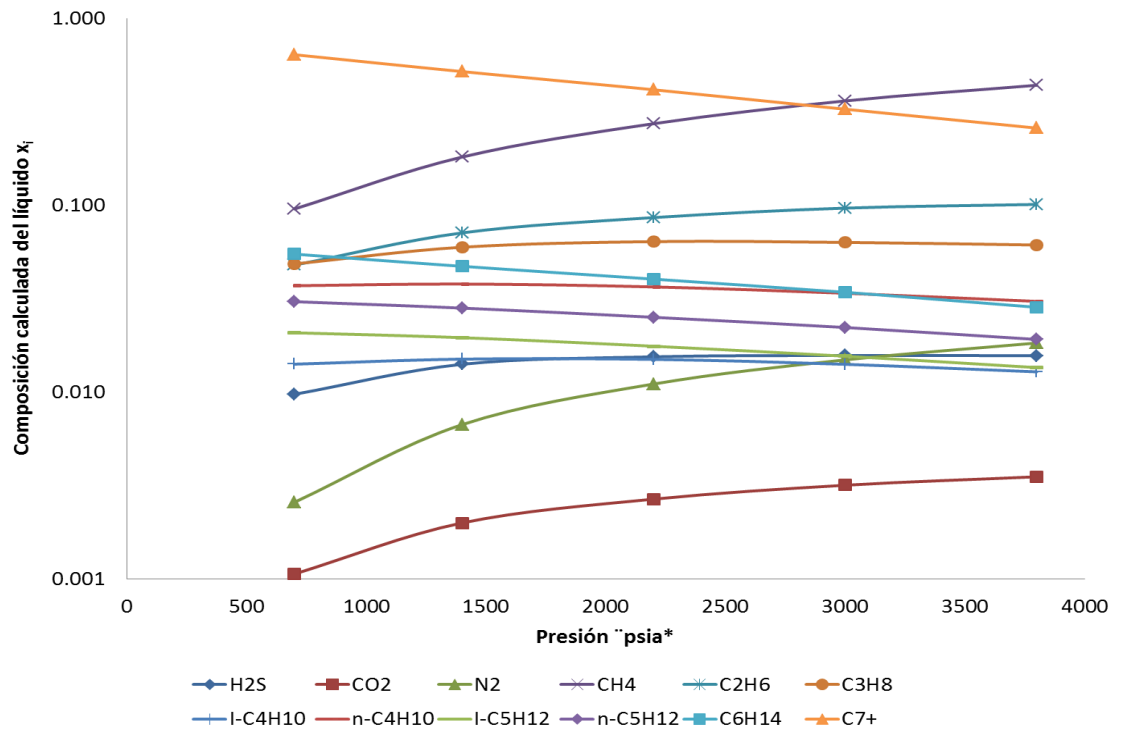


Figura 27. Comportamiento de la composición del líquido calculada para el experimento validado.

Tabla 4. Datos de la muestra de aceite volátil A utilizada para la validación de AVC por el método de Bashbush.

Muestra: Aceite Volátil del campo A

Componente	x_i a 4362 psi	y_i a 3800 psi	y_i a 3000 psi	y_i a 2200 psi	y_i a 1400 psi	y_i a 700 psi	x_i a 700 psi
H ₂ S	0.0157	0.0159	0.0157	0.0160	0.0173	0.0213	0.0098
CO ₂	0.0037	0.0047	0.0049	0.0052	0.0050	0.0047	0.0005
N ₂	0.0214	0.0259	0.0263	0.0266	0.0274	0.0281	0.0067
CH ₄	0.4921	0.6491	0.6683	0.6706	0.6583	0.6101	0.0964
C ₂ H ₆	0.1038	0.1119	0.1134	0.1205	0.1268	0.1363	0.0487
C ₃ H ₈	0.0594	0.0563	0.0555	0.0577	0.0628	0.0749	0.0476
I-C ₄ H ₁₀	0.0120	0.0107	0.0103	0.0102	0.0111	0.0138	0.0128
n-C ₄ H ₁₀	0.0283	0.0244	0.0231	0.0228	0.0246	0.0306	0.0344
I-C ₅ H ₁₂	0.0121	0.0096	0.0088	0.0083	0.0089	0.0115	0.0185
n-C ₅ H ₁₂	0.0170	0.0136	0.0121	0.0115	0.0120	0.0152	0.0271
C ₆ H ₁₄	0.0246	0.0170	0.0150	0.0132	0.0130	0.0168	0.0494
C ₇₊	0.2099	0.0609	0.0466	0.0374	0.0328	0.0367	0.6481
			T [°F] 318		Densidad [lb/cu ft] 31.94		
PMG C ₇₊	203	136	130	125	120	117	215
z_g	-	0.929	0.903	0.899	0.922	0.956	
Moles de Gas Extraídas	0.00	6.36	18.12	32.47	48.30	63.59	63.59
Vol. de Líq. Remanente	100.00	79.20	67.40	60.20	54.60	50.40	39.00

Tabla 5. Datos de la muestra de aceite volátil A validados con el método de Bashbush.

