



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN/ MONAGAS/ VENEZUELA**

**INFLUENCIA Y DESCRIPCIÓN DE LOS DIAGRAMAS DE FASES EN LA
CARACTERIZACIÓN DE LAS PROPIEDADES DEL GAS NATURAL**

**REALIZADO POR:
ALANA VANESSA DOUCROC URBANEJA
MARÍA JOSÉ MOYA CARRY
ROSANGEL MARÍA CEDEÑO ESPINOZA**

**Seminario de Áreas de Grado presentado como requisito parcial para optar al
Título de**

INGENIERO DE PETRÓLEO

MATURÍN, JUNIO 2012



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN/ MONAGAS/ VENEZUELA**

**INFLUENCIA Y DESCRIPCIÓN DE LOS DIAGRAMAS DE FASES EN LA
CARACTERIZACIÓN DE LAS PROPIEDADES DEL GAS NATURAL**

REALIZADO POR:

ALANA VANESSA DOUCROC URBANEJA. C.I.:19.194.666.

MARÍA JOSÉ MOYA CARRY. C.I.:18.585.666

ROSANGEL MARÍA CEDEÑO ESPINOZA. C.I.: 15.787.690.

REVISADO POR:

Dr. Fernando Pino

Asesor Académico

MATURÍN, JUNIO 2012

ACTA DE APROBACION

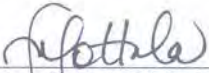


UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN/ MONAGAS/ VENEZUELA


INFLUENCIA Y DESCRIPCIÓN DE LOS DIAGRAMAS DE FASES EN LA
CARACTERIZACIÓN DE LAS PROPIEDADES DEL GAS NATURAL

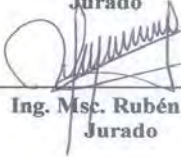
REALIZADO POR:
ALANA VANESSA DOUCROC URBANEJA
MARÍA JOSÉ MOYA CARRY
ROSANGEL MARÍA CEDEÑO ESPINOZA

APROBADO POR:


Ing. Fabiola Mottola
Jurado


Dr. Fernando Pino
Asesor


Ing. Pedro Tineo
Jurado


Ing. Msc. Rubén Vega
Jurado

MATURÍN, JUNIO 2012

RESOLUCIÓN

De acuerdo al Artículo 44 del reglamento de Trabajos de Grado: “Los Trabajos de Grado son propiedad exclusiva de la Universidad y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”.



DEDICATORIA

A mis Padres Thomas Doucroc, Nereida Urbaneja de Doucroc, este logro es gracias a ustedes. Sin su Apoyo incondicional nunca hubiese podido llegara hasta aquí. Los Amo!

A mis Abuelos Clara Eugenia Salmerón y Jesús Antonio Doucroc, que aunque ya no están presentes, se que desde el cielo están muy contentos y orgullosos al ver que otra de sus nietas cumple una de sus metas. A ti abuelita por tus consejos de mujer fuerte, tus palabras de aliento de no dejarme vencer por las adversidades ni por los duros obstáculos que nos ponga la vida, sino simplemente ser una mujer triunfadora, y aquí estoy seguí tus consejos abue y hoy por hoy ya soy una profesional. Este logro también es para ustedes. Los Extraño y Adoro con el alma! A ustedes Abuela Petra Arcia y Abuelo Isaias, me contenta saber que puedo compartir este logro junto a ustedes y se lo orgulloso que están de mi. los adoro....

A mi Brujita Jessica Gutiérrez, por compartir tantos momentos juntas de altos y bajos dentro de esta casa de estudios y no desampararnos nunca. Mi bruja todo el esfuerzo valió la pena. Hoy por hoy ya somos profesionales... Te Adoroo!

A usted tía Martha, por ser una de las personas que más me ha apoyado a lo largo de este duro y fuerte camino. Hoy se ven los frutos tía, todo el esfuerzo valió la pena. Este triunfo también se lo dedico a usted. La adoro!

A todos mis amigos y demás familiares que de una u otra forma me acompañaron siempre a lo largo de todo este trayecto. Este triunfo es gracias a todos ustedes.

Alana V. Doucroc U.

DEDICATORIA

A nuestro Dios, por haberme iluminado y guiado en todo el transcurso de mi carrera, por escucharme en silencio.

A mis padres Marisela Carry Cabrera y José Moya por haber creído en mí, y en especial mi madre quién con su apoyo incondicional ha sabido guiarme hasta alcanzar mis metas; este logro es también tuyo!.

A mis hermanos José y Alejandra por estar conmigo a lo largo de mi carrera, siendo, de alguna u otra forma, colaboradores de mi formación profesional.

A mi sobrina Maivic, espero ser fuente de inspiración para ti!

A mis amigos, compañeros de estudios, y seres especiales que han formado parte de mi vida, por ser consejeros de los buenos y los malos momentos.

A mis compañeros de áreas de grado, porque nunca se es tarde para hacer buenos amigos!,

María J. Moya C.

DEDICATORIA

A ti papá y mamá por su inmenso apoyo por confiar y creer plenamente en mi, quiero que sepan que son unos padres maravillosos, a mi hermano José Ángel que con su cariño y sus palabras de aliento (hermana tu si puedes) yo seguía adelante. Hoy en su corazón hay emoción por verme lograr esta meta, a mi sobrinito que a pesar de ser tan joven está feliz por su tía y de haber llegado al mundo en este momento tan especial, mi esposo Egill que siempre está pendiente de mí y que nunca me dio la espalda, espero servirles de ejemplo, demostrándoles que podemos alcanzar metas como estas y muchas más a pesar de los tropiezos de la vida.

A toda mi familia y amigos, que sé, sienten lo mismo que yo siento ahora, un inmenso placer y felicidad por haber logrado esta meta.

Los Quiero Muchísimo!

Rosangel M. Cedeño E.

AGRADECIMIENTOS

A mi Dios todo poderoso por no abandonarme nunca y tenderme siempre su mano en los momentos en que sentí caer. Gracias Señor por permitirme llegar hasta aquí y cumplir una de mis preciadas metas en esta vida.

A mis Padres Thomas Doucroc, Nereida Urbaneja de Doucroc, por todo su amor y apoyo incondicional que tuvieron siempre para conmigo. Papi, Mami no tengo palabras para agradecerles todo lo que han hecho por mí, por guiarme en todo momento y estar siempre allí en mis altos y bajos, porque nunca faltó una palabra de aliento cuando más las necesite, por todas y cada una de las cosas valiosas y hermosas que me han dado; siempre han sido mi ejemplo y mi motivo de seguir siempre adelante, es por ello que este logro es de ustedes. Los amo!.

A mi Asesor Académico Dr. Fernando Pino, por su incondicional ayuda y asesoría en la realización de este trabajo de igual manera por todos sus conocimientos transmitidos para con nosotros a lo largo de las áreas de grado. Mis agradecimientos al resto del jurado Fabiola Mottola, Pedro Tineo, Rubén Vegas por ser partícipes en la aprobación de nuestro trabajo de grado.

A mis tíos, a mis primas Karla, Clara, a todos ustedes les agradezco por brindarme su apoyo y por estar siempre cuando más los necesite.

A mi amiga de la infancia Marian Morales. Amiga gracias por todo tu apoyo, por tenderme la mano siempre que necesite y por estar siempre allí compartiendo conmigo las buenas y malas. Este fue nuestro año amiga, ambas lo logramos gracias a papa Dios.... Te Adoro! A mis amigas Georgina, Osmar. Gracias amigas por su

apoyo incondicional, gracias por brindarme siempre su mano amiga y compartir momentos lindos juntos conmigo. Las adoro mis locas!

Alana V. Doucroc U.



AGRADECIMIENTOS

A mi familia que siempre me han apoyado incondicionalmente en cada uno de los pasos que he dado en mi formación profesional.

A la Universidad de Oriente por haberme abierto las puertas y proporcionarme las herramientas necesarias para ser un profesional.

A los profesores por su dedicación en transmitirme sus conocimientos y experiencias.

Al profesor Dr. Fernando Pino, por ser un profesional excepcional que inspira respeto y admiración, además de ser un colaborador incondicional con los estudiantes.

A mis amigos, por darme la oportunidad de tener su amistad y contar con su apoyo en cualquier momento.

María J. Moya C.

AGRADECIMIENTOS

Primeramente a ti dios, porque fue el afán de demostrar tu inexistencia el que me impulso día a día a concluir con mi carrera.

A la universidad de oriente por brindarme la oportunidad de cursar mi carrera.

A todos los profesores que hicieron la labor de enseñarme los conocimientos que tengo a lo largo de la carrera y en las áreas de grado.

Un agradecimiento especial al Dr. Fernando Pino por su persistente guía y constantes aportes en la finalización de este trabajo.

Muchas Gracias

Rosangel M. Cedeño E.

INDICE

| | Pág. |
|---|-------------|
| RESOLUCIÓN | iv |
| DEDICATORIA | v |
| AGRADECIMIENTOS | viii |
| INDICE | xii |
| INDICE DE FIGURAS | xiv |
| INDICE DE ECUACIONES | xv |
| RESUMEN | xvi |
| INTRODUCCIÓN | 1 |
| CAPÍTULO I | 2 |
| EL PROBLEMA | 2 |
| 1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA..... | 2 |
| 1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN..... | 3 |
| 1.2.1 Objetivo General..... | 3 |
| 1.2.2 Objetivos Específicos..... | 3 |
| 1.3 JUSTIFICACIÓN..... | 4 |
| CAPÍTULO II | 5 |
| MARCO TEÓRICO | 5 |
| 2.1 ANTECEDENTES..... | 5 |
| 2.2 BASES TEÓRICAS..... | 6 |
| 2.2.1 Diagramas de Fases..... | 6 |
| 2.2.2 Tipos de Diagrama de Fase..... | 6 |
| 2.2.3 Sistema Monocomponente..... | 6 |
| 2.2.3.1 Diagrama de Presión-Temperatura para un Sistema Monocomponente..... | 7 |
| 2.2.3.2 Análisis de un Diagrama P-T para una Sustancia Pura..... | 7 |
| 2.2.3.3 Diagrama Presión-Volumen para un Sistema Monocomponente..... | 9 |
| 2.2.3.4 Análisis de un Diagrama P-V para una Sustancia Pura..... | 9 |
| 2.2.4 Sistemas de dos Componentes o Sistemas Binarios..... | 10 |
| 2.2.4.1 Diagrama de Fases Presión-Temperatura para un Sistema de Dos Componentes..... | 11 |
| 2.2.4.2 Análisis de los Diagramas de Fases Presión-Temperatura para un Sistema de Dos Componentes..... | 11 |
| 2.2.4.3 Diagrama de fases Presión- Volumen para un Sistema de Dos Componentes..... | 14 |
| 2.2.4.4 Análisis de los Diagramas de fases Presión- Volumen para un Sistema de Dos Componentes..... | 14 |
| 2.2.4.5 Diagramas de Fases Presión- Composición para Sistemas Binarios..... | 15 |

| | | |
|---------|---|-----------|
| 2.2.4.6 | Análisis de Diagramas de Fases Presión- Composición para Sistemas Binarios | 15 |
| 2.2.4.7 | Diagramas de Fases Temperatura- Composición para Sistemas Binarios | 17 |
| 2.2.4.8 | Análisis de los Diagramas de Fases Temperatura- Composición para Sistemas Binarios | 17 |
| 2.2.5 | Sistemas de Tres Componentes | 18 |
| 2.2.5.1 | Análisis de los Diagramas de Fases de 3 componentes | 19 |
| 2.2.6 | Sistemas de Multicomponentes | 20 |
| 2.2.6.1 | Análisis de los Diagramas de Fases de Sistema Multicomponentes | 21 |
| 2.3 | DIAGRAMAS DE FASES UTILIZADOS EN LA CARACTERIZACIÓN DEL GAS NATURAL..... | 25 |
| 2.4 | DIAGRAMAS DE FASES UTILIZADOS EN EL ACONDICIONAMIENTO DEL GAS NATURAL..... | 30 |
| 2.4.1 | Diagrama de Clapeyron..... | 30 |
| 2.4.2 | Diagramas de Fases utilizados en el Proceso de Deshidratación de Gas Natural. Glicol y Agua (T-X) | 32 |
| 2.4.3 | Diagrama de fases utilizado en el proceso de endulzamiento del gas natural. H ₂ O/CO ₂ (T-X)..... | 34 |
| 2.4.4 | Diagrama Temperatura-Entropía (TS) o Diagrama Entrópico | 36 |
| 2.4.5 | Diagrama Entalpía- Entropía (H-S) o Diagrama de Mollier | 38 |
| 2.5 | TÉCNICAS PARA CONSTRUIR UN DIAGRAMA DE FASES..... | 42 |
| 2.6 | TIPOS DE DIAGRAMAS DE FASES UTILIZADOS EN LOS PROCESOS DE CARACTERIZACIÓN DE LAS PROPIEDADES DEL GAS NATURAL..... | 44 |
| 2.6.1 | Diagrama de fases para Yacimientos de Gas Seco..... | 44 |
| 2.6.2 | Diagramas de fases para Yacimientos de Gas Húmedo o rico..... | 46 |
| 2.6.3 | Diagrama de fases para Yacimientos de Gas Condensado..... | 48 |
| 2.7 | PARÁMETROS OBTENIDOS DE LOS DIAGRAMAS DE FASES QUE PERMITEN CARACTERIZAR EL GAS NATURAL..... | 51 |
| 2.7.1 | Punto de Burbujeo | 51 |
| 2.7.2 | Punto de Rocío | 52 |
| 2.7.3 | Punto Crítico..... | 52 |
| 2.8 | VENTAJAS DEL USO DE LOS DIAGRAMAS DE FASES EN LOS YACIMIENTOS DE GAS..... | 53 |
| 2.9 | DEFINICIÓN DE TÉRMINOS | 53 |
| | CAPITULO III..... | 58 |
| | CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES..... | 58 |
| 3.1 | CONCLUSIONES | 58 |
| 3.2 | RECOMENDACIONES | 59 |
| | REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS..... | 60 |
| | HOJAS METADATOS..... | 61 |

INDICE DE FIGURAS

| | Pág. |
|--|-------------|
| Figura 1 Diagrama de Fase (P-T) para Componentes Puros..... | 8 |
| Figura 2 Diagrama de Fase (P-) para Componentes Puros. | 10 |
| Figura 3 Diagrama de Fases P-T para un Sistema de dos Componentes (C_2 y C_7^+). | 12 |
| Figura 4 Diagrama de Fases (P-V) para un sistema de dos componentes (Propano y Butano) | 14 |
| Figura 5 Diagrama P-X de un Sistema de dos Componentes | 16 |
| Figura 6 Diagrama de Fases Temperatura-Composición para un Sistema de Dos Componentes | 17 |
| Figura 7 Diagrama de Fases Triangular (Sistema de 3 Componentes)..... | 19 |
| Figura 7 Diagramas de Fases (P-V) para Un Sistema Multicomponente | 21 |
| Figura 8 Diagramas (P-V) y (P-T) para un Sistema Multicomponentes..... | 22 |
| Figura 9 Diagrama (P-T) para un Sistema Multicomponente | 23 |
| Figura 10 Diagrama de Fases P-T para un Sistema Multicomponente..... | 24 |
| Figura 11 Diagrama de fase de un Sistema Multicomponente | 26 |
| Figura 12 Diagrama de Clapeyron (P-V)..... | 31 |
| Figura 13 Diagrama (PV) con Cambio de Fase | 31 |
| Figura 14 Diagrama Binario TEG-Agua a la Presión de 1 atmósfera..... | 33 |
| Figura 15 Diagrama de Fases Binario (H_2O/CO_2)..... | 35 |
| Figura 16 Diagrama Temperatura- Entropía (T-S) (Ciclo de Carnot) | 37 |
| Figura 17 Diagrama (T-S) o Ciclo de Carnot Correspondiente | 37 |
| Figura 18 Diagrama de Mollier (H-S)..... | 38 |
| Figura 19 Aplicación del Diagrama de Mollier | 39 |
| Figura 20 Diagrama de Mollier para los Calores de Succión y Descarga | 41 |
| Figura 21 Diagrama de Fases P-T Para un Yacimiento de Gas Seco | 45 |
| Figura 22 Diagrama de Fases P-T para Yacimientos de Gas Húmedo. | 47 |
| Figura 23 Diagrama de Fases P-T para un yacimiento de Gas Condensado. | 50 |

INDICE DE ECUACIONES

| | Pág. |
|---|-------------|
| Ec 1 Donde: (H, Q y W) representan a la entalpía, calor y trabajo, respectivamente.. | 39 |
| Ec 2 (W)= trabajo realizado sobre el gas por unidad de tiempo. | 40 |
| Ec 3 La regla de las fases establecida por J. Willard Gibbs en 1876: | 42 |





**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN/ MONAGAS/ VENEZUELA**

**INFLUENCIA Y DESCRIPCIÓN DE LOS DIAGRAMAS DE FASES EN LA
CARACTERIZACIÓN DE LAS PROPIEDADES DEL GAS NATURAL.**

Autores:

Alana V, Doucroc

C.I: 19.194.666

María J, Moya

C.I: 18.585.666

Rosangel M, Cedeño

C.I: 15.787.690.

Asesor Académico:

Dr. Fernando Pino

RESUMEN

El siguiente trabajo tuvo como objetivo principal la determinación de la influencia y descripción de los diagramas de fases en la caracterización de las propiedades del gas natural. Así como su construcción para cualquier sistema en estudio, a partir de la ecuación de la Regla de Fases. Además, se describe la influencia de los diagramas de fases en la caracterización termodinámica de los diferentes tipos de yacimientos de hidrocarburos. Los diagramas de fases permiten determinar las condiciones a las cuales está la mezcla de hidrocarburos en el yacimiento, de manera que, de acuerdo a la composición de la mezcla y con los valores de presión, temperatura se puede determinar las propiedades del fluido contenido en el yacimiento y predecir el comportamiento del mismo en la superficie.

