

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA  
CURSOS ESPECIALES DE GRADO**



**“ESTUDIO DE LOS DIAGRAMAS DE FASES EN YACIMIENTOS DE GAS  
(SECO, HÚMEDO Y CONDENSADO)”**

**PRESENTADO POR:**

**GUTIÉRREZ JIMÉNEZ MARÍA ALEJANDRA  
NAVAS MACUARE YOLEIDA CELESTINA**

**Trabajo de grado presentado ante la Universidad de Oriente como  
requisito parcial para optar al Título de:**

**INGENIERO QUÍMICO**

Barcelona, Abril de 2011

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA  
CURSOS ESPECIALES DE GRADO**



**“ESTUDIO DE LOS DIAGRAMAS DE FASES EN YACIMIENTOS DE GAS  
(SECO, HÚMEDO Y CONDENSADO)”**

**ASESOR:**

Ing. Petróleo Jairo Uricare  
**Asesor Académico**

Barcelona, Abril de 2011

## **RESOLUCIÓN**

De acuerdo al Artículo 41 del Reglamento de Trabajo de Grado:

“Los Trabajos de Grado son de la exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, el cual lo participará al Consejo Universitario”.

## **DEDICATORIA**

A mis padres Carlos Gutiérrez y Ninozka de Gutiérrez por ser mis mejores amigos y mis maestros, por su apoyo incondicional, por sus consejos y educación, ustedes son mi pilar fundamental en este logro. Este logro es de ustedes y me siento orgullosa de ser su hija.

A mi hermana y a mi hermano mayor para q se sientan orgullosos de mí.

A mis tíos Humberto Reyes y Osmiriam de Reyes, sin su ayuda y apoyo no hubiese logrado esto.

A mi familia, que les sirva de apoyo y motivación a las nuevas generaciones para lograr las metas que se propongan en la vida.

A la memoria de mi hermanito Carlos Alfredo Gutiérrez para que te sientas orgulloso de mi, siempre te llevo en mi corazón. Esto es por ti bebe.

**Gutiérrez María**

## **DEDICATORIA**

A la memoria de mi padre, Efigenio Navas por siempre haber creído en mi y sus palabras que siempre recuerdo “Mi Ingeniero”.

A mis bebes, María José Jiménez Navas y Josué Daniel Jiménez Navas por motivarme cada día con sus sonrisas, los amo!

A mi esposo Julio Cesar Jiménez por siempre creer en mí, Te amo amor!

**Navas Yoleida**

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios y la virgen de Coromoto, por darme fuerzas en los momentos más difíciles y poder seguir adelante.

A mis padres, por su amor, comprensión, apoyo y orientación. Este logro también es de ustedes. Los Amo.

A mi hermana y mi hermano mayor por estar siempre a mi lado y por su apoyo. Los adoro.

A mis tíos Humberto Reyes y Osmiriam de Reyes por abrirnos las puertas de su hogar y brindarnos ese cariño, confianza y apoyo incondicional. Le estaré eternamente agradecida. Los quiero mucho.

A mis amigos con los que he vivido momentos inolvidables, por apoyar a mi familia cuando más lo necesitamos y por estar pendiente de mis viejos mientras yo estaba lejos luchando por esta meta. Les estaré eternamente agradecida a todos. Los quiero mucho.

A mi hermanito Carlos Alfredo que desde el cielo nos cuida y me brinda la fuerza necesaria para seguir adelante. Te recuerdo todos los días y vivirás en mi corazón siempre. Te amo

A mi familia por el apoyo que me han brindado para la realización de este logro.

A mi compañera y al resto de mis compañeros de curso, gracias por el apoyo, este logro también se los debo a ustedes.

A nuestro asesor Jairo Uricare, muchas gracias por su colaboración durante la realización de este trabajo.

Gracias a todas aquellas personas que de una u otra forma colaboraron para que este sueño se realizara.

**Gutiérrez María.**

## **AGRADECIMIENTOS**

A mi Padre Celestial por darme las fuerzas cada día de mi vida para mantenerme en pie en esta constante lucha y poder cumplir este sueño, ser profesional! Gracias Papa Dios!

A mi esposo Julio Cesar Jiménez por su apoyo y constancia incondicional, gracias amor!

A mi madre Carmen Macuare por darme la vida y poder ser la persona que soy ahora, a mis hermanos y familiares por existir en mi vida!

A mi compañera de Áreas de Grado, María A. Gutiérrez por su apoyo incondicional por ser mi amiga, mi hermana... Gracias amiga, agradecida por siempre, que Dios te bendiga!

A la Sra. Osmiriam de Reyes por abrirme las puertas de su casa para poder lograr mi meta propuesta en estos largos meses. Muchas Gracias!

A la Sra. Iraida por su apoyo incondicional, su amor y cuidado hacia mis hijos durante mi ausencia, gracias mil gracias!

A mis profesores de Áreas de Grado por sus conocimientos impartidos para mi desempeño personal y profesional, gracias!

A la Universidad De Oriente por permitirme realizar una meta de mi vida, ser proporcional.

A mis compañeros de Áreas de Grado por sus consejos y palabras de alientos en algún momento que me motivaron a seguir, gracias amigos!

**Navas Yoleida**

## RESUMEN

En el presente trabajo se estudia el comportamiento de fases a través de la construcción de los diferentes diagramas de fases de los yacimientos de gas (gas seco, gas húmedo y gas condensado), mediante una revisión bibliográfica que permite conocer cualitativamente los diferentes aspectos que inciden en el comportamiento de fases como son los factores físicos y las propiedades características de cada fluido en estudio; propiedades que determinan la caracterización de los yacimientos de gas de acuerdo a los fluidos que contiene. Debido a esto y considerando su importancia surgió la necesidad de generar un diagrama de fases a partir de los datos suministrados por una prueba PVT, tomando en cuenta los valores de presión y temperatura del yacimiento, así como la composición molar de cada uno de los compuestos presentes en el fluido, a través del simulador Hysys 3.2, se seleccionó la ecuación de estado a utilizarse la cual fue la de Peng – Robinson y con la herramienta “Envelope Utility” que ofrece el simulador, inmediatamente éste arrojó la envolvente de fases que permitió describir el comportamiento que lleva el fluido en el yacimiento en estudio, y así poder determinar qué tipo de yacimiento se está tratando, dando como resultado un yacimiento de gas condensado, también se determinó la utilidad que ésta ofrece para describir la situación del fluido en estudio y así poder establecer las ventajas que los diagramas de fases pueden ofrecer como una herramienta inequívoca en la determinación del estado en que se encuentra el fluido en el yacimiento y en la observación de su comportamiento al variar las condiciones de presión y temperatura, y así en el campo de la ingeniería permite detectar y predecir problemas operacionales y realizar diseños de producción más efectivos.

## TABLA DE CONTENIDO

RESOLUCIÓN .....	iii
DEDICATORIA .....	iv
AGRADECIMIENTOS.....	vi
RESUMEN.....	viii
TABLA DE CONTENIDO .....	xi
CAPITULO I.....	1
INTRODUCCIÓN .....	1
1.1 Introducción.....	1
1.2 Planteamiento del problema.....	2
1.3 Objetivos .....	4
1.3.1 Objetivo General.....	4
1.3.2 Objetivos Específicos.....	4
CAPITULO II.....	5
MARCO TEÓRICO .....	5
2.1 Antecedentes .....	5
2.2 Marco teórico.....	6
2.2.1 Concepto básicos. ....	6
2.2.1.1 Fase .....	6
2.2.1.2 Interface .....	7
2.2.1.3 Equilibrio .....	7
2.2.1.4 Fluido .....	7
2.2.1.5 Líquido .....	7
2.2.1.6 Gas.....	7
2.2.1.7 Sistema .....	8
2.2.2 Diagrama de fase.....	8
2.2.2.1 Sistema de un componente.....	9

2.2.2.2 Sistema de dos componentes o binario .....	11
2.2.2.3 Sistema de tres componentes .....	12
2.2.2.4 Sistemas de multicomponentes.....	14
2.2.3 Puntos encontrados en un diagrama de fase .....	17
2.2.3.1 Punto de rocío .....	17
2.2.3.2 Punto de burbuja.....	18
2.2.3.3 Presión de burbuja .....	18
2.2.3.4 Temperatura de burbuja.....	18
2.2.3.5 Vapor saturado.....	18
2.2.3.6 Líquido saturado.....	19
2.2.3.7 Temperatura de saturación .....	19
2.2.3.8 Punto crítico .....	19
2.2.3.9 Curva del punto de rocío .....	19
2.2.3.10 Curva del punto de burbuja.....	20
2.2.3.11 Temperatura cricondentérmica.....	20
2.2.3.12 Presión cricondembárica.....	20
2.2.3.13 Condensación retrógrada.....	20
2.2.3.14 Región retrógrada .....	22
2.2.3.15 Vaporización retrógrada .....	22
2.2.3.16 Presión de rocío retrógrada.....	22
2.2.4 Yacimiento .....	25
2.2.5 Fluidos presentes en un yacimiento .....	25
2.2.5.1 Gas seco .....	25
2.2.5.2 Gas húmedo.....	25
2.2.5.3 Gas condensado .....	25
2.2.6 Como obtener un diagrama de fase .....	26
2.2.7 Pruebas PVT .....	26
2.2.7.1 Importancia de un análisis PVT.....	27
2.2.7.2 Cuando tomar las muestras .....	28

2.2.7.3 Condiciones para obtener una muestra representativa.....	28
2.2.7.4 Acondicionamiento del pozo de prueba para el muestreo.....	30
2.2.7.5 Número de muestras.....	31
2.2.7.6 Tipos de muestreo.....	31
2.2.7.6.1 Muestra de superficie (recombinadas de separador).....	32
2.2.7.6.2 Muestras de cabezal.....	33
2.2.7.6.3 Muestras de fondo.....	34
2.2.7.7 Procedimiento de las pruebas PVT.....	35
2.2.7.7.1 Recombinación.....	35
2.2.7.7.2 Composición.....	35
2.2.7.7.3 Pruebas CCE (Expansión a Composición Constante).....	36
2.2.7.7.4 Prueba CVD (Agotamiento a Volumen Constante).....	37
2.2.7.7.5 Prueba de separadores.....	38
2.2.7.8 Información obtenible de las pruebas PVT.....	38
2.2.7.9 Validación de las pruebas PVT.....	39
2.2.7.9.1 Representatividad de las muestras.....	40
2.2.7.9.2 Consistencia de los resultados.....	41
2.2.8 Procedimiento para construir un diagrama de fases.....	42
CAPITULO III.....	48
MARCO METODOLÓGICO.....	48
3.1 Tipo de investigación.....	48
3.2 Etapas del proyecto.....	48
3.2.1 Etapa 1: Descripción de los factores físicos que gobiernan el comportamiento de fases.....	48
3.2.2 Etapa 2: Identificación de las propiedades que caracterizan un fluido en los diferentes diagramas de fases.....	48
3.2.3 Etapa 3: Caracterización de los yacimientos de gas de acuerdo a los fluidos que contiene.....	49

3.2.4 Etapa 4: Establecer las ventajas del uso de los diagramas de fases en los yacimientos de gas.....	49
3.3 Técnicas y herramientas a utilizar.....	49
CAPITULO IV.....	50
DESARROLLO DE LA MONOGRAFÍA.....	50
4.1 Describir los factores físicos que gobiernan el comportamiento de fase.....	50
4.2 Identificar las propiedades que caracterizan un fluido en los diferentes diagramas de fases.....	51
4.2.1 Presión de burbujeo.....	51
4.2.2 Presión de rocío.....	51
4.2.3 Relación gas – petróleo o condensado.....	53
4.2.4 Gravedad API.....	53
4.2.5 Factor volumétrico.....	54
4.2.6 Composición del fluido original en el yacimiento.....	55
4.3 Caracterizar los yacimientos de gas de acuerdo a los fluidos que contiene.....	55
4.3.1 Yacimiento de gas seco.....	55
4.3.2 Yacimiento de gas húmedo.....	57
4.3.3 Yacimientos de gas condensado.....	58
4.4 Establecer las ventajas del uso de los diagramas de fases en los yacimientos de gas.....	62
4.5 Construcción de un diagrama de fases empleando una herramienta del simulador de procesos Hysys 3.2.....	63
4.6 CONCLUSIONES.....	71
4.7 RECOMENDACIONES.....	72
BIBLIOGRAFÍA.....	73
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:.....	74

# CAPITULO I

## INTRODUCCIÓN

### 1.1 Introducción

El gas natural proveniente de los yacimientos no tiene una composición o mezcla que se pueda tomar para generalizar la composición de éste, cada gas tiene su propia composición, de hecho dos pozos de un mismo yacimiento pueden tener una composición diferente entre sí. También la composición del gas varía conforme el yacimiento va siendo explotado, es por eso que se deberá hacer un análisis periódico al gas que es extraído, para adecuar los equipos de explotación y producción a la nueva composición y evitar problemas operacionales. De igual manera el gas que es extraído del yacimiento presenta un comportamiento cualitativo el cual puede ser estudiado a través de los diagramas de fases para determinar el estado del sistema a determinadas condiciones de presión y temperatura, es decir, si existe en fase líquida, gaseosa o una mezcla de ellas.

El estudio de los diagramas de fases en los yacimientos de gas son de gran utilidad en el negocio del gas natural debido que proporcionan información valiosa en el comportamiento que tiene el fluido, para establecer que proceso sería más recomendable aplicarle dependiendo del estado en que se encuentra, que contribuyan al bienestar y desarrollo de las poblaciones en lo que respecta a nivel industrial, doméstico y comercial.

En la presente monografía se estudiarán los diagramas de fases en yacimientos de gas seco, gas húmedo y gas condensado, determinando el

estado en que se encuentra la mezcla en el yacimiento y clasificarlo utilizando criterios termodinámicos de fases que se presentan en el capítulo 1 del libro de Gonzalo Rojas. Partiendo del comportamiento de una mezcla de hidrocarburos en el depósito del subsuelo y a condiciones de superficie, según lo establecido en el libro de Marcías Martínez. De igual forma se establecerán las ventajas que ofrece el uso de los diagramas de fase en cada uno de los yacimientos de gas apoyados en el estudio del comportamiento de fases del gas natural realizado por Martínez J. y Machuca Y.

## **1.2 Planteamiento del problema**

La caracterización de fluidos tiene como objetivo principal la identificación del tipo de fluido presente en los yacimientos, a través de la determinación de algunas propiedades que de acuerdo a ciertos rangos de valores permite compararlas con una clasificación preestablecida. El tipo de fluido es un factor determinante en muchas de las decisiones que se toman al observar el yacimiento de gas, puesto que podemos contar con yacimientos de gas seco, gas húmedo y gas condensado. Que debido a sus especificaciones nos conllevan a la construcción de diagramas de fases donde se refleja el comportamiento de la mezcla de hidrocarburos que se encuentra dentro de los diferentes yacimientos de gas.

Los ingenieros al utilizar los métodos gráficos para diseñar, experimentan un mayor entendimiento del proceso en el cual están inmersos, y además, trabajan con mayor efectividad cuando conocen la composición del gas que se va a procesar, y como dicha composición afecta el comportamiento de su envolvente de fase, cuya interpretación es crítica para todos los aspectos del procesamiento del gas. El comportamiento presión –

temperatura de una mezcla de hidrocarburos es compleja y una materia difícil, por lo cual se hace necesario que el ingeniero conozca con detalle todos los aspectos y parámetros que inciden sobre este comportamiento. Por medio de la envolvente de fase se muestra las condiciones bajo las cuales algunas mezclas existen como vapor, líquido, una mezcla de ambos o un fluido supercrítico.

Debido a lo expuesto anteriormente, y considerando su importancia, surge la necesidad de generar los diagramas de fases en yacimientos de gas a partir de datos suministrados por pruebas PVT tomando en cuenta los valores de presión y temperatura del yacimiento, así como el peso molecular de cada uno de los compuestos presentes en el fluido, para determinar la aplicación de este comportamiento y predecir problemas operacionales y realizar diseños de producción más efectivos.

### **1.3 Objetivos**

#### **1.3.1 Objetivo General**

Estudiar los diagramas de fases en yacimientos de gas (seco, húmedo y condensado).

#### **1.3.2 Objetivos Específicos**

1. Describir los factores físicos que gobiernan el comportamiento de fases (presión, atracción molecular, energía cinética y repulsión molecular).
2. Identificar las propiedades que caracterizan un fluido en los diferentes diagramas de fases.
3. Caracterizar los yacimientos de gas de acuerdo a los fluidos que contiene.
4. Establecer las ventajas del uso de los diagramas de fases en los yacimientos de gas.