Componente	x_i a 4362 psi	y_i a 3800 psi	y_i a 3000 psi	y_i a 2200 psi	y_i a 1400 psi	y_i a 700 psi	x_i a 700 psi
H ₂ S	0.0157	0.0159	0.0157	0.0160	0.0173	0.0213	0.0098
CO ₂	0.0037	0.0042	0.0044	0.0046	0.0048	0.0050	0.0005
N ₂	0.0214	0.0299	0.0296	0.0295	0.0291	0.0269	0.0067
CH ₄	0.4921	0.6395	0.6603	0.6706	0.6600	0.6101	0.0964
C ₂ H ₆	0.1038	0.1119	0.1134	0.1205	0.1268	0.1363	0.0487
C ₃ H ₈	0.0594	0.0546	0.0547	0.0566	0.0632	0.0748	0.0476
I-C ₄ H ₁₀	0.0120	0.0098	0.0093	0.0098	0.0112	0.0134	0.0128
n-C ₄ H ₁₀	0.0283	0.0222	0.0213	0.0220	0.0246	0.0295	0.0344
I-C ₅ H ₁₂	0.0121	0.0083	0.0077	0.0077	0.0084	0.0104	0.0185
n-C ₅ H ₁₂	0.0170	0.0113	0.0104	0.0106	0.0113	0.0139	0.0271
C ₆ H ₁₄	0.0246	0.0143	0.0123	0.0121	0.0124	0.0143	0.0494
C ₇₊	0.2099	0.0781	0.0609	0.0401	0.0310	0.0442	0.6481
				T [°F] 318		Densidad [lb/cu ft] 31.94	
PMG C ₇₊	203	136	130	125	120	117	215
Z _g	-	0.929	0.903	0.899	0.922	0.956	
Moles de Gas Extraídas	0.00	6.36	18.12	32.47	48.30	63.59	63.59
Vol. de Líq. Remanente	100.00	79.20	67.40	60.20	54.60	50.40	39.00

CAPÍTULO V

Corrección del Comportamiento de un Diagrama de Fases Construido Mediante una EDEC

CAPÍTULO V

Corrección del Comportamiento de un Diagrama de Fases Construido Mediante una EDEC

5.1 Introducción

Contar con la caracterización completa de los fluidos del yacimiento es de suma importancia para diversas actividades, como los estudios de simulación composicional, o la evaluación de un proceso de recuperación mejorada, por mencionar algunos. En estos casos se utilizan Ecuaciones de Estado Cúbicas (EDEC's) para simular el comportamiento de las fases en el yacimiento; no obstante, dado que los programas únicamente resuelven las raíces de estas ecuaciones, introducir la composición no validada de una mezcla puede llevar a grandes errores en las predicciones realizadas.

Como se mencionó en el Capítulo IV, un experimento PVT de AVC permite conocer la trayectoria de un proceso de expansión isotérmica del fluido en los diagramas de fase, por lo que su validación (y consecuente validación de la mezcla) con alguno de los métodos expuestos en el Capítulo IV permite el ajuste de la envolvente de fases construida mediante una EDEC al ajustarla a los puntos medidos.

En este capítulo se muestran los efectos de la caracterización de la fracción pesada C7+ en la construcción de la envolvente de fases de una mezcla de hidrocarburos. También se muestra el caso del ajuste realizado a los fluidos del campo Jujo-Tecominoacán mediante la metodología expuesta por Fong y Samaniego (1992).

5.2 Importancia de la Caracterización del C7+

Maldonado y Gallardo presentan un estudio (2013) del impacto de la caracterización del pseudocomponente C7+ en la construcción de los diagramas de fase, para ello utilizaron las mezclas de aceite reportadas en el trabajo de Gallardo-León-Samaniego, y analizaron su comportamiento al variar el peso de la fracción y, en consecuencia, sus propiedades físicas. Para caracterizar al pseudocomponente C7+ se utilizó el método de Whitson, así como diferentes correlaciones. Durante todo el estudio se mantuvo constante la composición de los fluidos como una variable de control.

La **Fig. 28** muestra el comportamiento observado del análisis descrito, utilizando la correlación de Winn-Sim-Daubert para obtener las propiedades del C7+. Puede observarse que el punto crítico se traslada a la derecha inferior conforme el peso molecular aumenta, y que la forma de la envolvente se ve alterada por este efecto.

