

**CONSIDERACIONES TEÓRICAS Y EXPERIMENTALES PARA MUESTREO  
Y ANÁLISIS PVT DE FLUIDOS COMPOSICIONALES CERCANOS A LA  
REGIÓN CRÍTICA**

**ALONSO JAFET GÁMEZ TOLOZA  
MARIO MAURICIO RODRÍGUEZ GÓMEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
2006**

**CONSIDERACIONES TEÓRICAS Y EXPERIMENTALES PARA MUESTREO  
Y ANÁLISIS PVT DE FLUIDOS COMPOSICIONALES CERCANOS A LA  
REGIÓN CRÍTICA**

**ALONSO JAFET GAMEZ TOLOZA  
MARIO MAURICIO RODRÍGUEZ GÓMEZ**

Trabajo de grado presentado como requisito para  
obtener el título de Ingeniero de Petróleos

**Director: JULIO CESAR PÉREZ ANGULO**  
**Ingeniero de Petróleos**

**Codirector: CARLOS ALBERTO CORONADO PARRA**  
**Químico Industrial**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
2006**

*Esta tesis la dedico a quienes hicieron posible la realización de la misma:*

*A Dios por alumbrarme el camino y permitir que me ocurran cosas buenas.*

*Especialmente a mis padres, quienes me han brindado todo en la vida y por quienes soy lo que soy.*

*A Jimena por ser soporte vital, apoyo incondicional y la alegría en mi vida.*

*Padre mío: Esto es solo el principio de lo que siempre quisiste que alcanzara, “El título de Ingeniero”, por ti es esto, infinitas gracias. Espero que desde el cielo lo disfrutes, se que desde allá arriba me seguirás protegiendo.*

**MAURICIO**

*Al alcanzar esta meta de mi vida, la dedico a Dios por ser mi fortaleza, mi gran consejero y compañero incondicional porque sin su existencia este sueño no se hubiera hecho realidad*

*A mis padres y hermanos, quienes con tan nobles y grandes ideales, esfuerzos y desvelos lucharon para proporcionarme un brillante porvenir profesional*

ALONSO

## **AGRADECIMIENTOS**

Al Ingeniero Carlos Alberto Coronado Parra quien con su apoyo oportuno y decidido nos condujo a proporcionar contundencia y rigor científico a la investigación y al fortalecimiento del proyecto

Al Ingeniero Julio Cesar Pérez Angulo quien en el diario transcurrir de las clases en las aulas y en la consolidación del proyecto, desentrañó las más nobles riquezas de su espiritualidad, profesionalismo y de la ciencia, permitiéndonos un crecimiento humano e intelectual con proyección a la sociedad.

Al personal que opera en los laboratorios PVT-OPC del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) frente al aporte oportuno en el saber, en el transcurrir del proyecto.

Al Ingeniero Juan Carlos Martín Escobar por su valioso aporte conceptual en fundamentos termodinámicos y comportamiento de fases.

Al Ingeniero Esteban Osorio por el gran interés presentado hacia nuestro trabajo experimental en el desarrollo de pruebas PVT a fluidos composicionales.

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
0 INTRODUCCIÓN	
0.1 PROBLEMA	2
0.2 VARIABLES	4
0.2.1 Variables Independientes	4
0.2.1 Variables Dependientes	4
0.3 HIPÓTESIS	5
0.4 OBJETIVOS	5
0.5 JUSTIFICACIÓN	7
1 FUNDAMENTACIÓN CONCEPTUAL	8
1.1 CARACTERÍSTICA DE LOS YACIMIENTOS DE ACEITE VOLÁTIL	8
1.1.1 Diagrama de fases	8
1.1.2 Propiedades	10
1.2 CARACTERÍSTICA DE LOS YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO	10
1.2.1 Diagrama de fases	11
1.2.2 Propiedades	12
1.3 ANÁLISIS PVT	13
1.3.1 Definición de análisis PVT	13
1.3.2 Finalidad de un análisis PVT	13
1.4 CLASIFICACIÓN ACTUAL DE LOS FLUIDOS DE YACIMIENTO SEGÚN REQUERIMIENTOS DE LA INDUSTRIA	14
1.4.1 Gas seco	15
1.4.2 Gas húmedo	15
1.4.3 Gas condensado	16
1.4.4 Fluido crítico	16
1.4.5 Aceite volátil	17
1.4.6 Aceite negro	17

2	METODOLOGÍA Y ACTIVIDADES DESARROLLADAS PARA EL ANÁLISIS PVT A FLUIDOS COMPOSICIONALES	19
2.1	DISEÑO EXPERIMENTAL	19
2.2	RECINTO EXPERIMENTAL	20
2.3	DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS PVT	20
2.3.1	Herramienta de muestreo	21
2.3.2	Celda de recombinación	24
2.3.3	GOR Apparatus	26
2.3.4	Cromatógrafo de gases para gas C13+ y para líquido C30+	27
2.3.5	Celda de comportamiento de fases. Phase Behavior	29
2.3.6	Viscosímetro capilar	30
2.4	MATERIALES Y FLUIDOS EMPLEADOS	32
2.4.1	Mercurio	32
2.4.2	Aceite hidráulico	32
2.4.3	Solventes	32
2.4.4	Aceite volátil (fluido V)	33
2.4.5	Gas condensado (fluido C)	33
2.5	PROCEDIMIENTOS	33
2.5.1	Operación de muestreo	35
2.5.2	Transferencia de muestra	43
2.5.3	Recombinación	43
2.5.4	Determinación de la relación gas – aceite (Liberación instantánea de gas)	45
2.5.5	Determinación composicional del fluido	46
2.5.6	Determinación de la viscosidad por capilar	46
2.5.7	Expansión a Composición Constante (CCE)	50
2.5.8	Agotamiento a Volumen Constante (CVD)	53
2.5.9	Prueba de separador multietapa	55
2.5.10	Pruebas adicionales (Opcionales)	57

3	PRESENTACIÓN DE LOS RESULTADOS EXPERIMENTALES DE PRUEBAS PVT A FLUIDOS COMPOSICIONALES	59
3.1	DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS	62
3.1.1	Prueba Expansión a Composición Constante (CCE)	62
3.1.2	Prueba Agotamiento a Volumen Constante (CVD)	65
3.1.3	Prueba de separador multietapa	68
3.1.4	Prueba de viscosidad por capilar	68
3.2	VALIDACIÓN DE LOS RESULTADOS EXPERIMENTALES MEDIANTE SOFTWARE PVT PRO	69
4.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	72

GLOSARIO

BIBLIOGRAFÍA

ANEXOS

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
<b>Figura 1.</b> Modelo analítico de la situación.	3
<b>Figura 2.</b> Comportamiento de fases. Aceite volátil.	10
<b>Figura 3.</b> Comportamiento de fases. Gas condensado.	12
<b>Figura 4.</b> Los seis (6) tipos de fluidos del yacimiento.	18
<b>Figura 5.</b> Cilindro PDS – SPS. Unidad de transferencia en campo.	23
<b>Figura 6.</b> Esquema representativo muestreo en superficie.	24
<b>Figura 7.</b> Celda de recombinación.	25
<b>Figura 8.</b> Toma de muestra en superficie.	25
<b>Figura 9a</b> Panel Frontal del GOR Apparatus.	26
<b>Figura 9b</b> Panel Lateral del GOR Apparatus.	27
<b>Figura 10.</b> Secciones internas de la columna cromatográfica.	28
<b>Figura 11.</b> Esquema. Equipo de cromatografía.	28
<b>Figura 12.</b> Celda de comportamiento de fases. Phase Behavior.	31
<b>Figura 13.</b> Proceso para la determinación de la viscosidad por capilar.	31
<b>Figura 14.</b> Diagrama del proceso.	34
<b>Figura 15.</b> Operación muestreo de fondo.	37
<b>Figura 16.</b> Relación tipo de muestras.	42
<b>Figura 17.</b> Expansión a Composición Constante (CCE).	51
<b>Figura 18 a</b> Isoterma. Gas condensado.	52
<b>Figura 18 b</b> Isoterma. Aceite volátil.	52
<b>Figura 19.</b> Porcentaje de líquido condensado vs presión.	53
<b>Figura 20.</b> Agotamiento a Volumen Constante (CVD).	55
<b>Figura 21.</b> Prueba separador multietapa.	57

## LISTA DE GRÁFICAS

	<b>Pag.</b>
<b>Gráfica 1.</b> Envolverte de fases para fluido C	63
<b>Gráfica 2.</b> Volumen relativo versus presión-Prueba CCE a diferentes temperaturas para fluido C y fluido V	64
<b>Gráfica 3.</b> Volumen relativo versus presión-Prueba CCE a temperatura de yacimiento para aceite volátil y gas condensado	64
<b>Gráfica 4.</b> Densidad del gas versus presión para fluido C y fluido V	65
<b>Gráfica 5.</b> Densidad del líquido versus presión para fluido C y fluido V	66
<b>Gráfica 6.</b> Factor Z versus presión para fluido C y fluido V	66
<b>Gráfica 7.</b> Volumen de líquido condensado versus presión-fluido C	67
<b>Gráfica 8.</b> Viscosidad del fluido versus presión para fluido C y fluido V	69
<b>Gráfica 9a</b> % molar de los componentes del fluido C-Comparación datos experimentales y simulados	69
<b>Gráfica 9b</b> % molar de los componentes del fluido V-Comparación datos experimentales y simulados	70
<b>Gráfica 10.</b> Envolverte de fases para el fluido C	71
<b>Gráfica 11.</b> Envolverte de fases para el fluido V	71

## LISTA DE TABLAS

		<b>Pag.</b>
<b>Tabla 1.</b>	Comparación de las principales características de los fluidos composicionales	13
<b>Tabla 2.</b>	Diferencias entre las operaciones de muestreo	40
<b>Tabla 3.</b>	Relación cantidad-tipo de muestreo	41

## LISTA DE FOTOS

		<b>Pág.</b>
<b>FOTO 1.</b>	Muestreador de fondo PDS-SPS.	37
<b>FOTO 2.</b>	Cilindro para gas tipo Luxer.	39
<b>FOTO 3a</b>	Cilindro para aceite tipo Leutert 4.	39
<b>FOTO 3b</b>	Cilindro para aceite tipo Leutert 5.	40
<b>FOTO 4.</b>	Celda de Recombinación.	44
<b>FOTO 5.</b>	GOR Apparatus.	45
<b>FOTO 6.</b>	Cromatógrafo de gases.	47
<b>FOTO 7.</b>	Viscosímetro Capilar.	48
<b>FOTO 8.</b>	Celda PVT- Phase Behavior.	48
<b>FOTO 9.</b>	Cilindro con pistón cónico.	49
<b>FOTO 10.</b>	Horno y celda PVT.	49

## RESUMEN

**TITULO:** CONSIDERACIONES TEÓRICAS Y EXPERIMENTALES PARA MUESTREO Y ANÁLISIS PVT DE FLUIDOS COMPOSICIONALES CERCANOS A LA REGIÓN CRÍTICA \*

**AUTORES:** GÁMEZ TOLOZA, Alonso Jafet, y, RODRÍGUEZ GÓMEZ, Mario Mauricio\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Gas condensado, aceite volátil, presión punto de burbuja, presión punto de rocío, relación gas-aceite, factor volumétrico de formación, compresibilidad.

**RESUMEN:** Actualmente la industria y en consecuencia la academia dispone de manera ordenada de los procedimientos operativos y de ensayo para realizar un análisis PVT al aceite negro en el laboratorio. Hasta el momento no se cuenta con información consignada para desarrollar un análisis similar a fluidos composicionales (volátiles y retrógrados), presentándose así una limitante al no mantenerse continuidad en los procesos.

El presente trabajo busca hacer una consignación del conocimiento, el cual se maneja desde hace diez (10) años en Colombia sin tener disposición de la información de manera clara y precisa.

Para tal objetivo se partirá de dos muestras reales, una de aceite volátil (fluido V) con propiedades reportadas en campo de 36 °API, temperatura y presión de yacimiento de 263 °F, y 4000 psi respectivamente, GOR (separador) 900 scf/stb. La segunda muestra corresponde al gas condensado (fluido C), las propiedades reportadas en campo son de 44 °API, temperatura y presión de yacimiento de 262 °F y 6645 psi respectivamente, GOR (separador) 5574 scf/stb. Fluidos que permitirán desarrollar un estudio de presión, volumen y temperatura composicional básico. Los fluidos serán sometidos a la realización de pruebas tales como, Expansión a Composición Constante (CCE), Agotamiento a Volumen Constante (CVD), pruebas de separador multietapas y viscosidad, con el fin de obtener criterios y parámetros de diferenciación entre los dos fluidos composicionales, cuando estos se encuentran cercanos a la región crítica.