## **CAPITULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **2.1 Antecedentes**

En 1994, Martínez, Marcías J. Se basó en que el estado de una mezcla de hidrocarburos a condiciones de superficie depende de la composición de la misma en el depósito del subsuelo. A su vez, la composición del fluido que permanece en el yacimiento, sufre cambios debido a los hidrocarburos producidos; además, la reducción de presión en el yacimiento, trae como consecuencia la variación en las proporciones de gas y líquido existentes en el mismo. El conocimiento de las propiedades físicas de tales mezclas de hidrocarburos, es indispensable para evaluar, en términos de volúmenes de líquido y gas, en condiciones normales, lo que produce una unidad de fluido del yacimiento.

Gonzalo Rojas. Representa en el capítulo 1 un análisis de la evolución de los fluidos contenidos en yacimientos de hidrocarburos tomando como base el comportamiento termodinámico de fases y parámetros de caracterización fundamentales como la relación gas – líquido (petróleo o condensado), gravedad API y color del líquido del tanque. Tomando en cuenta que a mayor profundidad de los yacimientos las mezclas de hidrocarburos se encuentran en fase líquida cerca del punto crítico (crudos volátiles de alto encogimiento) o en fase gaseosa (gas condensado, gas húmedo o gas seco). Los fluidos obtenidos en superficie de estos yacimientos, son el resultado de cambios termodinámicos que sufre la

mezcla original de hidrocarburos en su trayectoria desde el yacimiento (alta P y T) hasta el sistema de separación en superficie (baja P y T).

En 2008, Martínez J. y Machuca Y. Estudiaron el comportamiento de fases del gas natural y sus aplicaciones, apoyados en la envolvente de fase, de la cual se describió de forma cualitativa y cuantitativa su comportamiento, haciendo énfasis en el conocimiento de las características que dicha envolvente de fases presenta cuando ésta se ve afectada en casos puntuales como: composición del gas, fracción  $C_{6+}$  y las impurezas. También determinaron la aplicación de la envolvente de fases, explicando casos puntuales observados en diferentes puntos del proceso de producción del gas natural, y procedieron a determinar la utilidad de la envolvente de fase para describir la situación en cada caso.

## **2.2 Marco teórico**

### **2.2.1 Concepto básicos.**

#### **2.2.1.1 Fase**

Una fase se define como un estado de la materia completamente homogéneo y uniforme, también se dice que una es un cuerpo de material homogéneo diferente en sus propiedades a los demás componentes que la rodean.

### **2.2.1.2 Interface**

Una interface se refiere a la superficie de contacto entre dos fases, una interface es también una línea fronteriza entre dos fases, y la interface está representada por una línea envolvente.

### **2.2.1.3 Equilibrio**

Se considera que un sistema está en equilibrio, cuando las propiedades intensivas permanecen constantes con el tiempo y debe suceder bajo las condiciones a las que existe dicho sistema.

### **2.2.1.4 Fluido**

Se llamará fluido a cualquier sustancia que se pueda hacer escurrir mediante una aplicación apropiada de fuerzas. En términos generales, se pueden clasificar en líquidos y gases.

### **2.2.1.5 Líquido**

El líquido es un estado de agregación de la materia en forma de fluido altamente incompresible (lo que significa que su volumen es, muy aproximadamente, constante en condiciones de temperatura y presión moderadas).

### **2.2.1.6 Gas**

Se denomina gas al estado de agregación de la materia en el que las sustancias no tienen forma ni volumen propio, adoptando el de los

recipientes que las contiene. Las moléculas que constituyen a un gas casi no son atraídas unas por otras, por lo que se mueven en el vacío a gran velocidad y muy separadas unas de otras.

### **2.2.1.7 Sistema**

Cuerpo de materia con límites finitos (definidos) que puede considerarse, si se desea, aislado del medio que lo rodea. Representa el material bajo la consideración para un proceso dado.

### **2.2.2 Diagrama de fase**

Estos diagramas son de gran importancia para estudiar el comportamiento cualitativo y cuantitativo de los sistemas de hidrocarburos, ya que a través de ellos es posible conocer el estado de un fluido a determinadas condiciones de presión y temperatura. Los diagramas de fases permiten deducir si hay una o más fases en equilibrio a determinadas condiciones operacionales.

Por definición se dice que los diagramas de fases son representaciones gráficas de las fases que están presentes en un sistema a varias temperaturas, presiones y composiciones.

Es normal que los ingenieros se dediquen a estudiar el comportamiento de los fluidos que se emplean en la industria de los hidrocarburos. El usuario debe predecir cómo reacciona una mezcla de hidrocarburos a determinadas condiciones de presión y temperatura y conocer por anticipado la cantidad y la composición del fluido que se va a separar. No obstante, cuanto más se estudia el comportamiento del gas y de los líquidos que de él se derivan, más

importante es el conocimiento anticipado de cómo habrá de comportarse la mezcla en el momento en que se inicie la operación del proceso que se está evaluando a través del diagrama de fases

### 2.2.2.1 Sistema de un componente

Estos son sistemas conformados por un solo componente, lo que vendría ser una sustancia pura, y la cual dependiendo de los valores de temperatura y presión puede estar en estado sólido, líquido o gas.

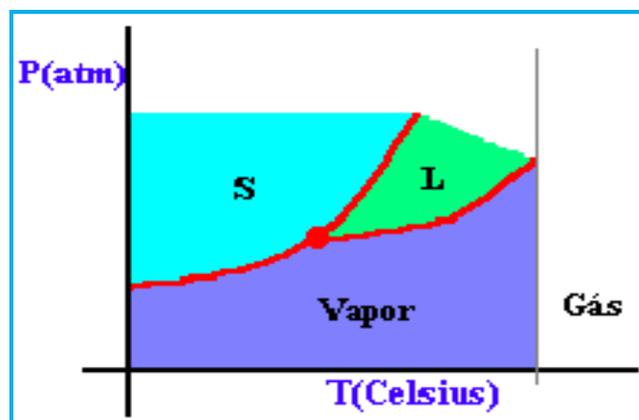
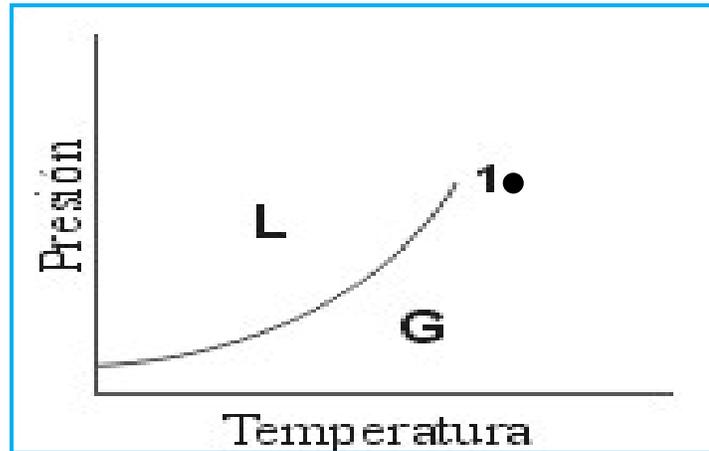


Figura 2.1. Diagrama de fases Monocomponente.

En la figura 2.1. Se observa la presencia del estado sólido, líquido y gas. Al analizar la gráfica se puede deducir que entre la fase sólida y líquida se encuentra la curva de fusión, mientras que entre la fase líquido y gas (vapor) se encuentra la curva de vaporización. Por lo tanto sería lógico encontrar entre la fase sólido y vapor la curva de sublimación. Pero al aplicar los diagramas de fases a hidrocarburos, difícilmente se encontrará la fase sólida. En la figura 2.2, se muestra un diagrama de fases típico para equilibrios líquido – vapor de un sistema monocomponente puro, en base a

las variables de presión y temperatura. Estos diagramas muy rara vez se utilizan en petróleo, son aplicables en hidrocarburos puros.



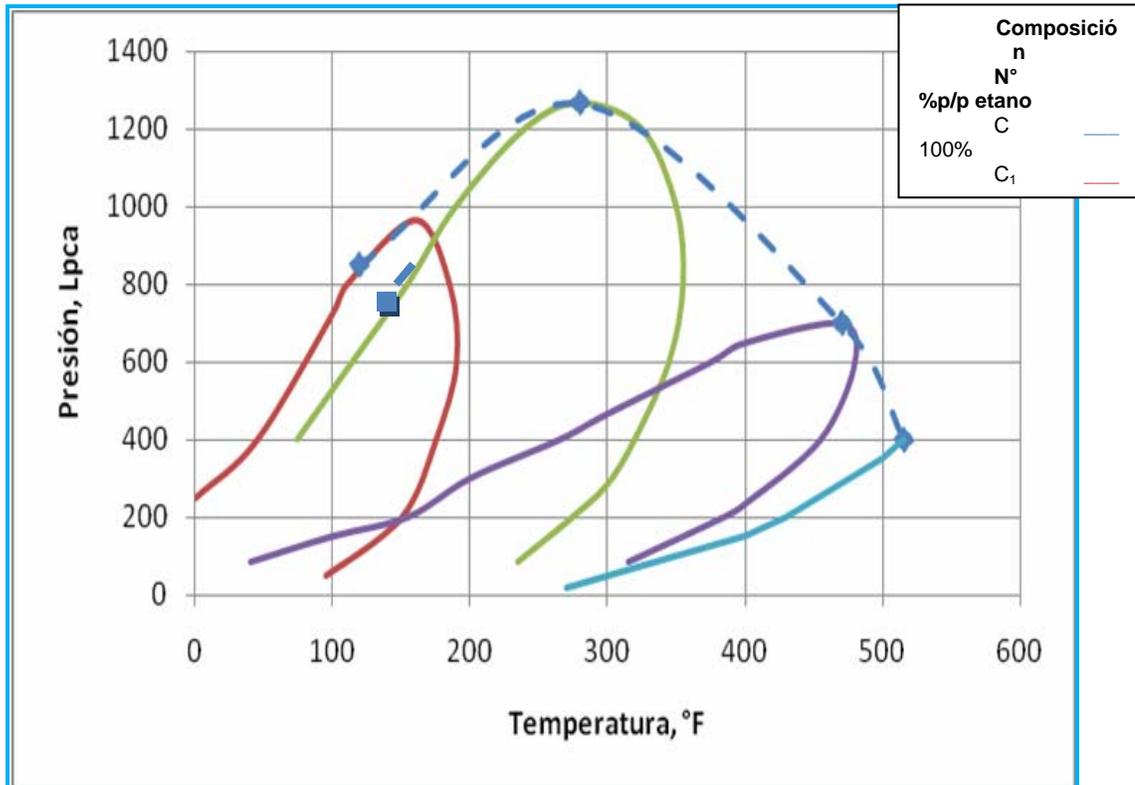
**Figura 2.2. Diagrama de fase presión – temperatura.**

La curva que termina en el punto 1, es la que une los puntos de presión y temperatura en los que pueden coexistir la fase líquida y la fase gaseosa. Este punto corresponde al punto crítico del sistema. La zona de la gráfica identificada por L, representa el área, donde el componente se encuentra en fase líquida. Mientras que G, representa el área, donde el componente se encuentra en fase gaseosa. La línea representa un estado donde termina o comienza el cambio de fase, denominada estado de saturación. El término temperatura de saturación designa la temperatura a la que el cambio de fase tiene lugar para una presión determinada, llamada presión de saturación a dicha temperatura. Como resulta evidente en un diagrama de fase, para cada presión de saturación hay una única temperatura de saturación, y viceversa.

### 2.2.2.2 Sistema de dos componentes o binario

Un diagrama de fase binario muestra las fases formadas para diferentes muestras de dos elementos en un rango de temperatura. Estos diagramas tienen un mayor grado de complejidad que los monocomponentes, en vista que se ha agregado una nueva variable que es la composición. La teoría indica que los diagramas de fases presión y temperatura, quizás sean los de mayor importancia para los hidrocarburos.

En la figura 2.3, se representa un diagrama de fase para diferentes mezclas conformadas por etano ( $C_2$ ) y heptano ( $C_7$ ). Se observa que la temperatura crítica de la mezcla se encuentra entre la temperatura crítica del componente más liviano y el más pesado. Mientras que la presión crítica de la mezcla debe ser mayor que la presión crítica de cualquiera de los componentes de la mezcla.



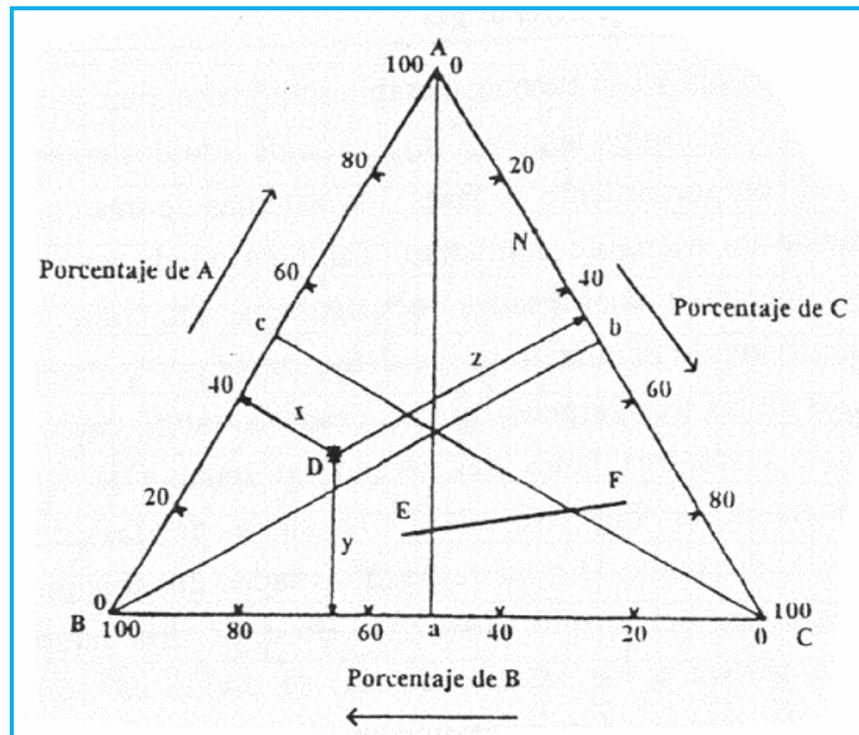
**Figura 2.3. Diagrama de presión – temperatura para el sistema (C<sub>2</sub> - C<sub>7</sub>)**

En la figura 2.3, se observa, que la línea de la izquierda del diagrama y que termina en el punto crítico (C), esta es la curva de la presión de vapor para el etano puro. Mientras que la línea a la derecha del diagrama y que termina también en el punto crítico, es la presión de vapor del heptano normal puro.

### 2.2.2.3 Sistema de tres componentes

La representación de los diagramas de fases para estos sistemas, por lo general se hace a través de los diagramas triangulares, y para facilitar la discusión de los mismos se consideran sistemas de hidrocarburos en estado

líquido. En la figura 2.4, se representa un diagrama de fase para un sistema de tres componentes.



**Figura 2.4. Características de un diagrama triangular**

En la figura 2.4, se observa que la suma de las distancias perpendiculares ( $X + Y + Z$ ) del punto D a los respectivos lados del triángulo BA, BC y AC, es igual a la altura del mismo. Por tanto, si las perpendiculares de cada vértice a los lados opuestos, se dividen en 100 partes iguales, donde el vértice representa el 100% de los componentes puros (A, B y C). Un lado del triángulo representa mezcla de los dos situados en los extremo del lados. Por ejemplo el punto N ubicado en el lado AC, representa una mezcla conformada por 30% del componente A y 70% por el componente C. El punto D de la misma figura, representa una mezcla conformada por 20% del componente C, 30% del componente A y 50% del componente B. Una

propiedad importante de los diagramas triangulares está relacionada con la mezcla de dos sistemas compuestos a su vez por la mezcla de dos compuestos puros.

La aplicabilidad de estos diagramas es que permiten describir el comportamiento de fases de un sistema de hidrocarburos, donde uno de los componente es un gas, otro es un hidrocarburo pesado y un tercero es un hidrocarburo intermedio. También son de utilidad en el proceso de desplazamiento miscible en proyecto de recuperación secundaria por inyección de gas.

