

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA  
CURSO ESPECIAL DE GRADO**



**“ESTUDIO DE LA VALIDACIÓN DE PRUEBAS PVT PARA YACIMIENTOS DE  
GAS CONDENSADO CONSIDERANDO DIFERENTES CRITERIOS”**

REALIZADO POR:

**LORENA PÉREZ GUASCH  
XIOMARA GUARIQUES GUAIPO**

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

**INGENIERO QUÍMICO**

Puerto la Cruz, Abril de 2011

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA  
CURSO ESPECIAL DE GRADO**



**“ESTUDIO DE LA VALIDACIÓN DE PRUEBAS PVT PARA YACIMIENTOS DE  
GAS CONDENSADO CONSIDERANDO DIFERENTES CRITERIOS”**

**Asesor**

---

Ing. Jairo Uricare  
Asesor Académico

Puerto la Cruz, Abril de 2011

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA  
CURSO ESPECIAL DE GRADO**



**“ESTUDIO DE LA VALIDACIÓN DE PRUEBAS PVT PARA YACIMIENTOS DE  
GAS CONDENSADO CONSIDERANDO DIFERENTES CRITERIOS”**

**Jurado**

---

Ing. Jairo Uricare  
Asesor Académico

Puerto la Cruz, Abril de 2011

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA  
CURSO ESPECIAL DE GRADO**



**“ESTUDIO DE LA VALIDACIÓN DE PRUEBAS PVT PARA YACIMIENTOS DE  
GAS CONDENSADO CONSIDERANDO DIFERENTES CRITERIOS”**

**Jurado Calificador**

**El jurado calificador hace constar que asigno a esta tesis la calificación de:**

Puerto la Cruz, Abril de 2011



## RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajo de grado:

***“Los trabajos de Grado son de la exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del consejo de Núcleo respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización”.***



## **DEDICATORIA**

A mis amigos más fieles, mis padres Smirna Guasch de Pérez y Lorenzo Pérez Orozco, con inmensurable amor, profunda admiración, respeto y la mayor gratitud.

Mamá, esas cuatro letras encierran dulzura y un amor que no acaba, un amor verdadero, mi mejor amiga, mi modelo a seguir, la mujer que a pesar de todo soporta mis errores y me tiende su mano protectora en todo momento, siempre atenta y pendiente de cubrir a plenitud todas mis necesidades haciendo especial hincapié en las más importantes, las espirituales. Bendices mis pensamientos para que sean puros, mis palabras para que sean rectas y mis actos para que conduzcan constantemente al bien. Eres una mujer única madre, eres mi fuerza, mi inspiración, mi aliento.

Papá, caballero noble y parco de mirada sabia y profunda, de expresión tan serena, llena de paciencia y tesón. Por tu gran amor paternal, hombres como tú hay pocos, eres un padre ideal. Por cumplir con tus deberes, por todo el bien que me has enseñado, por todo el cuidado que me has entregado, por preocuparte por mis problemas y recompensa nunca pedir, porque nunca me fallaste, porque contigo contar siempre puedo, hoy y siempre mi amor te entrego.

A mis guías abnegados de vida, a mi regalo dado por Dios, mis padres, sepan que los amo y que este escrito queda corto con lo que siento por ustedes, mis dos únicos tesoros, jamás encontraré la forma de agradecer el que me hayan extendido sus brazos en las derrotas y logros de mi vida, haciendo de este triunfo más suyo que mío. Gracias por cada momento vivido guardado en mi corazón y por cada momento por vivir. Mi gratitud en una hoja no es nada. Mil gracias por su eterno cariño y apoyo...contemplan con dicha su esfuerzo y dedicación.

¡Gracias por tanto y por todo mamá y papá!

**Lorena Pérez Guasch**

A dios, quien me dio fe, fortaleza, salud, sabiduría y esperanza para terminar este trabajo, porque sin el nada es posible.

Quiero dedicar este trabajo a mi familia, por acompañarme en esta etapa de mi vida y que siempre me apoyaron con un espíritu alentador, contribuyendo incondicionalmente a lograr las metas y objetivos propuestos.

Con mucho cariño principalmente a mis padres: Carmen de Guariques y Luis Guariques, que me dieron la vida y han estado conmigo en todo momento brindándome todo su amor, especialmente por sus sabios consejos y por estar a mi lado. Este logro es para ustedes.

A mis hermanos Jorge Luis y Javier José, por estar allí cada vez que los necesitaba, apoyándome. A mis sobrinos Javier Alejandro, que con su sonrisa inocente me alegra mis días y me hace recordar esos momentos maravillosos de mi niñez, a mi sobrina Crisbel, los quiero mucho.

A mis tíos: José, Ángel y Rosa, por estar siempre dispuestos a ayudarme, por brindarme su apoyo comprensión, conocimientos y cariño en todo momento y porque creyeron en mi siempre.

**Xiomara Guariques**

## **AGRADECIMIENTO**

A Dios, por darme todo lo que tengo, gracias por hacerme tan feliz, por tu tiempo y enseñanza perfecta, por obsequiarme una familia maravillosa, por poner en mi camino a todas esas personas que me rodean a diario, por dejar entrar al sol cada mañana a través de mi ventana. GRACIAS.

A mis queridos hermanos Stalin y Jhojiris. Tengo el privilegio de experimentar la posición y el amor que se siente al contar con un protector, alocado y divertido hermano mayor y a su vez de difundir tal rol en mi extrovertida y siempre alegre hermanita menor. Mi dicha no estaría completa si no fuesen parte de mi vida, LOS AMO.

A mi terremoto precioso, mi sobrina bella Camila. Gracias por ser siempre motivo de alegría y felicidad con tu inocencia y particulares ocurrencias. MIL BENDICIONES PARA TI MI NIÑA ADORADA.

A mis tías especiales Milagros, Nena, Bélgica, Flor y Nícida. Gracias por llevarme siempre en sus corazones y recibirme con sus brazos cálidos y amorosos en cada viaje. LAS QUIERO MUUUUCHO.

A mis abuelos María Pérez, Rafael Tobías Guasch y a mi madrina Celina Galindo Bravo quienes ya no se encuentran físicamente entre nosotros, pero de seguro estarían felices y orgullosos por verme culminar esta meta. Gracias por ser mis ángeles guardianes. NUNCA LOS OLVIDARÉ.

A mis compañeros de vida, de estudio, de alegrías y tristezas, de trasnochos y disfrute, de parrandas y parciales, de fortalezas y debilidades, mis siempre amigos: Pablo, Rosimar, Elizibeth, Peché, Laura, Choti, Carolina (La Negra), Angélica, Juan Luis, Miguelangel, Charles, Jesús, Luis Morao, Mayerlin, Rosmary, Roi, Florinés, Andreína, Dayana y Roxi. Con ustedes he compartido momentos únicos e inolvidables. Todo mi aprecio y el apoyo que necesiten. GRACIAS.

A mi compañera de áreas Xiomara Guariques, gracias amiga por compartir a mi lado esta dura pero gratificante experiencia, por ser mi bastón en los momentos más difíciles, por tu cariño, apoyo y comprensión. ¡LO LOGRAMOS!

Agradecimientos especiales a la Universidad de Oriente por la capacitación brindada, al Departamento de Petróleo por la ayuda constante y oportuna y a la profesora Tania González por los conocimientos impartidos de forma acertada, desinteresada y profesional durante todo el transcurso de esta desafiante meta.

A todas aquellas personas que creyeron, apoyaron y confiaron en mí.

**Lorena Pérez Guasch**

A dios por guiarme a través de caminos iluminados y ayudarme en los momentos difíciles de mi carrera protegiéndome, dándome fortaleza, conocimiento, confianza y por llenar mi vida de dicha y bendiciones

A mis padres: Carmen y Luis, porque en gran parte gracias a ustedes, hoy puedo ver alcanzada mi meta, ya que siempre estuvieron impulsándome para seguir adelante con mi carrera, y porque el orgullo que sienten por mí fue lo que me hizo ir hasta el final.

A mis hermanos: Jorge, Javier, por su apoyo, cariño incondicional, respeto y por ser parte de mis alegrías. A mis tíos: José, Ángel y Rosa, por brindarme su cariño, por estar siempre pendiente en todo momento de mi y por ser un ejemplo admirable a seguir inspirándome a ser mejor como persona y como profesional.

A mi mejor amiga Alejandra, por su amistad sincera, comprensión, apoyo y por estar siempre cuando necesite de una mano amiga. Gracias por ser mi hermana.

A mi amiga y compañera de áreas Lorena, por haber tenido la oportunidad de compartir con ella en todo momento, tantas desveladas sirvieron de algo y aquí está el fruto.

A mis amigos: carolina (caro), Angélica, Charles, Maira, Miguelangel, Yanny, Marilín, Juan Luis, José (Chotti), Roosmary, Graciela, Marllelyn Arocha, Luis morao, Dayana y Carmen, por estar conmigo en todo este tiempo donde compartimos momentos difíciles y gratos en el transcurso de la carrera pero son esos momentos que nos hacen crecer y valorar a las personas que nos rodean, desde lo más profundo de mi corazón les agradezco el haberme brindado todo su apoyo, ánimo, sobre todo su cariño y amistad. Recuerden que siempre los llevare en mi corazón.

A la profesora Tania González, Gracias por su tiempo, por su apoyo, por habernos guiado en el desarrollo de este trabajo y llegar a la culminación del mismo.

En general quisiera agradecer a todas y cada una de las personas que han vivido conmigo esta etapa de mi vida las cuales son muchas pero al no nombrarlas no significa que son menos importantes al contrario ellas han colaborado con un granito de arena y han sido extraordinarios conmigo por su comprensión, paciencia, cariño, amistad, respeto y por regalarme momentos de alegría y apoyarme siempre.

**Muchas Gracias.  
Xiomara Guarique**

## RESUMEN

Este trabajo se basó en la realización de una validación de PVT para un sistema de gas condensado perteneciente al yacimiento STD-03 ubicado en el estado Monagas. Para alcanzar el logro de los objetivos planteados fue necesario verificar la representatividad del fluido original existente en el yacimiento en estudio comparándose las condiciones de este con las del laboratorio. Posteriormente fue evaluada la consistencia de las pruebas PVT'S a través de los métodos de Recombinación Matemática, Balance Molar y Criterio de Hoffman los cuales representan una alternativa sencilla y de fácil acceso. Consecutivamente se hizo uso de la herramienta Microsoft Office Excel para elaborar una hoja de cálculo apoyada en la revisión y recopilación de las ecuaciones a utilizar por los métodos antes mencionados y así facilitar aún más los cálculos correspondientes a la consistencia del PVT. Finalmente se comprobó el correcto funcionamiento de la hoja de cálculo validando los datos representativos del yacimiento y comparando los valores arrojados por la misma con los obtenidos manualmente aplicando los mismos métodos

## CONTENIDO

RESOLUCIÓN .....	v
DEDICATORIA .....	vi
AGRADECIMIENTO .....	viii
RESUMEN .....	x
CONTENIDO .....	xi
LISTA DE FIGURAS.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
CAPITULO I.....	14
1.1 Planteamiento del problema.....	14
1.2 Objetivos .....	15
1.2.1 Objetivo general.....	15
1.2.2 Objetivos específicos .....	15
CAPITULO II.....	17
2.1 Yacimiento .....	17
2.2 Clasificación de los yacimientos en base a los hidrocarburos que contienen .....	17
2.2.1 Yacimientos de Gas Seco.....	17
2.2.2 Yacimientos de gas húmedo.....	18
2.2.3 Yacimientos de gas condensado.....	19
2.3 Clasificación de los yacimientos de acuerdo a su comportamiento físico. 20	
2.3.1 Yacimientos subsaturados.....	20
2.3.2 Yacimientos saturados.....	20
2.3.3 Yacimientos de gas condensado con condensación retrógrada .....	20
2.3.4 Yacimientos de gas condensado sin condensación retrógrada .....	21
2.4 Análisis PVT.....	21
2.4.1 Estudios PVT para gas condensado.....	21
2.4.2 ¿Cuándo se deben tomar las muestras?.....	24
2.4.3 Consideraciones para el muestreo de fluidos y análisis PVT .....	25
2.4.4 Preparación del pozo para el muestreo .....	25
2.4.5 Tipos de muestreo .....	28
2.4.6 Reporte PVT de un yacimiento de gas condensado .....	30
2.4.7 Pruebas PVT'S en equipos portátiles .....	31
2.4.8 Pruebas PVT'S de laboratorio .....	31
2.4.9 Información obtenible de pruebas PVT'S .....	31
2.4.10 Limitaciones de las pruebas de laboratorio .....	32
2.4.11 Aplicaciones de las pruebas PVT`S.....	32
2.4.12 Validación de las pruebas PVT`S .....	32
CAPITULO III.....	38
3.1 Revisión bibliográfica.....	38
3.2 Recopilación de datos .....	38
3.3 Representatividad del yacimiento SDT-3 .....	38
3.4 Consistencia del PVT .....	38
3.4.1 Recombinación matemática.....	39
3.4.2 Balance molar .....	42

3.4.3 Criterio de Hoffman, Crump y Hoccott .....	44
3.4.4 Análisi de los datos PVT's mediante una hoja de cálculo de Excel....	45
3.5 Para la validadción de los resultados .....	45
CAPITULO IV .....	47
4.1 Representatividad del PVT .....	47
4.2 Consistencia de las pruebas PVT's .....	48
4.3 Conclusiones .....	49
4.4 Recomendaciones .....	50
BIBLIOGRAFÍA.....	51
ANEXOS.....	52
Anexo A Información del PVT .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Anexo B Datos para la aplicación de los métodos	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Anexo C Muestra de cálculo.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Anexo D resultado de la aplicación de los métodos (cálculos manuales y en Excel).....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Anexo E gráfico resultante de la aplicación de l criterio de Hoffman .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Anexo F Control transporte y almacenamiento .....	53
Anexo G Propiedades de los hidrocarburos.....	60
Anexo H XXXXXX.....	69
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO.....	84





# **CAPITULO I**

## **INTRODUCCIÓN**

La correcta evaluación de las reservas de un yacimiento de gas condensado, la selección y utilización del método más apropiado de producción y la predicción realista del comportamiento del yacimiento dependen y requieren de datos confiables sobre las características del fluido que contiene. Estos datos son obtenidos a partir del análisis PVT de una muestra del fluido y la confiabilidad de ellos está determinada mayormente por la representatividad de la muestra tomada para el/un análisis.

El análisis PVT consiste en simular en el laboratorio el agotamiento de presión (depleción) de un yacimiento volumétrico e isotérmico. Tres parámetros básicos: presión, volumen y temperatura (PVT) son los que gobiernan fundamentalmente el comportamiento de producción de un yacimiento de gas condensado volumétrico en los cuales no existe entrada de agua, o ésta es muy pequeña para lograr afectar el volumen poroso ocupado por los hidrocarburos.

En la actualidad la observación del comportamiento del fluido y resultados del laboratorio han logrado mejorar las reglas que permiten verificar el tipo de fluido presente en el yacimiento; las tablas y gráficas se han reducido en ecuaciones de estado utilizadas en programas que permiten determinar la validez de los resultados.

En esta investigación se realizarán recomendaciones prácticas de muestra y acondicionamiento de los pozos de prueba antes de tomar la muestra. También se presentarán los diferentes métodos para validar los resultados de las pruebas PVT, ya que en algunos casos estos resultados pueden estar errados.

### **1.1 Planteamiento del problema**

La explotación y producción de hidrocarburos es la base principal de la actividad económica del país y por ende la principal fuente de divisas para la economía venezolana. En base a lo mencionado y considerando que la mayoría de los nuevos campos petrolíferos que se han descubierto corresponden a gas condensado y petróleo volátil asociados a altas presiones y temperaturas, es preciso tener en cuenta la importancia que representa la información que suministran las pruebas PVT a fin de lograr, disminuir la incertidumbre de los datos suministrados por las pruebas de laboratorio.

Las pruebas PVT'S proporcionan información valiosa que se utiliza para caracterizar fluidos, realizar balances de materiales composicionales, análisis nodal composicional, cálculo de reservas, simulación numérica composicional

entre otros. De allí la importancia de la confiabilidad de estos datos para ser tomados en estudios integrados de yacimientos.

En las industrias especializadas en el negocio del gas y el petróleo cuentan con programas y simuladores para hacer el estudio de validación de pruebas PVT, teniendo en cuenta que estas herramientas no están disponibles a quienes no laboran en dichas empresas.

El propósito de este trabajo es analizar los diferentes métodos que existen para la validación de un PVT; y así obtener análisis de representatividad y consistencia de la prueba en estudio, mediante una hoja de cálculo de Microsoft Office Excel que pueda ser fácil de programar y accesible a las personas que no trabajan en dichas empresas.

Para realizar este análisis se verificó en primera instancia la representatividad del PVT comparando las mediciones de campo, obtenida a la profundidad que fue tomada la muestra y las pruebas de laboratorio necesarias para el análisis; luego se evaluó la consistencia de las pruebas mediante la metodología de recombinación matemática, balance molar y criterio de Hoffman, posteriormente se utiliza un programa sencillo en el cual se emplean una serie de instrucciones y condiciones en forma organizada de tal manera que al introducir los datos de las pruebas PVT, el mismo es capaz de procesarlos y arrojar resultados certeros en corto tiempo.

## **1.2 Objetivos**

### **1.2.1 Objetivo general**

Estudiar la validación de pruebas PVT para yacimientos de gas condensado considerando diferentes criterios.

### **1.2.2 Objetivos específicos**

1. Describir la metodología utilizada en el análisis de pruebas PVT'S para un yacimiento de gas condensado.
2. Verificar la representatividad del fluido original existente en el yacimiento STD-03 comparando las condiciones del yacimiento con las del laboratorio.
3. Evaluar la consistencia de las pruebas PVT de laboratorio mediante la metodología de Recombinación Matemática, Balance Molar y Criterio de Hoffman; y mediante una hoja de cálculo Microsoft office Excel.

4. Interpretar las pruebas de validación del análisis PVT de gas condensado a realizar.

## **CAPITULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **2.1 Yacimiento**

Es la porción de una trampa que contiene hidrocarburos, los cuales a su vez conforman un solo sistema conectado hidráulicamente, ello implica continuidad de la permeabilidad a través de todo el yacimiento. Puede definirse también como una sección o extensión volumétrica de roca porosa y permeable ubicada en el subsuelo que se encuentra saturada con hidrocarburos en una cantidad económicamente explotable, esta acumulación de hidrocarburos yace periféricamente atrapada en la roca gracias a la presencia de formaciones no permeables, que impiden que el hidrocarburo fluya hacia otros estratos superiores o inferiores.

Algunos yacimientos de hidrocarburos se conectan hidráulicamente a rocas que almacenan agua (acuíferos). Existen cuencas sedimentarias en donde varios yacimientos comparten un acuífero común, debido a lo cual la producción de uno de ellos puede influir en la declinación de la presión de los otros, a causa de la intercomunicación hidráulica a través del acuífero. En algunos casos particulares la trampa se encuentra totalmente ocupada por hidrocarburos y por lo tanto la trampa y el yacimiento son uno mismo.

