

01/24
25

**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO**



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS PVT COMPOSICIONALES Y PRUEBAS
ESPECIALES REQUERIDOS PARA YACIMIENTOS DE
ACEITE NEGRO EN LA INGENIERÍA PETROLERA**

T E S I S QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :

JUAN MANUEL MÉNDEZ RENDÓN

**DIRECTOR:
ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS**



México, D. F.

Septiembre, 2003

A

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

PAGINACION DISCONTINUA



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-1-853

SR. JUAN MANUEL MÉNDEZ RENDÓN
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Manuel Villamar Vigueras y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

ANÁLISIS PVT COMPOSICIONALES Y PRUEBAS ESPECIALES REQUERIDOS PARA YACIMIENTOS DE ACEITE NEGRO EN LA INGENIERÍA PETROLERA

	RESUMEN
	INTRODUCCIÓN
I	CONCEPTOS BÁSICOS
II	ANÁLISIS PVT COMPOSICIONAL
III	PRUEBAS ESPECIALES PARA INYECCIÓN DE FLUIDOS
IV	APLICACIÓN DE LA INFORMACIÓN PVT EXPERIMENTAL EN LOS ESTUDIOS DE YACIMIENTOS
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
	BIBLIOGRAFÍA
	APÉNDICES

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
Cd. Universitaria, D. F., a 25 de agosto de 2003
EL DIRECTOR

M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO

GERF/JAGC*gtg

B

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

T E S I S

ANÁLISIS PVT COMPOSICIONALES Y PRUEBAS ESPECIALES REQUERIDOS PARA YACIMIENTOS DE ACEITE NEGRO EN LA INGENIERÍA PETROLERA

P R E S E N T A :

JUAN MANUEL MÉNDEZ RENDÓN

DIRECTOR DE TESIS: MANUEL VILLAMAR VIGUERAS

JURADO

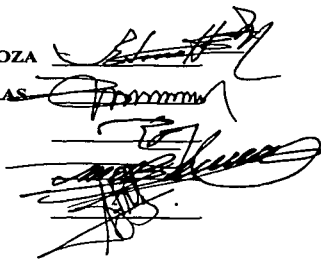
PRESIDENTE: ING. EDUARDO G. LORETO MENDOZA

VOCAL: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS

SECRETARIO: DR. RAFAEL RODRÍGUEZ NIETO

1ER.SUPLENTE.: ING. MARIO BECERRA ZEPEDA

2DO. SUPLENTE: M.I. JOSÉ MARTÍNEZ PÉREZ

The image shows four handwritten signatures in black ink, corresponding to the names listed in the jury section. The signatures are written over the names of Eduardo G. Loreto Mendoza, Manuel Villamar Viguera, Rafael Rodríguez Nieto, and Mario Becerra Zepeda. The signature for José Martínez Pérez is not visible.

MÉXICO, D. F., 2003.

Agradecimientos

Dedico este trabajo a la Memoria de mi Padre Esteban Méndez Estrada, por su apoyo y ánimo que me brindo día con día para alcanzar esta meta y por ser el mejor Padre.

A mi Madre y mis hermanos, que de alguna forma me apoyaron para la realización de ésta obra.

Gracias al Ing. Tiburcio Méndez López por dirigirme y asesorarme la tesis, a demás de tenerme tanta paciencia y dedicación para la realización de este trabajo y al I.M.P.

Gracias al Ing. Manuel Villamar por su valiosa colaboración en la realización de este trabajo.

Al Jurado Ing. Eduardo G. Loreto Mendoza, Ing. Manuel Villamar Viguera, Dr. Rafael Rodríguez Nieto, Ing. Mario Becerra Zepeda, y al M. en I. José Martínez Pérez.

A la UNAM mi alma Mater y a la Facultad de Ingeniería.

A mis compañeros de la Facultad de Ingeniería, a quienes agradezco su apoyo, compañerismo y comprensión.

Dedicado a Mí y Amigos por proporcionarme Serenidad y Paciencia en Mí agitada Vida.

ÍNDICE

	<i>Página</i>
RESUMEN	iv
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1 CONCEPTOS BÁSICOS	5
• CONSTITUYENTES DEL PETRÓLEO	
o Parafínicos	6
o Nafténicos	7
o Aromáticos	8
• COMPORTAMIENTO DE FASES	9
o Fase	10
o Sistema Para un Compuesto Puro	11
o Sistema Para Mezcla Binaria	18
o Sistema Multicomponente	25
• CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS PETROLEROS.	28
o Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto	
▪ Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto de Bajo Encogimiento	
▪ Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto de Alto Encogimiento	29
o Yacimientos de Gas	
▪ Yacimientos de Gas y Condensado	
▪ Yacimientos de Gas Húmedo	
▪ Yacimientos de Gas Seco	30
• PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	31
o Composición de los Fluidos	32
o Densidad	33
▪ Densidad del Aceite	
▪ Densidad Relativa	
o Peso Específico	34
o Viscosidad	
▪ Viscosidad del Aceite	35
o Compresibilidad	
▪ Compresibilidad del Aceite	
▪ Compresibilidad del Gas	36
o Relación Gas Disuelto en el Aceite	
o Relación Gas-Aceite de Producción	
o Factor de Volumen del Aceite	37
o Factor de Volumen del Gas	38
o Factor de Volumen Total	39
o Factor de Desviación "Z" del Gas	39
o Factor de Encogimiento	41

o Volumen Relativo	41
▪ Volumen Relativo de Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto	42
▪ Volumen Relativo Para Yacimientos de Gas y Condensado	
▪ Volumen Relativo Para Yacimientos de Gas Húmedo y Gas Seco	
o Coeficiente de Expansión Térmica de los Fluidos Originales	
▪ Coeficiente de Expansión Térmica del Aceite Residual	43
o Presión de Burbujeo	
o Presión de Rocío	
• YACIMIENTOS DE ACEITE NEGRO	
o Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto de Bajo Encogimiento	44
o Parámetros de Clasificación del Aceite Negro	45
CAPÍTULO 2 ANÁLISIS PVT COMPOSICIONAL	46
• MUESTREO	47
o Factores que Influyen en la Planeación del Muestreo	
o Métodos de Muestreo	48
o La Elección del Método Dependerá de	
o Acondicionamiento de un Pozo Para Muestreo	
o Duración del Periodo de Acondicionamiento, Factores que lo Afectan	52
• ANÁLISIS EN EL LABORATORIO	52
o Prueba de Muestras	53
o Separación de Expansión a Composición Constante	
o Separación Diferencial. Método Convencional	55
o Separación Diferencial. Método a Volumen Constante	57
o Separación en Etapas	60
o Análisis Composicional	62
▪ Composición Original de los Fluidos del Yacimiento.	63
▪ Composición de las Fases Existentes en el Yacimiento en Alguna Etapa de su Agotamiento	64
• REPORTE DE ANÁLISIS PVT	65
CAPÍTULO 3 PRUEBAS ESPECIALES PARA INYECCIÓN DE FLUIDOS	66
• PRUEBAS EN CONDICIONES ESTÁTICAS	72
• PRUEBAS DE HINCHAMIENTO	76
• PRUEBAS DE VAPORIZACIÓN	79
• PRUEBAS DE MISCIBILIDAD	81
• PRUEBAS DE CONTACTO MÚLTIPLE	83
• PRUEBAS DE PRESIÓN MÍNIMA DE MISCIBILIDAD	84
• PRUEBAS DEL TUBO DELGADO	86

<i>CAPÍTULO 4 APLICACIÓN DE LA INFORMACIÓN PVT EXPERIMENTAL EN LOS ESTUDIOS DE YACIMIENTOS</i>	90
• AJUSTE DEL ANÁLISIS PVT MEDIANTE ECUACIONES DE ESTADO	
• USO DE LOS ANÁLISIS PVT PARA REPRESENTAR EL COMPORTAMIENTO DE LOS FLUIDOS EN EL YACIMIENTO	95
• CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS	99
• INYECCIÓN DE FLUIDOS	101
• USO DE LA INFORMACIÓN PVT AJUSTADA EN LOS ESTUDIOS DE SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS	
o La Importancia de los Buenos Datos del Yacimiento	103
 <i>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</i>	 105
 <i>BIBLIOGRAFÍA</i>	 107
 <i>APÉNDICE A</i>	 110
• EQUIPO DE ANÁLISIS PVT	
 <i>APÉNDICE B</i>	 117
• EQUIPO PARA EL ANÁLISIS PVT COMPOSICIONAL	
 <i>APÉNDICE C</i>	 127
• REPORTE DE UN ANÁLISIS PVT A UN ACEITE NEGRO	
 <i>APÉNDICE D</i>	 166
• EQUIPO DE TUBO DELGADO	

RESUMEN

En este trabajo se presentan los diferentes estudios realizados a los fluidos de los yacimientos llamados de aceite negro, en la industria del Petróleo; fundamentalmente de los parámetros presión, volumen y temperatura (PVT) y la parte composicional.

Comprende una breve **Introducción** de la formación del Petróleo, así como su clasificación de acuerdo a Instituto Americano del Petróleo y los tipos de crudo que se tienen en México para su exportación; también se dan a conocer las principales impurezas de los hidrocarburos, la necesidad de realizar estudios de laboratorio a fin de tener bien caracterizado el fluido del yacimiento y el objetivo de este trabajo.

Presenta los **Conceptos básicos**, como son los constituyentes del Petróleo de acuerdo a su estructura molecular, las bases para la comprensión del comportamiento de los fluidos del yacimiento, como lo es, el comportamiento de fases de los hidrocarburos, que forman la base de la clasificación de yacimientos petroleros; se definen también los principales parámetros obtenidos en el laboratorio, así como el **Análisis composicional**.

Se analizan también los factores que tienen influencia en la planeación de la toma de muestras, el acondicionamiento del pozo para muestreo, los tipos de muestreo que existen y cómo decidir si las muestras tomadas son representativas de los fluidos del yacimiento.

Se presentan los trabajos que se efectúan en el laboratorio, para obtener toda la información PVT composicional, tales como: Prueba de muestras a su llegada al laboratorio, separación "flash" a masa y composición constantes, separación

diferencial, separación para simular condiciones de separación en el campo, el análisis composicional y una forma de exponer los resultados.

Se describen también algunas **Pruebas especiales para la inyección de fluidos** en procesos de recuperaciones secundaria y mejorada tales como: pruebas en condiciones estáticas, de hinchamiento, de vaporización, de miscibilidad, de contacto múltiple y de tubo delgado.

Finalmente, se presentan algunas **Aplicaciones de la información PVT experimental en los estudios de yacimientos**, entre las que se encuentran: Ajuste del análisis PVT mediante ecuaciones de estado, uso de los análisis PVT para representar el comportamiento de los fluidos en el yacimiento, caracterización de fluidos, inyección de fluidos y uso de la información PVT ajustada en los estudios de simulación de yacimientos.

Se presentan al final, las **Conclusiones y Recomendaciones**, seguidas de la **Bibliografía** utilizada y los **Apéndices A, B, C y D**.

INTRODUCCIÓN

La formación del Petróleo está asociada al desarrollo de rocas sedimentarias, depositadas en ambientes marinos o próximos al mar, es el resultado de procesos de descomposición de organismos de origen vegetal y animal que, en tiempos remotos quedaron incorporados en esos depósitos.

El Petróleo no se encuentra distribuido de manera uniforme en el subsuelo; debe existir la presencia de al menos cuatro condiciones básicas para que éste se acumule:

- Una roca porosa y permeable, de forma tal que bajo presión el Petróleo pueda moverse a través de los poros microscópicos de la roca.
- Una roca impermeable, que evite la fuga del aceite y gas hacia la superficie.
- El yacimiento debe comportarse como una trampa, ya que las rocas impermeables deben encontrarse dispuestas de tal forma que no existan movimientos laterales de fuga de hidrocarburos.
- Debió existir material orgánico suficiente y necesario para convertirse en Petróleo por el efecto de la presión y temperatura.

La industria mundial de hidrocarburos líquidos clasifica el Petróleo de acuerdo a su densidad API (parámetro internacional del Instituto Americano del Petróleo, que diferencia las calidades del crudo.); así se tiene:

Crudo extra pesado con una densidad menor a 10.0° API; crudo pesado, con un rango de 10.0° a 22.3° API; mediano, el rango se encuentra entre 22.3° y 31.1° API; crudo ligero, está entre 31.1° y 39.0° API y todo aquel que sea mayor de 39.0° API se considera como crudo súper ligero.

Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.

Para exportación, en México se tienen tres variedades de Petróleo crudo:

- **Maya.** Pesado, con densidad de 22° API y 3.3% de contenido de azufre en peso.
- **Istmo.** Ligero, con densidad de 33.6° API y 1.3% de contenido de azufre en peso.
- **Olmeca.** Superligero, con densidad de 39.3° API y 0.8% de contenido de azufre en peso.

Los embarques de exportación se premian o castigan de acuerdo a la comparación de la densidad entregada y la densidad pactada.

La transformación y aprovechamiento de los recursos naturales contribuye en gran medida al progreso y desarrollo de un país. El procesamiento del Petróleo crudo y del gas asociado se ha incrementado en el ámbito mundial en los últimos años, como un resultado del crecimiento de la población que demanda mayor cantidad de combustibles y lubricantes, y del desarrollo de tecnologías que permiten el procesamiento de los hidrocarburos, para la generación de productos de alto valor agregado de origen petroquímico.

Actualmente, con la finalidad de proteger el entorno ecológico, las instalaciones de producción de crudo deben seguir filosofías de diseño y operación que generen efluentes con menor contenido de contaminantes, cumpliendo con las normas de seguridad e higiene industrial más estrictas y reduciendo al mínimo las pérdidas económicas por dispendio de hidrocarburos.

La fuente energética más utilizada actualmente en el mundo es sin duda el Petróleo; nuestro país como una parte integrante de él, no es la excepción, pues obtiene de los hidrocarburos más del 90% de la energía que consume; además, el Petróleo es la materia prima para gran parte de las industrias del país.

Los hidrocarburos pueden presentarse como gas natural, aceite crudo líquido o como asfalto sólido o semisólido. Son compuestos básicamente formados por hidrógeno y carbono, aunque también pueden presentar en su estructura pequeñas cantidades de nitrógeno, azufre y oxígeno.

De ellos el **azufre** es el más abundante en crudos y asfaltos, aunque también puede presentarse en gases como ácido sulfhídrico H_2S ; según la concentración de éste último se dice que un gas o aceite es dulce o amargo.

El **nitrógeno** suele ser alto en gases y asfaltos, pero no en crudos. En los gases suele aparecer como nitrógeno N_2 , que provoca un descenso en la capacidad calorífica del gas natural.

Hacer uso del Petróleo en forma más benéfica, implica conocer todo lo más que se puede de él y de los fluidos que lo acompañan en los yacimientos que los contienen, pues este conocimiento ayudará a una mejor explotación racional y en la obtención de una variedad mas amplia de productos que se puedan obtener.

Conocer las propiedades de los hidrocarburos, contenidos en los yacimientos petroleros tanto en forma individual como mezclados con otros fluidos; así como los cambios que puedan sufrir esas propiedades con los cambios de presión, volumen y temperatura, constituyen una base del conocimiento en que se sustentan los principios de la ingeniería de yacimientos petroleros.

El **objetivo** de este trabajo es el presentar los principales estudios de **laboratorio** realizados a los fluidos contenidos en los yacimiento petroleros; en especial a los fluidos de los yacimientos de aceite y gas disuelto de bajo encogimiento, también conocidos como yacimientos de aceite negro, que predominan en el mundo; en nuestro país más del 80% del crudo producido proviene de este tipo de

Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.

yacimientos, abarcando los estudios presión-volumen-temperatura tradicionales y pruebas especiales para la inyección de fluidos.

CAPÍTULO 1

CONCEPTOS BÁSICOS

Para definir los esquemas adecuados de explotación de un yacimiento petrolero, se requiere, como parte inicial de este proceso, el conocimiento detallado de las propiedades físicas, fisicoquímicas y termodinámicas de los hidrocarburos que éste pueda contener, desde la selección de la forma de muestreo de los fluidos, cálculo del volumen original, estimación de reservas, alternativas de producción, métodos de recuperación mejorada y hasta el dimensionamiento de las instalaciones superficiales, las cuales, son dependientes del tipo de fluidos que un yacimiento pueda contener. Por consiguiente, en primera instancia, los fluidos deben clasificarse de acuerdo a su estructura molecular y a su composición, mediante métodos experimentales de laboratorio.

Tanto para estudios básicos de balance de materia, como de simulación numérica, se hace necesario contar con información PVT que represente confiablemente el comportamiento de los fluidos, de tal forma que esta información una vez validada, se emplee para caracterizar a los mismos, efectuando balances composicionales y haciendo uso de ecuaciones de estado.

CONSTITUYENTES DEL PETRÓLEO^{1,2}

Los aceites crudos se clasifican de acuerdo a su estructura molecular, en tres grupos: Parafínicos, Nafténicos y Aromáticos.

¹Al final

Parafínicos.

Se dividen en dos grupos parafínicos normales (alcanos) y los isoparafínicos ó isoalcanos los primeros son de cadenas totalmente abiertas, sin dobles ligaduras y los isoparafínicos tienen cadenas ramificadas y con dobles ligaduras.

Todos los alcanos normales lineales desde C_1 hasta C_{40} (metano, etano, propano, etc.), han sido identificados en los crudos, **Figura 2.1**. Normalmente equivalen a 15-20 % del crudo, aunque su contenido puede variar.

La cantidad de alcanos normales depende en gran parte de las condiciones genéticas, y especialmente de la naturaleza de la materia orgánica original.

Los crudos derivados de la materia orgánica terrestre, normalmente contienen una gran proporción de alcanos normales, mientras que el material orgánico marino, o mezclado, origina mayor cantidad de compuestos cíclicos.

La fórmula molecular de los alcanos normales es C_nH_{2n+2} .

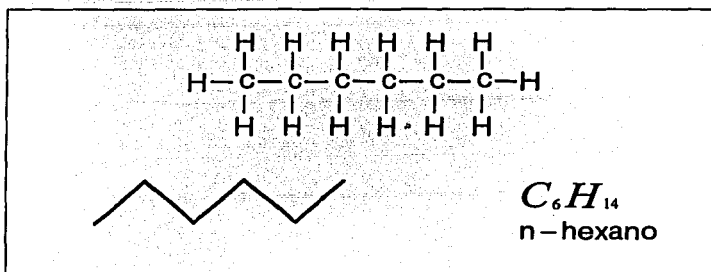


Figura. 2.1 Ejemplo de un hidrocarburo parafínico normal.

Los isoparafínicos o isoalcanos son hidrocarburos con cadenas ramificadas su mayor concentración se encuentra en el intervalo C_6 - C_8 y puede alcanzar más de 1 % en el crudo, su estructura puede observarse en la **Figura 2.2**.

Al igual que los alcanos normales, la fórmula molecular de los isoalcanos es C_nH_{2n+2} .

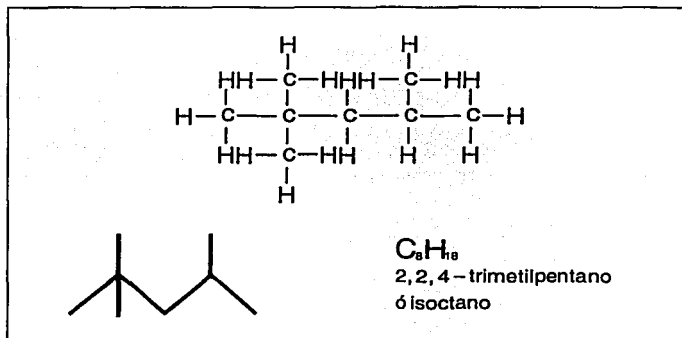


Figura 2.2 Ejemplo hidrocarburo de isoparafínicos.

La clase parafínica (alcanos e isoalcanos) está constituida por los aceites crudos ligeros cuya gravedad específica, por lo general, es menor de 0.85; la cantidad de resinas más asfalto es menor de 10 % y la viscosidad es generalmente baja excepto cuando los alcanos normales de peso molecular alto son abundantes.

Nafténicos.

Los Nafténicos están constituidos por cicloalcanos, predominando los cicloalcanos tales como el ciclopentano, ciclohexano todos ellos sin dobles ligaduras y sus derivados de peso molecular bajo (por debajo de C_{10}), son

Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.

constituyentes del Petróleo, **Figura 2.3**. Los cicloalcanos de la fracción intermedia a pesada ($C_{10} - C_{35}$) normalmente se forman mediante arreglos de uno o cinco anillos de 5 ó 6 miembros. Su fórmula molecular es C_nH_{2n} .

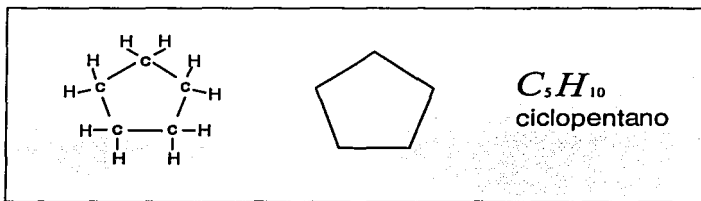


Figura 2.3 Ejemplo de hidrocarburo nafténico.

La clase nafténica (cicloalcanos) es, comparativamente rara, solamente existen algunos aceites crudos dentro de esta clase donde se incluyen los aceites inmaduros y degradados que generalmente contienen menos de 20 % de alcanos normales e iso. Se originan de la alteración bioquímica de aceites parafínicos y por lo general tienen bajo contenido de azufre.

Aromáticos.

Los aromáticos son hidrocarburos cíclicos donde predominan las dobles ligaduras. Los verdaderos aromáticos son moléculas que solamente contienen anillos aromáticos y pequeñas cadenas, **Figura 2.4**.

Normalmente incluye de uno a cuatro anillos aromáticos condensados y un número pequeño de cadenas cortas.

Los compuestos que se han identificado pertenecen a los diversos tipos básicos: benceno (1 anillo), naftaleno (2 anillos), fenantreno y antreceno (3 anillos) y

pireno, benzantraceno y criseno (4 anillos). Su fórmula másica molecular es C_nH_{2n-6p} donde p varía con el número de anillo.

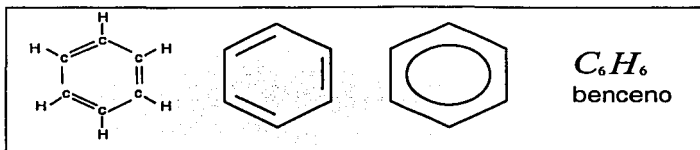


Figura 2.4 Ejemplo de un hidrocarburo aromático.

COMPORTAMIENTO DE FASES³.

El comportamiento de fases de los hidrocarburos ha sido extensamente estudiado y mucho se ha aprendido acerca de cómo se presenta en el diagrama de fases presión-temperatura (P-T); es muy utilizado para mostrar los efectos de presión y temperatura sobre los estados físicos de un sistema de hidrocarburos; además, el ingeniero puede determinar desde un punto de vista técnico, el tipo de fluidos que contiene un yacimiento y posteriormente predecir su comportamiento en el yacimiento.

El objetivo de este tema es presentar parámetros de clasificación de fluidos, con la interpretación de su significado y con las técnicas de medición que se emplean en el laboratorio, con la intención de que pueda ubicar con claridad los fluidos de un yacimiento petrolero dado, utilizando criterios basados en conceptos simples de termodinámica de fases en particular el comportamiento de fases del aceite de bajo encogimiento conocido también como aceite negro.

Fase.

Una porción físicamente distinta de materia que es uniforme en su composición y propiedades se llama fase.

Las fases presentes en la materia son el sólido, líquido y gas; **Figura 2.5** Como se sabe en la fase sólida los cuerpos poseen volumen definido y forma propia a ciertas condiciones de presión y temperatura, los líquidos poseen volumen propio pero no forma propia y los gases carecen de ambos.

Los líquidos y gases se consideran como fluidos. Un líquido en la medida que llene un recipiente adoptara la forma de este, pero retendrá su volumen, mientras que un gas siempre llenara cualquier recipiente que lo confine.

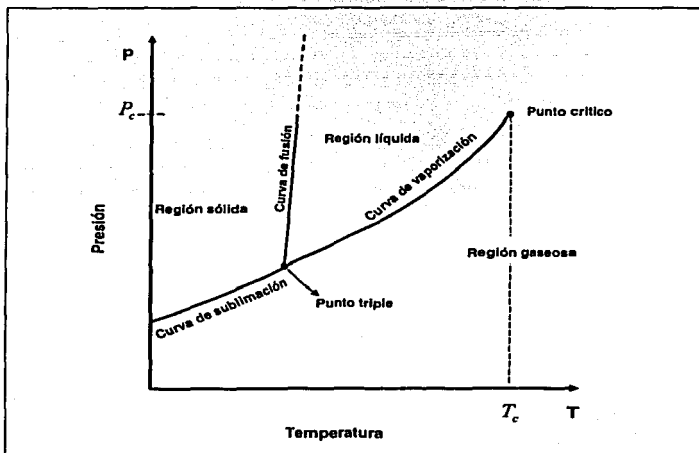


Figura 2.5 Diagrama de fase P vs. T para una sustancia pura

Los hidrocarburos presentan un comportamiento multifásico en altos rangos de presión y temperatura. Las fases más importantes para el estudio de comportamiento de fases que ocurre en las reservas de Petróleo son la fase líquida y de gas.

Las condiciones bajo las cuales estas fases existen son de gran importancia práctica para la clasificación de yacimientos, las determinaciones experimentales o matemáticas de estas condiciones se expresan convenientemente en diferentes tipos de diagrama del tipo redondo llamados diagramas de fase.

Sistema Para un Compuesto Puro.

El comportamiento de un sistema de fluidos heterogéneo está influenciado por el número de componentes que contiene.

Un sistema que consiste de una sustancia pura se comporta de manera distinta de uno formada por dos o más componentes cuando las condiciones de presión y temperatura son tales que las fases líquidas y gaseosas se hacen presentes.

Por consiguiente, la discusión del comportamiento de fase se iniciara con la descripción de un sistema de un solo componente, prosiguiendo con la del comportamiento de los binarios y multicomponentes.

El tipo más simple de sistemas de hidrocarburos es el que tiene un solo componente. La palabra componente se refiere al número de moléculas o átomos que presenta una sustancia, este sistema tiene un solo tipo de moléculas por lo que se le denomina puro, aunque en la realidad es difícil alcanzar un grado de pureza del 100 %. En la industria los grados de pureza que comúnmente se manejan son:

Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.

- Industrial con una pureza del .98
- Técnico con una pureza del .99
- Investigación con una pureza del .9999
- Copel, el más cercano al 100 %, es de .999999

La comprensión de la relación presión-volumen-temperatura de los componentes puros provee las bases para la comprensión de los diagramas de fases de los componentes del Petróleo que son sistemas multicomponentes. Se tiene un componente puro, en estado de gas, en un celda PVT y estableciendo las condiciones base (C.B.) de presión y temperatura del lugar; **Figura 2.6** al incrementar la presión con la bomba de inyección de mercurio, inyectando un volumen de mercurio a la celda, se tiene que el componente puro se represiona y se incrementa la presión en el interior de la celda, se toman las mediciones necesarias y se vuelve a inyectar otro volumen de mercurio, después de varios volúmenes inyectados se alcanza una presión que se mantiene constante; tras inyectar otro volumen de mercurio y ver que la presión se incrementa en forma rápida por mínimo que sea el incremento de volumen de mercurio **Figuras 2.7 y 2.8**. Los resultados obtenidos se muestran en la **Tabla 2.1** a una temperatura constante T_1 .

Ahora bien graficando los valores tabulados en una gráfica de presión contra volumen **Figura 2.9**, se tiene el comportamiento típico presión-volumen a temperatura constante, en el que se identifican tres regiones características; la primera que el compuesto está en estado de gas, la segunda en que se encuentra en dos fases y la última en el que la materia está en estado líquido.

Después repitiendo los mismos procedimientos descritos a diferentes temperaturas, se construye una familia de trayectorias del comportamiento del componente puro a diferentes temperaturas (isotermas) **Figura 2.10**.

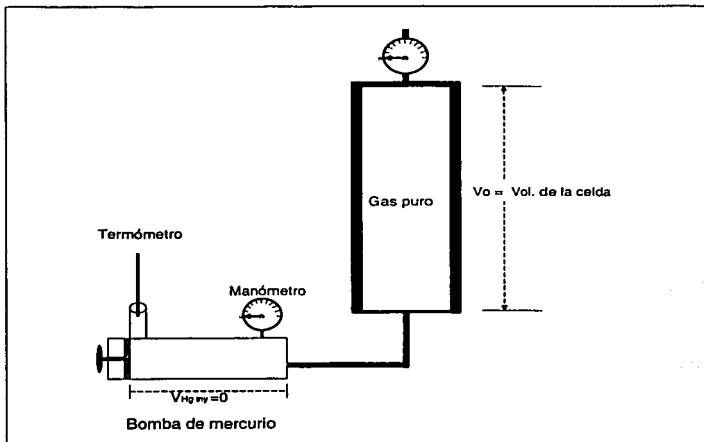


Figura. 2.6 Condiciones iniciales del componente puro en la celda PVT.

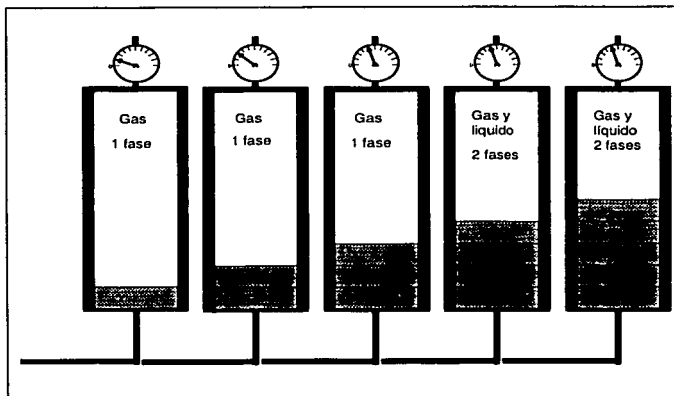


Figura 2.7 Comportamiento del componente puro al inyectar mercurio.

Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.

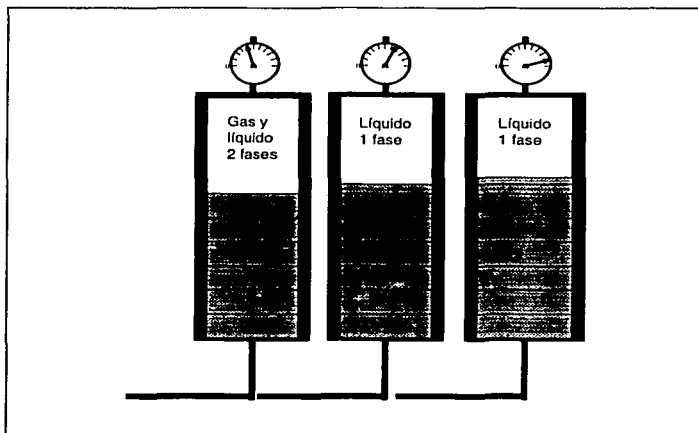


Figura 2.8 Comportamiento del componente puro al inyectar mercurio.

Punto de observación	Volumen de Hg. inyectado	Vol. de la muestra	Presión
0	0	V_0	$P_0 = P_{atm} = 0$
1	V_{1Hg}	$V_1 = V_0 - V_{1Hg}$	$P_1 > P_0$
2	V_{2Hg}	$V_2 = V_1 - V_{2Hg}$	$P_2 > P_1$
3	V_{3Hg}	$V_3 = V_2 - V_{3Hg}$	$P_3 > P_2$
4	V_{4Hg}	$V_4 = V_3 - V_{4Hg}$	$P_4 = P_3$
5	V_{5Hg}	$V_5 = V_4 - V_{5Hg}$	$P_5 = P_4$
6	V_{6Hg}	$V_6 = V_5 - V_{6Hg}$	$P_6 = P_5$
7	V_{7Hg}	$V_7 = V_6 - V_{7Hg}$	$P_7 \gg P_6$
n	V_{nHg}	$V_n = V_{n-1} - V_{nHg}$	$P_n \gg P_{n-1}$

Tabla 2.1 Resultados de un sistema de un componente, Figuras 2.6, 2.7 y 2.8.