#### **2.2.2.4 Sistemas de multicomponentes**

Estos diagramas son los que realmente representan las condiciones de los hidrocarburos, tanto de petróleo como de gas. El comportamiento de estos sistemas dependerá fundamentalmente de la composición y de las propiedades de los componentes en forma individual. La mejor forma de observar los cambios de fases de las mezclas de hidrocarburos que se presentan en los yacimientos de petróleo y gas o condensado es a través de un diagrama de fase de presión y temperatura. Estos son válidos, en vista que los sistemas de hidrocarburos encontrados en los yacimientos de petróleo y gas, están compuestos por una gran variedad de componentes, que incluyen no sólo una gran variedad de hidrocarburos, sino que hay otros elementos, que reciben el nombre de impurezas. Además, hay que tener en cuenta, que el comportamiento de fases de los sistemas multicomponentes de hidrocarburos, dependen fundamentalmente de la composición y las propiedades físicas y químicas, y del comportamiento individual. En la figura 2.5, se presenta un diagrama P-T para una mezcla multicomponente de hidrocarburos.

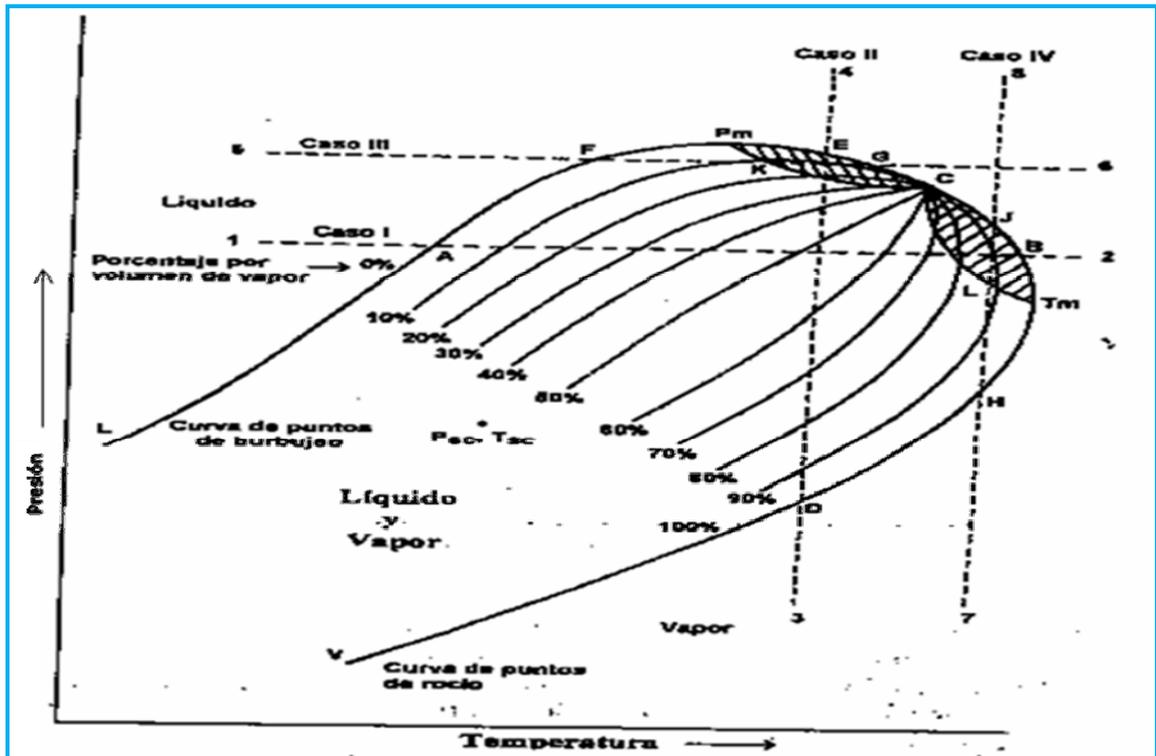


Figura 2.5. Diagrama P-T para un sistema multicomponentes

En la figura 2.5, se observa la curva envolvente de la región de dos fases, donde se presentan valores máximos de presión y temperatura, no coincidente con el punto crítico. La presión máxima ocurre en  $P_m$  llamada presión cricondembárica y la temperatura máxima ocurre en  $T_m$  llamada temperatura cricondentérmica. Esta región de dos fases está encerrada por una curva envolvente  $L P_m - C - T_m V$ , formada por la curva de puntos de burbujeo,  $L P_m - C$  y la curva de puntos de rocío,  $C - T_m V$ , unidas en el punto crítico,  $C$ .

Considérese líneas a igual presión (isobáricos) o de igual temperatura (isotérmica) que cruzan el diagrama. Para el caso I, la línea isobárica entre los puntos 1 y 2, cruza la curva de puntos de burbujeo en A y la curva de

puntos de rocío en B. Esta línea ilustra vaporización o condensación a presión constante. Entre 1 y A la mezcla no cambia de estado, solo la densidad disminuye al aumentar la temperatura. En A comienza la vaporización (punto de burbujeo) y al aumentar la temperatura, el líquido disminuye y el vapor aumenta hasta llegar a B donde todo el sistema es vapor. Entre B y 2, el vapor se sobrecalienta. Si se considera el sistema en sentido inverso entre el punto 2 y B, el vapor no cambia de estado y permanece homogéneo, excepto que la densidad aumenta al disminuir la temperatura. En B comienza la condensación (punto de rocío). A medida que disminuye la temperatura, aumenta la condensación hasta llegar donde el sistema es todo líquido.

En el caso II, entre los puntos 3 y 4, indica una línea isotérmica. Entre 3 y D, el sistema es vapor homogéneo y solo aumenta la densidad con aumento de presión. Por aumento posterior de presión, entre D y E, ocurre la condensación del sistema. Entre E y 4, el sistema es líquido homogéneo y solo aumenta la densidad con aumento de presión.

En el caso III, la línea entre los puntos 5 y 6, que cruza dos veces la curva de puntos de burbujeo, sin cruzar la curva de puntos de rocío describe una línea isobárica (cricondembárico) a presión mayor que la crítica. Esta línea está a una presión intermedia entre  $P_c$  y  $P_m$  y cruza la curva de punto de burbujeo en F y G. Por tanto, bien sea que la temperatura aumente o disminuya, en el punto inicial de intercepción con la curva de puntos de burbujeo (F o G) del sistema, es líquido homogéneo y coincide con el comienzo de la vaporización, no importa el camino seguido. Tan pronto como la temperatura aumente o disminuya y corte el segundo punto en la curva de burbujeo (G o F) sin cruzar la curva de rocío, el sistema estará de nuevo en la misma fase líquida que cuando cortó inicialmente la curva de burbujeo. Es

evidente entonces, que la vaporización incremento de cero, paso por un máximo y disminuyó de nuevo al cruzar por segunda vez la curva de burbujeo. Por tanto, entre F y G estará un punto de vaporización máxima y G indica, bien sea condensación (con aumento de temperatura) o vaporización (con disminución de temperatura) de acuerdo a la dirección seguida. Este comportamiento se le denomina vaporización retrógrada isobárica.

En el caso IV, la línea isotérmica 7 y 8 está en una temperatura intermedia entre  $T_c$  y  $T_m$  y cruza la curva de rocío en los puntos H y J sin cruzar la curva de burbujeo, dando lugar a un comportamiento de condensación y vaporización. Ya que este caso está relacionado con la curva de rocío, se le denomina a este comportamiento como condensación retrógrada isotérmica.

El área marcada con líneas oblicuas se denomina región retrógrada o sea al área donde ocurre vaporización o condensación en forma inversa al comportamiento convencional; es decir, vaporización retrógrada, por lo cual se forma vapor al disminuir isotérmicamente la presión (línea LJ8) o aumenta isobáricamente la temperatura (línea KG6).

## **2.2.3 Puntos encontrados en un diagrama de fase**

### **2.2.3.1 Punto de rocío**

Es el punto (P y T únicas para una mezcla con una composición determinada) para el cual en el seno de la fase vapor aparece la primera gota de condensado (líquido) enriquecido en los componentes más pesados y a partir del cual comienza la condensación de la mezcla.

### **2.2.3.2 Punto de burbuja**

Es el punto (P y T únicas para una mezcla con una composición determinada) para el cual en el seno de la fase líquida aparece la primera burbuja de vapor enriquecida en los componentes más volátiles, y a partir del cual comienza la ebullición de la mezcla.

### **2.2.3.3 Presión de burbuja**

La presión de burbujeo también conocida como presión de saturación es la presión a la cual el crudo líquido libera la primera burbuja de gas previamente disuelto en él. Se denota como  $P_b$ .

### **2.2.3.4 Temperatura de burbuja**

La temperatura de burbujeo es la temperatura a la cual se libera la primera burbuja de gas en el crudo líquido. Se denota como  $T_b$ .

### **2.2.3.5 Vapor saturado**

Corresponde al vapor en equilibrio con un líquido a una presión y temperatura dada. El vapor saturado es el estado de vapor correspondiente al punto de rocío.

### **2.2.3.6 Líquido saturado**

Corresponde a un líquido en equilibrio con su vapor a una presión y temperatura dada. Si la sustancia es pura, el líquido saturado representa al estado del líquido correspondiente al punto de burbuja.

### **2.2.3.7 Temperatura de saturación**

Designa la temperatura a la que el cambio de fase tiene lugar para una presión determinada, llamada presión de saturación a dicha temperatura. Como resulta evidente en un diagrama de fase, para cada presión de saturación hay una única temperatura de saturación y viceversa.

### **2.2.3.8 Punto crítico**

Este punto se define como el lugar donde convergen las curvas de burbujeo y de rocío, es también el punto donde las propiedades intensivas de las fases, tales como la densidad, viscosidad, entalpía y entropía son idénticas, y es también donde el cambio de fases ocurre sin calor latente.

### **2.2.3.9 Curva del punto de rocío**

Corresponde al lugar geométrico de los puntos de presión y temperatura a las cuales se forma la primera gota de líquido, lo que indica que un sistema está pasando a la región bifásica. Esta curva por lo común se conoce como curva de rocío.

### **2.2.3.10 Curva del punto de burbuja**

Representa el lugar geométrico de los puntos de presión y temperatura a las cuales se forma la primera burbuja de vapor indicando que el sistema ha pasado a la región bifásica. Esta curva por lo común se conoce como la curva de burbuja.

### **2.2.3.11 Temperatura cricondentérmica**

Es la máxima temperatura a la cual coexisten en equilibrio sistemas vapor y líquido. Proceso que por lo general ocurre a una temperatura mayor a la temperatura crítica.

### **2.2.3.12 Presión cricondembárica**

Es la máxima presión a la cual coexisten en equilibrio sistemas vapor y líquido.

### **2.2.3.13 Condensación retrógrada**

Algunas mezclas de hidrocarburos existen naturalmente a una temperatura entre la crítica y la cricondentérmica como se observa en la figura 2.6 (isoterma ABD). A la presión del punto A, la mezcla se encuentra en fase gaseosa y al disminuir la presión isotérmicamente se alcanza el punto de rocío. Dentro del área rayada la disminución de presión produce condensación de parte de la mezcla. A este fenómeno se le llama condensación retrógrada isotérmica, para diferenciarlo de la condensación isotérmica normal que ocurre por aumento de presión. La zona de condensación retrógrada está delimitada por los puntos de máxima

temperatura de las líneas de isocalidad. Por debajo de la zona retrógrada, la disminución de presión produce vaporización del condensado retrógrado hasta que se alcanza nuevamente la curva de rocío. A temperaturas entre la crítica y la cricondentérmica se observan dos presiones de rocío: retrógrada y normal. Siguiendo la línea de agotamiento ABD, a la presión de rocío retrógrada (B) la cantidad infinitesimal de líquido se forma por un cambio de fase de gas a líquido y a la presión de rocío normal (D), por un cambio de fase de líquido a gas.

La condensación retrógrada es causada por las fuerzas que actúan sobre las moléculas de diferentes tamaños y dependen del balance de esas fuerzas. Cuando la presión disminuye por debajo de la presión de rocío, las fuerzas de atracción entre las moléculas livianas y pesadas disminuyen, debido a que las moléculas livianas se apartan mucho de las moléculas pesadas. Cuando esto ocurre, la atracción entre las moléculas de los componentes pesados se hace más efectiva produciendo su condensación. Mayor reducción de presión permite a las moléculas de componentes pesados su normal vaporización hasta alcanzar nuevamente el punto de rocío (completa vaporización del condensado retrógrado) a presiones de vacío.

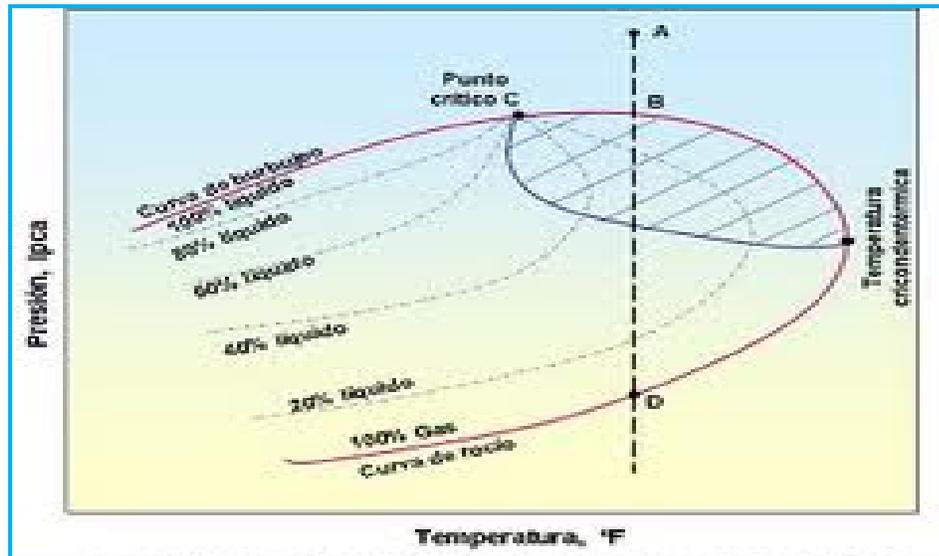


Figura 2.6. Diagrama de fases generalizado de un gas condensado.

#### 2.2.3.14 Región retrógrada

Es cualquier región, en un diagrama de fase presión – temperatura de un sistema, donde se produce condensación o vaporización en sentido inverso a lo que normalmente ocurre, es decir, donde existe comportamiento retrógrado.

#### 2.2.3.15 Vaporización retrógrada

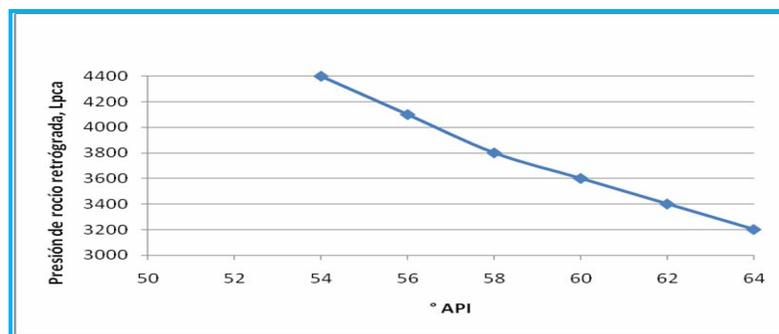
Es la formación de vapor (vaporización) en un sistema, debido a la disminución de presión a temperatura constante.

#### 2.2.3.16 Presión de rocío retrógrada

La curva de rocío retrógrada de la figura 6, es típica para un gas condensado. La importancia del conocimiento de la presión de rocío

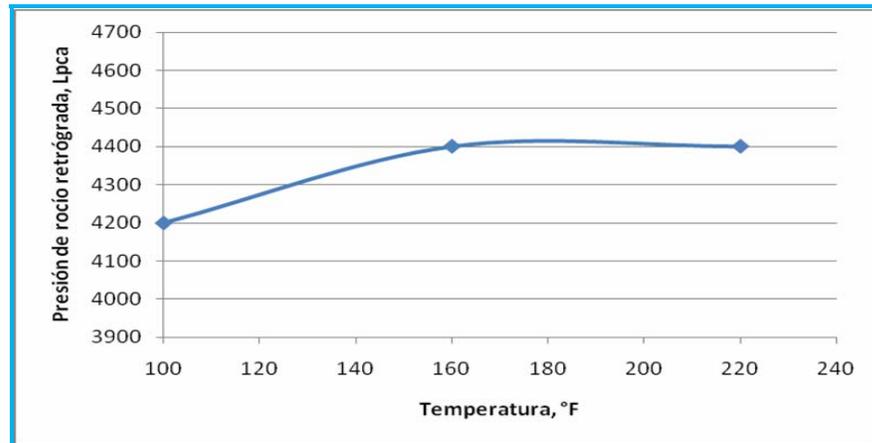
retrógrada reside en que a presiones por debajo de ella empieza a ocurrir la condensación retrógrada del líquido.