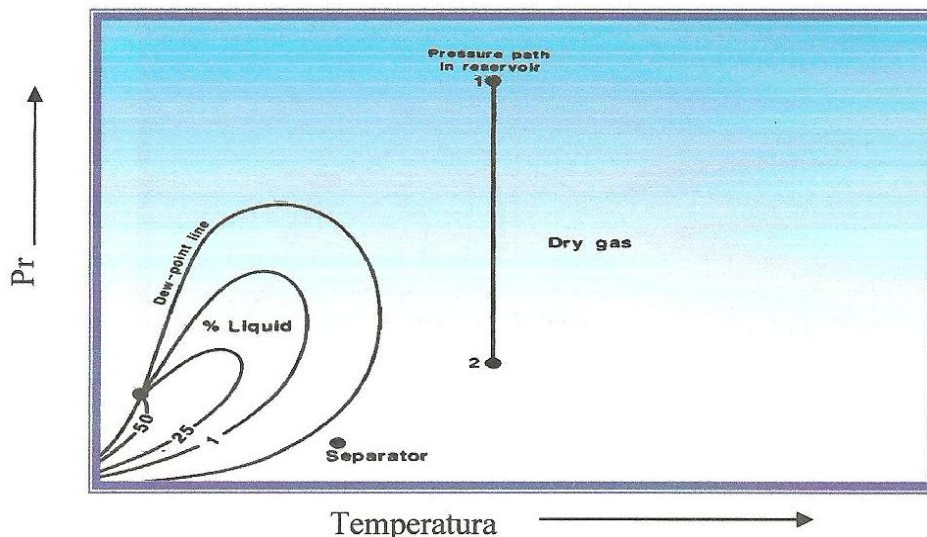
Un yacimiento es económicamente rentable de explotar cuando posee cantidades significativas de hidrocarburos las cuales pueden ser determinadas mediante registros eléctricos mostrando zonas altamente resistivas. El volumen poroso y permeable debe ser interconectado para permitir que los fluidos contenidos en la roca puedan moverse a lo largo de la unidad física. Además es de gran importancia la determinación de la energía natural que posee el yacimiento para hacer fluir al hidrocarburo.

#### **2.2 Clasificación de los yacimientos en base a los hidrocarburos que contienen**

##### **2.2.1 Yacimientos de Gas Seco**

El gas está compuesto principalmente por Metano ( $\% C_1 > 90$ ) con pequeñas cantidades de Pentano y más pesado ( $\% C_{5+} < 1$ ). La obtención de líquido del gas producido sólo se alcanza a temperaturas criogénicas. La figura 2.1 muestra que la mezcla de hidrocarburos se mantiene en fase gaseosa tanto a condiciones de yacimiento como de superficie, no obstante en algunas ocasiones se forma una pequeña cantidad de líquido la cual no es superior a 10BN/MMPCN. La temperatura de los yacimientos de gas seco es mayor que la

temperatura cricondentérmica, y durante el agotamiento de presión la mezcla de hidrocarburos se encuentra siempre en estado gaseoso tanto a nivel de yacimiento como en el sistema de producción. Se considera que un yacimiento es de gas seco si la relación gas-petróleo es mayor de 100.000 (PCN/BN).

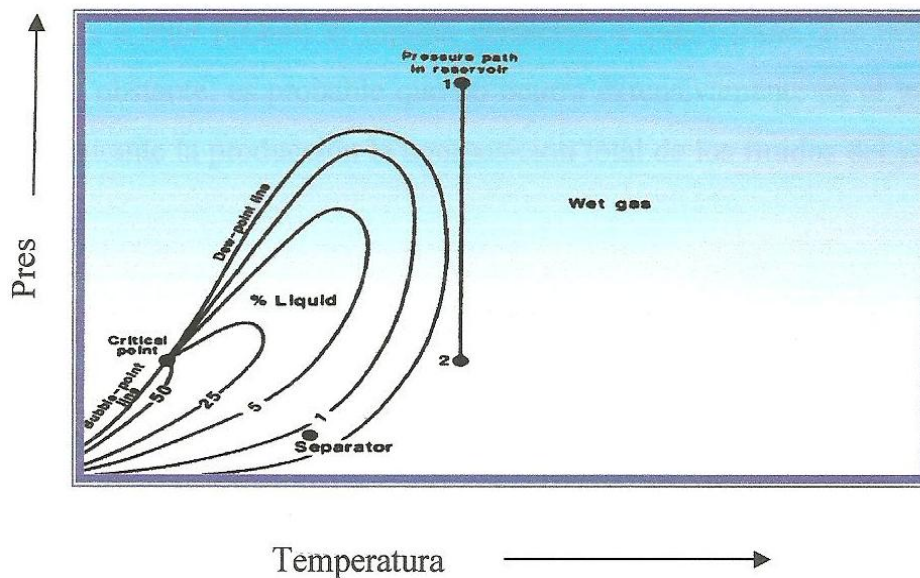


**Figura 2.1 Envoltente de fase para yacimientos de gas seco**

### 2.2.2 Yacimientos de gas húmedo

Los gases húmedos tienen un mayor porcentaje de componentes intermedios y pesados en comparación con los gases secos. La mezcla de hidrocarburos permanece en estado gaseoso en el yacimiento, pero al salir a la superficie cae en la región de dos fases, formándose una cantidad de líquido del orden de 10 BN/MMPCN. La temperatura de estos yacimientos también es mayor a la temperatura cricondentérmica.

En la figura 2.2 muestra un diagrama de fase para gas húmedo en donde se puede observar que el paso del punto 1 a 2 en el diagrama no entra en la envoltente de fase; así no se formará líquido en el yacimiento. No obstante las condiciones en el separador caen dentro de la envoltente de fase causando que algo de líquido se forme en la superficie.



**Figura 2.2 Envoltura de fase para yacimientos de gas húmedo**

### 2.2.3 Yacimientos de gas condensado

La composición de la mezcla de hidrocarburos de un yacimiento de gas condensado es todavía predominante la cantidad de Metano presente (%  $C_1 > 60$ ) como en el caso de los yacimientos de gas seco y húmedo, aunque la cantidad relativa de hidrocarburos pesados es considerablemente mayor. Un gas condensado se puede considerar como un gas con líquido disuelto. Dicha mezcla a condiciones de presión y temperatura de yacimiento, se encuentra en estado gaseoso y en su trayecto a la superficie, logran condensarse sus componentes hidrocarburos más pesados, debido a la variación de sus condiciones iniciales (punto de rocío).

La temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondentérmica de la mezcla. Un gas condensado presenta condensación retrógrada isotérmica en un rango de temperatura ( $200-400^{\circ}\text{F}$ ) y presiones ( $3.000-8.000$  lpc) normales en yacimientos.

En su camino hacia el tanque de almacenamiento, el condensado sufre una fuerte reducción de presión y temperatura por lo que penetra rápidamente en la región de dos fases para llegar a superficie. Entre más rico en componentes pesados ( $C_{5+}$ ) sea el gas condensado extraído, menor es la relación gas-condensado (RGC) y la gravedad API del condensado, además su color se torna oscuro. En la figura 2.3 se observa que en el cambio de presión según el diagrama indica que a baja presión el líquido comienza a evaporarse.





pesadas de la mezcla, y por lo tanto, no solo pierde la parte de mayor valor del yacimiento, sino que el fluido que se continua extrayendo se empobrece en tales fracciones, es por ello que se deben realizar proyectos que puedan recuperar el condensado retrógrado en el mismo al caer la presión por debajo de la presión de rocío retrógrada. Debido a que los primeros que se condensan son los menos volátiles, el rendimiento de líquido de la mezcla de hidrocarburos producida disminuye con el tiempo (a medida que la presión de yacimiento cae por debajo de la presión de rocío).

#### **2.3.4 Yacimientos de gas condensado sin condensación retrógrada**

La presión de estos yacimientos se mantiene igual o superior a la presión de rocío retrógrada, no ocurre condensación retrógrada en el yacimiento. La composición de la mezcla de hidrocarburos producida no varía y el rendimiento de líquidos en la superficie permanece aproximadamente constante. Este comportamiento es similar al de los yacimientos de gas húmedo. La presión de un yacimiento de gas condensado se mantiene por encima de la presión de rocío retrógrada cuando está asociado a un acuífero activo o está sometido a un proceso de mantenimiento de presión.

### **2.4 Análisis PVT**

Las propiedades físicas de los fluidos atrapados en yacimientos, generalmente se determinan en el laboratorio mediante análisis de muestras de fluidos tomadas en el fondo de los pozos o mediante una recombinación de muestras tomadas en la superficie.

El conjunto de pruebas necesarias para determinar las propiedades de los fluidos se denomina análisis de presión, volumen y temperatura (PVT), y consiste en simular en el laboratorio el agotamiento de presión (depleción) de un yacimiento volumétrico e isotérmico midiendo exactamente los volúmenes de gas y líquido separados en cada decremento de presión. Durante las pruebas se mantienen el volumen y la temperatura constante.

#### **2.4.1 Estudios PVT para gas condensado**

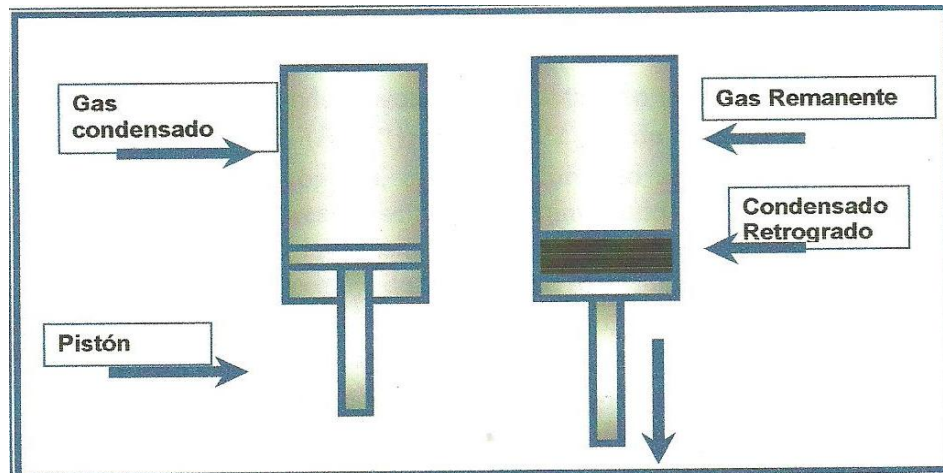
El proceso de separación gas líquido en el yacimiento depende de la saturación de condensado retrógrado. Al disminuir la presión del yacimiento por debajo de la presión de rocío, el líquido condensado permanece inmóvil en contacto con el gas hasta alcanzar una saturación mayor que la crítica. El gas remanente se moverá hacia los pozos de producción y la composición del sistema gas líquido estará cambiando continuamente, a estas condiciones el proceso de separación será tipo **diferencial** con la fase líquida inmóvil y la gaseosa moviéndose continuamente.

En las tuberías de producción, líneas de flujo y separadores las fases de gas y líquido se mantienen en contacto sin cambio apreciable de la composición total del sistema, y en agitación permanente lo cual permite el equilibrio entre las fases. Bajo estas condiciones el proceso de separación es tipo **instantáneo (flash)**.

Las técnicas de laboratorio usadas para obtener el comportamiento PVT deben simular la separación gas líquido que ocurre durante la producción de gas condensado, tales como:

#### 2.4.1.1 Separación instantánea (Flash)

En la separación instantánea todo el gas permanece en contacto con el líquido, lo que significa que la composición total del sistema permanece constante durante el agotamiento de presión. En el laboratorio la disminución de la presión durante el proceso se logra manipulando el pistón móvil de la celda, como se reseña en la figura 2.4.



**Fig. 2.4 Proceso de separación instantánea**

Se obtiene más líquido en la condensación de gas durante la separación instantánea debido a que en la separación instantánea permanece mayor cantidad de gas en el sistema, del cual más y más componentes pesados se pueden condensar al disminuir la presión. La separación instantánea permite determinar los cambios en el comportamiento volumétrico del fluido del yacimiento al pasar a través de los separadores hacia los tanques. Esto es influenciado por las condiciones de operación, presión y temperatura en la superficie. El objetivo fundamental entonces, es proveer la información necesaria de laboratorio para optimizar las condiciones de operación en la superficie al momento de la separación.

#### **2.4.1.2 Agotamiento a composición constante**

Después de haber colocado en una celda para análisis PVT una cantidad de muestras recombinadas de los fluidos del yacimiento, esta es sometida a un proceso de expansión a la temperatura del yacimiento. Este proceso consiste en disminuir la presión, realizando una manipulación del pistón móvil de la celda, permitiendo que aumente el volumen ocupado por la muestra y registrando estos volúmenes a distintas presiones generadas, así como el volumen de líquido formado por condensación retrógrada. De este primer estudio se determina la presión de rocío, el volumen de saturación y los volúmenes relativos de la muestra.

Es importante recordar que la presión de rocío debe ser menor o igual que la presión del yacimiento para que la muestra sea representativa del yacimiento.

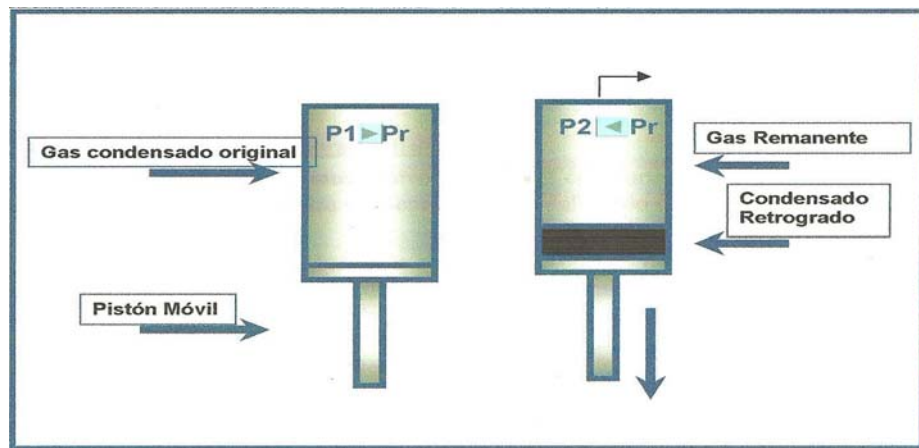
#### **2.4.1.3 Separación diferencial**

Por definición, separación diferencial es aquella que ocurre cuando la composición total de los fluidos contenidos en el sistema varía durante el proceso. En este caso el gas separado es removido parcialmente del contacto con el líquido obtenido por condensación retrógrada. La figura 2.5, ilustra un proceso de separación diferencial isovolumetrico. Inicialmente la celda tiene una cierta cantidad de gas condensado a una presión igual a la de rocío y a una temperatura  $T$ . Manteniendo el volumen constante en la celda, se retira el gas hasta alcanzar una presión  $P_2$  ( $P_2 < P_1$ ). Al caer  $P_2$  por debajo de la presión de rocío, ocurre condensación retrógrada, el líquido formado se acumula entre el gas y el pistón (ver fig. 2.5) la presión se sigue disminuyendo a volumen constante (gas + líquido) hasta alcanzar la presión de abandono. Este estudio permite estimar fundamentalmente el porcentaje de líquido que se acumula en el yacimiento, es decir, permite dar una visión de la cantidad de líquido que pudiese estar condensando de manera retrógrada en el yacimiento y la comparación del gas condensado separado.

El proceso de separación gas líquido en el yacimiento depende de la saturación que se acumula por condensación retrógrada. Al disminuir la presión del yacimiento por debajo de la presión de rocío, el líquido condensado permanece inmóvil en contacto con el gas hasta que alcance una saturación mayor que la crítica. El gas remanente se moverá hacia los pozos productores y la composición del sistema gas-líquido estará cambiando continuamente. Bajo estas condiciones, el proceso de separación será de tipo diferencial con la fase líquida inmóvil y la gaseosa moviéndose continuamente.

#### 2.4.1.4 Agotamiento a volumen constante

En este proceso se mantiene, en la celda de análisis, un volumen constante de la muestra, asumiendo que el volumen poroso ocupado por los hidrocarburos del yacimiento no varía con los cambios de presión. El volumen constante de referencia es el ocupado por la muestra en la celda al alcanzar la presión de rocío; es decir, el volumen de saturación (Fig 2.5). Se inicia cada etapa del proceso retirando el pistón móvil de la celda hasta alcanzar la presión de análisis previamente programada, lo que ocasionará la formación de la fase líquida. Se espera hasta que el líquido alcance el equilibrio con el vapor, después de la agitación continua de la celda. Luego se extrae parte del vapor a presión constante hasta alcanzar el volumen de saturación inicial y se analiza la composición del vapor extraído. El proceso se repite hasta alcanzar la presión de abandono (situada entre 1.000 y 300 psia) y se determina la composición del fluido residual (líquido retrógrado y gas condensado) por medio de análisis cromatográfico.



**Figura 2.5 Proceso de separación Diferencial**

El registro de los volúmenes de vapor extraídos y remanentes en la celda, lo mismo que el del líquido, permite obtener las relaciones PVT.

#### 2.4.2 ¿Cuándo se deben tomar las muestras?

Las muestras deben ser tomadas en los primeros días de producción antes de que ocurra una significativa caída de presión del yacimiento, o al menos cuando la presión sea mayor o igual a la de rocío de la mezcla de hidrocarburo original.

Una vez que la presión del yacimiento haya declinado por debajo de la presión de rocío, ya no es posible conseguir muestras que representen el fluido original del yacimiento.

Si la muestra se toma cuando  $P(\text{yac}) < P_{\text{roc}}$  puede ocurrir lo siguiente:

1. Si el condensado retrógrado es inmóvil, la muestra presenta una composición menos rica en componentes pesados ( $C_{7+}$ ) que la original del yacimiento y la presión de rocío medida es igual a la presión actual del yacimiento.
2. Si el condensado retrógrado ha alcanzado movilidad (lo cual podrá ocurrir a presiones de formación máxima de condensado), la muestra resultante después de la combinación daría una presión de rocío mayor que la presión actual del yacimiento y podría hasta ser mayor que la presión original del yacimiento.

#### **2.4.2.1 Número de muestras**

Cuando el yacimiento es pequeño, una muestra es representativa del fluido almacenado en la formación. Si el yacimiento es grande, de gran espesor y/o muy heterogéneo, se requiere varias muestras de diferentes pozos para caracterizar correctamente los fluidos del yacimiento.

#### **2.4.3 Consideraciones para el muestreo de fluidos y análisis PVT**

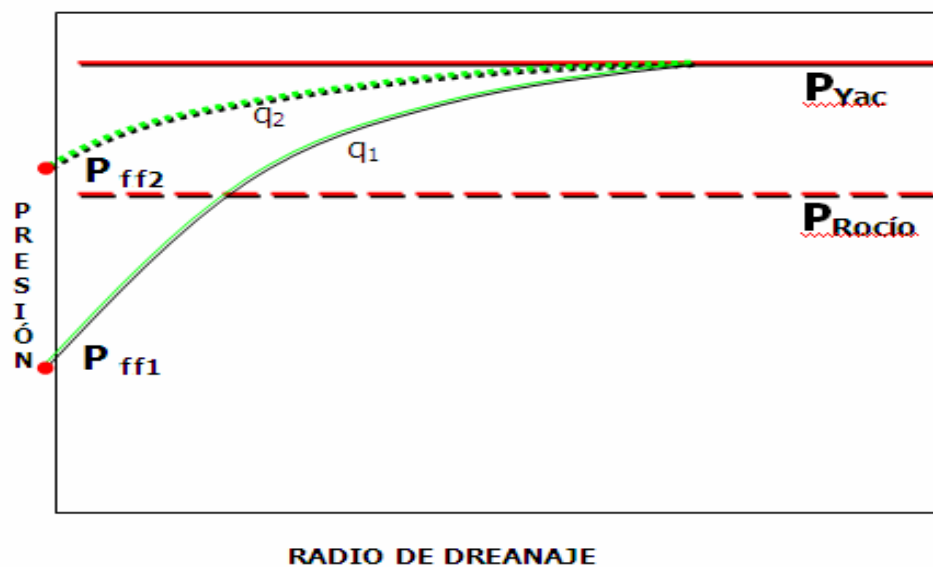
- Se debe seleccionar un pozo con alta productividad fluyendo a presiones de fondo por encima del punto de saturación preferiblemente o solo unas pocas libras por debajo.
- La identificación del tipo de fluido y su aparente punto de saturación calculado por correlaciones podrá dar una idea del tipo de muestreo requerido.
- Para el caso de los gases condensados se debe escoger como prioridad el muestreo de superficie a no ser que el gas sea húmedo o seco.
- Antes de seleccionar el tipo de muestreo para el análisis PVT se recomienda averiguar en otras divisiones por los requerimientos del análisis de tal manera que el muestreo seleccionado pueda aportar el volumen de muestra requerido.
- Evitar el muestreo de pozos con daño o estimular estos antes del muestreo.
- No debe producir agua. Si la produce, muestrear únicamente la columna de petróleo con el pozo cerrado identificado los niveles por medio de un gradiente de presión.