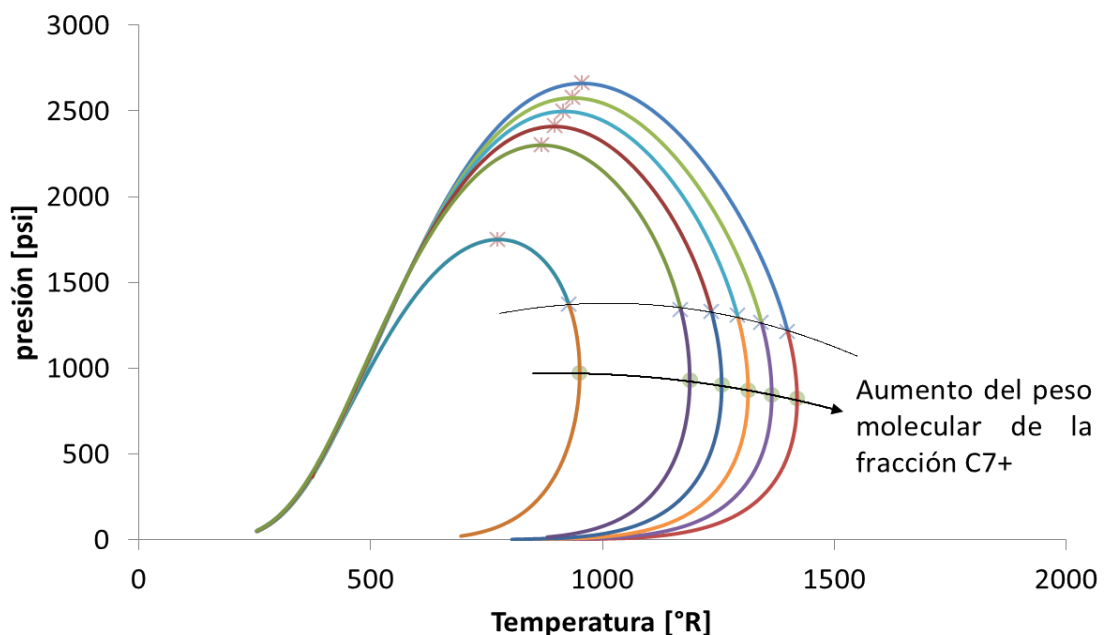


Figura 28. Variación en los diagramas de fases de una misma mezcla al variar las propiedades del C7+ (Maldonado y Gallardo, 2013).

Una de las conclusiones del estudio realizado fue que, si bien el uso de pseudo-componentes permite realizar los cálculos en forma práctica, al reducir los tiempos de cómputo en forma considerable, su uso debe cuidar mantener la representatividad de los componentes agrupados en la mezcla. De igual forma, debe guardarse precaución en la forma en cómo se realizan las agrupaciones, y las correlaciones utilizadas.

5.3 Metodología de Caracterización de Fong-Samaniego

La metodología presentada por Fong y Samaniego puede resumirse en los siguientes pasos:

- 1 Consistencia del análisis experimental. Este paso puede realizarse mediante alguno de los métodos discutidos en el Capítulo IV.
- 2 Caracterización del C7+ y agrupamiento de otros componentes. Así como Maldonado y Gallardo, Fong y Samaniego concluyen que la mejor forma para caracterizar a la fracción pesada de la mezcla resulta de aplicar los esquemas de separación de Whitson, y que la mejor manera de agrupar a los componentes es como se presenta en el trabajo de Whitson y Brulé, en función de las temperaturas de ebullición.
- 3 Uso y Ajustes de una EDEC para construir la envolvente de fases de la mezcla. Los autores presentan expresiones para el ajuste no-lineal de las ecuaciones de estado mediante la información validada de los experimentos PVT.
- 4 Validación de las envolventes construidas para asegurar la maximización del valor económico del campo estudiado.

A continuación se resume la aplicación de esta metodología a un campo de aceite volátil en la región sur.

5.3.1 Aplicación de la metodología al Campo Jujo-Tecominoacán

Para aplicar este procedimiento al fluido del campo Jujo-Tecominoacán, se contó con el análisis PVT del pozo Jujo-42 encontrando que el análisis original muestra inconsistencias en sus constantes de equilibrio como se muestra en la **Fig. 29**, sobre todo en el componente H₂S, lo cual significa que los volúmenes estimados para la extracción de este gas en cada etapa de presión son erróneos.

Esta inconsistencia es corregida y se obtiene el comportamiento mostrado la **Fig. 30**, donde la tendencia de las diferentes curvas de los componentes es acorde a los criterios presentados en el Capítulo IV.

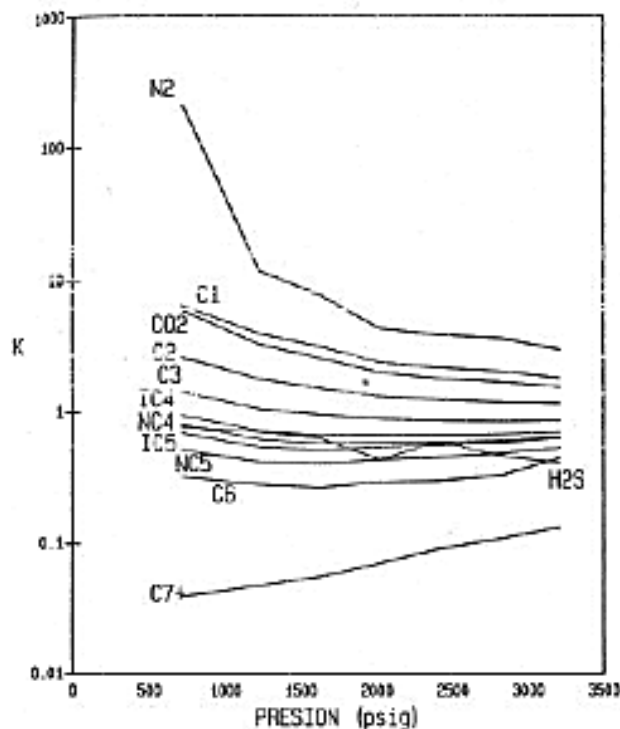


Figura 29. Valores de las constantes de equilibrio del análisis original de AVC del pozo Jujo-42 (Fong y Samaniego, 1992).