Los factores que afectan en mayor grado a la presión de rocío retrógrada son: temperatura del yacimiento y composición de la mezcla que se puede caracterizar a través de la RGC y la gravedad API del condensado.



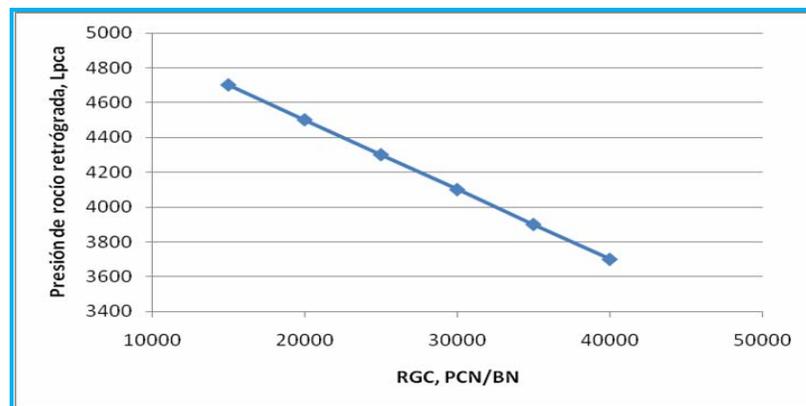
**Figura 2.7. Efecto de la gravedad API sobre la presión de rocío retrógrada.**

En la figura 2.7. Se puede observar que a medida que incrementa la gravedad API del condensado va disminuyendo la Presión de rocío retrógrada.



**Figura 2.8. Efecto de la Temperatura sobre la Presión de rocío retrógrada.**

En la figura 2.8. Se observa que a medida que incrementa la Temperatura del yacimiento aumenta la Presión de rocío retrógrada.



**Figura 2.9. Efecto de la Relación gas – condensado sobre la Presión de rocío retrógrada**

En la figura 2.9. Se puede observar que a medida que incrementa la composición de la mezcla, la cual se puede caracterizar como la relación de gas – condensado (RGC), disminuye la Presión de rocío retrógrada.

## **2.2.4 Yacimiento**

Un yacimiento es un ente o unidad física, limitado subterráneamente y conectado hidráulicamente, capaz de almacenar fluidos. En términos generales se puede decir que un yacimiento, es una acumulación natural de hidrocarburos, entrampada, preferiblemente en rocas sedimentarias y limitada por barreras estructurales y/o estratigráficas; caracterizado por ser poroso en cuyo espacio intergranular se encuentran depositados los hidrocarburos.

## **2.2.5 Fluidos presentes en un yacimiento**

### **2.2.5.1 Gas seco**

El gas seco representa una mezcla de hidrocarburos constituido fundamentalmente por metano y un menor porcentaje de hidrocarburos intermedio. Este gas no posee moléculas de hidrocarburos lo suficientemente pesadas como para tender a formar una fase líquida.

### **2.2.5.2 Gas húmedo**

El gas húmedo está formado por una mezcla de hidrocarburos con un mayor contenido de componentes intermedios y pesados en comparación con los gases secos.

### **2.2.5.3 Gas condensado**

Los gases condensados son también denominados gases retrógrados, y en su composición química todavía predomina un alto porcentaje de

metano, pero posee una cantidad relativamente mayor de hidrocarburos pesados en comparación a los gases secos y húmedos; los gases retrógrados contienen líquidos disueltos.

### **2.2.6 Como obtener un diagrama de fase**

Para la obtención de un diagrama completo de fases, se caracteriza el yacimiento en base a un estudio Presión – Volumen – Temperatura (PVT), realizado a la presión y temperatura del yacimiento, así como el porcentaje molar de cada uno de los compuestos presentes en el fluido objeto de estudio. También se puede hacer sobre una base de datos de producción como, la relación gas – petróleo, gravedad API y el color del líquido del tanque.

### **2.2.7 Pruebas PVT**

Se llama análisis PVT al conjunto de pruebas que se hacen en el laboratorio para determinar las propiedades y su variación con presión, de los fluidos de un yacimiento (petróleo y gas), de manera de representar el comportamiento de los fluidos durante las etapas de explotación del yacimiento. Para que un análisis PVT simule correctamente el comportamiento de un yacimiento es necesario que la muestra sea representativa del fluido (mezcla de hidrocarburos) original en el yacimiento.

Algunos procesos que ocurren en el yacimiento pueden reproducirse, con razonable representatividad, a escala de laboratorio en forma muy simplificada. En consecuencia, resulta muy importante comprender la representatividad de los estudios de laboratorio para los distintos tipos de fluidos y para los diferentes yacimientos.

La información representada en un estudio PVT puede estar influenciada por una serie de eventos que pueden alterar su validez y representatividad de los fluidos de un yacimiento. Estos eventos incluyen las condiciones de toma de la muestra de fluidos, la forma como se realiza el transporte de la misma hasta el laboratorio, y las condiciones bajo las cuales se realizan los experimentos. En vista de esto, se hace necesario realizar un proceso de validación, a fin de determinar la representatividad de las muestras y la consistencia de las pruebas de laboratorio.

La caracterización adecuada de los fluidos presentes en un determinado yacimiento, dependerá en gran parte de la cantidad de análisis PVT representativos disponibles para el mismo. Si se tiene suficiente información, se puede utilizar para complementar la delimitación areal y vertical de los yacimientos, así como determinar las variaciones graduales de las propiedades PVT de los fluidos con profundidad.

#### **2.2.7.1 Importancia de un análisis PVT**

En todo estudio de ingeniería de yacimiento es requisito indispensable contar con las propiedades tanto de los fluidos como de la roca, lo cual implica que la toma de muestra de fluido y núcleos debe realizarse en la etapa inicial del desarrollo de un campo. El principal propósito del muestreo es obtener las características de los fluidos del yacimiento, las cuales se obtienen en el laboratorio por medio de los resultados o análisis PVT. La parte más importante de este muestreo se realiza al principio de la vida productiva del yacimiento. Estos estudios son absolutamente necesarios para llevar a cabo toda la actividad de ingeniería de yacimientos.

### 2.2.7.2 Cuando tomar las muestras

Las muestras deben ser tomadas los primeros días de producción antes de que ocurra una significativa caída de presión del yacimiento, o al menos cuando la presión sea mayor o igual a la de rocío de la mezcla original del hidrocarburo. Una vez que la presión haya declinado por debajo de la presión de rocío, ya no es posible conseguir muestras que representen el fluido original del yacimiento. Si la muestra se toma cuando la presión del yacimiento ( $P_{yac}$ ) es menor que la presión de rocío ( $P_{roc}$ ) puede ocurrir lo siguiente:

- a. Si el condensado retrógrado es inmóvil, la muestra presenta una composición menos rica en componentes pesados ( $C_{7+}$ ) que la original del yacimiento y la presión de rocío medida es igual a la presión actual del yacimiento.
- b. Si el condensado retrógrado ha alcanzado movilidad, la muestra resultante después de la combinación daría una presión de rocío mayor que la presión actual del yacimiento y podría hasta ser mayor que la presión original del yacimiento. La muestra presenta un contenido de líquido mayor que la original y no es representativa.

### 2.2.7.3 Condiciones para obtener una muestra representativa

- El fluido de la formación debe ser monofásico (que no exista liberación de gas).
- El muestreo debe ser por capas.

- Estabilidad del régimen de fluido, es decir, que el flujo y los siguientes parámetros se mantengan constante: presión, RGP, tasa de flujo.

El éxito de un buen muestreo y la obtención de muestras representativas dependen del buen acondicionamiento del pozo de muestra, entre los otros criterios de acondicionamiento de pozos de prueba se tiene los métodos para el acondicionamiento de un pozo según:

- CORELAB: una vez seleccionado el pozo para la muestra se debe asegurar que el fluido que produzca sea monofásico. Luego, la tasa de producción y la RGC deben presentar condiciones estabilizadas durante al menos 12 horas y estas deben ser registradas. Si existe producción de agua, se debe corregir por gradiente de presión, para ubicar el nivel de agua y gas presente.

- MOSES: dejar de producir los pozos hasta alcanzar la estabilización de las saturaciones de líquido y gas en el área de drenaje del pozo. Luego, estabilizar el pozo a bajas tasas hasta que la presión de fondo fluyente y la presión de cabezal se estabilicen. Por último, tomar las muestras.

- INTEVEP: producir el pozo a una tasa alta hasta que RGC sea estable. Luego, reducir la tasa y medir la RGC, si no se estabiliza aumentar la tasa de producción, medir la RGC y repetir hasta alcanzar condiciones de flujo estable. Evaluar si la diferencia de presión es mínima, si esto ocurre se formará menor cantidad de líquido retrógrado en el pozo.

#### 2.2.7.4 Acondicionamiento del pozo de prueba para el muestreo

Una vez que el pozo ha sido seleccionado debe ser aproximadamente acondicionado para el muestreo. El factor más importante para un buen muestreo es la estabilización. Esto implica que el pozo debe tener presiones de cabezal y fondo estables, al igual que las tasas de producción de gas y líquidos.

El acondicionamiento de los pozos de muestreo consiste en ponerlos en producción a una tasa estabilizada tan baja como sea posible con el fin de generar pequeñas diferencias de presión ( $P_Y - P_{wf}$ ) y aumentar la presión de fondo fluyente con el fin de reducir la condensación retrograda cerca del pozo.

Sin embargo, si un pozo ha estado produciendo a una tasa estable no muy alta, entonces es preferible tomar las muestras a esta tasa que ajustarla a valores bajos. Si la tasa de flujo es cambiada, se puede necesitar hasta tres meses para estabilizar el pozo, dependiendo de la permeabilidad de la formación. Moses recomienda no cerrar los pozos que estén produciendo a  $P_{wf} < P_{roc}$ , sino dejarlos producir hasta dejarlos alcanzar la estabilidad de las saturaciones del líquido y la composición de los fluidos en la zona de drenaje de los pozos. McCain afirma que es posible obtener muestras representativas (aunque no perfectas) en superficie de yacimiento de gas condensado, donde la presión de fondo fluyente del pozo sea menor que la de rocío, siempre y cuando se logre estabilizar el pozo a bajas tasas de flujo.

Durante el periodo de acondicionamiento de pozo deben medirse los siguientes parámetros:

- Presión y Temperatura en el cabezal y en el separador.
  
- Tasas de producción de líquido y gas en el separador.
  
- Temperatura y Presión de fondo fluyente durante o inmediatamente después del acondicionamiento del pozo (en tiempo real)

#### **2.2.7.5 Número de muestras**

Cuando el yacimiento es pequeño, una muestra es representativa del fluido almacenado en la formación. Si el yacimiento es grande, de gran espesor y/o muy heterogéneo se requiere varias muestras de diferentes pozos para caracterizar correctamente los fluidos del yacimiento. En estos yacimientos es común variaciones de la composición de la mezcla de hidrocarburos tanto vertical como arealmente.

#### **2.2.7.6 Tipos de muestreo**

La obtención de una muestra representativa de los fluidos de un yacimiento de gas es considerablemente más fácil que la de un yacimiento de petróleo negro. La razón principal de esta dificultad es la posible formación de condensado retrógrado durante el proceso de muestreo.

Dependiendo del lugar donde se tomen las muestras, éstas se pueden clasificar en muestras de superficie, muestras de cabezal y muestras de fondo.

### **2.2.7.6.1 Muestra de superficie (recombinadas de separador)**

Las muestras de gas y líquido son tomadas en el separador de alta, después de largos períodos de flujo estabilizado. Durante la prueba de flujo se debe medir las tasas de gas y condensado en forma precisa. Estas muestras se deben recombinar en la misma proporción de las tasas de flujo o de la relación gas – condensado (líquido) medida en el separador.

Estas muestras presentan las siguientes ventajas:

- Operación sencilla y rápida, menos riesgos de problemas mecánicos.
- Se puede tomar grandes volúmenes de muestras.
- No hay interrupción en la producción.
- Bajas presiones de las tasas de flujo.
- Toma de muestra representativa.
- Presenta las siguientes desventajas:
- Necesita un separador de prueba.
- Los resultados PVT dependen totalmente de la RGP medida en el separador.
- El separador de prueba debe tener los instrumentos de medición del gas muy bien calibrado.

- Errores de las mediciones de las tasas de flujo.
- En yacimientos saturados se requiere ajustar la RGP para conseguir  $P_{yac}$ .

#### **2.2.7.6.2 Muestras de cabezal.**

Si se está produciendo un fluido monofásico a condiciones del cabezal del pozo, se puede tomar la muestra directamente en el cabezal. La muestra se hace fluir a un cilindro o a un pequeño separador portátil.

Este tipo de muestra es poco realizable, dado que el yacimiento debe ser altamente subsaturado.

Estas muestras presentan las siguientes ventajas:

- Es rápido y de bajo costo.
- No requiere de medición de tasa de flujo.
- Presenta las siguientes desventajas:
- No se debe usar si hay flujo bifásico en el cabezal.
- Es difícil tomar una muestra representativa por la agitación de los fluidos que ocurre durante el muestreo.

### **2.2.7.6.3 Muestras de fondo.**

Consiste en bajar al fondo del pozo una herramienta (muestreador) de unos 6 pies de longitud y 1 ½ pulgadas de diámetro que tiene una cámara (600 – 700cc) donde se acumula la mezcla de hidrocarburos a la presión y temperatura del punto de muestreo. Se recomienda tomar la muestra con el pozo fluyendo a una baja tasa de flujo estabilizada. La presión de fondo fluyente en el punto de muestreo debe ser mayor que la presión de rocío de tal manera que el fluido se encuentre en una sola fase. Se deben tomar por lo menos tres muestras. A todas las muestras se les debe determinar en el campo la presión de saturación a la temperatura atmosférica y la diferencia entre ellas no debe ser superior a 30 lpc.

El mejor lugar de muestreo es el punto más profundo en el pozo por donde pase el fluido que viene de la formación y donde la presión no sea menor que la presión de saturación de la mezcla. Si el pozo produce agua, se debe chequear el nivel de agua y/o de líquido en el pozo con un registrador continuo de presión de la columna de fluido. La muestra de gas condensado debe mostrarse justo encima de la interface.

Estas muestras presentan las siguientes ventajas:

- No requiere de medición de las tasa de flujo (se ahorra un separador).
- No es afectado por problemas de separación gas – líquido en el separador.
- Excelente para el muestreo de gases condensado subsaturados siempre y cuando la muestra no se contamine en el fondo del pozo.

Presenta las siguientes desventajas:

- Las muestras no son representativas cuando  $P_{yac} < P_{roc}$ .
- No se recomienda cuando el pozo tiene una columna de líquido en el fondo.
- Volumen de muestra pequeño.

## **2.2.7.7 Procedimiento de las pruebas PVT**

### **2.2.7.7.1 Recombinación**

Las muestras de gas y líquido tomadas del separador de alta presión deben ser recombinadas a las mismas condiciones de presión y temperatura del separador para obtener un fluido que sea representativo del yacimiento. Las muestras de fluido tomadas a diferentes condiciones se deben descartar porque al recombinarlas no representan el fluido original del yacimiento.

### **2.2.7.7.2 Composición**

Las técnicas usadas en la determinación de la composición de una mezcla de hidrocarburos incluyen cromatografía y destilación. Muestras gaseosas son analizadas únicamente por cromatografía desde el  $C_1$  hasta el  $C_{11}$ . Muchas veces el análisis sólo alcanza hasta el  $C_{6+}$  o  $C_{7+}$ .

La muestra recombinada en el laboratorio se le determina también su composición total. Esta debe ser comparada con la composición de la mezcla gaseosa obtenida matemáticamente en base a los datos del separador.