#### **2.4.4 Preparación del pozo para el muestreo**

Una vez que el pozo de prueba ha sido seleccionado deberá ser apropiadamente preparado para el muestreo. El factor más importante para un buen muestreo es la estabilización del pozo. Esto implica que el pozo debe tener presiones de cabezal y fondo estables, lo mismo que tasas de producción de gas y líquido. El acondicionamiento de los pozos de muestreo consiste en ponerlos en producción a una tasa estabilizadora tan baja como sea posible con el fin de generar pequeñas diferencias de presión ( $P_y - P_{wf}$ , pressure

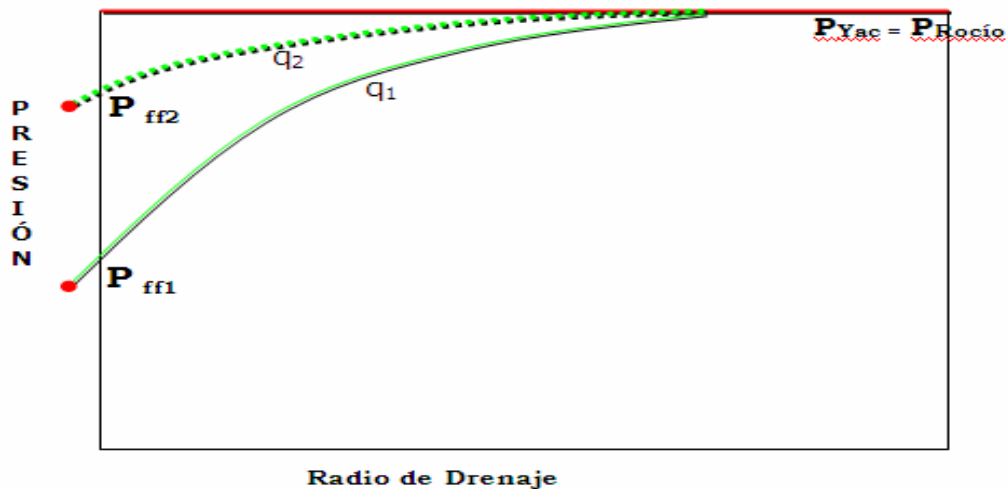
Drawdown) y aumentar la presión de fondo fluyente con el fin de reducir la condensación retrógrada cerca del pozo.

La figura 2.6 muestra la distribución de presión en un yacimiento subsaturado a dos tasas de producción  $q_2$  y  $q_1$ . Se observa que al reducir la tasa de flujo de  $q_1$  a  $q_2$  se logra aumentar la presión de fondo fluyente a un valor superior a la presión de rocío y eliminar la condensación retrógrada alrededor del pozo. A una tasa  $q_2$ , el gas condensado que fluye del pozo es representativo del yacimiento original.



**Figura 2.6 Distribución de presión en yacimientos de gas condensado bajo diferentes tasas de producción donde se logra que la  $P_{wf1}=P_{wf2}$**

En el caso de yacimientos saturados por mas que se reduzca la tasa de producción no se logra alcanzar que la presión de fondo fluyente sea igual o mayor a la presión de rocío. Es deseable, pero no siempre se consigue, que bajas tasas de flujo produzcan pequeños gradientes de presión alrededor del pozo, de tal manera que al aumentar la presión de fondo fluyente se produzca revaporización total o parcial del líquido acumulado en el pozo. Sin embargo, sin un pozo ha estado produciendo a una tasa estable no muy alta, entonces es preferible tomar las muestras a esta tasa que ajustarla a valores bajos. Figura 2.7.



**Fig. 2.7 Distribución de presión en yacimientos de gas condensado bajo diferentes tasas de producción**

En yacimientos de baja permeabilidad, si la tasa de flujo es cambiada se puede necesitar hasta tres meses para estabilizar el pozo, dependiendo de la permeabilidad de la formación.

Al respecto algunos autores opinan:

Según Moses en su trabajo "Engineering Applications of Phase Behavior of Crude Oil and Condensate Systems", no recomienda cerrar los pozos que estén produciendo a una tasa donde la presión de fondo fluyente es menor a la presión de rocío ( $P_{wf} < P_{roc}$ ), sino dejarlos producir hasta que se logre estabilizar las saturaciones de líquido y la composición de los fluidos en la zona de drenaje de los pozos.

Según McCain en un informe presentado a SPERE afirma que es posible obtener una muestra representativa (aunque no perfecta) en superficie de un yacimiento de gas condensado, donde ( $P_{wf} < P_{roc}$ ), siempre y cuando se logre estabilizar el pozo a bajas tasas de flujo.

Almeida y Cols, en un informe técnico de INTEVEP, recomienda el siguiente procedimiento para acondicionar los pozos:

- Producir el pozo a una alta tasa (de 4 a 5 MMPCN/d) hasta que la RGC se estabilice. Tasas suficientemente altas permiten levantar la columnas de líquidos (lodo, agua y/o condensado) que pueden tener el pozo. Si el pozo es de alta productividad, la tasa inicial debe ser menor de 5 MMPCN/d.
- Reducir la tasa de producción (de 2 a 3 MMPCN/d) y medir la RGC hasta que se estabilice. Si es menor que la anterior, reducir la tasa de producción de nuevo (de 1 a 2 MMPCN/d) y medir la RGC estabilizada.

Si esta disminuye, se debe disminuir de nuevo la tasa a 1 MMPCN/d. si la RGC aumenta o no varía, “o si el pozo cabecea” (por debajo de la velocidad crítica), aumentar la tasa de producción hasta alcanzar condiciones de flujo estable. Esta es la condición en que la diferencia (Drawdown) de presión será mínima y en la que se formara la menor cantidad de liquido retrógrado en el pozo.

Durante el período de acondicionamiento del pozo deben medirse los siguientes parámetros:

- Presión y temperatura en el cabezal y en el separador.
- Tasa de producción de liquido y gas en el separador.
- Tasa de producción de condensado y agua en el tanque.
- Temperatura y presión de fondo fluyente de los pozos durante o inmediatamente después del acondicionamiento del pozo (en tiempo real).

#### **2.4.5 Tipos de muestreo**

Dependiendo del lugar donde se tomen las muestras, estas se pueden clasificar de la forma siguiente:

##### **2.4.5.1 Muestra de fondo del pozo**

El muestreo en el fondo del pozo, consiste en bajar una herramienta especial (muestreador) de 6 pies de longitud y 1-1/2 pulgadas de diámetro que tiene una cámara donde se acumula una muestra de fluido a las condiciones de presión y temperatura del punto de muestreo. (No hay liberación de gas y se mantienen la presión y temperatura a condiciones de fondo).

##### ➤ **Ventajas**

- No requiere de medición de tasas de flujo (se ahorra un separador).
- Excelente para crudo subsaturado.

##### ➤ **Desventajas**

- Las muestras no son representativas cuando  $P_{yac} < P_{roc}$ .
- No sirve para yacimientos de gas condensado.
- Las muestras no son representativas cuando hay una columna grande de agua.

##### **2.4.5.2 Muestras de separador**

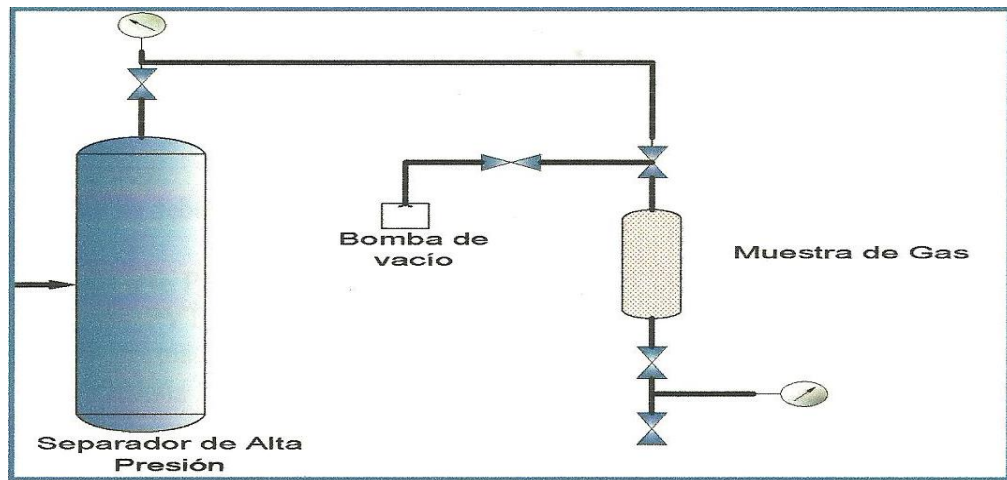
El muestreo en el separador es generalmente aplicable a todos los tipos de crudo y consiste en extraer muestras de líquido y gas en dicho equipo, después



de largos periodos de flujo estabilizados, medir las tasas correspondientes y recombinar las muestras de acuerdo a la RGP media. Es el tipo de muestreo más recomendado en la práctica porque evita la contaminación de la muestra con líquidos (agua, condensado retrógrado, etc.) acumulados en el fondo del pozo.

Algunas recomendaciones a seguir para la toma de muestra de superficie son:

1. Las muestras de gas y líquido deben ser tomados simultáneamente.
2. El separador debe estar operando a condiciones estabilizadas de presión, temperatura y flujo.
3. Determinar con mucha precisión las condiciones del separador durante la toma de muestras (presión, temperatura, RGP,  $q_0$ ,  $q_g$ ).
4. Para el muestreo de gas, se recomienda llenar un cilindro evacuado.
5. Para el muestreo de líquido se recomienda usar la técnica de desplazamiento de mercurio (la muestra de líquido desplaza al mercurio del cilindro).



**Figura 2.7 Toma de muestra de gas en el separador**

### **Ventajas**

- Producción estabilizada.
- Bajas tasa (para que  $P_{wf}$  disminuya).
- Medición precisa de las tasas de flujo.
- Toma de muestras representativas.

### **Desventajas**

- Errores en las mediciones de las tasas de flujo.
- Resultados erróneos por problemas en los separadores.
- En yacimientos saturados se requiere ajustar la RGP para conseguir  $P_{yac}$ .

#### **2.4.5.3 Muestras de cabezal**

Si se produce un fluido monofásico (líquido) a condiciones de cabezal del pozo se puede tomar la muestra directamente en el cabezal. La muestra se hace fluir a un cilindro graduado usando la técnica de desplazamiento o un pequeño separador portátil, para finalmente ser analizada en laboratorio.

Este tipo de muestra es poco realizable, dado que el yacimiento debe ser altamente subsaturado. Por otra parte, la gran ventaja de este método de muestreo es su rapidez.

#### **Ventajas**

- Se puede usar en yacimientos subsaturados de petróleo o de gas condensados.
- Es rápido y de bajo costo.
- No requiere de la medición de las tasas de flujo.

#### **Desventajas**

- Es de difícil tomar muestras representativas por la agitación de los fluidos.
- No se debe usar si hay flujo bifásico en el cabezal.

#### **2.4.6 Reporte PVT de un yacimiento de gas condensado**

Las pruebas PVT'S de gas condensado realizadas en los laboratorios tienen la siguiente información:

- Análisis composicional de los fluidos obtenidos en el separador, incluyendo peso molecular y densidad de los heptanos y componentes mas pesados (o en general el pseudo componente más pesado).
- Presión de rocío a la temperatura del yacimiento.
- Comportamiento presión – volumen (P-V) a temperatura y composición constante de los fluidos del yacimiento.
- Agotamiento isovolumetrico e isotérmico de presión del fluido del yacimiento incluyendo el análisis composicional del gas producido a varias presiones de agotamiento.
- Variación de porcentaje del líquido condensado retrógrado con presión.
- Factores de compresibilidad del gas producido y de la mezcla remanente en la celda.
- Optimización de presiones de separación instantánea gas-líquido.

#### **2.4.7 Pruebas PVT'S en equipos portátiles**

Probablemente el mejor método para hacer un estudio PVT de gas condensado es el uso de un equipo portátil de pruebas que puede ser trasladado fácilmente a los pozos.

Este equipo usa una cámara (o separador) para simular el yacimiento. La cámara es calentada a la temperatura del yacimiento y los fluidos son sometidos a diferentes presiones para simular el agotamiento de presión de un yacimiento. Luego de que ocurre la separación diferencial de gas – líquido en la cámara, el gas separado pasa a un separador portátil el cual puede operar a varias presiones, lo cual permite determinar aquella que optimice la recuperación de líquido (condensado).

La ventaja más importante de este método es que usa muestras de gran volumen.

#### **2.4.8 Pruebas PVT'S de laboratorio**

El equipo de laboratorio de condensados es diferentes a los de PVT de petróleo negro por:

1. La presión de rocío de la mayoría de los sistemas de condensados no pueden ser detectadas por un cambio brusco en la relación presión- volumen del sistema.
2. La fase líquida constituye una pequeña parte del volumen total de la celda, y para los condensados es la ventana de vidrio que permite visualizar el punto de rocío y la formación de líquido por disminución de presión.

A la muestra recombinada en el laboratorio se le determina su composición total y se compara con la obtenida matemáticamente en base a los datos del separador el cual se basa en los equivalentes de vapor de un líquido y realiza la recombinación de una fase hipotética ideal.

#### **2.4.9 Información obtenible de pruebas PVT'S**

- Análisis composicional de los fluidos separados y del yacimiento incluyendo peso molecular y densidad de los heptanos y componentes más pesados (o en general del pseudocomponente más pesado).
- Comportamiento isotérmico presión-volumen (P-V) a temperatura constantes del yacimiento. Determinación del punto de rocío.
- Agotamiento isovolumétrico e isotérmico de presión del fluido de yacimiento incluyendo el análisis composicional del gas producido a varias presiones de agotamiento.
- Determinación del GPM del gas producido a las presiones de agotamiento.
- Variación del porcentaje de condensado retrógrado con presión.

- Factores de compresibilidad del gas producido y de la mezcla remanente en la celda.
- Factores volumétricos del gas condensado.
- Optimización de presiones de separación instantánea gas – líquido.

#### **2.4.10 Limitaciones de las pruebas de laboratorio**

El proceso de separación diferencial isovolumetrico de las pruebas de laboratorio no simulan la producción de las pruebas de laboratorio, no simulan la producción de condensado retrógrado del yacimiento, la cual puede ocurrir en yacimientos de gas condensado rico (alta condensación retrógrada).

- Es bastante difícil tomar una muestra representativa del fluido original del yacimiento. Por esta razón muchos prefieren simular el comportamiento PVT de gas condensado por medio de ecuaciones de estado.
- La extrapolación de resultados de laboratorio al campo debe hacerse con mucho cuidado debido a que pequeños errores en las pruebas producen grave errores en la predicción del comportamiento de yacimientos de gas condensado.
- No siempre es posible determinar experimentalmente el efecto de la presión y temperatura sobre las propiedades y volúmenes de las fases a presiones bajas a las cuales trabajan los separadores. Limitaciones en cuanto al tamaño de las pruebas PVT que imposibilitan expandir el sistema gas – condensado a presiones del orden de 250 lpcm ya que el volumen de liquido es tan pequeño que impide su medida adecuadamente.

#### **2.4.11 Aplicaciones de las pruebas PVT`S**

Los resultados de los análisis PVT`S son fundamentales en la realización de diferentes tipos de cálculos, dentro de los más importantes realizados por las pruebas PVT podemos mencionar:

- Estudio de Balance de materiales composicional.
- Diseño de proyectos de reciclo (o ciclaje) de gas.
- Calculo de las constantes de equilibrio cuando se conocen las composiciones de las fases gas y liquido.

#### **2.4.12 Validación de las pruebas PVT`S**

La validación de las pruebas PVT`S de laboratorio para sistemas de gas condensado incluye desde la revisión de la representatividad de la muestra hasta la comprobación de que no hay errores de consistencia en los resultados de laboratorio. Para hacer esta validación se recomienda el siguiente procedimiento: la representatividad de la muestra y la consistencia de los resultados.

#### **2.4.12.1 Representatividad de las Muestras**

Consiste en chequear si la muestra de gas condensado es representativa de fluido original existente en el yacimiento. Con este fin se debe comprobar que:

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

#### **2.4.12.2 Consistencia de los Resultados**

Verificar si las pruebas fueron recombinadas apropiadamente en el laboratorio. Para ello se comparan la composición total experimental con la calculada en base a una recombinación matemática de los fluidos del separador, se observa si los resultados muestran la presencia de un punto de rocío retrógrado el cual corresponde a una presión a partir de la cual se observa formación de liquido retrógrado por expansión.

Si los resultados muestran punto de burbujeo en vez de punto de rocío es porque el yacimiento es de petróleo volátil en vez de gas condensado, la muestra recombinada tiene más liquido que la muestra representativa del yacimiento. Y si en cambio los resultados no muestran punto de rocío ni de burbujeo es porque el yacimiento es de gas húmedo en vez de gas condensado, o la muestra tiene menos componentes pesados (líquidos) que la muestra representativa del yacimiento.

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

### 2.4.12.3 Recombinación Matemática

En esta prueba se recombina matemáticamente por medio de un balance molar las muestras de gas y líquido tomadas en el separador a una presión  $P$  y  $T$ .

Se calculan los moles de gas ( $N_g$ ), moles de gas condensados ( $N_{gc}$ ) y moles de líquido para cada etapa de agotamiento.

Se calcula la densidad del líquido en el separador por Standing y Katz y con estos valores se procede a calcular los  $Z_i$  que luego se comparan con los  $Z_i$  experimentales y se calcula un porcentaje de error para cada componente. Cuando el porcentaje de error es menor a 2% para el metano y es menor al 5% para el  $C_7^+$  se concluye que el PVT es consistente.

La figura 2.8. Muestra el arreglo del separador y tanque de prueba para la prueba de recombinación matemática.