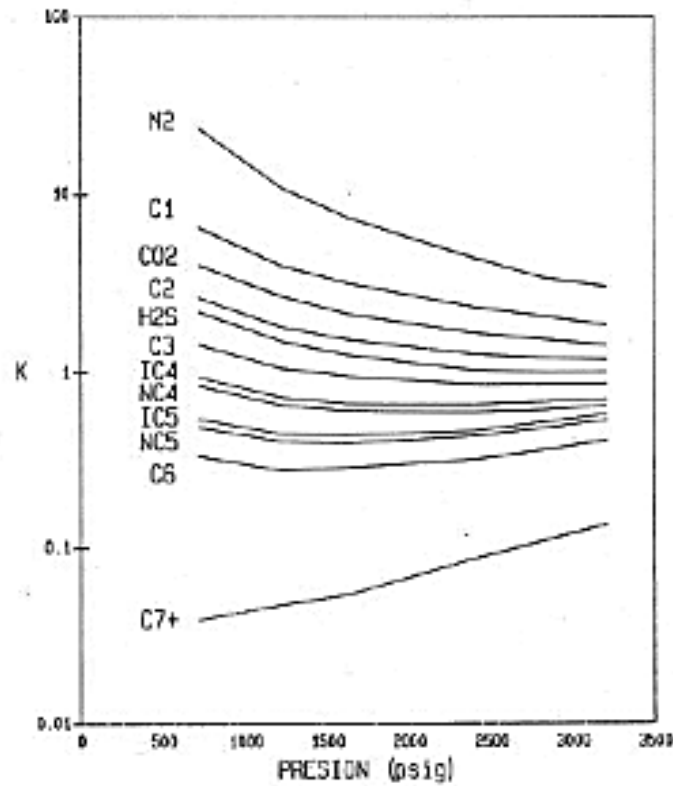


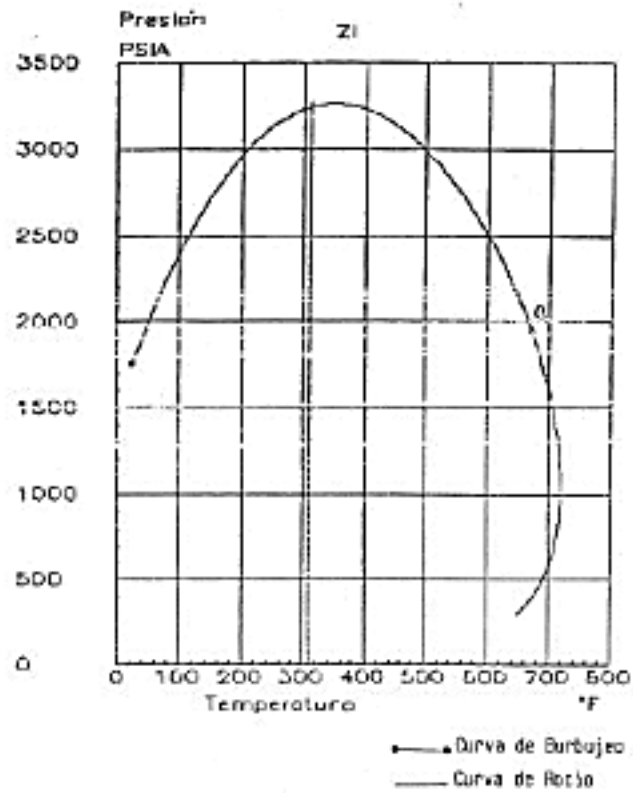
Figura 30. Valores de las constantes de equilibrio del análisis corregido de AVC del pozo Jujo-42 (Fong y Samaniego, 1992).

En el estudio del campo Jujo-Tecominoacán se utilizó la EDE de Peng-Robinson (PR) por ser la que mejores resultados mostraba en las regiones críticas. La EDEC es ajustada usando datos experimentales de análisis de comportamiento termodinámico de muestras de fluidos validadas.

Los cálculos realizados sin ningún ajuste se muestran en la **Fig. 31a**. Los ajustes realizados de los diferentes experimentos PVT disponibles se realizan primero a las presiones de saturación de la mezcla. Las viscosidades de las fases, pesos moleculares, y otros parámetros determinados en los estudios PVT también son calibradas.

El comportamiento final de la envolvente ajustada al comportamiento observado en los estudios AVC se muestra en la **Fig. 31b**.

a.



b.