### **2.2.7.7.3 Pruebas CCE (Expansión a Composición Constante)**

El proceso de expansión a composición constante consiste en colocar una muestra recombinada representativa de los fluidos en el yacimiento y calentar la misma a temperatura de yacimiento, la muestra a dichas condiciones se comprime entre 500 y 1000 lpc por encima de la presión de yacimiento. Luego el contenido de la celda PVT es expandido a composición constante hasta una presión de 500 a 200 lpc por debajo de la presión inicial retirando el pistón. La celda PVT es agitada hasta que se da el equilibrio en la muestra. La presión de rocío se determina visualizando el momento en que comienza a formarse en la celda PVT la condensación. Se observa en este punto el enturbiamiento (neblina) de la fase gaseosa, el cual al transcurrir el tiempo desaparece debido a que las gotas se depositan en la parte inferior de la celda PVT. Durante el proceso de expansión no se retira gas de la celda PVT.

El propósito de esta técnica es determinar:

- Presión de saturación (punto de rocío o punto de burbujeo).
- Coeficiente de compresibilidad de las isothermas del fluido monofásico en exceso de la presión de saturación.
- Factor de compresibilidad de la fase gaseosa.

- Volumen de hidrocarburo total como función de la presión.

#### **2.2.7.7.4 Prueba CVD (Agotamiento a Volumen Constante)**

Generalmente consiste en una serie de expansiones y desplazamientos a presión constante de la mezcla re combinada, de tal manera que el volumen de gas más líquido acumulado en la celda PVT permanece constante al finalizar cada desplazamiento.

El gas retirado a presión constante es llevado a un laboratorio de análisis donde se mide su volumen y se determina su composición. Los factores de compresibilidad ( $Z$ ) del gas retirado y de la mezcla bifásica (gas + líquido) remanentes en la celda PVT y el volumen de líquido depositado en el fondo de la celda PVT se deben determinar a cada presión.

El proceso se inicia a una presión igual a la de rocío y se continúa hasta alcanzar la presión de abandono, a ese momento se analizan las fases líquidas y gaseosas remanentes en la celda PVT. Un balance molar permite comparar la composición del fluido original con la calculada en base a los fluidos remanentes y producidos, lo cual a su vez permite observar si las medidas son exactas.

La principal desventaja de este método es lo pequeña de la muestra re combinada inicial, de tal manera que un error de medida en las muestras de la mezcla de hidrocarburos introduce errores muy grandes en la extrapolación de los resultados de laboratorio al campo.

#### **2.2.7.7.5 Prueba de separadores**

Son pruebas de liberación instantánea realizadas en un separador para cuantificar efectos de las condiciones de separación (presión y temperatura) en superficie sobre el rendimiento de líquido y sus propiedades (RGC, °API). El proceso de esta prueba consiste en pasar a través de un separador para luego expandir a presión atmosférica la muestra de crudo saturado a la temperatura del yacimiento y presión de burbujeo.

Cuando cambia la presión en el separador es posible obtenerse una presión tal que se produzca mayor cantidad de líquido, mayor gravedad API del condensado y menor factor volumétrico de formación de condensado; esta presión es denominada presión óptima de separación.

La presión óptima de separación es aquella que produce la mayor cantidad de líquido en el tanque, menor RGC y mayor gravedad API del condensado, es decir, estabiliza la mayor cantidad de fase gas en el líquido.

#### **2.2.7.8 Información obtenible de las pruebas PVT**

- Análisis composicional de los fluidos separados y del yacimiento incluyendo peso molecular y densidad de los heptanos y componentes más pesados (o en general del pseudocomponente más pesado).
- Comportamiento isotérmico presión – volumen (P-V) a temperatura constante del yacimiento. Determinación del punto de rocío.

- Agotamiento isovolumétrico e isotérmico de presión del fluido de yacimiento incluyendo el análisis composicional del gas producido a varias presiones de agotamiento.
- Determinación del GPM del gas producido a las presiones de agotamiento.
- Variación del porcentaje de condensado retrógrado con presión.
- Factores de compresibilidad del gas producido y en tal caso de la mezcla remanente en la celda PVT ( $Z_{2f}$ ).
- Factores volumétricos del condensado.
- Optimización de presiones de separación instantánea gas – líquido de pruebas de separadores.

#### **2.2.7.9 Validación de las pruebas PVT**

La información presentada en un estudio PVT puede ser influenciada por una serie de eventos que pueden alterar su validez y representatividad de los fluidos de un yacimiento de gas. Estos eventos incluyen las condiciones de la toma de la muestra de los fluidos, la forma como se realiza el transporte de la misma hasta el laboratorio, y las condiciones bajo las cuales se realizan los experimentos. En vista de estos se hace necesario realizar un proceso de validación, a fin de determinar la representatividad de las muestras y la consistencia de las pruebas de laboratorio.

La representatividad de la muestra garantiza la calidad global del análisis PVT, es por esta razón que la validación del análisis PVT se debe

iniciar con una revisión minuciosa de dicha representatividad, a partir de los datos suministrados en el informe PVT.

La validación de las pruebas de laboratorio PVT para sistemas de gas incluye desde la revisión de la representatividad de la muestra hasta la comprobación de que no hay errores de consistencia en los resultados de laboratorio. Un análisis PVT debe ser representativo y consistente, para poder ser utilizados en estudios integrados de yacimientos de gas. Si un análisis PVT es consistente pero no representativo puede ser utilizado en la elaboración de correlaciones y en ajustes de ecuaciones de estado.

La caracterización adecuada de los fluidos presentes en un determinado yacimiento, dependerá en gran parte de la cantidad de análisis PVT representativos disponibles para el mismo. Si se tiene suficiente información, se puede utilizar para complementar la delimitación areal y vertical de los yacimientos, así como determinar las variaciones graduales de las propiedades PVT de los fluidos con profundidad.

#### **2.2.7.9.1 Representatividad de las muestras.**

La primera etapa para validar la información PVT disponible es determinar si la data experimental de laboratorio representa adecuadamente los fluidos y las condiciones existentes en el yacimiento. Para determinar si un análisis PVT es representativo se debe analizar la siguiente información:

- La temperatura a la que fue realizada la prueba en el laboratorio ( $T_{lab}$ ) debe ser igual a la del yacimiento o a la de la zona (profundidad) donde se tomó la muestra.

- La relación gas condensado de la muestra recombinada (PCN/BN) debe ser similar a la inicial de las primeras pruebas de producción del yacimiento o de la zona donde se tomó la muestra.
- La prueba CCE debe mostrar punto de rocío, si muestra punto de burbujeo, el yacimiento es de petróleo volátil o la muestra estaba contaminada con líquido y no es representativa.
- El pozo produjo estabilizadamente antes de la toma de la muestra.
- La presión y la temperatura del separador debieron permanecer constantes durante las tomas de las muestras de gas y líquido.

#### **2.2.7.9.2 Consistencia de los resultados**

Verificar si las pruebas fueron recombinadas apropiadamente en el laboratorio. Para ello se compara la composición total experimental con la calculada en base a una recombinación matemática de los fluidos del separador.

Observar si los resultados muestran la presencia de un punto de rocío retrógrado el cual corresponde a una presión a partir de la cual se observa formación de líquido retrógrado por expansión.

Si los resultados muestran punto de burbujeo en vez de punto de rocío es porque el yacimiento es de petróleo volátil en vez de gas. Y, porque la muestra recombinada tiene más líquido que la muestra representativa del yacimiento.

Y si en cambio los resultados no muestran punto de rocío ni de burbujeo es porque la muestra tiene menos componentes pesados que la muestra representativa del yacimiento.

La consistencia interna del proceso de agotamiento realizado en el laboratorio se puede verificar mediante el uso de un programa que calcula por balance molar el número de moles de gas y de líquido en cada etapa del proceso de agotamiento así como la composición molar del líquido y las constantes de equilibrio para cada componente de cada etapa. Si algunos de estos parámetros resulta negativo en algún momento, el proceso de agotamiento es considerado inconsistente y, por lo tanto, no representa el comportamiento real del fluido en el yacimiento.

### **2.2.8 Procedimiento para construir un diagrama de fases**

La construcción del diagrama de fase a partir de los resultados de una prueba PVT, se realiza empleando los valores de presión y temperatura del yacimiento, así como el porcentaje molar de cada uno de los compuestos presentes en el fluido objeto de estudio. La construcción de dicho diagrama se basa en la determinación de los puntos de rocío y burbuja de la mezcla a diferentes condiciones de presión y temperatura. Esto es posible si se conoce previamente las propiedades críticas de cada componente de la mezcla.

1. Determinar el punto crítico a partir de la composición molar de la mezcla de hidrocarburos (obtenida del PVT), la presión y temperatura crítica de cada componente. La presión y temperatura pseudocrítica se puede determinar por el Método de Kay.

$$P_{sc} = \sum_{i=1}^n P_{ci} * y_i \quad (\text{ec. 2.1})$$

$$T_{sc} = \sum_{i=1}^n T_{ci} * y_i \quad (\text{ec. 2.2})$$

Donde:

$P_{ci}$  = Presión crítica del componente i (Lpca)

$T_{ci}$  = Temperatura crítica del componente i (°R)

$y_i$  = fracción molar del componente i.

2. Determinar los puntos de rocío y puntos de burbuja para generar las curvas de burbujeo y de rocío respectivamente. De una prueba PVT se obtiene la fracción molar de la fase vapor, la presión y la temperatura del yacimiento, con estos valores y un nomograma para valores de K de un sistema de hidrocarburos ligeros (Anexo A.1 y A.2), se determinan las constantes de equilibrio ( $K_i$ ) para cada componente de la mezcla. A partir de dicha constante se determina la fracción molar de la fase líquida por la siguiente ecuación:

$$K_i = \frac{y_i}{x_i} \quad (\text{ec. 2.3})$$

Donde:

$K_i$  = la constante de equilibrio

$y_i$  = fracción molar del componente i en el vapor

$x_i$  = fracción molar del componente i en el líquido.

Con los datos obtenidos anteriormente se procede a determinar el punto de burbujeo,  $L \cong 1,0$  y  $V \cong 0$ , además,  $z_i \cong x_i$  y la ecuación es:

$$\sum_{i=1}^n y_i = \sum_{i=1}^n z_i K_i = \sum_{i=1}^n x_i K_i \quad (\text{ec. 2.4})$$

- Si se conoce la temperatura a la cual se desea la presión de burbujeo, se supone la presión. Si se conoce la presión de burbujeo a la cual se desea determinar la temperatura correspondiente, se supone la temperatura.
- Se determinan los valores de constantes de equilibrio a las condiciones de presión supuesta y temperatura conocida, o lo contrario, según sea el caso explicado en el paso anterior.
- Se multiplica cada valor de  $z_i$  ( $x_i$ ) por el valor correspondiente de  $K_i$ , por la siguiente ecuación:

$$\sum_{i=1}^n y_i = \sum_{i=1}^n z_i K_i = \sum_{i=1}^n x_i K_i = 1,0 \quad (\text{ec. 2.5})$$

- Si la sumatoria de los productos del paso anterior es igual a la unidad (dentro de los límites de error permisibles), el valor supuesto de presión o temperatura es correcto, de lo contrario, se regresa a suponer otro valor de presión o temperatura, dependiendo de cual sea el caso.

Similarmente, en el punto de rocío,  $V=1,0$  y  $L=0$ , además  $z_i=y_i$  y la ecuación sería:

$$\sum_{i=1}^n x_i = \sum_{i=1}^n \frac{z_i}{K_i} = \sum_{i=1}^n \frac{y_i}{K_i} \quad (\text{ec. 2.6})$$

El procedimiento para determinar el punto de rocío es similar para que para el punto de burbujeo, excepto que se usa la ecuación 2.6 en vez de la ecuación 2.5.

3. Para el caso en que se desea determinar un diagrama de fases P-T para un sistema dado, basta calcular una serie de puntos de burbujeo y de rocío, llevarlos a un gráfico P-T y trazar una curva continua a través de

tales puntos. El área dentro de la curva será la zona de presiones y temperaturas correspondientes a dos fases del sistema. El cálculo de las composiciones de las fases líquido (L) y vapor (V) es lo que comúnmente se denomina cálculo de fases. Varios métodos se han desarrollado para el cálculo de fases, los cuales son:

- Método de ensayo y error (tanteo). Se supone un valor de V y se hace la adición indicada por la siguiente ecuación con los valores de  $z_i$  y  $K_i$  dados:

$$\sum_{i=1}^n \frac{z_i}{(K_i - 1)V + 1} = \sum_{i=1}^n x_i = 1,0 \quad (\text{ec. 2.7})$$

Si la sumatoria es igual a la unidad (dentro de un límite de error permisible), los términos individuales, son las fracciones molares de los componentes de la fase líquida. Si la sumatoria no es igual a la unidad, se parte de un nuevo valor de V y se repiten los cálculos, hasta que la suma sea igual a uno. Comúnmente se representan gráficamente los valores de V asumidos como función de la sumatoria calculada, y donde ésta sea igual a la unidad, se lee el valor exacto de V.

Si el resultado de la ecuación 2.7 para un valor determinado de V no es igual a 1,0 el nuevo valor de V debe aumentarse o disminuirse. Generalmente uno de los términos de la sumatoria es mayor que cualquiera de los otros, y por lo tanto, este es el que debe alterarse. Con relación a la ecuación 2.7 puede observarse que el cambio en V depende del valor de  $K_i$  para el mayor contribuyente de la sumatoria. Respecto a esto, se recomiendan las siguientes reglas:

- a. Si el término mayor en la sumatoria es para un componente cuyo valor de  $K_i$  es menor que la unidad, la suma en la ecuación 2.7 puede disminuirse con el aumento o disminución de  $V$ .
- b. Si el término mayor en la sumatoria es para un componente cuyo valor de  $K_i$  sea mayor de la unidad, la suma de la ecuación .7 puede disminuirse con el aumento o disminución de  $V$ .

Una vez calculada la composición de la fase líquida, (fracciones molares) la composición de la fase gaseosa (vapor) puede obtenerse aplicando la ecuación 2.3.

- Un procedimiento similar al explicado en el punto anterior, suponiendo en este caso un valor de  $L$  y aplicando la siguiente ecuación para el cálculo de la composición de líquido:

$$\sum_{i=1}^n \frac{z_i}{K_i - (K_i - 1)} = \sum_{i=1}^n x_i = 1,0 \quad (\text{ec. 2.8})$$

Y de nuevo la ecuación 2.3 para el cálculo de la composición del vapor.

4. Después de haber construido el diagrama de fases P-T, se determina la presión cricondembárica y la temperatura cricondentérmica. Estas se determinan gráficamente indicando el punto donde se encuentra la presión máxima de la envolvente de fase (presión cricondembárica) y el punto donde se encuentra la temperatura máxima de la envolvente de fase (temperatura cricondentérmica).

5. Para construir la zona retrógrada, se determinan gráficamente la temperatura cricondentérmica para cada línea de isocalidad dentro de las envolventes de fases. La línea que delimita la zona retrógrada será la unión de los puntos desde el punto crítico, pasando por la temperatura cricondentérmica de cada línea de isocalidad, hasta la temperatura cricondentérmica de la envolvente de fase.

## **CAPITULO III**

### **MARCO METODOLÓGICO**

#### **3.1 Tipo de investigación**

La presente monografía es una investigación de tipo documental la cual se basa en la obtención y análisis de datos provenientes de materiales impresos u otros tipos de documentos; y posee un nivel de investigación de tipo explicativo la cual se encarga de buscar el por qué de los hechos mediante el establecimiento de relaciones causa – efecto, según los planteamientos de Fideas Arias.

#### **3.2 Etapas del proyecto**

##### **3.2.1 Etapa 1: Descripción de los factores físicos que gobiernan el comportamiento de fases**

En una mezcla de hidrocarburos, el comportamiento de fases se ve influenciado por cuatro factores físicos, los cuales son: presión, atracción molecular, energía cinética y repulsión molecular.

##### **3.2.2 Etapa 2: Identificación de las propiedades que caracterizan un fluido en los diferentes diagramas de fases**

Se identificaron las propiedades que caracterizan un fluido a partir de las condiciones principales que se deberían conocer para diferenciar los diagramas de fases en cada uno de los yacimientos de gas.

### **3.2.3 Etapa 3: Caracterización de los yacimientos de gas de acuerdo a los fluidos que contiene**

Dicha caracterización se realizó dependiendo del fluido que se encuentra en cada uno de los yacimientos de gas (gas seco, gas húmedo y gas condensado), ya que cada uno tiene un comportamiento característico.

### **3.2.4 Etapa 4: Establecer las ventajas del uso de los diagramas de fases en los yacimientos de gas.**

Los diagramas de fases ofrecen ciertas ventajas las cuales se determinaron enfocándolas desde el fondo de los yacimientos de gas hasta los separadores, dependiendo del fluido que contenga.