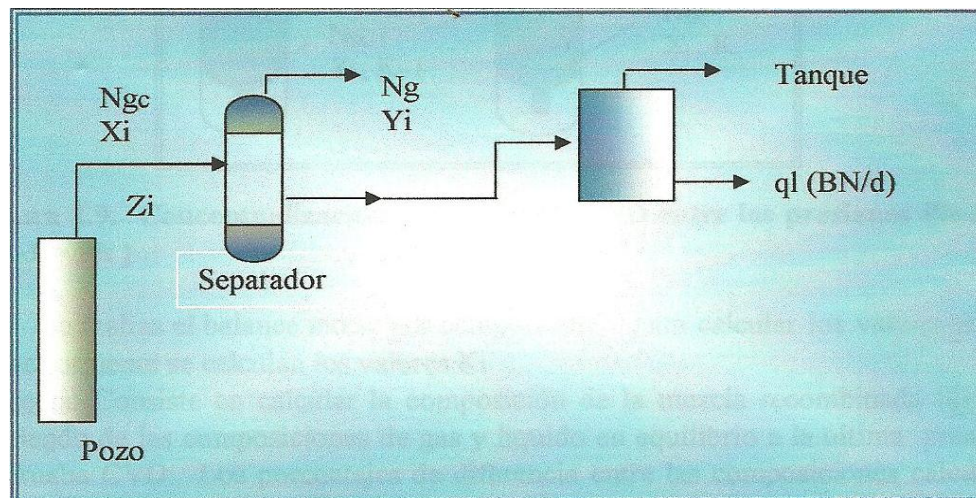
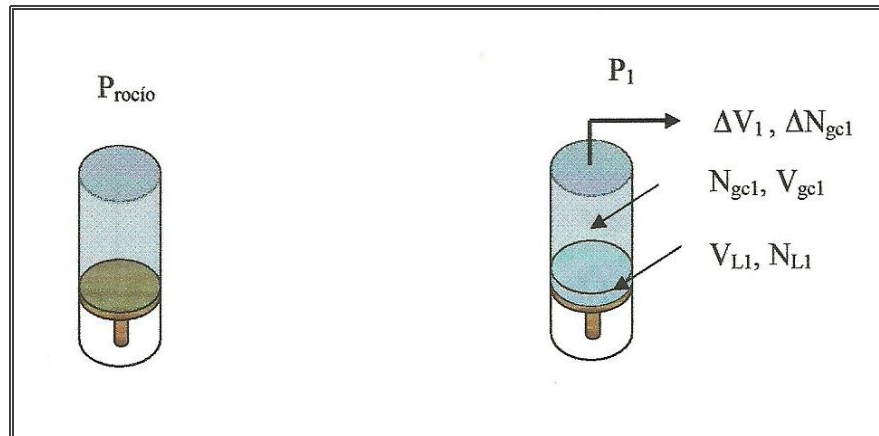


Figura 2.8 Arreglo de separador y Tanque de Prueba

### 2.4.12.4 Balance Molar

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

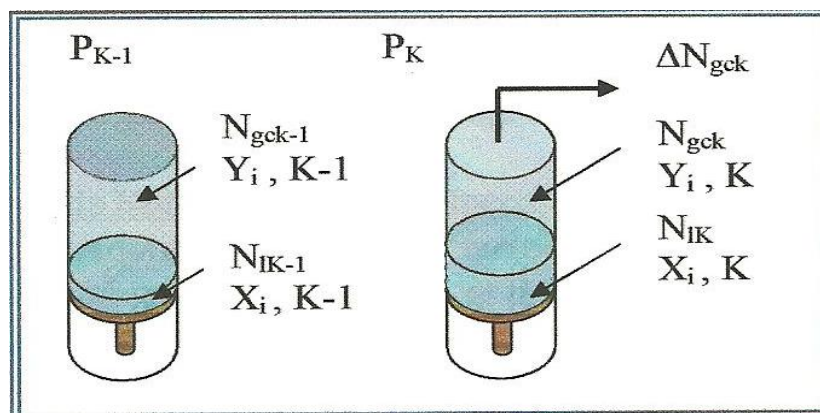
El método directo parte de un volumen base ( $V_s$ ) de muestra a una presión ( $P = P_{roc}$ ), como se muestra en la Fig 2.9.



**Figura 2.9** Conceptualización de la Prueba CVD entre las presiones  $P_{rocio}$  y  $P_1$  ( $P_{rocio} > P_1$ )

En la prueba CVD se expande a una presión  $P_1$  ( $< P_{roc}$ ) y luego se retira un volumen de gas ( $\Delta V_1$ ) hasta alcanzar nuevamente el volumen inicial. Debido a la disminución de presión por debajo de la presión de rocío se genera un volumen de líquido retrógrado.

La composición del líquido retrógrado se determina haciendo un balance de masa global entre las presiones  $P_{k-1}$  y  $P_k$ , mostrado en la figura 2.10.



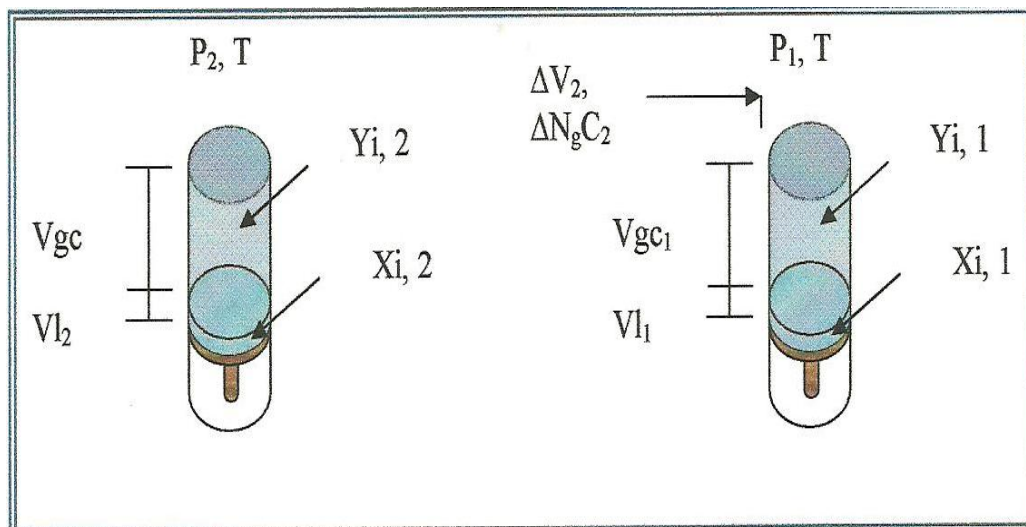
**Figura 2.10** Conceptualización de la prueba CVD entre las presiones  $P_{k-1}$  y  $P_k$  ( $P_{k-1} > P_k$ )

Se realiza el balance molar por componente para calcular los valores de  $X_i$  y posteriormente se calculan los valores  $K_i$ .

Reversa: consiste en calcular la composición de la mezcla recombinada (a  $P_{roc}$ ) partiendo de las composiciones de gas y líquido en equilibrio a la última presión de la prueba CVD. Los porcentajes de diferencia entre las composiciones

calculadas y experimentales para cada uno de los componentes deben ser menores de más o menos 5%.

Los cálculos se inician conociendo los volúmenes y composiciones del gas y líquido (retrógrado) a la menor presión de la prueba CVD. Se hace un balance molar por componente entre la presión  $P_1$  (última) y  $P_2$  (penúltima) teniendo en cuenta el gas retirado para agotar la presión de  $P_2$  a  $P_1$  como se muestra en la figura 2.11 a continuación:



**Figura 2.11 Conceptualización de la prueba CVD (en reversa) entre las presiones  $P_1$  y  $P_2$  ( $P_1 > P_2$ )**

Luego se hace un balance molar por componente.

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

De acuerdo a Wilson y Brule este método arroja mejores resultados que el directo en el caso de gas condensado con baja condensación retrógrada.

#### **2.4.12.5 Criterio de Hoffman, Crump y Hoccott**

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

A una presión dada los puntos ( $\log(K_i \cdot P)$ ,  $F_i$ ) correspondientes a varios componentes deben alinearse a través de una recta. Así, al aplicar este criterio a la prueba CVD como se muestra en la figura 2.12 se debe obtener un número de rectas igual al número de presiones de los agotamientos y al aplicarlo al separador se obtiene una sola. Dispersión de los puntos muestra malas



mediciones y/o diferencias en el equilibrio termodinámico entre las fases (por ejemplo, no se permitió el tiempo suficiente para que ocurriera equilibrio en los diferentes agotamientos de presión). Alta dispersión de los puntos muestra inconsistencia de los resultados. La figura 2.11 muestra los resultados del criterio de Hoffman y colaboradores aplicados a datos PVT'S de un pozo de Aguazay para una presión en el separador, se observa consistencia en los resultados.

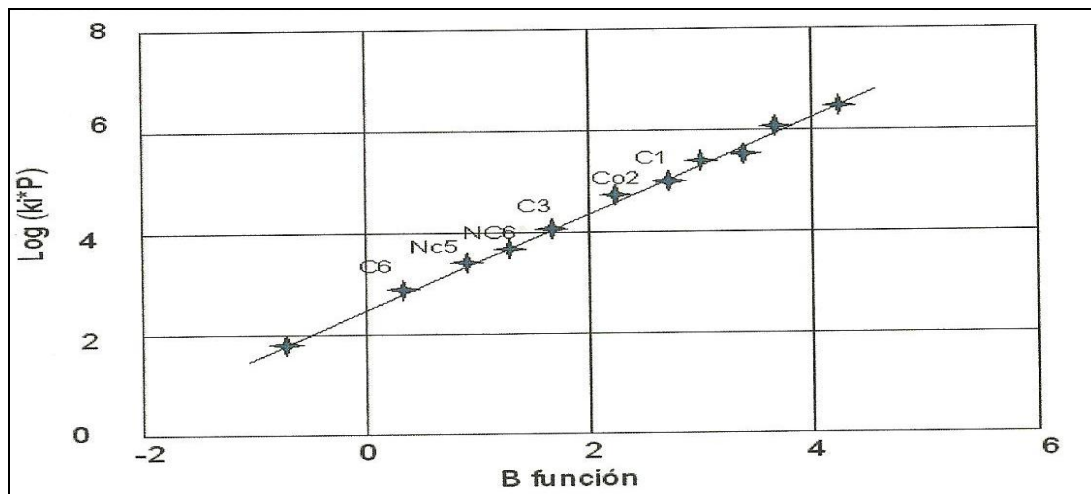


Figura 2.12 Aplicación del criterio de Hoffman a una presión separador

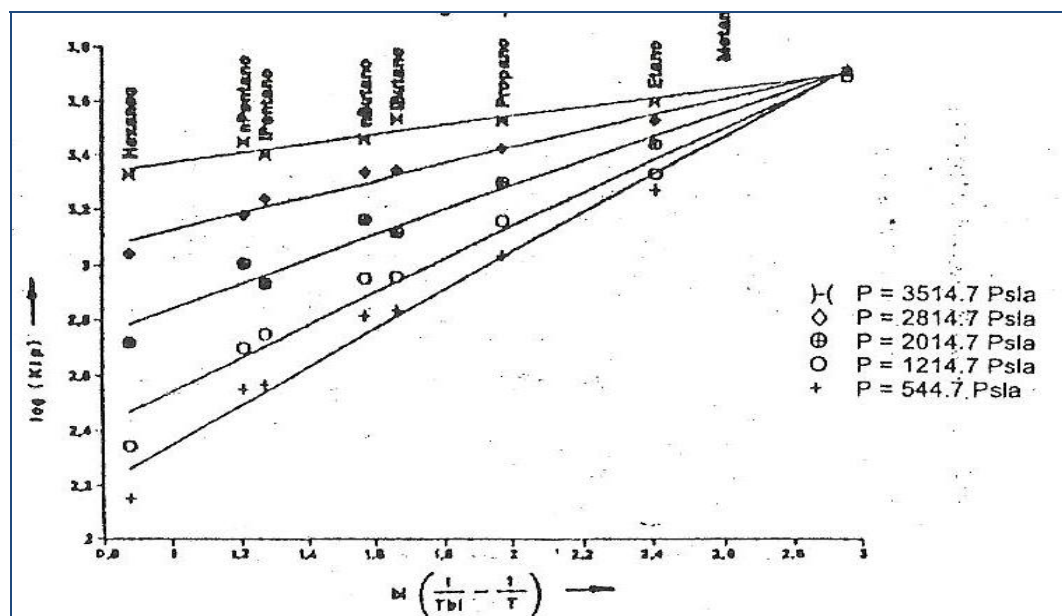


Figura 2.13 Aplicación del Criterio de Hoffman a la prueba CVD

## **CAPITULO III**

### **DESARROLLO DEL PROYECTO**

El propósito de una prueba PVT es simular correctamente el comportamiento de un yacimiento, por lo que es necesario tener muestras representativas del fluido original en dicho yacimiento. La información suministrada por un análisis PVT puede estar influenciada por varios eventos los cuales pueden alterar dicha representatividad de la muestra .estos eventos incluyen las condiciones de muestreo, y las condiciones en las cuales se llevan a cabo los experimentos.

A continuación se describen en detalle las etapas desarrolladas para esta investigación basadas en los objetivos planteados.

#### **3.1 Revisión bibliográfica**

En esta etapa se recaudo y selecciono material informativo relacionado con el análisis y validación de estudios PVT'S para sistemas de gas condensado.

Primero se ubicó el material bibliográfico que estuviese relacionado con el tema a desarrollar, luego se hizo una revisión general de dicho material con el propósito de seleccionar la información que estuviera vinculada estrechamente con el estudio a realizar, para finalmente recopilar información precisa que permita desarrollar un buen marco teórico.

Para alcanzar el desarrollo de este proyecto se reviso bibliografía de diversos documentos informativos como libros, internet, monografías de grado, tesis, etc.

#### **3.2 Recopilación de datos**

Para el desarrollo del proyecto, se recopiló la información de un yacimiento STD-03 el cual está ubicado en el campo Aguazay (Monagas), la información recopilada se resume en datos PVT'S, datos petrofísicos, historial de producción historial de presión.

#### **3.3 Representatividad del yacimiento SDT-3**

La representatividad nos permite verificar que la muestra de gas condensado es representativa del flujo original existente en el yacimiento. En esta se comprobó que la temperatura a la cual se realizó el estudio es similar a la del yacimiento, la relación gas - condensado que fue medida de manera experimental fue aproximadamente similar a la que se obtuvo durante el muestreo, la prueba PVT mostró punto de rocío y la presión de saturación fue menor o igual a la del yacimiento.

#### **3.4 Consistencia del PVT**

Se revisó que los resultados experimentales de las pruebas no presenten errores de medición, la consistencia se comprobó manualmente mediante tres métodos: recombinación matemática, balance molar y criterio de Hoffman, Crump y Hoccott. Además se comprobó la consistencia usando una hoja de cálculo de Microsoft Office Excel.

### 3.4.1 Recombinación matemática

En este método se recombina matemáticamente las muestras de gas y líquido tomadas en el separador a una presión y temperatura. Para realizar este método se calcula la relación gas – condensado (RGC) del separador mediante la siguiente ecuación:

$$\text{RGC}_{\text{sep}} = \frac{\text{RCG} \left( \frac{\text{PCN}}{\text{BN}} \right)}{\text{BL} (\text{BL}_{\text{sep}}/\text{BN})} \quad (\text{Ec.3.1})$$

Donde:

RGC<sub>sep</sub>: relación gas-condensado en el separador. (PCN/BL<sub>sep</sub>)

BL: Factor volumétrico del líquido a condición de separador. (BL<sub>sep</sub>/BN)

En el siguiente paso se realizó un balance molar por fase partiendo de la siguiente ecuación:

$$\text{N}_{\text{gc}} = \text{N}_{\text{g}} + \text{N}_{\text{l}} \quad (\text{Ec.3.2})$$

Siendo:

$$\text{N}_{\text{g}} = \frac{\text{RGC}_{\text{sep}}}{379.4} \quad (\text{Ec.3.3})$$

$$\text{N}_{\text{l}} = \frac{\rho_{\text{sep}}}{\text{M}_{\text{l}}} \quad (\text{Ec.3.4})$$

$$\text{M}_{\text{l}} = \sum \text{M}_{\text{i}} * \text{X}_{\text{i}} \quad (\text{Ec.3.5})$$

Donde:

N<sub>gc</sub>: moles del gas condensado (lbmol/Bl<sub>sep</sub>)

N<sub>g</sub>: moles de gas (lbmol/Bl<sub>sep</sub>)

N<sub>l</sub>: moles de líquido (lbmol/Bl<sub>sep</sub>)

M<sub>l</sub>: peso molecular del líquido del separador (lbm/lbmol)

ρ<sub>sep</sub>: densidad del líquido a P y T del separador (lbm/Bl<sub>sep</sub>)

Luego se realizó un balance molar por componente:

$$Z_i N_{gc} = Y_i N_g + X_i N_l$$

(Ec.3.6)

Sustituyendo las ecuaciones 3.3 y 3.4 en la ecuación 3.6 se tiene que:

$$Z_i = \frac{(Y_i * RGC_{sep}/379.4) + (x_i * \rho_{lsep}/M_l)}{(RGC_{sep}/379.4) + (\rho_{lsep}/M_l)}$$

(Ec.3.7)

Donde:

Z<sub>i</sub>: composición del gas condensado (fracción molar)

Y<sub>i</sub>: composición del gas de separador (fracción molar)

X<sub>i</sub>: composición del líquido de separador (fracción molar)

Para realizar los cálculos con la ecuación anterior los valores de X<sub>i</sub>, Y<sub>i</sub> y RGC<sub>sep</sub> fueron tomados del PVT, se calcularon la densidad y el peso molecular del líquido; y este se realizó mediante el método de Standing y Katz el cual dice que:

$$\rho_l = \rho_{lCN} + \Delta\rho_p - \Delta\rho_T$$

(Ec.3.8)

Donde:

$\rho_l$  : densidad de la mezcla líquida a P y T (lbm / pie<sup>3</sup>)

$\rho_{lCN}$ : densidad de la mezcla a 14.7 Lpca y 60 °F (lbm/pie<sup>3</sup>)

$\Delta\rho_p$ : corrección por efecto de presión (lbm/pei<sup>3</sup>)

$\Delta\rho_T$ : corrección por efecto de la temperatura (lbm/pie<sup>3</sup>)

En el siguiente paso la pseudodensidad de la mezcla a condiciones normales se calculó en base a mezclas de soluciones ideales, suponiendo que a 14.7 Lpca y 60 °F, teniendo en cuenta la siguiente ecuación:

$$\rho_{ca} = \frac{\sum_{i=1}^n X_i * M_i}{\sum_{i=1}^n (X_i * M_i) / \rho_i}$$

(Ec.3.9)

$$\rho_{C2+} = \rho_{C3+} (1 - 0.01386W_2 - 0.000082(W_2)^2) - 0.379W_2 - 0.0042(W_2)^2 \quad (\text{Ec.3.10})$$

$$\rho_{C11} = \rho_{C2+} (1 - 0.012W_1 - 0.000158(W_1)^2) - 0.0133W_1 - 0.00058(W_1)^2 \quad (\text{Ec.3.11})$$

$$W1 = \frac{(M1X1) * 100}{\sum_1^n MiXi} \quad (\text{Ec.3.12})$$

$$W1 = \frac{(M2X2) * 100}{\sum_2^n MiXi} \quad (\text{Ec.3.13})$$

Donde:

$\rho_{C3+}$ : densidad de la mezcla de propano y componentes más pesados a CN (lbm/pie<sup>3</sup>)

$\rho_{C2+}$ : densidad de la mezcla de etano y componentes más pesados a CN (lbm/pie<sup>3</sup>)

$\rho_i$ : densidad líquida del componente i a CN (lbm/pie<sup>3</sup>)

$M_i$ : peso molecular del componente i (lbm/lbmol)

$X_i$ : fracción molar del componente i en la mezcla

$W_1$ : porcentaje en peso del C<sub>1</sub> en la mezcla

$W_2$ : porcentaje en peso del C<sub>2</sub> en la mezcla

Posteriormente se ajustó la presión y la temperatura usando las siguientes correcciones:

$$\Delta\rho_p = 10^{-3} (0.167 + 16.181 * 10^A)P - 10^{-8} (0.299 + 263 * 10^B)P^2 \quad (\text{Ec.3.14})$$

$$\Delta\rho_T = [0.01331524(\rho_{C11} + \Delta\rho_p)^{-2.45}](T-60) - [8.1 * 10^6 - 0.0622 * 10^{-0.0734}(\rho_{C11} + \Delta\rho_p)](T-60)^2$$

(EC.3.15)

Donde:

A= -0.0425 ρICN

B= -0.0603 ρICN

Luego se calcularon las composiciones del gas condensado ( $Z_{i\text{cal}}$ ), usando la ecuación 3.7, y se compararon con los valores de  $Z_{i\text{exp}}$ , luego se calculó el error usando las ecuaciones 3.16 y 3.17 el cual debe ser  $\leq 2\%$  para el metano y  $\leq 5\%$  para el  $C_{7+}$ . Los valores se muestran en la tabla (). Los  $X_i$  y  $Y_i$  se tomaron de la tabla B.2 y las propiedades físicas de los componentes del gas natural de la tabla B.3 así como las condiciones de separador de la tabla B.4. Los valores necesarios para calcular la densidad del líquido se reflejan en las tablas B.5 y B.6.

$$C_1 = \left| \frac{Z_{c1\text{exp}} - Z_{c1\text{cal}}}{Z_{c1\text{exp}}} \right| * 100 \leq 2\%$$

(Ec.3.16)

$$C_{7+} = \left| \frac{Z_{c7+ \text{exp}} - Z_{c7+ \text{cal}}}{Z_{c7+ \text{exp}}} \right| * 100 \leq 5\%$$

(Ec.3.17)

### 3.4.2 Balance molar

Esta prueba consiste en revisar que se cumpla  $X_i > 0$ , y se puede hacer desde la presión de rocío hasta la de abandono (directa) o en reversa.