Es importante observar el comportamiento de la materia durante los experimentos. En primer lugar tenemos que al incrementar el volumen de inyección de mercurio en la celda PVT, la presión se incrementa y el volumen del

componente puro se decreta manteniendo su composición constante, todo esto en los puntos P_0 hasta P_3 .

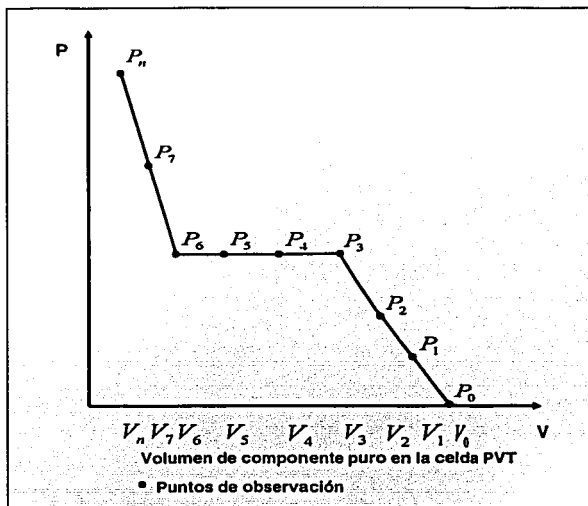


Figura 2.9 Comportamiento del volumen de la sustancia en el diagrama V vs. P.

Al seguir inyectando un volumen de mercurio a la celda tenemos que la presión se mantiene constante en los puntos P_3 , P_4 , P_5 y P_6 son iguales pero el volumen del componente sigue disminuyendo, veamos que suceden en el punto P_3 aparece la primera gota de líquido es decir llegamos al punto de rocío entonces de P_3 , P_4 , P_5 y P_6 estamos en dos fases líquido y gas.

Ahora analicemos el P_6 a P_7 con una pequeña cantidad inyección de Hg. la presión P_7 se incrementa considerablemente esto se debe a que en el punto P_6 se acaba de integrar la última burbuja de gas al líquido es decir estamos en el punto

Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.

de burbuja y como es sabido los líquidos son ligeramente compresible, después de P_7 de igual manera se incrementa la presión con la mínima cantidad de inyección de mercurio y esto hasta llegar un punto de observación P_n donde el ya no se puede comprimir el líquido.

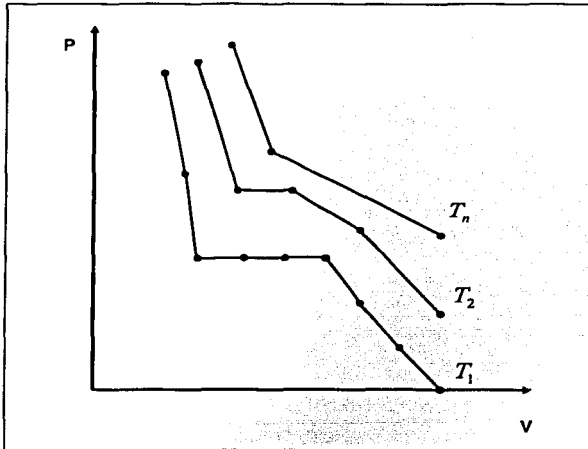


Figura 10. Isotermas de la sustancia.

Siguiendo el mismo procedimiento anterior pero ahora incrementando la temperatura de tal forma que $T_1 < T_2$ y en general $T_n < T_{n+1}$ al hacer esto vemos que la presión se incrementa manteniéndose la misma composición en la celda se puede apreciar que se llega mas rápido al punto de rocío hasta llegar a una temperatura donde con un incremento de presión en el interior de la celda se llega al punto de rocío y al mismo tiempo al punto de burbuja es decir estamos en el punto crítico.

Si trazamos una línea suave uniendo los puntos rocío, los de burbuja y el punto crítico se forma la región de dos fases que es la que se encuentra dentro de la envolvente de la curva **Figura 2.11**.

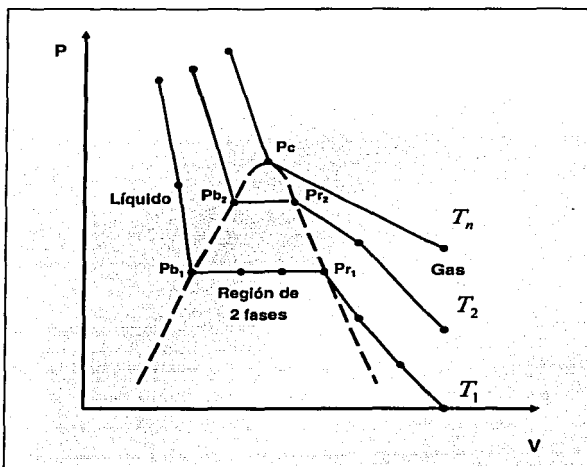


Figura 2.11 Comportamiento de la sustancia pura a diferentes temperaturas en V Vs. P.

Ahora bien, si se trasladan los puntos de rocío, los de burbuja y el punto crítico a un diagrama P-T; tendremos graficado el diagrama de fases para cualquier sustancia pura o un sistema de un solo componente.

La curva de la **Figura 2.12** se conoce como curva de presión de vapor. Esta curva separa las condiciones de presión y temperatura para las cuales la sustancia puede ser líquido por arriba de la curva de presión de vapor y gas por debajo de la curva, es decir podemos definir a la curva de presión de vapor como

Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.

la presión a la cual coexiste la fase líquida y la fase gaseosa a determinada presión y temperatura.

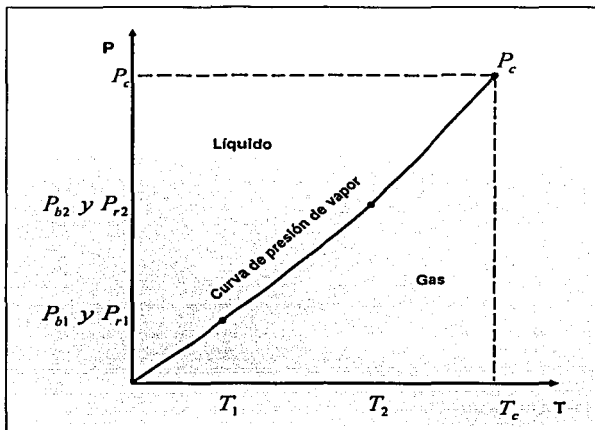


Figura 2.12 Curva de presión de vapor de una sustancia pura.

Sistema Para Mezcla Binaria.

Para sistemas binarios, dos fases pueden existir en equilibrio a diferentes presiones y a la misma temperatura. Una de las características importantes de los sistemas binarios es la variación de sus propiedades físicas y termodinámicas con la composición. Por lo tanto es necesario que se especifique la composición de la mezcla en términos de fracción mol o en fracción peso.

Realizando el mismo procedimiento descrito para un componente, pero en esta ocasión con una mezcla binaria (dos sustancias puras cuales quiera y que son gas a condiciones base). Además la celda PVT cuenta con una pequeña ventana

donde se puede visualizar el interior de la celda y ver los fenómenos físicos que suceden con la mezcla binaria desde que aparece la primera gota (punto de rocío) hasta solo queda una burbuja de gas (punto de burbuja) y pasa totalmente a líquido. Tenemos que los resultados se presentan en la siguiente **Tabla 2.2**.

Punto de observación	Vol. Hg. Inyectado.	Volumen de la muestra	Presión
0	0	V_0	$P_0 = P_{atm} = 0$
1	V_{1Hg}	$V_1 = V_0 - V_{1Hg}$	$P_1 > P_0$
2	V_{2Hg}	$V_2 = V_1 - V_{2Hg}$	$P_2 > P_1$
3	V_{3Hg}	$V_3 = V_2 - V_{3Hg}$	$P_3 > P_2$
4	V_{4Hg}	$V_4 = V_3 - V_{4Hg}$	$P_4 > P_3$
5	V_{5Hg}	$V_5 = V_4 - V_{5Hg}$	$P_5 > P_4$
6	V_{6Hg}	$V_6 = V_5 - V_{6Hg}$	$P_6 > P_5$
7	V_{7Hg}	$V_7 = V_6 - V_{7Hg}$	$P_7 \gg P_6$
n	V_{nHg}	$V_n = V_{n-1} - V_{nHg}$	$P_n \gg P_{n-1}$

Tabla 2.2 Resultados de un sistema binario.

De igual manera al incrementar la presión en el interior de la celda desde P_1 hasta P_3 el volumen de la mezcla disminuye y en P_3 , ocurre algo muy interesante aparece la primera gota de líquido es decir llegamos al punto de rocío para una presión y una temperatura dada; seguimos incrementando la presión y notamos que el gas se esta licuando cada vez mas. Hasta llegar a P_6 donde prácticamente solo queda una burbuja de gas se identifica el punto de burbuja **Figura 2.13**. Repitiendo este experimento a diferentes temperaturas progresivamente se consiguen las isothermas además trazando una curva con los puntos de rocío hasta el punto crítico y los puntos de burbuja de igual manera se forma una envolvente de dos fases por el interior de esta y de una sola fase a ambos lados presentadas en la **Figura 2.14**. Los puntos de rocío y burbuja trazados en un diagrama de P-T, **Figura 2.15** indica que las relaciones de presión y temperatura no pueden ser representadas por una curva de presión de vapor como en el caso

Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.

de un solo componente sino mas bien por dos curvas que forman una de muchas envolventes que puede tener del tipo redondo, **Figura 2.16.**

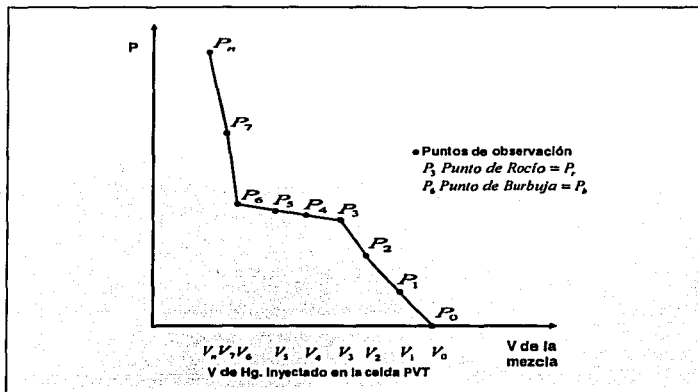


Figura 2.13 Comportamiento de una mezcla binaria en un diagrama P-V.

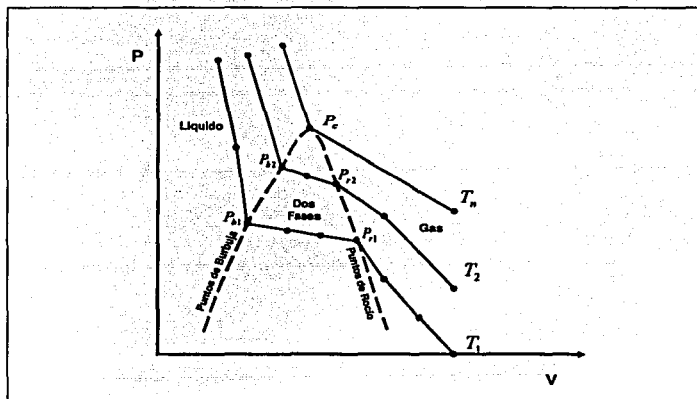


Figura 2.14 Isotermas de un sistema binario.

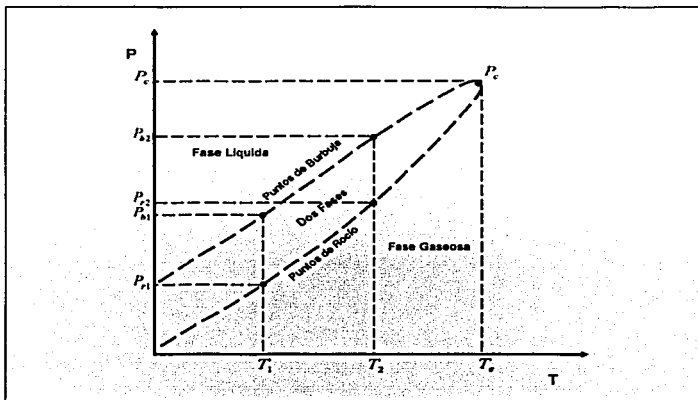


Figura 2.15 Diagrama P-T de una mezcla binaria.

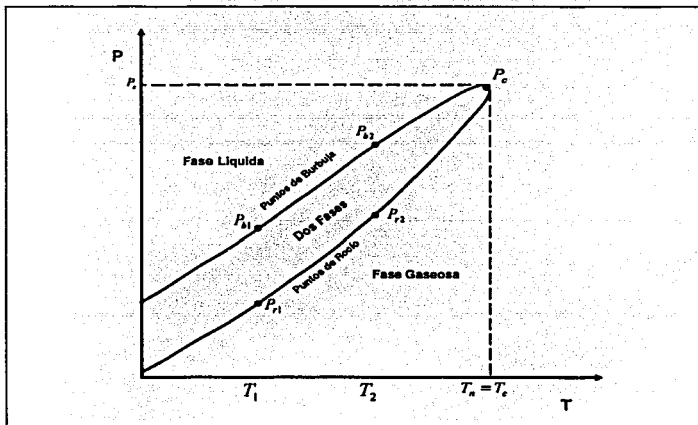


Figura 2.16 Diagrama de fases del tipo redondo de una mezcla binaria.

Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.

Considérese el caso particular de etano y n-heptano los dos en las mismas condiciones de pureza. Por un lado se tiene que las curvas de presión de vapor son diferentes para cada componente puro **Figura 2.17**.

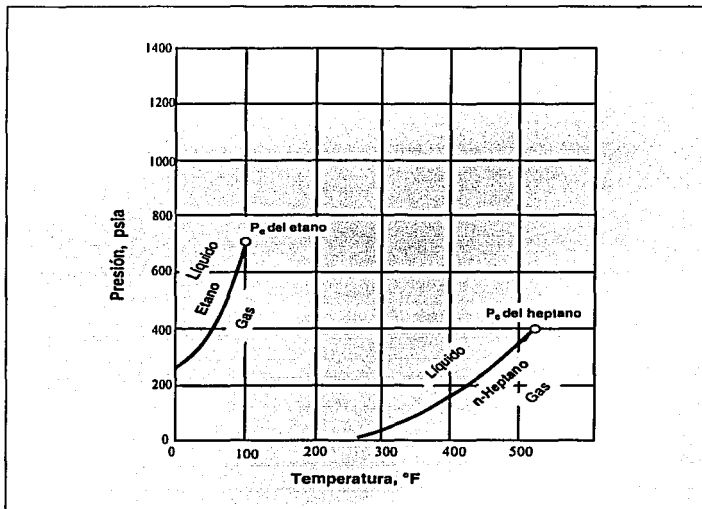


Figura 2.17 Curvas de presión de vapor del etano y el heptano puro.

Y conforme se hacen las mezclas entre más componentes ligeros tenga la curva es mas vertical y caso contrario con los componentes del n-heptano las envolventes tienden a recostarse del lado derecho. Kay estudió el comportamiento de fase del sistema binario del etano/n-heptano con varias composiciones.

En el lado izquierdo de la **Figura 2.18**⁴, la curva que termina en C es la curva de presión de vapor del etano puro; la curva en el lado derecho, es la curva de

presión de vapor de n-heptano puro, Apunta que desde C_1 a C_3 son unos los puntos críticos de las mezclas de etano/n-heptano con composiciones diferentes. La línea punteada representa el sitio de puntos críticos para el número infinito de posibles mezclas del etano y n-heptano. Cada composición de la mezcla tiene su propia envolvente en su diagrama de fase de P-T.

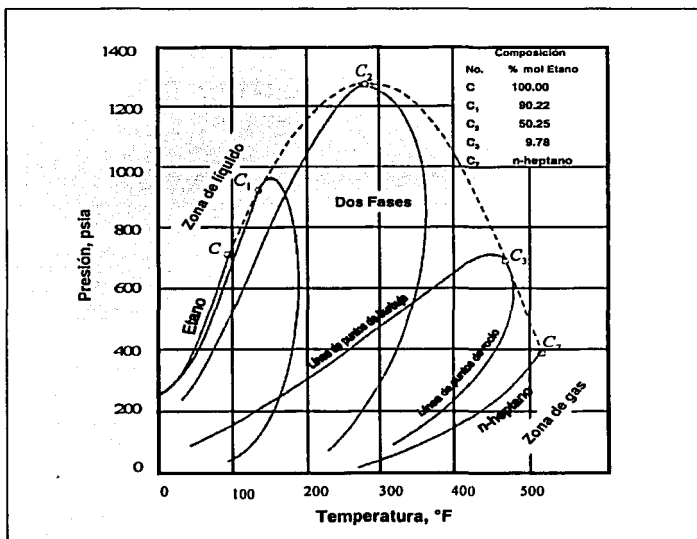


Figura 2.18 Diagrama de P vs. T de etano/n-heptano con varias concentraciones de etano.

Las tres composiciones mostradas, que son 90.22, 50.25, y 9.78 % en peso mol de etano, representan un sistema que es principalmente etano, un sistema que es medio etano y medio n-heptano (en peso), y un sistema que es principalmente el n-heptano, respectivamente. Muestran varios rasgos interesantes del sistema binario y el sistema del multicomponente puede estudiarse de estas tres mezclas.

Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.

Como los cambios de la composición, la situación o posición del punto crítico y el cambio de la forma del diagrama de fase de P-T.

Nótese que las presiones críticas de muchos (pero no todas) las mezclas son más altas que las presiones críticas de los componentes que forman la mezcla.

Con una mezcla compuesta principalmente de etano, los puntos críticos tienden a la izquierda de la cricondenterma. Semejante al sistema de un yacimiento de gas y condensado. Como el porcentaje de etano en aumentos de la mezcla llevan más allá, del 90 % el punto crítico de los estas mezclas tendrá mas acercamientos al del sistema el de etano puro.

El punto crítico para la mezcla compuesta principalmente de n-heptano se encuentra por debajo de la cricondenbara. Este sistema es análogo a un yacimiento de aceite negro. Como el porcentaje de del n-heptane, se incremente el punto crítico de las mezclas se acercara al del n-heptane puro. Con los porcentajes iguales de etano y n-heptane, la presión crítica está cerca de la cricondenbara de etano y n-heptane. Como la concentración de cada componente es similar, la región de la dos-fase se pone más grande.

Otros sistemas binarios proporcionan una visión adicional en el efecto de diferir los puntos de ebullición de los componentes que lo constituyen, **Figura 2.19**.

El sistema muestra ampliamente las curvas presión de vapor de varios hidrocarburos y los sitios críticos de sus mezclas binarias con el metano. Como los puntos de ebullición del binario del metano/hidrocarburos. Los puntos más notorios son, la región de la dos-fase se pone más grande y los aumentos de presión críticos. Para los componentes binarios que tienen las estructuras moleculares similares, los puntos críticos son relativamente notorios³.

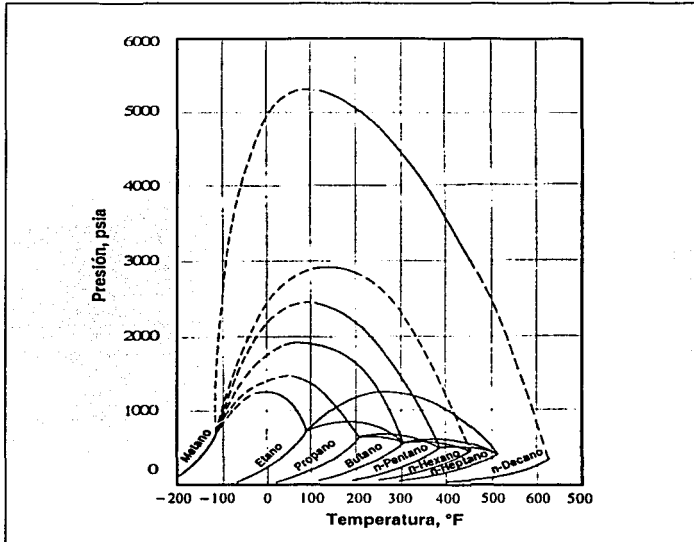


Figura 2.19 Diagrama de fases del etano con otros hidrocarburos.

Sistema Multicomponente.

El comportamiento de fases de un sistema de hidrocarburos multicomponente en la región de dos fases es muy similar al comportamiento que se presenta en los sistemas binarios. Pero los sistemas multicomponentes son muchos más complejos, **Figura 2.20**, con un gran número de diferentes componentes hidrocarburos y no hidrocarburos y en ocasiones sólidos, con rangos de presión y temperaturas diferentes. Esto hace que su comportamiento de las isotermas cambie de una forma perceptible a una imperceptible.

Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.

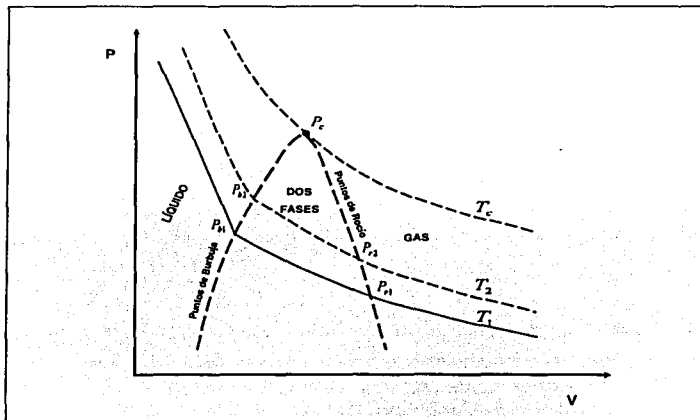


Figura 2.20 Diagrama P vs. V de un sistema multicomponente.

Sea un sistema multicomponente con una composición específica. Aunque para diferentes sistemas de hidrocarburos existen diferentes diagramas de fases con una configuración similar.

El comportamiento termodinámico de una mezcla de hidrocarburos depende de las condiciones de presión y temperatura en que se encuentre, por lo que un diagrama P vs. T del fluido nos dará una clara idea de que tipo de fluido se trata, y el comportamiento que podría tener a diferentes condiciones de presión y temperatura.

El comportamiento termodinámico de una mezcla natural de hidrocarburos, puede utilizarse para propósitos de clasificación de los fluidos; tomando como base su diagrama de comportamiento de fases, el cual, en una gráfica P-T como la mostrada en la **Figura 2.21**, presenta los siguientes elementos:

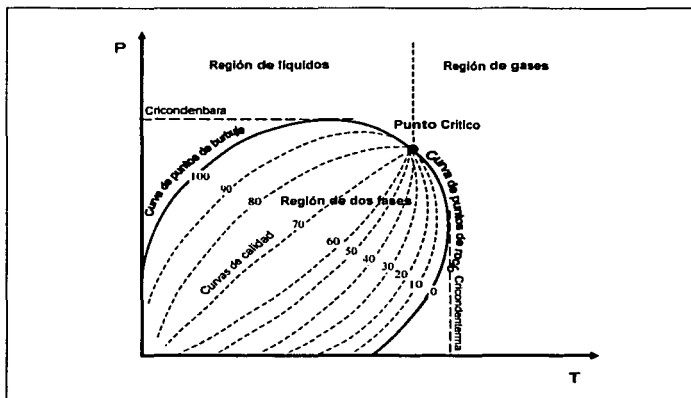


Figura 2.21 Diagrama de fases de un sistema multicomponente.

La curva llamada envolvente de fases, que resulta de unir las curvas de puntos de burbuja y puntos de rocío que exhibe la mezcla a diferentes temperaturas; curvas que se unen en el punto denominado punto crítico. La envolvente de fases divide el diagrama en tres regiones, la primera, llamada región de líquidos, está situada fuera de la envolvente de fases y a la izquierda de la temperatura crítica; la segunda, llamada región de gases, se encuentra fuera de la envolvente de fases y a la derecha de la temperatura crítica; la última región es la encerrada por la envolvente de fases, se conoce como región de dos fases; en esta región, se encuentran todas las combinaciones de temperatura y presión en que la mezcla de hidrocarburos puede permanecer en dos fases en equilibrio, existiendo dentro de ella, las llamadas curvas de calidad, que indican el porcentaje del total de hidrocarburos que se encuentra en estado líquido. Todas estas, curvas inciden en el punto crítico. Se distinguen, además, en el mismo diagrama, la cricondenbarra, y a la cricondenbarra, que son la temperatura y presión máximas,

Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.

respectivamente, a las cuales la mezcla de hidrocarburos puede permanecer en dos fases en equilibrio.

Cada mezcla de hidrocarburos encontrada en un yacimiento, tendrá un diagrama de fases característico, el cual permanecerá constante, mientras permanezca constante la proporción de componentes en la mezcla; sufriendo modificaciones cuando se altere la proporción de componentes, debido a la extracción preferencial de fluidos o a la inyección de alguno o algunos de ellos².

CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS PETROLEROS^{3, 5}

Los yacimientos petroleros se clasifican en dos grupos: en yacimientos de aceite y gas disuelto y yacimientos de gas, para propósitos de clasificación, se toma como base los diagramas de comportamiento de fase.

Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto.

Los yacimientos de aceite y gas disuelto se subdividen en dos categorías los yacimientos de bajo encogimiento y los alto encogimiento.

Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto de Bajo Encogimiento

También llamado de aceite negro, tiene componentes intermedios, C₃ a C₆, comparativamente bajos y alto el de componentes pesados; la temperatura del yacimiento es menor que la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos; el punto crítico, generalmente está situado a la derecha de la cricondenbara y las curvas de calidad se cargan predominantemente hacia la línea de puntos de

rocío. Los valores de los parámetros principales que lo caracterizan son: R_s (m^3/m^3) < 200 , Densidad (API) < 35 , Bo (m^3/m^3) < 2.0 y tiene un color oscuro.

Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto de Alto Encogimiento

También llamado de aceite volátil, se observa que la temperatura de la formación, es menor, pero cercana a la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos que contiene, que su punto crítico está cerca de la cricondenbara y que las líneas de calidad están relativamente separadas de la línea de puntos de rocío, lo que indica un alto contenido de componentes intermedio. Se llama Volátil debido a que la temperatura del yacimiento es cercana a la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos que contiene, lo que hace que el equilibrio de fases sea difícil y que cambios pequeños de presión o temperatura, produzcan modificaciones importantes en los volúmenes de líquido y gas coexistentes. Y sus características son: R_s (m^3/m^3) $200 - 1000$, densidad (API) > 35 y < 50 y Bo (m^3/m^3) > 2.0 y su color es ligeramente oscuro.

Yacimientos de Gas.

En este tipo de yacimiento de gas se consideran tres categorías los yacimientos de gas y condensado, los yacimientos de gas húmedo y los yacimientos de gas seco.

Yacimientos de Gas y Condensado.

Se presenta cuando la temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondenterma de la mezcla de hidrocarburos. El punto crítico generalmente está a la izquierda de la cricondenbara y las líneas de calidad se cargan predominantemente hacia la línea de puntos de burbuja. Si la

Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.

presión del yacimiento es mayor a la presión de rocío de la mezcla, los fluidos se encuentran inicialmente en estado gaseoso. Cuando el yacimiento se produce una reducción isotérmica de la presión y se cruza la presión de rocío, se entra a la región de dos fases, ocurriendo la llamada condensación retrograda de las fracciones pesadas e intermedias, que se depositan como líquido en los poros de la roca. Los parámetros principales tienen las siguientes características: R_s (m^3/m^3) 1000 – 5000, densidad (API) 41 – 57, B_o (m^3/m^3) No Existe y es ligeramente coloreado.

Yacimientos de Gas Húmedo.

Se presenta cuando la temperatura del yacimiento es mayor que la cricondenterma de la mezcla, por lo que nunca se tendrán dos fases en el yacimiento, solamente fase gaseosa. Cuando estos fluidos son llevados a la superficie entran a la región de dos fases, los parámetros principales tienen las siguientes características: R_s (m^3/m^3) 10000 – 20000, densidad (API) > 45 y < 57 B_o (m^3/m^3) No Existe y su color es casi transparente.

Yacimientos de Gas Seco.

Estos yacimientos contienen principalmente metano, con pequeñas cantidades de etano, propano y más pesados. Tanto a condiciones de yacimiento como en la superficie no entra a la región de dos fases. Los parámetros principales tienen las siguientes características: R_s (m^3/m^3) > 20000, densidad (API) > 57, B_o (m^3/m^3) No Existe y su color es transparente.

En la **Figura 2.22¹** se muestra de forma esquemática, las envolventes de fase típicas de cada una de estos yacimientos.

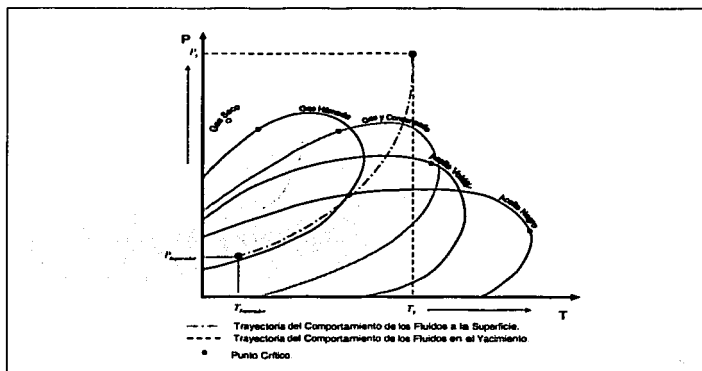


Figura 2.22. Envolventes de fases típicas de los fluidos.

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS^{3, 6, 7}.

Las propiedades de los fluidos son parámetros que caracterizan a un fluido y lo hacen diferente de otro. En la industria petrolera los fluidos que se manejan son: gas, aceite y agua. De acuerdo a estas características podemos determinar el comportamiento del fluido bajo condiciones de presión y temperatura. Las propiedades de los fluidos pueden determinarse por medio de:

- Correlaciones empíricas.*
- Análisis composicional de los fluidos y ecuaciones de estado.*
- Análisis PVT (presión, volumen, temperatura) de laboratorio.*

PVT es sinónimo de presión, volumen, temperatura. En la ingeniería petrolera, el análisis PVT es usado para representar la medición de propiedades de los fluidos, y nos indican los cambios que sufre la materia con las variables PVT.

Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.

En el proceso PVT obtenemos propiedades de los fluidos dentro del yacimiento, dentro de la tubería de producción y de los fluidos producidos en la superficie. Las propiedades de los fluidos medidas son; composición, densidad, peso específico, viscosidad, compresibilidad, presión de saturación, solubilidad de la fase gas en la fase líquida, solubilidad de la fase líquida en la fase gaseosa y los factores de volumen, así también como otros parámetros que se obtiene durante los análisis PVT.

Composición de los Fluidos.

La composición esta referida a cada un de los compuestos que forman la mezcla del fluido, desde los hidrocarburos como el Metano, Etano, Propano, Butano, etc. y los no hidrocarburo que son las impurezas como el Nitrógeno, Oxígeno, Helio, Bióxido carbono, Ácido sulfhídrico, etc. Como se puede observar en la **Tabla 2.3** para un fluido del yacimiento en particular.

Componente	% Mole
Nitrógeno	0.67
Bióxido de Carbono	2.11
Ácido Sulfhídrico	0.000
Metano	34.93
Etano	7.00
Propano	7.82
Butano(i+n)	5.48
Pentano(i+n)	3.80
Hexano(i+n)	3.04
Heptanos	4.39
Octanos	4.71
Nonanos	3.21
Decanos	1.79
Undecanos +	21.05
Total	100

Tabla 2.3. Composición de un fluido de yacimiento.

Densidad.

La densidad de los fluidos producidos depende fundamentalmente de su composición; ocasionalmente se mide la densidad del líquido producido directamente en el campo, utilizando densímetros o termodensímetros, generalmente se colectan muestras de líquido y gas y se envían al laboratorio para medir esta propiedad de forma más exacta.

La densidad se define como la masa de la unidad entre el volumen de la sustancia a una temperatura específica.

$$\rho = \frac{MASA}{VOL} \dots\dots\dots 2.1$$

Densidad del Aceite.

Es la relación de la masa de aceite más su gas disuelto entre su volumen. La densidad varía con temperatura y presión.

$$\rho_o = \frac{MASA(o) @ C.Y}{VOL(o) @ C.Y} = \frac{m(o + gas\ dis)}{V(o + gas\ dis) @ C.Y} \left[\frac{gr}{cm^3} \right] \dots\dots\dots 2.2$$

Densidad Relativa.