## **3.3 Técnicas y herramientas a utilizar.**

En la presente monografía para la construcción de un diagrama de fases a partir de datos suministrados por una prueba PVT se utilizó el simulador Hysys 3.2.

## **CAPITULO IV**

### **DESARROLLO DE LA MONOGRAFÍA**

#### **4.1 Describir los factores físicos que gobiernan el comportamiento de fase.**

Antes de analizar todo lo relacionado a los diagramas de fases, es conveniente describir los factores que gobiernan el comportamiento de fase. En una mezcla de hidrocarburos, el comportamiento de fases se ve influenciado por cuatro factores físicos, los cuales son: presión, atracción molecular, energía cinética y repulsión molecular.

Las moléculas de los hidrocarburos tienden a mantenerse juntas debido a efectos de presión y atracción molecular lo que trae consigo un aumento de la densidad proporcional a estos parámetros; así mismo, las fuerzas de atracción molecular son directamente proporcionales a la masa de las moléculas e inversamente proporcional a la distancia entre las mismas.

Por otro lado, la energía cinética y la repulsión molecular tienden a dispersar las moléculas. A elevadas temperaturas mayor es la tendencia de separarse las moléculas produciendo disminución de la densidad, tal es el caso cuando el líquido se gasifica.

Los hidrocarburos se comportan normalmente pasando de fase gaseosa a fase líquida por aumento de presión y/o disminución de temperatura y de pasar de fase líquida a gaseosa por disminución de presión y/o aumento de temperatura.

## **4.2 Identificar las propiedades que caracterizan un fluido en los diferentes diagramas de fases.**

Las principales propiedades que caracterizan a un fluido son:

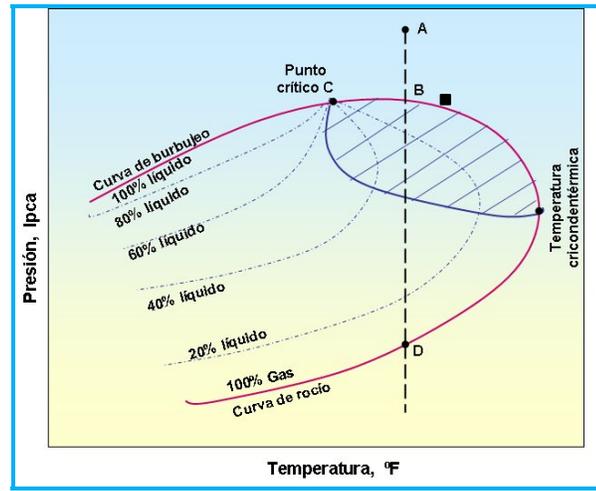
### **4.2.1 Presión de burbujeo**

Se define como la presión a la cual se forma la primera burbuja de gas al pasar de un sistema del estado líquido al estado de dos fases, donde la fase líquida está en equilibrio con una cantidad infinitesimal de gas libre. Así pues:

- Si un yacimiento se encuentra a presiones por encima de la presión de burbujeo se dice que está en presencia de un yacimiento subsaturado, por consiguiente el yacimiento no presentará gas libre.
- Si por el contrario se encuentra a presiones por debajo de la presión de burbujeo se denominará yacimiento saturado, y el mismo tendrá una capa de gas.

### **4.2.2 Presión de rocío**

La presión de rocío puede definirse como la presión a la cual se forma la primera gota de líquido al pasar de un sistema del estado gaseoso al estado de dos fases, donde la fase gaseosa está en equilibrio con una cantidad infinitesimal de líquido.



**Figura 4.1: Diagrama de fase generalizado de un gas condensado**

Si un yacimiento se encuentra a presiones por encima de la presión de rocío (punto A) se dice que está en presencia de un yacimiento subsaturado, por consiguiente el yacimiento se encuentra en estado gaseoso. Por otro lado, si el yacimiento se encuentra a presiones igual o por debajo de la presión de rocío (punto B) se dice que está en presencia de un yacimiento saturado, por consiguiente el yacimiento se encuentra en estado de dos fases (gaseoso - líquido).

En la figura 4.1, se observan los puntos extremos P y T. A la temperatura del punto T se le llama temperatura cricondentérmica ( $T_{cdt}$ ), y es la máxima temperatura a la cual existe equilibrio entre vapor y líquido (a  $T > T_{cdt}$  y a cualquier presión, el sistema está en fase gaseosa). A la presión del punto P se le denomina presión cricondembárica ( $P_{cdb}$ ), y es la máxima presión a la cual existe equilibrio entre vapor y líquido. La posición relativa de los puntos cricondentérmico y cricondembárico con respecto al punto crítico depende de la posición del sistema, para gases naturales y gases condensados están a la derecha del punto crítico.

A temperaturas entre la crítica y la cricondentérmica se observan dos presiones de rocío: retrógrada y normal. Siguiendo la línea de agotamiento de la presión ABD (ver figura 4.1), a la presión de rocío retrógrada (B) la cantidad infinitesimal de líquido se forma por un cambio de fases de gas a líquido y a la presión de rocío normal (D), por un cambio de fases de líquido a gas.

#### **4.2.3 Relación gas – petróleo o condensado**

Se define como la relación gas – líquido que se produce en un yacimiento. Se expresa en pie cúbicos medido a condiciones estándar por barril de líquido en el tanque.

#### **4.2.4 Gravedad API**

La gravedad API de sus siglas en inglés “American Petroleum Institute”, es una medida de densidad que describe que tan pesado o liviano es el petróleo comparándolo con el agua. Si los grados API son mayores a 10, es más liviano que el agua, y por lo tanto flotaría en ésta. La gravedad API es también utilizada para comparar densidades de fracciones extraídas de petróleo.

Los crudos se clasifican según la gravedad API por la siguiente escala:

Extrapesados < 9,9

Pesados entre 10 y 21,9

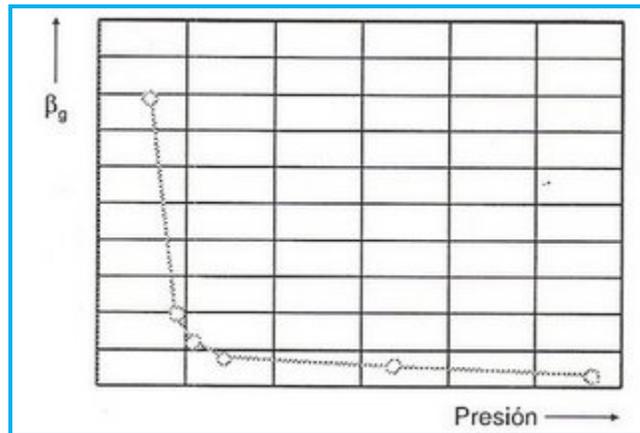
Medianos entre 22 y 29,9

Livianos entre 30 y 39,9

Condensados > 40

#### 4.2.5 Factor volumétrico

Es el volumen que ocupa a las condiciones de yacimiento la unidad volumétrica del fluido a condiciones normales.



**Figura 4.2. Comportamiento del factor volumétrico con respecto a la presión.**

Basándose en la figura 4.2, se explica de manera clara como se comporta el factor volumétrico de formación del gas a medida que disminuye la presión. La presión inicial debe ser igual o menor a la presión equivalente en el punto de burbuja para que se pueda producir gas en el yacimiento, en la gráfica vemos que inicialmente el volumen de gas que se produce a medida que disminuye la presión va aumentando de manera muy pobre debido a que las burbujas que se forman del gas que se libera ocupan un volumen muy pequeño y están aisladas por lo cual no pueden liberarse fácilmente; posteriormente se observa que el volumen del gas aumenta de manera brusca a medida que disminuye la presión, esto ocurre porque las burbujas de gas comienzan a unirse y por ende el volumen de gas liberado

aumenta con respecto al volumen de líquido y esto facilita la liberación rápida del gas a medida que disminuye la presión hasta que llega un punto en que todo el volumen de gas es liberado a una determinada presión.

#### **4.2.6 Composición del fluido original en el yacimiento.**

Es el porcentaje molar de los pseudocomponentes más livianos y más pesados de una mezcla de hidrocarburos.

### **4.3 Caracterizar los yacimientos de gas de acuerdo a los fluidos que contiene.**

#### **4.3.1 Yacimiento de gas seco**

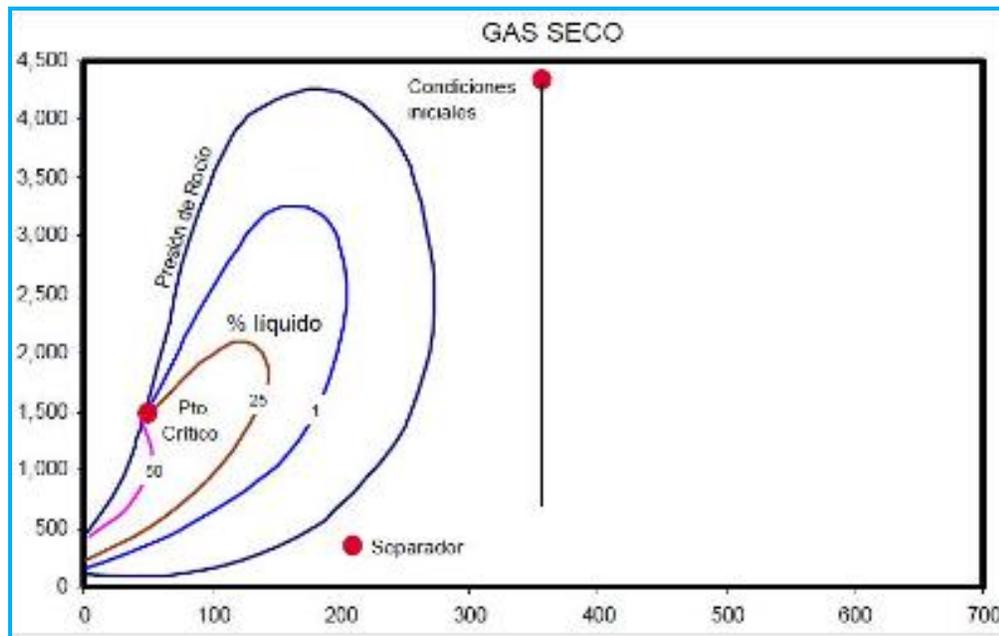
En estos yacimientos el gas es el producto principal. Son yacimientos que contienen hidrocarburos en su fase gaseosa, pero al producirse no se forman líquidos por los cambios de presión y temperatura.

Su temperatura inicial excede la temperatura cricondentérmica, además están constituidos principalmente por metano ( $\%C_1 > 90$ ), con rastros de hidrocarburos superiores ( $\%C_{5+} < 1$ ). Están constituidos por hidrocarburos que, aún en superficie y a presión y temperatura de tanque, no condensan. Poseen alta energía cinética de sus moléculas y baja atracción de las mismas.

Teóricamente los yacimientos de gas seco no producen líquidos en superficie, sin embargo, la diferencia entre un gas seco y un gas húmedo es arbitraria y generalmente un sistema de hidrocarburos que produzca con una

relación gas – líquido (RGL) mayor de 100000 PCN/BN se considera seco. Del gas seco se puede extraer cierta cantidad de líquidos por medio de procesos criogénicos (enfriamiento).

Debido a que el gas seco está compuesto fundamentalmente por metano, este se encuentra en fase gaseosa. A medida que la producción va avanzando el fluido se queda en el yacimiento a la misma temperatura y fase. La composición del fluido producido a través del pozo tampoco cambiará, por lo cual, tal como se evidencia en el diagrama de fase (figura 4.3) se observa que la trayectoria 1-2 está muy alejada de los límites de la envolvente por lo que bajo condiciones normales de yacimiento y superficie este no llega a formar líquido. Este distanciamiento de la envolvente se debe a que la temperatura de los yacimientos de gas seco es mayor que la temperatura cricondentérmica. Del gas seco se puede extraer líquido solo a través de procesos criogénicos.



**Figura 4.3. Diagrama de fase para gas seco.**

### 4.3.2 Yacimiento de gas húmedo

En estos yacimientos la mezcla de hidrocarburos está en fase gaseosa por características específicas de presión, temperatura y composición. Su temperatura inicial excede la temperatura cricondentérmica y se caracterizan por un mayor contenido de componentes intermedios y pesados que los gases secos.

La mezcla de hidrocarburos permanece en estado gaseoso en el yacimiento, pero al salir a la superficie cae en la región de dos fases generando una relación gas – líquido mayor que 15.000 PCN/BN.

El líquido del tanque tiende a ser incoloro (similar a gasolina natural) con gravedad API mayor de 60°. El contenido líquido del gas húmedo es menor de 30 BN/MMPCN.

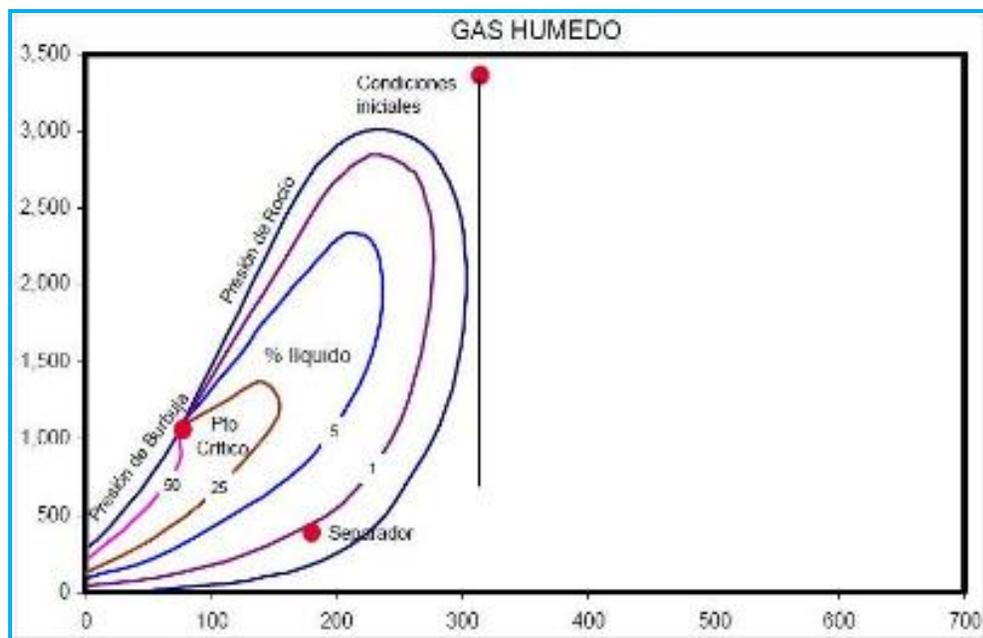
Los gases húmedos difieren de los gases condensados en lo siguiente:

- No ocurre condensación retrógrada durante el agotamiento de presión.
- Tienen menos cantidad de componentes pesados.
- La cantidad de líquidos condensados en el separador es menor.

El gas húmedo está constituido en su mayoría por moléculas más pequeñas. El diagrama de fases de una mezcla de hidrocarburos en la que predominan moléculas más pequeñas cae por debajo de la temperatura de yacimiento.

En el yacimiento el gas húmedo, solo existe la fase gas a pesar de que exista una disminución de presión, talo como se observa en la trayectoria 1-2

(figura 4.4), la cual no entra en la fase envolvente por lo que no ocurre la formación de líquido. Sin embargo las condiciones en el separador ocasiona la formación de algo de líquido en la superficie (hasta un 6% del volumen de la mezcla de gas). Este líquido formado es llamado condensado; el gas húmedo tiene su denominación debido al contenido de hidrocarburos líquidos que condensan en la superficie.



**Figura 4.4. Diagrama de fases para gas húmedo**

### 4.3.3 Yacimientos de gas condensado

La composición de la mezcla de hidrocarburos de un yacimiento de gas condensado es todavía predominante metano (mayor a 60%) como en el caso de los yacimientos de gas seco y húmedo, aunque la cantidad relativa de hidrocarburos pesados es considerablemente mayor. Un gas condensado es un gas con líquido disuelto.

La mezcla de hidrocarburos a condiciones iniciales de presión y temperatura se encuentra en fase gaseosa o en el punto de rocío.

La temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondentérmica de la mezcla.

Estos yacimientos producen condensación retrógrada en el yacimiento a presiones por debajo de la presión de rocío y temperaturas entre la crítica y la cricondentérmica. El gas al disminuir la presión se condensa.