La documentación sistemática de las prácticas experimentales mencionadas, permitirán validar la confiabilidad de los procedimientos técnicos de ensayo y operacionales (PTE-PTO), con el fin de determinar si son los apropiados al momento de realizar un análisis PVT a fluidos composicionales. De esta manera se dispondrá de un material de apoyo que sirva como guía y herramienta básica adicional y relevante para que la academia cuente con datos que le permitan una formación completa de sus estudiantes.

---

\* Tesis de Grado.

\*\*Facultad Ingeniería Físico-químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos. Nicolás Santos Santos.

## ABSTRACT

**TITLE:** THEORETICAL AND EXPERIMENTAL CONSIDERATIONS FOR SAMPLING AND ANALYSIS PVT OF COMPOSICIONALES FLUIDS NEAR TO THE REGION CRITICIZE \*

**AUTHORS:** GÁMEZ TOLOZA, Alonso Jafet, y, RODRÍGUEZ GÓMEZ, Mario Mauricio\*\*

**KEY WORDS:** Gas condensate, volátil oil, bubblepoint pressure, dewpoint pressure, gas/oil ration, formation volumen factor, compressibility.

**DESCRIPTION:** At the moment, the industry and in consequence the academy, has orderly, of the rehearsal procedures and operative to carry out an analysis PVT to black oils in laboratory, but it doesn't have information documented to carry out a similar analysis to fluids as the volatile and retrograde oils. it is presented this way a restrictive one that doesn't allow to guarantee the continuity of the experimental studies that of this type of fluids.

The present work seeks to document the knowledge regarding this analysis type PVT, knowledge that although it is used for ten (10) years in Colombia, it is not available of clear way and ordinate.

For such a purpose they were analyzed two real samples experimentally: a sample of volatile oil (flowing V), with properties reported in field of 36 °API, temperature and pressure of location of 263 °F and 4000 psi, respectively, GOR (separator) 900 scf/stb, and a sample of retrograde gas (flowing C), with properties reported in field of 44 °API, temperature and pressure of location of 262 °F and 6645 psi, respectively, GOR (separator) 5574 scf/stb. The study Pressure - Volume - experimental Temperature of these type of fluids, will allow to develop a basic methodology for the experimental. The fluids will be subjected to such tests as expansion to constant composition (CCE), exhaustion to constant volume (CVD), and separator tests multi stages and of viscosity, with the purpose of obtaining approaches and differentiation parameters among the two fluids, when these fluids are near to the critical region.

The systematic documentation of the mentioned experimental practices, will allow to validate the dependability of the technical procedures of rehearsal and operational (PTE-PTO). This way, he/she will have a material of documented support that it serves as guide in an additional and outstanding tool, so that the academy has information that allows him a more complete formation of its students.

---

\* Thesis of Grade.

\*\* Physical-chemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Nicolás Santos Santos.

## 0. INTRODUCCIÓN

Actualmente en la industria y en la academia se dispone de manera ordenada de una serie de instrucciones y procedimientos para realizar un análisis PVT al aceite negro, pero no se cuenta con información consignada para desarrollar un análisis similar a fluidos composicionales. Debido a esto se busca asegurar el conocimiento, con el fin de lograr que lo que aprendamos se difunda y sea aplicado por quienes lo necesiten.

Este trabajo está enfocado hacia el desarrollo de los procedimientos técnicos apropiados al momento de realizar un análisis PVT a fluidos composicionales, aceite volátil y gas condensado. Se enfatiza en el aspecto operacional y en los pasos secuenciales que se deben realizar para establecer si dicho fluido al momento de su análisis, presenta un comportamiento normal comparado con lo propuesto en la literatura.

Finalmente se darán a conocer los resultados de las pruebas PVT básicas (Expansión a Composición Constante CCE, Agotamiento a Volumen Constante CVD, pruebas de separador multietapa y viscosidad por capilar) efectuadas a las dos muestras reales de fluido tipo aceite volátil y gas condensado. Los datos experimentales estarán sometidos a una validación composicional (procedimiento para efectuar una correcta recombinación de la muestra), para posteriormente generar la envolvente de fases (procedimiento adecuado para ratificar la criticidad de los fluidos), mediante la implementación del software PVT Pro versión 5.0 a disponibilidad del Instituto Colombiano del Petróleo ICP.

## **0.1 PROBLEMA**

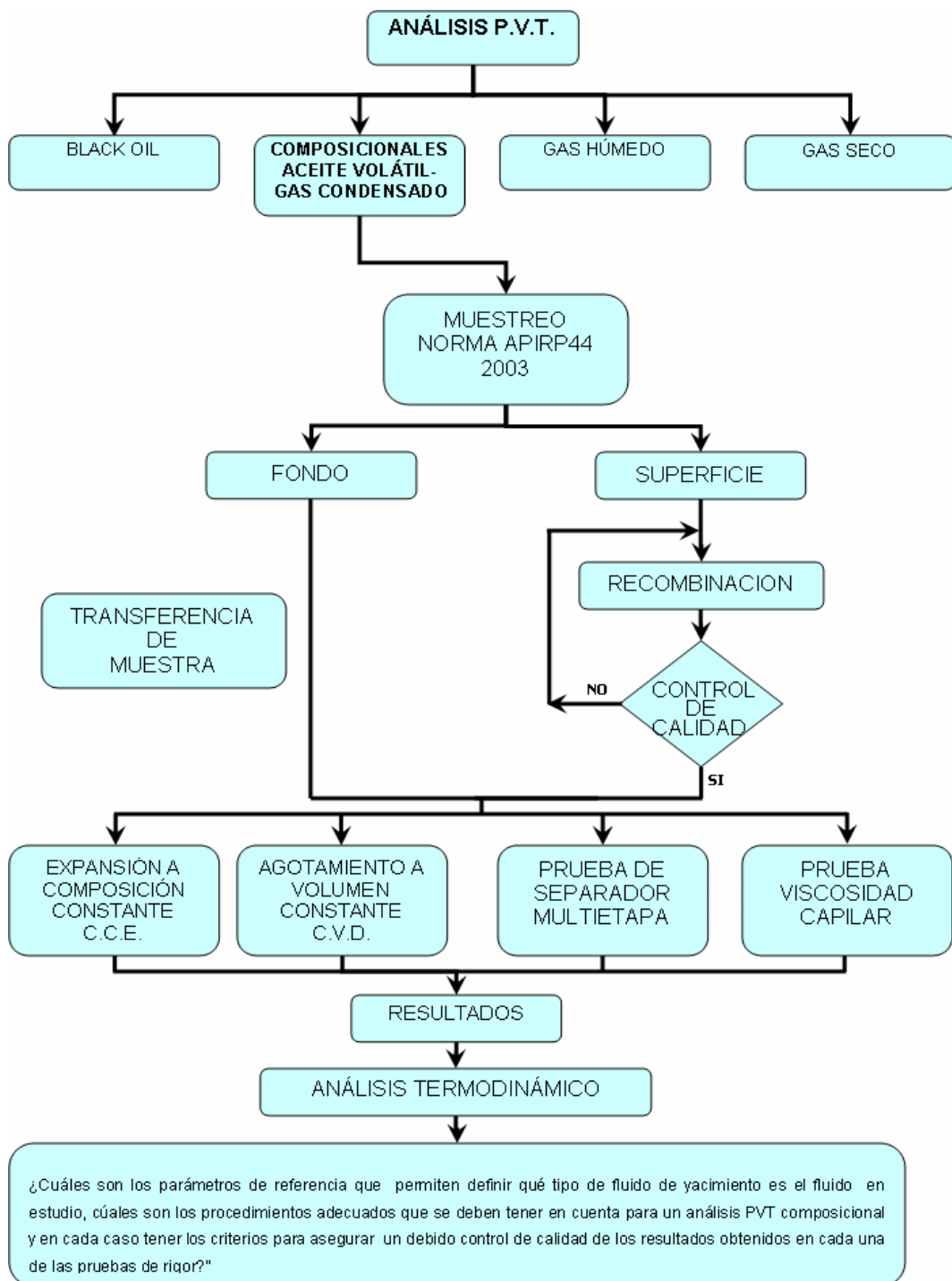
A raíz de la similitud presente en el comportamiento termodinámico de los fluidos de yacimiento, correspondiente al aceite volátil y gas condensado, también llamados fluidos composicionales o fluidos cercanos a la región crítica, se pretende establecer parámetros que sirvan de referencia para establecer en un principio el estado (líquido o gas) del fluido en el yacimiento y las diferencias entre cada uno de los fluidos mencionados, cuando estos se encuentran rodeando la región crítica.

A su vez la no disponibilidad de información referente a los procedimientos técnicos, descritos de forma ordenada para el desarrollo eficiente de una corrida de experimentos de pruebas PVT (Presión, Volumen, Temperatura) a fluidos composicionales en el país, generan la necesidad de recopilar todos los elementos necesarios para establecer un procedimiento único, que permita acciones de reproducibilidad y repetibilidad para cada uno de los tipos de fluidos del yacimiento enunciados anteriormente. Procedimientos acreditables por la Superintendencia de Industria y Comercio S.I.C. mediante la Norma Técnica Colombiana NTC-ISO 17025, permitiendo así un desarrollo competitivo de pruebas de análisis PVT en Colombia aplicables a la industria y la docencia.

Esta información es requerida por la industria y la academia, con el fin tener a la mano los procedimientos técnicos tanto operacionales (PTO) como de ensayo (PTE) adecuados al momento de realizar una corrida PVT a fluidos composicionales.

En el diagrama de la figura 1 se puede observar el modelo analítico que da origen a la formulación de la pregunta de la investigación.

**Figura 1. Modelo analítico de la situación**



Fuente: Autores del proyecto

## **0.2 VARIABLES**

Para la realización de este trabajo, fue necesario tener en cuenta las siguientes variables:

### **0.2.1 Variables independientes**

*Composición del Fluido:* es la relación cualitativa y cuantitativa de los componentes de la mezcla y se reporta en porcentaje molar, la cual estará definida por las características del fluido específico. Se establece a partir de un previo estudio cromatográfico realizado a los diferentes fluidos composicionales.

*Relación Gas – Aceite (GOR):* es la proporción de líquido (aceite) y gas presente en una mezcla de hidrocarburos, es medida en superficie. Variable fundamental en la determinación de la calidad de una prueba PVT.

### **0.2.2 Variables dependientes**

*Presión de saturación:* en el caso de los yacimientos de aceite volátil, es la presión de punto de burbuja y en el caso de yacimientos de gas condensado se manifiesta como presión de punto de rocío.

*Presión punto de burbuja:* en un sistema multicomponente a temperatura constante, es la presión a la cual las primeras pocas moléculas dejan el líquido y forman una pequeña burbuja de gas.

*Presión punto de rocío:* en un sistema multicomponente a temperatura constante, es la presión a la cual aparece la primera gota de líquido.

### **0.3 HIPÓTESIS**

Mediante la implementación de métodos para análisis PVT a fluidos composicionales de primera mano a nivel mundial y mediante la definición de algunas propiedades como la presión de saturación (presión de burbuja o presión de rocío), la relación gas- aceite (GOR), se busca definir e interpretar a qué lado de la región crítica se encuentra el fluido en estudio. De esta manera se podrá determinar si el fluido es aceite volátil o gas condensado

Se experimenta con dos fluidos reales en el laboratorio, empleando los procedimientos técnicos adecuados y de acuerdo a los valores obtenidos en cada una de las pruebas implementadas mediante el debido procesamiento de data lab, se obtienen los resultados. Estos son verificados a través del uso de un software (PVT Pro versión 5.0), e interpretados de acuerdo a criterios propios de la ingeniería de petróleos.

### **0.4 OBJETIVOS**

#### **0.4.1 Objetivo general**

Mediante pruebas presión, volumen y temperatura a fluidos composicionales reales, hacer varios ensayos experimentales en el laboratorio PVT de Ecopetrol-ICP, con el fin de obtener ciertos parámetros de referencia que permitan determinar el comportamiento característico de un fluido, cuando se encuentra cerca de la región crítica. Mediante un análisis termodinámico de las propiedades, obtener criterios que permitan establecer las diferencias existentes entre los fluidos estudiados.