La densidad relativa o gravedad específica, de una sustancia es el cociente de la densidad de ésta con la densidad de otra sustancia que se usa como patrón. El patrón debe de cumplir con las siguientes características debe tener universalidad, ser abundante y barato.

Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.

Para el caso de los líquidos la sustancia que se utilizara como patrón es el invariablemente el agua, a 4°C y 1 atmósfera de presión y para los gases el aire a las mismas condiciones.

$$\rho_{rel} = \frac{\rho_o}{\rho_{patrn}}; [adim] \dots\dots\dots 2.3$$

En la industria petrolera es muy común utilizar el término de Gravedad API o grados API que es la escala utilizada por el Instituto Americano del Petróleo para expresar la gravedad específica de los aceites que es igual a:

$$API = \frac{141.5}{\rho_r} - 131.5 \dots\dots\dots 2.4$$

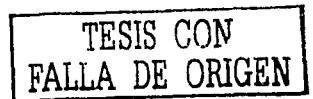
Peso Específico.

Peso específico de un fluido se define como el cociente entre su peso y la unidad de volumen y representa la fuerza que ejerce la aceleración de la gravedad sobre la masa de un fluido por unidad de volumen².

$$\gamma = \frac{\text{Peso}}{\text{Volumen}} = \frac{w}{V}; \left[\frac{Kg_f}{m^3} \right] \dots\dots\dots 2.5$$

Viscosidad.

Es una magnitud física que mide la resistencia interna al flujo de un fluido, debido a la fricción de unas moléculas al deslizarse con respecto a otras.



Viscosidad del Aceite.

La viscosidad es la propiedad de resistencia al esfuerzo cortante. Además, la viscosidad puede ser vista como la resistencia interna de un fluido a fluir y por lo tanto, depende en gran manera de la densidad y la composición. Usualmente el líquido pesado tiene una mayor viscosidad que un líquido ligero. La unidad de medida de la viscosidad μ normalmente referida como viscosidad dinámica es el centipoise o poise

$$\mu = \nu\rho; [cp] \dots\dots\dots 2.6$$

Donde:

μ Es la viscosidad dinámica o absoluta

ν Viscosidad cinemática

ρ Densidad del fluido.

Compresibilidad.

Definición es el cambio en volumen que experimenta un volumen unitario, cuando éste sufre un cambio de presión a una temperatura constante.

$$C = \frac{1}{V} \left(\frac{dV}{dP} \right)_T ; \left[\frac{1}{Kg/cm^2} \right] \dots\dots\dots 2.7$$

Compresibilidad del Aceite.

Compresibilidad del aceite se define cambio en volumen que experimenta un volumen unitario de aceite, cuando éste sufre un cambio de presión a una temperatura constante:

$$C_u = \frac{1}{V_u} \left(\frac{dV_u}{dP} \right)_T ; \left[\frac{1}{Kg/cm^2} \right] \dots\dots\dots 2.8$$

Compresibilidad del Gas.

Compresibilidad del gas se define como es el cambio de volumen del gas debido al cambio de presión a una temperatura constante

$$C_g = \frac{1}{V_g} \left(\frac{dV_g}{dP} \right)_T ; \left[\frac{1}{Kg/cm^2} \right] \dots\dots\dots 2.9$$

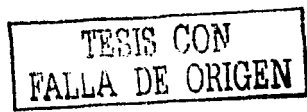
Relación Gas Disuelto en el Aceite.

La relación gas disuelto en el aceite o relación de solubilidad, R_s es definida como el volumen de gas disuelto en el aceite a ciertas condiciones de presión y temperatura del yacimiento, por dada unida de volumen de aceite, medidos ambos volúmenes a condiciones base. Es te factor es solo para yacimientos de aceite y su gas disuelto.

$$R_s = \frac{\text{Volumen de gas @ } P_B, T_B \text{ disuelto en el aceite a } P_y, T_y}{\text{Volumen de aceite @ } P_B, T_B} ; \left[\frac{m^3}{m^3} \right] \dots\dots\dots 2.10$$

Relación Gas – Aceite de Producción.

La Relación gas – aceite R o RGA son los metros cúbicos de gas producidos por cada metro cúbico de aceite producido, medidos ambos volúmenes a condiciones base o estándar. Las condiciones de separación como presión, temperatura y número de etapas afectan el valor de dicha relación.



$$R = \frac{\text{Volumen de gas producido @ } P_B, T_B}{\text{Volumen de aceite @ } P_B, T_B} \left[\frac{m^3}{m^3} \right] \dots\dots\dots 2.11$$

Factor de Volumen del Aceite.

El factor de volumen del aceite B_o se define como el volumen de aceite con su gas disuelto, a las condiciones del yacimiento, requerido para producir la unidad de medida de aceite medido a condiciones de superficie decir el volumen de aceite del yacimiento requerido para producir un metro cúbico de aceite en el tanque de almacenamiento. El aceite del yacimiento incluye el gas disuelto.

$$B_o = \frac{\text{Volumen de aceite y gas disuelto @ } P_y, T_y}{\text{Volumen de aceite @ } P_B, T_B} \left[\frac{m^3}{m^3} \right] \dots\dots\dots 2.12$$

Hay que mencionar que la **Figura 2.22** es el comportamiento de B_o típico para un aceite negro.

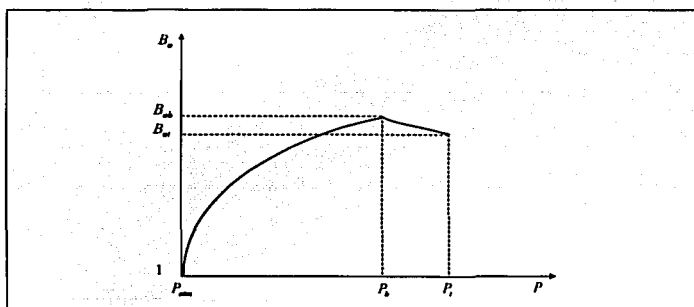


Figura 2.23 Comportamiento de factor de volumen del aceite negro.

En el caso de aceite ligeros la curva a la izquierda de la presión de saturación se observara una doble curva como se muestra en la **Figura 2.23**. Donde a la izquierda del punto de saturación a un cambio de presión el cambio de volumen es mayor, lo que en un diagrama de fase las curvas de calidad estarán más pegadas a la curva de puntos de burbuja.

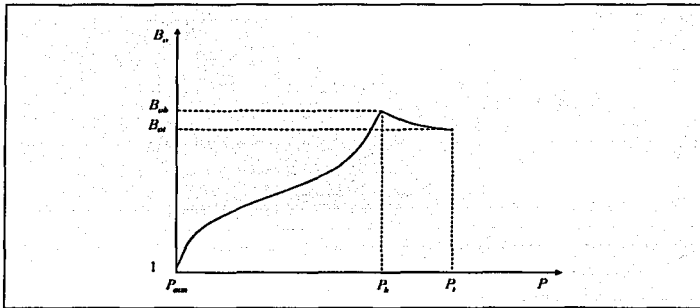


Figura 2.24 Comportamiento de factor de volumen del aceite volátil.

Factor de Volumen del Gas.

El factor de volumen del gas, B_g es definido como el volumen de gas medido a condiciones de yacimiento entre el volumen de ese mismo gas medido a condiciones base.

$$B_g = \frac{\text{Volumen de gas @ } P_y, T_y \left[\frac{m^3}{m^3} \right]}{\text{Volumen de gas @ } P_B, T_B \left[\frac{m^3}{m^3} \right]} \dots\dots\dots 2.13$$



Factor de Volumen Total.

Factor de volumen total o de fase mixta, se refiere al volumen de aceite en el yacimiento con su gas disuelto más el volumen de gas liberado entre el volumen de aceite en la superficie. Solo para yacimientos de aceite y gas disuelto.

$$B_i = \frac{\text{Volumen total ocupado por los fluidos @ } P_y, T_y; \left[\frac{m^3}{m^3} \right]}{\text{Volumen de aceite @ } P_B, T_B} \dots\dots\dots 2.14$$

Otra forma de representar el factor de volumen de la fase mixta en forma simplificada es la siguiente:

$$B_i = B_u + (R_i - R_g) B_g \dots\dots\dots 2.15$$

Factor de Desviación "Z" del Gas.

El factor de desviación Z se define como la razón de volumen realmente ocupado por un gas a determinada presión y temperatura, al volumen que ocuparía si ese fuera perfectamente ideal. Para un gas ideal el factor de compresibilidad (Z) es igual a uno para todas las temperaturas y presiones. Para el caso de los gases reales el factor de compresibilidad suele variar con ambas variables, y su desviación de la unidad es un índice de la separación del comportamiento ideal.

$$Z = \frac{V_{real}(gas) @ P, T_y}{V_{ideal}(gas) @ P, T_y}; [adim] \dots\dots\dots 2.16$$

Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.

El Factor de desviación también se le denomina factor de supercompresibilidad, es un factor que se introduce a la ley de los gases ideales para tomar en cuenta la desviación que experimenta un gas real con respecto a un gas ideal, es decir;

$$PV = ZnRT \dots\dots\dots 2.17$$

Donde Z es el factor de desviación. En la Figura 2.24 se observa el comportamiento del factor Z para gases naturales obtenido de las ecuaciones de estado de Dranchuk y Abou-Kassem.

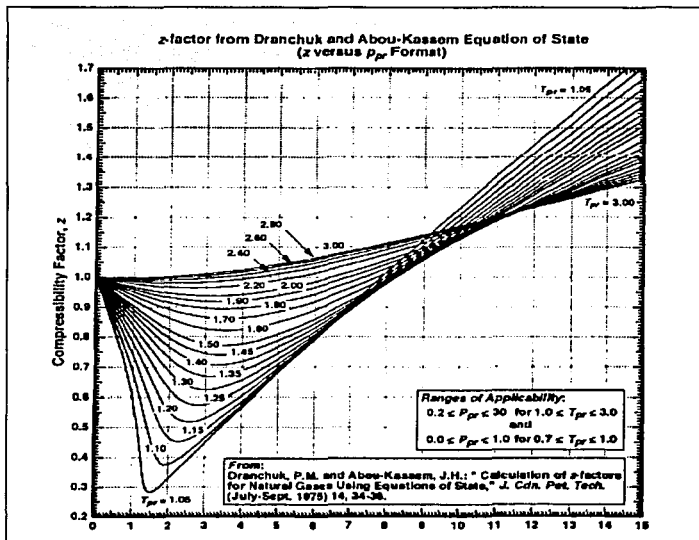


Figura 2.25 Gráfica del factor de desviación Z de Dranchuk y Abou-Kassem.

De acuerdo a la figura el factor de compresibilidad no es constante, éste varía con cambios en la composición, presión y temperatura. A bajas presiones la distancia entre las moléculas es considerable, y el factor de compresibilidad tiende a uno comportándose como un gas ideal, a presiones intermedias existe atracción molecular lo cual hace que el volumen real sea menor .que el ideal y el factor de compresibilidad sería menor a uno, y a presiones altas las fuerzas repulsivas actúan, es decir, el volumen real es mayor que el volumen ideal y el factor de compresibilidad es mayor a uno.

Factor de Encogimiento.

El factor de encogimiento S_h es la disminución del volumen que experimenta una fase líquida por efecto de la liberación del gas disuelto y por su concentración térmica. El factor de encogimiento es el recíproco del factor de volumen del aceite.

$$S_h = \frac{1}{B_o} = \frac{\text{Volumen de aceite @ } P_B, T_B}{\text{Volumen de aceite y gas disuelto @ } P_y, T_y} \left[\frac{m^3}{m^3} \right] \dots\dots\dots 2.18$$

Volumen Relativo.

Se define como el cociente del volumen de total ocupado por los fluidos a presión y temperatura de yacimiento y el volumen de total de los mismos fluidos a la presión de saturación y temperatura de yacimiento.

$$V_R = \frac{\text{Volumen total ocupado por los fluidos @ } P_y, T_y}{\text{Volumen total ocupado por los fluidos @ } P_s, T_y} \left[\frac{m^3}{m^3} \right] \dots\dots\dots 2.19$$

Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.

Volumen Relativo de Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto.

Se define como el cociente del volumen de aceite y su gas disuelto más gas liberado a presión y temperatura de yacimiento y el volumen de aceite y su gas disuelto a la presión de saturación y temperatura de yacimiento.

$$V_{Ro} = \frac{V(o + g \text{ disuelto} + g \text{ liberado } P_b \rightarrow P) @ P_y, T_y; \left[\frac{m^3}{m^3} \right]}{V(o + g \text{ disuelto}) @ P_s, T_y} \dots\dots\dots 2.20$$

Volumen Relativo Para Yacimientos de Gas y Condensados.

$$V_{Ro} = \frac{V(g + condensado P_r \rightarrow P) @ P_y, T_y; \left[\frac{m^3}{m^3} \right]}{V(g) @ P_r, T_y} \dots\dots\dots 2.21$$

Volumen Relativo Para Yacimientos de Gas Húmedo y Gas Seco.

En el caso de estos yacimientos el volumen relativo no se acostumbra a medirse. Debido a que no existe punto de saturación.

Coefficiente de Expansión Térmica de los Fluidos Originales.

Definición. Coeficiente de dilatación o expansión térmica es un aumento en volumen que experimenta un volumen unitario de un fluido, cuando se le incrementa la temperatura en un grado centígrado.

$$\beta = \frac{1}{V} \left(\frac{dV}{dT} \right)_p; \left[\frac{1}{^\circ C} \right] \dots\dots\dots 2.22$$

Coefficiente de Expansión Térmica del aceite Residual.

El *coeficiente de expansión térmica a presión constante* es definido como el cambio fraccional en volumen de líquido con respecto a un cambio de temperatura a presión constante.

$$\beta_v = \frac{1}{V_v} \left(\frac{dV_v}{dT} \right)_p ; \left[\frac{1}{^{\circ}\text{C}} \right] \dots\dots\dots 2.23$$

Presión de Burbujeo.

La presión de burbujeo P_b es la presión a la cual la primera burbuja de gas aparece cuando disminuye la presión en el aceite bajosaturado. También es llamada presión de saturación, debido a que una ligera disminución de dicha presión provoca que el aceite libere el gas disuelto que contiene.

Presión de Rocío.

La presión de rocío P_r es la presión a la cual la primera gota de líquido aparece cuando disminuye la presión en el gas bajosaturado.

YACIMIENTO DE ACEITE NEGRO^{3, 5}.

Desde el punto de vista anterior. Las diferentes acumulaciones de hidrocarburos pueden caracterizarse de acuerdo con la posición que toman sus fluidos en el diagrama de fases y a la línea que describe la evolución de los mismos, desde el yacimiento hasta la superficie durante la explotación.

Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto de Bajo Encogimiento.

La **Figura.2.22**. Muestra la envolvente de fases típica de un yacimiento de los conocidos, como de aceite y gas disuelto de bajo encogimiento, también llamados de aceite negro, y que por toda la historia petrolera de nuestro país han contribuido con la mayor parte de la producción de crudo, por lo que su comportamiento es bastante conocido. Sus líquidos son fluidos, cuyo contenido de componentes intermedios, C_3 a C_6 , es comparativamente bajo y alto el de componentes pesados; la temperatura del yacimiento es menor que la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos; el punto crítico, generalmente está situado a la derecha de la cricondenbara y las curvas de calidad se cargan predominantemente hacia la línea de puntos de rocío. Si la presión en el yacimiento es mayor que la presión de burbuja de sus fluidos, a la temperatura del yacimiento, se dice que se trata de un yacimiento bajosaturado; si la presión en el yacimiento es igual o menor que la presión de burbuja de sus fluidos, se dice que el yacimiento es, o está, saturado⁶.

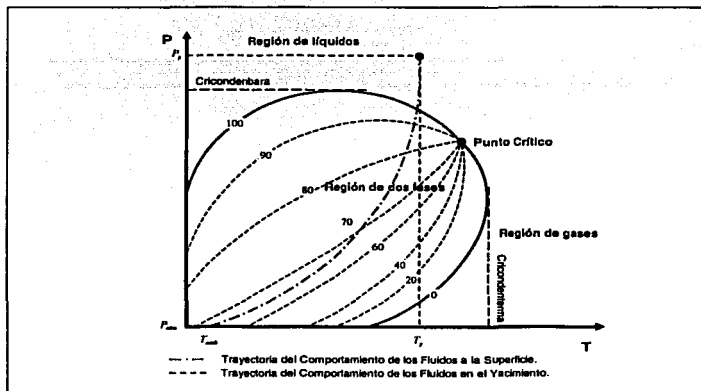


Figura 2.26 Diagrama típico del aceite de bajo encogimiento.

En términos generales, las condiciones de producción en la superficie se localizan en la región de dos fases y dan lugar a relaciones gas-aceite bajas, generalmente menores de $200 \text{ m}^3/\text{m}^3$, con aceites oscuros de alta densidad, más de $0.85 \text{ gr}/\text{cm}^3$, siendo el gas generalmente pobre en licuables, menos de $30 \text{ Bls}/10^6 \text{ p}^3$

Parámetros de Clasificación del Aceite Negro.

Una primera clasificación para los fluidos de los yacimientos está basada en los parámetros típicos de los fluidos que producen éstos; en la **Tabla 2.3**, se presentan los parámetros propuestos por algunos autores^{5, 8, 9}.

	RGA (m^3/m^3)	DENSIDAD Aceite (gr/cm^3)	B_n (m^3/m^3)
Bajo Encogimiento			
Méndez ⁵	<200	>0.8500	<1.75
Cronquist ⁸	<267	>0.8251	<1.75
Moses ⁹	<360	>0.8000	<2.00

Tabla 2.4 Parámetros característicos de los yacimientos de Aceite Negro

Puede observarse que existen diferencias en los rangos manejados, por lo que es difícil saber usando únicamente estos parámetros si los fluidos son de aceite volátil o de aceite negro, ya que existe una transición suave entre las propiedades de estos fluidos.

Capítulo 2

ANÁLISIS PVT COMPOSICIONAL

El valor de los parámetros mencionados anteriormente junto con los datos obtenidos de un análisis PVT usando una muestra representativa de los fluidos, sirven comúnmente para clasificarlos, ya que disponer del diagrama de fases, implica medir experimentalmente los suficientes puntos de burbuja y rocío para poder definir la envolvente de fases, o bien, disponer de un modelo matemático y la composición de la mezcla original para definirlo analíticamente, lo que en general resulta costoso.

Una de las etapas más importantes en los análisis PVT es la representatividad de muestras, ya que de una buena muestra dependerá un buen análisis PVT o prueba especial que se requiera; es decir que si no se tiene el cuidado necesario en la toma de muestras, los análisis o pruebas no aportaran buenos resultados para ser utilizados en beneficio del yacimiento causando un mala explotación del mismo.

En la industria petrolera es de uso común hacer tales predicciones mediante estudios de laboratorio denominados análisis presión-volumen temperatura, mejor conocidos como análisis PVT, efectuados sobre muestras de fluidos representativas del yacimiento en cuestión. Aunque dichos estudios también pueden realizarse usando técnicas analíticas o por el uso de correlaciones. Debido a sus limitaciones actuales, se ha encontrado en el procedimiento experimental el método apropiado para determinar dicha predicción.

MUESTREO¹⁰.

El objetivo de muestrear fluidos de un yacimiento, es coleccionar desde un yacimiento de aceite o gas una muestra que sea "representativa" del fluido del yacimiento en el punto y el momento de muestreo.

Las operaciones de muestreo que son pobremente planeadas o que utilizan un pozo acondicionado inapropiadamente, pueden producir "muestras no representativas". Una muestra no representativa no exhibirá las mismas propiedades que el fluido del yacimiento.

El uso de propiedades del fluido obtenidas sobre muestras no representativas debe evitarse, aunque el método de laboratorio para obtener dichas propiedades haya sido el correcto; pues su uso puede conducir a errores en la planeación eficiente del manejo del yacimiento.

Una pobre planeación puede conducir a una toma incompleta de datos durante el programa de muestreo. Datos incompletos aumentaran las dificultades encontradas por el personal de laboratorio para llevar a cabo sus pruebas en forma exacta y significativa.

Factores que Influyen en la Planeación del Muestreo.

- ❖ Tipo de yacimiento.
- ❖ Localización del pozo por muestrear en el campo, que debe considerar:
 - Comparar RGA.
 - Densidad de aceite.
 - Presión y temperatura de fondo.

Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.

- ❖ Extensión areal del campo.
- ❖ Espesor de la formación.
- ❖ Estado de los fluidos en el yacimiento.
- ❖ Características deseables de producción del pozo.
 - No produzca agua.
 - RGA y ρ constantes y típicas con pozos vecinos
 - Alto índice de productividad.
 - fluyente permanente, no por cabezadas ni por bombeo.
 - Si se conocen contactos, evitarlos.

Métodos de Muestreo.

- Muestreo de fondo.
- Muestreo en instalaciones superficiales.
- Muestreo en líneas de flujo.

La Elección del Método Dependerá de:

- El volumen de muestra necesaria para el estudio que se pretenda.
- El tipo de fluido de yacimiento que será muestreado.
- El grado de agotamiento del yacimiento.
- Estado mecánico del pozo.
- Equipo de separación disponible.

Acondicionamiento de un Pozo Para Muestreo.

El objetivo de acondicionar un pozo para muestreo es remplazar el fluido no representativo del yacimiento que esta alrededor por pozo. Desplazándolo dentro

del pozo, con fluido original del yacimiento proveniente de las partes más alejadas del yacimiento.

El simple cierre del pozo para restaurar la presión del yacimiento, no necesariamente retornará el fluido alterado alrededor del pozo a su composición o condición original. Generalmente es necesario fluir el pozo a ritmos cada vez más lentos para permitir que el fluido alterado sea desplazado por fluido no alterado y representativo del fluido del yacimiento.

Decidir cuando un pozo está adecuadamente acondicionado para muestreo, requiere una interpretación de las tendencias obtenidas durante el esfuerzo de acondicionamiento de: Presión de fondo fluyendo P_{FF} , Presión fondo cerrado P_{FC} , gasto de aceite Q_O , gasto de gas Q_G y relación gas-aceite RGA obviamente el pozo por muestrear deberá tener el equipo necesario en buenas condiciones de trabajo y adecuadamente calibrado si se requieren mediciones exactas.

El acondicionamiento de un pozo antes del muestreo es absolutamente necesario, debido a que ocurren cambios en las propiedades de los fluidos como resultado de la producción de un pozo.

Cuando la presión de fondo fluyendo es menor que la presión de saturación del fluido original del yacimiento, una segunda fase se forma alrededor del pozo. Pudiendo ser gaseosa o líquida, esta segunda fase alterará las propiedades de los fluidos que entran al pozo proveniente de la formación. Así, la composición de la mezcla gas-líquido fluyendo dentro del pozo; podría ser significativamente diferente del fluido no alterado de las áreas más alejadas del pozo.

La distancia del pozo de la zona alterada, dependerá del tiempo de producción y de la caída de presión abajo de la presión de saturación.

Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.

El pozo se acondiciona, produciéndolo a gastos sucesivamente "menores" hasta que los fluidos no representativos alrededor del pozo se han producido.

Si el pozo que será muestreado ha estado fluyendo por lo menos 24 horas a su ritmo de producción normal, el acondicionamiento puede iniciarse efectuando una medición exacta para esas condiciones de producción; Si los gastos de producción son estables, el gasto puede reducirse en 20 ó 30 %, dejarse fluir y medir periódicamente hasta que se tenga una relación gas aceite estabilizada.

El procedimiento de reducir el gasto y medir relaciones gas aceite, se repite hasta tener una tendencia definida en la relación gas aceite, la interpretación de la tendencia nos dará el progreso en el esfuerzo de acondicionamiento.

La experiencia ha demostrado que debido a una reducción en el gasto del pozo, la relación gas aceite puede:

- a) Permanecer constante
- b) Disminuir
- c) Incrementarse

Cuando la relación gas aceite permanece constante después de la primera reducción de gasto, indica que al pozo esta entrando un fluido bajo-saturado. Esto indica que el estado y composición de fase del fluido del yacimiento no se ha alterado y permanece constante a sus condiciones originales; en este caso se considera que el pozo esta acondicionado para muestreo.

Cuando la relación gas aceite disminuye después de una reducción en el gasto, indica que en la formación vecina al pozo existe una saturación de gas libre. Esta saturación de gas libre puede provenir de la conificación de un casquete de gas o

de que la presión de fondo fluyendo es menor que la presión de saturación del fluido del yacimiento.

Cuando se observa este comportamiento, el pozo se acondiciona reduciendo el gasto de producción por etapas. Después de cada reducción en el gasto del pozo el flujo se continua hasta que la relación gas aceite se estabiliza, cuando una reducción adicional del gasto del pozo no afecta la relación gas aceite y el valor de la RGA ha estabilizado a un mínimo, el pozo se considera acondicionado para muestreo, es decir se ha producido todo el fluido no representativo en la vecindad del pozo y se ha reemplazado por fluido representativo de las partes mas alejadas del yacimiento. Si el gas proviene de la conificación de un casquete el tiempo de acondicionamiento puede ser relativamente corto, pero si proviene de producir el pozo abajo de la presión de saturación los tiempos pueden ser mucho mayores.

Cuando la relación gas aceite se incrementa después de una reducción en el gasto del pozo, producción de gas de una zona que contiene gas y producción de aceite de una zona que contiene aceite es lo indicado o la presencia de un cono de gas. En este caso es muy difícil decidir cuando un pozo esta acondicionado y los tiempos pueden ser muy largos para que los fluidos no representativos sean reemplazados por fluidos representativos de las zonas mas alejadas. A menudo estos pozos presentan cabezadas que dificultan medir con la precisión deseada la relación gas aceite.

De ser posible un pozo con estas características debe ser evitado para muestreo. Si es el único pozo disponible, el muestreo debe efectuarse muy cuidadosamente y las muestras enviarse junto con la información relativa al esfuerzo de acondicionamiento y la historia de producción del pozo, lo cual deberá ser estudiado muy cuidadosamente para decidir la representatividad de las muestras y garantizar su estudio en el laboratorio.

Duración del Periodo de Acondicionamiento, Factores que lo Afectan.

- Volumen del fluido del yacimiento que ha sido alterado como resultado de haber producido el pozo abajo de la presión de saturación.
- El ritmo al cual se produce el fluido alterado del yacimiento.

Puesto que los volúmenes y gasto pueden variar muy ampliamente, no es posible dar una regla general del tiempo necesario para condicionar un pozo. Un pozo con baja productividad, podría requerir gastos de flujo bajos tal que su acondicionamiento podría requerir tiempo excesivo. En este caso, decidir cuando, se pueden obtener muestras representativas en este tipo de pozos, es motivo de un juicio bien razonado es decir queda a criterio del personal responsable de la toma de muestras. La experiencia ha demostrado que la mayoría de los pozos puede ser acondicionado adecuadamente en un periodo máximo de una semana. Generalmente los pozos de gas y condensado pueden ser acondicionados para muestreo en menor tiempo que los pozos de aceite⁹.

ANÁLISIS EN EL LABORATORIO^{2, 3, 4, 5, 11}.

La determinación de los parámetros de clasificación, se obtiene en el laboratorio a partir de análisis Presión-Volumen-Temperatura efectuados sobre muestras representativas de los fluidos que contiene el yacimiento. Dichos análisis tratan de simular el comportamiento termodinámico de los hidrocarburos, tanto a las condiciones del yacimiento, como a las de la superficie, sin embargo, su comportamiento en el yacimiento puede ser bástame diferente del simulado en el laboratorio.

Fundamentalmente, existen procedimientos de laboratorio para análisis PVT: separación de expansión a composición constante, separación diferencial método

convencional, separación diferencial método a volumen constante y de simulación de condiciones de separación en el campo. Los 3 primeros tratan de simular el comportamiento de los fluidos en el yacimiento y el último en la superficie. Con el avance de nuevas tecnologías y la necesidad de tener bien clasificado al fluido del yacimiento se han creado el análisis composicional.

Prueba de Muestras.

Antes de realizar cualquier análisis PVT se debe de realizar una revisión completa a las muestras para decidir sobre su representatividad. Se deben revisar que las botellas no tengan fuga de muestra, estudiar toda la información obtenida durante el muestreo.

Analizando la información se procede a la prueba de las muestras, para lo cual la botella portamuestra se monta en un dispositivo especial "burro" y se le conecta a una bomba de desplazamiento de mercurio, determinándose su presión de apertura, después se satura la muestra, inyectando cantidades fijas de mercurio y agitando para estabilizar la presión. Graficando los resultados de esta prueba en todas las muestras y comparándolos, se puede decidir si las muestras son representativas y proceder a su análisis.

Separación de Expansión a Composición Constante.

Las técnicas o procedimientos seguidos en el laboratorio durante el análisis PVT, dependerá básicamente del tipo de fluidos y de las condiciones de presión y temperatura del yacimiento que se desea simular. Para las condiciones del yacimiento en que la presión sea mayor o igual a la de burbuja de los hidrocarburos, estos estarán en una sola fase, y es válido considerar que la composición de la mezcla de hidrocarburos que fluye a los pozos productores será

Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.

la misma, que la que permanece en el medio poroso a la temperatura del yacimiento. En el laboratorio la simulación de esta etapa de agotamiento de presión a temperatura del yacimiento, la composición se considera constante y se realiza mediante la prueba denominada separación a composición constante o separación flash. Este proceso consiste en expandir isotérmicamente una parte de la muestra representativa de los fluidos previamente transferida a una celda de análisis PVT mantenida a la temperatura del yacimiento constante. Después de cada decremento de presión se permite que el sistema alcance condiciones de equilibrio termodinámico, antes de registrar los cambios volumétricos que haya experimentado. Durante todo el proceso la composición global del sistema permanece constante; la prueba termina cuando se alcanza la presión de saturación, o bien, puede continuarse a presiones menores **Figura 3.1**.

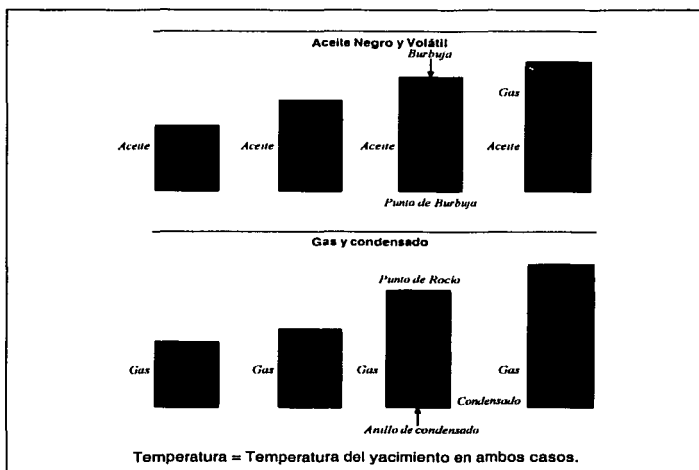


Figura 3.1. Proceso de separación Flash en forma esquemática en aceite y gas.

Los características que se obtienen son el volumen de las fases en función de la presión, que generalmente se reporta como volumen relativo, usando el volumen del fluido en el punto de saturación como el de referencia y la presión de burbuja para los casos de aceite y la presión de rocío para gas y condensado, también se obtiene la compresibilidad de los fluidos originales del yacimiento en etapa de bajosaturado.

Separación Diferencial. Método Convencional.

La separación diferencial convencional se lleva a cabo por etapas en una serie de decrementos de presión, iniciando a partir de la presión de burbuja y terminando a presión atmosférica; en cada etapa del experimento el gas liberado en el decremento específico de presión se extrae totalmente a condiciones de presión constante, dejando únicamente a la presión correspondiente el volumen de líquido remanente en la celda con su gas disuelto.

El gas extraído en cada etapa se le mide su volumen a condiciones de yacimiento y a condiciones de laboratorio; su densidad relativa a condiciones de laboratorio, así como su composición mediante análisis cromatográfico, al final de cada etapa se mide el volumen de líquido formado por aceite y gas disuelto a condiciones de yacimiento. El proceso termina cuando se alcanza la presión atmosférica.

Es decir en la separación diferencial método convencional, **Figura 3.2** durante el agotamiento de la presión del yacimiento se lleva al cabo la extracción del gas total que se libera a presiones menores que la presión de burbuja, dejando únicamente como muestra residual en cada etapa de agotamiento, el aceite con su gas disuelto. Este proceso describe el comportamiento de fluidos en yacimientos donde la mayoría del gas liberado es producido junto con el líquido.