INTRODUCCIÓN

Un diagrama de fase es un modelo de simulación, ya que trata de representar en superficie el comportamiento del fluido si se encontrase en esas condiciones. Se sustentan en la ecuación de la regla de las fases, para determinar el número de variables necesarias para caracterizar completamente el sistema termodinámico.

En el campo de los hidrocarburos los principales diagramas de fases que se utilizan son los denominados presión-temperatura, temperatura-composición, presión-composición, entalpía- presión y entalpía- entropía. Estos últimos son de gran utilidad para determinar la entalpía de descarga y succión, en el proceso de compresión del gas natural, sobre todo cuando se requiere determinar la carga potencia necesaria para que el proceso de compresión, se lleve a cabo con un alto grado de eficiencia

Los diagramas son de gran importancia para estudiar el comportamiento cualitativo de los sistemas de hidrocarburos, ya que a través de estos diagramas 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. En este trabajo se presentará la influencia y descripción de los diagramas de fases en la caracterización de las propiedades del gas natural.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La mayoría de los diagramas de fase han sido construidos según condiciones de equilibrio termodinámico (condiciones de enfriamiento lento), siendo utilizadas por ingenieros y científicos para entender y predecir muchos aspectos del comportamiento de los compuestos de hidrocarburos.

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 natural 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 o proceso que se esté evaluando a través del diagrama de fases.

Actualmente la industria del gas en la República Bolivariana De Venezuela, no hace un aprovechamiento eficiente de las reservas de gas, evidenciado con la quema excesiva y venteo de volúmenes de gas producidos diariamente, que pudiesen ser mejor aprovechados si se contara con la infraestructura necesaria y la preparación técnica de los usuarios en los procesos de tratamiento del gas, lo cual conlleva la pérdida de este gran recurso energético no renovable.

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, debido a que dicha composición afecta el comportamiento de su envolvente de fase, cuya interpretación es crítica para todos los aspectos del procesamiento del gas.

Es necesario conocer las propiedades del gas natural como la viscosidad, densidad, peso molecular, poder calorífico, temperatura, presión entre otros, para mejorar su producción y transporte. Consecuentemente, se hace necesario mejorar la preparación de los usuarios, en el uso de las herramientas de predicción de comportamiento (diagrama de fases).

El propósito de este trabajo, es recopilar y simplificar toda la información relacionada con los diagramas de fases, necesaria para relacionar su influencia en la caracterización de las propiedades del gas natural, tales como: presión, temperatura, poder calorífico y densidad.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo General

Describir la Influencia de los Diagramas de Fases en la Caracterización de las Propiedades del Gas Natural

1.2.2 Objetivos Específicos

- Especificar los Tipos de Diagramas de Fases utilizados en los procesos de Caracterización de las Propiedades del Gas Natural.
- Explicar las técnicas utilizadas para la construcción e interpretación de los Diagramas de Fases.

- Explicar la utilidad práctica de los diagramas de fases en la caracterización del gas natural.
- Estudiar los diagramas de fases para mono, bi, tri y Multicomponentes de hidrocarburo.
- Analizar las Ventajas del uso de los diagramas de fases en los yacimientos de gas.

1.3 JUSTIFICACIÓN

La importancia de este trabajo se fundamenta en proveer la información necesaria para la interpretación de los distintos tipos de diagramas de fases, de forma precisa y detallada, de tal manera que el personal encargado de la caracterización del gas natural pueda predecir cómo reacciona una mezcla de hidrocarburos a determinadas condiciones de presión y temperatura y conocer por anticipado las propiedades del gas que se esté estudiando, optimizando así, el aprovechamiento del gas natural como alternativa energética y económica para la Republica Bolivariana de Venezuela.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES

Según Marín y Núñez (2007), el estudio del comportamiento cualitativo de sistemas de hidrocarburos no es fácil, por esto una forma de expresar el sistema lo más preciso posible es a través de los diagramas de fase, representando gráficamente las fases que están presentes en un sistema químico, a varias temperaturas, presiones y composiciones. Además, resaltan la utilidad de los diagramas de fase para determinar el número de fases presentes en las condiciones señaladas y poder predecir una serie de parámetros que sean de gran influencia en la caracterización de los hidrocarburos.

Martínez J. y Machuca Y. (2008), 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.

Cedeño, Liewald y Moreno (2010), en su trabajo titulado Uso y utilidad de los diagramas de fases en la caracterización y acondicionamiento del gas natural expresan que un diagrama de fase es importante porque a través de su estudio definimos en qué estado físico se encuentra una determinada sustancia dependiendo

de su presión y temperatura, por tanto, puede representar cualquier estado de equilibrio termodinámico del sistema formado por una sustancia pura mediante un diagrama bidimensional de presión-temperatura.

2.2 BASES TEÓRICAS

2.2.1 Diagramas de Fases

Son representaciones gráficas de las fases que están presentes en un fluido, a varias temperaturas, presiones y composiciones. Se construyen según condiciones de equilibrio y se utilizan para entender y predecir muchos aspectos del comportamiento del fluido. Se basan en la ecuación de la regla de las fases, para determinar el número de variables necesarias para caracterizar completamente el sistema, en función del número de fases, componentes y grados de libertad presentes.

2.2.2 Tipos de Diagrama de Fase

En el campo de los hidrocarburos, existen diversos tipos de diagramas de fases que se utilizan para el estudio del comportamiento de los fluidos. Estos son los denominados: Presión-Temperatura (P-T), Presión-Volumen (P-V), Presión-Composición (P-X) y Temperatura-Composición (T-X), además se utilizan también diagramas de Entalpía-Presión (H-P), Temperatura-Entropía (T-S) y Entalpía-Entropía (H-S), por sus diversas aplicaciones en los procesos industriales.

2.2.3 Sistema Monocomponente

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

Se sabe que, para el caso de los hidrocarburos no existen yacimientos conformado por un solo componente, sino que lo que existe es una mezcla de ellos, pero su estudio es conveniente para entender el comportamiento que tendría un hidrocarburo en caso de encontrarse en estado puro, lo que indica que es una sustancia pura, o que no está combinada con ninguna otra sustancia, y su diagrama tienen que ser característico de estas sustancias.

2.2.3.1 Diagrama de Presión-Temperatura para un Sistema Monocomponente

Los diagramas de fase más sencillos son los de presión - temperatura de una sustancia pura, como puede ser el del agua. En el eje de ordenadas se coloca la presión y en el de abscisas la temperatura. Generalmente, para una presión y temperatura dadas el volumen es constante. Este se utiliza para estudiar las condiciones en las cuales una sustancia pura cambia de un estado de agregación a otro (sólido, líquido o vapor).

2.2.3.2 Análisis de un Diagrama P-T para una Sustancia Pura

Generalmente, para una presión y temperatura dadas, el cuerpo presenta una única fase, cuando la sustancia se encuentre en forma sólida, que corresponde a la línea punteada de verde. También baja la línea azul, donde se encuentra en forma de gas.

La línea verde no punteada representa la línea envolvente que separa a la fase sólida de la fase líquida. Mientras que la línea azul representa la línea envolvente que separa la fase líquida de la fase vapor.

Se observa el punto crítico, donde se encuentra la temperatura y presión crítica, más arriba del punto crítico solo hay gas. Se observa también el punto triple, en el cual coexisten las tres fases simultáneamente.

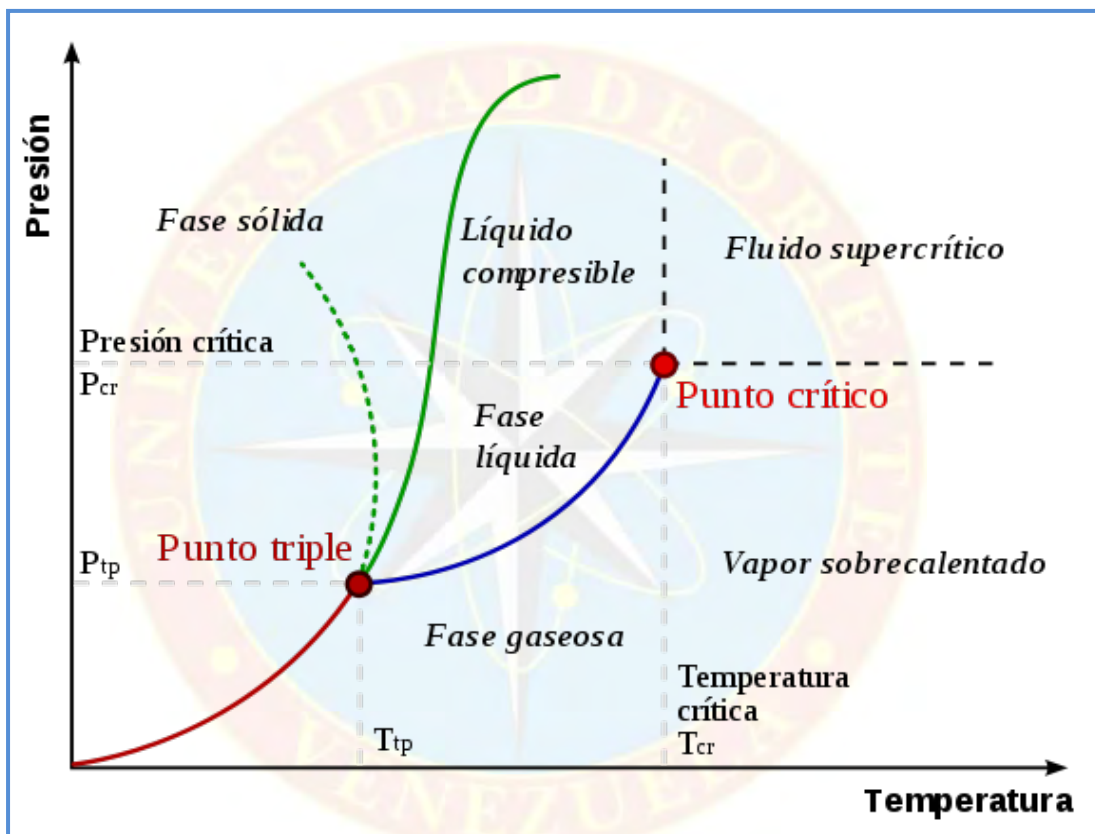


Figura 1 Diagrama de Fase (P-T) para Componentes Puros

A partir de los diagramas de fases de sustancias puras se puede obtener también información de los pares P, T (presión, temperatura) que corresponden a una transición de fase entre: Dos fases sólidas: Cambio alotrópico; Entre una fase sólida y una fase líquida: fusión - solidificación; Entre una fase sólida y una fase vapor (gas):

sublimación - volatilización (o sublimación inversa); Entre una fase líquida y una fase vapor: vaporización - condensación (o licuefacción).

2.2.3.3 Diagrama Presión-Volumen para un Sistema Monocomponente

En el eje de ordenadas se coloca la presión y en el de abscisas el volumen. Para una presión y volumen dados la temperatura es constante. Este se utiliza para estudiar directamente el comportamiento de la sustancia en su estado líquido y gaseoso y las condiciones en las cuales coexisten ambas fases.

Para el caso de los hidrocarburos, no se consiguen yacimientos conformados por un solo componente o sustancia pura, sin embargo, estos diagramas se utilizan para entender el comportamiento de mezclas, además, el estado sólido rara vez se estudia en los hidrocarburos, por consiguiente no se representa en este tipo de diagramas.

2.2.3.4 Análisis de un Diagrama P-V para una Sustancia Pura

En el análisis de la **figura 2** se observan varias líneas isotérmicas, que ocurren a temperatura constante. Entre las líneas envolventes hay cambios en el volumen del sistema en forma isobárica, mientras que fuera de las líneas envolventes hay cambios en el volumen del sistema, pero también hay cambios en la presión del. Para el caso de los componentes puros hay que tener siempre presente lo siguiente, que a una temperatura fija, pueden coexistir dos fases a la presión de vapor, como también que las curvas de rocío y burbujeo coinciden en un diagrama de fases (P-T), y que también la máxima temperatura y presión para las fases es la crítica.

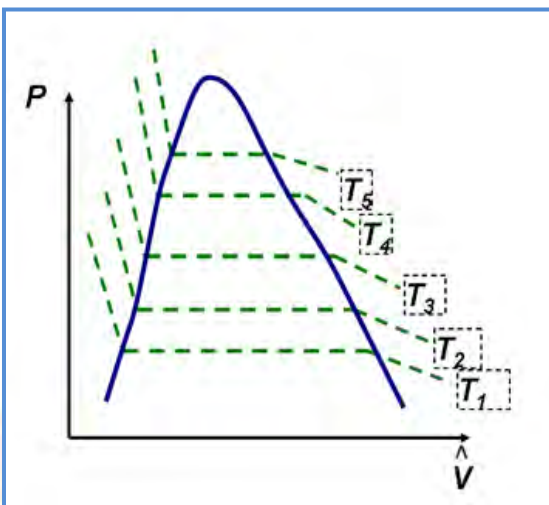


Figura 2 Diagrama de Fase (P-) para Componentes Puros.

2.2.4 Sistemas de dos Componentes o Sistemas Binarios

Según la regla de las fases de Gibbs, queda ($F + P = 4$). Esto significa que dentro de la línea envolvente existen dos fases en equilibrio. Luego en ese punto, como hay dos fases ($P=2$). Esto da como resultado ($F=2$). Es decir, que el sistema es bivariante, y se necesita especificar, tanto la presión, como la temperatura para definir totalmente el sistema. Fuera de la línea envolvente, hay una fase ($P=1$). Luego ($F=3$). Es decir que serían necesarias la presión, y temperatura y composición para definir totalmente el sistema.

La composición es una nueva variable que aparecen en los diagramas de fases, y se simbolizará como (X) Luego, los diagramas de fases, en donde participara la composición son: Presión- Composición (P-X), el cual se desarrolla a una temperatura constante. También existen los diagramas de fases temperatura composición (T-X), el cual debe ocurrir a una presión constante. Aunque los diagramas presión – temperatura (P-T) tienen una gran importancia para el sistema de dos componentes, pero también los diagramas de fases, donde se incluya la

composición sean también de gran importancia, para estudiar el comportamiento de los hidrocarburos, sobre todo lo relacionado con el parámetro composición, que es fundamental poder determinar, para establecer el balance de los materiales del sistema, que es una forma de determinar la eficiencia de un proceso

2.2.4.1 Diagrama de Fases Presión-Temperatura para un Sistema de Dos Componentes

De forma similar a su análogo para sistemas de un solo componente, pero más complejo en cuanto a la información presentada. Representan el comportamiento de una mezcla de dos componentes a diferentes presiones y temperaturas.

2.2.4.2 Análisis de los Diagramas de Fases Presión-Temperatura para un Sistema de Dos Componentes

En la **figura 3** se presenta un diagrama de fases (P-T) para diferentes mezclas de Etano (C_2) y Heptano (C_7).

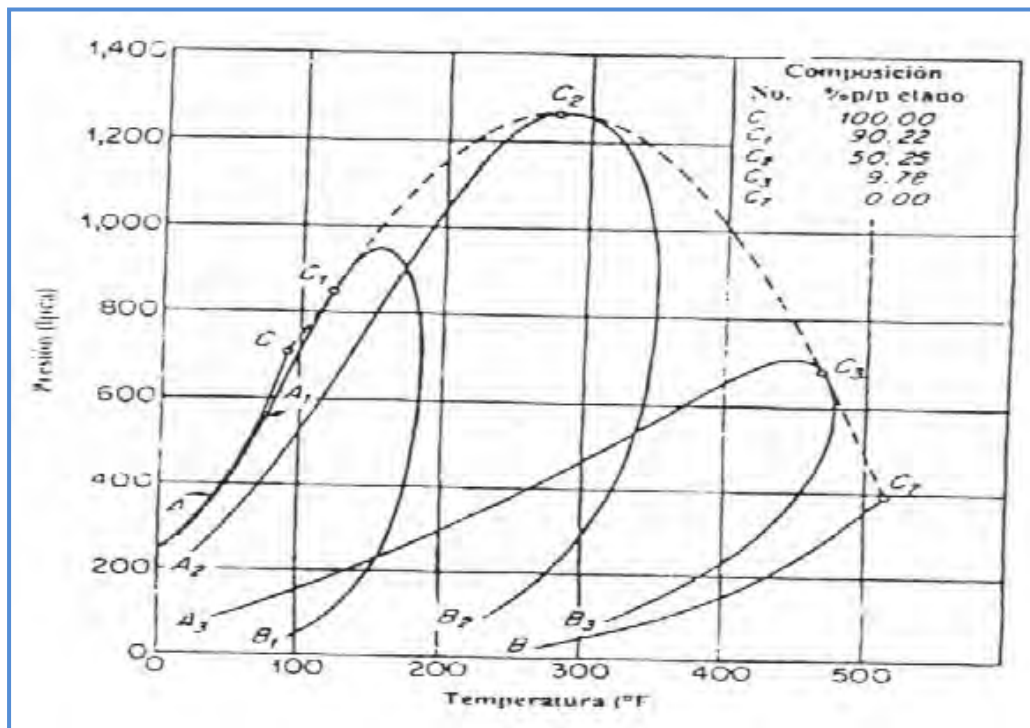


Figura 3 Diagrama de Fases P-T para un Sistema de dos Componentes (C₂ y C₇⁺).

Se observa las diferentes líneas envolventes para la mezcla, las cuales dependen de la composición de los componentes de la mezcla, la línea de la izquierda que culmina en el punto crítico (C), corresponde a la curva de la presión de vapor del Etano puro. Mientras que la línea de la derecha que termina en el punto crítico (C₇) es la curva de los puntos de la presión de vapor del Heptano. Entre estas dos curvas se encuentran las líneas envolventes para las diversas mezclas conformadas por diferentes composiciones de los componentes del Etano y Heptano normal, estos hidrocarburos pueden ser partes de las mezclas de hidrocarburos que conforman el gas natural, mas aun cuando el gas natural sea clasificado como gas húmedo o gas condensado, que tiene componentes pesados como el Heptano.