#### **0.4.2 Objetivos específicos**

- Establecer los procedimientos técnicos operacionales y de ensayo adecuados para la realización de pruebas PVT básicas, tales como Expansión a Composición Constante (CCE), Agotamiento a Volumen Constante (CVD), separador multietapa y viscosidad capilar, desarrolladas a fluidos composicionales.
- Determinar los requerimientos necesarios al momento de efectuar operaciones de muestreo, control de calidad, recombinación y análisis cromatográfico, procedimientos previos a un desarrollo de pruebas PVT a fluidos composicionales.
- Construir y verificar los formatos de trabajo y reporte de datos requeridos para toda operación que permita un desarrollo de pruebas PVT efectuadas a fluidos composicionales
- Obtener el valor de la presión de saturación, determinando si es un punto de rocío o punto de burbuja, mediante la realización de la correspondiente prueba de Expansión a Composición Constante (CCE), a través de la implementación de los procedimientos técnicos (PTO y PTE) adecuados.
- Determinar la viscosidad del aceite a través del procedimiento correspondiente en la prueba denominada viscosidad por capilar.
- Realizar la prueba Agotamiento a Volumen Constante (CVD) para determinar cambios en la composición del gas y el comportamiento general del fluido.
- Realizar prueba de Separador Multietapa con el fin de determinar el comportamiento del fluido desde las condiciones de yacimiento hasta las condiciones de separador y tanque.

- Validar los resultados obtenidos experimentalmente en las pruebas PVT a fluidos composicionales, mediante la implementación del software PVT Pro versión 5.0 a disposición del Instituto Colombiano del Petróleo ICP.

## **0.5 JUSTIFICACIÓN**

Hasta el momento en Colombia no se encuentra en la literatura una recopilación de procedimientos y análisis PVT para aceite volátil y gas condensado de forma experimental. Actualmente en los laboratorios del Instituto Colombiano del Petróleo ICP se desarrollan las pruebas a fluidos composicionales, existiendo un manejo verbal por parte del personal con experiencia en dichas pruebas, pero no se encuentran documentadas. Es así, como es conveniente poseer información apropiada y detallada acerca de los procedimientos requeridos para un análisis PVT experimental, que permita determinar las propiedades del fluido y definir si este corresponde a un aceite volátil o gas condensado.

Los criterios establecidos en este trabajo, son aportes para la docencia en ingeniería de petróleos, cuando se estudie el comportamiento de fluidos composicionales cercanos a la región crítica.

## **1. FUNDAMENTACIÓN CONCEPTUAL**

Al realizar todo análisis PVT a fluidos composicionales es necesario comprender y tener completamente claro los fundamentos teóricos relacionados con el comportamiento del respectivo fluido en el yacimiento, especificando los diferentes tópicos y características de los fluidos cuando estos se encuentran cercanos a la región crítica.

De forma general, la determinación del tipo de fluido representa la etapa primaria y fundamental al momento de realizar un análisis PVT a fluidos composicionales.

Todos los yacimientos pueden ser clasificados de acuerdo a la localización de su presión y temperatura inicial con respecto a la región de dos fases.

### **1.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS DE ACEITE VOLÁTIL**

La complejidad de los fluidos composicionales radica en la dificultad al momento de generar un mecanismo encargado de describir de forma sencilla y bien definida (ecuación de balance de material) el comportamiento de los fluidos cercanos a la región crítica, en comparación con la facilidad de modelar el comportamiento de un aceite negro, tal como se propone en la literatura.

#### **1.1.1 Diagrama de fases**

Estos diagramas son gráficos de presión versus temperatura que muestran condiciones para las cuales una sustancia en particular existirá como líquido, gas o ambos, mostrando así el estado como tal de los fluidos en el yacimiento<sup>8</sup>.

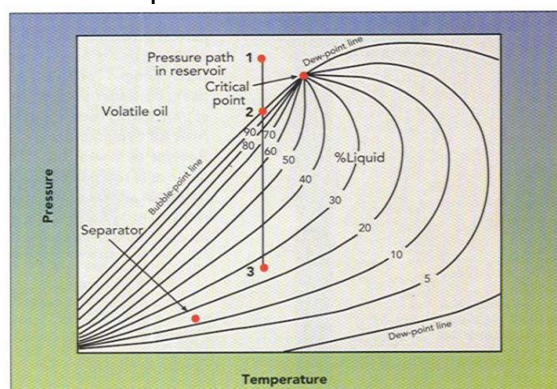
Un sistema de hidrocarburos puede contener uno o varios componentes, en una, en dos o en tres fases y además, puede cambiar de una fase a otra.

El aceite volátil en el yacimiento muestra presiones de saturación llamadas “presiones de punto de burbuja” las cuales indican cuando se empieza a formar el gas en el yacimiento, cuando la presión disminuye. A su vez estos fluidos contienen poca concentración de moléculas pesadas y más intermedias (definidas entre el etano y los hexanos) comparadas con el aceite negro.

La figura 2 muestra el comportamiento típico de un aceite volátil, en la cual se observa que la temperatura crítica es mas baja que la de un aceite negro y la temperatura del yacimiento se encuentra por debajo de la temperatura critica. Se observa además que una pequeña disminución de la presión a una temperatura constante por debajo del punto 2 (punto de burbuja) genera liberación de gran cantidad de gas libre en el yacimiento, es decir, la relación gas-aceite aumenta a medida que la presión disminuye por debajo de la presión de burbuja. El aceite volátil también es denominado crudo de alta merma<sup>4</sup>.

Si la presión del yacimiento esta por encima de la curva de puntos de burbuja (punto 1), el yacimiento se denomina sub-saturado y el fluido se encuentra en estado líquido, existiendo una deficiencia de gas en el sistema. Si las condiciones iniciales de presión se encuentran sobre la curva del punto de burbuja (punto 2), se habla de yacimientos saturados, en este caso desde el inicio de la producción comienza a formarse una fase de gas libre. Si las condiciones iniciales de presión del yacimiento se encuentran dentro de la envolvente, se habla de un yacimiento de dos fases con capa de gas.<sup>6</sup>

**Figura 2.** Comportamiento de fases. Aceite volátil



Fuente: William D. McCain Jr.

### 1.1.2. Propiedades

Las características de campo para los diferentes tipos de fluidos de yacimiento varían, es así como para el aceite volátil la gravedad API es generalmente mayor a 35° API ( $API > 35$ ), la relación gas-aceite se encuentra entre 1,000 y 3,000 scf/stb ( $1,000 < GOR < 3,000$ ). Por otra parte las propiedades que se pueden identificar en el laboratorio son: el porcentaje molar de  $C_7^+$  el cual está entre 12.5 y 17.5%  $C_7^+$  ( $12.5 < \% \text{ Molar } C_7^+ < 17.5$ ) y el factor volumétrico de formación, este ultimo debe ser mayor a 1.5 ( $Bo > 1.5$ )<sup>3</sup>.

## 1.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO

Este fluido presenta un comportamiento inicial en el yacimiento de 100 % gas, siempre y cuando se este por encima de la presión de rocío. Al existir una disminución de presión se empieza a obtener líquido, formándose una capa de fase liquida (libre) en el yacimiento.

El caso especial de los yacimientos de gas condensado se distingue por dos características: (1) una fase líquida puede condensar durante el proceso isotérmico de agotamiento de presión (comportamiento retrogrado) y (2) el líquido revaporiza cuando el agotamiento de presión pasa la zona de comportamiento retrogrado.

### **1.2.1 Diagrama de fases**

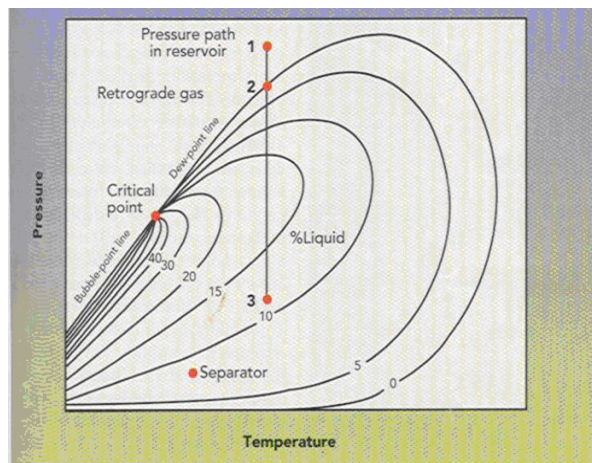
El diagrama de fases de un gas retrogrado es mas pequeño que el de los aceites, debido a que contiene menos hidrocarburos pesados, lo cual se evidencia en la ubicación de su punto crítico que se encuentra más abajo y al lado izquierdo del domo.<sup>5</sup>

La figura 3 muestra el comportamiento de fases para el gas condensado, en donde las condiciones iniciales del yacimiento son tales que la presión garantice la existencia de una sola fase y la temperatura se encuentre entre la cricondentérmica y la crítica (punto 1 en la fig 3)<sup>2</sup>.

A medida que la presión disminuye por debajo del punto 2, el fluido se condensa en el yacimiento, formando un líquido libre, el cual se adhiere a los poros de la roca. Normalmente este líquido no fluirá, es decir, no podrá ser producido. Una disminución posterior de la presión genera una vaporización del líquido formado por condensación retrograda, esta revaporización ayuda a la recuperación líquida. Lo anterior se hace evidente en la disminución de la relación gas-aceite en superficie.<sup>2</sup>

La relación gas-aceite aumentará cuando la presión del yacimiento este por debajo de la presión de punto de rocío.

**Figura 3.** Comportamiento de fases. Gas condensado



Fuente: William D. McCain Jr.

### 1.2.2. Propiedades

Las características de campo para el gas condensado son: gravedad API del líquido en el tanque entre 40 y 60° API ( $40 < API < 60$ ), la relación gas-aceite se encuentra entre 3,000 y 150,000 scf/stb ( $3,000 < GOR < 150,000$ ), las propiedades que se pueden identificar en el laboratorio son: el porcentaje molar de  $C_7^+$  el cual es menor a 12.5 ( $\%Molar C_7^+ < 12.5\%$ )<sup>3</sup>

Existen innumerables clasificaciones relacionadas con las propiedades de los fluidos composicionales, entre ellas, la planteada por McCain (Ver tabla 1), la cual propone una serie de diferencias existentes entre los principales parámetros característicos de los fluidos que rodean la región crítica, así:

<b>Propiedad</b>	<b>Aceite volátil</b>	<b>Gas condensado</b>
<b>GOR (scf/stb)</b>	1750-3200	3200-15000
<b>° API</b>	>40	>40
<b>% Molar C<sub>7</sub> +</b>	12.5 - 20	< 12.5
<b>Color</b>	Líquido coloreado	Condensado ligeramente coloreado
<b>Factor vol. de formación del aceite (Bo)</b>	> 2	

**Tabla 1.** Comparación de las principales características de los fluidos composicionales

Fuente: William D. McCain Jr.

### 1.3 ANÁLISIS PVT

Los análisis de Presión, Volumen y Temperatura (PVT) son parte fundamental en la caracterización y determinación de las propiedades termodinámicas de los fluidos que se encuentran almacenados en el yacimiento.

#### 1.3.1 Definición de análisis PVT

Un análisis PVT es el conjunto de pruebas de laboratorio encaminadas a simular y estudiar el comportamiento termodinámico de los fluidos de yacimiento (gas, aceite), bajo condiciones más cercanas a las reales del yacimiento y a las condiciones de producción que se tengan en el área de interés.

#### 1.3.2 Finalidad de un análisis PVT

Por medio de un estudio PVT es posible analizar de manera más completa las propiedades del fluido del yacimiento, permitiendo así obtener información crucial

para la vida productiva del campo. A los fluidos que ingresan al laboratorio PVT, se les realizan diferentes pruebas (unas obligatorias, otras a petición del cliente), con el fin de determinar las propiedades volumétricas de dicho fluido, observando cómo éstas varían con la presión y la temperatura. Los alcances más significativos que se consiguen son:

- Predicción de reservas de gas y aceite.
- Cálculo de factor de recobro.
- Toma de decisiones técnico-económicas para la producción de los yacimientos.
- Provee variables para el diseño de facilidades de superficie.
- Predicción del comportamiento futuro del yacimiento.
- Determinación experimental de las condiciones óptimas de separación.
- Obtención de la composición del fluido del yacimiento.

#### **1.4 CLASIFICACIÓN ACTUAL DE LOS FLUIDOS DE YACIMIENTO SEGÚN REQUERIMIENTOS DE LA INDUSTRIA**

Hasta el momento, la academia siempre ha mencionado la existencia de cinco diferentes tipos de fluidos en el yacimiento, pero el trabajo incesante de la industria y en especial en lo relacionado con las operaciones de muestreo (fondo y/o superficie), ha obligado a incluir un sexto fluido para tal estudio (Ver figura 4 - 4d).

El fluido crítico presenta características muy especiales al momento de su análisis, ya que de la toma correcta y definición exacta del tipo de muestra tomada, depende el éxito del posterior estudio PVT en el laboratorio.

Es así como la Norma API-RP 44 ilustra acerca de la existencia y diferenciación del fluido en el yacimiento, dependiendo de la cercanía con la región crítica, siendo

esta zona la de mayor cuidado al momento de realizar una toma de muestra para su posterior análisis PVT.