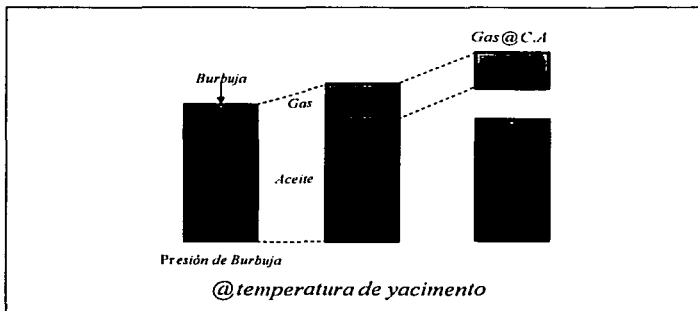


Figura.3.3. Una etapa de separación diferencial convencional.

Separación Diferencial. Método a Volumen Constante.

Los yacimientos de aceite y gas disuelto de alto encogimiento se caracterizan porque con decrementos pequeños de la presión por abajo de la de burbuja de los fluidos, experimentan reducciones significativas en la fase líquida y la formación de una fase gaseosa, la cual crece rápidamente fluyendo parte simultáneamente con el aceite hacia los pozos productores, o bien, hacia la cima de la formación, la composición del gas liberado es muy rico en componentes intermedios y contribuye en gran medida a la recuperación de hidrocarburos líquidos en la superficie.

Los comentarios anteriores inducen a pensar que el proceso de separación diferencial convencional para la predicción del comportamiento de yacimientos de aceite volátil, no es totalmente representativo, por lo que fue planteado como método más adecuado el proceso de separación a volumen constante, el cual se diferencia del convencional, en que durante el agotamiento de la presión se extrae

Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.

sólo una parte del gas liberado, manteniendo al final de cada etapa de agotamiento un volumen igual al ocupado por la muestra a la presión de burbuja; dicho volumen estará formado por aceite y gas disuelto y un casquete de gas que crece con posteriores decrementos de presión.

En cada etapa del análisis, se determinan los volúmenes de las fases remanentes en la celda, con ayuda de un catetómetro previamente calibrado; el volumen, la composición y la densidad relativa del gas extraído, el volumen y densidad del aceite residual a las condiciones de laboratorio.

Con esta información se pueden definir los factores de volumen, la relación de solubilidad, densidad del aceite saturado, el factor de compresibilidad del gas, así como de las dos fases. En la **Figura. 3.4** se presenta en forma esquemática varias etapas de separación diferencial por el método a volumen constante a temperatura del yacimiento.

Como la variación de la temperatura es muy poca la temperatura se toma como una constante en el laboratorio. Y de igual manera se realizan las etapas necesarias hasta llegar a la atmosférica. La **Figura 3.5** presenta una en forma esquemática una etapa de la separación diferencial a volumen constante en alguna etapa de su agotamiento.

El equipo de análisis PVT[†] para efectuar la separación diferencial a volumen constante, difiere del equipo convencional principalmente en la celda, la cual tiene montada una ventana que cubre las dos terceras partes de la longitud de la celda, lo cual permite la observación directa de los volúmenes de las fases en equilibrio. Este equipo también tiene un mayor rango de condiciones de trabajo en presión y temperatura.

[†] Ver apéndice A

Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.

Es importante señalar que para aceites muy volátiles, las relaciones volumétricas que definen los factores de volumen, la relación de solubilidad y otros parámetros, carecen de significado para este tipo de aceites, ya que en este caso, la fase gaseosa que se produce está constituida de un alto contenido de componentes licuables, a diferencia del gas liberado de un aceite de bajo encogimiento, que es prácticamente seco, el cual sí se ajusta a las definiciones de los parámetros PVT convencionales.

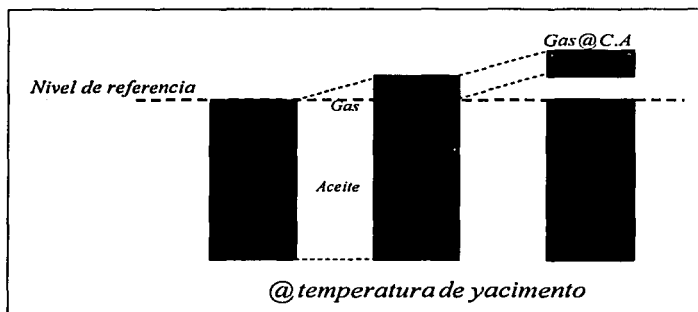


Figura.3.5. Una etapa de separación diferencial a volumen constante de un aceite volátil

Separación en Etapas.

El método de laboratorio para simular condiciones de separación en el campo, es conocido como separación en etapas que permite para una muestra dada, plantear varios escenarios con las condiciones de presión y temperatura de operación de los separadores en el campo, con el fin de obtener las condiciones óptimas de operación, o para un conjunto de condiciones de operación dadas,

obtener los parámetros de medición óptimos a que debe tenderse en el campo.
Figura 3.4.

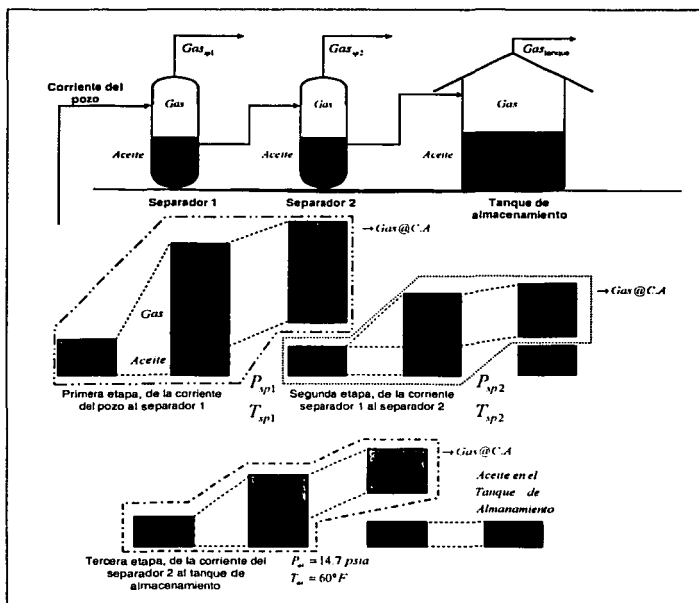


Figura.3.6. Proceso de Separación en tres etapas.

Con el experimento de separación en etapas en superficie se determina el rendimiento de los fluidos a las condiciones de separación en superficie. Para este experimento se reportan el factor de volumen del aceite diferencial corregido por separación en separadores ($Bobf$), y relación gas disuelto aceite diferencial corregida por separación flash en superficie ($Rsbf$) a la p_s , los cuales se han corregido para tomar en cuenta las condiciones de separación.

Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.

La prueba de separadores pretende simular el comportamiento de los fluidos de una manera más completa ya que estos se hacen llevar hasta condiciones atmosféricas haciéndolos pasar por un proceso de separación diferencial a diferentes presiones y temperaturas. El factor de volumen, así como la relación gas aceite y la densidad, son medidos en este proceso, con lo que podrán efectuarse las correcciones necesarias a los datos obtenidos del factor de volumen y de la relación de solubilidad en el aceite en experimento¹¹.

ANÁLISIS COMPOSICIONAL.

Con el creciente uso de modelos matemáticos para predecir el comportamiento de los yacimientos, se ha hecho indispensable caracterizar los fluidos del yacimiento con base en su composición original y en la composición de sus fases en diferentes etapas de su agotamiento, para después con base en esas composiciones y con ecuaciones de estado poder reproducir adecuadamente la mayoría de las parámetros PVT obtenidos experimentalmente.

Cuando se ha logrado reproducir con cierto grado de exactitud los parámetros PVT con ecuaciones de estado, dichas ecuaciones pueden usarse en modelos matemáticos para reproducir y predecir el comportamiento de un yacimiento.

La determinación experimental de la composición original de los fluidos del yacimiento y de las fases existentes en alguna etapa de su agotamiento dependerá en gran parte del estado físico de los fluidos, de la amplitud del análisis composicional y de las condiciones de presión y temperatura en el yacimiento.

Composición Original de los Fluidos del Yacimiento.

Normalmente, la composición de los fluidos originales se extiende hasta C_7^+ , pero en algunos casos se pide que se extienda hasta C_{11}^+ o C_{20}^+ . Entre más grande sea el rango de composición deseado el trabajo será más sofisticado y el costo aumentará considerablemente. Es decir el análisis se extenderá hasta donde el cliente lo pida y la tecnología lo permita.

Si la composición es hasta C_7^+ , normalmente se usa una destilación criogénica, cromatografía en fase gaseosa y crioscopia; si se desea hasta C_{11}^+ se utiliza destilación criogénica, destilación a alta temperatura, cromatografía en fase gaseosa y crioscopia y si se desea un mayor rango entonces se utilizara todo lo anterior más destilación en columna capilar[‡].

La destilación criogénica se lleva a cabo desde -270 °C hasta temperatura ambiente y diferentes presiones cercanas a la atmosférica, la muestra de los fluidos del yacimiento se lleva a una presión mayor que la presión de saturación original para tomarla en una sola fase de composición constante y se traspa una alícuota de la muestra al equipo de destilación criogénica donde se recibe en un hervidor que se encuentra en baño de nitrógeno líquido para que todos los compuestos en la muestra se licuen.

Los diferentes compuestos en la muestra destilan en base a su temperatura de ebullición, retirando progresivamente el baño con nitrógeno líquido, obteniendo diferentes cortes que después serán analizados por cromatografía. Por este método destilan compuestos hasta C_6 ; quedando un residuo constituido por C_7^+ a presión atmosférica y temperatura ambiente el cual se caracteriza mediante su densidad y peso molecular obtenido por gravimetría y crioscopia respectivamente.

[‡] Ver apéndice B

Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.

Si se desea extender la composición hasta C_{11}^+ , otra parte de la muestra bajosaturada se prepara quitándole los compuestos más ligeros dejándolos escapar a presión atmosférica en un recipiente que se encuentra en un baño de agua y hielo picado para tener una muestra compuesta por C_7^+ los cuales se cargan al hervidor de destilación el cual trabaja entre temperatura ambiente y 400°C. El equipo se calienta paulatinamente obteniendo cortes de los diferentes compuestos por destilación y condensación en base a las temperaturas de ebullición. Cada uno de los cortes obtenidos se caracteriza en base a la densidad y peso molecular mediante gravimetría y crioscopia respectivamente, mediante esta técnica normalmente el último corte es C_{11}^+ .

Si se desea extender más la composición del residuo obtenido de la destilación a alta temperatura se inyecta una parte a un cromatógrafo con columna capilar donde se identifican compuestos más pesados, en este caso la identificación de las fracciones más pesadas de densidad y peso molecular ya no es experimentalmente sino de literatura. Combinando las técnicas anteriores es posible obtener la composición original con la amplitud deseada.

Composición de las Fases Existentes en el Yacimiento en Alguna Etapa de su Agotamiento.

La composición de las fases en alguna etapa de su agotamiento generalmente se representa hasta C_7^+ y se obtiene mediante destilación a baja temperatura, cromatografía y crioscopia.

La fase o fases a analizar se estabilizan en una celda PVT a las condiciones de presión y temperatura de interés y una vez estabilizadas, se traspa en fases separadas al equipo de destilación criogénica donde se analiza por el

procedimiento descrito. En las primeras etapas de agotamiento únicamente se analiza la fase gaseosa y en la última etapa del agotamiento se analizan las dos fases en equilibrio.

REPORTE DE ANÁLISIS PVT³.

Con el fin de tener una visión más clara se presenta un reporte con los datos más comunes obtenidos durante un análisis PVT, para una muestra de aceite negro o de bajo encogimiento. La mayoría de los informes de los laboratorios PVT presentan información general sobre las condiciones del muestreo, características de la formación y estado mecánico del pozo. Esta información es importante para la aplicación correcta e interpretación de los análisis PVT de los fluidos.

Para tener la certeza de que el muestreo es representativo, se hace una validación exhaustiva de las muestras tomando en cuenta todos los parámetros del yacimiento medidos durante la toma de las mismas.

El reporte de análisis PVT debe contener toda la información referente al estudio realizado, tales como la referente al muestreo, a la prueba de las muestras recibidas para determinar su representatividad, al tipo de análisis efectuado, además, debe contener un bosquejo de las pruebas realizadas, los principales parámetros determinados y en algunos comentarios importantes de los fluidos estudiados.

Los resultados se presentan, generalmente en forma tabular y grafica para facilitar su análisis y comprensión. A manera de ejemplo en el **Apéndice C** se presenta un estudio realizado a una muestra de aceite negro, a la que únicamente se le ha cambiado el nombre y su procedencia.

Capítulo 3

PRUEBAS ESPECIALES PARA INYECCIÓN DE FLUIDOS

La explotación convencional de los yacimientos, generalmente incluye la recuperación natural ó primaria, que puede ocurrir con flujo natural o bien con sistemas artificiales de producción; y la secundaria, que se aplica para mantener la presión del yacimiento o desplazar los fluidos del yacimiento mediante la inyección de un fluido inmisible (agua). En algunos casos también se aplica la Recuperación Mejorada que contempla métodos térmicos, químicos y la inyección de fluidos miscibles e inmiscibles.

Recuperación primaria.

La producción primaria se define como la recuperación de hidrocarburos asociada a mecanismos naturales de empuje en un yacimiento, como expansión de la roca y el fluido, gas disuelto, acuífero activo, casquete de gas o bien drenaje gravitacional. En yacimientos naturalmente fracturados, adicionalmente se tiene un mecanismo adicional denominado exudación, que consiste básicamente en la acción combinada de fuerzas capilares y gravitacionales, las cuales originan la expulsión de los hidrocarburos de la matriz a la fractura.

Durante esta etapa el flujo de fluidos dentro del yacimiento ocurre por su energía propia. En ocasiones las presiones de fondo de los pozos no son suficientes para llevar los fluidos hasta la superficie, por lo que es necesario diseñar e instalar un

sistema artificial de producción que permita recuperar estos hidrocarburos, antes de considerar cualquier proceso de mayor costo y de tecnología sofisticada.

Durante la vida productiva de los yacimientos, la presión tiende a disminuir debido a la explotación del campo, a tal grado que los pozos productores dejan de fluir de forma natural. En variadas ocasiones estas disminuciones de presión pueden ser originadas por daños en los pozos, ocasionados principalmente por la misma operación, generalmente este daño es removido mediante limpieza y estimulaciones.

Recuperación secundaria.

Para evitar que la presión del yacimiento caiga por debajo de los niveles requeridos para llevar los fluidos al pozo a través del medio poroso, se requiere implantar procesos de recuperación secundaria y mejorada, según las características de cada yacimiento.

La recuperación secundaria es toda actividad encaminada a una recuperación de hidrocarburos adicional a la que se obtendría con la energía propia del yacimiento (producción primaria), impartiendo al yacimiento la restitución de la energía de desplazamiento de aceite en la formación productora.

La recuperación secundaria básicamente consiste en la inyección de agua en el acuífero o la inyección de un gas natural en la cima de la estructura, con el propósito fundamental de mantener la presión o, bien, de desplazar los hidrocarburos de la zona de aceite, mediante arreglos específicos de pozos inyectoros y productores.

Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.

Comúnmente, esta energía se imparte al yacimiento en forma mecánica. La energía en forma mecánica se suministra al yacimiento cuando se inyectan a éste fluidos líquidos o gaseosos que desplazarán al aceite remanente en el yacimiento.

Con base en el análisis de muchos casos particulares de yacimientos ya explotados en etapas avanzadas, se logró determinar que es muy conveniente proporcionar esa energía adicional al yacimiento desde etapas tempranas de la vida productiva anteriores al agotamiento, es la energía nos permite dar un mantenimiento de presión para los fines económicos y los de recuperación buscados. A éste proceso se le conoce como **mantenimiento de presión**.

Recuperación Terciaria (Recuperación Mejorada).

Los procesos de Recuperación Mejorada surgen como una alternativa para incrementar la recuperación de hidrocarburos, modificando las características de los fluidos y las fuerzas capilares que actúan sobre ellos.

La Recuperación Mejorada se fundamenta principalmente en técnicas sofisticadas en la operación; suelen ser de alto costo, pero muy efectivas, así pues, la recuperación mejorada de hidrocarburos se define como la producción de aceite, mediante la **Inyección de fluidos** que, además de desplazar el aceite, modifica favorablemente los mecanismos de recuperación de hidrocarburos.

Las técnicas pueden ser aplicadas en cualquier etapa durante la explotación del yacimiento; de hecho, existen formaciones que por sus características geológicas y petrofísicas, sólo pueden ser explotadas mediante técnicas de Recuperación Mejorada.

La Recuperación Mejorada, llamada también recuperación terciaria, queda descrita por procesos térmicos, inyección de fluidos miscible e inmisible y los químicos; para cada uno de éstos se tiene una amplia gama de procesos de

aplicación, los cuales deben ajustarse y ser acordes a las características del yacimiento en el que se quiera implantar.

Así, por ejemplo, en un desplazamiento inmiscible en un medio poroso y permeable, las fuerzas viscosas tienden a movilizar el aceite mientras las fuerzas capilares tienden a atraparlo. Así, la filosofía de la recuperación mejorada se basa precisamente en modificar las características de los fluidos a fin de disminuir efectos capilares e incrementar la movilidad del fluido desplazado, disminuyendo la del fluido desplazante.

En la actualidad, la formulación de proyectos integrales de inversión, se inicia desarrollando los estudios integrales de yacimientos y proponiendo la realización de proyectos tendientes a maximizar el valor económico de las reservas a largo plazo, a través de la optimización de esquemas de explotación.

Con base en la integración, selección, procesamiento y análisis de la información disponible de los campos, es posible por medio de tecnología sofisticada, reproducir la historia de presión-producción del campo, así como su comportamiento futuro hasta su abandono, conceptuar diferentes escenarios para la optimización del esquema de explotación, identificar las opciones de inversión referidas al desarrollo del campo, instalar sistemas artificiales de producción, optimizar la infraestructura existente y prever la implantación de un proceso de recuperación secundaria y mejorada de hidrocarburos, que permitirá incrementar significativamente los factores de recuperación de los yacimientos petroleros que existen en nuestro país.

En la implantación de los esquemas de explotación, previo estudio hecho al campo, existen, como ya se mencionó anteriormente, variados factores que juegan un papel determinante en la selección de la alternativa económicamente

Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.

más atractiva, esto incluye factores tales como: las características de la roca y de los fluidos del yacimiento, así como la de los fluidos que serán inyectados.

Las características que tienen mayor influencia sobre el esquema de explotación, son, la porosidad que, representa la capacidad de almacenamiento de la roca y ésta puede ser intergranular o secundaria; la permeabilidad, propiedad que representa el grado de comunicación de los espacios porosos de la roca y de las fracturas capilares existentes en la roca; el tipo de fluido que contiene el yacimiento, define qué tipo de yacimiento se tiene y cuál será el mejor esquema a diseñar; el fluido de inyección que será introducido al yacimiento es muy importante y será elegido fundamental por su disponibilidad.

La selección del fluido a inyectar, ya sea para mantener la presión del yacimiento, desplazar o modificar la movilidad de los hidrocarburos, se llevará a cabo con base en análisis PVT especiales requeridos para conocer la interacción molecular entre el fluido inyectado y los hidrocarburos que contienen el yacimiento.

Estos análisis están fundamentados en análisis PVT de laboratorio que se realizan para observar la compatibilidad de fluidos. Básicamente el fluido a inyectar debe garantizar que la roca sea mojable preferentemente por este fluido, para obtener mayor eficiencia de desplazamiento; además, el fluido inyectado no debe provocar, al entrar en contacto con los hidrocarburos, rompimiento de estructuras moleculares que den como consecuencia la depositación de partículas, asfaltenos o parafinas, lo que ocasionaría el bloqueo de los canales naturales de flujo del yacimiento. Adicionalmente, el análisis del fluido de inyección en el laboratorio, de preferencia no debe mostrar canalización en el aceite del yacimiento, ya que esto provocaría su temprana irrupción en los pozos productores.

La estrategia que se ha establecido en la industria petrolera mexicana con el objetivo de recuperar la mayor cantidad de las reservas de los principales yacimientos petroleros se basa en la aplicación de sistemas artificiales y procesos

de recuperación secundaria y mejorada. Esta estrategia está alineada a los criterios científicos, tecnológicos y de mercado, apoyados principalmente con el personal técnico capacitado para la realización, supervisión y validación de los estudios para el proceso a implantar en un campo. Los análisis requeridos y la aplicación de tecnologías de vanguardia en las principales ramas de esta actividad, constituyen elementos que deben formar parte integral de la estrategia de explotación del campo.

En la **Figura 4.1** se pueden observar los procesos de recuperación que están considerados como convencionales y de recuperación mejorada; dentro de esta última, también llamada recuperación terciaria, se tiene la de inyección de fluidos miscible o, bien, inmisible, dentro de los que cabe la inyección de hidrocarburos, bióxido de carbono [CO_2], nitrógeno [N_2] y gas de combustión.

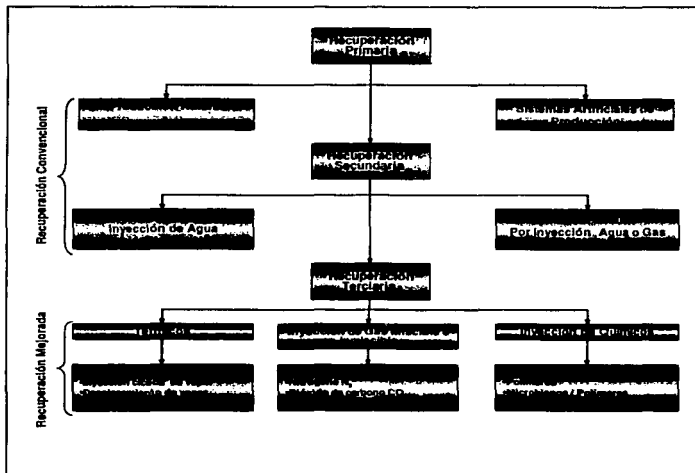


Figura.4.1. Procesos de producción de aceite.

Para entender el comportamiento de los fluidos de un yacimiento de los llamados de aceite negro bajo procesos de inyección de gas, se han diseñado análisis PVT especiales para este tipo de yacimientos, sobre todo en yacimientos de aceite y gas disuelto, tales como prueba de hinchamiento, vaporización, contacto múltiple y presión mínima de miscibilidad.

PRUEBAS EN CONDICIONES ESTÁTICAS.

Cuando en un yacimiento de aceite negro se inyecta gas, el comportamiento termodinámico de la nueva mezcla dependerá de la composición del fluido del yacimiento y del gas inyectado. En algunos casos el gas tenderá a disolverse en el aceite aumentando su volumen y en otros casos tenderá a vaporizar fracciones ligeras del aceite disminuyendo el volumen del mismo; lo anterior puede ser acompañado por aumento o disminución de presión. Dicho comportamiento puede ser evaluado por pruebas de laboratorio.

Si se tiene una muestra de los fluidos del yacimiento a su presión de saturación y se le inyecta una cierta cantidad de gas a P_i y T_i constantes y se observa el comportamiento de la presión y el volumen del líquido con el tiempo, sin variar el volumen de la celda, puede notarse que, algunas veces el volumen del líquido aumenta y la presión disminuye, predominando el hinchamiento del líquido debido a la solución del gas en el aceite; en otras, el volumen de aceite disminuye y la presión aumenta, manifestándose una vaporización de las fracciones ligeras del líquido hacia la fase gaseosa, esto se muestra en forma esquemática en las Figuras 4.2 y 4.3.

La prueba se repite para diferentes cantidades de gas inyectado obteniéndose las tendencias del comportamiento bien definidas. **Figura 4.4.**

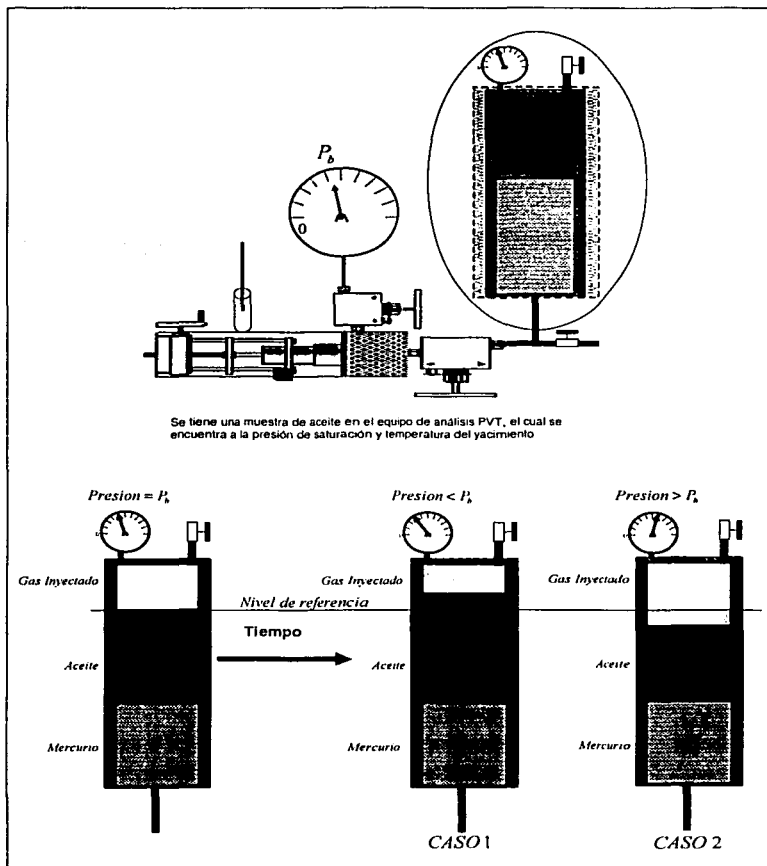


Figura.4.2. Forma esquemática de una prueba a condiciones estáticas y temperatura constante.

Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.

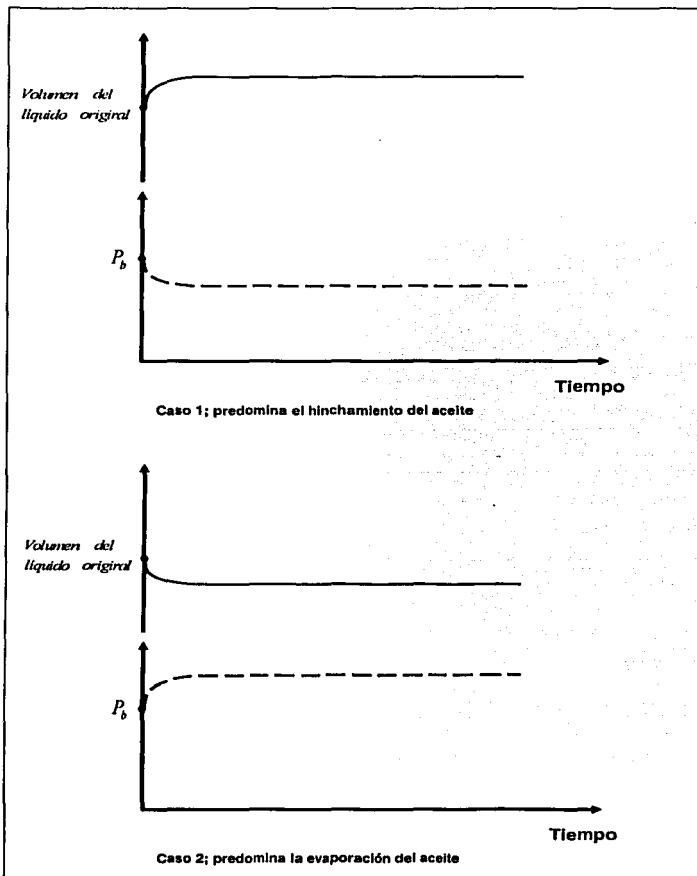


Figura.4.3. Comportamiento del líquido y de la presión contra tiempo a temperatura constante.

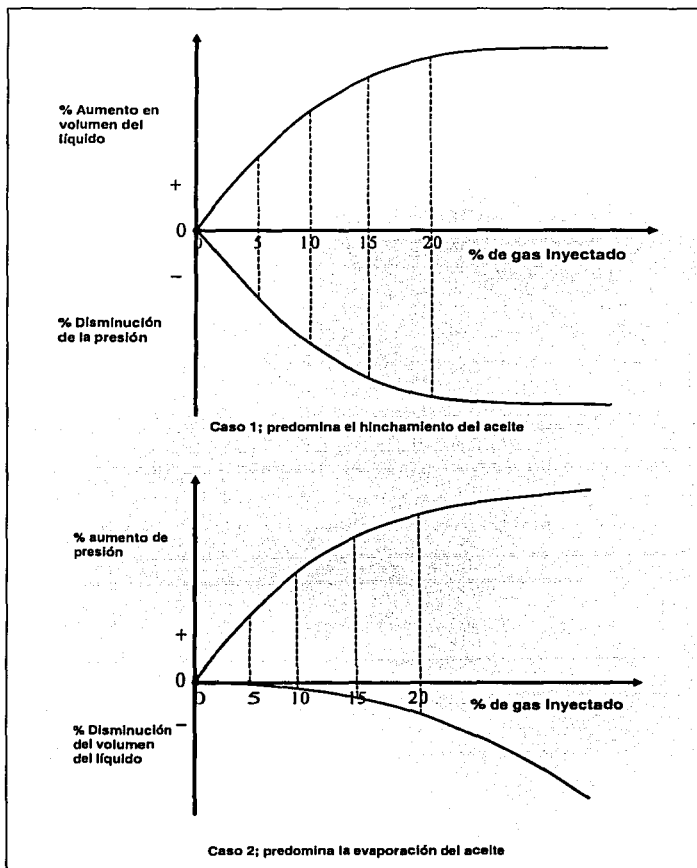


Figura.4.4. Comportamiento del volumen del líquido y de la presión contra % de gas inyectado.

PRUEBAS DE HINCHAMIENTO^{1, 12, 13}.

La inyección de gas en un yacimiento de aceite negro tiene varios efectos, el gas puede entrar en solución en el aceite provocando un hinchamiento con una disminución en la densidad y en la viscosidad del aceite. La solución del gas en el aceite tiene efecto de aumentar la presión de saturación.

La simulación experimental de este proceso consiste en conocer la presión de saturación del aceite a temperatura del yacimiento y a estas condiciones conocer el volumen de aceite saturado conocido como volumen de referencia, después se agregan cantidades fijas de gas (como porcentaje molar a porcentaje en volumen del volumen de referencia del fluido del yacimiento), a cada cantidad de gas inyectado se forza a disolverse en el aceite, mediante presión y agitación hasta tenerlo bajosaturado; después mediante una prueba presión-volumen a composición constante se determina la nueva presión de saturación de la mezcla y el volumen ocupado por la mezcla a la nueva presión de saturación. El proceso se repite para cada nueva cantidad de gas agregado, hasta que la presión de saturación alcanza una presión fijada con anterioridad, **Figura 4.5**.

Los datos de esta prueba se pueden presentar como en la **Figura 4.6**, donde se muestra el comportamiento del aceite ante la inyección de gas en un diagrama de presión-volumen.

De esta prueba se calcula el factor de hinchamiento el cual se define como el cociente del volumen de fluidos a la presión de saturación con gas agregado, entre el volumen del fluido a la presión de saturación original, denominado volumen de referencia.

$$FH = \frac{V_{o+s_m} @ P'_b, T_y}{V_m @ P_b, T_y} = \dots\dots\dots 4.1$$

- FH : Factor de Hinchamiento ("Swelling Factor").
- V_m : Volumen de aceite a condiciones de presión de saturación original.
- V_{o+s_m} : Volumen de la mezcla del aceite con el gas de inyección, a condiciones de la nueva presión de saturación (V_{hinch}).
- P_b : Presión de saturación original.
- P'_b : Presión de burbuja después de la inyección de gas.
- T_y : Temperatura del yacimiento.