Las curvas representadas por las letras (A₁C₁B₁); (A₂C₂B₂) y (A₃C₃B₃), corresponden a sistemas con diferentes porcentajes por peso de Etano y Heptano

Normal, respectivamente Los puntos (C_1 ; C_2 y C_3) son los puntos críticos de estos sistemas. Las líneas (A_1C_1); (A_2C_2) y (A_3C_3)son las curvas de los puntos de burbujeo por encima de estas líneas solo existe líquido, mientras que las líneas (C_1B_1 ; C_2B_2 y C_3B_3) por debajo de estas líneas solo existe vapor, por arriba de cada punto crítico habrá solo gas, y este ya no regresara a la fase líquida en forma espontánea, sino que la única forma que aparezca la fase líquida, será trabajando la mezcla a temperaturas muy bajas, como lo indican las plantas criogénicas, donde se convierten los componentes en estado gaseoso a estado líquido, proceso que ocurre a temperaturas más bajas que la crítica.

Al cambiarse la composición de la mezcla también se modifica la posición de las líneas envolventes en el diagrama de fase respectivo.

Características:

- Punto crítico tiene la máxima presión respecto a las presiones críticas de las mezclas posibles, mientras que la temperatura crítica de la mezcla tiene un valor no muy lejos del promedio del valor de la temperatura crítica de los componentes puros.
- El diagrama de fases presenta un área máxima, donde ocurren la fase líquida y de vapor. Esta área será todavía mayor, mientras que los componentes puros de la mezcla tengan una mayor diferencia en los puntos de ebullición.
- A medida que un componente tiene mayor predominio composicional en la mezcla, tanto la presión, como la temperatura crítica de la mezcla, tendrán un valor cercano a la presión y temperatura crítica del componente predominante.
- Cuando se unen los puntos críticos de las mezclas, en un diagrama de fases (P-T) se obtiene lo que se denomina Lugar Geométrico de los Puntos Críticos.

Estos puntos son de gran utilidad para el cálculo de la presión de convergencia, utilizada en la determinación de la constante de equilibrio de sistemas gas-líquido.

2.2.4.3 Diagrama de fases Presión- Volumen para un Sistema de Dos Componentes

Estos sistemas se representan también en los diagramas P-V, y su comportamiento es muy similar al de un sistema monocomponente. Los cambios de presión y volumen se presentan en condiciones isoterms, es decir, a temperatura constante.

2.2.4.4 Análisis de los Diagramas de fases Presión- Volumen para un Sistema de Dos Componentes

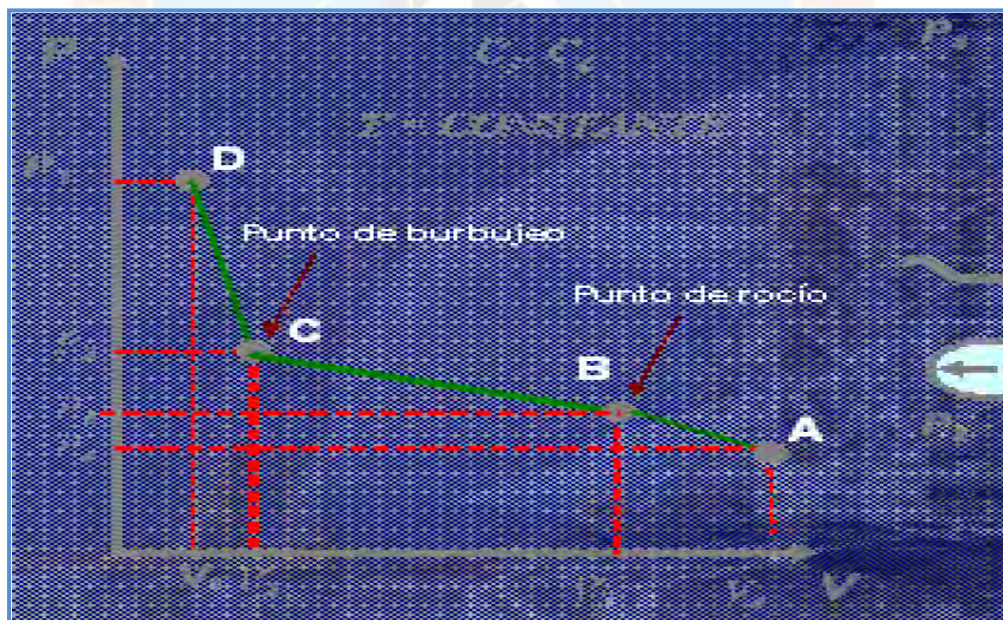


Figura 4 Diagrama de Fases (P-V) para un sistema de dos componentes (Propano y Butano)

En la **figura 4** se observa que los procesos de cambios de los componentes, deben de ocurrir bajo condiciones isotérmicas. En el punto (D), donde los valores de presión y volumen son (P_1 y V_1). El punto de burbujeo de la mezcla se alcanza en el punto (C). Para alcanzar este punto debió de ocurrir un cambio en el volumen desde (V_1 hasta V_2), proceso que ocurre con una disminución de la presión. Entre el punto (C y B) la mezcla ha ingresado a la región bifásica. En el punto (B). La mezcla alcanza el punto de rocío. El punto (A) del diagramas, donde los valores de presión y volumen son (P_4 y V_4), solo debe de haber vapor.

2.2.4.5 Diagramas de Fases Presión- Composición para Sistemas Binarios

Los sistemas binarios se pueden estudiar también a través de los diagramas Presión- Composición (P-X) a Temperatura constante o Temperatura- Composición (T-X) a Presión constante. Estos gráficos, para que puedan ser interpretados, necesariamente tienen que realizarse bajo condiciones isotérmicas o isobáricas.

En el caso de los diagramas Presión-Composición (P-X), se coloca en la ordenada la presión (P), mientras que en la abscisa se coloca la composición (X). las variaciones de presión en función de la composición se realizan a Temperatura constante.

2.2.4.6 Análisis de Diagramas de Fases Presión- Composición para Sistemas Binarios

En la figura se presenta un diagrama presión-composición (P-X) a temperatura constante. Se observa que aparecen las presiones en el punto de rocío y punto de burbujeo como una función de la composición, lo que significa que ambos

parámetros, se pueden representar en función de la fracción molar de uno de los componentes del sistema., o como fracción o porcentaje por peso (%P/P).

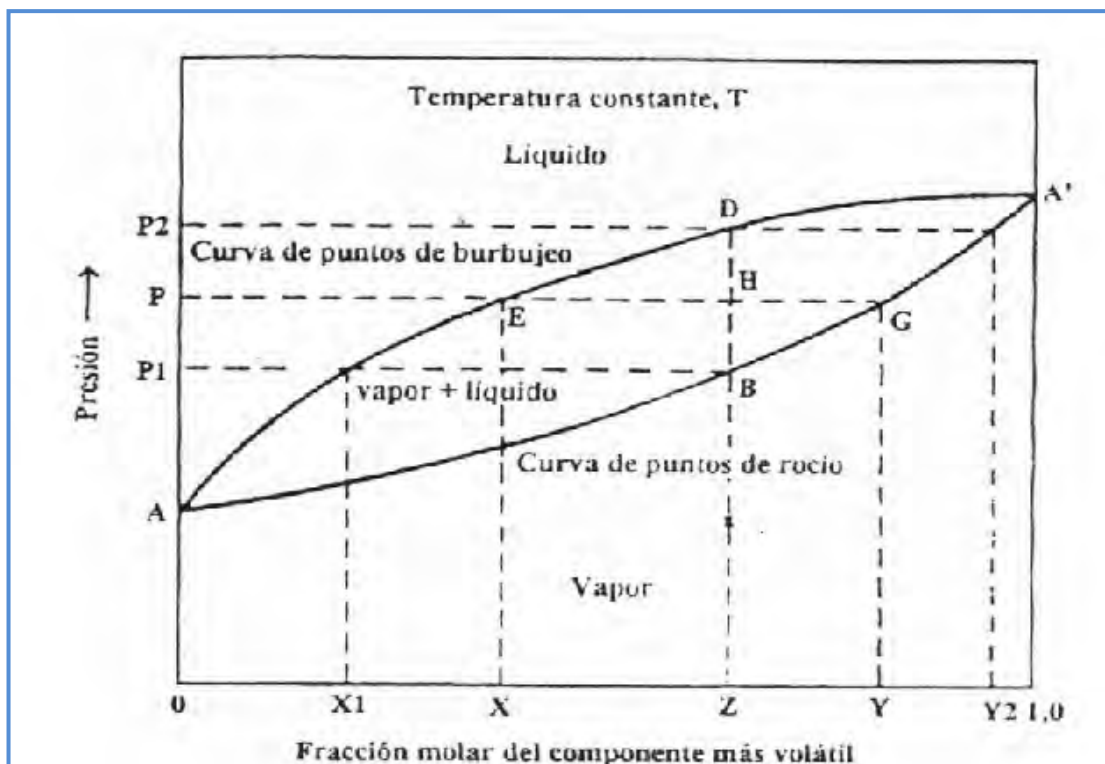


Figura 5 Diagrama P-X de un Sistema de dos Componentes

Los puntos (A) y (A') representan la presión de vapor, presión de rocío y presión de burbujeo, para los componentes puros de menor y mayor volatilidad respectivamente, puntos obtenidos a la temperatura de elaboración del diagrama. En forma similar se deduce que los puntos (B y D) representan la presión la presión de rocío y de burbujeo para la mezcla que contiene una fracción molar del componente más volátil igual a (Z) Si las condiciones de presión- composición indican que están por debajo de la curva de rocío, en el sistema solo habrá vapor, mientras que si las condiciones de presión composición indican que se encuentran por arriba de la curva de burbujeo, el sistema estará conformado solo por líquido. En la región entre burbujeo y rocío existen las fases líquida y vapor en equilibrio.

2.2.4.7 Diagramas de Fases Temperatura- Composición para Sistemas Binarios

Tiene su importancia en el diseño de las torres de regeneración, las cuales se utilizan fundamentalmente en las plantas de deshidratación y de endulzamiento, donde la presión se mantiene constante y se varía la temperatura.

2.2.4.8 Análisis de los Diagramas de Fases Temperatura- Composición para Sistemas Binarios

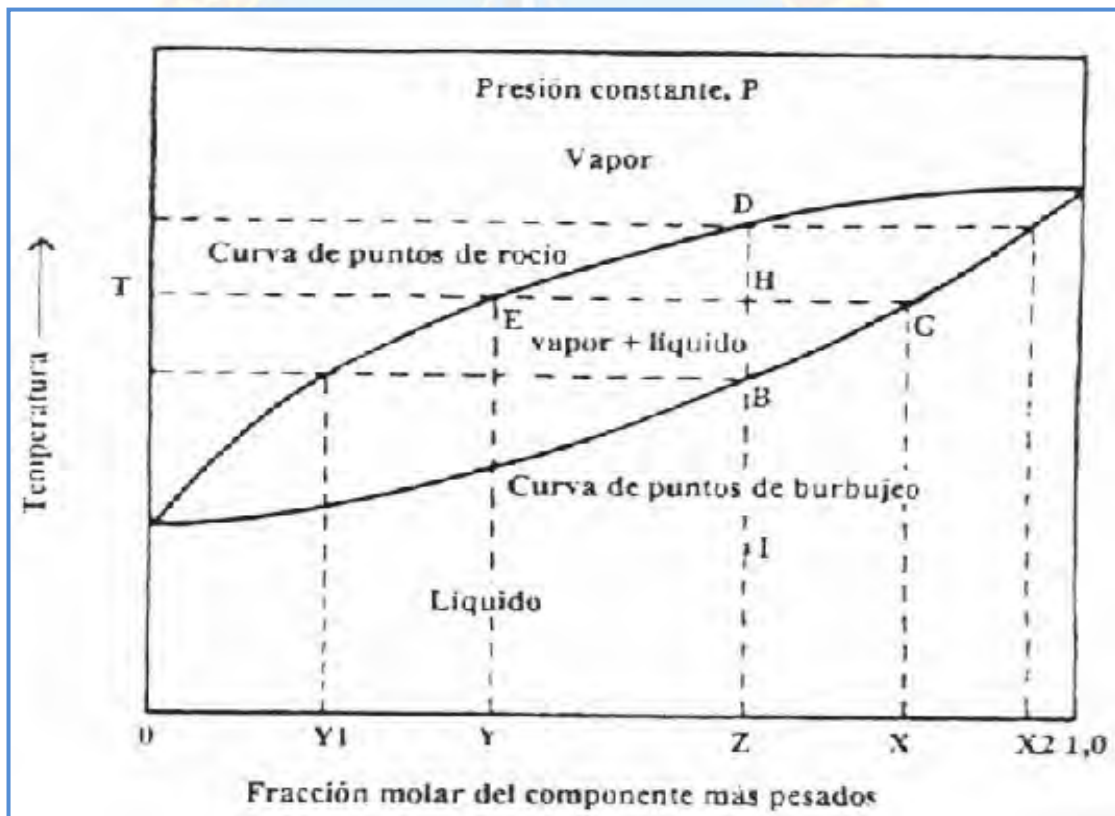


Figura 6 Diagrama de Fases Temperatura-Composición para un Sistema de Dos Componentes

En la **figura 6** se presenta un diagrama Temperatura–Composición a presión constante. Se observa que tiene las curvas de rocío y burbujeo invertidas en relación a la **figura 5** (Diagrama P-X para 2 componentes). Si por ejemplo, se considera que el sistema se encuentra en la región de dos fases (H), cuya fracción molar del componente más pesado es (Z). La composición de la fases de vapor y líquido, está dado por los extremos en la zona de dos fases de la línea horizontal a través de (H), es decir (E y G). También se observa que el sistema que corresponde al punto (I) está totalmente como líquido, y cuando se incrementa la temperatura en forma isobárica, se llega al punto de burbujeo en (B), y aquí aparece la primera burbuja de vapor, y desde luego al incrementarse todavía más la temperatura aumentará la proporción de vapor en el sistema hasta llegar a (D), que viene a ser el punto de rocío. Si la temperatura continua en aumento el vapor se sobrecalienta y si se alcanza y sobrepasa el punto crítico se obtiene gas.

Si la presión es una atmósfera o 14,7 lpca, la curva de temperatura del punto de burbujeo, representa la curva del punto de ebullición normal, ahora si la presión del diagrama de fases es diferente a una atmósfera, la curva de puntos de burbujeo será la curva de puntos de ebullición a esa presión, es por ello que los diagramas de fases T-X, se denominan también Diagramas de Puntos de Ebullición.

2.2.5 Sistemas 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, estos diagramas son considerados de gran importancia en los procesos de desplazamiento miscible de petróleo.

2.2.5.1 Análisis de los Diagramas de Fases de 3 componentes

Estos diagramas se representan generalmente a través triángulos equiláteros, es por eso que se denominan diagramas de fases triangulares. Para estos triángulos puede demostrarse por geometría, que la suma de las distancias de las tres perpendiculares, desde un punto cualquiera en el interior del triángulo, a los tres lados del mismo, es igual a la altura del triángulo, todo esto se puede utilizar para determinar la composición de los componentes del diagrama de fases.

Existen infinitos de sistemas formados por mezclas de tres componentes puros, que dependen principalmente de los componentes entre sí, como de las condiciones de presión y temperatura del sistema, lo que hace que estos diagramas sean de una gran utilidad para el estudio de los hidrocarburos. En la **figura 7** se presenta un diagrama de fase para tres componentes señalados como (A,B y C), los cuales perfectamente puede ser una mezcla de hidrocarburos u otro material, que se pueda representar a través de estos diagramas de fases, que permiten establecer en forma clara la composición de los componentes del diagrama.

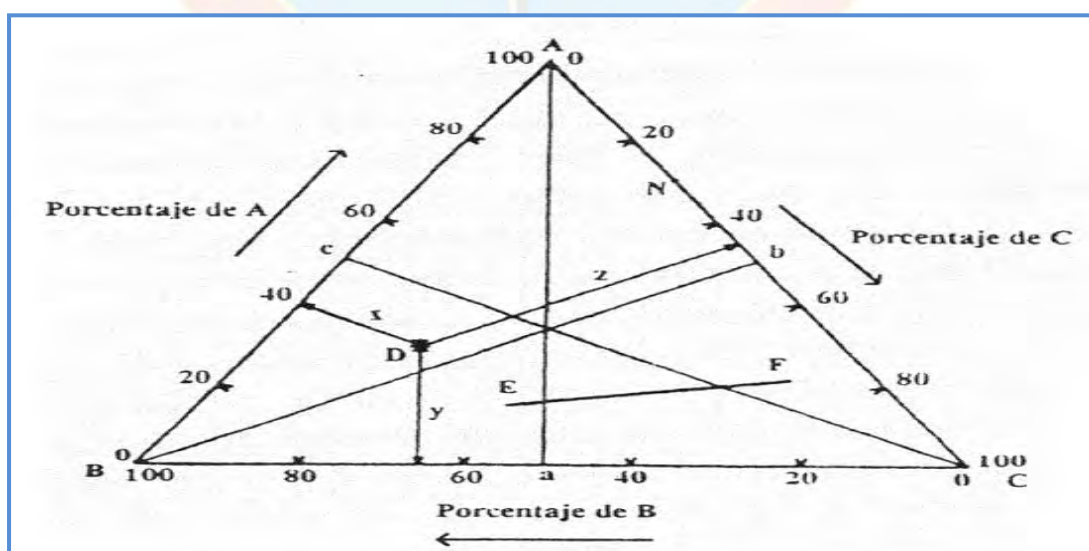


Figura 7 Diagrama de Fases Triangular (Sistema de 3 Componentes)

En la **figura 7**, 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, es decir (Aa, Bb o Cc). Por lo tanto, si las perpendiculares de cada vértice a los lados opuestos se dividen en 100 partes iguales se obtiene la composición de cada uno de los componentes. Esto indica que se toma como la unidad, la composición de los componentes, la cual puede representarse como porcentaje o fracción, ya sea en base al peso o por mol, como también puede ser por volumen.