El acondicionamiento óptimo del pozo y las estrategias de muestreo pueden ser afectados por el comportamiento del fluido del reservorio, tanto a condiciones de yacimiento como de superficie.

Es así como los diferentes tipos de fluidos presentes en el yacimiento según norma API-RP 44 son<sup>21</sup>:

#### **1.4.1 Gas seco**

Este tipo de fluido presenta un comportamiento muy especial, por lo que a condiciones de yacimiento y de superficie es siempre gas, ya que la región de dos fases no intercepta la temperatura de yacimiento a ninguna presión. Lo anterior se puede apreciar en la envolvente de fases (figura 4a), es decir, el gas seco (98% metano) no produce condensado en superficie.

En pocas palabras el gas seco a condiciones de separador no está en la condición de dos fases; por consiguiente, no se puede recobrar líquido a las condiciones de operación de los separadores de campo convencionales.

Para este tipo de fluidos no es necesario realizar un análisis PVT, a ellos se les realiza estudios cromatográficos para la determinación de la composición.

#### **1.4.2 Gas húmedo**

Este fluido no forma dos fases a ninguna presión a temperatura de yacimiento; por tanto, este gas es "seco" en el yacimiento. Sin embargo, a temperaturas más bajas y presiones tales como las encontradas en los

separadores de superficie, el fluido existe en dos fases, tal como se puede apreciar en la figura 4b. El gas húmedo puede, entonces, producir líquido (condensado) en los separadores.

### **1.4.3 Gas condensado**

El gas condensado es el tipo de fluido más exigente en su control de calidad al momento de realizar el muestreo, debido a que durante su vida de producción, presenta cambios considerables en la saturación de líquido y en la composición del gas. Se puede observar en la figura 4c que a presiones altas y a temperatura de yacimiento, el fluido puede existir en una sola fase (densa). A medida que la presión declina durante la vida productiva del campo, el fluido entrará en la región de dos fases, pasando a través de una condición de punto de rocío. A presiones por debajo de la presión de punto de rocío, se condensará líquido en el yacimiento.

### **1.4.4 Fluido crítico**

El fluido crítico, está caracterizado por que la temperatura de yacimiento es esencialmente idéntica a la temperatura crítica del fluido. Aunque no es evidente de la figura 4d, un fluido que pasa a través de su punto crítico, se separará en volúmenes esencialmente iguales de gas y líquido a temperatura crítica. Por tanto, se forman instantáneamente saturaciones grandes tanto de gas como de líquido en el yacimiento a medida que la presión cae por debajo de la presión crítica.

Aún si la temperatura del yacimiento no es exactamente igual a la temperatura crítica (fluido cercano al punto crítico), se forman dos fases de alta saturación casi inmediatamente después que la presión disminuye por debajo de la presión de saturación. Si la temperatura de yacimiento está

justamente por encima de la temperatura crítica, el fluido cercano al punto crítico se comportará como un condensado muy rico. Si la temperatura está justamente por debajo de la temperatura crítica, el fluido se comportará como un aceite volátil.

#### **1.4.5 Aceite volátil**

Este tipo de fluido se ha estudiado con gran interés en los últimos años, debido a las elevadas reservas encontradas en nuestro país durante la última década y al enfoque diferente y cuidadoso con el cual se debe trabajar. Este tipo de fluido debe ser manejado de forma composicional, debido a su cercanía a la región crítica.

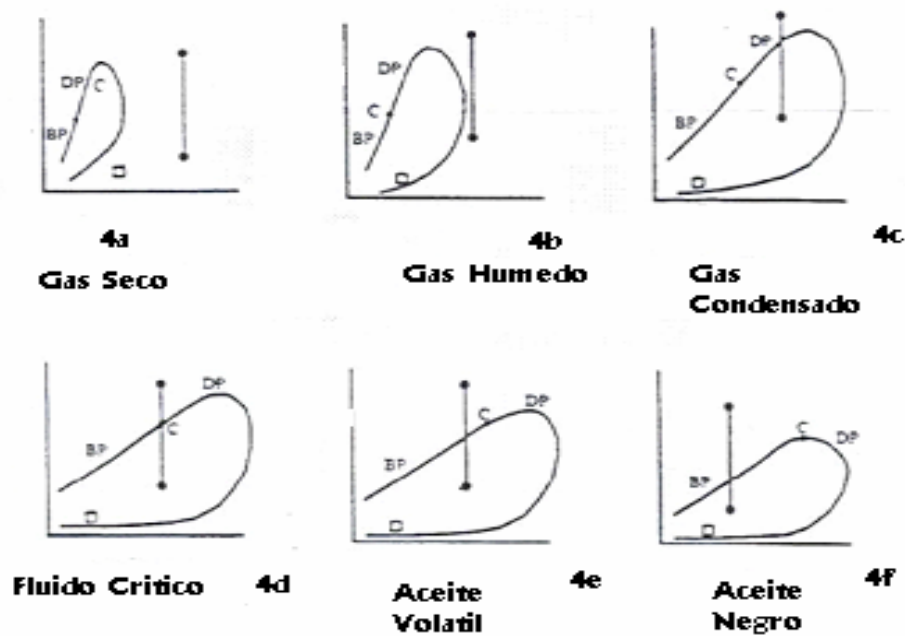
El aceite volátil se caracteriza por que tiene una temperatura crítica sólo ligeramente más alta que la temperatura de yacimiento. Por tanto, aunque el fluido puede estar en una sola fase líquida a altas presiones, éste se separará en dos fases a presiones más bajas, pasando a través de una condición de punto de burbuja como se muestra en la figura 4e. A demás, a presiones sólo ligeramente por debajo de la presión de punto de burbuja se establecen altas saturaciones de gas (es decir, el gas se desprende rápidamente del aceite y la fase aceite merma rápidamente a medida que la presión disminuye por debajo del punto de burbuja).

#### **1.4.6 Aceite negro**

Este tipo de fluido es el más común en los yacimientos colombianos y en todo el mundo, debido a ello se han realizado innumerables estudios con el objetivo de poder caracterizarlo en forma adecuada.

El aceite negro es denominado crudo convencional y puede estar en una sola fase líquida a presiones altas en el yacimiento, pero la disminución de la presión durante el agotamiento del yacimiento eventualmente conducirá a una condición de dos fases (ver figura 4f), a medida que el fluido pasa a través del punto de burbuja. En contraste con el aceite volátil, el gas del crudo convencional no se libera tan rápidamente por debajo del punto de burbuja.

**Figura 4. Los seis tipos de fluidos del yacimiento**



**Gráficas Presion Vs Temperatura para los seis (6) fluidos del yacimiento**

Fuente: Norma API-RP 44-Segunda edición-2003

## **2. METODOLOGÍA Y ACTIVIDADES DESARROLLADAS PARA EL ANÁLISIS PVT A FLUIDOS COMPOSICIONALES**

En este capítulo se describe la forma como se realizó el trabajo para la verificación de la hipótesis. Comprende el recinto y diseño experimental, equipos, instrumentos, materiales y elementos empleados para la ejecución de las pruebas PVT a fluidos composicionales.

### **2.1. DISEÑO EXPERIMENTAL**

A partir de dos muestras reales de fluidos de yacimiento tipo aceite volátil y gas condensado, por efectos de confidencialidad para la empresa ECOPETROL S.A. serán denominadas como fluido V y fluido C respectivamente. Se realizan las siguientes pruebas PVT: recombinación, determinación de la relación gas-aceite (scf/stb), determinación composicional del fluido, Expansión a Composición Constante (CCE), Agotamiento a Volumen Constante (CVD), prueba de separador multietapa y prueba de viscosidad por capilar para cada fluido. Las pruebas mencionadas anteriormente se deben realizar teniendo en cuenta los pasos secuenciales descritos en los Procedimientos Técnicos de Ensayo (PTE) y los Procedimientos Técnicos de Operación (PTO). Ver anexo1.

Para cada una de las anteriores pruebas existe un formato de trabajo y reporte de datos (Ver anexo 2), el cual presenta un encabezado que permite identificar perfectamente el contenido del mismo. En estos formatos se consignan los resultados obtenidos en el laboratorio (data lab), información básica y fundamental para el posterior análisis de los resultados.

## **2.2. RECINTO EXPERIMENTAL**

Todas las pruebas PVT efectuadas a los fluidos composicionales (aceite volátil y gas condensado) se desarrollaron en los laboratorios Presión, Volumen y Temperatura (PVT) del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP).

El laboratorio PVT del ICP cuenta con la acreditación para la competencia técnica, como laboratorio de pruebas y ensayos por parte de la Superintendencia de Industria y Comercio de Colombia, Norma ISO-NTC 17025<sup>20</sup>

## **2.3. DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS PVT**

En la realización de las pruebas PVT se utilizaron principalmente los siguientes equipos:

- Herramientas de muestreo
- Celda de recombinación
- GOR Apparatus
- Cromatógrafo de gases para gas C13+ y para líquido C30+
- Celda de comportamiento de fases. Phase behavior
- Viscosímetro capilar

Nota: Los equipos mencionados anteriormente corresponden a los absolutamente necesarios para el desarrollo de pruebas PVT a fluidos composicionales. Descritos en el anexo 1 (Procedimientos Técnicos Operacionales -PTO).

Existen otros elementos complementarios (bombas de desplazamiento positivo, bombas de succión, compresores, picnómetros (pyc), cilindros de muestra, entre otros), los cuales hacen parte del ensamblaje final de los equipos principales en el laboratorio PVT del ICP.

### **2.3.1 Herramienta de muestreo**

Los siguientes son los equipos empleados en una operación de muestreo de sub-suelo y superficie en el Instituto Colombiano del Petróleo ICP. Procedimientos efectuados según norma establecida por la American Petroleum Institute - Recommended Practice (API - RP 44), segunda edición, Abril de 2003.

Los equipos de muestreo tienen como objetivo primordial tomar una muestra representativa del fluido en el yacimiento para su posterior análisis en el laboratorio,

#### **A. Herramienta muestreo sub-suelo.**

Para la toma de muestra de fluido en el fondo del pozo es necesario el uso de los cilindros Positive displacement Sampling (PDS) y/o Single Phase Sampler (SPS).

El muestreador de fondo (PDS y/o SPS) tiene una capacidad máxima de 600 cc, con una longitud aproximada de 145 pulgadas y responde a una presión y temperatura de operación de 15.000 psi y 280 °F respectivamente.

La versión mecánica del PDS esta operada por cable, activada mediante un reloj mecánico. La herramienta comprende una cámara de muestreo, una cámara de aire y un dispositivo de encendido mecánico, los cuales ensamblados, representan el equipo de muestreo PDS en su totalidad.

El cilindro SPS con sus correspondientes cámaras internas, funciona de forma similar a la del PDS. A diferencia de esta última, la SPS emplea una cámara de nitrógeno como mecanismo controlador de presión al interior del cilindro.

El cilindro SPS tiene dentro de sus características principales la capacidad para operar en altas concentraciones  $H_2S$ ,  $CO_2$  y en pozos con alto GOR.

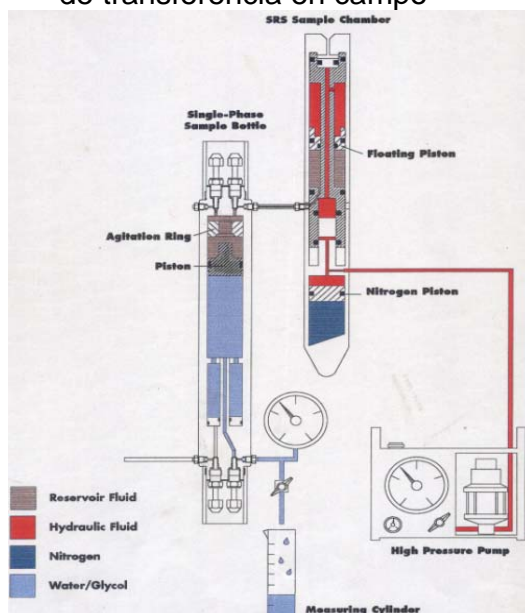
Tanto el cilindro PDS como el SPS emplean la misma Unidad de transferencia en Campo (FTU), la cual es utilizada de igual forma para cada uno. La finalidad de esta unidad es la de realizar transferencia de fluidos o muestras atrapadas en la cámara de muestreo de la herramienta hacia las correspondientes botellas, que posteriormente serán transportadas al laboratorio de análisis PVT.

El ensamble total de un cilindro PDS y/o SPS junto con su unidad de transferencia de campo se pueden apreciar en la figura 5.

La operación de transferencia se realiza isobáricamente con el fin de evitar el flasheo de la muestra, es decir, las muestras deben ser monofásicas y homogéneas cuando se encuentren almacenadas en las botellas, con el propósito de lograr que la muestra sea representativa.