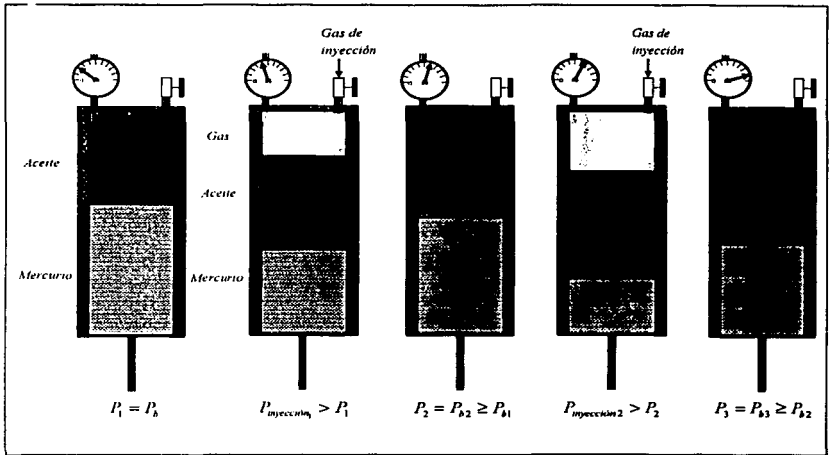


Figura.4.5. Forma esquemática de una prueba de hinchamiento a temperatura del yacimiento.

Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.

Al final la prueba de hinchamiento, generalmente se efectúa una separación diferencial a volumen constante para conocer los nuevos parámetros PVT de la muestra original más el gas inyectado.

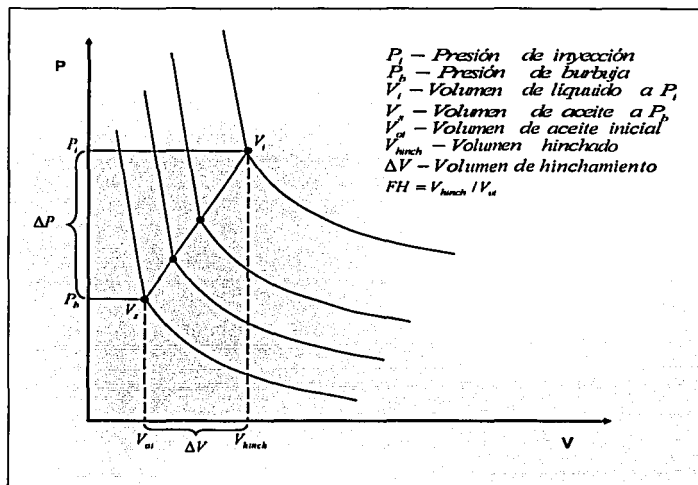


Figura.4.6. Representación gráfica de los datos de una prueba de hinchamiento.

Los datos obtenidos de las pruebas de hinchamiento incluyen:

- La variación de la presión de saturación con respecto al volumen de gas inyectado
- El volumen de la mezcla del fluido saturado en relación con el volumen original de aceite saturado del yacimiento.
- La variación de B_o , R_s , ρ_o , μ_o , Z , etc., con respecto a la cantidad de gas de inyección añadido.

Estos datos pueden usarse para caracterizar la mezcla que resulta al combinarse los componentes hidrocarburos individuales y el efecto de la mezcla sobre:

- El incremento del volumen del fluido saturado y la variación de las propiedades PVT del aceite.
- La capacidad de la mezcla de hidrocarburos para disolver el gas de inyección.

El laboratorio debe reportar si se presentó depositación de sólidos, ya que esta fase puede interpretarse como líquida y, por consiguiente, resultar en datos de presiones de saturación incorrectos.

PRUEBAS DE VAPORIZACIÓN¹³.

Esta prueba es similar a una prueba de hinchamiento, excepto que se realiza a una presión menor que la presión de saturación donde ya se tienen dos fases en equilibrio.

Una cantidad dada de muestra a la presión de saturación y temperatura de yacimiento, denominada volumen de referencia, se le lleva a las condiciones de pruebas y se estabilizan las dos fases, se extrae la cantidad de gas formado y se le determina su composición de referencia. Se inyecta a presión constante una cantidad de gas de composición conocida y se deja estabilizar un determinado tiempo, el gas levantará los componentes ligeros del aceite enriqueciéndose; se extrae todo el gas y se determina su composición, también se mide el líquido residual a las condiciones de prueba. El proceso se repite hasta un determinado porcentaje de gas inyectado, **Figura 4.7**. Un comportamiento de esta prueba se puede observar en la **Figura 4.8**, donde se puede ver la tendencia del cambio de volumen del aceite por cada porcentaje de gas inyectado.

Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.

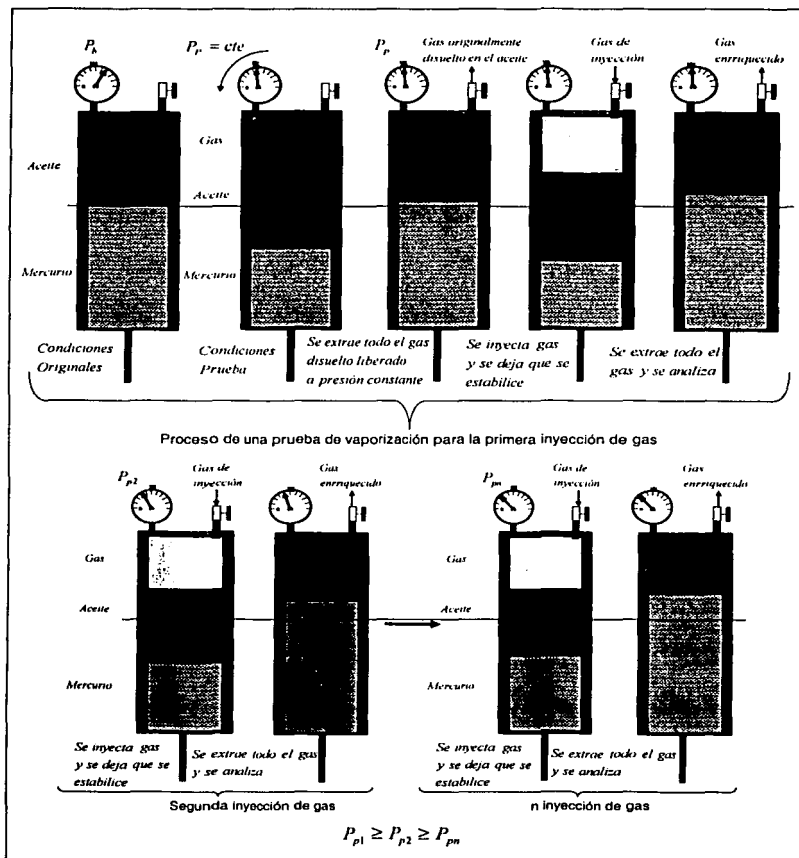


Figura.4.7. Forma esquemática de una prueba de vaporización a temperatura del yacimiento.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

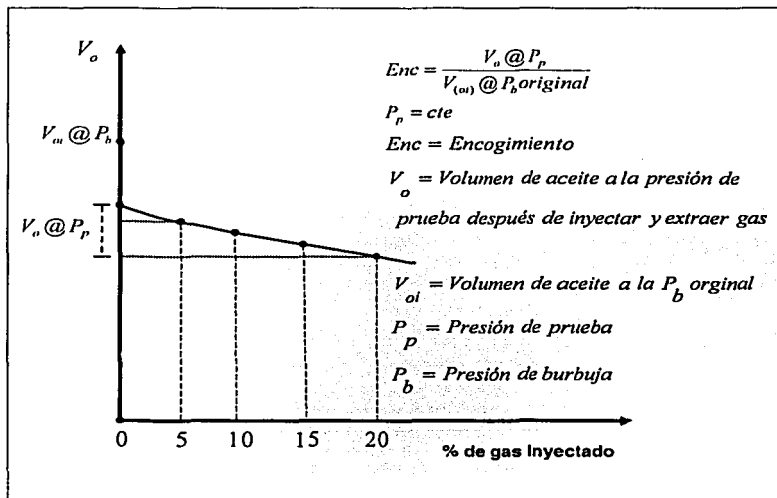


Figura.4.8. Comportamiento del volumen del aceite durante una prueba de Vaporización.

PRUEBAS DE MISCIBILIDAD¹⁴.

Para entender el proceso de desplazamiento miscible es necesario dar la definición de miscibilidad y de solubilidad. La miscibilidad es la condición física entre dos o más fluidos que al mezclarse en cualquier proporción forman una sola fase homogénea. Si la mezcla de dos ó más fluidos forma dos ó más interfases que indican la presencia de regiones distintas, se dice entonces que son inmiscibles.

Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.

La miscibilidad es el fenómeno físico que consiste en la mezcla de dos fluidos en todas proporciones, sin que se forme entre ellos una interfase: se dice entonces que un fluido es solvente del otro.

La solubilidad, es la habilidad que tiene una sustancia (disolvente) de disolver a otra (soluto) hasta alcanzar el punto de saturación, después del cual las sustancias ya no son capaces de formar una mezcla homogénea entre sí, presentándose una precipitación de la sustancia llamada soluto, en tal caso se dice que la mezcla está sobresaturada. Para incrementar la solubilidad es necesario un cambio de las condiciones iniciales, como por ejemplo, el incremento de la temperatura.

Cuando se tienen en contacto fluidos inmiscibles en un medio poroso, se genera una tensión interfacial que da lugar a la presencia de fuerzas capilares en las interfases de los fluidos que llenan los poros, lo que impide el completo desplazamiento de una de las fases por la otra, razón por la que un volumen importante de hidrocarburos permanecerá en el medio poroso como saturación residual cuando es desplazado por un fluido no miscible.

En un desplazamiento de fluidos tipo miscible, las fuerzas debidas a la tensión interfacial entre el fluido desplazante y desplazado tienden a cero, lo cual implica que en las regiones barridas por el fluido desplazante, la eficiencia de desplazamiento alcanza valores del 100%.

Un proceso de desplazamiento miscible puede generarse en forma directa, cuando los fluidos son totalmente miscibles al primer contacto. También es posible generar un proceso tipo miscible aún cuando los fluidos en contacto son inicialmente inmiscibles, pero que bajo ciertas condiciones de presión, temperatura y después de un número dado de contactos entre ambos fluidos, son capaces de intercambiar la suficiente cantidad de componentes intermedios, tal que resulten miscibles; este tipo de miscibilidad se denomina por contacto múltiple.

PRUEBAS DE CONTACTO MÚLTIPLE^{4, 12, 14}.

La miscibilidad por contacto múltiple ocurre cuando el fluido inyectado entra en contacto en forma repentina y vaporiza fracciones ligeras del aceite, creando un bache enriquecido de solvente con hidrocarburos ligeros. La miscibilidad por contacto múltiple puede alcanzarse a presiones menores que la miscibilidad al primer contacto, pero los sistemas de contacto múltiple requieren mayores distancias desde el pozo inyector al pozo productor para que la miscibilidad se desarrolle.

Las pruebas de laboratorio de contacto múltiple son no convencionales, como es el caso de las pruebas de hinchamiento, y se utilizan básicamente para calibrar los parámetros de la ecuación de estado considerando los efectos de la inyección de gas.

En las pruebas de contacto múltiple, la inyección de gas hidrocarburo o no-hidrocarburo empieza a la presión de saturación, como se observa en la **Figura 4.9**, y a la temperatura del yacimiento.

A estas condiciones se inyecta una cierta cantidad de gas y una vez que se alcanza el equilibrio todo el gas se extrae manteniendo la presión constante, el gas extraído es un gas enriquecido que incluye componentes ligeros e intermedios extraídos del aceite, el cual nuevamente se inyecta a otra parte del aceite original, originando un nuevo contacto con el aceite, lo cual continuará la vaporización de los componentes hidrocarburos. Esto se repite durante una serie de etapas de acuerdo al diseño efectuado de la prueba. Se llega en algún momento, en que el gas enriquecido es totalmente miscible con el aceite del yacimiento.

El procedimiento se repite con el aceite residual de cada inyección, durante varias etapas hasta llegar al aceite residual; lo cual origina el contacto múltiple por cada

Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.

etapa. Y se llega al momento, en que el gas enriquecido es totalmente inmisible con el aceite residual del yacimiento.

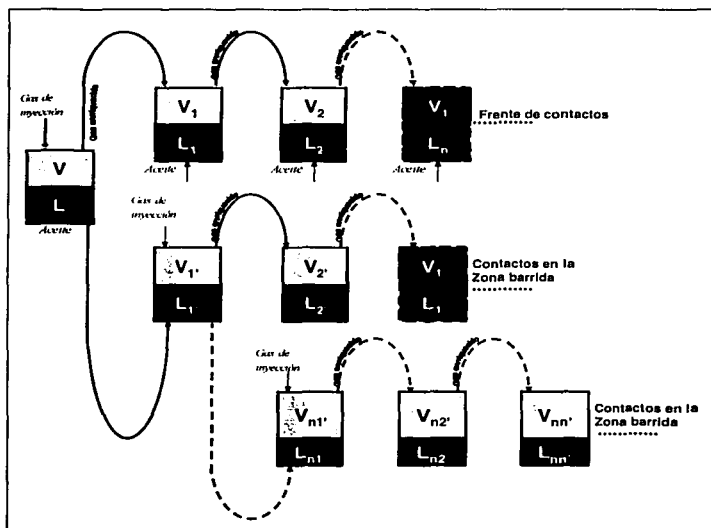


Figura.4 9. Prueba de contacto múltiple en forma esquemática, a P_b y T_f .

PRUEBAS DE PRESIÓN MÍNIMA DE MISCIBILIDAD¹².

La Presión Mínima de Miscibilidad (PMM), es la presión mínima de inyección necesaria que garantice el desarrollo de la miscibilidad dinámica. La miscibilidad es el fenómeno físico que consiste en la mezcla de dos fluidos en todas proporciones, sin que se forme entre ellos una interfase: se dice entonces que un fluido es miscible en el otro.

La miscibilidad se debe a que las fuerzas de atracción de carácter electroquímico que se ejercen entre las moléculas de dos fluidos son iguales o mayores que aquéllas que actúan entre las moléculas de un mismo fluido; el proceso de mezclado eliminará la interfase original.

Una condición para que los dos fluidos sean miscibles es que exista cierta afinidad química entre ambos; como un ejemplo de estos fluidos se puede citar la gasolina con el aceite, y como ejemplo de no miscibles, el agua con el aceite. El proceso de mezclado no es un fenómeno químico, no hay reacción de este tipo¹⁵.

Para que el desplazamiento de aceite por un gas, se realice en condiciones de miscibilidad, es necesario que el gas desplazante sea inyectado a una presión tal que en el frente de desplazamiento se efectúe el intercambio de masa entre las fases en contacto en el grado requerido para que resulten miscibles. El valor de esta presión es función de la composición de los fluidos, desplazado y desplazante, así como de la temperatura del yacimiento y de otros factores como la dispersión, la difusión, las fuerzas gravitacionales, etc.

Para un yacimiento dado, la presión necesaria para un desplazamiento miscible depende principalmente de la composición del gas de inyección; sin embargo, es necesario definir la mínima presión que garantice un desplazamiento miscible, ya que a su vez ésta define la capacidad de compresión requerida para el proceso. De lo antes expuesto se concluye que el parámetro definido como "Presión Mínima de Miscibilidad" (PMM), resulta de gran importancia, ya que es el que determina la presión a la cual es posible generar un desplazamiento miscible por contacto múltiple al menor costo.

PRUEBAS DEL TUBO DELGADO^{1, 4, 14}.

Un método de mejorar la recuperación de aceite involucra inyección de gas en el yacimiento de aceite. El gas puede ser nitrógeno, bióxido del carbono, gas de húmedo, gas de combustión o gas natural y es muy ventajoso tener un desplazamiento del tipo miscible. Esto significa que en el frente de desplazamiento se tiene gas-aceite, sólo en una fase, no importa en qué proporción el aceite y el gas se encuentran. El gas inyectado y el aceite del yacimiento pueden ser miscibles al primer contacto o la miscibilidad puede lograrse como resultado de un proceso de contacto múltiple. Si el gas y el aceite se convierten en miscibles, el desplazamiento completo del fluido del yacimiento se logrará y la recuperación puede ser tan grande como el 90% del original. Por consiguiente, es de gran interés práctico y económico averiguar si el gas con el aceite forman una sola fase, es decir, si son miscibles. En ese caso, es importante saber la presión más baja a la temperatura del yacimiento donde ocurre el proceso completo de desplazamiento miscible. Esto se llama la presión mínima de miscibilidad y se determina en una prueba de tubo delgado.

Un diagrama esquemático de un aparato del tubo delgado se muestra en **Figura 4.10**. La parte principal del equipo es una línea enrollada de acero inoxidable de ¼ de pulgada de diámetro externo y entre 10 y 50 metros de longitud, empacada con arena de diámetro uniforme o perlas de vidrio, dos botellas portamuestra, una para el gas de inyección y otra para el aceite del yacimiento, conectadas a una bomba de desplazamiento de mercurio. Usando el mercurio como fluido desplazante, se pueden obligar al fluido del yacimiento y al gas fluir a través de la tubería de acero. Una ventana para observación de los fluidos producidos y un separador de fases para determinar la cantidad de fluidos producidos completan el equipo^v. La columna empacada como las botellas portamuestra se encuentran dentro de un baño de temperatura controlada.

^v Ver Apéndice D

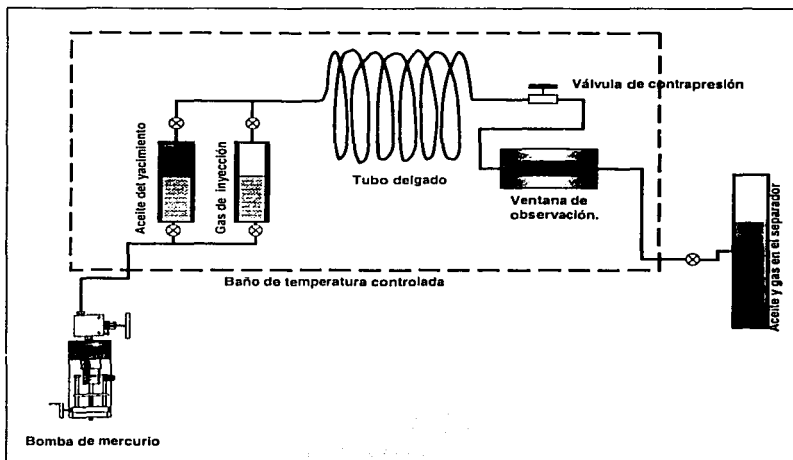


Figura.4.10. Esquema de equipo de tubo delgado.

El empacamiento de arena se satura primero con la muestra de aceite a ser estudiada, y el volumen inicial de fluido en la tubería enrollada se anota como fluido original en la columna empacada y es igual al volumen poroso con hidrocarburos (VPH). La presión de desplazamiento del sistema es fija, y se permite al gas ocupar el sitio del aceite a través del empacamiento de arena. La cantidad de fluidos producidos se cuantifica en % de recuperación del volumen poroso, de gas inyectado, así como la relación gas-aceite producidos, **Figura 4.11**. Se nota que la recuperación de aceite es proporcional a la cantidad de gas inyectado, manteniéndose la relación gas-aceite casi constante antes que el frente de desplazamiento alcance la salida, cuando esto se aproxima se notan cambios de color en la ventana de observación y un aumento repentino en la relación gas-aceite. La prueba se suspende generalmente cuando se tiene desplazado 1.2 volúmenes de poros.

Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.

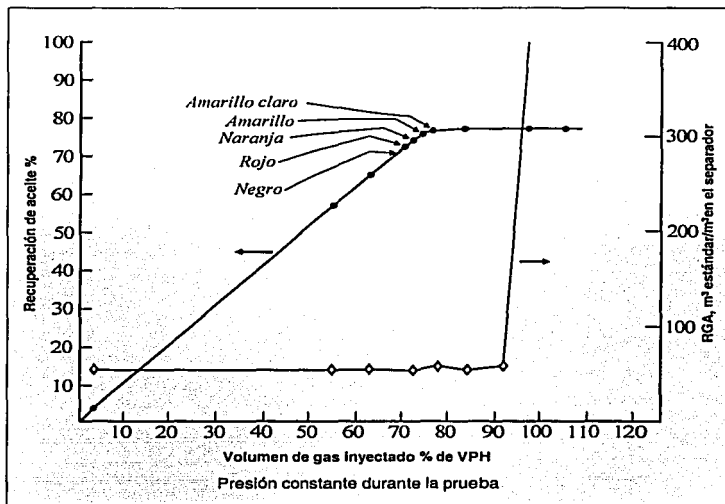


Figura.4.11. Gráfica de gas inyectado en VPH contra recuperación y RGA a presión constante.

La prueba se repite para varias presiones de desplazamiento. Los datos resultantes pueden mostrarse como en la Figura 4.12.

Se define la presión mínima de miscibilidad a aquella en que se recuperan del 90-100% del fluido original en el empacamiento de arena.

Con relación a lo anterior, es importante recalcar que los porcentajes de recuperación obtenidos de estas pruebas, no deben considerarse representativos de los que se obtendrán al implementar el proceso en el yacimiento, ya que el tubo empacado proporciona solamente el medio para que el gas de inyección se ponga en contacto con el aceite en forma dinámica, y de ninguna manera es

representativo del medio poroso real en el que existen diversos factores adversos, tales como heterogeneidades, efectos tanto viscosos como gravitacionales, fenómenos de dispersión y difusión, etc.

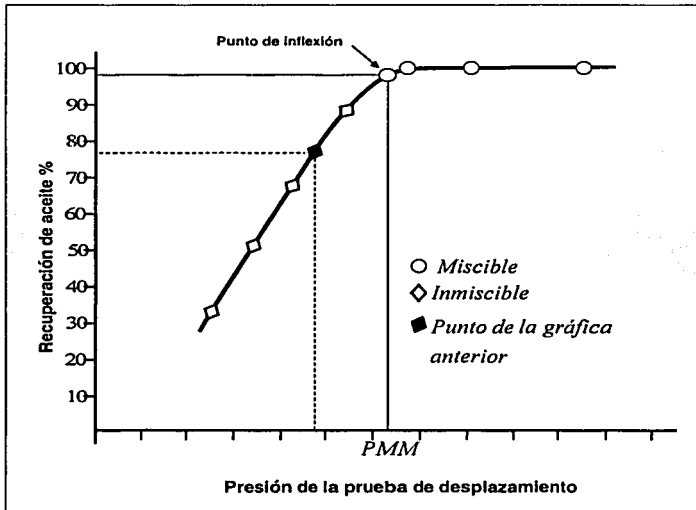


Figura.4.12. Gráfica de Presión de desplazamiento Vs. Recuperación.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Capítulo 4

APLICACIÓN DE LA INFORMACIÓN PVT EXPERIMENTAL EN LOS ESTUDIOS DE YACIMIENTOS

Tanto para estudios básicos de balance de materia como de simulación numérica de yacimientos, se hace necesario contar con información PVT que represente confiablemente el comportamiento de los fluidos, de tal forma que esta información una vez validada, se emplee para caracterizar a los mismos, efectuando balances composicionales haciendo uso de ecuaciones de estado.

A continuación se describen en forma somera algunas de las aplicaciones que tienen los datos aportados por los análisis PVT composicional y análisis especiales para aceite y gas disuelto en las soluciones de problemas de la ingeniería petrolera.

Debe decirse que cada una de estas aplicaciones dada a su importancia, merece una descripción más detallada y que no se hace debido a que se sale del tema principal de este trabajo

AJUSTE DEL ANÁLISIS PVT MEDIANTE ECUACIONES DE ESTADO^{12, 16, 17, 18}

Después de haber realizado un análisis detallado de las propiedades de los fluidos, provenientes de los análisis PVT efectuados en laboratorio, se procede a ajustar el comportamiento de estas propiedades mediante el uso de ecuaciones de

estado (EDE), es decir, el comportamiento del fluido observado en el laboratorio debe reproducirse en un simulador, que utiliza ecuaciones de estado que relacionan la presión, el volumen, la temperatura y la composición.

Algunas de las ecuaciones de estado más utilizadas son:

Van der Waals.

Redlich - Kwong.

Giorgio Soave.

Peng -Robinson.

Zudkevitch - Joffe.

Una descripción apropiada de las propiedades PVT para el caso de hidrocarburos es esencial en la determinación del comportamiento volumétrico y de fase de yacimientos petroleros, así como de su comportamiento a las condiciones de separación. Dada la amplia aplicación del análisis composicional, tanto en la ingeniería de yacimientos como en la ingeniería de producción, la práctica actual es obtener la composición del fluido del yacimiento hasta undecanos y más pesados (C_{11}^+) y del gas de separación, hasta heptanos y más pesados (C_7^+). Las principales técnicas para determinar la composición son:

- Cromatografía de gas
- Destilación fraccional a baja temperatura
- Destilación fraccional a alta temperatura

Una ecuación de estado es utilizada para determinar propiedades termodinámicas como son: fugacidad, energía libre de Gibbs, entalpía y entropía para mezclas, para calcular las presiones de burbuja y de rocío, y para determinar el equilibrio de fase.

Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.

Para caracterizar un fluido mediante una ecuación de estado se requiere contar con la siguiente información experimental:

- a) Composición original
- b) Propiedades críticas y peso molecular de los componentes
- c) Densidad y peso molecular de la fracción pesada (C_7^+)
- d) Resultados de la expansión a composición constante
 - Relación presión - volumen
- e) Resultados del agotamiento a volumen constante o convencional, según el caso
 - Porcentaje de la fase líquida
 - Factor de compresibilidad del gas
 - Densidad del fluido a condiciones de yacimiento
 - Factores de volumen del aceite (B_o), del gas (B_g) y de la fase total (B_t)
 - Gas producido acumulado
- f) Resultados de la prueba de separación
 - Relación gas - aceite (RGA)
 - Densidad API

Para el ajuste de la ecuación de estado se toman los siguientes parámetros: presión de saturación (P_b), volumen relativo, densidad del aceite y RGA, obtenidos de los experimentos de separación diferencial.

Las predicciones hechas por las ecuaciones de estado no son lo suficientemente precisas para algunas aplicaciones sumamente importantes dentro de la Ingeniería Petrolera, tales como el diseño de plantas de separación de hidrocarburos, plantas de proceso de crudo y estudios de simulación composicional de yacimientos.

En algunos casos, se cuenta con información experimental PVT, por lo que es necesario aprovechar al máximo la información con que se cuenta y, auxiliándose con modelos termodinámicos, tratar de suplir aquella información experimental no disponible, de ahí la importancia de tener caracterizado al fluido producido desde el inicio de la vida productiva del yacimiento, ya que será en función de las propiedades mostradas al inicio que se desarrollarán las estrategias necesarias para la explotación, producción y mantenimiento del campo que lo contiene.

A menos que se cambie de modelo termodinámico, la única manera de mejorar la coincidencia de los valores experimentales y los valores predichos, es mediante el ajuste de parámetros que intervienen en la ecuación de estado.

En el ajuste de las ecuaciones de estado han surgido diferentes enfoques:

- a) Se mantienen los valores teóricos de la ecuación de estado y el ajuste es llevado a cabo sobre las propiedades de la fracción pesada.
- b) La caracterización de la fracción pesada se lleva a cabo mediante correlaciones empíricas para determinar sus propiedades críticas y factor acéntrico y el ajuste se lleva a cabo mediante la modificación de los parámetros de la ecuación de estado para la fracción pesada y el metano, así como sobre el coeficiente de interacción binario entre la fracción pesada y el metano.
- c) Se toman los valores de los coeficientes de interacción binario y mediante un proceso de ensaye y error, se obtiene un conjunto que ajuste plenamente los valores de la presión de saturación.

Este último punto tiene gran importancia, ya que, como muchos autores lo han expresado, la ecuación de estado ajustada debe ser capaz de predecir, además de la presión de saturación, los experimentos a condiciones diferentes de aquellas que se hayan usado para ajustarla.

Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.

Algo que debe quedar claro es que no siempre será necesario emplear el ajuste ya que pudiera darse el caso de que las predicciones tuvieran la precisión necesaria para ser utilizadas sin ninguna modificación en cualquiera de los estudios anteriormente mencionados, debido a que, si bien el ajuste mejora las predicciones cuando es necesario, puede originar mayores errores en las predicciones que si se tuviera información errónea.

Además, algunos autores han estudiado el problema respecto a qué variables adicionales es necesario ajustar para representar adecuadamente los valores experimentales, y han alertado acerca de la utilización de parámetros determinados dentro de un rango limitado de presión y temperatura que pueden conducir a resultados altamente imprecisos, cuando se consideran a presiones y temperaturas diferentes.

Algunos autores han defendido el enfoque de la modificación de las constantes críticas en las ecuaciones de estado para las fracciones C_1 y C_{2+} , obteniendo resultados aceptables; pero la aproximación del ajuste de las propiedades experimentales mediante coeficientes de interacción binarios ha tenido una mayor aceptación, teniéndose bases de datos que contienen a estos valores para gran cantidad de sistemas, tanto naturales como artificiales.

El ajuste requiere de un análisis de regresión, siendo el enfoque de mínimos cuadrados el que más aceptación tiene, pero algunos autores han propuesto esquemas de minimización más complejos y que de alguna manera son superiores a aquel, pero la simplicidad de sus ecuaciones y su aceptable rango de precisión lo hacen el más utilizado.

Algunos autores han observado que al modificar las constantes críticas de las ecuaciones de estado, ya no se están utilizando las ecuaciones de estado originales, sino otras ecuaciones de estado que cumplen con diferentes

constantes críticas al criterio de equilibrio de Van der Waals, por lo que han propuesto técnicas iterativas ó analíticas que mediante los coeficientes de interacción binarios, se ajusten exactamente las presiones de saturación, pero que aún así requieren de un tratamiento especial de variables para reproducir valores experimentales a diferentes condiciones.

Después de construir el modelo del yacimiento, es necesario comprobar si en verdad éste reproduce exactamente el comportamiento del yacimiento. Después que un modelo ha sido construido, debe ser probado a fin de determinar si puede reproducir el comportamiento del yacimiento. Generalmente, la descripción del yacimiento usada en el modelo es validado aplicando el simulador con datos de producción e inyección histórica y comparar las presiones calculadas y el movimiento de fluido con el comportamiento real del yacimiento.

Para validar el modelo de simulación, se ejecuta el programa con la historia de producción y los datos de inyección y se calculan las presiones y los movimientos de fluidos para compararlos con el comportamiento histórico y real. En una prueba más severa se introduce el comportamiento histórico de cada pozo, además de las presiones y los movimientos de fluidos. Generalmente los datos ajustados son las permeabilidades absoluta y relativa, la saturación de fluidos, la distribución de presiones, el tamaño del acuífero, la porosidad y el espesor.

USO DE LOS ANÁLISIS PVT PARA REPRESENTAR EL COMPORTAMIENTO DE LOS FLUIDOS EN EL YACIMIENTO¹¹.

A presiones menores a la presión de burbuja se empieza a liberar gas en el yacimiento, siendo menor la presión cerca del pozo productor, por lo cual el gas liberado cerca de éste puede alcanzar valores mayores que la saturación de gas crítica (S_{gc}) y ser producido por el pozo, por lo que para esta zona el proceso

Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.

diferencial será el más representativo, en cambio en zonas alejadas del pozo si la S_{gc} no se ha alcanzado, fluirá solamente aceite y el proceso con el cual se reproduce este comportamiento será una separación flash.

En cuanto se alcance la saturación de gas crítica en todo el yacimiento, el gas empezará a fluir y el proceso más representativo para simular este fenómeno, será la separación diferencial⁶.

En la tubería de producción, a pesar de las diferencias en temperatura que existen en los pozos, se considera que a condiciones de flujo estabilizado existe suficiente agitación en la corriente del pozo para alcanzar condiciones de equilibrio por lo cual este proceso se considera como una separación flash.

En los separadores superficiales también se considera que el proceso flash es el más representativo, ya que los hidrocarburos que entran al separador están en equilibrio y, dentro de éste, siempre va a existir un volumen de aceite en contacto con un cierto volumen de gas; adicionalmente, para condiciones de flujo estabilizado en el separador, la composición de líquido será prácticamente la misma.

Los experimentos tanto de separación convencional como de agotamiento a volumen constante, se efectúan a la temperatura del yacimiento constante, en tanto que los fluidos que salen de las baterías de separación, decrecen gradualmente su presión y temperatura, obteniéndose una mayor cantidad de líquidos debido a las menores temperaturas de separación que en el experimento de separación diferencial. En los estudios de comportamiento de yacimientos, es práctica común utilizar el factor de volumen del aceite B_{oi} y la relación gas disuelto-aceite R_{si} , obtenidos de la separación diferencial a volumen constante o convencional, directamente de laboratorio ocasionando errores apreciables, especialmente en yacimientos de aceite ligero y volátil.