En su camino hacia el tanque de almacenamiento el condensado sufre una fuerte reducción de presión y temperatura y penetra rápidamente en la región de dos fases para llegar a superficie con las siguientes características:

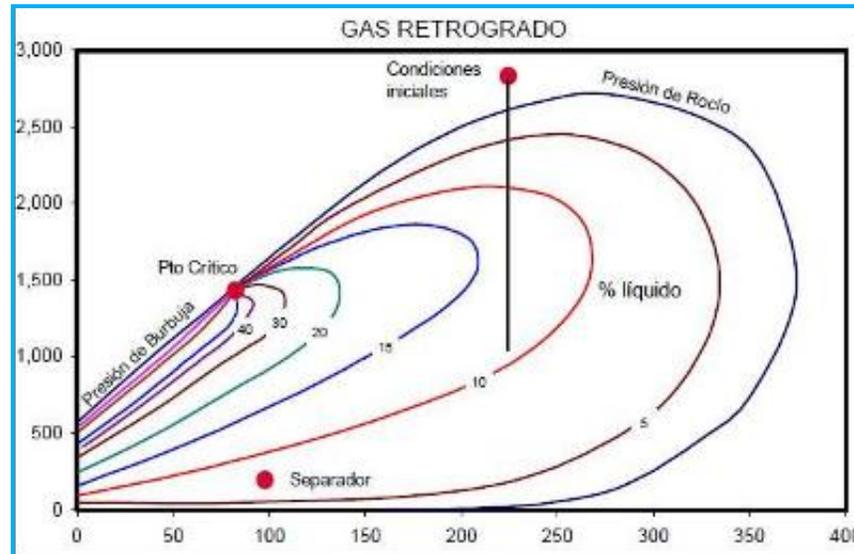
- Relación de gas – condensado (RGC) mayor que 3200 PCN/BN
- Gravedad API del condensado entre 40 y 60°.
- El contenido de metano del gas condensado es mayor o igual al 60% y el C<sub>7+</sub> menor o igual al 12.5%.
- El color del condensado es de incoloro a amarillo claro.

Representa un yacimiento que inicialmente se ubica con una temperatura mayor que la temperatura crítica, (correspondiente al punto crítico) por encima de la curva de rocío, lo cual nos indica que el yacimiento se encuentra en fase gaseosa. En este se mantiene la misma composición del sistema hasta que al disminuir la presión isotérmicamente (debido a la producción), se alcanza el punto de rocío.

Disminuyendo la presión aún más por debajo del punto de rocío, se penetra la envolvente de fases, entrando a la zona de condensación retrograda, la cual está delimitada por los puntos de máxima temperatura de las curvas de isocalidad (figura 4.5). En esta zona se produce la condensación de las fracciones más pesadas e intermedias de la mezcla, las cuales se quedan atrapadas en forma de líquidos en los poros más pequeños de la roca, debido a que no se alcanza la saturación crítica del líquido y en consecuencia el mismo no puede fluir hacia los pozos. Este hecho representa un gran agravante en la producción, debido a que se pierde la parte de mayor importancia en el yacimiento que es el líquido atrapado, rico en componentes pesados y en cambio se produce un fluido mucho más pobre en dichos componentes.

La composición del líquido cambia a medida que se va disminuyendo la presión, lo cual aumenta la cantidad de componentes pesados en su composición, por lo cual se observa el desplazamiento del diagrama de fases hacia abajo.

Una vez que se alcanza la máxima condensación, al continuar disminuyendo la presión, la mezcla comienza a evaporarse, disminuyendo así el volumen de fluido y la RGC, hasta que se alcance de nuevo la presión de rocío, lo cual no es posible en la práctica ya que se requiere de presiones por debajo de la presión atmosférica (vacío), es por esto que la evaporación de la mezcla llega a una presión de abandono en la cual se concluye el proceso.



**Figura 4.5. Diagrama de fases para gas condensado.**

En general, cada mezcla de hidrocarburos encontrada en un yacimiento tiene un diagrama de fases característico, el cual permanece constante, mientras se mantenga constante la proporción de componentes en la mezcla. Sufriendo modificaciones cuando se altera esta proporción debido a la extracción preferencial de fluidos o a la inyección de algún o algunos de ellos (gas natural,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$ , etc.).

La forma de la envolvente de fases está limitada por la línea del punto de burbuja y la línea del punto de rocío, la línea del punto de burbuja es la más afectada por la concentración de componentes livianos de la mezcla debido a que estos componentes son más volátiles, por lo tanto mientras mayor cantidad de componentes livianos tenga la mezcla de hidrocarburos el diagrama de fases se inclinara más hacia la izquierda. Por otra parte, la línea del punto de rocío se ve afectada por el mayor componente en la mezcla ya que este es el primer componente que condensa en el sistema, es por ello que la línea del punto de rocío es la más sensible y se desplaza

notablemente con ligeros cambios en la composición y propiedades de los componentes pesados, por lo tanto mientras mayor cantidad de componentes pesados tenga la mezcla de hidrocarburos el diagrama de fases se inclinara más hacia la derecha. La posición del punto de rocío se encontrará en la línea delimitada por la curva de presión de vapor del componente menos volátil. Del mismo modo, la línea del punto de burbuja está limitada a la izquierda por la presión de vapor del componente más volátil.

#### **4.4 Establecer las ventajas del uso de los diagramas de fases en los yacimientos de gas.**

El diagrama de fases es una herramienta en el campo de la ingeniería que permite detectar y prevenir muchos problemas operacionales. En cuanto a los yacimientos de gas, la envolvente de fases presenta las siguientes ventajas:

- Permite diseñar los equipos de superficie, ya que, permite conocer que volúmenes de gas y de líquido que vas a manejar en superficie.
- Permite obtener las presiones óptimas de separación y así optimizar el diseño de los equipos de separación.
- Determinar los procesos de inyección de fluidos (gas seco o inyección de nitrógeno), ya que depende del comportamiento que tendrá dicho fluido con los componentes de la mezcla y las condiciones de presión y temperatura establecidas.

- Identificar el tipo de yacimiento, el cual nos permite determinar la infraestructura de superficie, esquema de explotación y el plan de inversión.
- Definir la estrategia de explotación de yacimiento para mantener la presión del yacimiento mayor a la presión de rocío, y de esta manera producir la mayor cantidad de líquido condensado en superficie.

#### **4.5 Construcción de un diagrama de fases empleando una herramienta del simulador de procesos Hysys 3.2.**

El simulador de procesos HYSYS 3.2, es un software comercial que está integrado por un entorno de simulación diseñado para una personalización completa del usuario. Esto permite la interacción con otras aplicaciones para crear soluciones en el área de ingeniería y procesos.

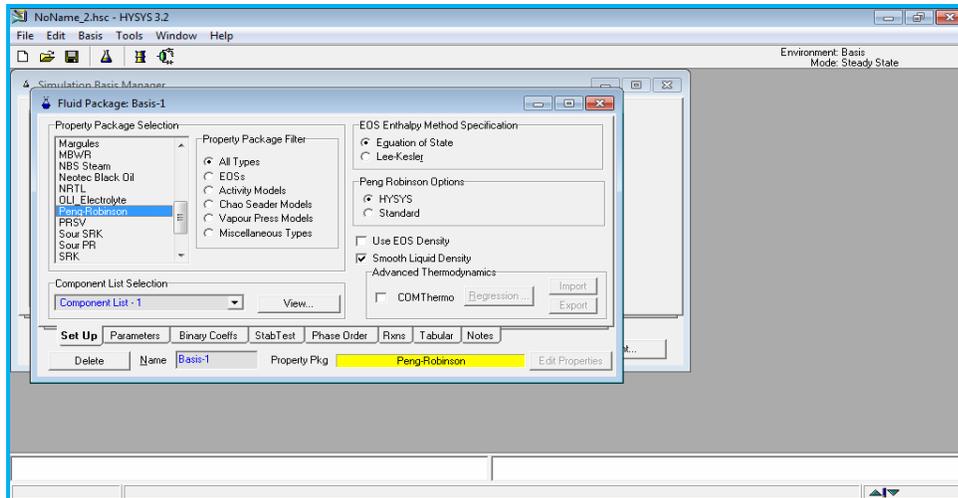
Los simuladores de procesos permiten la realización de balances rigurosos de materia y energía para una amplia gama de procesos químicos y petroquímicos.

Se utilizan en el diseño nuevos procesos, optimización de procesos existentes, evaluación del efecto de cambio en las condiciones de operación.

Se utilizó esta herramienta para caracterizar el gas en el yacimiento y generar el diagrama de fases, a partir de datos de una prueba PVT (ver anexo del A.3 al A.7).

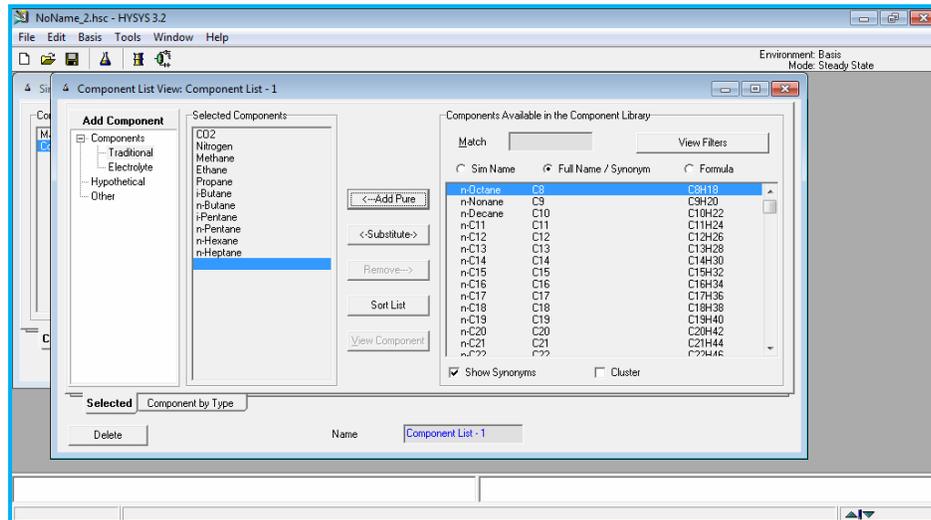
En primer lugar, se especifica la ecuación de estado con la cual se desea trabajar, que dependerá de la naturaleza del fluido. Para mezclas de

hidrocarburos la ecuación de estado mas empleado es el de la ecuación de estado de Peng – Robinson, por ser el que mejor se ajusta al procesamiento de compuestos no polares, como son éstos. Como se observa en la figura 4.6.



**Figura 4.6. Selección de la ecuación de estado**

Luego de especificar la ecuación de estado, se procedió a introducir en el sistema, los componentes de la corriente de gas en estudio sin ningún orden en específico (figura 4.7).



**Figura 4.7. Selección de los componentes a utilizar para generar la envolvente de fase de composición conocida.**

A continuación se procedió activar el entorno de simulación del software. En el área de trabajo del simulador se seleccionó una corriente de materia correspondiente a la corriente de gas en estudio (figura 4.8), luego haciendo doble click sobre esta corriente se cargo la composición molar (figura 4.9) y las condiciones de presión y temperatura (figura 4.10)

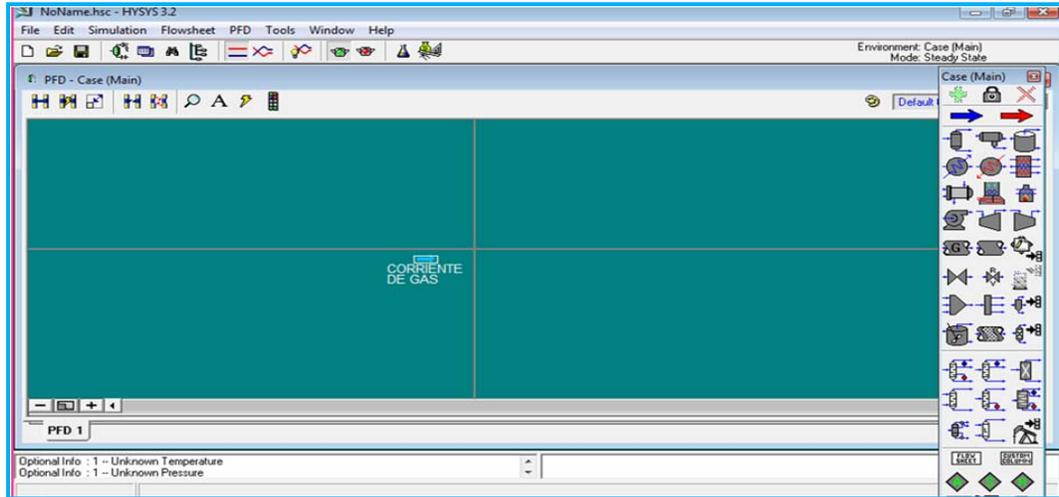


Figura 4.8. Corriente de gas en estudio.

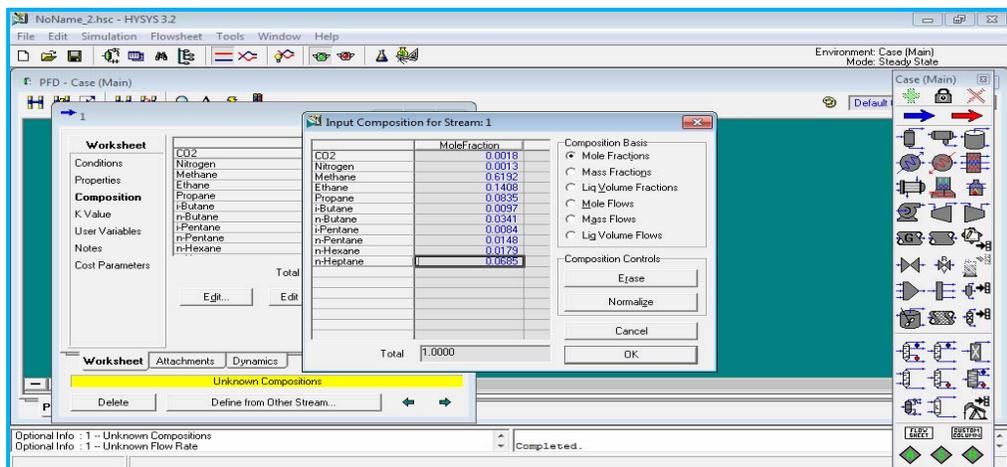
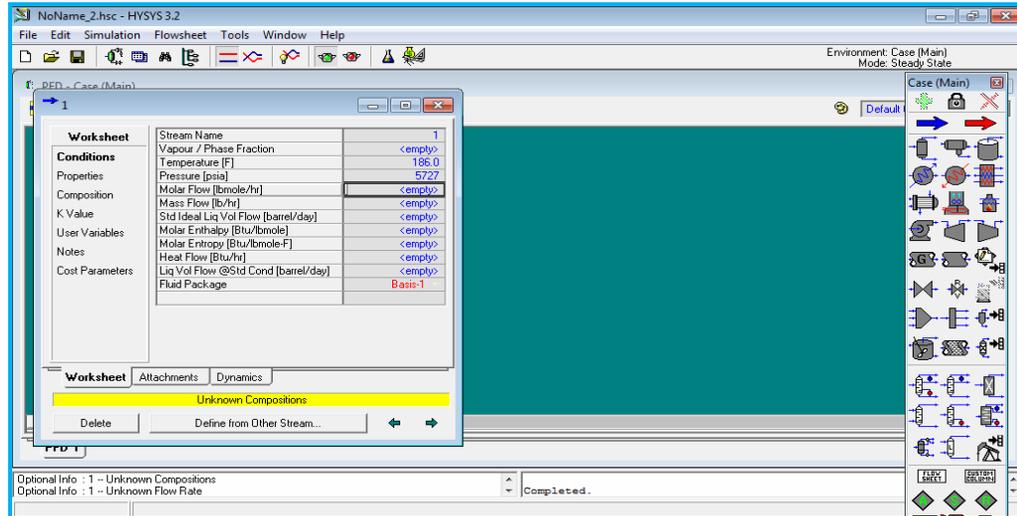
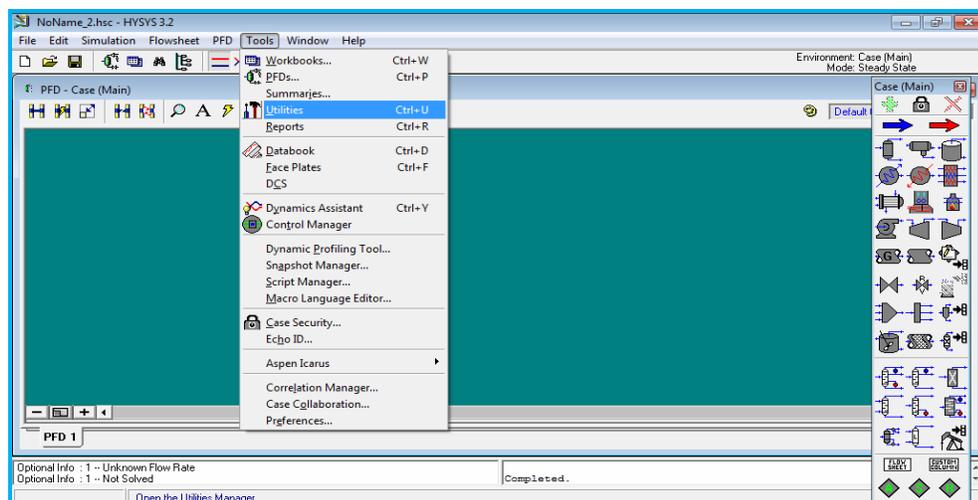


Figura 4.9. Composición molar de la corriente de gas en estudio.