De manera general, los cilindros SPS son recomendables para presiones elevadas (mayores a 5000 psi). Este tipo de herramienta es empleada en la toma de muestra de fluidos composicionales.

**Figura 5.** Cilindro PDS - SPS junto con su unidad de transferencia en campo



Fuente: Manual del equipo

## B. Herramienta muestreo superficie

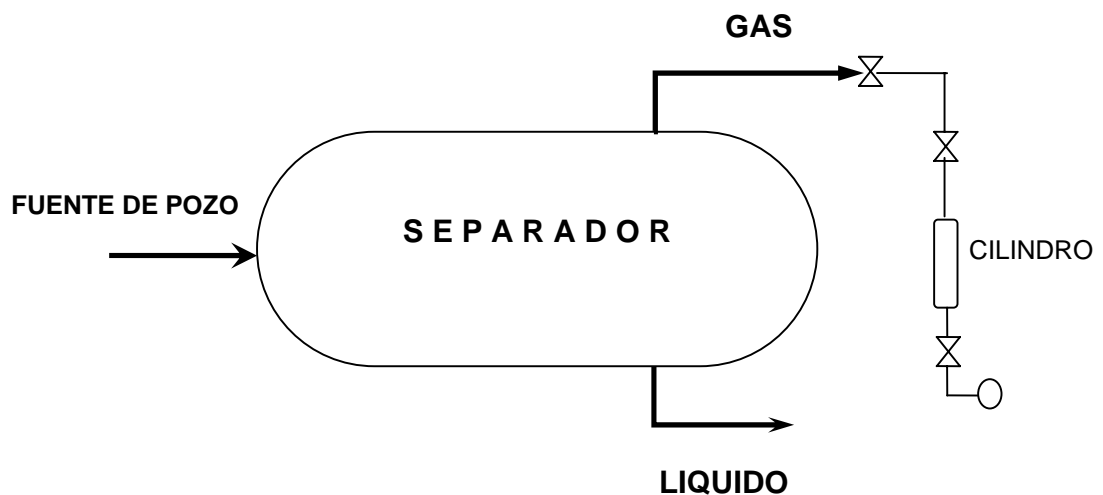
En una operación de muestreo en superficie, cuando el fluido es aceite, es necesario emplear cilindros tipo Ruska o Leutert (siendo este último el empleado comúnmente en el ICP), dependiendo de la cantidad de esferas (balines) destinadas para efectuar el proceso de agitación al interior del cilindro. Caso contrario ocurre cuando el fluido es gas, allí se emplea cilindros tipo Luxer, con el fin de obtener la muestra de fluido deseada.

Los procedimientos anteriores son efectuados bajo los parámetros descritos en la norma API RP 44, teniendo en cuenta que en toda operación de muestreo (fondo o superficie) se deben aplicar las correspondientes normas de seguridad. A su vez se deben emplear los formatos existentes de Actas de Análisis de Seguridad del Trabajo (AST), requeridos actualmente por la compañía dueña del pozo, si se desea efectuar una operación de muestreo. (Ver anexo 3).

En la figura 6 se puede observar el esquema representativo de una toma de muestra en superficie para el gas. El mismo procedimiento operativo es efectuado para el líquido.

Es conveniente revisar el estado interno de los cilindros y de sus partes, mediante una prueba hidrostática, todo con el fin de prevenir posibles fugas en las conexiones.

**Figura 6.** Esquema representativo muestreo en superficie

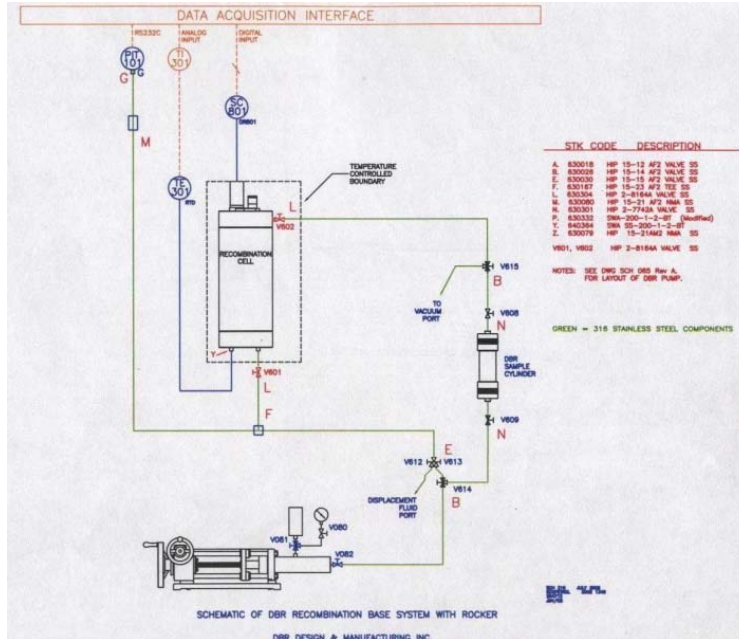


Fuente: Laboratorio de análisis PVT – ICP

### 2.3.2 Celda de recombinación

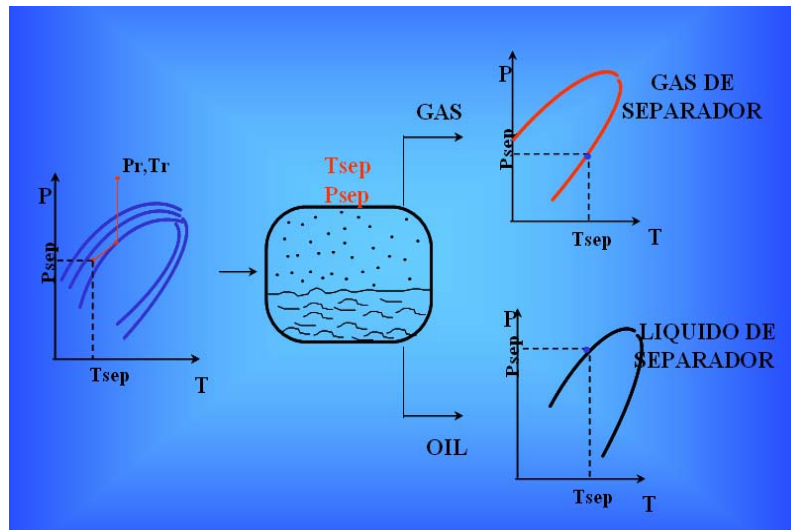
Es de gran importancia conocer que el proceso realizado en la celda de recombinación (ver figura 7) se efectúa a muestras que han sido tomadas en superficie (por ejemplo en el separador), con el fin de llevar dichas muestras de fluido a las condiciones de presión y temperatura de yacimiento. (Ver figura 8)

**Figura 7. Celda de recombinación**



Fuente: Laboratorio de análisis PVT – ICP

**Figura 8. Toma de muestra en superficie**



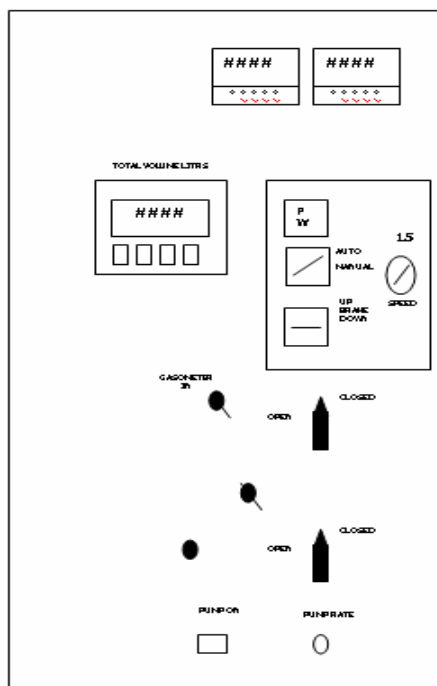
Fuente: Laboratorio de análisis PVT – ICP

### 2.3.3 GOR Apparatus

La función de este equipo es la de separar el gas del aceite mediante un proceso de expansión a 14.7 psi y 60 °F. Una vez separado el gas del líquido, son llevadas cada una de las muestras a un cromatógrafo para sus estudios composicionales

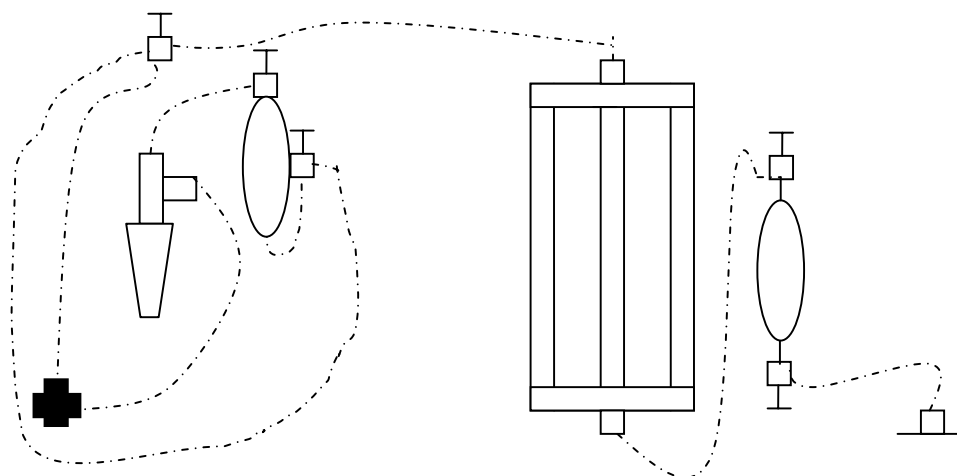
El equipo consta en su interior de un gasómetro, el cual utiliza un pistón móvil (controlado por un motor) dentro de un cilindro estacionario, este recibe la muestra (gas y/o aceite) que se encuentra en el picnómetro (pyc), (ver figura 9a y 9b). En el GOR Apparatus se hace circular el gas a través del líquido con el fin de hacer un contacto más dinámico.

**Figura 9a.** Panel frontal GOR Apparatus



Fuente: Laboratorio de análisis PVT – ICP

**Figura 9b.** Panel lateral GOR Apparatus



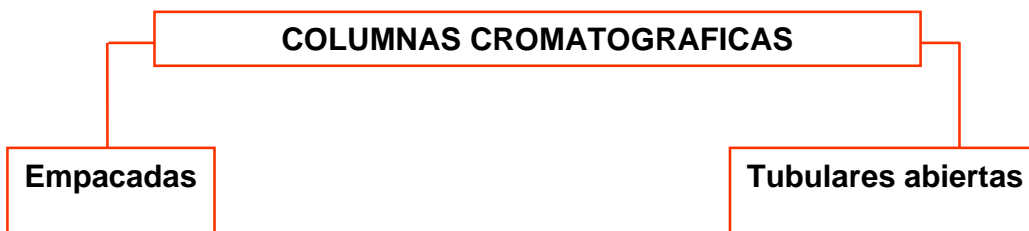
Fuente: Laboratorio de análisis PVT – ICP

#### **2.3.4 Cromatógrafo de gases para gas C13+ y para líquido C30+**

Equipo utilizado para determinar la composición de la fase gaseosa tanto para gas C13<sup>+</sup> como para líquido C30<sup>+</sup>.