Para hacer el análisis de consistencia por este método se realizó de forma directa partiendo de la presión siguiente a la presión de rocío, porque esta última no reporta volumen de líquido.

En primer lugar se calcula la masa de gas condensado inicial y mediante la ecuación siguiente:

$$N_t = \frac{P_{roc} * V_s}{Z_{gc} * R * T}$$

(Ec.3.18)

Donde:

Nt: masa de gas condensado inicial (lbmol)

Proc: presión de rocío (Lpca)

Vs: volumen de muestra ( $\text{pie}^3$ )

Zgc: factor de compresibilidad del gas condensado a Proc y T (adimensional)

R: 10.73 (Lpca\*pie<sup>3</sup>)/ (lbmol\*°R). Constante universal de los gases  
 T: temperatura de la prueba (°R)

Luego se calcula el volumen y masa de gas condensado retirado de la celda ( $\Delta N_{gck}$ ) para cada presión de agotamiento usando la ecuación 3.19 y 3.20.

$$\Delta N_{gck} = \frac{P_k(\Delta V_k)}{Z_{gck} * R * T} \quad (\text{Ec.3.19})$$

Se calculan los volúmenes .moles de gas condensado y moles de líquido retrógrado en la celda para cada presión de agotamiento usando las ecuaciones 3.20, 3.21 y 3.22 respectivamente.

$$V_{gcl} = V_s - V_{lk} \quad (\text{Ec.3.20})$$

$$N_{gck} = \frac{P_k * V_{gck}}{Z_{gck} * R * T} \quad (\text{Ec.3.21})$$

$$N_{lk} = N_t - N_{gck} - \sum_1^k \Delta N_{gcl} \quad (\text{Ec.3.22})$$

Donde:

$\Delta V_k$ ,  $\Delta g_k$ : volumen y masa de gas condensado retirado de la celda (pie<sup>3</sup>, lbmol)

$V_{gck}$ ,  $N_{gck}$ : volumen y masa de gas condensado en la celda a  $P_k$  (pie<sup>3</sup>, lbmol)

$V_{lk}$ ,  $N_{lk}$ : volumen y masa de líquido retrógrado en la celda a  $P_k$  (pie<sup>3</sup>, lbmol)

$\sum_1^k \Delta N_{gcl} k$ : Masa del gas condensado retirado de la celda desde Proc hasta  $P_k$  (lbmol)

Una vez dada estas ecuaciones se procede a calcular los moles totales iniciales con la ecuación 3.18, luego en cada etapa de agotamiento se procede a calcular  $V_{gck}$ ,  $N_{gck}$ ,  $\Delta N_{gck}$  y  $N_{lk}$  utilizando las ecuaciones 3.20, 3.21, 3.19 y 3.22 respectivamente.

Finalmente se realiza un balance molar para cada componente a las diferentes presiones de agotamiento usando la ecuación 3.23

$$X_{i,k} = \frac{(N_{gck} - 1 * Y_{ik} - 1) + (N_{lk} - 1 * X_{ik} - 1) - (\Delta N_{gck} + N_{gck}) Y_{ik}}{N_{lk}} \quad (\text{Ec.3.23})$$

### 3.4.3 Criterio de Hoffman, Crump y Hoccott

Consiste en graficar  $\log(K_i * P)$  vs  $F_i$  para observar el comportamiento de las curvas.

Donde.

$K_i = Y_i/X_i$ : constante de equilibrio del componente  $i$

$Y_i$ : fracción molar del componente  $i$  en la fase gaseosa

$X_i$ : fracción molar del componente  $i$  en la fase líquida

$P$ : presión de agotamiento ( $L_{pca}$ )

$F_i$ : factor de caracterización del componente  $i$

Los valores de  $K_i$  calculados en el método anterior con su respectiva presión de depleción fueron los que se tomaron para realizar los cálculos. El factor de caracterización para cada componente se calculó usando las siguientes ecuaciones, a excepción del  $C_{7+}$  ya que sus propiedades son variables:

$$F_i = b_i * \left[ \frac{1}{T_{bi}} - \frac{1}{T} \right] \quad (\text{Ec.3.24})$$

$$b_i = \frac{\log P_{ci} - \log 14.7}{\left[ \frac{1}{T_{bi}} - \frac{1}{T_{ci}} \right]} \quad (\text{Ec.3.25})$$

Donde:

$P_{ci}$ : presión crítica del componente  $i$  ( $L_{pc}$ )

$T_{bi}$ : temperatura normal de ebullición del componente  $i$  ( $^{\circ}R$ )

$T_{ci}$ : temperatura crítica del componente  $i$  ( $^{\circ}R$ )

$T$ : temperatura ( $^{\circ}R$ )

Las propiedades de cada componente puro son obtenidas de la literatura, pero en el caso del pseudocomponente pesado  $C_{7+}$  se calculan mediante las expresiones siguientes:

$$T_{sc}{}_{C_{7+}} = 608 - 364 * \log(M_{C_{7+}} - 71.2) - (2450 * \log M_{C_{7+}} - 3800) * \log(Y_{C_{7+}})$$

(Ec.3.26)



$$P_{sc)_{C_{7+}}} = 1188 - 431 \cdot \log(M_{C_{7+}} - 61.1) + (2319 - 852 \cdot \log(M_{C_{7+}} - 53.7)) \cdot (\gamma_{C_{7+}} - 0.8)$$

(Ec.3.27)

Donde:

$T_{sc)_{C_{7+}}}$ : temperatura pseudocritica del  $C_{7+}$  ( $^{\circ}R$ )

$P_{sc)_{C_{7+}}}$ : presión pseudocritica del  $C_{7+}$  (Lpca)

$T_{b_{C_{7+}}}$ : temperatura de ebullición normal del  $C_{7+}$  ( $^{\circ}R$ )

$M_{C_{7+}}$ : peso molecular del  $C_{7+}$  (lbm/lbmol)

$B_{\gamma_{C_{7+}}}$ : densidad relativa del  $C_{7+}$

La verificación más importante y sensible para la consistencia de los datos experimentales, es la gráfica de los valores del logaritmo de las constantes de equilibrio ( $K_i$ ), obtenidos a través de los procedimientos de balance de materiales en función de la presión. Al graficar  $\log(K_i \cdot P)$  vs  $F_i$  para cada etapa de agotamiento de presión se obtienen una serie de líneas con una tendencia paralela similar sin saltos aparentes o cruzamientos, lo cual denota una toma de muestra asertiva, un adecuado equilibrio termodinámico entre los componentes de la misma y por ende, correctos resultados de la validación del método en sí.

### 3.4.4 Análisi de los datos PVT's mediante una hoja de cálculo de Excel

Mediante el uso de una hoja de cálculo Excel basada en ecuaciones, recombinación matemática, balance molar y Criterio de Hoffman, se utilizó para realizar la verificación de la consistencia del análisis PVT del sistema de gas condensado estudiado; los datos son ingresados de forma rápida y fácil y de esta forma los procedimientos de cálculo son realizados de tal manera de generar respuestas rápidas y confiables de los datos introducidos.

La hoja de cálculo requiere como datos de entrada la composición del gas y del líquido en la mezcla, RGC del separador, peso molecular del  $C_{7+}$ , Densidad relativa  $C_{7+}$ , presión y temperatura del separador y los factores de compresibilidad ( $Z$ ) experimentales. Posteriormente aplica las ecuaciones para comprobar la consistencia por el método de recombinación matemática, calcula los porcentajes de error para el  $C_1$  y  $C_{7+}$  y de acuerdo a los resultados obtenidos se indica si el PVT es consistente o no. También evalúa la consistencia por el método de balance molar para estimar la fracción molar de liquido de cada componente ( $X_i$ ) durante el proceso de agotamiento de presión y finalmente se realiza el método del criterio de Hoffman; de acuerdo a los resultados y gráficos obtenidos en este último método el usuario examinará y establecerá si el PVT es consistente o no, dependiendo del criterio establecido.

### 3.5 Para la validadcción de los resultados

Para demostrar eficiencia y el funcionamiento de la hoja de cálculo en dar una respuesta correcta de la consistencia del PVT, se realiza una comparación entre los resultados arrojados por la hoja de cálculo y los resultados que fueron obtenidos a través de

cálculos realizados manualmente usando los métodos de recombinación matemática, balance molar y criterio de Hoffman.

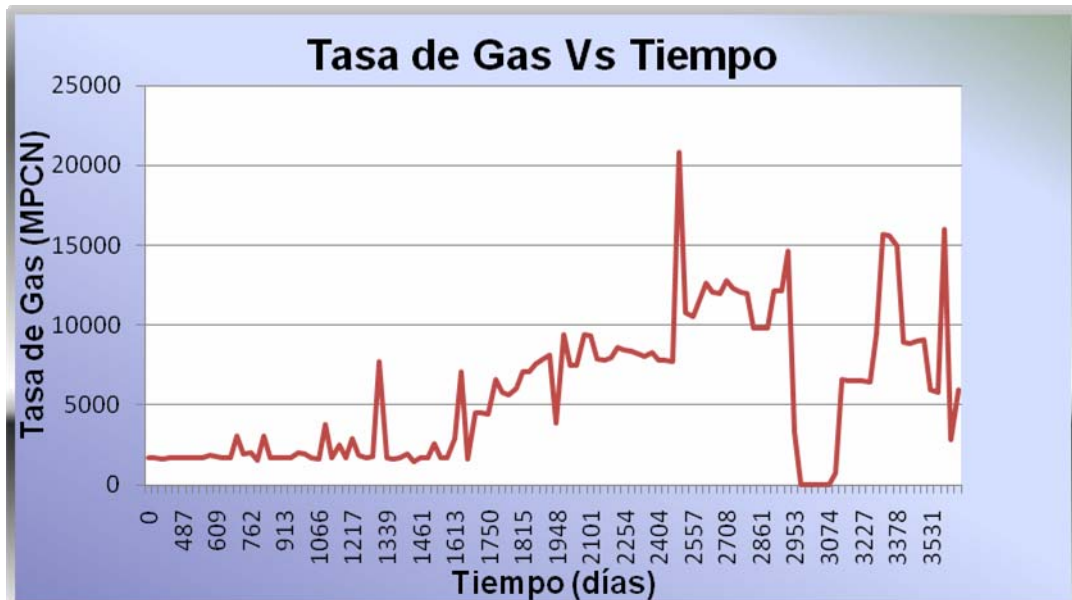
## CAPITULO IV

### DISCUSIÓN DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

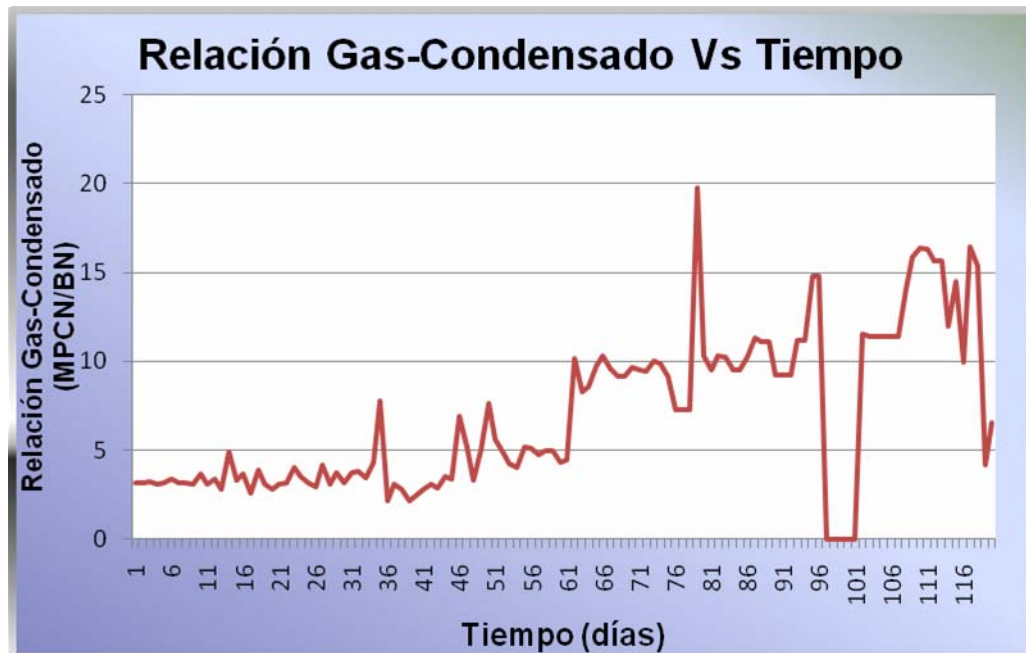
#### 4.1 Representatividad del PVT

Para verificar que la muestra es representativa del fluido original que existe en el yacimiento STD-03, se comprobó en primer lugar que la relación gas-condensado de la muestra recombinada suministrada por el PVT (3.123 PCN/BN), es similar a la inicial de las pruebas de producción de la zona donde fue tomada la muestra; perteneciente al yacimiento STD-03 el cual mostró una relación gas-condensado de 3.137 PCN/BN, obteniéndose un porcentaje de desviación de 0.45% el cual es aceptable por ser un porcentaje relativamente pequeño, indicando así que el PVT es representativo de acuerdo a este criterio.

La temperatura a la que fue realizada la prueba ( $T=304^{\circ}\text{F}$ ) en el laboratorio se aproxima a la del yacimiento ( $T=296^{\circ}\text{F}$ ), cumpliendo de esta manera con el otro criterio de representatividad.



**Figura 4.1 Tasa de Producción de Gas en función del Tiempo**



**Figura 4.2 Valores de la Relación Gas-Condensado en función del Tiempo**

En la figura 4.1 se destacan las tasas de producción de gas versus tiempo, observándose que a partir del día 397 hasta el día 1.066 la tasa de gas producido se mantiene notablemente constante, y a partir de esta fecha presentó una leve variación hasta el día 1.552, donde comienza a variar en mayor proporción.

De forma análoga en la figura 4.2 se observa que la variación de la relación gas-condensado en el primer período (397-1.035 días) es baja, siendo esto un indicativo de una producción estable, cumpliéndose así otro criterio de representatividad (la producción del pozo debe ser estable antes y durante la toma de la muestra). A partir de este período la variación de la relación gas-condensado se va haciendo más evidente.

Después de analizar todos estos criterios se puede confirmar la representatividad del PVT.

#### **4.2 Consistencia de las pruebas PVT's**

Luego de haberse verificado la representatividad de la muestra, se evaluó a través de los métodos de Recombinación Matemática, Balance Molar y Criterio de Hoffman, la consistencia de los datos de la prueba PVT mediante los cálculos correspondientes a dichos métodos tanto de forma manual como haciendo uso de una hoja de cálculo Excel con el fin de hacer válido el análisis

PVT. De los cálculos manuales efectuados por el método de recombinación Matemática se obtuvo un porcentaje de error para el metano ( $C_1$ ) de 0.94% y de 3.89% para el componente pesado ( $C_7^+$ ), estos resultados se pueden distinguir en el apéndice D (Tabla D.1), indicando así que no existe error de consistencia en los resultados según lo especificado por este método.

A través del método de Balance Molar se determinaron las fracciones molares del condensado retrógrado cumpliéndose así con lo exigido por el método ( $X_i > 0$ ), además de las mismas también fueron determinadas las constantes de equilibrio ( $K_i$ ) las cuales serían empleadas posteriormente en el método de Criterio de Hoffman.

Las gráficas obtenidas al aplicar el Criterio de Hoffman en la prueba de Depleción a Volumen Constante (CVD), Apéndice E, Figura E.1, mostraron consistencia en los resultados ya que no hubo dispersión de los puntos lo cual demuestra que existe equilibrio termodinámico entre las fases, así como también una adecuada toma de muestras.

A través del empleo del software operado bajo el ambiente Microsoft Office Excel fue posible facilitar los cálculos correspondientes a la validación de la prueba PVT, lo cual representa una ventaja para aquellos usuarios que no cuentan con programas específicos dirigidos a tal fin. Es de resaltar que dicha herramienta cuenta con un conjunto detallado de las ecuaciones concernientes a los métodos descritos con antelación, entre ellas se encuentran las correlaciones de Standing y Katz para la corrección de las variables de presión y temperatura para el pseudocomponente y Willson para determinar la temperatura de ebullición del pseudocomponente ( $C_7^+$ ). Todos estos procedimientos se realizan con el fin de calcular correctamente la composición del gas condensado ( $Z_i$ ) para cada componente y subsiguientemente ser comparadas con las suministradas por el PVT.

### 4.3 Conclusiones

1. Las pruebas PVT'S de laboratorio son necesarias en el análisis dinámico de los fluidos en el yacimiento ya que reflejan su comportamiento.
2. El acondicionamiento del pozo garantiza en gran parte la representatividad de la muestra a tomar en la caracterización del pozo.
3. La muestra estudiada del yacimiento STD-03 cumplió con los criterios de representatividad.
4. Se determinó mediante cálculos manuales que el PVT estudiado es consistente según lo especificado por los métodos de Recombinación Matemática, Balance Molar y Criterio de Hoffman.

5. La hoja de cálculo Excel representa una herramienta útil y confiable para la validación de las pruebas PVT'S en yacimientos de gas condensado.

#### **4.4 Recomendaciones**

- Antes de iniciar un análisis PVT se debería verificar que se posea la suficiente información de los PVT'S físicos (pruebas realizadas al pozo); ya que ello limita el estudio que permite determinar la validez de la información.
- Se debe continuar realizando la revisión de información actual para tener base comparativa con el tradicional método de validación del PVT.
- Suministrar datos certeros con el fin de que la hoja de cálculo arroje resultados confiables que reflejen el comportamiento real del yacimiento.