La composición utilizada en los diagramas de fases triangulares toma como base la totalidad de la mezcla, es por ello que la suma de las composiciones es igual a 100% o a la unidad en caso que sea fracción molar. Luego, la composición de cada punto del triángulo está dada por la distancia, medidas en la escala correspondiente, a través de las perpendiculares, desde el punto considerado, a los lados del triángulo. Por, lo general la escala se coloca en los lados del triángulo, donde los vértices representan el 100% de los componentes puros (A, B y C). Estos tipos de diagramas de fases tienen una gran aplicabilidad, en el estudio del comportamiento de mezclas de hidrocarburos líquidos, por ejemplo, a través de ellos, es posible predecir algunas funciones de la mezcla.

2.2.6 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 importancia de estos diagramas de fases, en el estudio del comportamiento de los hidrocarburos que conforman el sistema, es que en función de los diagramas se establece el comportamiento del fluido.

2.2.6.1 Análisis de los Diagramas de Fases de Sistema Multicomponentes

Estos diagramas son de mucha utilidad, para el estudio del comportamiento de una mezcla de gas ideal, por estar formado precisamente por una mezcla de diferentes hidrocarburos e incluso impurezas, que no son hidrocarburos. Las principales características de un sistema multicomponentes son: A una temperatura fija, dos fases coexisten a varias presiones. Las curvas de los puntos de rocío y burbujeo son diferentes en un diagrama de fases Presión-Temperatura (P-T). Hay una temperatura máxima para dos fases diferentes de la temperatura crítica. Existe una máxima presión para dos fases diferentes de la presión crítica. Y, los puntos críticos de la mezcla son muy mayores que de presión crítica (P_{ca}) y (P_{cb}).

El comportamiento de las mezclas multicomponentes se puede predecir a través de los diagramas Presión- Volumen (P-V), tal como se muestra en la **figura 7**.

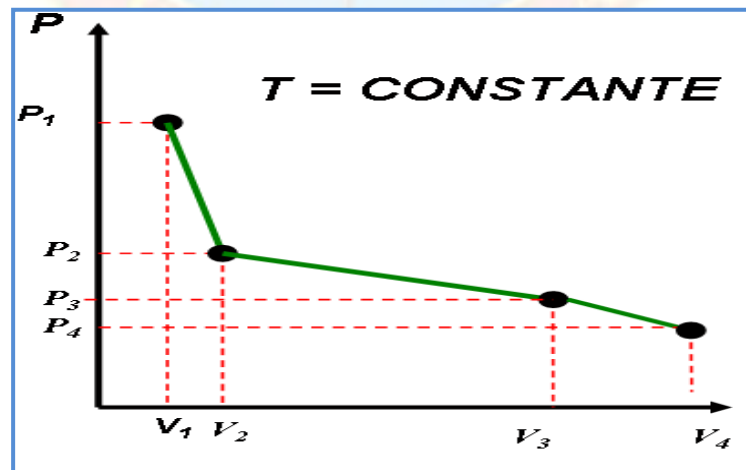


Figura 7 Diagramas de Fases (P-V) para Un Sistema Multicomponente

En la **figura 7** se observan los cambios isotérmicos del volumen en relación a la presión para un sistema multicomponentes. Si se toma como base que el proceso se inicia en el punto donde existe (P_1, V_1) Luego hay un incremento del volumen hasta (V_2) incremento del volumen que ocurre con una disminución de la presión desde $(P_1$ hasta $P_2)$. Se observa también que los incrementos del volumen son sucesivos hasta el punto (V_4) , y de luego todos los cambios del volumen se realizan en condiciones isotérmicas y con disminución de la presión, cambios que no siguen una tendencia lineal, pero se hacen cada vez menores, ya que la mayor disminución de la presión se realiza entre P_1 y P_2 . El mayor cambio en el volumen ocurre entre $(V_2$ y $V_3)$. La figura pudiese representar en forma concreta algún proceso de expansión de un gas, donde ocurre una disminución de la presión, debido a la expansión, con un incremento en el volumen del sistema.

En la **figura 8** se presenta en un diagrama de fase (P-V) y un diagrama (P-T) Para un sistema multicomponente.

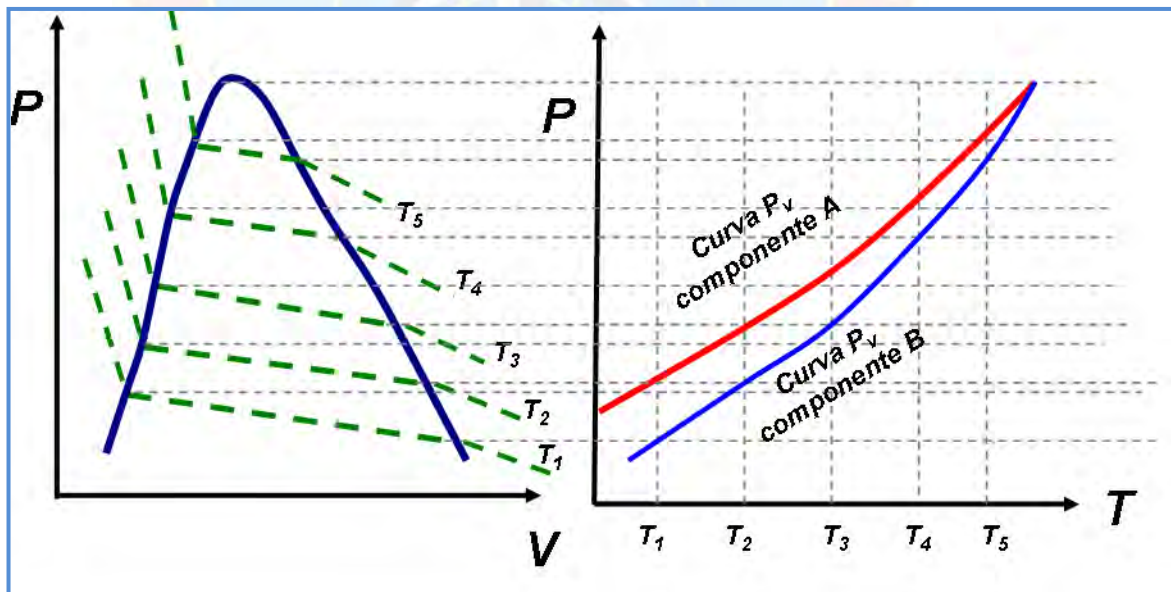


Figura 8 Diagramas (P-V) y (P-T) para un Sistema Multicomponentes

Al analizar la figura se observa que las líneas isotérmicas mostradas en el diagrama (P-V) dan origen a cambios en el volumen del sistema, y si los cortes de la temperatura en la línea envolvente de los punto de rocío y burbujeo, luego si estos cortes de las líneas envolventes, se establecen en un diagrama de fases (P-T) se obtiene que a una misma temperatura se obtienen dos curvas diferentes de la presión de vapor, para los componentes A y B, y el valor de la presión de vapor se incrementa a medida aumenta la temperatura y presión. Ambas líneas se juntan en el punto crítico, ya que más arriba del punto crítico no hay ninguna oportunidad para que fluido regrese a la fase líquida, en vista que solo hay vapor hasta el punto crítico.

En la **figura 9** se presenta un diagrama de fases (P-T) para los componentes (A y B), que pueden ser hidrocarburos, como cualquier otra sustancia química, que se pueda analizar a través de estos diagramas de gran utilidad industrial.

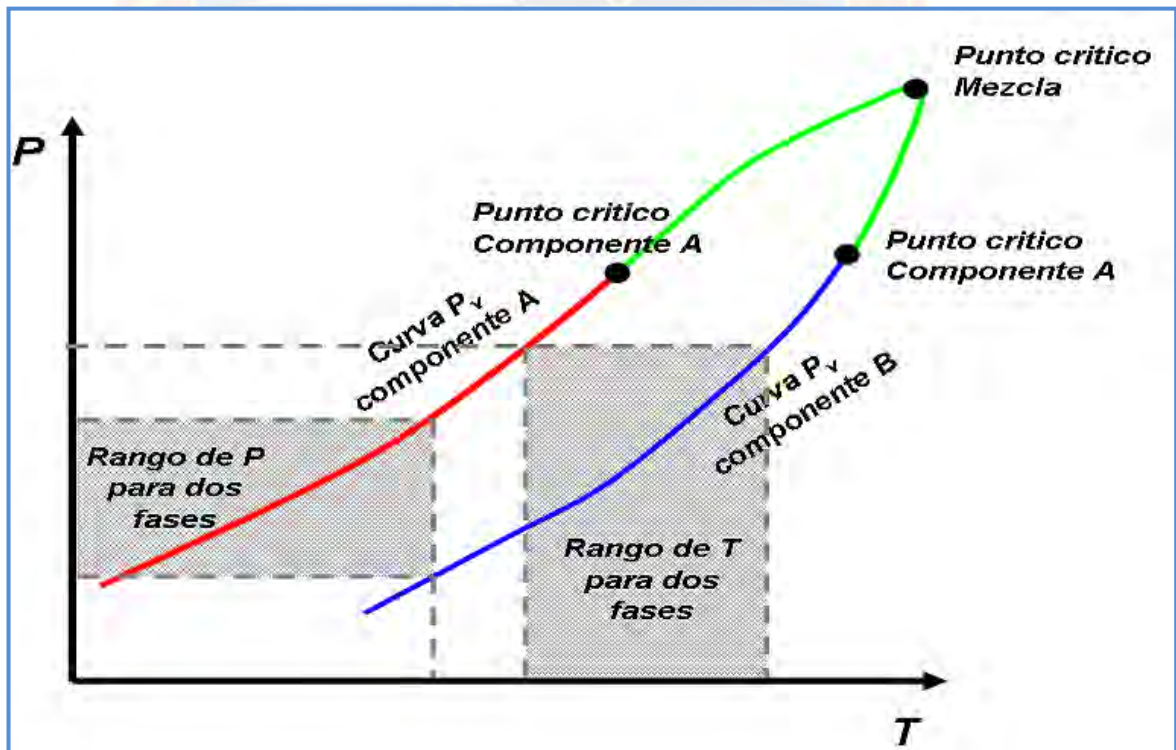


Figura 9 Diagrama (P-T) para un Sistema Multicomponente

El análisis de la figura se observa que las líneas isotérmicas mostradas en el diagrama (P-V) dan origen a cambios en el volumen del sistema., y si los cortes de la temperatura en la línea envolvente de los punto de rocío y burbujeo , luego si estos cortes de las líneas envolventes, se establecer en un diagrama de fases (P-T) se obtiene que a una misma temperatura se obtienen dos curvas diferentes de la presión de vapor, para los componentes A y B, y el valor de la presión de vapor se incrementa a medida que aumenta la temperatura y presión del sistema que se está estudiando.

Ambas líneas se juntas en el punto crítico, ya que más arriba del punto crítico no hay ninguna oportunidad para que fluido regrese a la fase líquida, en vista que solo hay vapor hasta el punto crítico.

La línea presentada con los colores rojo y azul, representan los rangos de presión y temperatura para las dos fases. Lo que indica los rangos de presión y temperatura para las dos fases, que estén conformando la mezcla de los componentes.

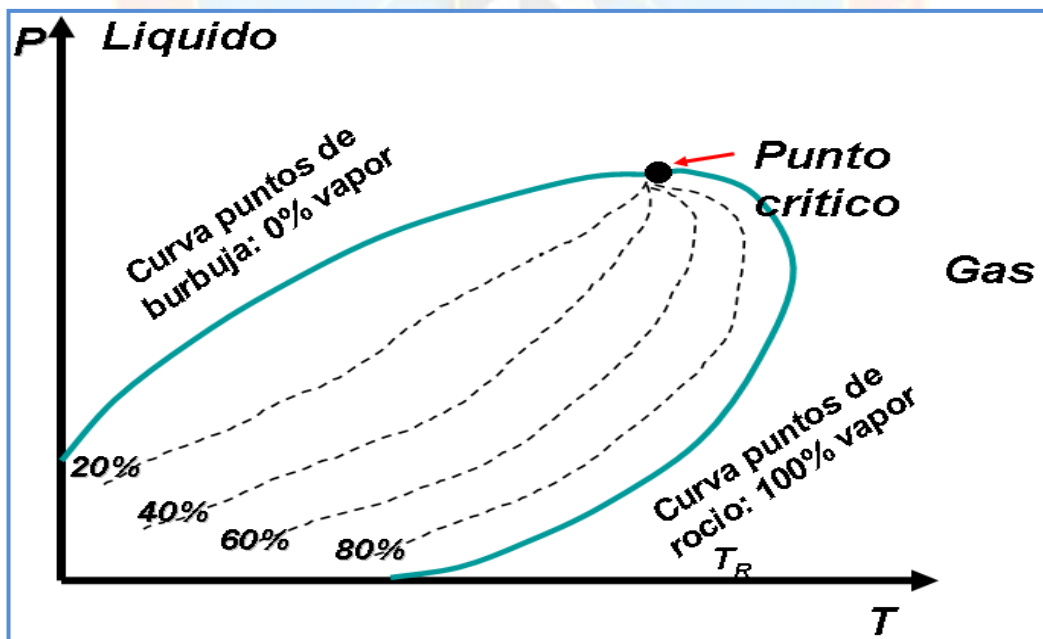


Figura 10 Diagrama de Fases P-T para un Sistema Multicomponente.

En la **figura 10** se presenta un diagrama de fases (P-T) para un Sistema Multicomponente. Se observa que existen varias líneas envolventes para el punto de burbujeo y de rocío, cada una de esas líneas corresponde a una determinada composición de los componentes. Partiendo de base que en el punto de burbujeo, solo habrá líquido, mientras que en el punto de rocío solo habrá vapor. Todas las líneas envolventes coinciden en el punto de rocío, ya que más arriba de este punto solo habrá gas, y ya no habrá reconversión hacia la fase líquida.

2.3 DIAGRAMAS DE FASES UTILIZADOS EN LA CARACTERIZACIÓN DEL GAS NATURAL

Los diagramas de fases, tanto Presión-Temperatura (P-T), como los Presión-Volumen (P-V) o Presión-Composición (P-X), y Temperatura-Composición (T-X) son de utilidad para realizar una evaluación cualitativa de los yacimientos. Aunque, para efectos de simplificar la aplicabilidad de los diagramas de fases, se trabaja fundamentalmente solo con los diagramas presión- temperatura. Luego, desde un punto de vista técnico, los diferentes tipos de yacimientos pueden clasificarse de acuerdo con la localización de la temperatura y presión iniciales del yacimiento con respecto a la región de dos fases (gas y petróleo) en los diagramas de fases que relacionan temperatura y presión. En la **figura 11** se presenta un diagrama de fase que permite hacer una caracterización de los yacimientos.

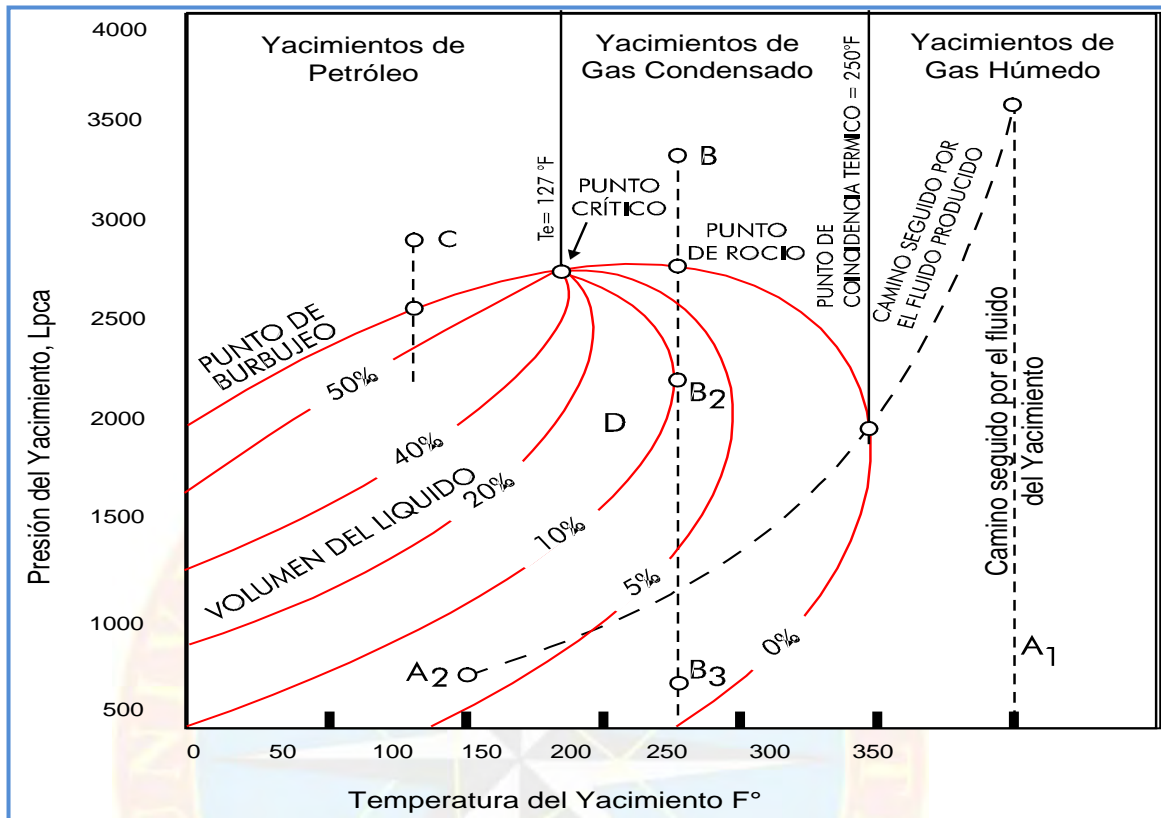


Figura 11 Diagrama de fase de un Sistema Multicomponente

En la **figura 11** el área cerrada por las curvas del punto de burbujeo y del punto de rocío hacia el lado izquierdo inferior, es la región de combinaciones de presión y temperatura en donde existen dos fases: líquida y gaseosa (vapor). Las curvas dentro de la región de dos fases muestra el porcentaje de líquido en el volumen total de hidrocarburo, para cualquier presión y temperatura que tenga el yacimiento al momento de realizar la evaluación de la composición del fluido que caracterice al yacimiento.