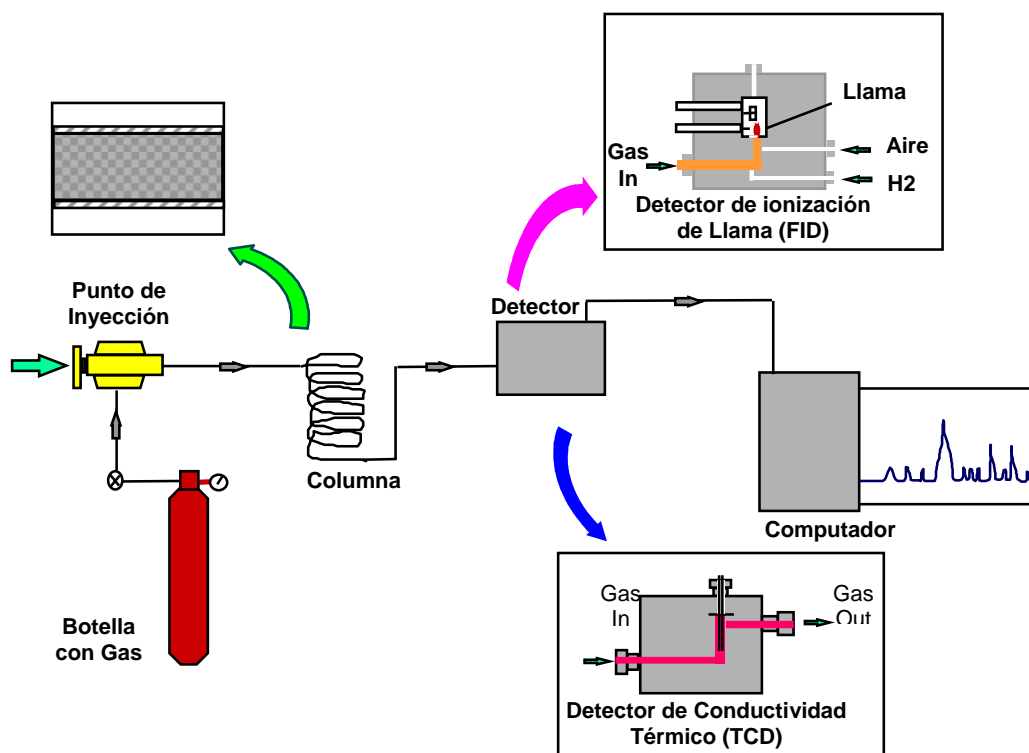
El funcionamiento del equipo empleado para la cromatografía de fluidos en el laboratorio, permite la identificación de la muestra (aceite o gas) inyectada al interior de él, mediante dos secciones o tipos de columna (ver figura 10). El final de cada sección esta conectado a un detector, ya sea de Ionización de llama (FID) ó de conductividad térmica (TCD), encargados de detectar y cuantificar el paso de masa a través de ellos. (Ver figura 11),

**Figura 10.** Secciones internas de la columna cromatográfica



Fuente: Laboratorio de análisis PVT – ICP

**Figura 11.** Equipo de cromatografía



Fuente: Laboratorio de análisis PVT – ICP

### **2.3.5 Celda de comportamiento de fases. Phase Behavior**

Esta celda PVT es empleada para simular el comportamiento del fluido del yacimiento. El equipo consiste de una celda de alta presión con un volumen interno aproximado de 150 cc, presentando unas condiciones de operación máximas de 10.000 psig y 200 °C, según especificaciones del fabricante. En el interior de dicha celda se encuentra un cilindro de vidrio transparente, al cual se lleva la muestra, este se encuentra asegurado dentro de dos ventanas de vidrio, permitiendo que su contenido sea completamente visible. El espacio alrededor del tubo se llena con aceite hidráulico, con el fin de generar una contra-presión que evite esfuerzos de sobrecarga en el cilindro de vidrio.

Además este equipo presenta al interior del cilindro de vidrio un pistón flotante, el cual evita que se genere expansión en la celda a través de todo el rango de operación del equipo. La celda esta dentro de un baño térmico con circulación de aire donde la temperatura es controlada con una precisión de 0.5 °C. A su vez la celda presenta una válvula en el fondo que permite el ingreso del fluido desplazante (aceite hidráulico), proveniente de la bomba de desplazamiento positivo (ver figura 12).

La celda tiene en su interior un sistema de agitación magnética (mixer), que permite obtener una mejor homogenización del fluido y equilibrios termodinámicos en menor tiempo. Las medidas volumétricas del contenido de la celda son realizadas mediante tomas de niveles, usando el sistema de captura de imágenes a través de una cámara de alta resolución equipada con un lente telescópico, este magnifica la imagen que posteriormente es observada en el monitor. La cámara esta montada en un sistema motorizado que permite posicionar la cámara con respecto a la interfase del fluido.

En la celda de alta presión se pueden efectuar las diferentes pruebas PVT a fluidos composicionales, tales como Expansión a Composición Constante (CCE), Agotamiento a Volumen Constante (CVD), separador multietapa, entre otras.

Es recomendable antes de operar este equipo, realizar un ensayo de comprobación del funcionamiento de los límites de presión a través de todas sus válvulas de flujo. Es conveniente efectuar un proceso de limpieza de las partes internas de la celda, mediante el uso de un solvente volátil, el cual evita la humedad y posibles errores en las pruebas.

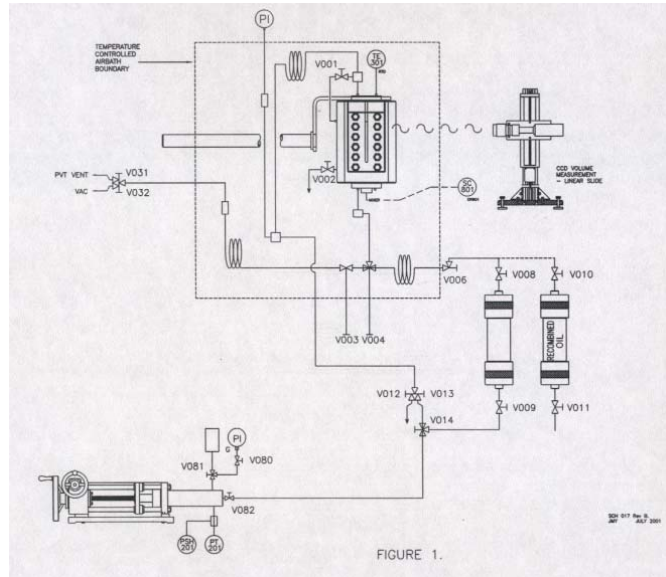
### **2.3.6 Viscosímetro capilar**

El viscosímetro capilar (ver figura 13) consta de dos cilindros de alta presión (1000 psia) en su interior, los cuales están dentro de un horno de aire que posee un controlador de temperatura, el cual distribuye el calor con una precisión de  $\pm 0.5$  °C. Los cilindros se comunican entre sí a través de un capilar (coil), cuyo diámetro interno depende del fluido de prueba.

La transferencia de muestra de un cilindro a otro se realiza por medio de una bomba de desplazamiento positivo de alta presión, volumen constante y flujo controlado a través del capilar, generándose así una caída de presión ( $\Delta P$ ).

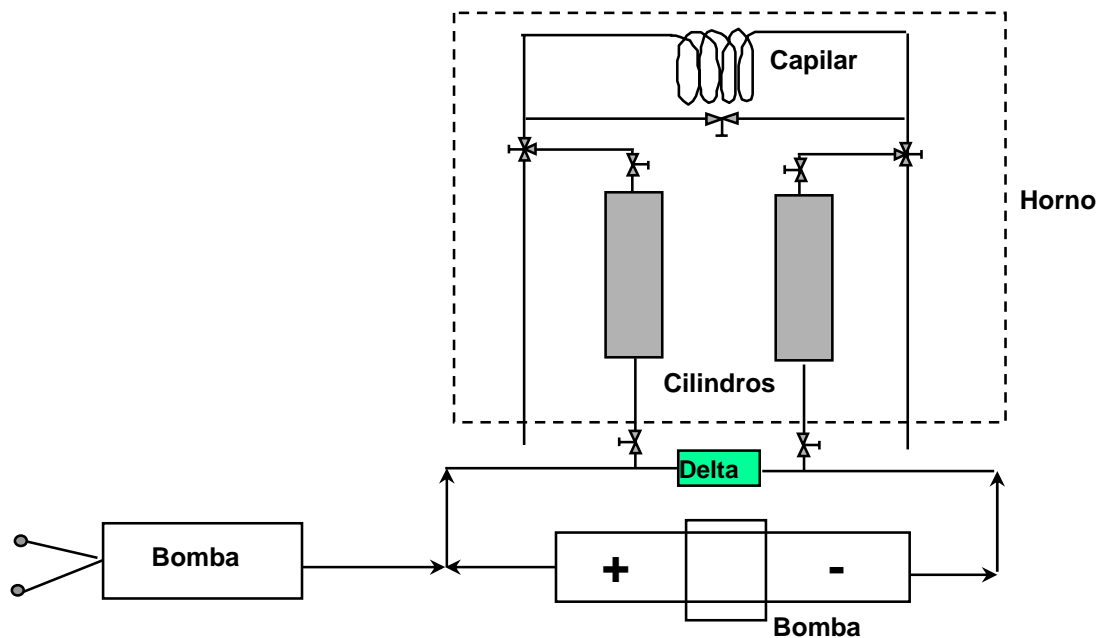
Se debe tener en cuenta que para obtener resultados correctos y confiables es conveniente realizar periódicamente los procedimientos de calibración de los instrumentos del equipo (realizados por el laboratorio de metrología del ICP).

**Figura 12.** Celda de comportamiento de fases. Phase Behavior



Fuente: Laboratorio de análisis PVT – ICP

**Figura 13.** Diagrama esquemático. Determinación de la viscosidad capilar



Fuente: Laboratorio de análisis PVT – ICP

## **2.4 MATERIALES Y FLUIDOS EMPLEADOS**

Durante el desarrollo de las pruebas realizadas a fluidos composicionales, denominados fluido V (aceite volátil) y fluido C (gas condensado), se emplearon los siguientes materiales:

- Mercurio
- Aceite Hidráulico
- Solventes

### **2.4.1 Mercurio**

Empleado como pistón para comprimir, expandir y/o transferir los fluidos en estudio, adicionalmente es usado como patrón volumétrico ya que su comportamiento ante la presión y temperatura es exactamente conocido, por tanto calculable.

### **2.4.2 Aceite hidráulico**

Empleado para cumplir las mismas funciones del mercurio (Compresión, expansión, transferencia y patrón volumétrico), con la ventaja que no genera contaminación ambiental, reduce los efectos tóxicos, disminuyendo los riesgos al momento de su manipulación, además presenta bajo costo.

### **2.4.3 Solventes**

Existen diferentes clases de solventes utilizados para diversas funciones en el laboratorio, por ejemplo; el hexano y el heptano son empleados al momento de efectuar la calibración del viscosímetro capilar. El tricloroetano y el varsol se emplean para la adecuada limpieza de los equipos, al momento del contacto con las muestras, garantizando así la no contaminación de las mismas.

#### **2.4.4 Aceite volátil (fluido V)**

Las propiedades de campo de este fluido real, considerado para nuestro estudio como aceite volátil, fueron reportadas así:

Gravedad = 36 °API

GOR (separador) = 1815 scf/stb

Temperatura de separador 263° F

Presión de yacimiento = 4000 psi

Temperatura de yacimiento = 263° F

Presión de saturación = 3845 psi

#### **2.4.5 Gas condensado (fluido C)**

Algunas de las propiedades de campo correspondientes al fluido real tipo gas condensado, son las siguientes:

Gravedad = 44 °API

GOR (separador) = 5574 scf/stb

Temperatura de separador = 144 ° F

Presión de yacimiento = 6645 psi

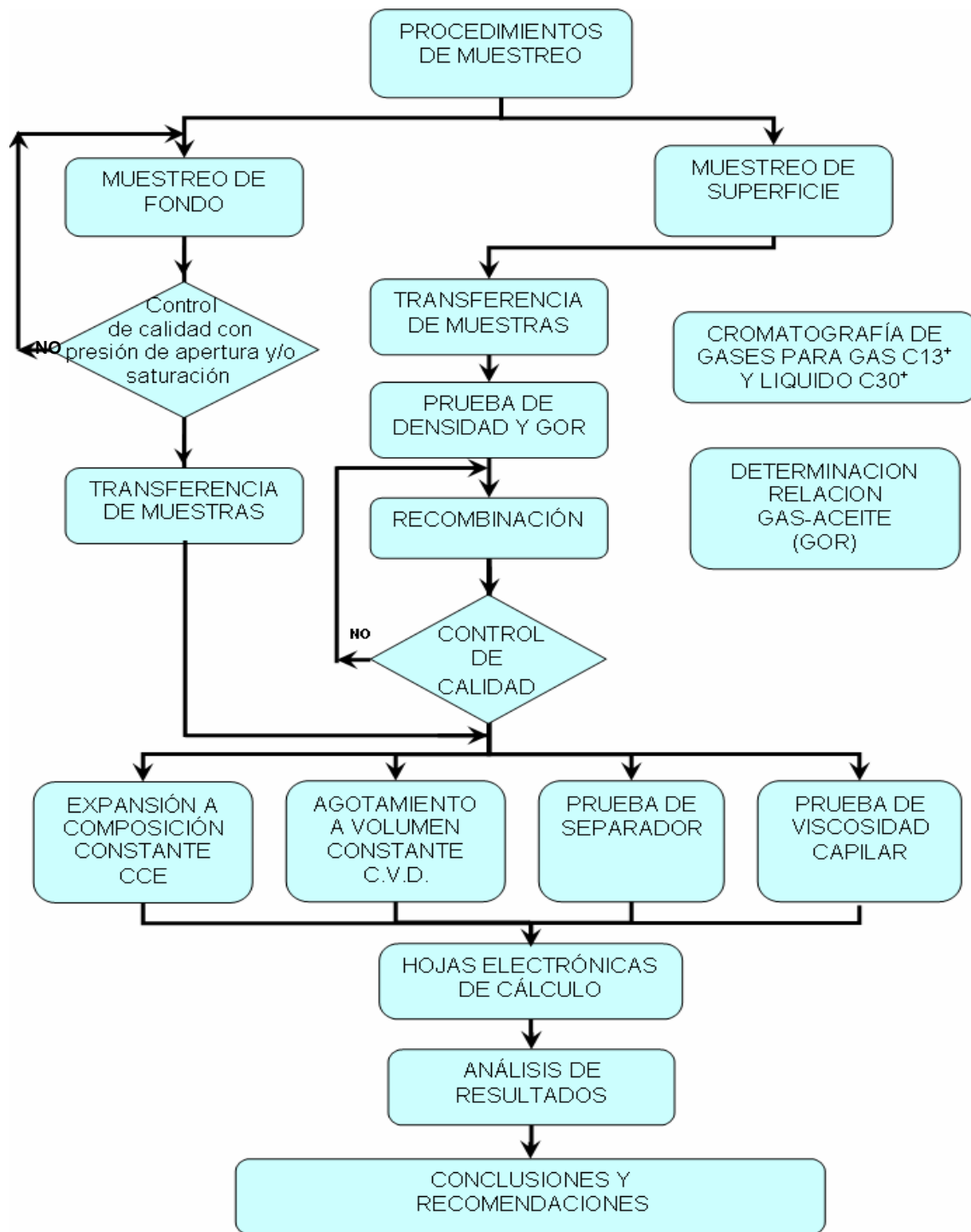
Temperatura de yacimiento = 262° F

Presión de Saturación = 5395 psi

### **2.5 PROCEDIMIENTOS**

La secuencia de pruebas experimentales requeridas para este estudio, se ilustran en la figura 14