**BIBLIOGRAFÍA**

1. Rojas, Gonzalo, **“Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado”**, Primera Edición, Editorial, Puerto La Cruz, Estado Anzoátegui, (2003).
2. Rivera, José, **“Prácticas de Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos”**, Universidad de Oriente, Puerto La Cruz, Estado Anzoátegui, (2004).
3. CIED, **“Caracterización Física de Yacimientos”**, PDVSA, Puerto La Cruz (1997).
4. Hernández, P., **“Validación de Pruebas PVT y Uso de Ecuaciones de Estado para Predecir el Comportamiento de los Fluidos en Yacimientos de Gas Condensado”**, Trabajo de Grado, Departamento de Ingeniería Química, Universidad de Oriente, Puerto La Cruz, (2005).
5. Rodríguez, Roseman, **“Diseño de un Programa para la Validación de Pruebas PVT y Estimación de Reservas por la Correlación de Eaton y Jacoby”**, Trabajo de Grado, Universidad de Oriente, Puerto La Cruz, (2006).
6. González, V., **“Caracterización de los Fluidos del Campo Santa Rosa mediante Calibración de Ecuaciones de Estado con resultados de Estudios PVT”**, Trabajo de Grado, Universidad de Oriente, Puerto La Cruz, (2001).

## **Anexos**



## **Anexo A**

# **Control transporte y almacenamiento de gas**

**Anexo A Control transporte y almacenamiento**

UNIVERSIDAD DE ORIENTE.  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI.  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS.  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA.  
ÁREAS DE GRADO  
CONTROL, TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO DE GAS



### **Informe Técnico**

**CÁLCULO DEL GPM DEL GAS DE ALIMENTACIÓN CON  
CROMATOGRAFÍA CONOCIDA PARA DOS PLANTAS DE EXTRACCIÓN Y  
SEÑALAR VENTAJAS Y DESVENTAJAS SOBRE LA PRODUCCIÓN.**

Realizado por:

Guariques Xiomara C.I: 15.706.716

Pérez Lorena C.I: 14.870.077

Equipo # 02.

Sección # 01.

Profesora: Avendaño Isvelia.  
Barcelona, Marzo de 2011

## RESUMEN

El gas natural es importante como recurso energético en donde radica principalmente en el bajo impacto ambiental que tiene en el uso como combustible, tratándose de un recurso muy utilizado como materia prima para el sector industrial, y como de un producto final para los sectores doméstico y comercial.

En la industria del gas natural, la cantidad de galones condensables en 1000pies<sup>3</sup>, también conocido como riqueza de un gas se refiere a la cantidad en volumen de propano y componentes más pesados que se pueden obtener de un volumen dado de gas (GPM). Esta producción de hidrocarburos líquidos condensan, para dar paso a la fracción líquida y se extrae en los proceso de extracción y/o fraccionamiento de los Líquidos del Gas Natural (LGN), el cual tiene una gran utilidad, en vista de que la gran mayoría de ellos tienen una alta demanda, además de un buen precio, tanto en los mercados nacionales, como internacionales, por ello es importante la recuperación.

Las plantas de extracción Jusepín y Accro III que se encuentran ubicadas en el oriente del país, estas fueron diseñadas para trabajar con una capacidad de procesamiento de gas específico para cada planta; en la cual es imprescindible conocer cuanto caudal líquido se maneja en el proceso y así tener un estimado de la calidad de gas de diseño.

Se determinará a través del cálculo del GPM la calidad de gas considerando las corrientes de gas de alimentación para ambas plantas, también se analizarán las posibles ventajas y desventajas que puedan influir en dicha producción.

## OBJETIVOS

### Objetivo general:

Calcular el GPM del gas de alimentación con cromatografía conocida para dos plantas de extracción, señalar ventajas y desventajas sobre la producción.

### Objetivos específicos:

- Determinar el GPM de cada planta de extracción (Jusepín y AccroIII) respectivamente a partir de una cromatografía conocida.
- Analizar las posibles ventajas y desventajas que pueden influir en la producción de cada planta de extracción.

## MARCO METODOLÓGICO

Esta investigación se realizó con la finalidad de calcular la cantidad de galones condensados en mil pies cúbicos de gas y posteriormente hacer una comparación entre las dos plantas.

A continuación se describen en detalle las etapas desarrolladas para esta investigación basadas en los objetivos

### **Revisión bibliográfica**

Todo trabajo de investigación requiere de la revisión continua de la bibliografía disponible sobre el tema, para conocer toda la información necesaria para desarrollar el informe. En nuestro caso nos apoyamos en información obtenida en libro, tesis y monografías de grado sobre el tema de interés

### **Recopilación de datos**

Para este informe se trabaja con datos reales de cada planta (Jusepín y Accro III) respectivamente, las cuales nos proporciona los datos de cada composición existente en dichas corrientes, así como dos propiedades densidad y peso molecular.

### **Determinación del GPM para cada planta de extracción (Jusepín y Accro III)**

El cálculo del GPM<sub>i</sub> para cada componente de la corriente de gas de alimentación en cada planta de extracción, constituye el primer paso para determinar el GPM de las dos mezclas por separado. El cual se realizó mediante la siguiente ecuación:

$$GPM = \sum_{i=1}^n GPM_i Y_i$$

$$GPM_i = \frac{1000}{379.4} \times \frac{M_i}{\rho_{li}} \times \frac{gal}{M PCN}$$

Donde:

Y<sub>i</sub> = fracción mol del componente i en la mezcla.

ρ<sub>i</sub> = densidad como líquido (mol/Gal).

M<sub>i</sub> = peso molecular de cada componente.

Para este cálculo se requiere conocer la composición del gas y las densidades como líquido de cada componente (propano y más pasados).

## **DESARROLLO DEL INFORME**

**Determinar el GPM de cada planta de extracción (Jusepín y Accro III) respectivamente a partir de una cromatografía conocida.**

En el oriente del país se encuentran ubicadas dos plantas de extracción de Gas Natural, Jusepín y Accro III dichas plantas cuentan con un volumen de producción de 350MMPCD, 450MMPCN respectivamente.

En la siguiente tabla se presentan las cromatografías para cada una de las plantas de extracción antes mencionadas con las que se trabajarán.

**Tabla 1. Cromatografía de las plantas Jusepín y Accro III**

COMPONENTE	PESO MOLECULAR	DENSIDAD (Lb/PCN)	JUSEPÍN	ACCRO III
			Yi	Yi
CO2	44,010	51,540	0,0053	0,083
N2	28,013	49,290	0,02423	0,001
C1	16,043	18,730	0,76743	0,7122
C2	30,070	22,190	0,07655	0,1069
C3	44,097	31,630	0,05717	0,0645
i-C4	58,124	35,100	0,01898	0,0099
n-C4	58,124	36,440	0,02167	0,0119
i-C5	72,151	38,950	0,00955	0,0025
n-C5	72,151	39,340	0,0063	0,0018
C6	86,178	41,400	0,00815	0,0011
C7+	250 147	54,100 51,434	0,00444	0,0052
			1	1

Se procederá a calcular para cada compuesto (GPMi), correspondiente a las plantas de extracción Jusepín y Accro III, de la siguiente manera:

$$GPMi = \left[ 1000 \left( \frac{PMi * Yi}{\rho_{liq}} \right) * \left( \frac{7.48 \text{ gal}}{379PCN} \right) \right]$$

A continuación se mostrará un ejemplo de cómo aplicar esta ecuación para Jusepín y Accro III respectivamente. (Se tomará el propano para el ejemplo).

**Jusepín:**

$$GPM(C3) = 1000 \left( \frac{44.097 \frac{\text{Lb}}{\text{Lbmol}} * 0.05717}{31.630 \frac{\text{Lb}}{\text{PCN}}} \right) * \left( \frac{7.48 \text{ gal}}{379PCN} \right) = 1.5730$$

De igual manera se realiza el mismo procedimiento para determinar el GPMi de cada componente. Estos resultados se muestran en la tabla 2.

**AccroIII:**

$$\text{GPM}(C3) = 1000 \left( \frac{44.097 \frac{\text{Lb}}{\text{Lbmol}} * 0.0645}{31.630 \frac{\text{Lb}}{\text{PCN}}} \right) * \left( \frac{7.48 \text{ gal}}{379 \text{ PCN}} \right) = 1.775$$

Para la planta de extracción Accro III, se realiza el mismo procedimiento para determinar el GPMi de cada componente. Estos resultados se muestran en la tabla 2.

Seguidamente de haber realizado el cálculo del GPMi de cada componente en las dos plantas de extracción (Jusepín y AccroIII), se realiza una sumatoria de los mismos en cada planta para obtener el GPM de la mezcla.

**Para la planta de extracción Jusepín:**

$$\sum = \text{GPMc3} + \text{GPMic4} + \text{GPMnc4} + \text{GPMic5} + \text{GPMnc5} + \text{GPMc6} + \text{GPMc7}$$

$$\sum = 1,5730 + 0,6203 + 0,6821 + 0,3491 + 0,2280 + 0,3348 + 0,4049$$

$$\sum = 4,1922$$

Este resultado se encuentra reflejado en la tabla 2. De igual manera se realiza para Accro III y el resultado será reflejado en la tabla 2.

**Tabla 2. Valores de GPMi para cada componente de la mezcla y el valor del GPM de la mezcla total en cada planta.**

COMPONENTE	JUSEPÍN		ACCRO III	
	Yi	GPMi	Yi	GPMi
CO2	0,0053		0,083	
N2	0,02423		0,001	
C1	0,76743		0,7122	
C2	0,07655		0,1069	
C3	0,05717	1,5730	0,0645	1,775
i-C4	0,01898	0,6203	0,0099	0,324
n-C4	0,02167	0,6821	0,0119	0,375
i-C5	0,00955	0,3491	0,0025	0,091
n-C5	0,0063	0,2280	0,0018	0,065
C6	0,00815	0,3348	0,0011	0,045
C7+	0,00444	0,4049	0,0052	0,293
	$\Sigma=1$	GPMm $\Sigma=4,1922$	$\Sigma=1$	GPMm $\Sigma=2,968$

## BIBLIOGRAFÍA

- MARTÍNEZ, Marcías J. Principios y Aplicaciones de la Ingeniería de Gas. (IGPA). Maracaibo, 2000
- PERRY, Robert. Manual del Ingeniero Químico. Editorial McGraw-Hill. Séptima Edición. Madrid, 2001.
- Linde Gas “AGA”  
<http://www.aga.com.pe/International/SouthAmerica/WEB/sg/HiQGloss.nsf/terms?open&country=Peru&site=Resellers&initial=f>

## **Anexo B**

# **Propiedades de los hidrocarburos**

**Anexo B Propiedades de los hidrocarburos**



UNIVERSIDAD DE ORIENTE.  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI.  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS.  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA.  
ÁREAS DE GRADO  
PROPIEDADES DE LOS HIDROCARBUROS



### **Informe Técnico**

## **CÓMO PUEDEN INFLUIR LAS PROPIEDADES FÍSICAS DE LOS HIDROCARBUROS EN EL NEGOCIO DEL GAS NATURAL**

Realizado por:

Guariques Xiomara C.I: 15.706.716  
Pérez Lorena C.I: 14.870.077  
Equipo # 02.  
Sección # 01.  
Profesora: Avendaño Isvelia.

Barcelona, Marzo de 2011

## **RESUMEN**

En la industria del gas natural existen muchas etapas importantes donde se realizan procesos que por su naturaleza generan cambios físicos sobre dicho recurso o permiten su disposición para el consumidor final, razón por la cual constituyen en sí mismos una actividad productiva.

En el negocio del gas natural es imprescindible tener conocimiento de las propiedades de los hidrocarburos y estas no son más que propiedades características que se pueden observar sin cambiar la composición de la sustancia alguna de estas podemos mencionar como la presión de vapor, el punto de fusión y el punto de ebullición. Aunque el aspecto de una sustancia puede cambiar al fundirla o cuando hierve, su composición no cambia; continúa habiendo la misma cantidad de átomos, con la misma relación entre ellos, cuando un sólido se convierte en un líquido o un líquido en un gas. Estas pueden ser aplicadas o pueden tener efecto sobre los diferentes procesos en el negocio del gas natural.

En este informe se analizó cada propiedad física con la finalidad de tener un conocimiento previo de cómo se aplicarían o tendrían efecto sobre algunos sistemas que integran el negocio del gas.

## **OBJETIVOS**

### **Objetivo general:**

Cómo influyen las propiedades físicas de los hidrocarburos en el negocio del gas natural.

### **Objetivos específicos:**

- Indicar cómo influye el punto de ebullición en el sistema de fraccionamiento.
- Indicar en qué parte del negocio del gas natural puede afectar la presión de vapor.
- Indicar donde puede ser aplicado el punto de fusión.

## **MARCO METODOLÓGICO**

Esta investigación fue realizada con el propósito de conocer en qué forma pueden influir de una manera u otra las propiedades físicas de los hidrocarburos en los diferentes sistemas del negocio del gas natural.

En esta etapa del informe se recaudó y seleccionó material bibliográfico que estuviera relacionado con el tema a estudiar; esta información necesaria se obtuvo de libros de texto, internet sobre el tema de interés.

Para el desarrollo de los objetivos. Lo primero que se hizo fue el estudio de las propiedades físicas de los hidrocarburos y se realizó un breve análisis de los procesos que conforman el negocio del gas natural para así tener conocimiento previo de cada uno.

### **Cómo influye el punto de ebullición en el sistema de fraccionamiento**

Este objetivo fue realizado, con la finalidad de conocer de qué manera puede intervenir el punto de ebullición en el proceso de separación de los componentes en la torre de fraccionamiento realizando un análisis del proceso.

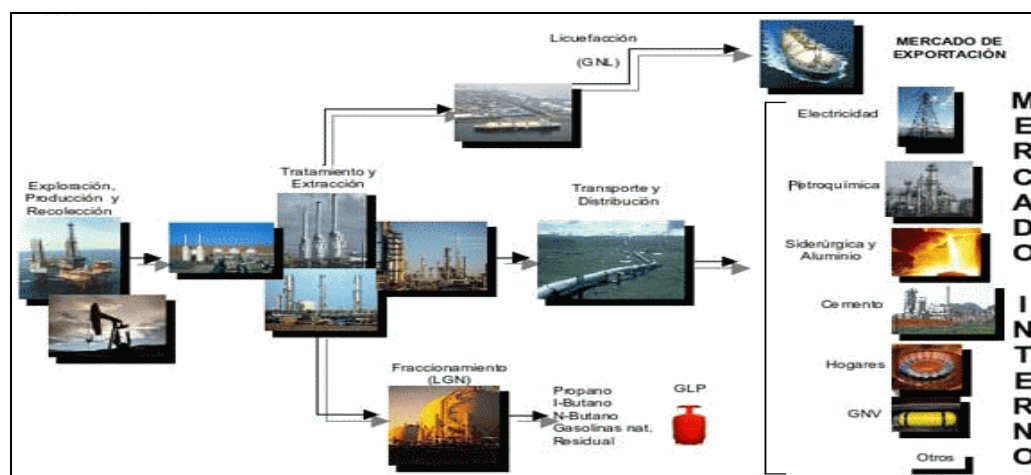
### **En qué parte del negocio del gas natural puede afectar la presión de vapor**

En este objetivo se estudió el efecto que tiene la presión de vapor en los diferentes procesos del negocio del gas natural, como pueden influir en el grado de separación de la mezcla, en el proceso de fraccionamiento, también de cómo tiene efecto en el acondicionamiento del gas natural.

### **Indicar donde puede ser aplicado el punto de fusión**

En este último objetivo se analizarán los diferentes puntos donde puede ser aplicado el punto de fusión como es el caso de las tuberías o problemas con los equipos debido a la formación de hidratos.

### **Desarrollo del informe**



**Esquema del negocio del gas natural.**

➤ **Indicar como aplica el punto de ebullición en la torre de fraccionamiento.**

El fraccionamiento es un proceso físico en el cual una mezcla líquida de componentes múltiples, al aplicársele calentamiento hasta ebullición, es separada en sus componentes constituyentes debido a las diferencias en sus puntos de ebullición y de volatilidad relativa. Basándose en una transferencia de masa por el intercambio de calor desde el fondo de la torre, con un mayor enriquecimiento de los elementos más volátiles que conforman el vapor en el tope; y tienen por objeto aislar compuestos individuales bastantes puros, partiendo de mezclas de líquidos volátiles, formada fundamentalmente por componentes bien definidos.

El punto de ebullición es la temperatura constante a la cual un líquido puro hierve, hasta que todo él líquido se ha evaporado. El punto de ebullición es una de las propiedades físicas de mayor importancia en el proceso de fraccionamiento ya que la volatilidad está relacionada con la temperatura de ebullición, debido a que un líquido con una temperatura baja de ebullición es más volátil que uno de temperatura alta de ebullición. Siendo la principal característica que distingue a los productos del petróleo es la volatilidad o facilidad para vaporizarse. El proceso de ebullición se basa en que cuando se coloca una sustancia de varios componentes líquidos en un recipiente y se le aplica calor, él líquido hierve y forma vapores, los cuales son enfriados para obtener otro líquido (destilado).

➤ **Indicar en qué parte del negocio del gas natural puede afectar la presión de vapor**

**Fraccionamiento**

En la torre de fraccionamiento la presión afecta el grado de separación de la mezcla, porque cambia la volatilidad relativa. A mayor presión menor es la volatilidad relativa y, por lo tanto, más difícil la separación, se debe operar a la menor presión posible para aumentar la volatilidad y gastar menos energía en la separación.

También puede afectar la capacidad máxima de la torre de fraccionamiento, es decir, la carga máxima de vapor que la torre puede manejar, se refiere a que la carga de vapor no puede ser incrementada por cambios en el diseño del plato o aumentos en el espaciamiento entre los platos, sino solamente por aumentos en el área libre de la torre. La presión de vapor puede influir en la relación entre la carga de vapor en operación (diseño) y la carga de vapor mínima permitida

### **Proceso de tratamiento del gas natural**

El Tratamiento o también denominado acondicionamiento es una actividad que permite remover los componentes no hidrocarburos del gas natural, principalmente dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S), agua (H<sub>2</sub>O), componentes sólidos y otros, a través de cualquier proceso físico, químico o de ambos.

En esta etapa de acondicionamiento la presión de vapor juega un papel importante debido a que ella puede interferir en el proceso de transferencia de masa o en la remoción de los contaminantes. En el proceso de deshidratación del gas natural es necesaria conocerla para evitar pérdidas por evaporación en el regenerador, es decir cuando se aumenta la temperatura la presión de vapor aumenta o disminuye dependiendo del tipo de glicol con que se esté trabajando.

### **Almacenaje**

La presión de vapor puede influir en el diseño del tanque de almacenamiento de gas, para cualquier recipiente o tubería posee cierta presión máxima de operación y de seguridad variando este, de acuerdo con el material y la construcción., Teniendo en cuenta los diferentes tipos de tanques:

#### **Tanques de techo flotante**

Los tanques de techo flotante tienen un techo que flota sobre la superficie del líquido previniendo así pérdidas por evaporación. Estos son diseñados para moverse verticalmente dentro del tanque y proveer un espacio mínimo constante entre la superficie del producto almacenado y el techo, porque la fuerza de la presión que ejerce el vapor del líquido puede actuar sobre el tejado y ser transmitido al cuerpo del tanque, que puede tener un peso suficiente para resistirla. Si no es así, la fuerza ascendente actuará sobre el fondo del tanque. En los tamaños mayores, las fuerzas ascendentes limitan este tipo de tanques a las presiones muy bajas. A medida que aumenta el tamaño o la presión se hace necesaria la curvatura en todas las superficies.