**Figura 4.10. Condiciones de Presión y Temperatura**

Seguidamente se utilizó el menú Tools del software y se seleccionó la herramienta utilities, para proceder a activar la aplicación Envelope, figura 4.11 y figura 4.12, respectivamente, que permitió generar el gráfico presión vs temperatura de la corriente de gas con la que se trabajó (figura 4.13).



**Figura 4.11. Selección de la herramienta utilities.**

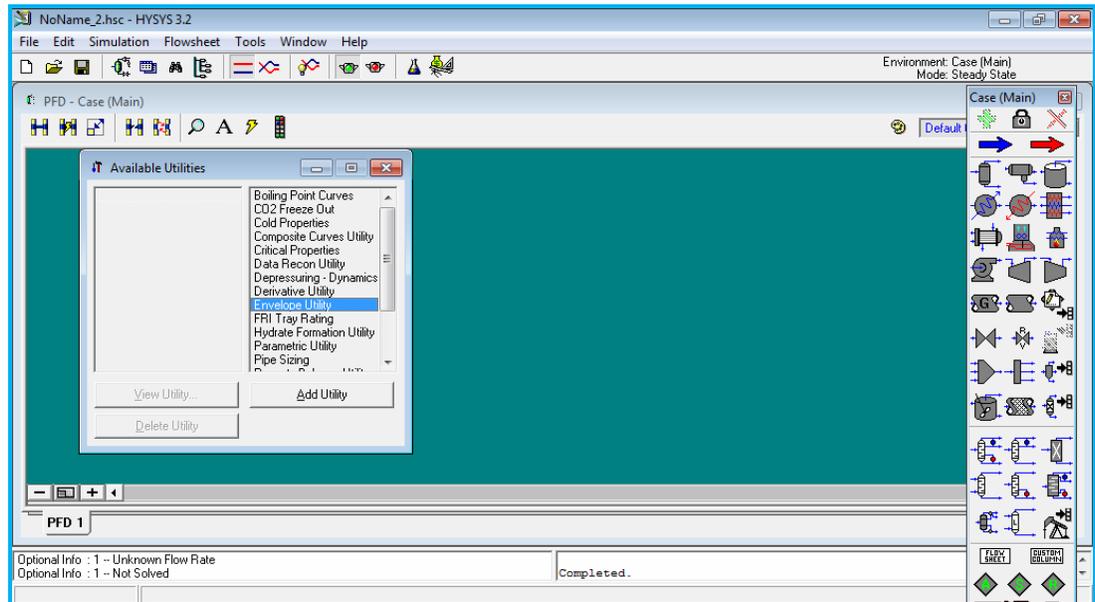


Figura 4.12. Selección de la herramienta Envelope.

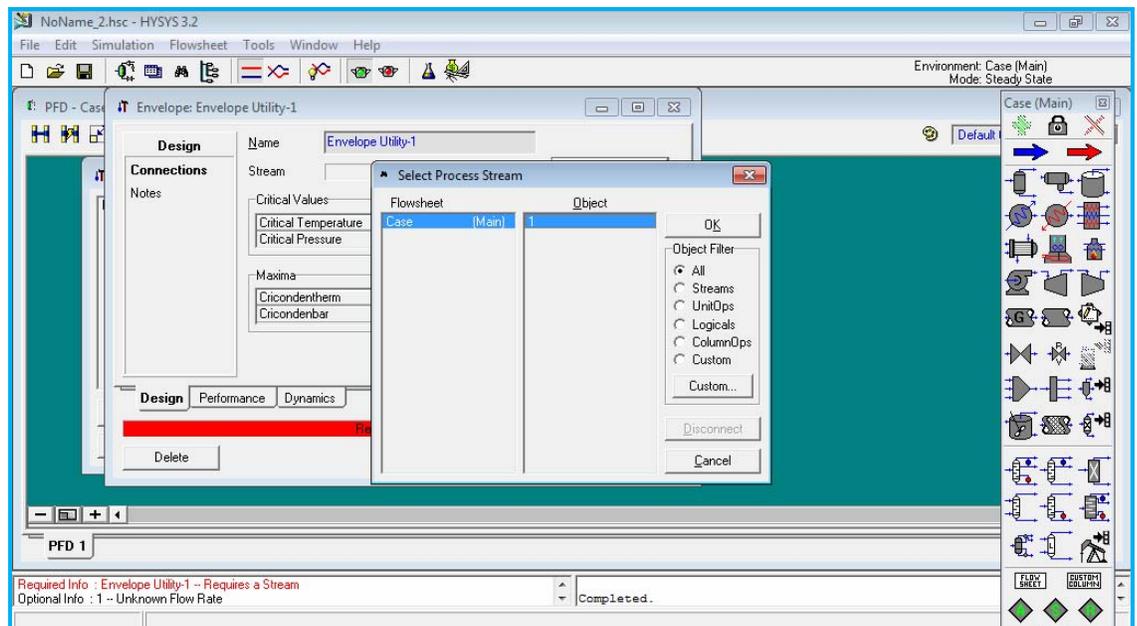
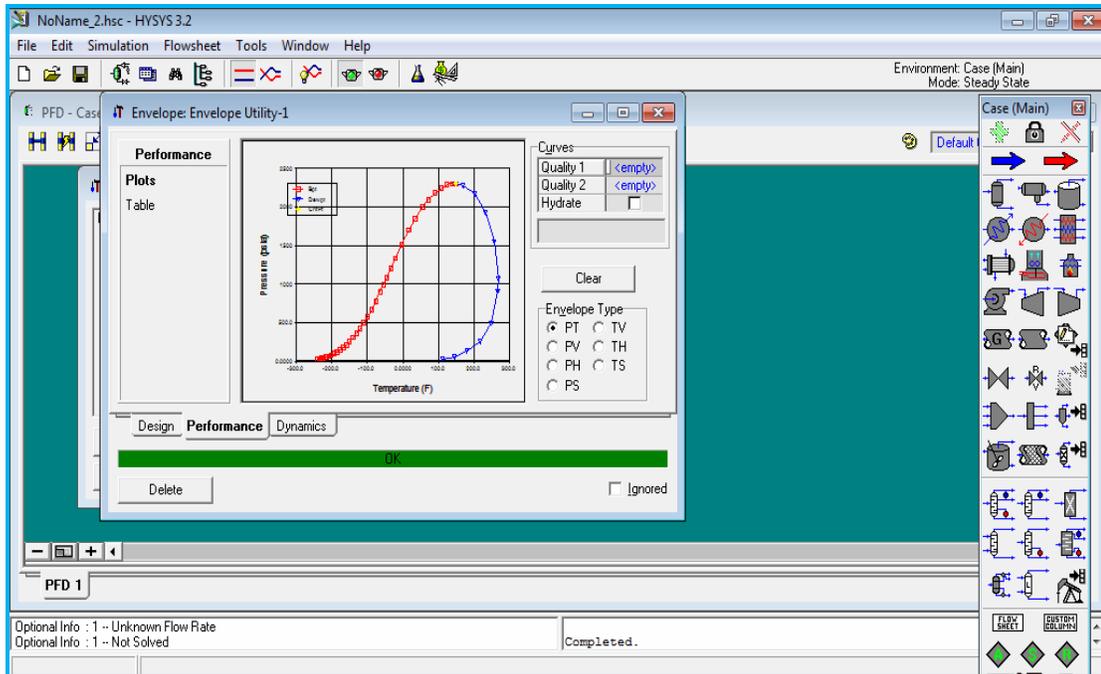


Figura 4.13. Selección de la corriente

Luego de este paso, automáticamente el simulador realizó los cálculos necesarios para generar la envolvente de fase del yacimiento de gas condensado en estudio, la cual se muestra en la figura 4.14.



**Figura 4.14. Envoltente de fase.**

De esta forma se ha generado la envolvente de fase para el fluido que se encuentra en el yacimiento a partir de los datos suministrados por una prueba PVT. A partir de dicho diagrama se puede clasificar el fluido comparándolo con los diagramas de fases característicos para cada tipo de yacimientos de gas, bien sea de gas seco, de gas húmedo o de gas condensado, tomando especial atención a la ubicación del punto crítico respecto al cricondembárico y cricondentérmico. Además, se debe ubicar el punto en el diagrama de fases que especifica las condiciones de presión y temperatura en el yacimiento, a fin de determinar el estado en el que se encuentra, bien sea saturado o subsaturado.

En la figura 4.15, se puede observar el diagrama obtenido donde la curva roja representa la curva de burbujeo en la cual el líquido está saturado formando la primera burbuja de gas. La curva azul representa la curva de rocío en la cual el gas está saturado formando la primera gota de líquido. Dichas curvas convergen en el punto crítico, en el cual coexisten ambas fases. A partir del punto crítico también convergen las líneas de isocalidad donde se encuentra la región de dos fases, las líneas verdes representan el 80 y 20% de líquido respectivamente, y las líneas rosadas representan el 60 y 40% de líquido respectivamente.



Figura 4.15. Diagrama de fases.

#### 4.6 CONCLUSIONES

1. La atracción molecular y la presión, son directamente proporcionales a la densidad del fluido, de igual manera la energía cinética y la repulsión molecular son inversamente proporcionales a la densidad del fluido.
2. La descripción de las propiedades físicas que caracterizan los fluidos presentes en un yacimiento, representan el primer paso a seguir para identificar un determinado fluido.
3. Las composiciones de la mezcla en estudio van a determinar su diagrama de fases.
4. El diagrama de fases constituye una herramienta inequívoca en la determinación del estado en que se encuentra el fluido en el yacimiento y en la observación de su comportamiento al variar las condiciones de presión del yacimiento.
5. Los diagramas de fases son una herramienta en el campo de la ingeniería que permite detectar y predecir problemas operacionales y realizar diseño de producción más efectivos.
6. La clasificación de los yacimientos de gas va a depender de la cantidad de componentes pesados que contenga el fluido.
7. El simulador Hysys representa una herramienta de trabajo práctico y muy valioso a la hora de estudiar el comportamiento de un fluido sólo con disponer de datos de presión, temperatura y composición molar del fluido en estudio.

#### **4.7 RECOMENDACIONES**

1. Generar diagramas de fases con el uso de simuladores a través de datos suministrados por pruebas PVT.
2. Antes de producir un yacimiento de gas se debe conocer qué tipo de yacimiento se está estudiando.
3. Diferenciar las propiedades características de cada yacimiento de gas.

## BIBLIOGRAFÍA

Bruzual T, Gregorio J. **“Caracterización física de yacimientos”** Venezuela (2007).

Cazorla Josfmary y Rojas Rosana. **“Estudio del mecanismo de producción del yacimiento de gas condensado JR, Arena CC-CU del Campo Santa Rosa, Arena mayor Anaco a través de la aplicación del balance de materiales”**. Tesis de Grado. UDO – Anzoátegui (2005).

Martínez José y Machuca Yannelis. **“Análisis del comportamiento de fases del Gas Natural y sus aplicaciones”** tesis de Grado. UDO – Anzoátegui (2008).

Martínez Marcías J. **“Ingeniería de gas, principios y aplicaciones”**. Venezuela (1994).

Martínez Marcías J. **“Características y comportamiento de los hidrocarburos”**. Venezuela (1994).

Mata Josmar y Moya Karina. **“Estudio del fenómeno de condensación retrógrada y efecto del fraccionamiento hidráulico sobre la productividad del pozo UDO – 7 del Campo Santa Bárbara”**. Tesis de Grado. UDO – Anzoátegui (2004).

Rojas Gonzalo. **“Ingeniería de yacimientos de gas condensado”**. Venezuela.

Smith – Van – Ness – Abbott. **“Introducción a la termodinámica en Ingeniería Química”**. Editorial Mc Graw. Quinta Edición. México (1997).

## METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

<b>TÍTULO</b>	<b>ESTUDIO DE LOS DIAGRAMAS DE FASES EN YACIMIENTOS DE GAS (SECO, HÚMEDO Y CONDENSADO)</b>
<b>SUBTÍTULO</b>	

### AUTOR (ES):

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>CÓDIGO CULAC / E MAIL</b>
Gutiérrez J., María A.	CVLAC: 16.586.963 E MAIL: gutierrez_mariale@hotmail.com
Navas M., Yoleida C.	CVLAC: 16.798.429 E MAIL: navasyoleida@hotmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

### PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Diagramas

Fases

Yacimientos

Gas Seco

Húmedo

Condensado

## METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÀREA	SUBÀREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería Química

### RESUMEN (ABSTRACT):

En el presente trabajo se estudia el comportamiento de fases a través de la construcción de los diferentes diagramas de fases de los yacimientos de gas (gas seco, gas húmedo y gas condensado), mediante una revisión bibliográfica que permite conocer cualitativamente los diferentes aspectos que inciden en el comportamiento de fases como son los factores físicos y las propiedades características de cada fluido en estudio; propiedades que determinan la caracterización de los yacimientos de gas de acuerdo a los fluidos que contiene. Debido a esto y considerando su importancia surgió la necesidad de generar un diagrama de fases a partir de los datos suministrados por una prueba PVT, tomando en cuenta los valores de presión y temperatura del yacimiento, así como la composición molar de cada uno de los compuestos presentes en el fluido, a través del simulador Hysys 3.2, se seleccionó la ecuación de estado a utilizarse la cual fue la de Peng – Robinson y con la herramienta “Envelope Utility” que ofrece el simulador, inmediatamente éste arrojó la envolvente de fases que permitió describir el comportamiento que lleva el fluido en el yacimiento en estudio, y así poder determinar qué tipo de yacimiento se está tratando, dando como resultado un yacimiento de gas condensado, también se determinó la utilidad que ésta ofrece para describir la situación del fluido en estudio y así poder establecer las ventajas que los diagramas de fases pueden ofrecer como una herramienta inequívoca en la determinación del estado en que se encuentra el fluido en el yacimiento y en la observación de su comportamiento al variar las condiciones de presión y temperatura, y así en el campo de la ingeniería permite detectar y predecir problemas operacionales y realizar diseños de producción más efectivos.

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

**CONTRIBUIDORES:**

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL</b>				
Jairo Uricare	ROL	CA	AS(X)	TU	JU(X)
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

**FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:**

<b>2011</b>	<b>04</b>	<b>14</b>
<b>AÑO</b>	<b>MES</b>	<b>DÍA</b>

**LENGUAJE. SPA**

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

**ARCHIVO (S):**

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
Tesis.Estudio.Diagrama.Yacimientos.Gas.doc	Application/ msword

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I J K  
L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z. 0 1  
2 3 4 5 6 7 8 9.

**ALCANCE**

ESPACIAL: \_\_\_\_\_ (OPCIONAL)

TEMPORAL: \_\_\_\_\_ (OPCIONAL)

**TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

Ingeniero Químico

**NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

Pregrado

**ÁREA DE ESTUDIO:**

Departamento de Ingeniería Química

**INSTITUCIÓN:**

Universidad de Oriente. Núcleo de Anzoátegui

## **METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

### **DERECHOS**

De acuerdo al artículo 41 del Reglamento de Trabajo de Grado:

“Los Trabajos de Grado son exclusiva propiedad de la Universidad y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario para su autorización”

Gutiérrez J., María A.

**AUTOR**

Navas M., Yoleida C.

**AUTOR**

Ing. Jairo Uricare (MSc)

**TUTOR / JURADO**

Ing. Yraima Salas

**POR LA SUBCOMISION DE TESIS**