Figura 14. Diagrama del proceso según secuencia en el laboratorio



Fuente: Autores del proyecto

Nota: Los Procedimientos Técnicos de Ensayo (PTE) para las siguientes operaciones: muestreo, recombinación, determinación de la relación gas-aceite, composición del fluido, viscosidad por capilar, pruebas CCE, CVD y separador multietapa, efectuadas en un análisis PVT a fluidos composicionales, se encuentran descritos en el anexo 1.

Para las pruebas mencionadas anteriormente se deben tener en cuenta los formatos de trabajo y reporte de datos. Ver anexo 2.

### **2.5.1 Operación de muestreo.**

El objetivo del muestreo del fluido del yacimiento es tomar una muestra que sea representativa del fluido presente en el yacimiento al tiempo del muestreo.

El uso de datos de propiedades del fluido que se han obtenido de muestras no representativas, independientemente de la exactitud de los métodos de prueba del laboratorio, puede generar errores en la posterior caracterización del yacimiento.

Los métodos de muestreo de fluidos del yacimiento se clasifican en dos categorías generales. Ellos son referidos como muestreo de sub-suelo y muestreo de superficie. Cada categoría refleja la locación a la cual ocurre el proceso de muestreo.

## A. Sub-suelo

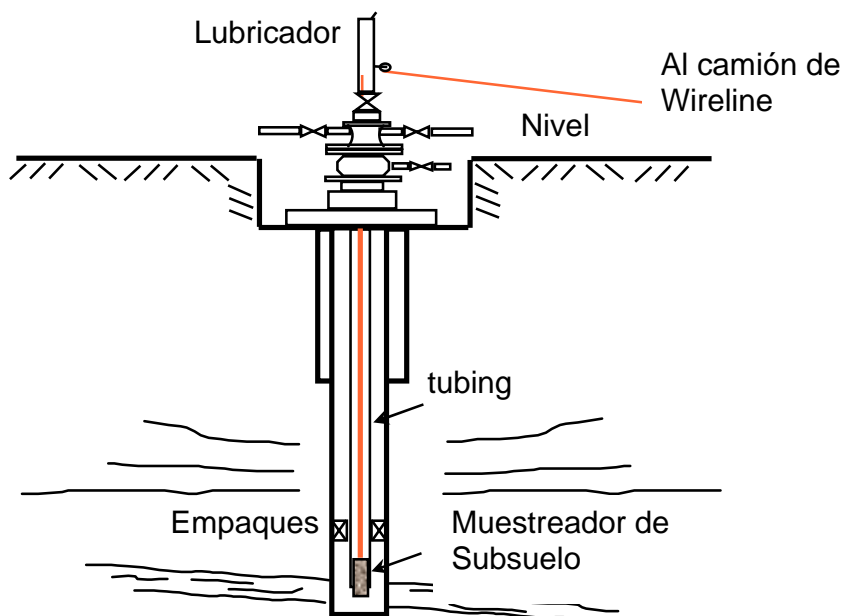
Este método consiste en bajar una herramienta denominada muestreador de fondo (PDS o SPS) dentro del pozo a una profundidad preseleccionada. (Ver figura 15). Posteriormente una porción de fluido se atrapa (en una sección especial del muestreador) a las condiciones de presión y temperatura imperantes a esa profundidad en el momento del muestreo.

Por medio de un mecanismo especial de la herramienta, el fluido se mantiene dentro de una sección hermética y perfectamente sellada, para su posterior regreso a superficie. Los procesos de muestreo y los cilindros empleados son idénticos para el PDS y el SPS (Ver foto 1).

Es conveniente realizar un previo acondicionamiento del pozo para muestreo de fondo (según recomendaciones norma API RP 44), en donde se debe tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- 1 *Presión de flujo mayor que el punto de saturación.* Cuando esto sucede se sabe con seguridad que el fluido producido está bajo saturado.
- 2 *Presión de flujo cercana a la presión de saturación estimada.* En esta situación se debe proceder a bajar herramienta para tomar las muestras, tan pronto como sea posible.
- 3 *Presión de flujo inferior a la presión de saturación.* En esta situación se debe reducir el flujo hasta lograr un valor constante del GOR. Si no se logra la estabilización de la relación gas-aceite, el pozo se debe cerrar para alcanzar la presión estática de fondo.

**Figura 15.** Operación muestreo de fondo



Fuente: Laboratorio de análisis PVT – ICP

Ya en superficie la muestra se debe transferir a unos cilindros para su envío al laboratorio. Es importante durante la transferencia conservar los fluidos con el mismo volumen traído del fondo, para evitar la pérdida de gas que afectaría la representatividad de la muestra.



**Foto 1.** Muestreador de fondo PDS-SPS

Fuente: Manual del equipo

## **B. Superficie.**

Esta técnica de muestreo se puede practicar ya sea en el separador o en las líneas de superficie antes del choque (cuando se esté seguro que el fluido se conserva en estado monofásico).

El método de muestreo en superficie consiste básicamente en tomar muestras de gas y aceite en el separador, a través de unos cilindros tipo luxer de 20 litros para gas (Ver foto 2) y tipo Leutert 4 o 5 para aceite (Ver foto 3a y 3b). El fluido del yacimiento se reconstruye en el laboratorio por recombinación del gas y el aceite con las proporciones adecuadas.

Al tomar la muestra de gas del separador es necesario tener en cuenta la relación gas-aceite, con el fin de determinar cuantos cilindros con muestra de gas se deben emplear, así:

GOR menor de 1500 SCF/STB	2 cilindros
GOR entre 1500 y 3000 SCF/STB	3 cilindros
GOR mayor de 3000 SCF/STB	4 cilindros

El procedimiento de acondicionamiento del pozo para muestreo de superficie, es realizado de manera similar al empleado en las operaciones de muestreo de subsuelo, según las especificaciones y recomendaciones de la norma API - RP 44- Segunda edición.

En el momento en que se toma la muestra en superficie (separador), es conveniente recopilar una serie de datos específicos, tales como: presión y temperatura, gravedad específica del fluido (gas y aceite), factor de merma y por supuesto la relación gas-aceite (scf/stb). Estos datos serán utilizados

posteriormente para realizar la recombinación en el laboratorio.

De manera general, existe una serie de diferencias (ventajas y desventajas) cuando se efectúa un procedimiento de operación de muestreo de fondo y superficie, (ver tabla2).



**Foto 2.** Cilindro para gas tipo Luxer  
Fuente: Laboratorio de análisis PVT – ICP



**Foto 3a.** Cilindro para aceite tipo Leutert 4  
Fuente: Laboratorio de análisis PVT – ICP



**Foto 3b.** Cilindro para aceite tipo Leutert 5  
Fuente: Laboratorio de análisis PVT – ICP

**Tabla 2.** Diferencias entre las operaciones de muestreo

<b>PUNTO DE MUESTREO</b>	<b>VENTAJAS</b>	<b>DESVENTAJAS</b>
<b>YACIMIENTO</b>	Más deseable	Imposible
<b>FONDO</b>	Monofásico	Costo Considerable Problemas con la herramienta
<b>CABEZA DE POZO</b>	Mayor Facilidad Menor Costo	Menor Representatividad
<b>SEPARADOR</b>	Volúmenes Considerables Menor Costo	Menor Representatividad Condiciones de Separador

Fuente: Laboratorio de análisis PVT – ICP

El laboratorio PVT del ICP, esta asociado a las Operaciones de Campo (OPC), razón por la cual puede efectuar los diferentes procedimientos de muestreo (Ver tabla 3). El mayor porcentaje esta representado por las operaciones de toma de muestra de fondo, seguidas por las de separador y finalizando con las de cabeza de pozo. A continuación se presenta dicha información de manera gráfica. (Ver figura 16)

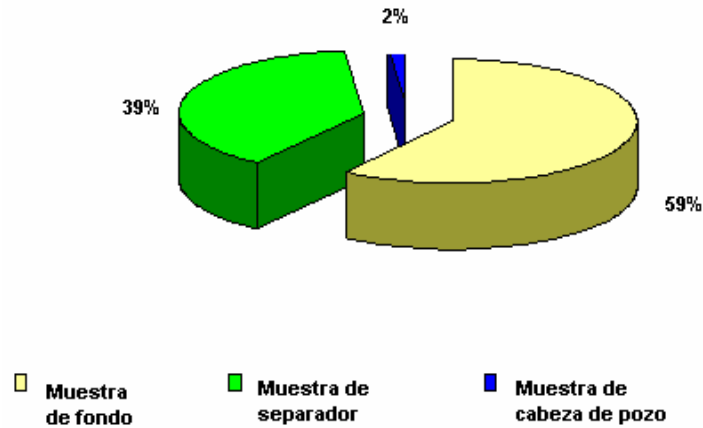
**Tabla 3.** Relación cantidad-tipo de muestreo

<b>Tipo de Muestreo</b>	<b>Cantidad</b>
Muestra de Fondo	Alta
Muestra de Separador	Mediana
Muestra de Cabeza de Pozo	Muy Poca (escasa)

Fuente: Laboratorio de Análisis PVT-ICP

**Figura 16.** Relación tipo de muestras

**GRAFICO CIRCULAR - APOORTE OPERACIÓN DE MUESTREO**



Fuente: Laboratorio de Análisis PVT-ICP

Es importante al momento de realizar una operación de muestreo tener en cuenta ciertas consideraciones que me permitirán recolectar una muestra representativa del yacimiento, tales como, el tipo de fluido de acuerdo a la ubicación de este en la envolvente de fases, las características de producción, la condición mecánica del pozo, el diseño y condición mecánica del equipo de producción de superficie, el costo de los métodos y las condiciones de seguridad.

Existen otros tópicos de producción, que deberán ser considerados al momento de un muestreo, como el agua de producción, las relaciones gas-aceite, la gravedad de aceite en el tanque y los índices de productividad.

En conclusión “La selección de un método de muestreo bien sea de superficie o de fondo no debe ser considerada asunto sencillo o rutinario”.

### **2.5.2 Transferencia de muestra**

El procedimiento consiste como su nombre lo indica en transferir una muestra de fluido de un equipo a otro. Las muestras obtenidas en campo, ya sean de subsuelo (fondo) o de superficie (separador) son llevadas a los equipos correspondientes de la prueba experimental a que va a ser sometida dicha muestra. El anterior procedimiento es efectuado isobáricamente con el fin de mantener una homogenización en el fluido transferido, evitando así cambios en composición y volumen de la muestra. Un proceso de transferencia de muestra cumple con el principio básico de desplazamiento controlado de un volumen determinado.

Para efectuar el anterior procedimiento es necesario recurrir a una bomba de desplazamiento positivo, equipo que permite realizar un recorrido de pistón de forma proporcional al volumen desplazado.

### **2.5.3 Recombinación**

El procedimiento de recombinación para fluidos composicionales se efectúa en la celda de recombinación Jefri en el laboratorio PVT del ICP. (Ver foto 4).

La recombinación es un proceso en el cual se realiza una agitación y mezclado dentro de la celda (por un período no inferior a 24 horas), con el fin de lograr una homogenización y equilibrio termodinámico, llevando el fluido a condiciones de presión y temperatura del yacimiento. Vale la pena mencionar que dicho procedimiento solo se lleva a cabo cuando la muestra (líquido y/o gas) ha sido tomada en superficie.