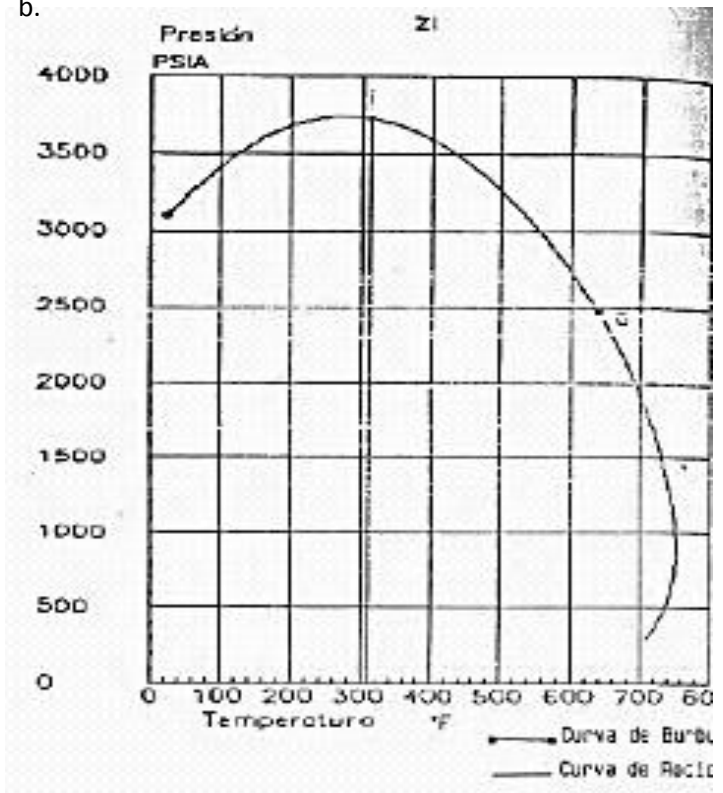


Figura 31. Diagrama de fases del pozo Jujo-42: a, Sin ajustes, y b. Calibrado (Fong y Samaniego, 1992).

Conclusiones y Recomendaciones

Conclusiones

- 1 Se presenta un material de consulta del comportamiento de fases y volumétrico de los fluidos petroleros, así como de los diferentes experimentos PVT, y los métodos de validación de los análisis de AVC.
- 2 Se presenta un programa útil para la validación de los experimentos de AVC de aceite volátil y gas y condensado mediante el método de Balance Molar de Bashbush.
- 3 Se analizaron estudios sobre la corrección de los diagramas PVT construidos mediante una EDEC, así como de los efectos de la fracción C7+ en los cálculos.
- 4 Se observó que el uso de pseudocomponentes permite optimizar la relación tiempo de proceso y representatividad de los cálculos siempre que se cuente con una correcta caracterización de esta fracción.
- 5 Se observó que los resultados de los cálculos volumétricos de una envolvente no son precisos, por lo que es conveniente contar con experimentos PVT validados y hacer uso de los coeficientes de traslación volumétrica para poder corregir este comportamiento.
- 6 De los métodos de validación presentados se encontró que el método de validación de Whitson y Torp es más práctico que el método de validación de Bashbush en cuanto a la información requerida para cada uno de ellos.

Recomendaciones

- 1 El programa realizado puede ser mejorado mediante una interfaz gráfica que permita un manejo más sencillo de la información.
- 2 En futuros trabajos es conveniente realizar un análisis exhaustivo del efecto de los pseudocomponentes en las mezclas de gases retrógrados.

- 3 El ajuste de los experimentos PVT de AVC debe realizarse en forma automática para evitar que la composición final de la mezcla analizada sufra alteraciones considerables. Se recomienda para ello continuar el desarrollo del algoritmo utilizado en la validación del experimento presentado en este trabajo.

Nomenclatura

n_t = *Numero de moles totales.*

n_l = *Número de moles del líquido.*

n_g = *Número de moles de gas.*

p = *Presión.*

z = *Factor de compresibilidad Z.*

T_y = *Temperatura del yacimiento.*

δ_l = *Densidad del líquido.*

M = *Masa molar.*

W_{sp} = *% de gasto molar acumulativo.*

j = *Numero de etapa.*

V_{Lr} = *Volumen de líquido remanente.*

S_j = Número de moles retiradas en cada etapa de agotamiento

l th = i -ésimo componente.

y_i = Composición de la fase gaseosa inicial.

x_i = Composición de la fase líquida inicial.

K_i = Constante de equilibrio.

AVC = Agotamiento a volumen constante.

EDE = Ecuación de estado.

P_b = Presión de burbuja.

P_c = Presión crítica.

P_r = Presión de rocío

R = Constante universal de los gases.

T_c = Temperatura crítica

Bibliografía

Bashbush J. L.: "A Method to Determine K-Values from Laboratory Data and its applications". Artículo SPE 10127, Octubre 1981.

Coats K.H.: "An Equation of State Compositional Model", Soc. Pet. Eng. J. Octubre 1980.