Existe un procedimiento de laboratorio denominado separación diferencial compuesta⁶ (SDC), en el cual durante la Separación Diferencial Convencional después de la extracción de gas en cada etapa, se pasa una pequeña cantidad de aceite a un separador para simular las condiciones de separación en batería; es difícil precisar la variación de estas condiciones de separación durante la vida productiva del yacimiento; sin embargo se obtienen mejores resultados utilizando el factor de volumen del aceite corregido por condiciones de separación B_{odf} y la relación de gas disuelto- aceite R_{udf} obtenidos por SDC.

Al final del experimento de separación diferencial compuesta, se corrige el volumen residual de aceite de la celda PVT a condiciones de separación en superficie y se obtiene un factor de volumen corregido; de igual manera la relación gas disuelto aceite es determinada mediante el experimento de SDC. En un estudio de balance de materia⁶, se obtuvo un volumen original de aceite utilizando los datos PVT de la SDC de 292.9 MMbbls contra 231.8 MMbbls obtenidos con datos PVT de la SD convencional, es decir una diferencia del orden del 20 %.

La corrección por medio de la SDC consume mucho tiempo de laboratorio, por lo cual Moses³ propuso la siguiente ecuación para corregir el factor de volumen:

$$B_{odf} = B_{od} \frac{B_{ofb}}{B_{odb}} \dots\dots\dots 5.1$$

- B_{odf} : Factor de volumen del aceite corregido por condiciones de separación (m³ aceite @ C.Y. /m³ aceite @ C. B.)
- B_{od} : Factor de volumen del aceite de la separación diferencial (m³@ C.Y. /m³ @ C.B.)
- B_{ofb} : Factor de volumen del aceite diferencial corregido por separación flash en separadores a P_b (m³ aceite @C.Y. /m³ aceite @C.B.)

Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.

Bodb : Factor de volumen del aceite a P_b , determinado de la SD (m^3 aceite @ C.Y. / m^3 aceite @ C.B.)

Esta expresión establece que el factor de volumen corregido por la separación en etapas en superficie (SEE*) B_{surf} , va a ser igual al factor de volumen de la SD (B_{sd}) multiplicado por la relación entre el factor de volumen a la P_b del experimento SEE B_{sp} entre el factor de volumen diferencial a la P_b (B_{udb}). La ecuación para corregir la relación gas disuelto - aceite es la siguiente:

$$R_{sdf} = R_{sfb} - \left((R_{sdb} - R_{sd}) \frac{B_{ofb}}{B_{odb}} \right) \dots\dots\dots 5.2$$

R_{sdf} : Relación gas disuelto aceite diferencial corregida por separación flash en superficie (m^3 gas disuelto @ C.B. / m^3 aceite @ C.B.)

R_{sfb} : Relación gas disuelto - aceite medido a P_b , en la separación en etapas (m^3 gas disuelto @ C.B. / m^3 aceite @ C.B.)

R_{sdb} : Relación gas disuelto aceite a la P_b del proceso diferencial (m^3 gas disuelto a P_b @ C.B. / m^3 aceite @ C.B.)

R_{sd} : Relación gas disuelto aceite SD (m^3 gas disuelto @ C.B. / m^3 aceite @ C.B.)

B_{ofb} : Factor de volumen del aceite diferencial corregido por separación flash en separadores a P_b (m^3 aceite @ C.Y. / m^3 aceite @ C.B.)

B_{odb} : Factor de volumen del aceite a P_b , determinado de la SD (m^3 aceite @ C.Y. / m^3 aceite @ C.B.)

La cual indica que la relación gas disuelto - aceite diferencial corregida por SEE es igual a la relación gas disuelto aceite a la P_b corregida por SEE menos el producto

*Ver Separación en etapas página 60.

de la relación de los factores de volumen $B_{o,gh}$ y $B_{n,gh}$ por la diferencia de la relación gas - aceite diferencial a P_h menos la relación gas - aceite diferencial para cada etapa de la SD.

Es común utilizar los valores de B_{nd} y R_{nd} para estudios de comportamiento de yacimientos, tanto de balance de materia como de simulación numérica. Estos valores de B_{nd} y R_{nd} son generalmente mayores a $B_{o,df}$ y $R_{o,df}$, lo cual ocasiona que el volumen original de aceite (N) y volumen original de gas (G) obtenidos con B_{nd} y R_{nd} sean menores a los volúmenes originales calculados con $B_{o,df}$ y $R_{o,df}$, esta diferencia lógicamente va a reflejarse en los factores de recuperación de aceite y gas, los cuales van a ser mayores que los valores reales.

Es recomendable corregir B_{nd} y R_{nd} utilizando el método propuesto por Moses³, sin embargo los valores calculados con este método son aproximados debido a que supone un encogimiento proporcional a la caída de presión utiliza ya que se utiliza un factor constante ($B_{o,fd}/B_{o,fd}$) para toda la curva de B_{nd} y R_{nd} , lo cual solamente se cumple para composición constante. Esto ocasiona que a bajas presiones se obtengan valores negativos, por lo cual es más exacto medir el $B_{o,df}$ y $R_{o,fd}$ en el laboratorio o calcularlos con la ecuación de estado (EDE), especialmente para aceites ligeros.

CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS.

En un estudio de simulación de yacimientos, la parte correspondiente al conocimiento de los fluidos producidos por los yacimientos es trascendental en la determinación del modelo de simulación. De los resultados reportados por análisis PVT (presión, volumen, temperatura) se desprenderá el conocimiento de la

Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.

composición original, así como las propiedades de la mezcla, tales como densidad, volumen relativo, factor de volumen del aceite, factor de volumen del gas, presión de saturación, presión de rocío, relación gas - aceite, etc.

Una buena caracterización de los hidrocarburos, trae como consecuencia la regionalización del yacimiento en sentido areal o vertical, lo cual permitirá, si fuera el caso, considerar más de un fluido en la formación productora o la existencia de un solo fluido en un yacimiento de dimensiones extensas. Además, el tener caracterizado al aceite y al gas, facilita la toma de decisiones que se desprendan del estudio de la aplicación de diferentes esquemas de explotación en el resto de su vida productiva.

La simulación del comportamiento PVT de una mezcla de hidrocarburos, puede realizarse bajo el esquema de: simulación composicional o simulación de aceite negro, lo cual dependerá de la composición de la mezcla.

Cuando el factor de volumen del aceite B_o , es menor a 1.5, se recomienda una simulación para aceite negro. Sin embargo, si el factor de volumen es mayor de 1.5 una simulación composicional es la recomendable, por que con ésta pueden predecirse los cambios que se suceden en el sistema multicomponente al variar las condiciones de presión y temperatura; es decir, se pueden cuantificar los cambios en las propiedades de los fluidos producidos a consecuencia del abatimiento de la energía del yacimiento.

Una simulación composicional puede ser usada para evaluar la expansión del casquete de gas o de la eficiencia de la inyección de gas. También existen procesos más complejos donde puede aplicarse la simulación composicional, tal es el caso de la inyección de fluidos miscibles y los procesos térmicos.

INYECCIÓN DE FLUIDOS¹⁹.

A medida que un yacimiento es explotado, la presión en su interior o presión estática va disminuyendo lentamente. Los pozos que inicialmente produjeron en flujo natural, requieren energía adicional, obtenida a través de los métodos de mantenimiento artificial de presión, para mantener la producción activa.

Cuando un yacimiento termina su etapa de recuperación primaria de aceite y gas, y la presión decrece significativamente, es necesario aumentar o mantener ésta estimulando al yacimiento con la inyección de fluidos externos a los contenidos en el mismo. Por tal razón, es preciso investigar o desarrollar tecnologías de investigación que contribuyan a hacer más eficiente la recuperación de hidrocarburos, además de mejorar tecnologías de perforación y producción.

El conocimiento del comportamiento de los fluidos del yacimiento con los fluidos de inyección merece un estudio detallado en los laboratorios, para poder simular ese comportamiento del yacimiento en el laboratorio.

USO DE LA INFORMACIÓN PVT AJUSTADA EN LOS ESTUDIOS DE SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS^{20, 21}.

La simulación de yacimientos en los últimos años ha tenido un avance sorprendente que permite realizar trabajos que antiguamente eran imposibles, estos avances han sido posibles gracias al avance que se han dando en otras áreas tales como: la informática, el desarrollo de la computadoras y sistemas que permiten el acceso a procesos rápidos y con un alto grado de certidumbre que permiten caracterizar a los yacimientos de tal forma que se puedan considerar un mayor volumen de cualidades y propiedades del yacimiento en particular. Gracias a estos avances se han logrado desarrollar modelos de simulación que permiten comprender de una mejor forma el comportamiento de un yacimiento en particular

Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.

sus limitantes en la explotación, estimar su comportamiento futuro, comprender y valorar la mejor forma de explotarlo y comparar, validar y corregir el modelo basándonos en la historia del yacimiento. Es por este motivo que la simulación de yacimientos abre toda una gama de oportunidades de "experimentar" con el yacimiento de una forma virtual que permita determinar la mejor forma de explotar el yacimiento en determinadas condiciones.

La simulación está usándose cada vez más como una herramienta de administración de yacimientos. En la vida real un yacimiento dado puede producirse sólo una vez. Un simulador ajustado, con una descripción geológica apropiada, seguida por una buena validación de historia, puede proporcionar la oportunidad de suponer la producción bajo diferentes escenarios. Los estudios de sensibilidad pueden llevar a producir el yacimiento de la manera más óptima.

La simulación es una herramienta poderosa por las razones siguientes:

- Proporciona la capacidad de incorporar simultáneamente los efectos de varias variables como gravedad, movilidad, heterogeneidad de la roca, permeabilidad relativa, presión capilar y propiedades de los fluidos.
- El proceso obliga al ingeniero a que examine todas las partes de un yacimiento e información geológica minuciosamente. Visión que considera variaciones del comportamiento regional que pueden incorporarse en la simulación. Estas son las bases para la administración de yacimientos.
- Después de que el modelo se calibra con la información apropiada del yacimiento: datos geológicos e historia de producción, pueden comenzarse a realizar los estudios de sensibilidad para optimizar la recuperación y costos.

Este trabajo se dirige el tipo de datos que se requieren para simular la recuperación de aceite de los yacimientos de aceite negro.

La Importancia de los Buenos Datos del Yacimiento.

Todo trabajo de ingeniería, para llevarse a cabo exitosamente, necesita estar fundamentado en una gama amplia de información que represente las condiciones de los problemas a ser resueltos; la simulación numérica de yacimientos no es la excepción. Así pues, un estudio de simulación requiere de una descripción física detallada de los yacimientos y de los mecanismos por medio de los cuales va a realizarse el desplazamiento de los hidrocarburos. Los resultados que se obtengan de un estudio de simulación dependerán de la calidad de los datos de entrada, pues aquella frase que dice " *basura entra, basura sale* ", es particularmente válida en esta etapa. El tiempo empleado en preparar toda la información para el simulador puede pensarse que es tiempo perdido; por el contrario, por la trascendencia de los resultados que se esperan, debe tenerse en cuenta que es tiempo bien empleado.

Hay un refrán que dice: "*Si usted piensa que el conocimiento es caro, sólo imagine cómo puede ser la ignorancia de cara.*" La tentación siempre será la adquisición de datos a bajo costo para reducir los costos totales. Debe recordarse que ciertos tipos de datos, como los derivados de núcleos, propiedades de los fluidos iniciales, los contactos de los fluidos y presiones iniciales del yacimiento, sólo puede obtenerse en una etapa temprana de su desarrollo. Los datos obtenidos en esta primera etapa constituyen una parte vital para la evaluación y las opciones de desarrollo de un yacimiento dado.

Es importante señalar que de la información que se recaba, no toda es buena y confiable, debido a que la información directa (tal es el caso de las propiedades PVT de los fluidos) es escasa y su muestreo es preferencial. Por otra parte, los valores de los parámetros petrofísicos que en la práctica se obtienen del análisis de registros eléctricos, de pruebas en núcleos y de algunas mediciones indirectas,

Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.

son en general poco confiables, no tanto por la falta de precisión de los métodos empleados, si no por la pobre representatividad de las muestras, debido a que corresponden a porciones de escasas dimensiones, en comparación con el tamaño de los yacimientos. Además de esta consideración geométrica, existe la desventaja de que las determinaciones en los laboratorios, generalmente no se realizan reproduciendo los fenómenos a las condiciones termodinámicas de las formaciones productoras de hidrocarburos.

Una vez que se ha obtenido un ajuste de historia aceptable, el modelo puede ser usado para estimar el comportamiento futuro del yacimiento y así alcanzar los objetivos trazados por el estudio.

La calidad de las predicciones dependerá de las características del modelo y la exactitud de la descripción del yacimiento.

El paso final de un estudio de simulación es plasmar los resultados y conclusiones en un reporte claro y conciso. El reporte puede ser un breve memorando para un pequeño estudio o un informe completo de gran volumen para un estudio a nivel yacimiento.

En el reporte se deben incluir los objetivos del estudio, descripción del modelo usado y presentar los resultados y conclusiones referentes al estudio específico.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Del trabajo presentado se obtienen las Conclusiones y Recomendaciones siguientes:

1. Para llegar a una buena caracterización de los fluidos de un yacimiento es necesario conocer las bases del comportamiento de los fluidos, como es el comportamiento de fases y por medio de éste tener una clasificación de los hidrocarburos.
2. Es importante hacer un muestreo representativo, de los fluidos originales del yacimiento, para garantizar buenos resultados en los análisis PVT; de preferencia hacer el muestreo en la primera etapa de su desarrollo y utilizar esta información más adelante, para la caracterización y la simulación de yacimientos.
3. Los parámetros de fluidos de un yacimiento de aceite negro se pueden obtener por medio de correlaciones, pero los que se obtienen en un laboratorio especializado a través de un análisis PVT son más aproximados que los que proporcionan las correlaciones.
4. Es importante saber qué tipos de análisis se realizaron para obtener las distintas propiedades de los fluidos en un laboratorio.
5. El comportamiento de los fluidos se puede representar mediante una ecuación de estado, previo ajuste de las propiedades de los fluidos del yacimiento.

Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.

6. El estudio del comportamiento de fluidos de un yacimiento es muy importante en la industria petrolera, ya que el uso de la información obtenida de los análisis PVT convencionales y pruebas especiales para la inyección de fluidos tiene muchas aplicaciones, como es el caso de diseño de las instalaciones superficiales, como las baterías de separación en la superficie, en la recuperación mejorada conocer las capacidades de las bombas de inyección y el número de pozos inyectores necesarios y la simulación de yacimientos hacer todo un trabajo integral.

7. Cabe señalar que los estudios son finalmente una representación del medio en que se encuentran los fluidos (presión y temperatura) y que estos representan una parte del yacimiento por ejemplo en la miscibilidad el tubo delgado representan un medio poroso a las mismas condiciones de presión y temperatura pero nunca igual a las del yacimiento por que finalmente solo es un modelo de representación.

8. Una buena recomendación sería crear una base de datos con la información de los análisis PVT y las pruebas especiales, que estén disponibles para el personal de las diferentes áreas de la ingeniería de yacimientos y de producción.

9. Es necesario comprender que un análisis completo da mucha información, más de la que se pide normalmente, que puede ser utilizada más adelante; y por lo anterior sería recomendable si ya se tomo la muestra hacer un análisis completo y con la misma muestra hacer las pruebas especiales para la recuperación mejorada que más adelante se tendrá que aplicar en el yacimiento.

BIBLIOGRAFÍA

Pedersen K.S, Fredenslund Aa. y Thomassen P.: Properties of Oils and Natural Gases, Contributions in Petroleum Geology & Engineering, Vol. 5, 1989.

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

Garalcochea, P.F., Bernal, H.C. y López, O.O.: Transporte de Hidrocarburos, Monografía de Colegio de Ingenieros Petroleros, A.C., 1991.

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

González C. F.: Industria Petrolera, Conceptos Básicos Biblioteca de la AIPM, 1999.

Referencias

1. Pedersen K.S, Fredenslund Aa. y Thomassen P.: Properties of Oils and Natural Gases, Contributions in Petroleum Geology & Engineering, Vol. 5, 1989.
2. Pérez H. R.: "Caracterización de Fluidos, Aplicación Práctica". Revista de Ingeniería Petrolera de la AIPM, julio del 2000, p13-23.
3. Apuntes del Curso-Taller de Capacitación: Comportamiento de Fase de Fluidos Manejados en la Industria Petrolera, Instructor Ing. Tiburcio Méndez López., IMP, Noviembre del 2002.
4. Whitson, C.H. y Brule M.R.: Phase Behavior. Monografía SPE Vol. 20, Richardson, Texas, 2000, p11-13.

Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.

5. Méndez L. T. y Teyssier J.S.: "Caracterización de Fluidos de Yacimientos Petroleros", Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, Vol. XI, No. 4, Octubre de 1979, p 31-33.
6. Garaicochea, P.F., Bernal, H.C. y López, O.O. : Transporte de Hidrocarburos, Monografía de Colegio de Ingenieros Petroleros, A.C., 1991
7. McCain, W.D.: The Properties of Petroleum. Pennwell, 1990.
8. Cronquist Ch.: "Evaluating and Producing Volatile Oil Reservoirs", World Oil Abril 1979. 159-166.
9. Moses P. L.: "Engineering Applications of Phase Behavior of Crude Oil and Condensate Systems", Journal of Petroleum Technology, julio de 1986, 715-723.
10. Reporte 44 API, "API Recommended Practice for Sampling Petroleum Reservoir Fluids", American Petroleum Institute, 1966.
11. León G.A.: "Estimación de las Reservas de Aceite Empleando los Valores Correctos Para los Factores De Volumen (B_v) Y De La Relación de Gas Disuelto (R_g). Presentado en el Congreso AIPM de Monterrey Méx., abril de 2002.
12. Cuevas L. M.A. y Ávila J.J.: "Aspectos Termodinámicos Involucrados en la Inyección de Nitrógeno en Akal". Tesis de Licenciatura para Obtener el Título de Ingeniero Petrolero, UNAM, México, 2001.
13. Schlumberger: "Theory and Applications of Equation of State and PVT Analysis and Eclipse PVTI Users Course", 2002.
14. Morales D. L. R. J.M. y Millán H. E.: "Proceso de Desplazamiento Miscible por Contacto Múltiple. Determinación de la Presión Mínima de Miscibilidad". Tesis de Licenciatura para Obtener el Título de Ingeniero Petrolero, UNAM, México, 1990.
15. García G. F.J., Ortiz D.A. y Canizal S.J.L.: "Evaluación Preliminar de Fuentes Disponibles de Agentes de Inyección Factibles de Utilizarse Para Mejorar la Recuperación Mejorada de Hidrocarburos en México" IMP,

- Subdirección de Tecnología de Explotación, Gerencia de Tecnología de Yacimientos, División de Yacimientos, Proyecto CBO-2235, 1991.
16. Fernández M. C.A.: "Ajuste de una Ecuación de Estado Mediante Información Experimental". Tesis de Licenciatura para Obtener el Título de Ingeniero Petrolero, UNAM, México, 1997.
 17. Coast K.h. y Smart G.T.: "Application of Regression-Based EOS PVT Program to Laboratory Data" Artículo SPE 11197, 1986.
 18. Dodson C.R., Good Will D y Mayer E.H.: "Application of Laboratory Data to Reservoir Engineering Problems". Trans, AIME, Vol. 198, 1953, 287-298.
 19. González C. F.: Industria Petrolera, Conceptos Básicos Biblioteca de la AIPM, 1999.
 20. Jiménez B. J.H.: "Análisis Integral de Campos Petroleros: Simulación Numérica". Tesis de Licenciatura para Obtener el Título de Ingeniero Petrolero, UNAM, México, 1997.
 21. Dandona A.K., Alston R.B. y Braun R.W.: "Defining Data Requirements for a Simulation Study" Artículo SPE 22357, Presentado en Beijing, China por SPE International, 1992.

APÉNDICE A

EQUIPO DE ANÁLISIS PVT

Equipo convencional de análisis PVT, **Figura A.1**; consiste principalmente de una celda de acero inoxidable con capacidad de 500 a 600 cm³, con una ventana de vidrio montada en la parte superior, de aproximadamente unas 4 pulgadas de longitud; esta ventana permite observar cuando se alcanza la presión de burbuja de los fluidos y en las etapas de extracción de gas de la celda, permite ver en qué momento todo el gas ha sido desplazado.

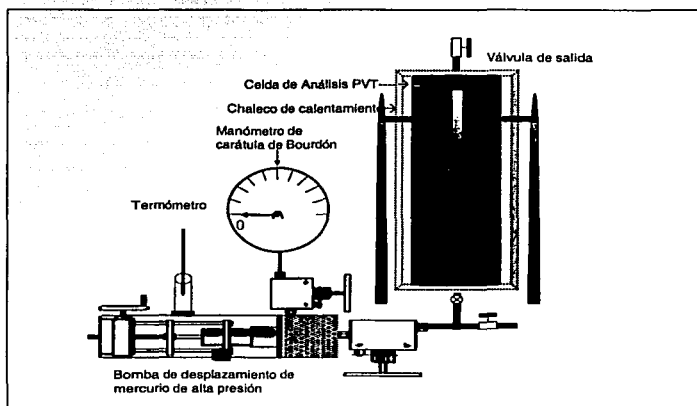


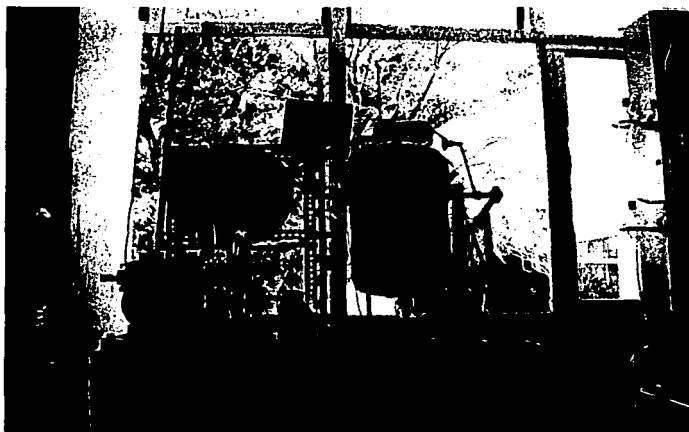
Figura. A.1. Equipo PVT.

La celda puede ser calentada a temperatura controlada mediante una chaqueta de calentamiento y un sistema de control automático. Una bomba de desplazamiento de mercurio de alta presión con capacidad de 100 cm^3 unida a la parte inferior de la celda, permite variar el volumen ocupado por los fluidos mediante la extracción o inyección de mercurio. Un sistema de medición de presión que consiste en un manómetro de carátula de bordón, permite determinar la presión tanto en la celda como en la bomba de desplazamiento. Como equipo adicional, cuenta con un sistema que sirve, para tomar muestras del gas extraído en cada etapa en balones de vidrio calibrados, de un gasómetro y de una bomba de vacío. La calda PVT cuenta con un sistema mecánico que le comunica un movimiento pendular y además un catetómetro. Ver Fotografías A.1 a A.8.



Fotografía A.1. Equipo de Análisis PVT, cortesía del IMP.

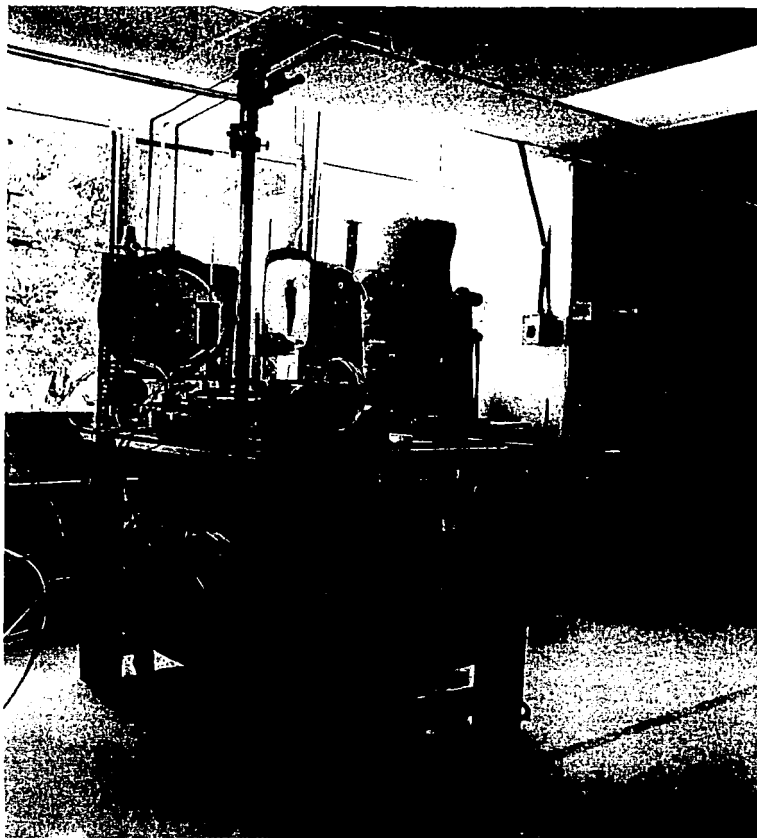
Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.



Fotografía A.2. Equipo de Análisis PVT, cortesía del IMP.



Fotografía A.3. Equipo de Análisis PVT, cortesía del IMP.



Fotografía A.4. Equipo de Análisis PVT, cortesía del IMP.

Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.



Fotografía A.5. Equipo de Análisis PVT, cortesía del IMP.



Fotografía A.6. Equipo de Análisis PVT, cortesía del IMP.

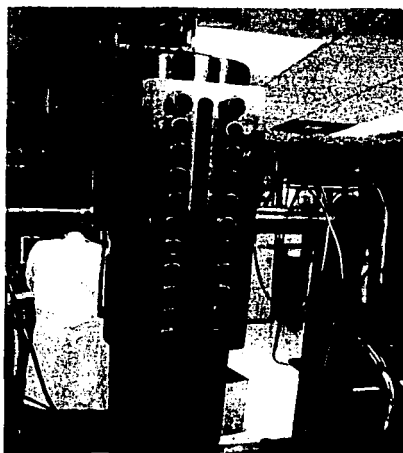


Fotografía A.7. Equipo de Análisis PVT, cortesía del IMP.



Fotografía A.8. Equipo de Análisis PVT, cortesía del IMP.

Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.



Fotografía A.9 celda de análisis PVT cortesía del IMP.

APÉNDICE B

EQUIPO PARA EL ANÁLISIS PVT COMPOSICIONAL

El equipo para el análisis composicional está compuesto de un destilador criogénico de baja temperatura y uno de alta temperatura, un cromatógrafo y el crióscopo para determinar los pesos moleculares.

Equipo del destilador criogénico de baja temperatura; contiene los siguientes elementos, **Fotografía B.1.**

1. Columna de destilación de baja temperatura.
2. Manómetro de la columna de destilación.
3. Sistema de muestras de gas destilado.
4. Sistema de enfriamiento de la columna de destilación con nitrógeno líquido.
5. Sistema de baño de aire caliente.
6. Hervidor.
7. Sistema de baño de enfriamiento del hervidor con nitrógeno líquido.
8. Sistema de calentamiento del hervidor con resistencia eléctrica.
9. Manómetro de los receptores.
10. Sistema de control de válvulas.
11. Termógrafo.
12. Válvulas de control de aire del sistema (frío, caliente y sin humedad).
13. Interruptores del equipo.
14. Horno de receptores.
15. Amperímetro de la resistencia.
16. Manómetro análogo de los receptores.
17. Válvula de traspaso (entrada de la muestra).

Los cuales están distribuidos como en la siguiente **Figura B.1.**

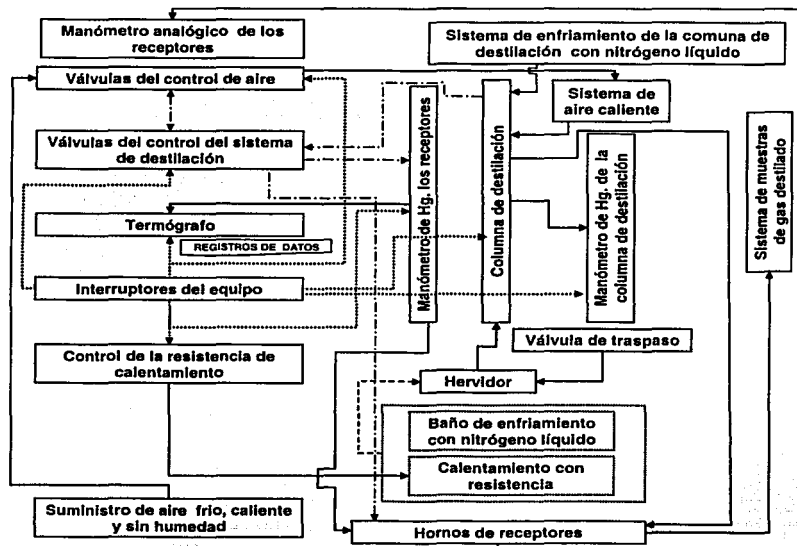
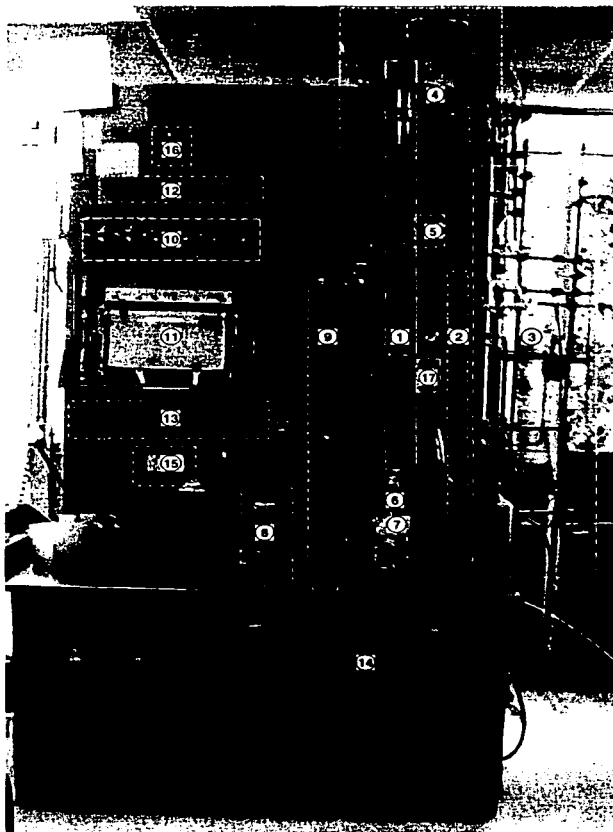


Figura B.1. Esquema del destilador criogénico de baja temperatura.



Fotografía B.1. Destilador criogénico de baja temperatura, cortesía del IMP.

Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.