Los tanques de techo cónico y techo fijo sobre la superficie del líquido a almacenar son completamente cerrados; usualmente contienen una concentración de vapores del líquido almacenado. Estos se deben diseñar dejando un espacio entre el líquido y el techo tal manera que los vapores no ejerzan tanta presión sobre la superficie de este y pueda causar daños al mismo.

#### **Almacenamiento Presurizado**

En este tipo de tanque la presión de diseño es el parámetro más importante en este almacenamiento. La presión máxima de operación se determina mediante el cálculo de la presión de vapor del líquido a la temperatura máxima de

operación esperada. Debido a que el butano y la gasolina natural pueden tener presión de vapor menor a la presión atmosférica y baja temperatura.

### **Almacenamiento no presurizado**

En los tanques refrigerados se almacenan productos a temperatura correspondientes a una presión de vapor ligeramente por encima de la presión atmosférica, para prevenir la entrada de aire y que se forme un vacío. Estos recipientes son aislados para prevenir la transferencia de calor a los productos almacenados y correspondientes pérdidas de vapor.

#### ➤ **Indicar donde se puede aplicar el punto de fusión.**

El punto de fusión es aquella temperatura en la cual la materia cambia de estado sólido a estado líquido (funde). Esta propiedad se aplica en el sistema de transporte del gas natural por gasoductos debido a que cuando se está transportando gas de lugares diferentes este en algún punto de la tubería, la temperatura a la cual estaba siendo transportado desciende de forma rápida y con alta presión que lleva el gas, puede ocasionar formación de hidratos, lo cual es la combinación de dos sustancias comunes agua y gas natural este se va acumulando en la tubería formando una especie de bloque de hielo lo cual causa taponamiento de las tuberías por donde se transporta el gas ,este problema se destruyen cuando están en condiciones de presión baja o temperatura altas. Se les agrega calor a los estratos que contienen hidrato de gas a fin de incrementar la temperatura lo suficientemente para provocar que el hidrato se disocie. Por ejemplo, los hidratos de metano se destruyen a más de (-15 °C y 1 atmósfera de presión).

### **Congelamiento por CO<sub>2</sub>**

En el negocio del gas natural, el CO<sub>2</sub> es un gas que pueden estar presente en el gas natural y pueden en algunos casos, ocasionar problemas en el manejo y procesamiento del gas; por esto hay que eliminarlo para llevar el contenido de estos gases ácidos a los niveles exigidos por los consumidores del gas, el CO<sub>2</sub> se conocen como gas ácido, porque en presencia de agua forman ácidos, y cuando el gas se va a someter a procesos criogénicos es necesario eliminar el CO<sub>2</sub> porque de lo contrario se solidifica , esto se debe al temperaturas muy bajas.

El dióxido de carbono sólido, conocido como hielo seco, se usa mucho como refrigerante. Su capacidad para enfriar es casi el doble que la del hielo del agua; sus ventajas son que no pasa a líquido sino que se convierte en un gas, produciendo una atmósfera inerte que reduce el crecimiento de las bacterias.

Se comienza a formar hielo a la "Temperatura Crioscópica" (comienzo de la congelación), que es también la temperatura característica de fusión, es decir, temperatura a la cual se funde el último cristal de hielo en una descongelación suficientemente lenta.

## **DISCUSIÓN**

Para que el gas natural pueda ser utilizado es conveniente conocer sus características fundamentales a través de varios procesos, por consiguiente en este caso a conocer sus propiedades físicas las cuales son muy necesarias en casi todo el negocio del gas natural, debido a que mucho de los procesos que allí están dependen de las mismas como es el caso del proceso de fraccionamiento donde el punto de ebullición es una propiedad importante dentro de todo el proceso porque de este va a depender la separación de la mezcla en cada uno de los diferentes componentes a obtiene, sin que se alteren sus propiedades de origen.

La presión de vapor puede intervenir en el diseño de la torre de fraccionamiento lo cual puede afectar su capacidad de procesar cierta cantidad de vapor y su eficiencia en el diseño; esta propiedad no solo es importante para este sistema sino que puede interferir en el diseño de los diferentes tipos de tanque de almacenamiento porque esta puede causar daños en el mismo. Por esta razón se debe tener un control de la presión de vapor en los procesos industriales para que las condiciones de operación sean seguras. Debido a que presiones extremadamente altas no solo pueden provocar la destrucción del equipo, si no también puede provocar la destrucción del equipo adyacente y ponen al personal en riesgo.

El punto de fusión o la temperatura de fusión, esta es utilizada para fundir un sólido en este caso un hidrato que es un problema común en la industria del gas natural y por esta razón se debe eliminar lo cual se fue aumentando la temperatura hasta que se obtuvo una temperatura adecuada para fundir ese hidrato.

## **CONCLUSIONES**

- El punto de ebullición es una propiedad muy necesaria en el sistema de fraccionamiento.
- La capacidad máxima de vapor que la torre puede manejar se ve afectada por presión de vapor

- La presión de vapor es una de las propiedades físicas que se aplica en casi todo el negocio del gas.
- El punto de fusión es una propiedad necesaria porque permite saber a qué temperatura se debe fundir el hidrato.



## **Anexo C**

# **Refinación de hidrocarburos**

**Anexo C Refinación de hidrocarburos**

UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NUCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA  
ÁREAS ESPECIALES DE GRADO



## INFORME TÉCNICO

**“DISEÑO DE UN LECHO DE TAMICES MOLECULARES PARA LA  
DESHIDRATACIÓN PROFUNDA DE UNA CORRIENTE DE GAS”**

Realizado por:

Guariques, Xiomara C.I.: 15.706.716  
Pérez, Lorena C.I.: 14.870.077

Profesor:  
Rondón, José  
Grupo #2  
Sec. 01

Barcelona, Marzo de 2011

## **CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN**

### **1.1 Planteamiento del Problema**

Cuando el gas es producido desde los yacimientos, bien sea de gas libre o asociado, arrastra componentes no hidrocarburos; tal es el caso del vapor de agua. Este vapor de agua satura al gas y por lo tanto cuando el gas en su recorrido por las instalaciones y equipos experimenta caídas de presión y disminución en la temperatura, la condensación de ese vapor es inevitable. El agua libre que se forma producto de esa condensación, se deposita en líneas de proceso, dando pie a la posible formación de hidratos los cuales dificultan el flujo del gas a través de las mismas, y en general atenta contra la integridad de la línea y la eficiencia de la transmisión del fluido.

El proceso de deshidratación permite despojar al gas del vapor de agua que lo satura a determinadas condiciones de P y T. Los procesos de adsorción representan una alternativa para reducir el contenido de agua, es una variedad de este tipo de procesos. Este procedimiento se basa en el principio de adsorción de líquidos mediante el uso de desecantes sólidos. Este se centra en el dimensionamiento de un recipiente que permita cumplir con una especificación en cuanto al contenido de agua en el gas atendiendo a normas de diseño específicas como lo es el caso de caídas de presiones mínimas, velocidades superficiales de gas, así como también relación entre longitud y diámetro del recipiente.

El propósito de este informe técnico es dimensionar los recipientes requeridos para la deshidratación de una corriente de gas por medio de Tamices Moleculares. También se pretende estudiar la influencia de la duración del ciclo y de la composición del gas en las dimensiones de los equipos.

### **1.2 Objetivo General**

Diseñar un lecho de tamices moleculares para la deshidratación profunda de una corriente de gas.

### **1.3 Objetivos Específicos:**

- Estimar el contenido de agua presente en la corriente de gas.
- Determinar la velocidad superficial del gas a deshidratar.
- Calcular el diámetro del recipiente.
- Obtener la cantidad de agua a remover según las especificaciones.
- Determinar la masa del desecante.

- Determinar la altura de la zona de saturación.
- Determinar la altura de la zona de transferencia de masa.
- Calcular la longitud del lecho.
- Realizar los cálculos de regeneración del tamiz.
- Elaborar una hoja de cálculo como herramienta que facilite los cálculos asociados al dimensionamiento de los lechos de tamices moleculares.

## CAPÍTULO 3 DESARROLLO

### 3.1 DESHIDRATACIÓN CON TAMICES MOLECULARES

El flujo de gas proveniente de un proceso de deshidratación con Glicol se divide entre el número de tamices en operación en una forma equitativa. Para el tratamiento de esta corriente gaseosa se utilizaron 3 trenes en operación con tamices cilíndricos de 1/8" y un ciclo de operación de 8h de duración, además de un tren de proceso de regeneración. El flujo de gas para cada tamiz es de 66.67 MMPCED con la misma composición proveniente del proceso anterior.

**Tabla 3.1 Condiciones de la Corriente Total de Gas a la Entrada del Proceso de Deshidratación con Tamices Moleculares.**

	Valor	Unidad
Flujo de Gas	200	MMPCED
Temperatura	100	F
Presión	1089,5	psia
%CO <sub>2</sub>	2,562	%
H <sub>2</sub> S	0,0004	%
PM	18,614	Lbmol

#### 3.1.1 DIMENSIONAMIENTO DEL RECIPIENTE

##### 3.1.1.1 Estimación del contenido de agua en el gas según Mc Ketta-Wehe

A través de la Figura A.1 (apéndice A) a T=100 F e interceptando con la isóbara de 1000 psia aproximadamente, se obtiene un contenido de agua inicial del gas de 61 Lb H<sub>2</sub>O/MMPCE.

##### 3.1.1.2 Determinación de la velocidad superficial del gas

Mediante la Figura 20-69 de la GPSA (ver Figura A.2, apéndice A) a  $P=1089.5$  psia e interceptando con la curva de anillos de 1/8", se obtiene una Velocidad Superficial del Gas= $V=25$  pie/min.

3.1.1.3 Cálculo del diámetro del recipiente

$$D = \left( \frac{4 * q}{\pi * V} \right)^{0.5}$$

Donde:

D: Diámetro del recipiente (pie)

q: Flujo de gas (pie<sup>3</sup>/min)

V: Velocidad superficial del gas (pie/min)

#### 3.1.1.4 Cálculo de la densidad del gas

Con las propiedades pseudocríticas y las nuevas condiciones de P y T se obtienen las condiciones pseudoreducidas.

**Tabla 3.2 Cálculo de la Temperatura y Presión Pseudocríticas de la Mezcla Gaseosa.**

Componente	Zi	Pci (lpca)	Tci (°R)	Zi*Tci (Tsc)	Zi*Pci (Psc)
N2	0,001696	492,8	227,18	0,385	0,836
C1	0,828104	667,00	343,01	284,048	552,345
CO2	0,025620	1069,50	547,40	14,024	27,401
H2S	0,000004	1300,00	672,07	0,003	0,005
C2	0,063455	707,80	549,74	34,884	44,913
C3	0,024544	615,00	665,59	16,336	15,094
I-C4	0,004789	527,90	734,08	3,516	2,528
N-C4	0,005887	548,80	765,18	4,504	3,231
I-C5	0,002295	490,40	828,63	1,901	1,125
N-C5	0,001796	488,10	845,37	1,518	0,877
C6	0,001596	439,50	911,47	1,455	0,702
C7	0,001097	397,40	970,57	1,065	0,436
C8	0,000519	361,10	1023,17	0,531	0,187
C9	0,000130	330,70	1070,47	0,139	0,043
C10+	0,000030	304,60	1111,87	0,033	0,009
<b>Sumatoria</b>	<b>1,000000</b>			<b>363,640</b>	<b>649,493</b>

Las propiedades críticas están sujetas a variaciones por presencia de contaminantes (Dióxido Carbónico, CO<sub>2</sub> y Sulfuro de Hidrógeno, H<sub>2</sub>S). La

correlación de **Wichert y Aziz** es utilizada para efectuar estas correcciones de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$T_{sc} = T_c - \epsilon$$

$$P_{sc} = \frac{P_c * T_{sc}}{T_c + Y_{H_2S} * (1 - Y_{H_2S}) * \epsilon}$$

$$\epsilon = 120 * [Y_{CO_2} + Y_{H_2S} - (Y_{CO_2} + Y_{H_2S})^{1.6}] + 15 * (\sqrt{Y_{H_2S}} - Y_{H_2S}^4)$$

**ε**: Factor de ajuste de la temperatura pseudocrítica.

Tabla 3.3 Corrección por Presencia de Contaminantes.

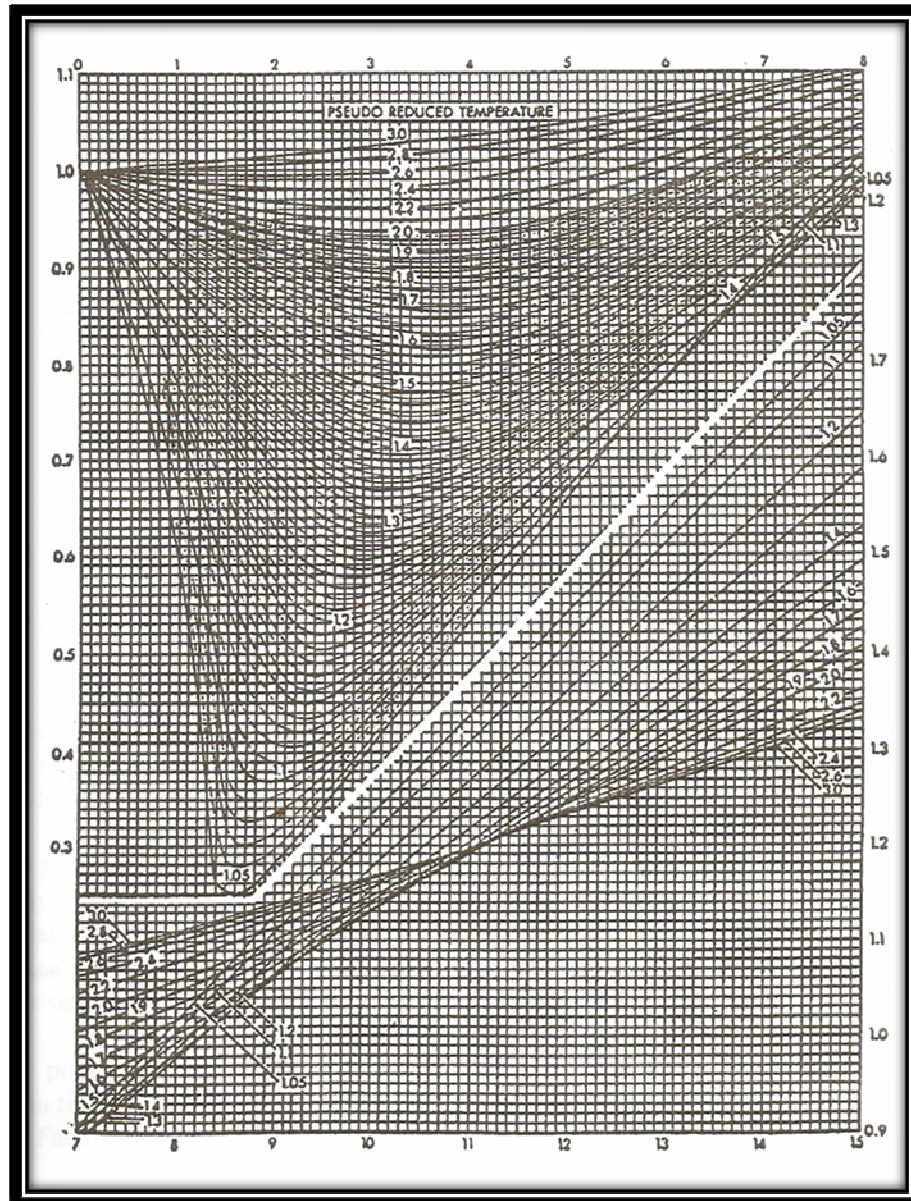
Componenete	Fracc. Molar	ε	4,12
H2S	0,000004	T'sc	359,52
CO2	0,02562	P'sc	642,13

$$T_{sr} = \frac{T_{operación}}{T'_{sc}} = \frac{560 \text{ } ^\circ\text{R}}{359.52 \text{ } ^\circ\text{R}} = 1.558$$

$$P_{sr} = \frac{P_{operación}}{P'_{sr}} = \frac{1089.5 \text{ } psia}{642.13 \text{ } psia} = 1.696$$

Mediante el uso del método gráfico de Standing-Katz se obtiene el factor Z:

$$Z = 0.878$$



Correlación de Standing y Katz

$$\rho_g = \frac{P * M_g}{Z * R * T} = 3.844 \text{ lb/pie}^3$$

$$q = 66.67 \frac{\text{MMPCE}}{D} * \left( \frac{1 \text{ lbmol}}{379 \text{ PCE}} \right) * \left( \frac{18.614 \text{ lb}}{1 \text{ lbmol}} \right) * \left( \frac{1 \text{ pie}^3}{3.844 \text{ lb}} \right) * \left( \frac{1 D}{1440 \text{ min}} \right)$$

$$q = 606.70 \text{ pie}^3/\text{min}$$

Luego:  $D = \left( \frac{4 \times 606.70}{\pi \times 25} \right)^{0.5} = 5.65 \approx 6 \text{ pie}$

### 3.1.1.5 Cantidad de agua a remover

$$W_r = \frac{Qg * (W_i - W_o)}{N^{\circ} \frac{\text{ciclos}}{\text{día}}} = \frac{200 \text{ MMPCED} * (61 - 0) \text{ lb} \frac{\text{H}_2\text{O}}{\text{MMPCED}}}{3}$$

$$W_r = 4066.67 \text{ lb H}_2\text{O}$$

### 3.1.1.6 Masa de desecante requerida

$$S_s = \frac{W_r}{(0.13) * C_{ss} * C_t}$$

Donde:

Ss: Masa de desecante (lb desecante)

Wr: Agua a remover (lb H<sub>2</sub>O)

Css: Factor de corrección por saturación

Ct: Factor de corrección por temperatura

De las figuras 20-70 y 20-71 de la GPSA (ver apéndice A), se obtiene:

$$C_{ss} = 1.00$$

$$C_t = 0.94$$

Luego:

$$S_s = \frac{4066.67}{0.13 * 1.00 * 0.94} = 33278.80 \text{ lb desecante}$$

### 3.1.1.7 Determinación de la altura del desecante

- Altura de la Zona de Saturación:

$$L_s = \frac{4 * S_s}{\pi * D^2 * \rho_l}$$

Donde:

Ss: Masa de desecante requerida (lb)

D: Diámetro del recipiente (pie)

ρl: Densidad del lecho = 45 lb/pie<sup>3</sup>



$$L_s = \frac{4 * 33278.80}{\pi * (6)^2 * 45} = 26.15 \text{ pie}$$

- Altura de la Zona de Transferencia de masa:

$$L_{MTZ} = \left(\frac{V}{35}\right)^{0.3} * Z$$

Donde Z=1.7 para anillos de 1/8". Al sustituir los valores resulta:

$$L_{MTZ} = \left(\frac{25}{35}\right)^{0.3} * 1.7 = 0.63 \text{ pie}$$

### 3.1.1.7 Determinación de la altura del lecho

$$L = L_s + L_{MTZ} + D$$

$$L = (26.15 + 0.63 + 6) \text{ pie} = 32.78 \approx 33 \text{ pie}$$

### 3.1.2 PROCESO DE REGENERACIÓN DEL LECHO

#### 3.1.2.1 Calor de desorción del agua

$$Q_w = 1800 * W_r$$

$$Q_w = 1800 \text{ BTU/lb H}_2\text{O} * 4066.67 \text{ lb H}_2\text{O} = 7320000 \text{ BTU}$$

#### 3.1.2.2 Calor requerido para calentar el lecho

$$Q_{Si} = S_s * 0.24 \frac{\text{BTU}}{\text{lb} * ^\circ\text{F}} * (T_{rg} - T_i)$$

T<sub>rg</sub>: Temperatura de Regeneración = 550 °F

$$Q_{Si} = 33278.80 \text{ lb} * 0.24 \frac{\text{BTU}}{\text{lb} * ^\circ\text{F}} * (550 - 100)^\circ\text{F} = 3660000 \text{ BTU}$$

#### 3.1.2.3 Calor requerido para calentar el recipiente

$$Q_{st} = \text{lbs material} * 0.12 \frac{\text{BTU}}{\text{lb} * ^\circ\text{F}} * (T_{rg} - T_i)$$

$$\text{Lbs material} = \pi * D * L * e * \rho$$

$$\text{Lbs material} = 4180.09 \text{ lbs.}$$

$$Q_{st} = 218566.73 \text{ BTU}$$

#### 3.1.2.4 Pérdidas de calor

$$Q_{hL} = 0.1 * (Q_w + Q_{Si} + Q_{st}) = 1119856.67 \text{ BTU}$$

#### 3.1.2.5 Calor de Regeneración

$$Q_r = 1.8 * (Q_w + Q_{Si} + Q_{st} + Q_{hL}) = 22173162.12 \text{ BTU}$$

**CONCLUSIONES**

- ✓ La velocidad superficial del gas depende del tipo de partícula utilizada para conformar el lecho.
  