Es necesario hacer resaltar que Inicialmente, toda acumulación de hidrocarburos tiene su propio diagrama de fases que depende sólo de la composición de la acumulación de la mezcla de hidrocarburos que conforman los componentes de

los fluidos del yacimiento, lo que indica que cada uno de los fluidos del yacimiento puede ser caracterizado a través de un diagrama de fase.

Si se considera un yacimiento con el fluido que representa la **figura 11**, a una temperatura inicial de 300 F y una presión inicial de 3700 lpca, para el análisis se considera la ubicación del punto (A). Como dicho punto se encuentra fuera de la región de dos fases, el fluido se hallará inicialmente en estado monofásico, en este caso la composición será solo gas. Como el fluido que queda en el yacimiento durante la producción permanece a 300 F, es evidente que el fluido permanecerá en estado gaseoso a medida que la presión disminuya a lo largo de la trayectoria, que en este caso sería de (A a A1). En este caso se puede caracterizar cualitativamente el fluido como un **Gas Seco**, y por transitividad, el yacimiento también recibe el nombre de **Yacimiento de Gas Seco**.

La composición del fluido producido por el pozo no variará a medida que el yacimiento se agota. Esto será cierto para cualquier acumulación de esta composición, donde la temperatura del yacimiento excede el punto cricondentérmico o máxima temperatura a la cual pueden existir dos fases, que en este caso específico es 250 F. Aunque el fluido que queda en el yacimiento permanecerá en estado monofásico, el fluido producido al pasar del fondo del pozo a los separadores en la superficie, aunque en la misma composición, puede entrar en la región de dos fases debido a la disminución de la temperatura, como lo representa la línea conformada por los puntos (A a A2). Esto implica la producción de líquido condensado en la superficie a partir de un gas en el yacimiento. De ocurrir esta producción de líquido a nivel de superficie, se habla de un **Gas Húmedo**, y de un **Yacimiento de Gas Húmedo**. Las fracciones líquidas se pueden remover por separación a baja temperatura o por plantas de recuperación de gasolina del gas natural, o lo que implica la recuperación de los líquidos del gas natural, en las plantas de extracción o fraccionamiento.

Si se asume un nuevo un yacimiento con el mismo fluido de la **figura 11**, pero a una temperatura de 180 F y presión inicial de 3300 lpca, lo que indica que fluido se encuentra en el punto (B) de la **figura 11**. Aquí la temperatura del yacimiento excede la temperatura crítica y, como antes, el fluido se encuentra en estado monofásico denominado fase gaseosa. A medida que la presión disminuye debido a la producción, la composición del fluido producido será la misma que la del fluido del yacimiento anterior en el punto (A), y permanecerá constante hasta alcanzar la presión del punto de rocío, a 2545 lpca, que se representa por el punto (B1). Por debajo de esta presión, se condensa líquido del fluido del yacimiento en forma de rocío (**Gas Condensado**); de allí que este tipo de yacimiento comúnmente se le denomine **Yacimiento de Punto de Rocío o de Gas Condensado**. Debido a esta condensación, la fase gaseosa disminuirá su contenido líquido. Como el líquido condensado se adhiere al material sólido o paredes de los poros de la roca, permanecerá inmóvil.

Por consiguiente, el gas producido en la superficie tendrá un contenido líquido menor, aumentando la relación gas-petróleo de producción. Este proceso, denominado **condensación retrógrada**, continúa hasta alcanzar un punto de máximo volumen líquido, que en este caso es 10%(V/V) a 2250 lpca, punto (B2). Se emplea el término **retrógrado** porque generalmente durante una dilatación isotérmica ocurre vaporización en lugar de condensación, una vez que se alcanza el punto de rocío, debido a que la composición del fluido producido varía, la composición del fluido remanente en el yacimiento también cambia, y la curva envolvente comienza a desviarse.

El diagrama de fases de la figura 11 representa una mezcla y sólo una mezcla de hidrocarburos. Lamentablemente, para recuperación máxima de líquido, esta desviación es hacia la derecha, lo que acentúa aun más la pérdida de líquido retrógrado en los poros de la roca del yacimiento.

Si, se ignora por el momento esta desviación en el diagrama de fases, desde el punto de vista cualitativo, la vaporización del líquido formado por condensación retrógrada (condensado retrógrado) se presenta a partir del punto (B2) hasta la presión de abandono en el punto (B3). Esta revaporización ayuda a la recuperación líquida y se hace evidente por la disminución en las razones gas-petróleo en la superficie. La pérdida neta de líquido retrógrado es evidentemente mayor para:

- Menores temperaturas en el yacimiento.
- Mayores presiones de abandono.
- Mayor desviación del diagrama de fases hacia la derecha

Si la acumulación ocurre a 3000 lpca y 75 F, punto (C), el fluido del yacimiento se encuentra en estado monofásico, denominado en este caso líquido, debido a que la temperatura está por debajo de la temperatura crítica. Este tipo de **yacimiento** se denomina de **Punto de Burbujeo o de Gas Disuelto**, ya que a medida que la presión disminuye se alcanzará el punto de burbujeo, en este caso 2550 lpca, punto (C1) de la **figura 11**. Por debajo del punto de burbujeo aparecen burbujas, o una fase de gas libre. Eventualmente, el gas libre comienza a fluir hacia el pozo, aumentando continuamente. Inversamente, el petróleo fluye cada vez en cantidades menores, y cuando el yacimiento se agota queda aún mucho petróleo por recuperar. Otros nombres empleados para este tipo de yacimiento de líquido (petróleo) son: yacimiento de depleción, de empuje por gas en solución, de dilatación o expansión y de empuje por gas interno.

Si la misma mezcla de hidrocarburos ocurre a 2000 lpca y 150 F, punto (D) de la **figura 11**, existe un yacimiento de dos fases, que contiene una zona de líquido o de petróleo con una zona o capa de gas en la parte superior. Como las composiciones de

las zonas de gas y de petróleo son completamente diferentes entre sí, pueden representarse separadamente por diagramas de fases individuales (que tendrán poco común entre sí) o con el diagrama de la mezcla. Las condiciones de la zona líquida o de petróleo serán las del punto de burbujeo y se producirá como un yacimiento de punto de burbujeo, modificado por la presencia de capa de gas. Las condiciones de la capa de gas serán las del punto de rocío y puede ser retrógrada o no retrógrada, ya se sabe que si es retrógrada habrá acumulación de hidrocarburos líquidos en la formación, y por lo tanto al llegar el fluido a la superficie estará con un menor contenido de hidrocarburos pesados, que serán los que se acumulen en la formación.

2.4 DIAGRAMAS DE FASES UTILIZADOS EN EL ACONDICIONAMIENTO DEL GAS NATURAL

2.4.1 Diagrama de Clapeyron

Este es uno de los diagramas más comunes, y tiene las siguientes propiedades de interés: el área bajo la curva representa el trabajo sin trasvasijamiento. En un ciclo cerrado, si el ciclo se recorre a favor de los punteros del reloj, el trabajo intercambiado es positivo, y se denomina ciclo motriz. Si se recorre en contra de los punteros del reloj, el trabajo intercambiado es negativo, denominado ciclo que absorbe trabajo. En la **figura 12** se presenta este diagrama denominado Diagrama de Clapeyron, y que presenta su principal utilidad en la compresión del gas natural.

La figura representa un ejemplo del proceso de compresión del gas natural, que es un proceso que se realiza en las plantas compresoras, y se obtiene el gas natural comprimido (GNC), de varios usos y utilidad, tanto como combustible industrial o doméstico, aunque también se puede utilizar como gas vehicular, o como materia prima para la industria petroquímica. En la **figura 12** el proceso de compresión se realiza entre los puntos (1 y 2), y el trabajo de compresión el que representa el área

enmarcada por el área $(v_1-1-2-v_2)$, si no hay trasvasijamiento y el área $(P_1-1-2-2)$ en el caso con trasvasijamiento. En ambos casos esta el supuesto de compresión sin roce. En el caso de un sistema con cambios de fase la representación (PV) es más compleja y se presenta en la figura.



Figura 12 Diagrama de Clapeyron (P-V)

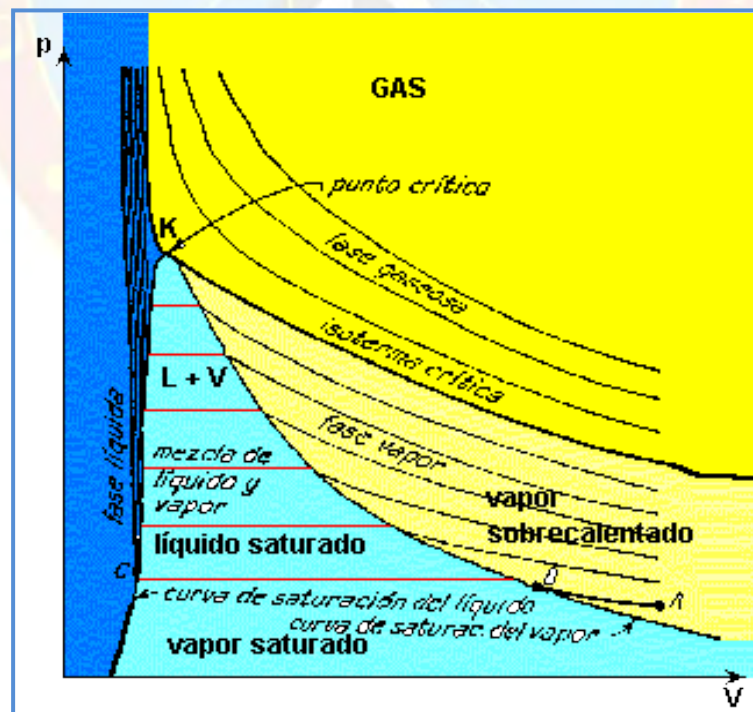


Figura 13 Diagrama (PV) con Cambio de Fase

Es necesario acotar, que el rigor de una ecuación de estado de un fluido es una superficie entre sus variables principales. En un diagrama presión- volumen (PV) la ecuación de estado de un gas ideal se puede representar por una sucesión de hipérbolas $PV = \text{constantes}$, y que cada una de estas hipérbolas, corresponden a una isoterma

En la **figura 13**, la curva de cambio de fases de líquido a vapor se representa en negro. Se define una campana de color celeste, que es la zona donde se produce el cambio de fase. A la izquierda (en azul) está la zona de líquido saturado y a la derecha la zona de vapor sobrecalentado (en color damasco). Las líneas que aparecen son isotermas, de esas isotermas destaca la isoterma crítica. Cuando el vapor esta sobre esa temperatura crítica (en este caso la temperatura crítica esta expresada en grados absolutos K), y por mucho que se comprima, no se obtiene condensación alguna, es vista que más arriba del punto crítico, ya no hay vapor sino gas, y la única forma que el gas pase a la fase líquida en los procesos criogénicos. En la **figura 13** la zona de gas aparece en color amarillo. En la figura se observa que en la fase líquida, las isotermas son casi verticales, lo cual se explica por la poca compresibilidad del fluido.

2.4.2 Diagramas de Fases utilizados en el Proceso de Deshidratación de Gas Natural. Glicol y Agua (T-X)

Estos son diagramas bifásicos, que conforman la fase de vapor y líquida, donde se representa la Temperatura contra la composición del glicol, proceso que debe realizarse en forma isobárica. Uno de los Glicoles que más se utiliza en el proceso de deshidratación es el (TEG). Luego en la **figura 14** se presenta el diagrama de fase binario para la temperatura en relación a la composición expresa en concentración %P/P de TEG y del Agua.

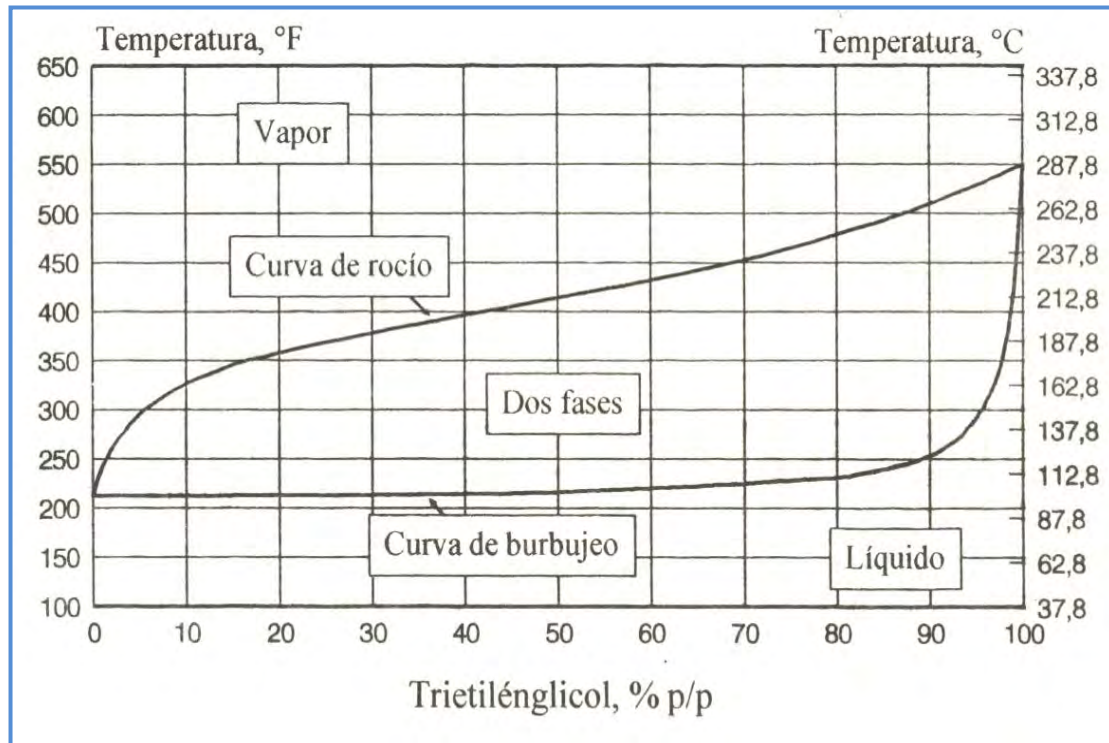


Figura 14 Diagrama Binario TEG-Agua a la Presión de 1 atmósfera

En la **figura 14** el eje de las “Y” del lado izquierdo representa la temperatura en grados (F), mientras que el lado derecho la temperatura esta expresada en grados (C), y el eje de las “X” representa la concentración en %P/P del TEG- Agua. Al analizar este diagrama de fase se nota en forma clara y precisa. Las zonas que caracterizan a este proceso. La zona que esta sobre la curva del punto de rocío, que corresponde a la zona de vapor, la zona que está bajo la curva del punto de burbujeo, que será la zona líquida, por último la zona bifásica, que se encuentra entre la línea envolvente del punto de rocío y punto de burbujeo. Si el proceso de deshidratación se lleva a cabo a la presión de 1 atmósfera ($P=1 \text{ atm}$), la solución acuosa del (TEG) es 90% P/P. En la gráfica se obtiene que la solución será totalmente líquida por debajo de la temperatura de 250°F , que sería el punto de burbujeo. A la misma concentración del (TEG) cuando se alcance la temperatura de 500°F es que la solución pasara a ser totalmente vapor o gas, según sean las condiciones del punto crítico.

Mientras que en el rango de temperatura entre 250 y 500°F, la solución se encontrara en la región de dos fases., en este caso será la fase líquida y fase de vapor, en ambos casos se define el número de variables para definir el sistema completamente

En la **figura 14** se observa que si se aumenta la temperatura del proceso en forma progresiva a una valor mayor que 250°F, toda la mezcla mantendrá la proporción por peso 90% P/P, pero se ira vaporizando hasta llegar al punto de rocío, y por encima de ese nivel todo el sistema entrara al estado de vapor. En el proceso de deshidratación del gas natural, por lo general la concentración del (TEG) tiene un valor de 98,5% P/P. Lo que indica que una mezcla acuosa, con estas características alcanzaría el punto de burbujeo a una temperatura aproximada de 385-390°F, luego a un valor menor que estos se estaría trabajando solamente en la fase líquida. Si la temperatura se comienza a incrementar manteniendo constante la presión atmosférica se comenzar a vaporizar parte del (TEG), y se estaría en la región bifásica hasta que la temperatura alcance un valor de aproximadamente 545°F, todo el sistema pasaría a ser vapor. Todo, esto permite determinar las pérdidas por vaporización del glicol utilizado en el proceso de deshidratación del gas natural, proceso que se encarga de eliminar el contenido de agua en el gas, de tal forma de evitar la formación de hidratos, por ejemplo, que es uno de los procesos que justifica el proceso de deshidratación del gas natural.

2.4.3 Diagrama de fases utilizado en el proceso de endulzamiento del gas natural. H₂O/CO₂ (T-X)

El diagrama de fases binario presentado en la **figura 15**, permite determinar la composición porcentual del (CO₂), en una mezcla con agua a su punto de rocío.