Fong J.L. y Samaniego V. F.: “Método para Caracterizar los Fluidos de Yacimientos que Presentan Composición Variable”, Artículo SPE, Febrero 1992

Fong J.L.: Caracterización Composicional, la Importancia de la Discretización de la Información y Estudios PVT para la Simulación Matemática del campo Jujo-Tecominoacán. Tesis de Maestría, División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería, UNAM, 1990.

Garaicochea F. y Bashbush J.L.: “Apuntes del Comportamiento de Yacimientos”, UNAM, Facultad de Ingeniería, México 1979.

López D.N.: “Análisis para Representar Experimentos PVT de Sistemas Aceite-gas con la Ecuación de Estado de Estado de Peng-Robinson”, Tesis de Maestría, Facultad de Química, UNAM, México 2007.

Mazariegos C.E.: “Desarrollo de un paquete de Cómputo (“VALCO”) para Determinar la Consistencia de un Análisis Composicional”, Tesis de maestría, División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería, UNAM 1990.

McCain, W.D.: “The Properties of Petroleum. Pennwell”, 1990.

Méndez L.T. y Teyssier J. S. : “Caracterización de Fluidos de Yacimientos Petroleros”, Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, Vol. IX, N° 4, Octubre de 1979.

Méndez R. J.M.: “Análisis PVT Composicional y Pruebas Especiales Requeridos para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera”, Tesis de Licenciatura para Obtener el Título de Ingeniero Petrolero, UNAM México, 2003.

Peng D.Y. And Robinson, D.B: “A New Two-constant Equation of State”, Ind.Eng. Chem. Fundam., (1976).

Standing M.B.: "Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems, Dallas SPE, Texas (1977).

Tarek Ahmed P.D.: "Reservoir Engineering Handbook", Segunda Edición, Editorial Gulf Professional Publishing, Houston, Texas, 2000.

Whitson, C. H. Y Brule M. R.: "Phase Behavior", Monografía SPE Vol. 20, Richardson, Texas, 2000.

Apéndices

Apéndice A.

Código de la aplicación para obtener las constantes de equilibrio de una mezcla de aceite ligero en un experimento de agotamiento a volumen constante

```
SUB BASHBUSH_ACEITE()
```

```
DIM A, B, I, J AS INTEGER
```

```
DIM T, RO, PMT, PMI, DWSP, P, RLV, Z AS SINGLE
```

```
DIM PM(), C7(), WSPT(), WSPE(), NLT(), NLE(), NT(), ST(), SE(), SAC(), X1(), NGT(), NGE(), X(), K() AS SINGLE
```

```
PMT = 0 'INICIALIZACIÓN DEL VALOR DEL PESO MOLECULAR
```

```
A = WORKSHEETS("HOJA1").RANGE("B2").VALUE 'COMPONENTES
```

```
B = WORKSHEETS("HOJA1").RANGE("E2").VALUE 'ETAPAS
```

```
T = WORKSHEETS("HOJA1").RANGE("H2").VALUE + 459.67 'TEMPERATURA
```

```
RO = VAL(HOJA1.CELLS(2, 11)) 'DENSIDAD
```

```
REDIM PM(A), C7(B), ST(B), SE(A, B), NT(B), NLE(A, B), SAC(A, B), X1(A), NGT(B), NGE(A, B), NLT(B), X(A, B),  
K(A, B)
```

```
FOR I = 1 TO A 'CÁLCULO DE LA MASA MOLAR DE LA MEZCLA DE HIDROCARBUROS
```

```
SELECT CASE I
```

```
CASE 1 TO (A - 1)
```

```
PM(I) = HOJA1.CELLS(16 + I, 2)
```

```
x1(i) = HOJA1.CELLS(16 + i, 3) / 100
```

```
PMI = PM(i) * x1(i)
```

```
PMT = PMT + PMI
```

```
CASE ELSE
```

```
FOR J = 1 TO B
```

```
c7(j) = HOJA1.CELLS(5, 2 + j)
```

```
NEXT J
```

```
x1(i) = HOJA1.CELLS(16 + i, 3) / 100
```

```
PMI = c7(1) * x1(i)
```

```
PMT = PMT + PMI
```

```
END SELECT
```

```
NEXT I
```

'SUPONIENDO UN VOLUMEN UNITARIO, DADO QUE LA MASA MOLAR TIENE UNIDADES DE GRAMO POR MOL Y

'LA DENSIDAD DE GRAMO SOBRE CC, Y N ES M/PM, PUEDE LLEGARSE A UNIDADES DE MOL AL MULTIPLICAR

'M/PM POR V/V (QUE ES LA UNIDAD); POR LO QUE SE TERMINA TENIENDO UNIDADES DE MOLES

```
NT(1) = RO / PMT
```

'AHORA SE HACE UN ANÁLISIS PARA LA MASA EXTRAÍDA VS LA MASA REMANENTE DADO EL PROCESO DE

'EXTRACCIÓN Y CONOCIDO WSP

```
FOR J = 1 TO B
```

```
SELECT CASE J
```

```
CASE 1
```

```
HOJA2.CELLS(6, 2 + J) = NT(1)
```

```
HOJA2.CELLS(7, 2 + J) = 0
```

$$\text{HOJA2.CELLS}(8, 2 + J) = \text{NT}(1)$$

$$\text{HOJA2.CELLS}(10, 2 + J) = 0$$

CASE ELSE

$$\text{DWSP} = \text{VAL}(\text{HOJA1.CELLS}(11, 2 + J)) - \text{VAL}(\text{HOJA1.CELLS}(11, 1 + J))$$