- ✓ Al aumentar el tiempo de duración del ciclo de adsorción, la cantidad de agua retenida en el lecho es mayor.
  
- ✓ A medida que disminuye el caudal de gas, el diámetro del recipiente disminuye.
  
- ✓ La altura del recipiente varía dependiendo del tamaño y la forma de la partícula utilizada.

## APÉNDICE

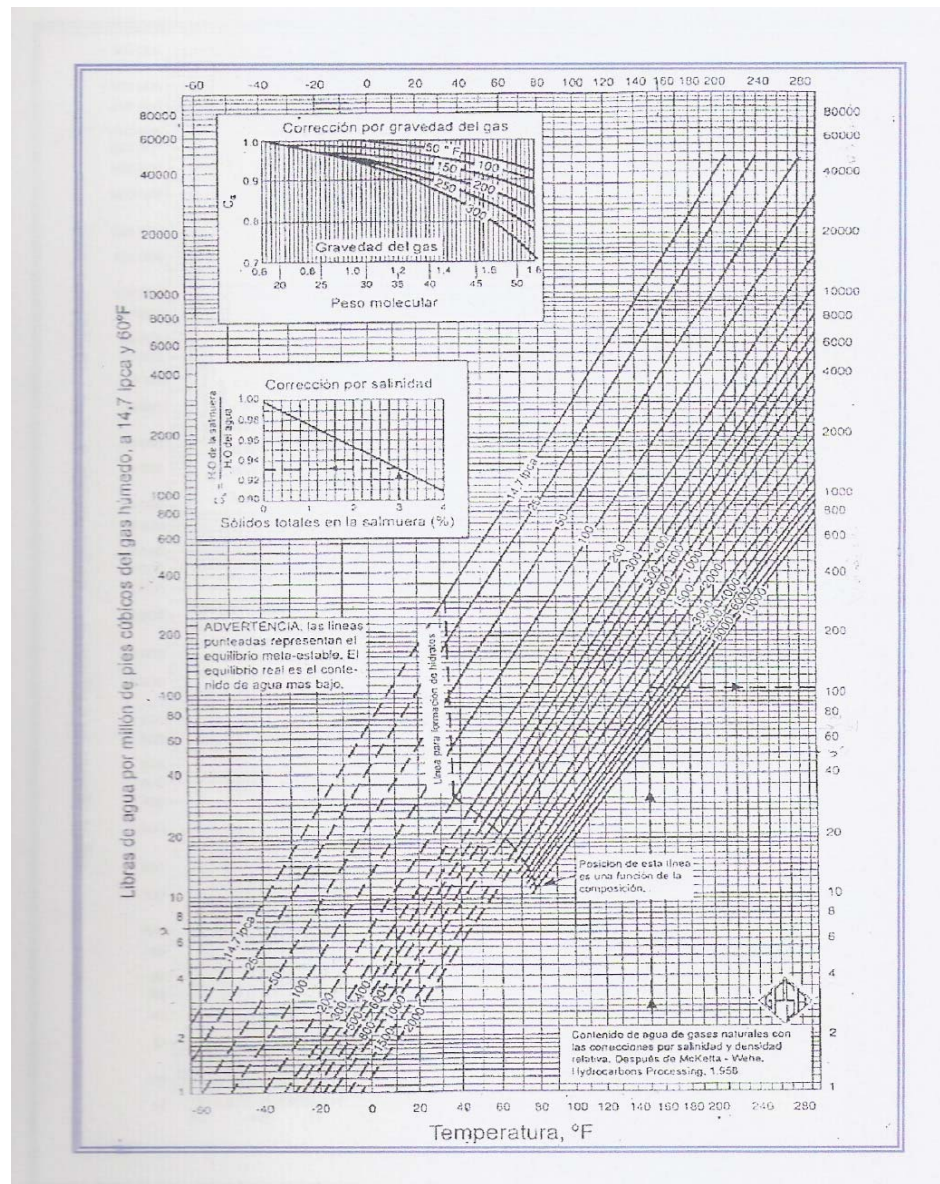


Figura A.1 Gráfica de Contenido de Agua en los Hidrocarburos según Mc Ketta-Wehe

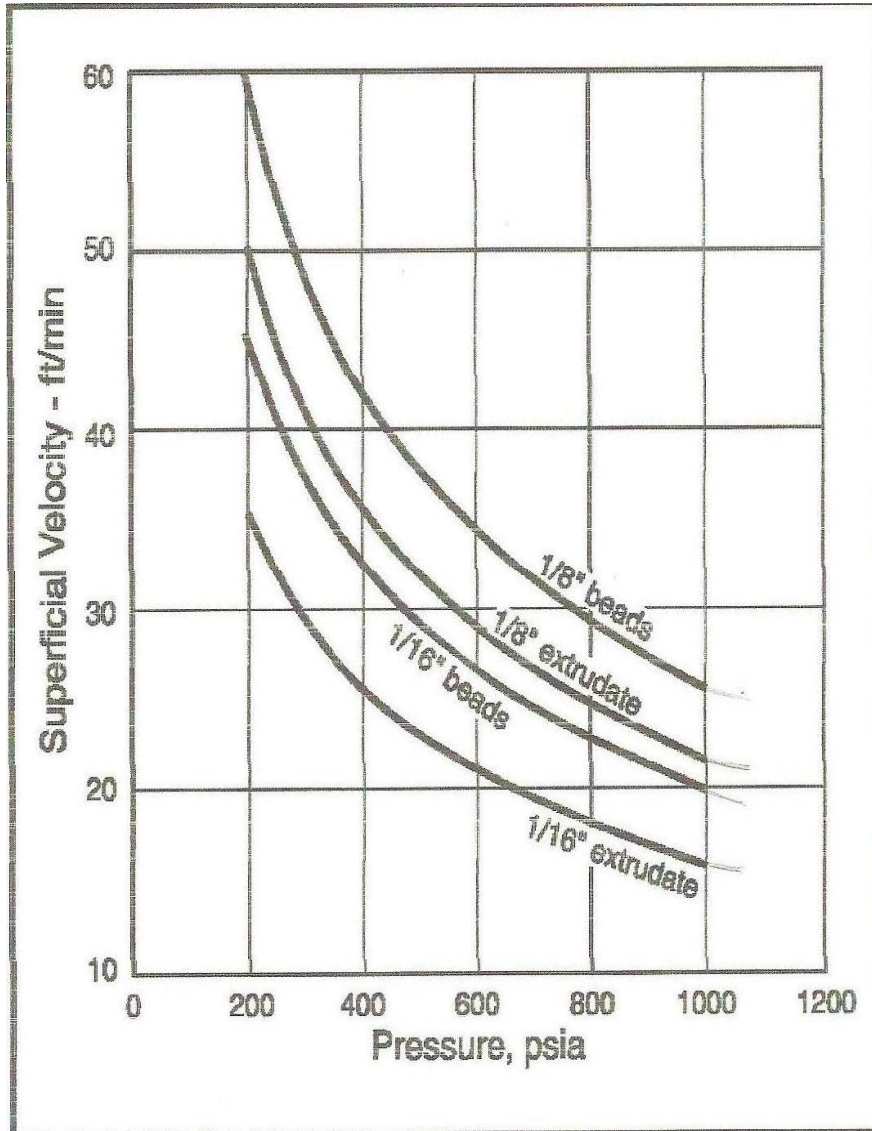


Figura A.2 Velocidad Superficial del Gas  
**(FIG 20-69 GPSA ALLOWABLE VELOCITY FOR MOLE SIEVE DEHYDRATOR)**

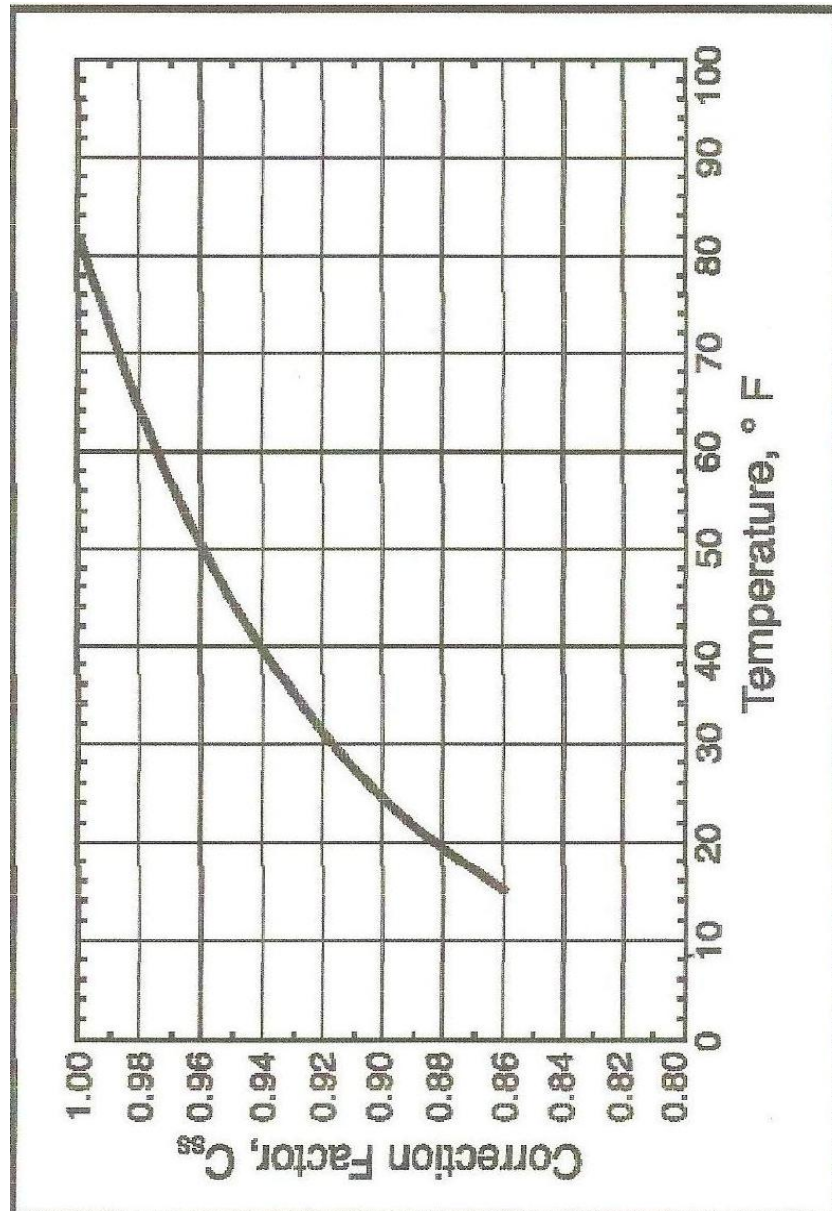


Figura A.3 Factor de Corrección por Saturación



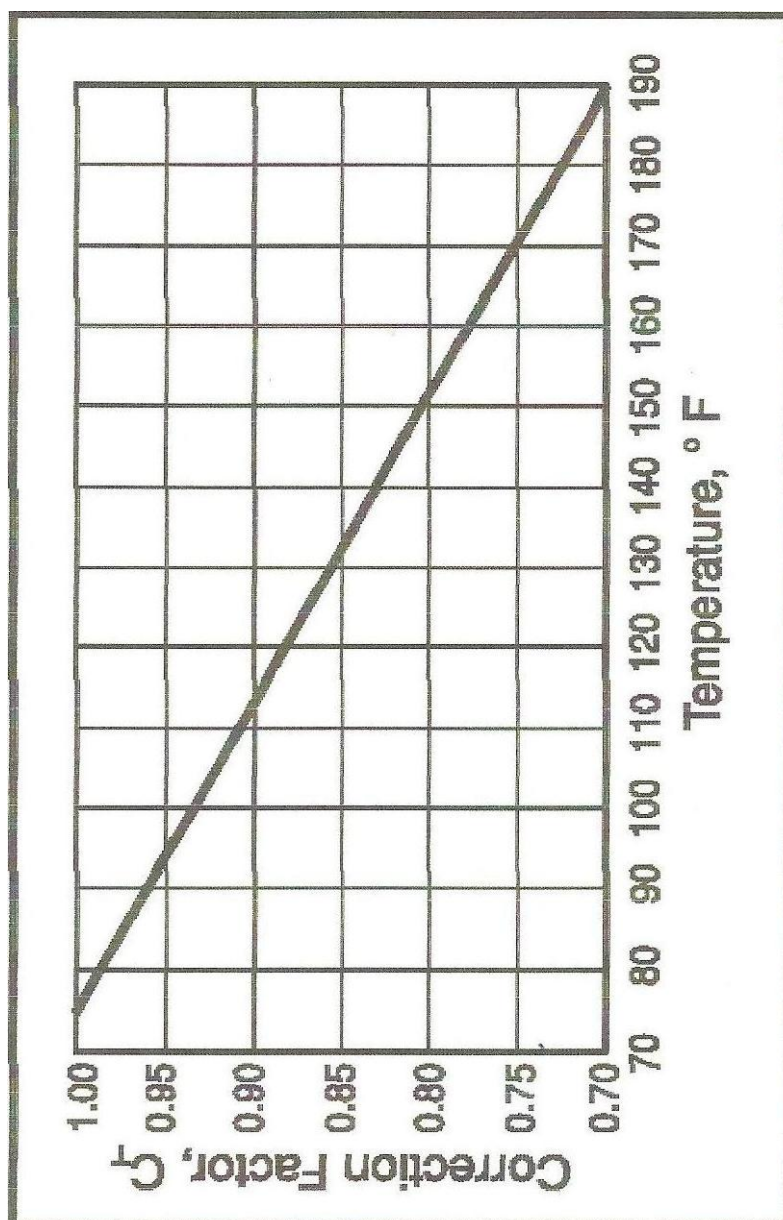


Figura A.4 Factor de Corrección por Temperatura

Tabla A.1 Propiedades Típicas de los Desecantes  
(Fig. 20-67 GPSA TYPICAL DESICCANT PROPERTIES)

Desiccant	Shape	Bulk Density (lb/ft <sup>3</sup> )	Particle Size	Heat Capacity (BTU/lb F)	Approx. Minimum Moisture Content of Effluent Gas (ppm)
Alumina Gel Alcoa H-151	Spherical	52	1/4"	0,20	5 hasta 10
Activated Alumina Alcoa F-1	Granular	52	1/4"- 8mesh	0,20	0,1
Silica Gel Sorbead -R	Spherical	49	4- 8mesh	0,25	5 hasta 10
Silica Gel Sorbead -H	Spherical	45	3- 8mesh	0,25	5 hasta 10
Mole Sieve Davison 4A	Spherical	42-45	4- 8mesh or 8- 12mesh	0,24	0,1
Mole Sieve Linde 4A	Extruded Cylinder	40-45	1/8" or 1/16"	0,24	0,1

## METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

<b>TÍTULO</b>	<b>“Estudio de la validación de pruebas PVT para yacimiento de gas condensado considerando diferentes criterios”</b>
<b>SUBTÍTULO</b>	

AUTOR (ES):

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>CÓDIGO CVLAC / E MAIL</b>
<b>Lorena Jajirú, Pérez Guash</b>	CVLAC: V- 14.870.077 EMAIL: <b>lorenaguasch@gmail.com</b>
<b>Xiomara Carolina, Guiariques Guaiipo</b>	CVLAC: V- 15.706.716 EMAIL: @

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

**Análisis PVT**

**Gas condensado**

**Yacimiento**

**Pruebas PVT**

**Validación de las pruebas PVT**



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

<b>ÁREA</b>	<b>SUB ÁREA</b>
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería Química

**RESUMEN (ABSTRACT):**

Este trabajo se basó en la realización de una validación de PVT para un sistema de gas condensado perteneciente al yacimiento STD-03 ubicado en el estado Monagas. Para alcanzar el logro de los objetivos planteados fue necesario verificar la representatividad del fluido original existente en el yacimiento en estudio comparándose las condiciones de este con las del laboratorio. Posteriormente fue evaluada la consistencia de las pruebas PVT'S a través de los métodos de Recombinación Matemática, Balance Molar y Criterio de Hoffman los cuales representan una alternativa sencilla y de fácil acceso. Consecutivamente se hizo uso de la herramienta Microsoft Office Excel para elaborar una hoja de cálculo apoyada en la revisión y recopilación de las ecuaciones a utilizar por los métodos antes mencionados y así facilitar aún más los cálculos correspondientes a la consistencia del PVT. Finalmente se comprobó el correcto funcionamiento de la hoja de cálculo validando los datos representativos del yacimiento y comparando los valores arrojados por la misma con los obtenidos manualmente aplicando los mismos métodos.

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

**CONTRIBUIDORES:**

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
<b>Uricare,Jairo</b>	ROL	CA	AS(X)	TU(X)	JU
	CVLAC:	V-			
	E_MAIL	@.com			

**FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:**

<b>2011</b>	<b>04</b>	<b>13</b>
<b>AÑO</b>	<b>MES</b>	<b>DÍA</b>

**LENGUAJE. SPA**

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

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
<b>Tesis. Estudio_valiadación_pruebas PVT_ yacimientodegascondensado.doc</b>	<b>Aplicación/msword</b>

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

**ALCANCE**

**ESPACIAL:** (OPCIONAL)

**TEMPORAL:** (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

**Ingeniero Químico**

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

**Pregrado**

ÁREA DE ESTUDIO:

**Departamento de Ingeniería Química**

INSTITUCIÓN:

**Universidad de Oriente Núcleo de Anzoátegui**



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

**DERECHOS**

De acuerdo al artículo 44 del Reglamento de Trabajo de Grado:

**“Los Trabajos de Grado son de la exclusiva propiedad de la Universidad y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien deberá participarlo al Consejo Universitario respectivo, para su aprobación.”**

**Lorena Jajirú, Pérez Guasch**  
AUTORA

**Xiomara Carolina, Guariques Guaipo**  
AUTORA

**Ing. Jairo Uricare**  
TUTOR / ASESOR

POR LA SUBCOMISION DE TESIS