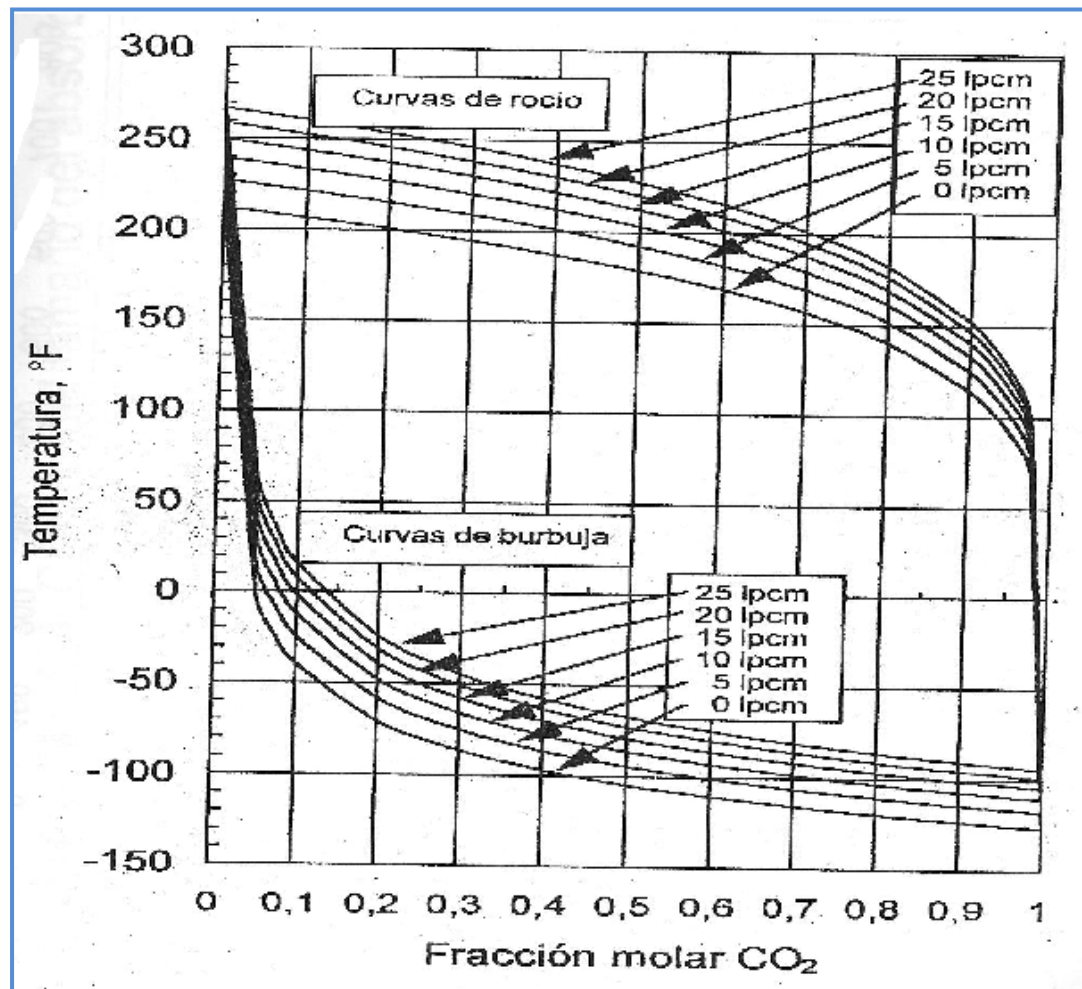


Figura 15 Diagrama de Fases Binario (H₂O/CO₂)

En la **figura 15** se trabaja con una presión de 10 (lpcm) y una temperatura de 215°F, ya que hay que tener en cuenta que, a la presión atmosférica, el agua tiende a evaporarse a los 212°F. En la **figura 15** se observa, que todas las líneas envolventes del punto de rocío se unen en donde la fracción molar del (CO₂) es cercana a la unidad y los valores de temperatura son cercanos a los 70°F, de igual forma se observa que las líneas envolventes del punto de burbujeo a los diferentes valores de presión se unen también en un valor de la fracción molar del CO₂ (cercana a 0,05 y la temperatura es aproximadamente 50°F. A la presión de trabajo señalada (10 lpcm) y

si el valor de la fracción molar del (CO_2) es 0,50. La temperatura del punto de burbujeo se alcanzaría a una temperatura de unos (-75°F), mientras que la temperatura de rocío se alcanzaría 210°F .

A la presión atmosférica ($0 \text{ lpcm}=14,7 \text{ lpca}$), la envolvente de rocío para una fracción molar de (CO_2) de 0,50, la temperatura de rocío se alcanzaría a los 175F , mientras que la de burbujeo sería a los (-90 F).

2.4.4 Diagrama Temperatura-Entropía (TS) o Diagrama Entrópico

Este diagrama tiene su aplicación en las evaluaciones reversibles, ya que el área encerrada por el ciclo o bajo la curva representa los calores no intercambiados. Luego el diagrama (TS) tiene varias propiedades interesantes que lo hacen de gran utilidad para visualizar procesos y ciclos.

En la **figura 16**, se ve representado por dos líneas horizontales, denominadas isotermas, y dos líneas verticales denominadas (Isentrópicas). Por lo tanto un ciclo de carnot es un rectángulo, y además el área encerrada dentro de un ciclo, como también bajo la curva representa los calores intercambiados con el exterior o en cada evolución del proceso. Lo anterior se debe a que si la evolución es reversible, se tiene que cumplir los siguiente $dQ=TdS$

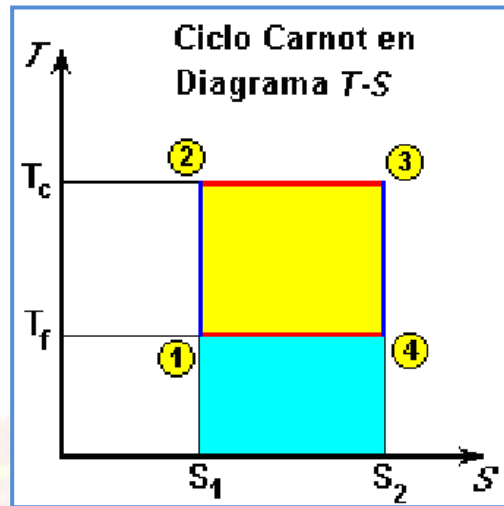


Figura 16 Diagrama Temperatura- Entropía (T-S) (Ciclo de Carnot)

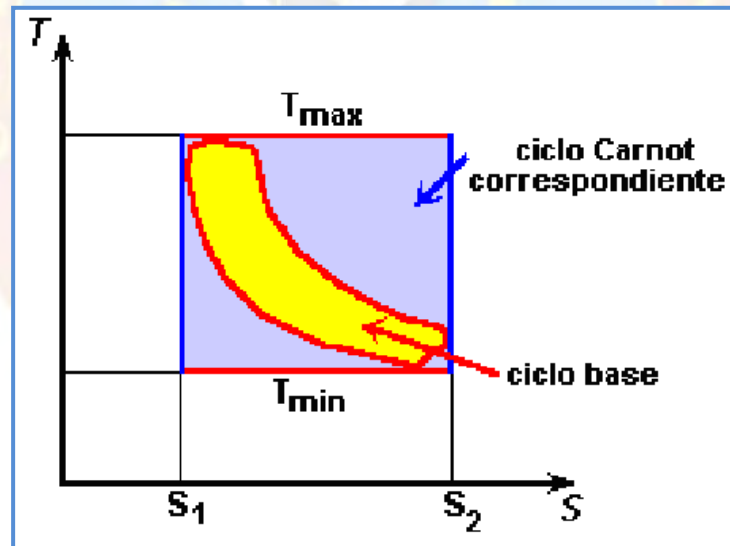


Figura 17 Diagrama (T-S) o Ciclo de Carnot Correspondiente

La diferencia de área entre ambos ciclos representa la pérdida de eficiencia entre el ciclo real y el Ciclo de Carnot. El ciclo mostrado en la figura 17 es de gran utilidad para estudiar los ciclos típicos de las centrales térmicas.

2.4.5 Diagrama Entalpía- Entropía (H-S) o Diagrama de Mollier

Se representa con facilidad evoluciones reales y estudia las variaciones de entalpía lo cual es clave al momento de estudiar intercambios de calor y trabajo basándose en el primer principio de la termodinámica. Si, para un diagrama dado se determinan las variables principales en forma adecuada, es posible deducir todas las variables termodinámicas de importancia a partir de las propiedades que aparecen en el diagrama. Los principales aspectos generales del diagrama de Mollier, son las representaciones (HS), además de las zonas principales en el diagrama, y rectas de condensación.

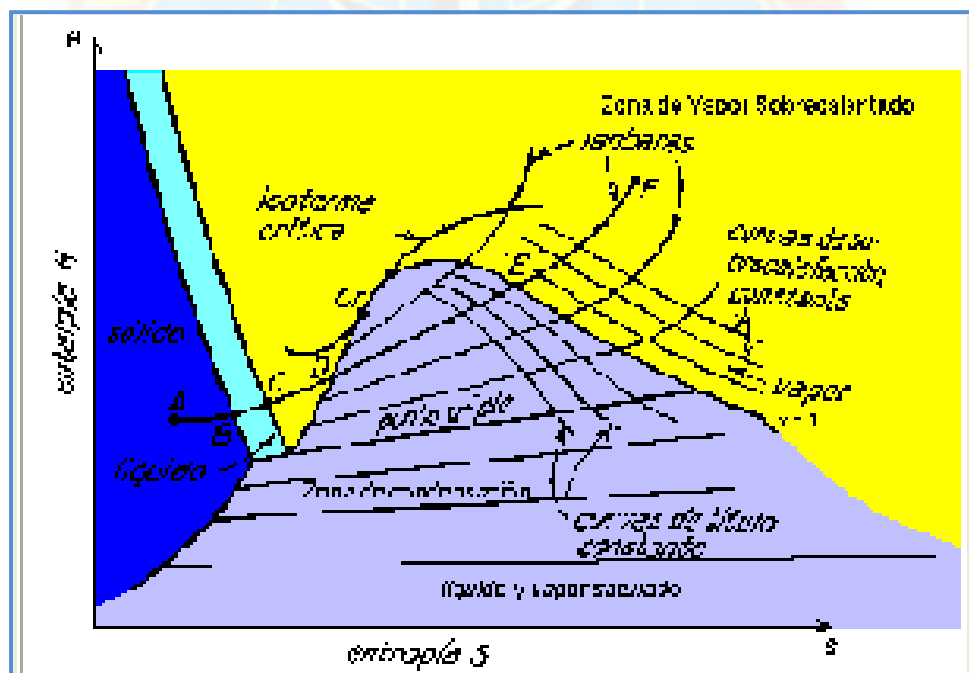


Figura 18 Diagrama de Mollier (H-S)

La **figura 18** representa la relación entalpía–entropía, para el agua y el vapor de agua, que se denomina diagrama de Mollier

Se tiene que tener en cuenta que al utilizar los parámetros (H-S), se tiene la ventaja de poder fácilmente determinar el intercambio de calor y trabajo, para casi cualquier evolución. Para determinar los intercambios de calor y trabajo, a través de la figura 61, basta aplicar el primer principio de la termodinámica:

$$dH = dQ - dW_{tec} \quad \text{Ec 1}$$

Donde: (H, Q y W) representan a la entalpía, calor y trabajo, respectivamente. Si la evolución es adiabática, la variación de entalpía es directamente proporcional al trabajo realizado. Además si el cambio es sin roce, el proceso será isentrópica vertical, tal como se presenta en la **figura 19**.

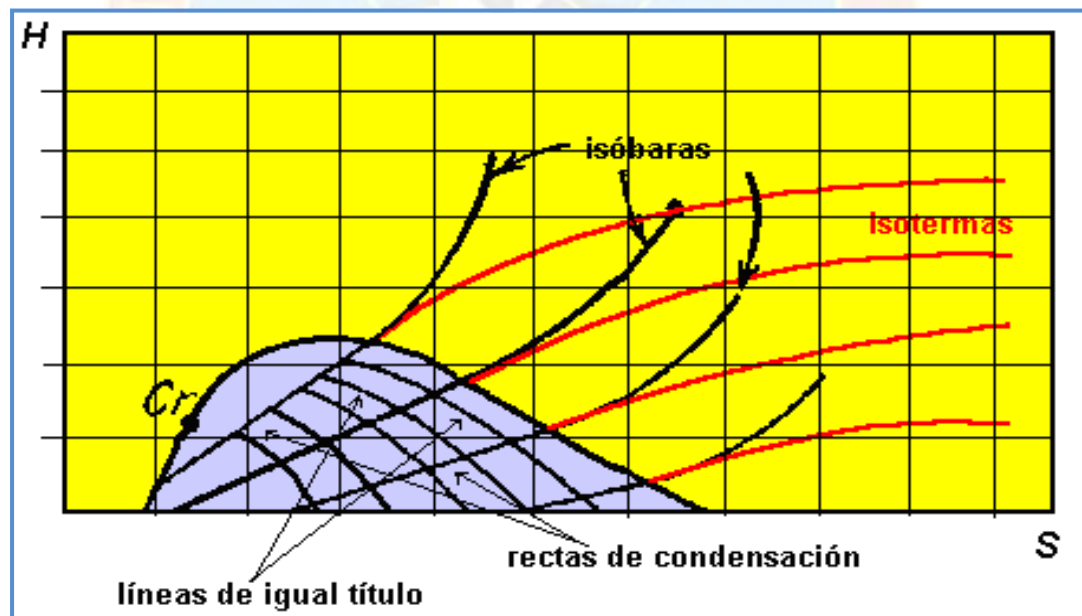


Figura 19 Aplicación del Diagrama de Mollier

En la **figura 19** se observan líneas isóbaras o isobárica, que son líneas que ocurren a presión constante, mientras que también hay líneas isotérmicas.

Existe una campana de cambio de fases. Dentro de la campana de cambio de fase se debe de tener claro que las isothermas y las isóbaras se confunden en una línea única que se denomina recta de condensación, otras líneas de importancia en esta zona son las líneas de igual título. Es necesario tener en cuenta, que se habla de un líquido saturado, cuando está en equilibrio termodinámico con su fase de vapor. Asimismo el vapor está saturado cuando está en equilibrio termodinámico con la fase líquida. Por lo tanto el concepto de título representa la fracción de vapor saturado que existe en una masa unitaria de líquido y vapor saturado, se debe de tener en cuenta que el concepto de título no tiene sentido fuera de la campana de cambio de fase.

El diagrama de Mollier puede ser utilizado también para determinar el calor de succión y descarga, en el proceso de compresión del gas natural. En este caso se tiene que el comportamiento real de un gas que se comprime es netamente politrópico. Es decir intermedio entre el trabajo adiabático y el isotérmico. Pero, por lo general el proceso de compresión tiene mayor tendencia a realizarse en forma adiabática que isotérmica. Pero, por lo general el proceso de compresión tiene mayor tendencia a realizarse en forma adiabática que isotérmica, luego se tiene que:

$$W = \Delta H = n(h_d - h_s) \quad \text{Ec 2}$$

En donde: (ΔH) = Cambio total en la entalpía del sistema por unidad de tiempo,
en

(BTU/día);

(n) =flujo molar del gas en (lbmol/día).

(h_d) = entalpía específica de descarga en (BTU/ lbmol).

(h_s) = entalpía específica del gas de succión en (BTU/ lbmol).

(W) = trabajo realizado sobre el gas por unidad de tiempo en (BTU/día).

La ecuación (2) permite determinar el trabajo necesario para llevar un proceso de compresión desde la succión hasta la descarga por el método termodinámico. Los valores de (h_d) y (h_s) se pueden determinar a partir de la **figura 20**, que corresponde al diagrama de Mollier. En este caso el valor de la entalpía de succión (h_s) viene fijado por la presión y temperatura de succión (P_s) y (T_s) . Mientras que el valor de la entalpía de descarga viene dado por la presión de descarga (P_d) y el mismo valor de entropía de las condiciones de succión (S_s) . La suposición que los valores de entropía de descarga y succión tengan el mismo valor está fundamentado, sobre la base que el proceso de compresión se lleva a cabo bajo condiciones isentrópicas, luego es un proceso adiabático reversible, en donde la entropía es constante para el proceso, que se está realizando y donde es de utilidad el diagrama mencionado, ya que permite cuantificar los valores de entalpía y succión y descarga para el proceso.

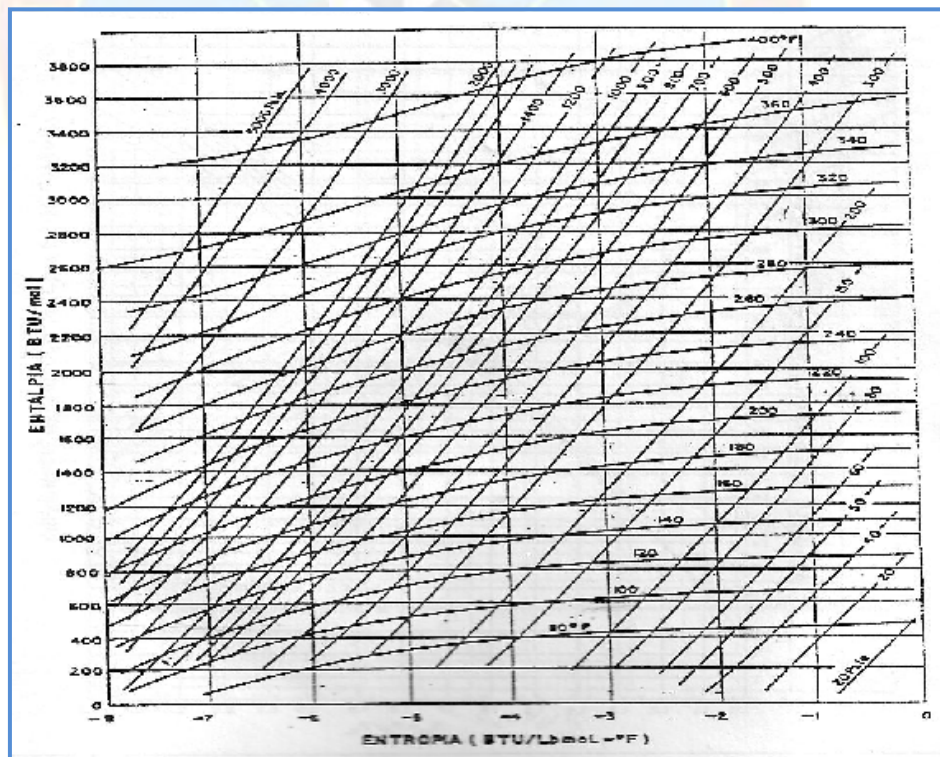


Figura 20 Diagrama de Mollier para los Calores de Succión y Descarga

Sin embargo esto no corresponde al comportamiento real, debido a las irreversibilidades originadas por imperfecciones mecánicas de los equipos y por pérdidas, debido a las turbulencias generadas en el mismo fluido.