$\text{NT}(J) = \text{NT}(1) * (1 - (\text{VAL}(\text{HOJA1.CELLS}(11, 2 + J)) / 100))$ 'CÁLCULO DE N REMANENTE EN LA CELDA EN LA J-ÉSIMA ETAPA

$$\text{ST}(J) = \text{DWSP} * \text{NT}(1) / 100$$
 'MOLES EXTRAÍDOS TOTALES

'CÁLCULO DE LOS MOLES DE GAS REMANENTES TOTALES EN LA I-ÉSIMA ETAPA

$$P = \text{VAL}(\text{HOJA1.CELLS}(16, 2 + J))$$

$$\text{RLV} = \text{VAL}(\text{HOJA1.CELLS}(12, 2 + J))$$

$$Z = \text{VAL}(\text{HOJA1.CELLS}(7, 2 + J))$$

$$\text{NGT}(J) = P * (1 - (\text{RLV} / 100)) / (10.732 * Z * T)$$

$\text{NLT}(J) = \text{NT}(J) - \text{NGT}(J)$ 'CÁLCULO DE LOS MOLES DE LÍQUIDO REMANENTES EN LA I-ÉSIMA ETAPA

$$\text{HOJA2.CELLS}(6, 2 + J) = \text{NT}(J)$$

$$\text{HOJA2.CELLS}(7, 2 + J) = \text{NGT}(J)$$

$$\text{HOJA2.CELLS}(8, 2 + J) = \text{NLT}(J)$$

$$\text{HOJA2.CELLS}(10, 2 + J) = \text{ST}(J)$$

FOR I = 1 TO A 'BALANCE PARA CADA UNO DE LOS I ELEMENTOS EN LA J-ÉSIMA ETAPA

$$Y = \text{HOJA1.CELLS}(16 + I, 2 + J) / 100$$
 'FRACCIÓN DE GAS REPORTADA

$$\text{NGE}(I, J) = \text{NGT}(J) * Y$$
 'MOLES REPORTADOS POR ELEMENTO

$$\text{SE}(I, J) = \text{ST}(J) * Y$$
 'MOLES EXTRAÍDOS POR ELEMENTO

```
IF J = 2 THEN
SAC(I, J) = SE(I, J)
ELSE
SAC(I, J) = SAC(I, J - 1) + SE(I, J) 'MOLES EXTRAÍDOS ACUMULADOS POR ELEMENTO
END IF
NLE(I, J) = NT(1) * X1(I) - NGE(I, J) - SAC(I, J) 'MOLES DE LÍQUIDO REMANENTES
X(I, J) = NLE(I, J) / NLT(J) 'FRACCIÓN DE LÍQUIDO REMANENTE
K(I, J) = Y / X(I, J) 'CÁLCULO DE LA CONSTANTE DE EQUILIBRIO
HOJA2.CELLS(11 + I, 2 + J) = X(I, J)
HOJA2.CELLS(30 + I, 2 + J) = K(I, J)
NEXT I
END SELECT
NEXT J
FOR J = 1 TO B
NLT(J) = 0
NGT(J) = 0
FOR I = 1 TO A
NLE(I, J) = 0
SAC(I, J) = 0
NEXT I
NEXT J
END SUB
```


Apéndice B.

Código de la aplicación para obtener las constantes de equilibrio de una mezcla de gas en un experimento de agotamiento a volumen constante

```
SUB BASHBUSH_GASCONDENSADO()
```

```
DIM A, B, I, J AS INTEGER
```

```
DIM T, RO, PMT, PMI, DWSP, P, RLV, Z AS SINGLE
```

```
DIM PM(), C7(), WSPT(), WSPE(), NLT(), NLE(), NT(), ST(), SE(), SAC(), X1(), NGT(), NGE(), X(), K() AS SINGLE
```

```
PMT = 0 'INICIALIZACIÓN DEL VALOR DEL PESO MOLECULAR
```

```
A = WORKSHEETS("HOJA1").RANGE("B2").VALUE 'COMPONENTES
```

```
B = WORKSHEETS("HOJA1").RANGE("E2").VALUE 'ETAPAS
```

```
T = WORKSHEETS("HOJA1").RANGE("H2").VALUE + 459.67 'TEMPERATURA
```

```
RO = VAL(HOJA1.CELLS(2, 11)) 'DENSIDAD
```

```
REDIM PM(A), C7(B), ST(B), SE(A, B), NT(B), NLE(A, B), SAC(A, B), X1(A), NGT(B), NGE(A, B), NLT(B), X(A, B),  
K(A, B)
```

```
FOR I = 1 TO A 'CÁLCULO DE LA MASA MOLAR DE LA MEZCLA DE HIDROCARBUROS
```

```
SELECT CASE I
```

```
CASE 1 TO (A - 1)
```

```
PM(I) = HOJA1.CELLS(16 + I, 2)
```

```
Y1(I) = HOJA1.CELLS(16 + I, 3) / 100
```

```
PMI = PM(I) * X1(I)
```

```
PMT = PMT + PMI
```

```

CASE ELSE

  FOR J = 1 TO B

    C7(J) = HOJA1.CELLS(5, 2 + J)

  NEXT J

X1(I) = HOJA1.CELLS(16 + I, 3) / 100

PMI = C7(1) * X1(I)

PMT = PMT + PMI

END SELECT

NEXT I