El equipo destilador criogénico de baja temperatura contiene los siguientes elementos, **Fotografía B.2:** y están distribuidos como en la **Figura B.2.**

1. Columna de destilación de alta temperatura.
2. Termógrafo (T Vs. V).
3. Reloj de reflujo.
4. Sistema de recolección de muestras.
5. Barómetro.
6. Regulador de presión
7. hervidor con canastilla de calentamiento
8. Recirculador de agua.
9. Interruptores del equipo
10. Control de calentamiento de la canastilla
11. Control de aire y vacío

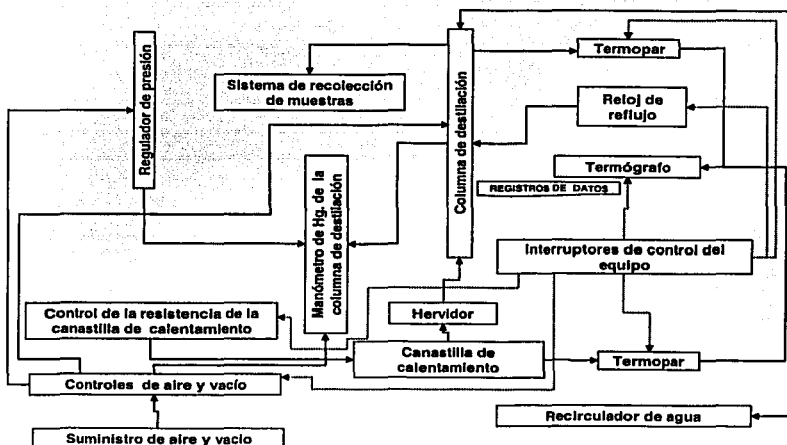
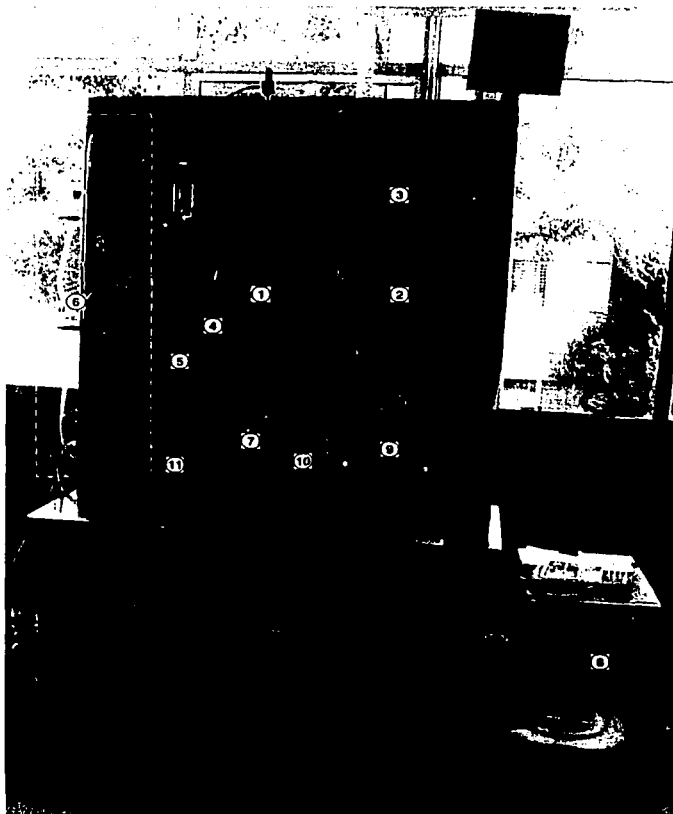


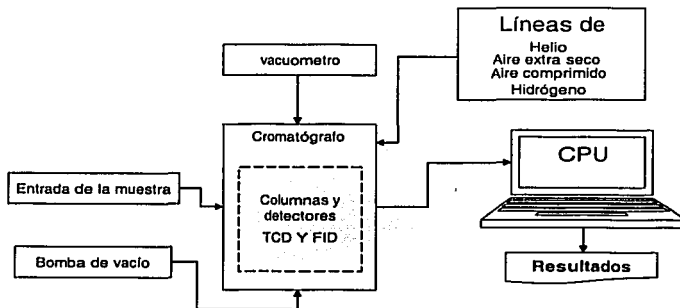
Figura B.2. Esquema del destilador criogénico de alta temperatura.



Fotografía B.2. Destilador criogénico de baja temperatura, cortesía del IMP.

Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.

Cromatógrafo esta compuesto de, **Figura B.3** y se puede observar en la **Fotografía B.3**.



TCD = Detector de conductividad térmica

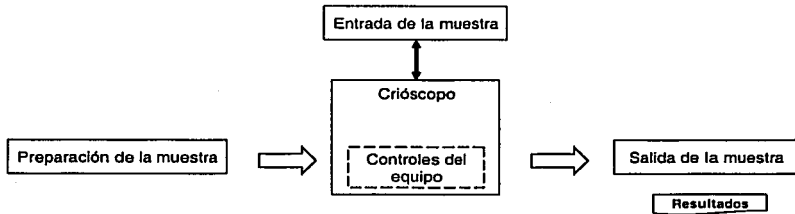
FID = detector de ionización de flama

Figura B.3 Cromatógrafo.



Fotografía B.3. Cromatógrafo. Cortesía del IMP.

Crióscopo, **Fotografía B.4**



Fotografía B.4. Crióscopo, cortesía del IMP.

A Continuación se presentan una serie de fotografías durante un análisis PVT composicional, **Fotografías B.5 a B.7.**

Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.



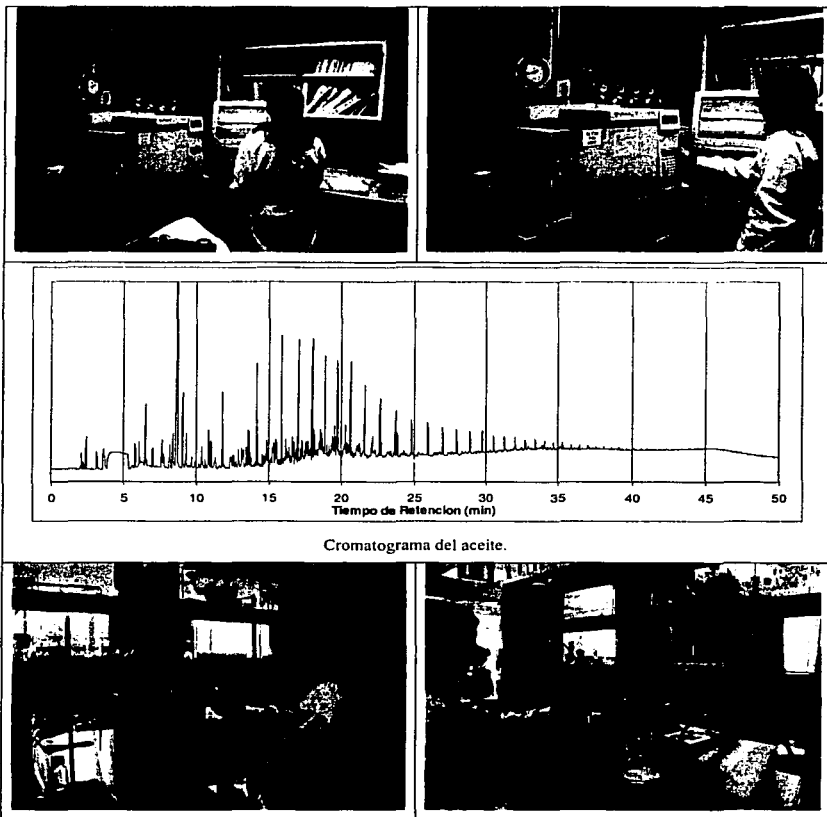
Fotografía B.5 Personal de laboratorio realizando un análisis PVT composicional, cortesía del IMP.



Fotografía B.6. Personal de laboratorio en una etapa del análisis PVT composicional, cortesía del IMP.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

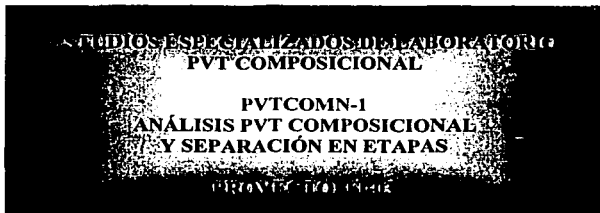
Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.



Fotografía B.7. Personal de laboratorio en la parte final del análisis PVT composicional, cortesía del IMP.

APÉNDICE C

REPORTE DE UN ANÁLISIS PVT A UN ACEITE NEGRO



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

**POZO PVTCOMP-1
ESTUDIOS ESPECIALIZADOS DE LABORATORIO
PVT COMPOSICIONAL**

**ANÁLISIS PVT COMPOSICIONAL
Y SEPARACIÓN EN ETAPAS**

PROYECTO: FI-03

REALIZÓ

JUAN MANUEL MÉNDEZ RENDÓN

ASESOR:

ING. TIBURCIO MÉNDEZ LÓPEZ

RESUMEN

Se presentan los resultados del análisis PVT con agotamiento a volumen constante; del rastreo de la envolvente de fases, entre la temperatura ambiente y la temperatura del yacimiento; del análisis composicional del fluido de yacimiento y de la simulación experimental de separación de fluidos en el campo en cuatro etapas efectuados sobre muestras de fluidos tomadas en el fondo del pozo PVTCOMPN-1.

Un resumen de los principales resultados se muestra en la Tabla 1, se concluye que los fluidos analizados pertenecen a un yacimiento de aceite y gas disuelto de bajo encogimiento prácticamente en su punto de saturación, los cuales a la temperatura del mismo, 107 °C, presentan un punto de burbuja a 83.0 Kg/cm².

El informe incluye datos relativos a la toma de las muestras y a la prueba de las mismas a su llegada al laboratorio. Los resultados del análisis PVT comprenden: la envolvente de fases entre la temperatura ambiente y la del yacimiento; la composición original de los fluidos analizados hasta undecanos y más pesados, las relaciones PVT en forma tabular y gráfica; la composición del gas en cada etapa del agotamiento diferencial y la composición del líquido en equilibrio con el gas en la última etapa del agotamiento diferencial. Además, se presentan los resultados de una simulación experimental de separación de fluidos en la superficie pasando por cuatro etapas, para un juego de condiciones de presión y temperatura especificadas.

MUESTREO

El día 8 de Mayo del 2001, se efectuó la toma de muestras de fondo en el pozo PVTCOMPN-1 por personal de la empresa FIUNAM.

Las muestras llegaron al Laboratorio de Análisis PVT Composicional para efectuarles un análisis PVT composicional completo el día 7 de junio del 2001.

Los datos del muestreo y el registro de presiones estáticas se presentan en las Tablas 2, 3 y en la Figura 1.

PRUEBA DE LAS MUESTRAS

Para conocer las características de las muestras recibidas y seleccionar las más representativas, se efectuaron sobre las muestras pruebas de comportamiento presión-volumen a temperatura ambiente. Las muestras 1,3 y 4 presentan presiones de saturación similares a temperatura ambiente, lo que indicó la buena calidad de las muestras. Los resultados anteriores se presentan en la Tabla 4 y en la Figura 2.

De acuerdo a los resultados obtenidos se decidió emplear las muestras 3 y 4. Se procedió a mezclar ambas muestras a fin de obtener un fluido homogéneo y representativo para efectuar el análisis PVT, la composición original del fluido, la separación en etapas, el agotamiento diferencial composicional, la medición experimental de la viscosidad y una corrida de comprobación.

ENVOLVENTE DE FASES

Para conocer con precisión el comportamiento de los fluidos del yacimiento, se decidió rastrear los puntos de saturación entre la temperatura ambiente y la temperatura de yacimiento, para lo cual se traspaso una alícuota de la muestra a la celda de análisis con ventana, observándose únicamente puntos de burbuja.

Los resultados de esta prueba se presentan en la Tabla 5 y en la Figura 3, en donde se observa que la presión de burbuja a temperatura de yacimiento, 107 °C, es de 83.0 Kg/cm².

ANÁLISIS COMPOSICIONAL

La composición del fluido original del yacimiento, hasta undecanos y más pesados, se determinó aplicando técnicas de destilación criogénica, destilación a alta temperatura, crioscopia y cromatografía en columna empacada mediante el siguiente procedimiento:

La muestra seleccionada se llevó a una presión mayor que la presión de saturación a temperatura ambiente y se traspasó una alícuota a un equipo de destilación criogénica. De la destilación se obtuvieron cortes que posteriormente se analizaron por cromatografía, así como un residuo constituido por heptanos y más pesados (C7+), al que se le determinó densidad y peso molecular, mediante gravimetría y crioscopia, respectivamente.

Otra alícuota de la muestra se traspasó a un equipo de destilación a alta temperatura, la cual se fraccionó en cortes desde heptanos hasta undecanos y más pesados, a los que posteriormente se les determinó densidad y peso molecular mediante gravimetría y crioscopia.

Los resultados experimentales se procesaron para obtener la composición en porcentaje mol hasta undecanos y más pesados, lo que se muestra en la Tabla 6.

ANÁLISIS PVT

El análisis PVT se efectuó en una celda visual a la temperatura del yacimiento de 107 °C, mediante una separación a masa constante y una separación diferencial a volumen constante.

La separación a masa constante se efectuó desde 250.0 Kg/cm² hasta 70.0 Kg/cm² verificándose el valor de 83.0 Kg/cm² para la presión de saturación. La separación diferencial a volumen constante se llevó a cabo por etapas desde la presión de saturación hasta la atmosférica.

RESULTADOS

Los datos experimentales se procesaron para obtener, a temperatura de yacimiento, la variación con respecto a la presión de la compresibilidad del aceite bajosaturado, el volumen relativo, la relación gas disuelto aceite, los factores de volumen del aceite, del gas y de la fase mixta; la producción acumulada de gas; la densidad relativa y el factor de desviación "Z" del gas producido, así como la densidad absoluta de cada una de las fases presentes en la celda y el volumen líquido remanente en la celda, como porcentaje del volumen ocupado por la muestra a la presión de saturación, para cada etapa de la separación diferencial. Los resultados mencionados se presentan en las Tablas 7 y 8 y en las Figuras 4 a 14.

La viscosidad del aceite a presión atmosférica y a diferentes temperaturas se midió en un viscosímetro tipo Saybolt. Los resultados se presentan en las Tablas 9 y 10 y en la Figura 15.

La variación de la viscosidad del aceite con la presión a temperatura del yacimiento se obtuvo experimentalmente en un viscosímetro capilar. Los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 11 y en la Figura 16.

La composición del gas correspondiente a diferentes presiones del agotamiento diferencial, se determinó aplicando técnicas de destilación criogénica, destilación a alta temperatura crioscopia y cromatografía en columna empacada mediante el siguiente procedimiento: el gas liberado a cada una de las presiones del agotamiento, se estabilizó y se extrajo hacia un equipo de destilación criogénica del cual se obtuvieron cortes que, posteriormente, se analizaron por cromatografía y un residuo constituido por heptanos y más pesados, al que se le determinó densidad y peso molecular, por gravimetría y crioscopia, respectivamente. El líquido remanente en la última etapa del agotamiento se analizó por un procedimiento análogo.

Los resultados se presentan en la Tabla 12 y en la Figura 17.

Los resultados de la composición del gas se procesaron para obtener: peso molecular aparente; pseudopresión y pseudotemperatura crítica; densidad relativa; volúmenes líquidos de etano y de propano y más pesados, en GPM y en $\text{Bl}/10^6/p^3$, que se pudieran obtener si el gas se pasara por una planta criogénica y por una de absorción, respectivamente, con eficiencias del 100%. El poder calorífico bruto del gas en BTU/p^3 y en Kcal/m^3 . Estos resultados se presentan también en la Tabla 12.

SEPARACIÓN EN ETAPAS

Para conocer el comportamiento que exhibirán los fluidos en las instalaciones superficiales de producción, se simuló experimentalmente una separación en cuatro etapas, cuyas condiciones de presión y temperatura fueron proporcionadas por personal de la empresa y son las siguientes:

ETAPA	PRESIÓN (Kg/cm ²)	TEMPERATURA (°C)
1	4.5	68.0
2	0.9	59.0
3	0.0	36.0
4	0.0	20.0

Se simuló el proceso de separación a las condiciones indicadas, empleando un equipo de separación flash de diseño especial.

La información experimental obtenida se procesó para obtener, en cada etapa, los siguientes parámetros: relación gas aceite, en m³ de gas a condiciones base por m³ de líquido a las mismas condiciones, el factor de encogimiento del líquido en m³ de líquido a las condiciones base por m³ de líquido a las condiciones de separación; la densidad relativa del gas separado; el gas producido en cada etapa, en porcentaje del total; la densidad del líquido saturado en cada etapa de separación gr/cm³ y las características del aceite residual en el tanque de almacenamiento.

Al gas liberado en cada etapa de separación se le determinó composición, a partir de la cual, se evaluaron sus características, de forma análoga a la empleada en los gases separados durante el agotamiento diferencial.

Los resultados de la separación en cuatro etapas se presentan en las Tablas 13 y 14.

COMENTARIOS

Del análisis de los resultados obtenidos se concluyó que los fluidos analizados del pozo PVTCOMN-1 pertenecen a un yacimiento de aceite y gas disuelto de bajo encogimiento casi en su punto de saturación, como lo demuestran las siguientes características: presión de saturación, 83.0 Kg/cm^2 , muy cercana a la presión del yacimiento, 84.8 Kg/cm^2 ; relación gas disuelto-aceite inicial de $54.28 \text{ m}^3/\text{m}^3$ y factor de volumen del aceite a la presión de saturación, de $1.2497 \text{ m}^3/\text{m}^3$; y la doble curvatura no se presenta en el factor de volumen de aceite y la relación de solubilidad.

Se hace notar que se necesitaron tiempos muy largos para la estabilización de las fases.

TABLA I
 POZO PVTCOMPN-1
 RESUMEN DE DATOS PVT

1).- CAMPO:	LFIU
2).- POZO:	PVTCOMPN-1
3).- INTERVALO PRODUCTOR:	A.D. 2320-2420 m.b.m.r.
4).- FORMACIÓN PRODUCTORA:	-----
5).- FECHA DE MUESTREO:	8-Mayo-2001
6).- TIPO DE MUESTREO:	FONDO
7).- PROFUNDIDAD DE MUESTREO:	2300 m.b.m.r.
8).- PRESIÓN A LA PROFUNDIDAD DE MUESTREO:	83.22 (Kg/cm ²)
9).- TEMPERATURA A LA PROFUNDIDAD DE MUESTREO:	107 °C
10).- PRESIÓN ESTÁTICA AL N.M.D.:	84.8 (Kg/cm ²)
11).- TEMPERATURA AL N.M. DEL INT. PRODUCTOR:	107 °C
12).- FECHA DE ANALISIS:	NOVIEMBRE-2001
13).- LABORATORIO:	LFIU
14).- TIPO DE ANALISIS:	PVT COMPOSICIONAL (aceite negro)
15).- CLAVE:	PVT-04
16).- PRESIÓN DE SATURACIÓN A Ty:	83.0 (Kg/cm ²)
17).- COMPRESIBILIDAD PROMEDIO A Ty:	0.000115 (1/Kg/cm ²)
18).- EXPANSIÓN TÉRMICA DEL ACEITE ORIGINAL:	0.000770 (1/°C)
19).- FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE A PB:	1.2497 (m ³ /m ³)
20).- RELACIÓN GAS DISUELTO ACEITE A PB:	54.28 (m ³ /m ³)
21).- DENSIDAD DEL ACEITE A PB:	0.7963 (gr/cm ³)
22).- VISCOSIDAD DEL ACEITE A PB:	7.84 (cp)
23).- FACTOR DE VOLUMEN DEL GAS EN I E. S. D.:	0.01731 (m ³ /m ³)
24).- DENSIDAD DEL GAS A C.Y. EN I E. S. D.:	0.0598 (gr/cm ³)
25).- FACTOR DE DESVIACIÓN "Z" EN I E. S. D.:	0.9023
26).- DENSIDAD RELATIVA DEL GAS EN I E. S. D.:	0.851
27).- CONTENIDO DE CO ₂ EN EL GAS EN I E. S. D.:	3.274 %
28).- CONTENIDO DE H ₂ S EN EL GAS EN I E. S. D.:	1.339 %
29).- ETANO LIQUIDO EN EL GAS EN I E. S. D.:	78.289 (BI/10 ⁶ p ²)
30).- PROPANO Y MAS PESADOS EN EL GAS EN I E. S. D.:	93.603 (BI/10 ⁶ p ²)
31).- PODER CALORÍFICO BRUTO DEL GAS EN I E. S. D.:	1323.16.00 (Btu/p ³)
32).- DENSIDAD DEL ACEITE RESIDUAL:	0.9341 (gr/cm ³)
33).- DENSIDAD DEL ACEITE RESIDUAL:	19.98 °API
34).- VISCOSIDAD DEL ACEITE RESIDUAL A Ty:	21.21 (cp)
35).- EXPANSIÓN TÉRMICA DEL ACEITE RESIDUAL:	0.000339 (1/°C)

Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.

TABLA 2

POZO PVTCOMN-1

DATOS DE MUESTREO

DATOS GENERALES:

NOMBRE Y NUMERO DE POZO	PVTCOMN-1			
CAMPO:	LFIU			
REGIÓN:	CUDF			
CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO:				
IDENTIFICACIÓN DE LA FORMACIÓN:				
FECHA DE TERMINACIÓN DEL 1er. POZO:				
CONDICIONES ORIGINALES DEL YACIMIENTO:				
PRESIÓN INICIAL:				
RGA INICIAL:				
PRODUCCIÓN DE ACEITE:				
NIVEL DE REFERENCIA:				
CARACTERÍSTICAS DEL POZO:				
a) FECHA DE INICIO DE EXPLOTACIÓN				
b) ELEVACIÓN MESA ROTATORIA	11.00 metros			
c) PROFUNDIDAD TOTAL	2420 m.b.m.r.			
d) INTERVALO ABIERTO A PRODUCCIÓN	A.D. 2320-2420 m.b.m.r			
e) TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN:	4 1/2" 1356.9 m.b.m.r.			
f) PRODUCCIÓN ACUMULATIVA:				
g) PRODUCCIÓN NORMAL DIARIA:				
h) RELACION GAS-ACEITE NORMAL:				
i) CONDICIONES NORMALES DE SEPARACIÓN:				
Presión Kg/cm ² :	4.5	0.9	0.0	0.0
Temperatura °C	68.0	59.0	36.0	20.0

CARACTERÍSTICAS DEL MUESTREO:

MUESTRA:	1	3	4
FECHA EN QUE SE TOMO LA MUESTRA:	8-may-01	8-may-01	8-may-01
PROFUNDIDAD DE MUESTREO:	2300 m.b.m.r.	2300 m.b.m.r.	2300 m.b.m.r.
PRESIÓN A LA PROFUNDIDAD DE MUESTREO:	83.22 Kg/cm ²	83.22 Kg/cm ²	83.22 Kg/cm ²
TEMP. A LA PROFUNDIDAD DE MUESTREO:	107 °C	107 °C	107 °C
TEMPERATURA AMBIENTE:	30 °C	25 °C	27 °C
ESTADO DEL POZO:	CERRADO	CERRADO	CERRADO
PRESIÓN Y TEMP. DE SEPARACIÓN:	-----	-----	-----
PRESIÓN DE APERTURA DEL MUESTREO	500 psi	500 psi	500 psi
PRESIÓN DE SATURACIÓN A TEMP. AMBIENTE	710 psi	715 psi	700 psi
PRESIÓN DE TRASPASO:	3000 psi	3000 psi	3000 psi
PRESIÓN DE LA BOTELLA AL ENVIARSE Y TEMP.	600 psi	590 psi	600 psi
VOLUMEN DE LA BOTELLA:	700 cc	700 cc	700 cc
VOLUMEN DE Hg. DEJADO EN LA BOTELLA	70 cc	70 cc	70 cc
MUESTRERO DE FONDO NO	MK2-98-312	MK2-99-350	MK2-99-352
BOTELLA NO:	816660	816458	816457

TABLA 3
 POZO PVTCOMN-1
 REGISTRO ESTÁTICO POR ESTACIONES

PROFUNDIDAD VERTICAL	PROFUNDIDAD DESARROLLO	PRESIÓN	GRADIENTE
(m)	(m)	(Kg/cm ²)	(Kg/cm ² /m)
0	0	3.6	---
500	500	4.2	0.0012
748	750	4.8	0.0024
970	1000	5.5	0.0032
1184	1250	10.3	0.0224
1399	1500	28.4	0.0842
1614	1750	46.3	0.0833
1829	2000	63.3	0.0791
2117	2320	84.8	0.0747

TABLA 4

POZO PVTCOMN-1

COMPORTAMIENTO PRESIÓN-VOLUMEN DE LAS MUESTRAS DE FONDO A TEMPERATURA AMBIENTE

MUESTRA	1	3	4
TEMPERATURA DE PRUEBA (°C)	24	27	25
VOLUMEN DE Hg. INYECTADO (cm ³)	PRESIÓN (Kg/cm ²)		
0	41	42	41
2		43	
3	43	44	
4			
5	43		43
6		45	
8	44		
9		45	
10			44
13		46	
14	45		
15			45
17		46	
20	46		46
22		48	
24	47	56	
25		70	55
26	50	80	
27		91	77
28	65	104	
29			103
30	88	129	
31			132
32	112	156	
33			163
34	140	186	
35			194
36	169	214	208
38	199		
40	217		

TABLA 5
POZO PVTCOMP-1
ENVOLVENTE DE FASES DEL FLUIDO ORIGINAL

TEMPERATURA (°C)	PRESIÓN (Kg/cm ²)	OBSERVACIONES
22.0	56.0	PUNTO DE BURBUJA
50.0	65.0	PUNTO DE BURBUJA
80.0	75.0	PUNTO DE BURBUJA
*107.0	83.0	PUNTO DE BURBUJA

* TEMPERATURA DE ANÁLISIS

Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.

TABLA 6
POZO PVTCOMP-N-1
COMPOSICIÓN DEL FLUIDO ORIGINAL

COMPONENTE	CONCENTRACIÓN	DENSIDAD	PESO
	(% Mol)	(gr/cm ³)	MOLECULAR
Nitrógeno	0.677		
Bióxido de carbono	1.333		
Ácido sulfhídrico	1.255		
Metano	16.944		
Etano	7.742		
Propano	6.187		
Iso-butano	1.018		
Butano normal	4.620		
Iso-pentano	1.505		
Pentano normal	2.008		
Hexanos	4.968		
Heptanos	5.113	0.7172	97
Octanos	4.582	0.7436	111
Nonanos	4.306	0.7768	122
Decanos	3.852	0.7847	134
Undecanos +	33.890	0.9719	442
Total	100.00		
Características de la fracción de C7+:	51.743	0.9434	324

TABLA 7
 POZO PVTCOMP-N-1
 RESULTADOS DE LA SEPARACIÓN A COMPOSICIÓN
 CONSTANTE A 107°C

PRESIÓN	VOLUMEN RELATIVO	FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE	DENSIDAD DEL ACEITE A C.Y.	COMPRESIBILIDAD DEL ACEITE $\times 10^{-4}$
(Kg/cm ²)	(cm ³ /cm ³)	(m ³ /m ³)	(gr/cm ³)	(1/Kg/cm ²)
250	0.9804	1.2252	0.8122	
200	0.9858	1.2320	0.8078	1.101
150	0.9921	1.2396	0.8025	1.121
100	0.9979	1.2471	0.7974	1.164
90	0.9993	1.2485	0.7964	1.179
83	1.0000	1.2497	0.7963	1.187
70	1.0262			

Presión de saturación = 83.0 (Kg/cm²)

Coefficiente de expansión térmica de la muestra original = 0.000770 (1/°C)

Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.

TABLA 8

POZO PVTOMN-1

RESULTADOS DE LA SEPARACIÓN DIFERENCIAL A VOLUMEN CONSTANTE

PRESIÓN	RELACIÓN GAS DISUELTU ACÉITE	FACTOR DE VOLUMEN DEL ACÉITE	FACTOR DE VOLUMEN DEL GAS $\times 10^2$	FACTOR DE VOLUMEN DE LA FASE MIXTA	DENSIDAD DEL ACÉITE A C.V.	PRODUCCIÓN ACUMULADA DE GAS	DENSIDAD RELATIVA DEL GAS	FACTOR DE DESVIACIÓN "Z" DEL GAS	VOLUMEN RELATIVO LÍQUIDO	DENSIDAD DEL GAS A C.V.
(Kg/cm ²)	(m ³ /m ³)	(m ³ /m ³)	(m ³ /m ³)	(m ³ /m ³)	(gr/cm ³)	(%)	(aire=1)	(Adim.)	(%)	(gr/cm ³)
83	54.28	1.2497	---	1.2497	0.7963	0.0	---	---	100.00	---
70	48.81	1.2308	17.32	1.2853	0.8038	11.69	0.8510	0.9023	98.48	0.0598
50	39.46	1.1942	23.51	1.5637	0.8172	32.18	0.9551	0.9042	95.56	0.0418
25	26.35	1.1439	47.36	2.5201	0.8425	62.17	1.2120	0.9364	91.53	0.0211
0	0.0	1.0295	---	---	0.9093	100.00	1.6170	1.0060	82.38	0.0015

Densidad del aceite residual = 0.9341 (gr/cm³) = 19.98 (°API)

Coefficiente de expansión térmica del aceite residual = 0.000339 (1/°C)

TABLA 9

POZO PVTCOMPN-1

VARIACIÓN DE LA VISCOSIDAD DEL ACEITE RESIDUAL
CON LA TEMPERATURA A PRESIÓN-ATMOSFÉRICA

TEMPERATURA		VISCOSIDAD	
(°C)	(°F)	(cs)	(cp)
20	68.0	222.28	205.15
30	86.0	159.64	146.84
40	104.0	87.13	105.41
50	122.0	66.44	79.61

TABLA 10

POZO PVTCOMN-1

VARIACIÓN DE LA VISCOSIDAD DEL ACEITE
RESIDUAL CON LA TEMPERATURA A PRESIÓN ATMOSFÉRICA

TEMPERATURA		VISCOSIDAD	
(°C)	(°F)	(cs)	(cp)
*20	68	222.28	205.15
*30	86	159.64	146.84
*40	104	114.99	105.41
*50	122	87.13	79.61
60	140	64.44	58.68
70	158	50.24	45.59
80	176	39.97	36.15
90	194	32.55	29.35
107	216.3	23.66	21.21

*TEMPERATURAS MEDIDAS

Datos tomados de la curva de viscosidad del aceite residual contra la temperatura (Fig. 15)

Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.

TABLA 11

POZO PVTCOMN-1

VARIACIÓN DE LA VISCOSIDAD DEL ACEITE Y DEL GAS A C.Y.

PRESIÓN	VISCOSIDAD DEL ACEITE	VISCOSIDAD DEL GAS
(Kg/cm²)	(cp)	(cp)
250	11.60	
200	10.47	
150	9.34	
100	8.21	
90	7.97	
83	7.84	0.0152
70	8.51	0.0148
50	9.65	0.0142
25	12.35	0.0133
0	21.21	0.0110

TABLA 12
 POZO PVTCOMPN-1
 COMPOSICIÓN DEL GAS LIBERADO DE LA SEPARACIÓN
 A VOLUMEN CONSTANTE A 107°C

FASE ETAPA PRESIÓN(Kg/cm ²)	LIQUIDO 0 83	GAS 1 70	GAS 2 50	LIQUIDO 3 50
COMPONENTE	% Mol	% Mol	% Mol	% Mol
Nitrógeno	0.677	3.459	2.492	0.395
Bióxido de carbono	1.333	3.274	3.455	0.946
Acido sulfhídrico	1.255	1.339	1.471	1.278
Metano	16.944	66.906	61.571	9.880
Etano	7.742	12.848	13.573	6.370
Propano	6.187	5.865	6.206	5.802
Iso-butano	1.018	0.558	0.715	0.985
N-butano	4.620	2.085	4.011	4.866
Iso-pentano	1.505	0.682	0.730	1.520
N-pentano	2.008	0.791	1.443	1.983
Hexanos	4.968	1.358	2.951	5.639
Heptanos y más pesados	51.743	0.835	1.382	60.336
Total	100.000	100.000	100.000	100.000
Densidad de la fracción de C ₇ 's+ (g/cm ³)	0.9434	0.7292	0.7196	0.9441
Peso molecular de la fracción de C ₇ 's+	324	109	103	325
Peso molecular promedio		24.656	27.659	
Presión pseudocrítica (psia)		670.762	664.895	
Temperatura pseudocrítica (°R)		426.781	456.091	
Densidad relativa (aire = 1)		0.851	0.955	
Etano líquido recuperable (GPM)		3.288	3.473	
Etano líquido recuperable (Bls/10 ⁶ p ³)		78.289	82.707	
Propano y más pesados líquidos (GPM)		3.931	5.843	
Propano y más pesados líquidos (Bls/10 ⁶ p ³)		93.603	139.733	
Poder calorífico bruto (BTU/p ³)		1323.160	1495.733	
Poder calorífico bruto (Kcal/m ³)		11774.998	13310.752	

Análisis PVT Composicionales y Pruebas Especiales Requeridos Para Yacimientos de Aceite Negro en la Ingeniería Petrolera.