2.5 TÉCNICAS PARA CONSTRUIR UN DIAGRAMA DE FASES

El principal objetivo del estudio de los diagramas de fases es llegar a predecir, la composición y las cantidades de las fases en equilibrio del sistema, a cualquier presión y temperatura, sobre todo para predecir los tratamientos, que serán necesarios realizar para que el fluido este en norma, y puede ser comercializado, según lo establecen las leyes tanto nacionales, como internacionales.

Pero, para construir un diagrama de fases se debe, primero, caracterizar el sistema en estudio, es decir, definir el número de componentes que se van a estudiar, el número de fases que estarán presentes en el equilibrio del sistema, y definir el número de grados de libertad que tendrá el mismo. La forma de relacionar estas variables es a través de la **Regla de las Fases**.

La regla de las fases fue establecida por J. Willard Gibbs en 1876, y ayuda a establecer las condiciones bajo las cuales coexisten las diferentes fases de un sistema. El resultado de la ecuación es el número de variables requeridas para determinar el estado de un sistema de equilibrio:

$$F = C + 2 - P$$

Ec 3

Gibbs relacionó tres variables: fases (P), componente(s), (C) y grados de libertad ó varianza, (F) para sistemas multicomponentes en equilibrio. El número de grados de libertad se determina por la **ecuación 3** si y solo si el equilibrio entre las

fases no está influenciado por gravedad, fuerzas eléctricas ó magnéticas y solo se afecte por la temperatura, presión y concentración. El número dos (2) en la **ecuación 3** corresponde a las variables de temperatura (T) y presión (P).

La ecuación de la regla de las fases es una expresión matemática que describe el comportamiento de los sistemas químicos en equilibrio. Un sistema químico consiste en cualquier combinación de componentes químicos bajo observación. Lo anterior se puede traducir en que los diagramas de fases son representaciones gráficas de la regla de las fases. Es decir, los diagramas de fase describen gráficamente el comportamiento de un sistema químico en equilibrio.

Aplicando la ecuación para un sistema monocomponente (un componente y una fase) se tiene:

$$F = (1) + 2 - (1) = 2.$$

Se necesitan dos variables para definir el sistema, las más usadas: P y T o P y V. Para un sistema Binario, dos componentes y dos fases. $F = 2$. Mismo número de variables, sin embargo ahora la composición entra a ser una variable, puesto que la suma de ambas concentraciones debe ser la totalidad del sistema, lo que da dos nuevas combinaciones de variables: P-T, P-V, P-X y T-X. Análogamente se utiliza para definir sistemas de 3 o más componentes.

Luego de haber definido el sistema en equilibrio, se debe proceder al cálculo del punto de burbujeo y punto de rocío del sistema, esto se logra por medio del uso de correlaciones matemáticas.

Este proceso resulta largo y tedioso. A lo que surge la necesidad del uso de simuladores o programas de computadoras especializados, que simplifiquen y agilicen el cálculo de ambas variables y las correlacionen para dicho sistema, el resultado es la creación de las **curvas de puntos de burbujeo y de rocío**.

2.6 TIPOS DE DIAGRAMAS DE FASES UTILIZADOS EN LOS PROCESOS DE CARACTERIZACIÓN DE LAS PROPIEDADES DEL GAS NATURAL

En el campo de los hidrocarburos los principales diagramas de fases que se utilizan son los denominados presión- temperatura, temperatura- composición, presión composición, entalpía- presión y entalpía- entropía. Estos últimos son de gran utilidad para determinar la entalpía de descarga y succión, en el proceso de compresión del gas natural, sobre todo cuando se requiere determinar la carga potencia necesaria para que el proceso de compresión, se lleve a cabo con un alto grado de eficiencia.

2.6.1 Diagrama de fases para Yacimientos de Gas Seco

En los yacimientos de gas seco, la mezcla de hidrocarburos se mantiene gaseosa tanto en yacimiento como en superficie, generalmente la composición del hidrocarburo presente en este tipo de yacimientos posee alrededor de 90% molar de gas metano (CH_4) y la temperatura en yacimiento excede la temperatura Cricodontérmica. En este tipo de yacimientos no se observa condensación retrógrada, ya que se mantienen en forma gaseosa, tanto en el yacimiento como en la superficie Sin embargo, en algunas oportunidades se forma una pequeña cantidad de hidrocarburos líquidos, la cual nunca es superior a diez barriles normales de petróleo sobre un millón de pies cúbicos normales de gas (10 BN/ MM PCN). En el gas seco,

por lo general el gas está compuesto principalmente por metano y por lo general, tiene pequeñas cantidades de pentano (C_5) y más pesados ($C_5^+ < 1\%$).

En estos yacimientos de gas seco la obtención de líquidos del gas producido solo se alcanza a temperaturas criogénicas. Hay que dejar bien claro, que un gas seco no es aquel, que se le haya eliminado el agua. Hay investigadores que definen al gas seco, como gas pobre. Es decir que contiene poco o nada de hidrocarburos comercialmente recuperables como productos líquidos. Una definición válida, para el gas seco es aquella, que indica que, es aquel gas, que en el reservorio contiene altas proporciones de metano (CH_4) y etano (C_2H_6) los cuales se acostumbra a simbolizar simplemente como (C_1 y C_2). Este gas puede o no está asociado con petróleo. Y se puede definir simplemente, como gas natural que no contiene gas licuado de petróleo y cuyo contenido básico es metano (C_1). En la figura 21 se presenta un diagrama de fases (P-T), para un típico yacimiento de gas seco, que puede ser asociado o no asociado

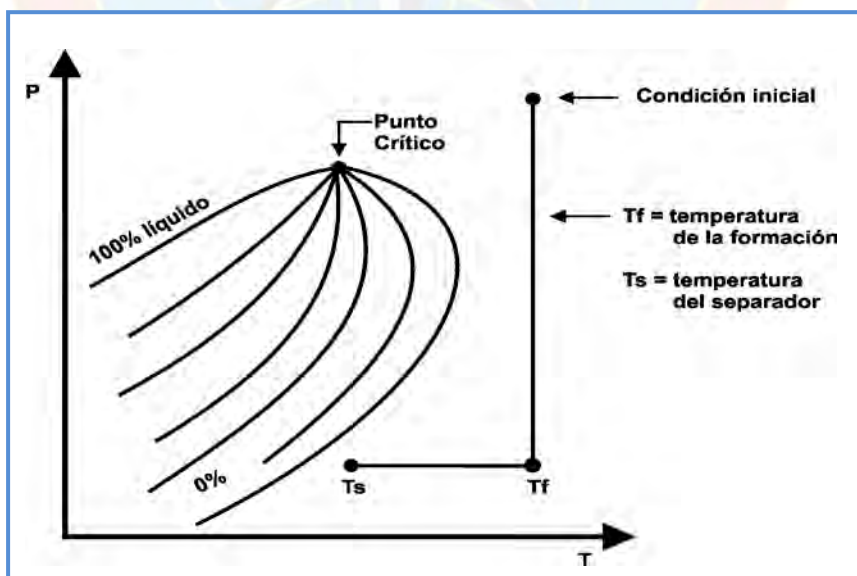


Figura 21 Diagrama de Fases P-T Para un Yacimiento de Gas Seco

En la figura 21 se puede señalar que la temperatura del yacimiento es bastante mayor que la temperatura crítica y no ocurre condensación de hidrocarburos. La temperatura del yacimiento disminuye en el proceso de separación Gas- Petróleo, debido al efecto de Joule- Thompson. En la figura 21 se observan también algunas condiciones iniciales, además de la temperatura del separador, punto crítico, ya que en este caso por ser un gas seco, la temperatura del yacimiento es mayor que la temperatura crítica, por lo tanto solo hay una fase. Si ocurriera un cambio de la presión en condiciones isotérmica, el diagrama indica que seguirá siendo un proceso monofásico, ahora si hay un cambio de temperatura en condiciones isobárica, el fluido seguirá siendo monofásico, hasta que se encuentre con la línea envolvente, donde aparece la fase líquida, y por lo tanto se convierte en un proceso bifásico, donde aparecen en el sistema las fases líquidas y la de vapor o gas, según sea la ubicación del punto crítico.

2.6.2 Diagramas de fases para Yacimientos de Gas Húmedo o rico

Yacimientos de gas húmedo se definen como todos aquellos reservorios en los cuales la mezcla de hidrocarburos se mantiene gaseosa en el yacimiento pero en superficie entra en la zona bifásica. En este tipo de yacimientos la temperatura presente es superior a la temperatura cricondentérmica, la relación gas-petróleo de producción está entre 60 y 100 MPCN/BN (Millones de Pies Cúbicos Normales sobre Barriles Normales), el líquido producido es incoloro (observado en superficie) y presenta una gravedad API mayor a 60 grados o mayor. Los yacimientos de gas húmedo, se cuantifican a través de la riqueza líquida expresada en (GPM), que indica los galones de hidrocarburos líquidos que se obtienen en las plantas de extracción y/o fraccionamiento por cada mil pies cúbicos normales del gas que se está produciendo. Para ser clasificado como gas rico o gas húmedo, y aunque no hay un criterio

claramente establecido se considera, que si tiene por lo menos un valor de 2 GPM, se considera que el gas es rico o húmedo.

En los yacimientos de gas húmedo la mezcla de hidrocarburos permanece en estado gaseoso en el yacimiento, pero al salir a la superficie cae en la región de dos fases formándose una cantidad de compuestos de hidrocarburos líquidos del orden de 10 a 20 BN/ MM PCN. El líquido producido es incoloro con gravedad API > 60. Los gases húmedos tienen un mayor porcentaje de componentes intermedios y pesados que los gases secos, es por ello que siempre hay que tener un conocimiento de estos yacimientos: La temperatura de estos yacimientos es mayor que la cricodentérmica del gas húmedo. En la figura 22 se presenta un diagrama de fases Presión- Temperatura para un yacimiento de Gas Húmedo.

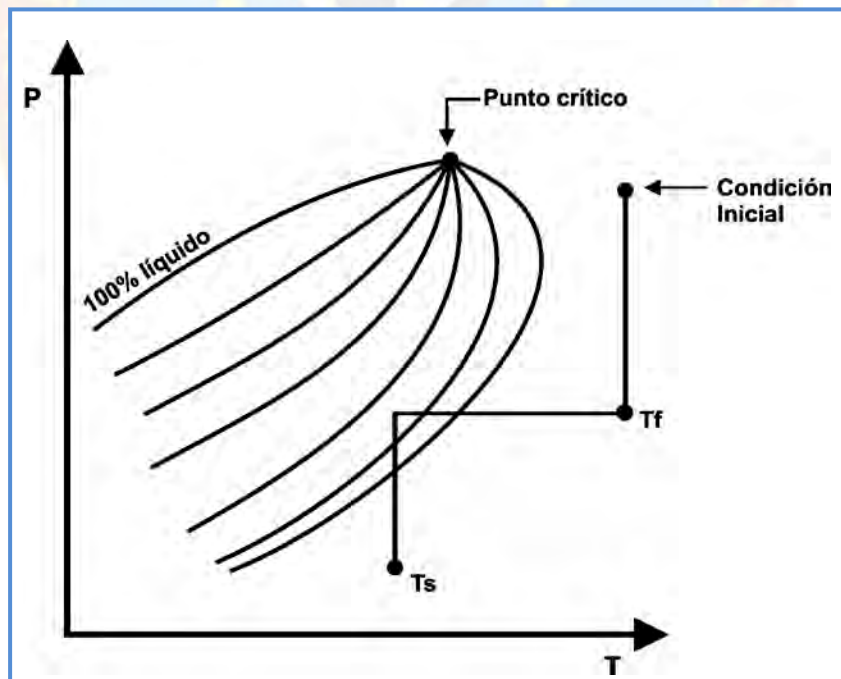


Figura 22 Diagrama de Fases P-T para Yacimientos de Gas Húmedo.

En la figura 22 se puede observar que la temperatura del yacimiento es menor que la temperatura crítica, luego la mezcla debe de encontrarse fundamentalmente en fase líquida, aunque en el proceso de separación Gas- Petróleo, la temperatura del fluido alcanza la región bifásica, luego es muy posible que parte de los hidrocarburos del gas se condensen a la fase líquida, sobre todo aquellos que tengan mayor peso, y por ende menor temperatura crítica. Si, ocurre un cambio de la presión en condiciones isotérmicas, el fluido seguirá teniendo un comportamiento monofásico (temperatura inicial hasta temperatura de la formación, mientras que un cambio de temperatura en condiciones isobáricas, el fluido entrara en la región de dos fases, pero si a partir de este punto hay un cambio de la presión en condiciones isotérmicas, el fluido regresa nuevamente a la región monofásica.

2.6.3 Diagrama de fases para Yacimientos de Gas Condensado

La definición de condensado indica que un líquido producido por efectos de la condensación. Puede tratarse de algunos hidrocarburos en estado líquido, este líquido se forma por condensación de los vapores del gas. Específicamente se refiere a los hidrocarburos líquidos que se condensan del gas natural como consecuencia de los cambios de presión y temperatura cuando el gas del yacimiento se lleva a condiciones de superficie. En la industria del petróleo y del gas natural el término condensado tiene connotaciones que es necesario analizar en forma detallada.

A partir del análisis composicional del gas natural se establece la clasificación como gas condensado, para lo cual el fluido tiene que ser gas rico o húmedo, es decir que tiene que tener por lo menos 2 (GPM), y que además debe de tener un contenidos de por lo menos 12,5% molar de heptano y más pesados (C_7^+). Esta es una norma que habría que analizar si se aplica o no.

La definición de condensado indica que son hidrocarburos, que se encuentran en estado gaseoso en el reservorio, pero que se separan en forma líquida a partir del gas natural. En términos generales un condensado está constituido por proporciones variadas de (C_3 ; C_4 ; C_5 y C_5^+) los cuales tienen nada o muy poco de C_1 y C_2). El reservorio de Gas Condensado, se refiere al reservorio donde existe gas y condensado, pero en una sola fase homogénea, por lo general en fase gaseosa. Cuando el fluido sale del reservorio y la presión se reduce por debajo de su nivel crítico, entonces aparece la fase líquida. Los reservorios que producen condensados en esta forma son cuidadosamente controlados para reciclar algo de gas después, que el condensado haya sido separado, porque de otro modo puede ocurrir condensación retrógrada en el reservorio y el condensado remanente puede perderse, ya que no puede ser recuperado, independientemente del valor económico que los mismos puedan tener.

Son reservorios en donde la mezcla de hidrocarburos se mantiene gaseosa o en punto de rocío a condiciones iniciales de yacimientos pero luego al entrar en la región bifásica presenta condensación retrógrada durante la reducción de la presión a temperatura constante hasta cierto punto en el cual la saturación de líquido empieza a descender. En este tipo de yacimientos la temperatura presente se encuentra entre la temperatura crítica y la temperatura cricondentérmica, relación gas-petróleo de producción se encuentra entre 5000 y 10000 PCN/BN (Pies Cúbicos Normales sobre Barriles Normales), el líquido producido puede ser incoloro, amarillo o rara vez negro y presenta una gravedad API entre 40 y 60 grados.

Estos tipos de yacimientos en La República Bolivariana de Venezuela, y sobre todo en la Zona Nororiental son de mucha importancia, y en los últimos años están siendo explotados en forma bien planificada. En la figura 23 se presenta un diagrama de fases presión- temperatura (P-T), para un yacimiento de Gas Condensado.

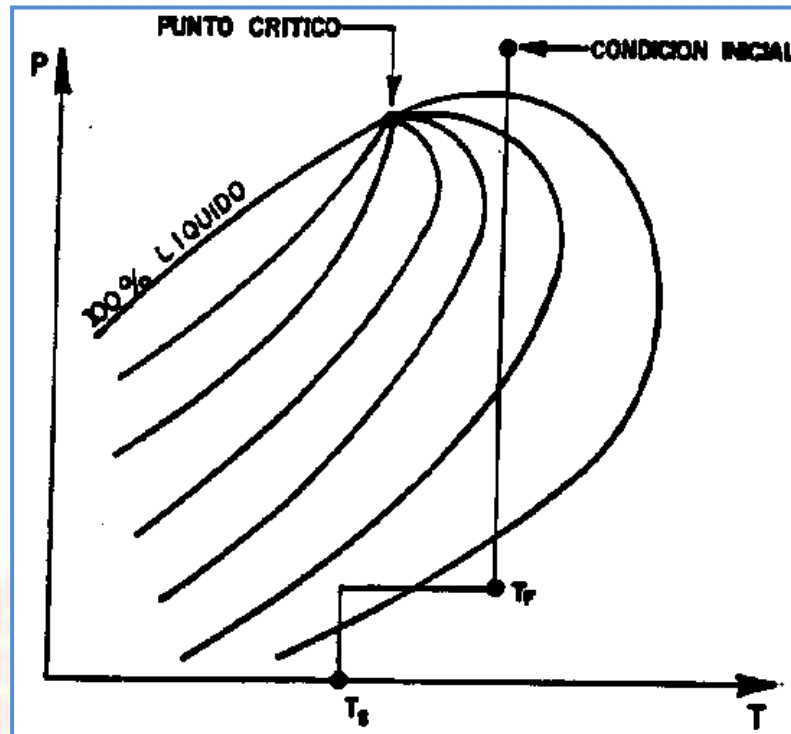


Figura 23 Diagrama de Fases P-T para un yacimiento de Gas Condensado.

En la figura 23 se puede observar, que para los yacimientos de Gas Condensado, la temperatura del yacimiento está entre la temperatura crítica del Sistema (En el punto crítico no es posible diferenciar las fases. Además se puede indicar que la constante de equilibrio de las fases líquido- vapor es igual a 1) y la temperatura en el punto cricondentérmico. Esto indica que las condiciones bifásicas son las existentes a lo largo de la vida del yacimiento. En el diagrama se observa, lo que antes fue señalado, las condiciones iniciales del yacimiento indican que se encuentra en la región monofásica, en este caso en la región de gas, ya que se encuentra más arriba del punto crítico, y cuando ocurre una disminución isotérmica de la presión en fluido entre en la región bifásica, por lo que comienza a producir una fase líquida.