```

'SUPONIENDO UN VOLUMEN UNITARIO, DADO QUE LA MASA MOLAR TIENE UNIDADES DE GRAMO POR MOL Y
 'LA DENSIDAD DE GRAMO SOBRE CC, Y N ES M/PM, PUEDE LLEGARSE A UNIDADES DE MOL AL MULTIPLICAR
 'M/PM POR V/V (QUE ES LA UNIDAD); POR LO QUE SE TERMINA TENIENDO UNIDADES DE MOLES

NT(1) = RO / PMT

'AHORA SE HACE UN ANÁLISIS PARA LA MASA EXTRAÍDA VS LA MASA REMANENTE DADO EL PROCESO DE
 'EXTRACCIÓN Y CONOCIDO WSP

```

FOR J = 1 TO B

  SELECT CASE J

    CASE 1

      HOJA2.CELLS(6, 2 + J) = NT(1)

      HOJA2.CELLS(7, 2 + J) = 0

      HOJA2.CELLS(8, 2 + J) = NT(1)

      HOJA2.CELLS(10, 2 + J) = 0

    CASE ELSE

```

$$DWSP = VAL(HOJA1.CELLS(11, 2 + J)) - VAL(HOJA1.CELLS(11, 1 + J))$$

NT(J) = NT(1) * (1 - (VAL(HOJA1.CELLS(11, 2 + J)) / 100)) 'CÁLCULO DE N REMANENTE EN LA CELDA EN LA J-ÉSIMA ETAPA

$$ST(J) = DWSP * NT(1) / 100 'MOLES EXTRAÍDOS TOTALES$$

'CÁLCULO DE LOS MOLES DE GAS REMANENTES TOTALES EN LA I-ÉSIMA ETAPA

$$P = VAL(HOJA1.CELLS(16, 2 + J))$$

$$RLV = VAL(HOJA1.CELLS(12, 2 + J))$$

$$Z = VAL(HOJA1.CELLS(7, 2 + J))$$

$$NGT(J) = P * (1 - (RLV / 100)) / (10.732 * z * T)$$

NLT(J) = NT(J) - NGT(J) 'CÁLCULO DE LOS MOLES DE LÍQUIDO REMANENTES EN LA I-ÉSIMA ETAPA

$$HOJA2.CELLS(6, 2 + J) = NT(J)$$

$$HOJA2.CELLS(7, 2 + J) = NGT(J)$$

$$HOJA2.CELLS(8, 2 + J) = NLT(J)$$

$$HOJA2.CELLS(10, 2 + J) = ST(J)$$

FOR I = 1 TO A 'BALANCE PARA CADA UNO DE LOS I ELEMENTOS EN LA J-ÉSIMA ETAPA

$$Y = HOJA1.CELLS(16 + I, 2 + J) / 100 'FRACCIÓN DE GAS REPORTADA$$

$$NGE(I, J) = NGT(J) * Y 'MOLES REPORTADOS POR ELEMENTO$$

$$SE(I, J) = ST(J) * Y 'MOLES EXTRAÍDOS POR ELEMENTO$$

IF J = 2 THEN

$$SAC(I, J) = SE(I, J)$$

ELSE

$$SAC(I, J) = SAC(I, J - 1) + SE(I, J) 'MOLES EXTRAÍDOS ACUMULADOS POR ELEMENTO$$

END IF

$$NLE(I, J) = NT(1) * Y1(I) - NGE(I, J) - SAC(I, J) 'MOLES DE GAS REMANENTES$$

```
Y(I, J) = NLE(I, J) / NLT(J) 'FRACCIÓN DE GAS REMANENTE  
K(I, J) = Y / X(I, J) 'CÁLCULO DE LA CONSTANTE DE EQUILIBRIO  
HOJA2.CELLS(11 + I, 2 + J) = X(I, J)  
HOJA2.CELLS(30 + I, 2 + J) = K(I, J)  
  
NEXT I  
  
END SELECT  
  
NEXT J  
  
FOR J = 1 TO B  
  
NLT(J) = 0  
  
NGT(J) = 0  
  
FOR I = 1 TO A  
  
NLE(I, J) = 0  
  
SAC(I, J) = 0  
  
NEXT I  
  
NEXT J  
  
END SUB
```