TABLA 13
POZO PVTCOMN-1

RESULTADOS DE LA SEPARACIÓN EN CUATRO ETAPAS

ETAPA	PRESIÓN	TEMPERATURA	RGA	Sh	ρ_{rg}	Gp	ρ_o saturado
	(Kg/cm ²)	(°C)	(m ³ /m ³)	(m ³ /m ³)	(aire=1)	(%)	(gr/cm ³)
1	4.5	68.0	38.17	0.9439	0.989	83.19	0.8867
2	0.9	59.0	6.52	0.9696	1.352	14.21	0.8999
3	0	36.0	1.19	0.9917	1.594	2.60	0.9179
4	0	20.0	0.00	1.0000	---	0.00	0.9257

45.88

100.00

Cociente de expansión térmica del aceite residual = 0.000441 (1/°C)

Densidad del aceite residual = 0.9257 gr/cm³ = 21.36 (°API)

TABLA 14
 POZO PVTOMN-1
 COMPOSICIÓN DE LOS GASES LIBERADOS
 EN LA SEPARACIÓN EN 4 ETAPAS

ETAPA	1	2	3
PRESIÓN (Kg/cm ²)	4.5	0.9	0
TEMPERATURA (°C)	68	59	36
COMPONENTE	% Mol	% Mol	% Mol
Nitrógeno	1.880	0.612	0.100
Bióxido de carbono	4.037	2.685	0.958
Acido sulfhídrico	3.955	6.907	7.430
Metano	47.051	15.310	2.506
Etano	22.050	27.048	20.229
Propano	13.252	27.354	36.250
Iso-butano	1.400	3.541	5.611
N-butano	3.901	10.142	16.547
Iso-pentano	0.886	2.381	3.946
N-pentano	0.994	2.592	4.141
Hexanos	0.466	1.242	2.009
Heptanos y más pesados	0.128 0.186 0.273		
Total	100.000	100.000	100.000
Peso molecular promedio	28.641	39.156	46.170
Presión pseudocrítica (psia)	686.069	670.691	641.309
Temperatura pseudocrítica (°R)	485.092	604.179	673.027
Densidad relativa (aire = 1)	0.989	1.352	1.594
Etano líquido recuperable (GPM)	5.643	6.922	5.177
Etano líquido recuperable (Bls/10 ⁶ p ³)	134.361	164.817	123.265
Propano y más pesados líquidos (GPM)	6.266	14.281	20.910
Propano y más pesados líquidos (Bls/10 ⁶ p ³)	149.204	340.065	497.917
Poder calorífico bruto (BTU/p ³)	1516.251	2109.575	2540.412
Poder calorífico bruto (Kcal/m ³)	13493.348	18773.425	22607.504

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

**POZO PVTCOMN-1
REGISTRO ESTÁTICO POR ESTACIONES**

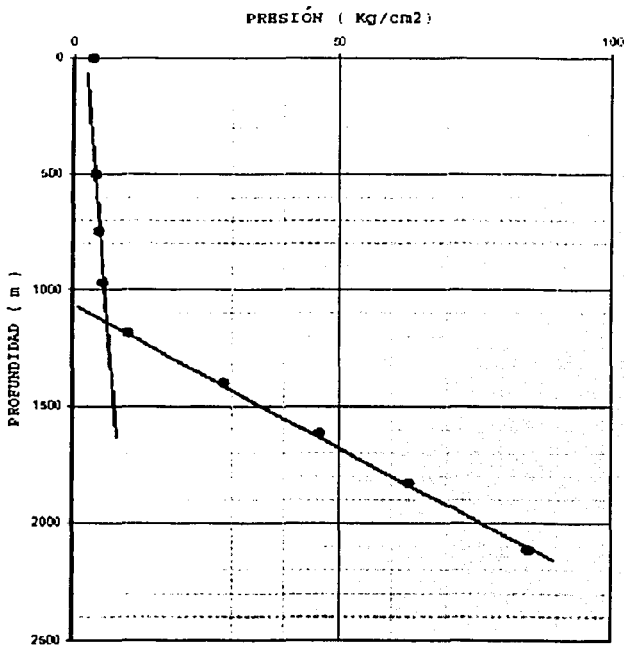


Figura 7

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

**POZO PVTOMN-1
COMPORTAMIENTO PRESIÓN VOLUMEN DE LAS MUESTRAS DE
FONDO A TEMPERATURA AMBIENTE**

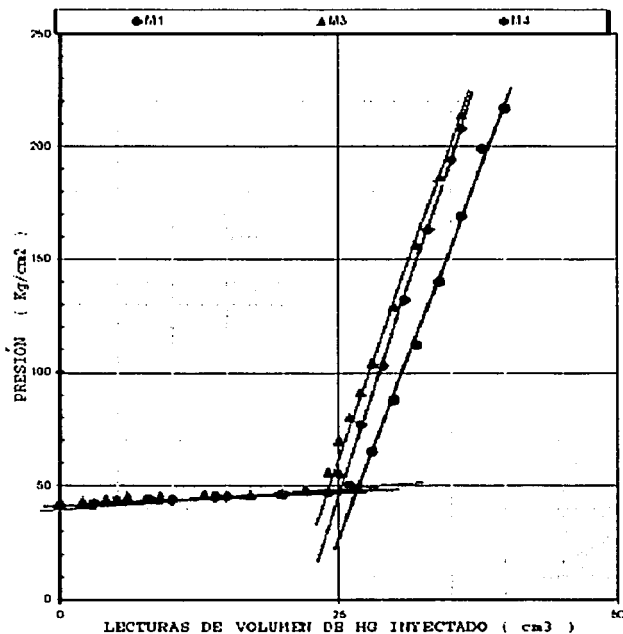


Figura 8

**POZO PVTOMN-1
ENVOLVENTE DE FASES DEL FLUIDO ORIGINAL**

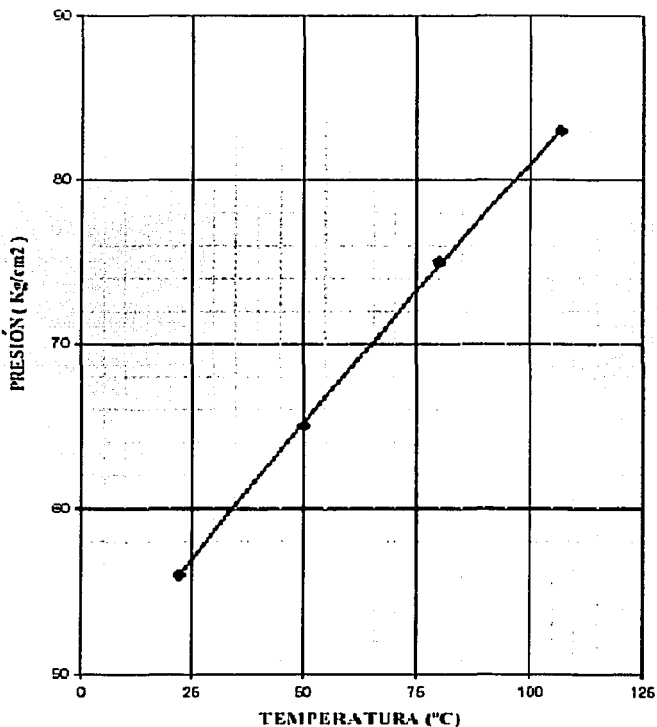


Figura 9

POZO PVTOMN-1
 VARIACIÓN DE LA COMPRESIBILIDAD DEL ACEITE
 BAJOSATURADO CON LA PRESIÓN
 A 107 °C

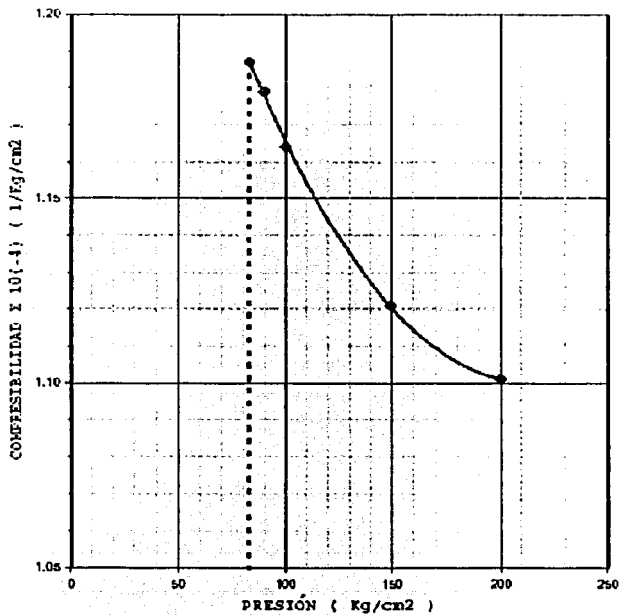


Figura 10

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

**POZO PVTCOMN-1
VARIACIÓN DEL VOLUMEN RELATIVO DEL ACEITE CON LA PRESIÓN A 107 °C**

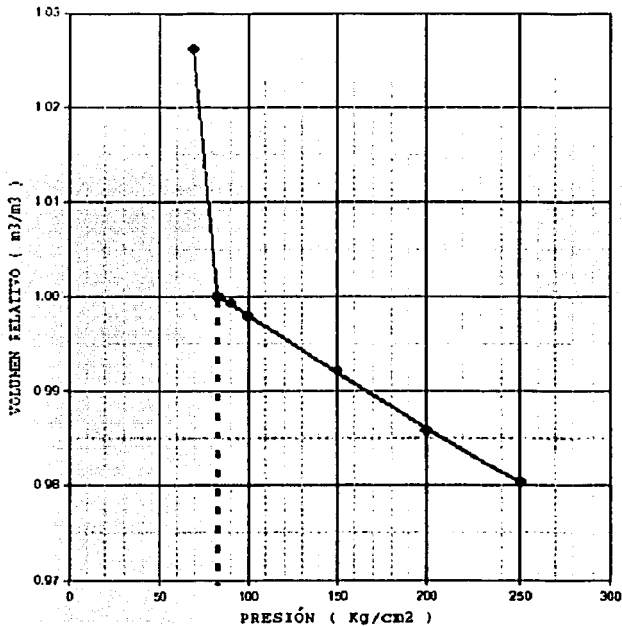


Figura 11

POZO PVTOMN-1
VARIACIÓN DE LA RELACIÓN GAS DISUELTO ACEITE CON LA
PRESIÓN A 107 °C

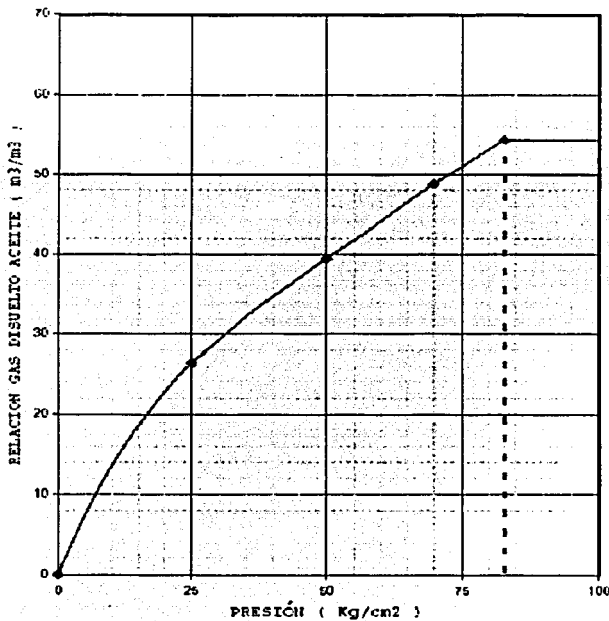


Figura 12

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

**POZO PVTOMN-1
VARIACIÓN DEL FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE CON LA
PRESIÓN A 107 °C**

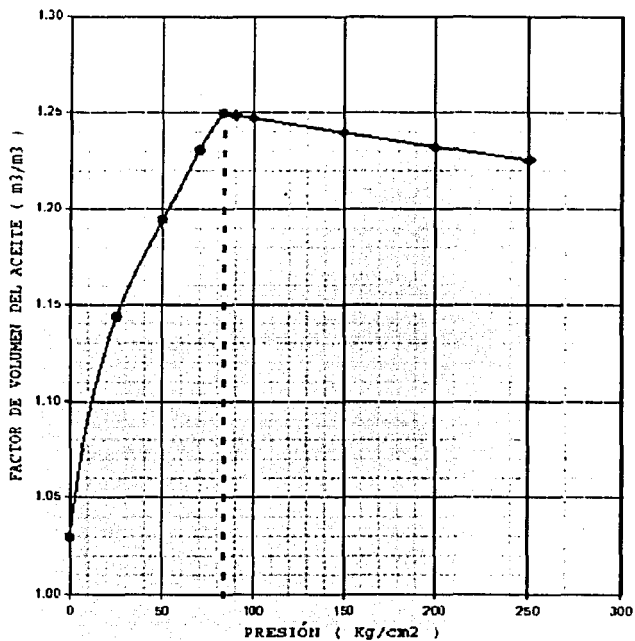


Figura 13

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

POZO PVTOMN-1
 VARIACIÓN DEL FACTOR DE VOLUMEN DEL GAS CON LA
 PRESIÓN A 107 °C

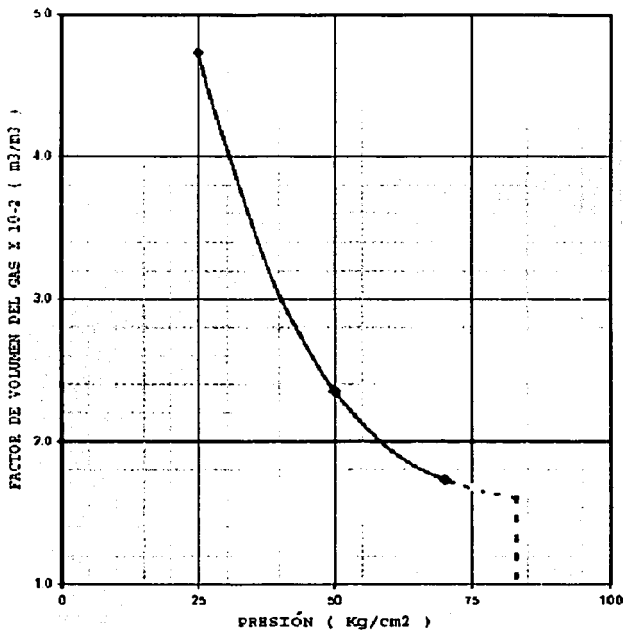


Figura 14

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

**POZO PVTCOMN-1
VARIACIÓN DEL FACTOR DE VOLUMEN DE LA FASE MIXTA CON
LA PRESIÓN A 107 °C**

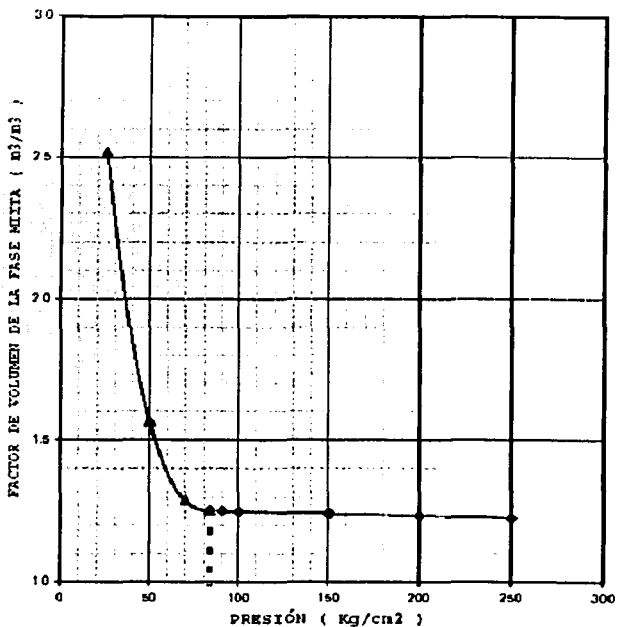


Figura 15

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

POZO PVTOMN-1
VARIACIÓN DE LA DENSIDAD DEL GAS
CON LA PRESIÓN A 107 °C

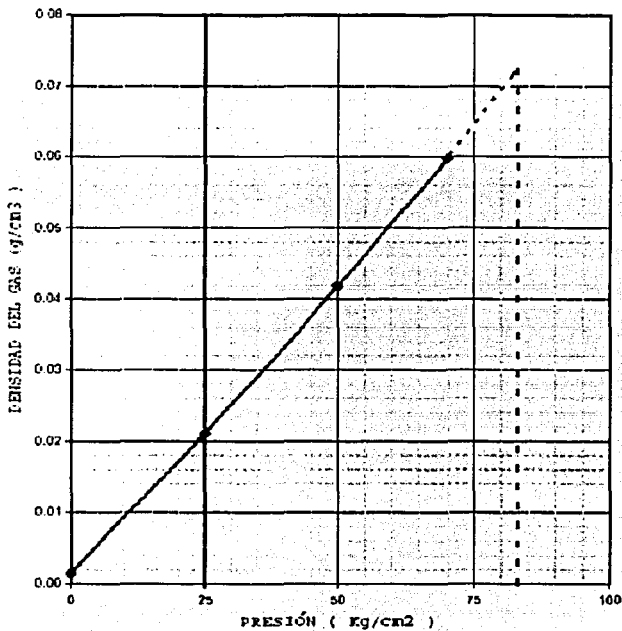


Figura 16

**POZO PVTOMN-1
VARIACIÓN DE LA DENSIDAD DEL ACEITE SATURADO CON LA PRESIÓN A 107 °C**

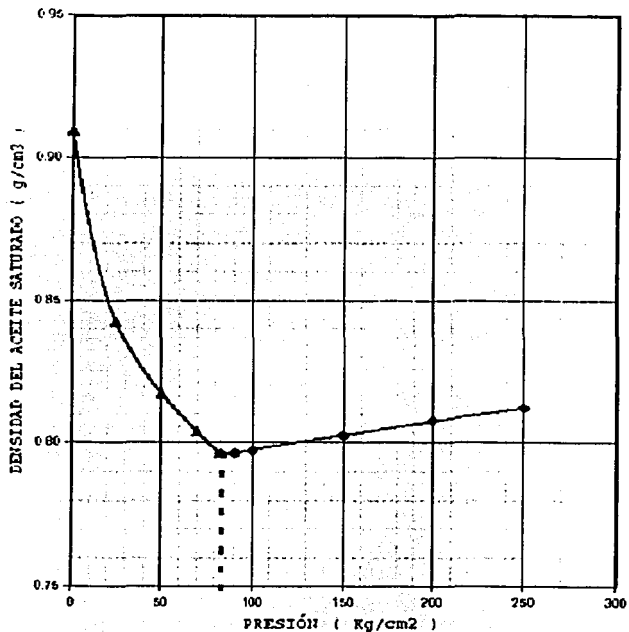


Figura 17

POZO PVTOMN-1
VARIACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ACUMULADA DE GAS CON LA
PRESIÓN A 107 °C

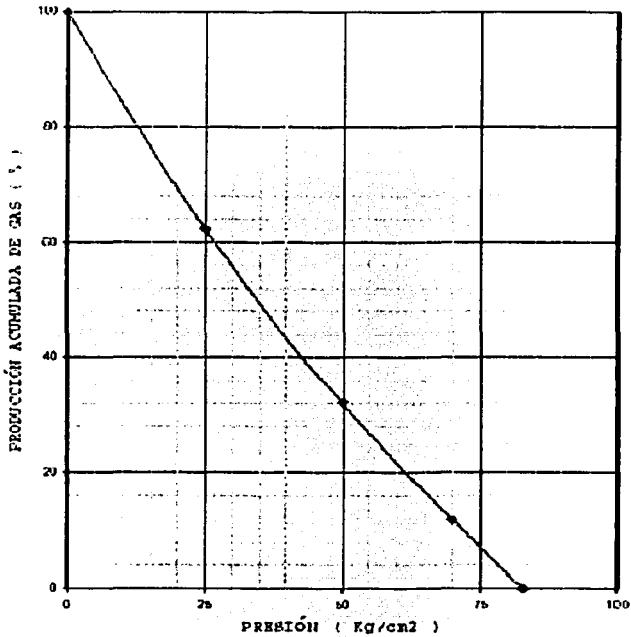


Figura 18

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

**POZO PVTOMN-1
VARIACIÓN DEL FACTOR DE DESVIACIÓN "Z" CON LA PRESIÓN A
107 °C**

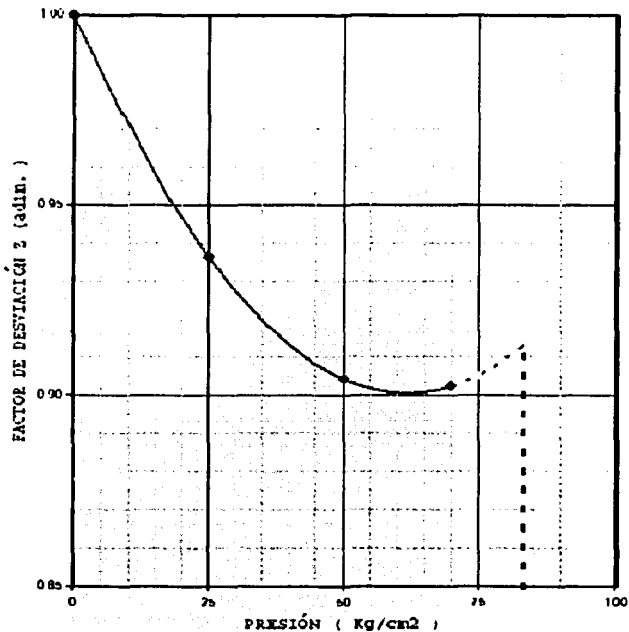


Figura 19

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

POZO PVTOMN-1
 VARIACIÓN DE LA DENSIDAD RELATIVA
 DEL GAS CON LA PRESIÓN A 107 °C

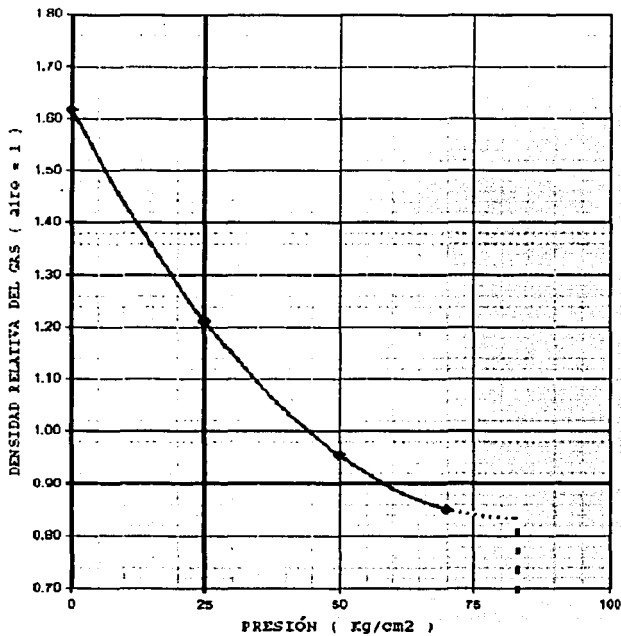


Figura 20

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

**POZO PVTOMN-1
VARIACIÓN DE LA VISCOSIDAD DEL ACEITE RESIDUAL CON LA
TEMPERATURA A PRESIÓN ATMOSFÉRICA**

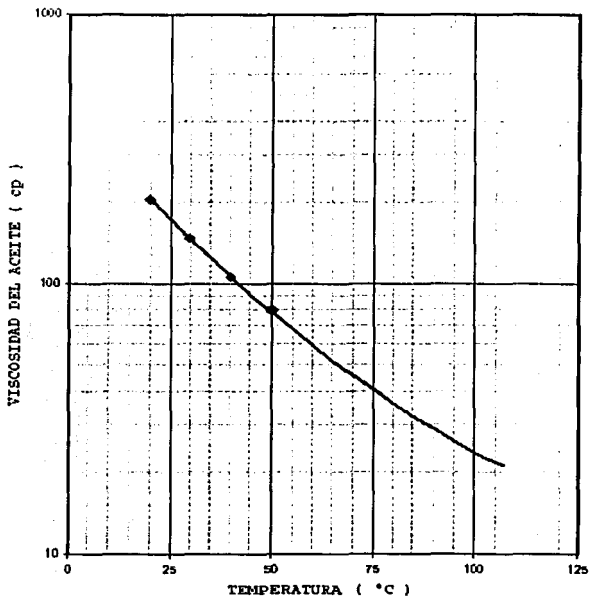


Figura 21

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

POZO PVTOMN-1
 VARIACIÓN DE LA VISCOSIDAD DEL ACEITE A 107 °C

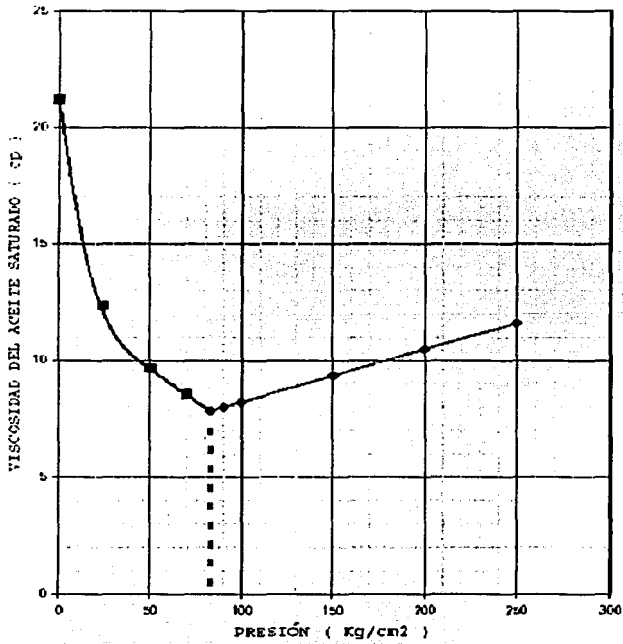


Figura 22

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

**POZO PVTOMN-1
VARIACIÓN DEL VOLUMEN RELATIVO LÍQUIDO CON LA PRESIÓN
A 107 °C**

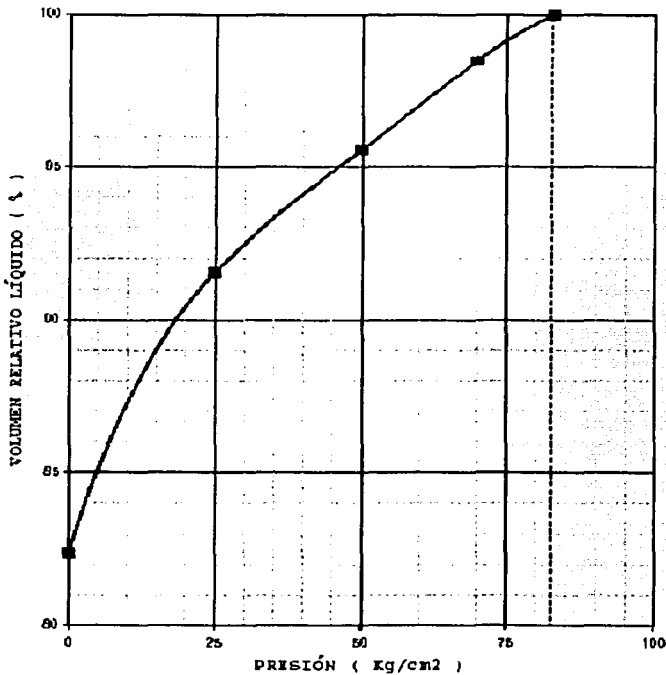


Figura 23

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

POZO PVTOMN-1
 VARIACIÓN DE LA COMPOSICIÓN DEL GAS
 CON LA PRESIÓN A 107 °C

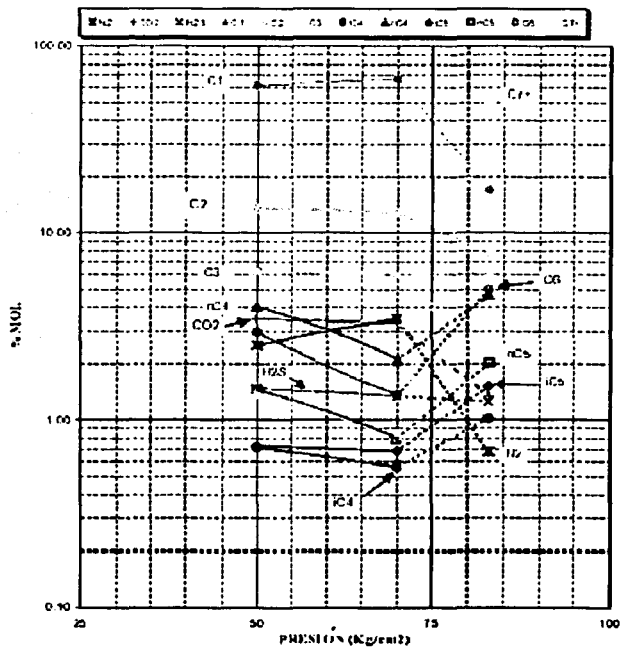


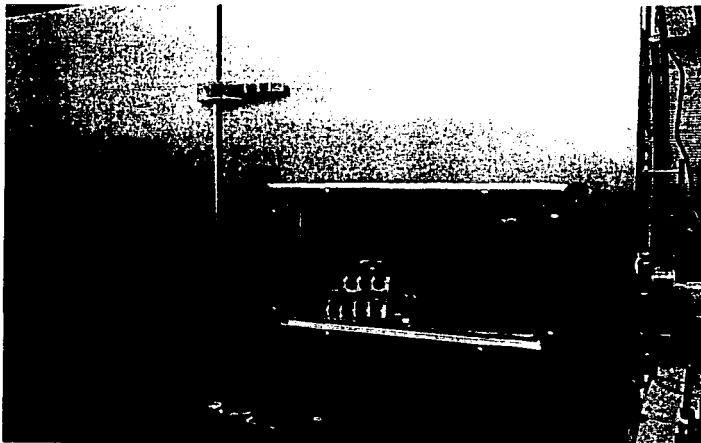
Figura 24

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

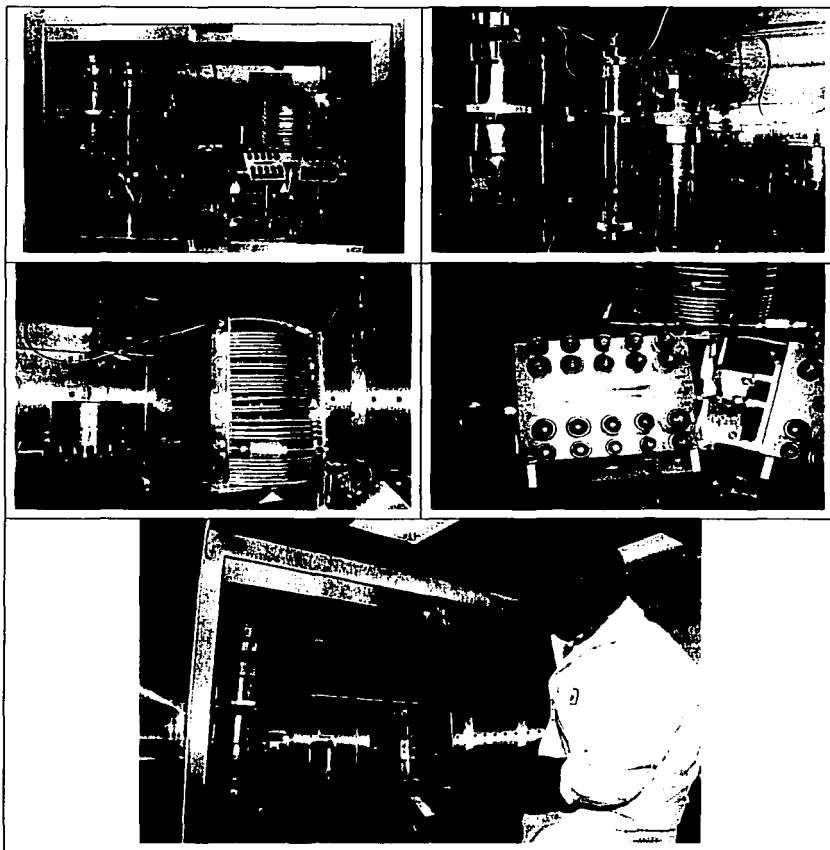
APÉNDICE D

EQUIPO DE TUBO DELGADO

El equipo de tubo delgado puede variar en algunos componentes como se vio en el Capítulo 4; la descripción del equipo está en al página 86. Se presentan en las siguientes **Fotografías D.1 y D.2.**



Fotografía D.1. Vista exterior del equipo de tubo delgado, cortesía del IMP.



Fotografía D.2. Vista interior del equipo de tubo delgado, cortesía del IMP.