El yacimiento de gas condensado presenta condensación retrógrada a presiones por debajo de la presión de rocío y temperaturas entre la crítica y la cricondentérmica de la mezcla. En este caso las relaciones gas-líquido son superiores a 3200 (PCN/BNP). La pérdida neta de líquido retrógrado es evidentemente mayor para: menores temperaturas en el yacimiento, mayores presiones de abandono, mayor desviación del diagrama de fases hacia la derecha; lo cual es, naturalmente, una propiedad del sistema de hidrocarburos, que se puede analizar para su caracterización.

En cualquier tiempo, el líquido producido por condensación retrógrada en el yacimiento está compuesto, en gran parte, de un alto porcentaje (por volumen) de metano y etano, y es mucho mayor que el volumen de líquido estable que pudiera obtenerse por condensación del fluido del yacimiento a presión y temperatura atmosférica. La composición del líquido producido por condensación retrógrada cambia generalmente a medida que la presión disminuye.

2.7 PARÁMETROS OBTENIDOS DE LOS DIAGRAMAS DE FASES QUE PERMITEN CARACTERIZAR EL GAS NATURAL

2.7.1 Punto de Burbujeo

Es el punto en el cual la primera burbuja de gas o vapor, aunque estrictamente hablando es vapor el que se produce, y no gas, en vista que si fuese gas el proceso sería irreversible. Para propósitos prácticos se puede asumir que una gran cantidad de líquido esta en equilibrio con una pequeña cantidad de vapor, de tal forma que la cantidad de gas pueda ser despreciable: En el caso de un gran volumen de petróleo que contiene un cierto volumen disuelto de gas y que se encuentra en equilibrio en el yacimiento, se observará que a medida que se reduce la presión se registrará una presión que permitirá el inicio del desprendimiento de una burbuja de gas. Esta presión se denomina presión de Burbujeo. A medida que continúe disminuyendo la

presión más seguirá desprendiéndose de la fase líquida. Conocer la presión de burbujeo en los yacimientos petrolíferos es de vital importancia, ya que su conocimiento permitirá obtener un mayor provecho del gas en solución como mecanismo de producción de petróleo.

2.7.2 Punto de Rocío

Es el punto, en cual se forma la primera gota de líquido. La presión a la cual ocurre este proceso se denomina Presión de Rocío. El mecanismo de esta presión se observa cuando un volumen de gas que contiene pequeñas cantidades de líquidos en equilibrio se somete a compresión, y comienza a formarse las primeras gotas de líquido. La presión de burbujeo y de rocío dependen de una serie de factores (temperatura, características del gas y del petróleo, relaciones gas – petróleo y líquidos –gas).Luego su valor dependerá fundamentalmente del tipo de análisis de laboratorio realizado, como de las correlaciones establecidos que proporcionan datos para su cuantificación, y que finalmente conllevaran a lograr las soluciones deseadas.

2.7.3 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.

Este es un punto al cual, en términos de presión y temperatura indican, donde un fluido no puede ser distinguido si es gas o líquido. Se podría afirmar, que es el punto en el cual las propiedades físicas de un líquido y un gas son idénticas. La temperatura crítica (T_C), temperatura necesaria para alcanzar el punto crítico, mientras que la presión crítica (P_C) es la presión necesaria para alcanzar el punto crítico.

2.8 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 para una eficiente 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.

2.9 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS

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:

Curva del Punto de Burbujeo. Representa el lugar geométrico de los puntos de presión y temperatura a la cual se forma la primera gota de vapor, que indica que el sistema ha pasado a la región bifásica, es decir un sistema que ha pasado del estado líquido a la fase de vapor, a esta curva por lo común se le conoce como Curva de Burbujeo, en este punto la composición de las fases asumen, que toda la fase está compuesta solamente de líquido, esto se hace para facilitar la realización de los cálculos.

Comportamiento Retrógrado. Es la formación de una fase de mayor densidad (condensación), que se desarrolla al someter un sistema a una reducción isotérmica de presión o a un incremento isobárico de la temperatura, es también la formación de una fase de menor densidad (vaporización), al someter un sistema a un aumento isotérmico de presión o a una reducción isobárica de la temperatura. del sistema

Condensación Retrógrada. Es la formación de líquido (condensación) en un sistema, debido a la disminución isotérmica de presión o aumento isobárico de la temperatura

Fase. Es cualquier parte homogénea y diferente físicamente del sistema en estudio. Una fase es un estado de la materia completamente homogéneo y uniforme (sólido/líquido/vapor), también se dice que una fase es un cuerpo de material homogéneo diferente en sus propiedades a los demás componentes que la rodean.

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 burbujeo.

Presión Cricondembárica (P_{Cdp}). es la máxima presión a la cual existen en equilibrio sistema vapor y líquido. Para crudos este punto está a la izquierda del punto crítico, en cambio, para gases naturales y condensados esta a la derecha

Punto de Burbujeo. Representa al estado de un sistema, donde se la producido la primera gota de vapor, para los cálculos se asume, que en punto de burbujeo el sistema esta en estado completamente líquido, o un estado donde se encuentra en equilibrio un sistema completamente líquido, con una pequeña cantidad de vapor, para cálculos y no establecer un grado de dificultad mayor, se asume que en el punto de burbujeo toda la composición es líquida.

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.

Punto de Rocío. Corresponde al estado de un sistema donde se ha formado la primera gota de líquido, para cálculos se asume, que en el punto de rocío el sistema está completamente en forma de vapor en equilibrio con una pequeña parte de su líquido. La presión y temperatura de rocío es la condición de presión y temperatura, en la cual el sistema se encuentra en su punto de rocío.

Sistema de un Componente. Estos son sistemas conformado por un solo componente, lo que vendría a ser una sustancia pura, y la cual dependiendo de los valores de temperatura y presión puede estar en estado sólido, líquido o gas. Se sabe que, para el caso de los hidrocarburos no existen yacimientos conformado por un solo componente, sino que lo que existe es una mezcla de ellos, pero su estudio es conveniente para entender el comportamiento que tendría un hidrocarburo en caso de encontrarse en estado puro, lo que indica que es una sustancia pura, o que no está

combinada con ninguna otra sustancia, y su diagrama tienen que ser característico de estas sustancias.

Sistemas de dos Componentes o Sistemas Binarios. Estos diagramas de fases tienen un mayor grado de complejidad que los monocomponentes, en vista que se ha agregado una nueva variable que es la composición.

Sistemas 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, estos diagramas son considerados de gran importancia en los procesos de desplazamiento miscible de petróleo.

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 importancia de estos diagramas de fases, en el estudio del comportamiento de los hidrocarburos que conforman, el sistema en estudio es de gran importancia, ya que en función de los diagramas se establece el comportamiento del fluido.

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 retrogrado

Temperatura Cricondentérmica (T_{cdt}). 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 ($T > T_{\text{cdt}}$) y a cualquier presión el sistema está en fase gaseosa.

Vapor Saturado. Corresponde al vapor en equilibrio con un líquido a una presión y temperatura dada, si se está trabajando con una sustancia pura. El vapor saturado es el estado de vapor correspondiente al punto de rocío.

Vaporización Retrógrada. Es la formación de vapor (vaporización) en un sistema, debido a la disminución isobárica de temperatura o aumento isotérmico de la presión.

Varianza del sistema (grados de libertad). Es la aplicación de la regla de fase al tipo de sistemas bajo consideración; la variable independiente condiciona cuales factores se consideran; usualmente son la temperatura, la presión y la concentración. el número de estas variables, las cuales se fijan de manera arbitraria para definir completamente el sistema, se llama varianza o grados de libertad del sistema.

CAPITULO III

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

3.1 CONCLUSIONES

- Los Diagramas de Fase representan esencialmente una expresión gráfica de la “Regla de las Fases”, la cual permite calcular el número de fases que pueden coexistir en equilibrio en cualquier sistema, y el número de variables necesarias para definir dicho sistema.
- Los diagramas de fase describen gráficamente el comportamiento de un sistema químico en equilibrio.
- El área limitada por la curva de burbujeo y la curva de rocío (envolvente) en el diagrama de fases de un sistema multicomponente, define las condiciones para que el gas y el líquido se presenten en equilibrio.
- Las cantidades y composiciones de la mezcla son diferentes en distintos puntos dentro de la región de dos fases del diagrama, y se representan por las curvas de isocalidad.
- Las composiciones de la mezcla en estudio van a determinar su diagrama de fases.
- Los diagramas de fases permiten determinar las condiciones a las cuales está la mezcla de hidrocarburos en el yacimiento, de manera que, de acuerdo a la composición de la mezcla y con los valores de presión, temperatura se puede determinar las propiedades del fluido contenido en el yacimiento y predecir el comportamiento del mismo en la superficie.

- 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.

3.2 RECOMENDACIONES

- Antes de producir un yacimiento de gas se debe conocer qué tipo de yacimiento se está estudiando, por lo que se debe promover el uso de diagramas de fases como herramienta predictiva a través de simuladores.
- Adiestrar y concienciar, al personal relacionado con los procesos de caracterización del gas natural, en la importancia del uso de los diagramas de fases.
- Fomentar la creación de un programa de simulación que utilice los diagramas de fases como herramientas de predicción por parte de estudiantes de Ingeniería de Petróleo de la Universidad de Oriente.

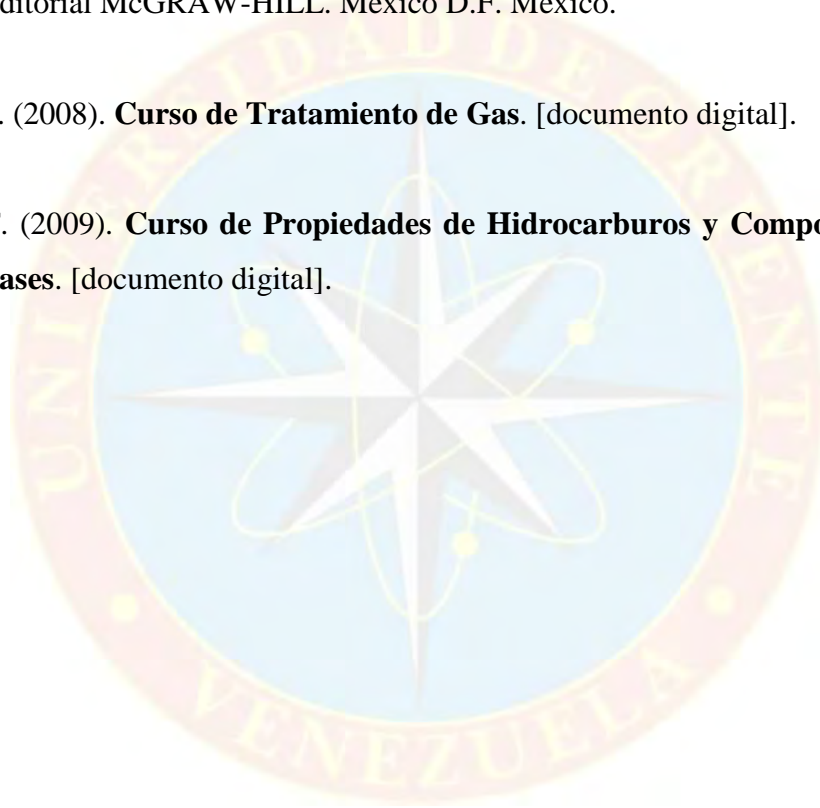
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ARIAS, F. (2004). **El Proyecto de Investigación**. Editorial. Episteme. Caracas, Venezuela.

CRAFT, C. HAWKINS, M. **Ingeniería Aplicada de Yacimientos de Petróleo**. Editorial McGRAW-HILL. México D.F. México.

Pino, F. (2008). **Curso de Tratamiento de Gas**. [documento digital].

Pino, F. (2009). **Curso de Propiedades de Hidrocarburos y Comportamiento de Fases**. [documento digital].



HOJAS METADATOS

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 1/6

| | |
|------------------|--|
| Título | INFLUENCIA Y DESCRIPCIÓN DE LOS DIAGRAMAS DE FASES EN LA CARACTERIZACIÓN DE LAS PROPIEDADES DEL GAS NATURAL |
| Subtítulo | |

El Título es requerido. El subtítulo o título alternativo es opcional.

Autor(es)

| Apellidos y Nombres | Código CVLAC / e-mail | |
|-----------------------------------|------------------------------|----------------------------|
| ALANA VANESSA DOUCROC URBANEJA | CVLAC | CI: 19194666 |
| | e-mail | Vanessagirl_15@hotmail.com |
| MARÍA JOSÉ MOYA CARRY | CVLAC | CI: 18585666 |
| | e-mail | maryjoscarry@gmail.com |
| ROSANGEL MARÍA CEDEÑO ESPINOZA | CVLAC | CI:15787690 |
| | e-mail | ros_angel_c@hotmail.com |

Palabras o frases claves:

| |
|-----------------|
| DESCRIPCIÓN |
| CARACTERIZACIÓN |
| PROPIEDADES |
| GAS |

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 2/6

Líneas y sublíneas de investigación:

| Área | Sub-área |
|---------------------------------|------------------------|
| Tecnología (Ciencias Aplicadas) | Ingeniería de Petróleo |
| | |
| | |

Debe indicarse por lo menos una línea o área de investigación y por cada área por lo menos un subárea. El representante de la subcomisión solicitará esta información a los miembros del jurado.

Resumen (Abstract):

El siguiente trabajo tuvo como objetivo principal la determinación de la influencia y descripción de los diagramas de fases en la caracterización de las propiedades del gas natural. Así como su construcción para cualquier sistema en estudio, a partir de la ecuación de la Regla de Fases. Además, se describe la influencia de los diagramas de fases en la caracterización termodinámica de los diferentes tipos de yacimientos de hidrocarburos.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 3/6

Contribuidores:

| Apellidos y Nombres | Código CVLAC / e-mail | | | | |
|---------------------|-----------------------|-----------------------------|--|-----------------------------|--|
| Pino M. Fernando | ROL | CA <input type="checkbox"/> | AS <input checked="" type="checkbox"/> | TU <input type="checkbox"/> | JU <input type="checkbox"/> |
| | CVLAC | C.I: 9.299.078 | | | |
| | e-mail | fpino@cantv.net | | | |
| | e-mail | | | | |
| Mottola Fabiola | ROL | CA <input type="checkbox"/> | AS <input type="checkbox"/> | TU <input type="checkbox"/> | JU <input checked="" type="checkbox"/> |
| | CVLAC | C.I: 8.290.936 | | | |
| | e-mail | fmottola@udo.edu.ve | | | |
| | e-mail | | | | |
| Tineo Pedro | ROL | CA <input type="checkbox"/> | AS <input type="checkbox"/> | TU <input type="checkbox"/> | JU <input checked="" type="checkbox"/> |
| | CVLAC | C.I: | | | |
| | e-mail | | | | |
| | e-mail | | | | |
| Vega Rubén | ROL | CA <input type="checkbox"/> | AS <input type="checkbox"/> | TU <input type="checkbox"/> | JU <input checked="" type="checkbox"/> |
| | CVLAC | C.I: 10.100.632 | | | |
| | e-mail | Rvega@udo.edu.ve | | | |
| | e-mail | | | | |

Fecha de discusión y aprobación:

| Año | Mes | Día |
|------|-----|-----|
| 2012 | 06 | 21 |

Fecha en formato ISO (AAAA-MM-DD). Ej: 2005-03-18. El dato fecha es requerido.

Lenguaje: spa

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 4/6

Archivo(s):

| |
|---------------------------|
| Nombre de archivo |
| ALANA DOUCROC.DOCX |
| |

Caracteres permitidos 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 de Petróleo

Dato requerido. Ejemplo: Licenciado en Contaduría, Ingeniero de Petróleo Magister Scientiarium en Biología Pesquera, Profesor Asociado, Administrativo III, etc

Nivel Asociado con el trabajo: Ingeniería

Dato requerido. Ejs: Licenciatura, Magister, Doctorado, Post-doctorado, etc.

Área de Estudio:

Tecnología (Ciencias Aplicadas)

Usualmente es el nombre del programa o departamento.

Institución(es) que garantiza(n) el Título o grado:

Universidad de Oriente, Núcleo Monagas

Hoja de metadatos para tesis y trabajos de Ascenso- 5/6



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
CONSEJO UNIVERSITARIO
RECTORADO

CUN°0975

Cumaná, 04 AGO 2009

Ciudadano
Prof. JESÚS MARTÍNEZ YÉPEZ
Vicerrector Académico
Universidad de Oriente
Su Despacho


Estimado Profesor Martínez:


Cumplo en notificarle que el Consejo Universitario, en Reunión Ordinaria celebrada en Centro de Convenciones de Cantaura, los días 28 y 29 de julio de 2009, conoció el punto de agenda **"SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN PARA PUBLICAR TODA LA PRODUCCIÓN INTELECTUAL DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UDO, SEGÚN VRAC N° 696/2009"**.


Leído el oficio SIBI - 139/2009 de fecha 09-07-2009, suscrita por el Dr. Abul K. Bashirullah, Director de Bibliotecas, este Cuerpo Colegiado decidió, por unanimidad, autorizar la publicación de toda la producción intelectual de la Universidad de Oriente en el Repositorio en cuestión.

Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

Cordialmente,


JUAN A. BOLAÑOS CUVELO
Secretario



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
SISTEMA DE BIBLIOTECA
RECIBIDO POR 
FECHA 5/8/09 HORA 5:30

C.C: Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación de Teleinformática, Coordinación General de Postgrado.


JABC/YGC/manuja

Artículo 41 del REGLAMENTO DE TRABAJO DE PREGRADO (vigente a partir del II Semestre 2009, según comunicado CU-034-2009): “Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad, y solo podrán ser utilizados a otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo Respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización.”



ALANA VANESSA DOUCROC URBANEJA

AUTOR



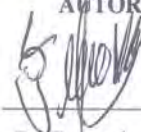
MARÍA JOSÉ MOYA CARRY

AUTOR



ROSANGEL MARÍA CEDEÑO ESPINOZA

AUTOR



Dr. Fernando Pino

TUTOR