El recombinar las muestras de gas y aceite permite obtener un fluido representativo del yacimiento, para posteriormente ser sometido a las diferentes pruebas experimentales PVT.

De manera general, la muestra de fluido (aceite y/o gas) que llega al laboratorio PVT, se somete a una prueba de cromatografía en donde se determinan propiedades tales como, peso molecular, gravedad específica del gas, factor de compresibilidad, factor volumétrico de formación y densidad del aceite y del gas, gravedad API, entre otros. Lo anterior con el fin de determinar la cantidad de gas y/o aceite que se debe inyectar a la celda de recombinación para obtener el GOR deseado (GOR de campo).

Finalmente se obtiene la relación gas-aceite (GOR del laboratorio) mediante el uso del equipo denominado GOR Apparatus y se compara con el reportado en campo.



**Foto 4.** Celda de recombinación  
Fuente: Laboratorio de análisis PVT – ICP

#### **2.5.4 Determinación de la relación gas – aceite (Liberación instantánea de gas)**

El recipiente (pvc) en el cual se tomó la muestra del fluido a condiciones de presión y temperatura de interés, se instala en el puerto de entrada del GOR Apparatus, en donde a temperatura controlada se hace recircular el gas a través del cilindro. Posteriormente la muestra se agita para obtener una fase gaseosa en equilibrio termodinámico a condiciones de separador.

El gas es cuantificado en el gasómetro interno del GOR Apparatus (Ver foto 5), de esta manera se podrá obtener un GOR confiable.



**Foto 5.** GOR Apparatus  
Fuente: Laboratorio de análisis PVT – ICP

### **2.5.5 Determinación composicional del fluido**

La composición de un fluido se determina mediante el uso del equipo de cromatografía de gases para gas C13<sup>+</sup> y líquido C30<sup>+</sup> (ver foto 6). El funcionamiento básico consiste en inyectar y procesar un volumen de muestra de fluido, realizándose una selección y separación física a escala de grupos moleculares. La inyección anterior ocurre a condiciones de presión y temperatura de interés, es decir, para el caso del gas C13<sup>+</sup>, el cromatógrafo recibe la muestra para proseguir la rampa (escala) de calentamiento y presiones, programadas previamente en el equipo.

Caso similar ocurre con el cromatógrafo de gases para líquido C30<sup>+</sup>, en donde la muestra es inyectada a presión atmosférica para luego continuar la rampa de temperaturas y presiones del equipo (procedimiento realizado automáticamente por el cromatógrafo).

El proceso de cromatografía tiene una duración aproximada para Gas (C13<sup>+</sup>) de 50 minutos. Para líquido (C30<sup>+</sup>) existen dos métodos, uno correspondiente a 70 minutos para crudos livianos y otro de 82 minutos para crudos pesados.

### **2.5.6 Determinación de la viscosidad por capilar**

El procedimiento para el cálculo de la viscosidad del aceite a partir del viscosímetro capilar (ver foto 7) se basa en el principio de la caída de presión que se genera en el tubo capilar (coil) como resultado del desplazamiento del fluido en flujo laminar a través de dicho capilar, de dimensiones conocidas y que está relacionada con la tasa de flujo desplazado.

Una vez la muestra es equilibrada a condiciones de yacimiento y ésta se encuentra en una sola fase, se procede a desplazar la muestra de un cilindro al

otro, por medio de una bomba motor de flujo controlado.

Una vez determinada la caída de presión, se calcula la viscosidad del aceite a partir de las constantes del capilar y la tasa de flujo, mediante la siguiente ecuación :

$$\mu [Cp] = \frac{D^2 * \Delta P}{32 * L * V}$$

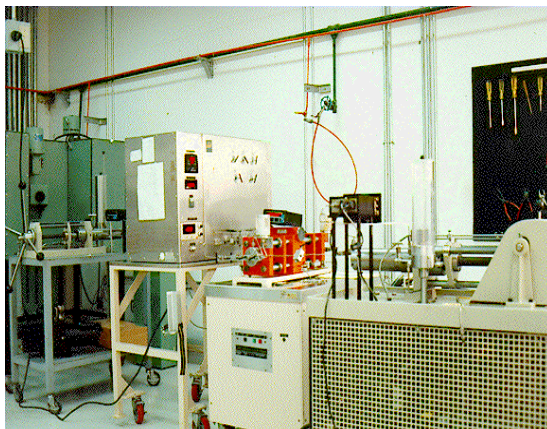
Donde:

- D = Diámetro coil
- L = Longitud coil
- $\Delta P$  = Delta presión
- V = Velocidad del fluido



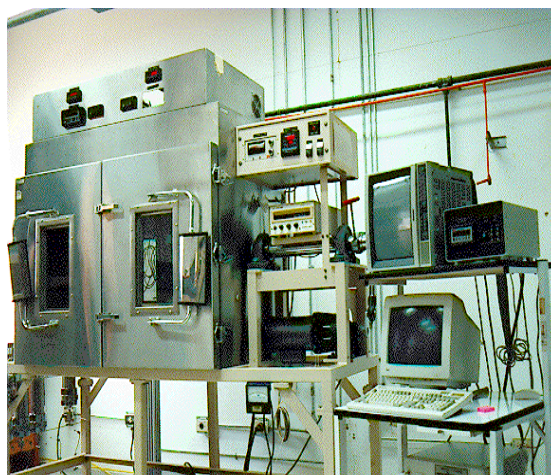
**Foto 6.** Cromatógrafo de gases  
Fuente: Laboratorio de análisis PVT – ICP

La prueba de viscosidad capilar se realiza una vez el fluido se halla recombinado, en el caso en que se realice muestreo de superficie, de lo contrario (muestreo de fondo) el fluido pasa directamente al viscosímetro capilar.



**Foto 7.** Viscosímetro capilar  
Fuente: Laboratorio de análisis PVT – ICP

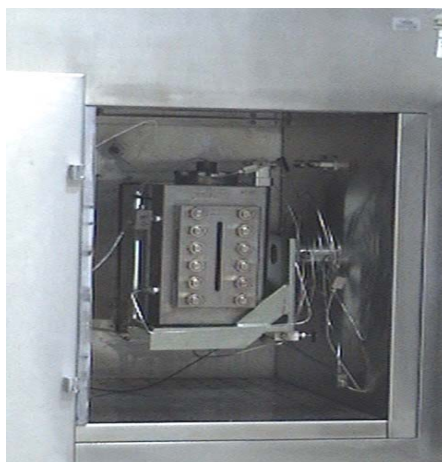
NOTA: Las siguientes pruebas son realizadas en la celda de comportamiento de fases:  
Phase Behavior (ver foto 8, 9 y 10).



**Foto 8.** Celda PVT- Phase behavior  
Fuente: Laboratorio de análisis PVT – ICP



**Foto 9.** Cilindro con pistón cónico  
Fuente: Laboratorio de análisis PVT – ICP



**Foto 10.** Horno y celda PVT  
Fuente: Laboratorio de análisis PVT – ICP

### **2.5.7 Expansión a Composición Constante (CCE)**

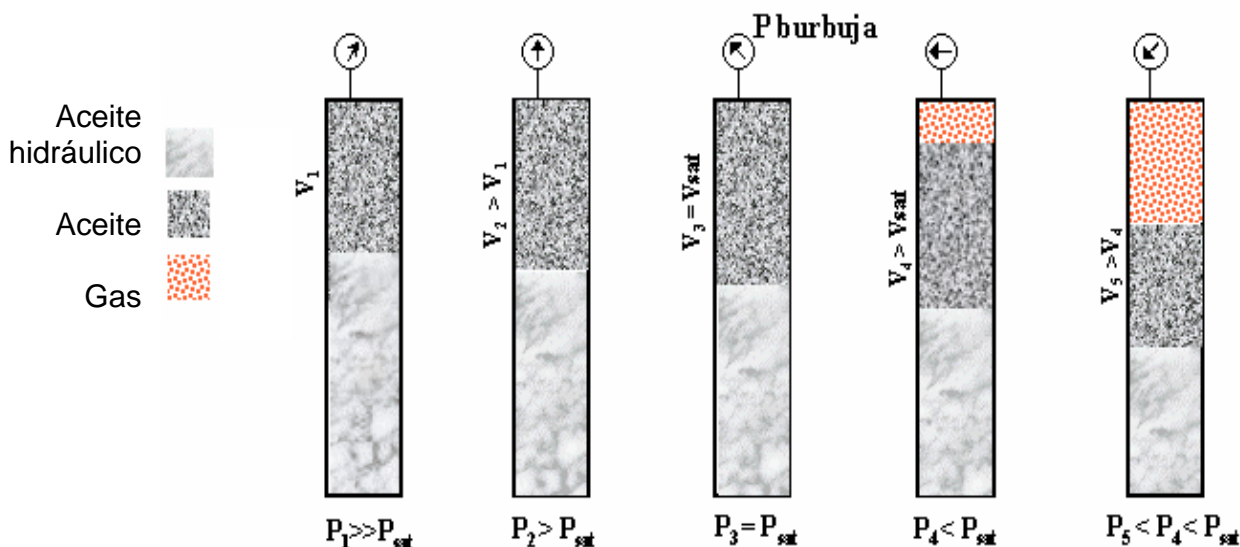
Una vez finalizada la recombinación, se procede a realizar la prueba de expansión a composición constante, la cual permite determinar la presión de saturación. Analíticamente dicha presión es el punto donde ocurre un cambio abrupto de pendiente en la gráfica de presión vs. volumen relativo al volumen medido (característica típica del aceite negro). Además con esta prueba se puede hallar la compresibilidad del fluido a partir de los volúmenes relativos, a temperatura de yacimiento.

El fluido es transferido a la celda de comportamiento de fases (phase behavior), donde se lleva a condiciones de temperatura de yacimiento y presión mayor a la del yacimiento (generalmente 1000 psi por encima). Posteriormente se registra el volumen total del fluido transferido.

Se disminuye presión, iniciándose el proceso de expansión que se refleja en el incremento del volumen de fluido. Para tal efecto se emplea la bomba de desplazamiento positivo (ver figura 17). Los datos de presión y volumen son registrados para cada cambio de presión (previamente establecido). Dicho proceso debe ser observado a través de la celda, con el fin de estar atentos a la formación de las primeras burbujas de gas, si es el caso del aceite volátil o de las primeras gotas de líquido para el caso del gas condensado.

Una vez se haya formado nivel de líquido considerable en la parte inferior del pistón cónico (caso gas condensado), o nivel de gas en la parte superior del cilindro (caso aceite volátil), se procede a desplazar la bomba por volumen. Se debe registrar los valores de presión para cada delta de volumen (delta previamente establecido), hasta llegar a la presión final de la prueba.

**Figura 17.** Expansión a Composición Constante (CCE)



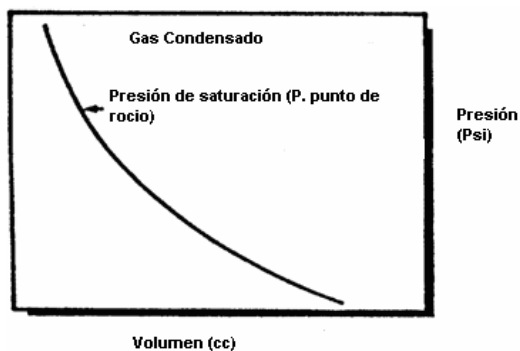
Fuente: Laboratorio de análisis PVT – ICP

Para gas condensado y aceite volátil, el anterior procedimiento se efectúa con pistón tipo cónico, para tomar lecturas mejores y más exactas de líquido y gas respectivamente.

Es importante resaltar para el caso de fluidos composicionales cercanos a la región crítica, que la determinación de la presión de saturación de forma gráfica es menos fácil, debido a que no se observa con claridad el cambio abrupto de pendiente. Lo anterior afecta más al gas condensado que al aceite volátil (ver figura 18a y 18b).<sup>2</sup>

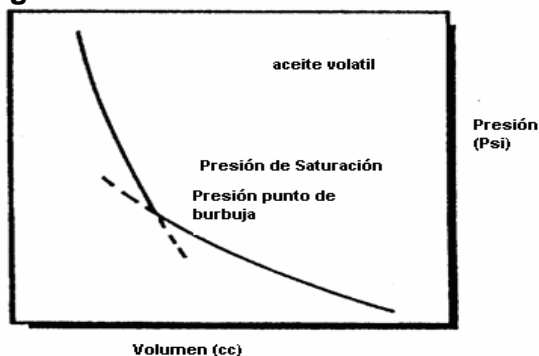
Para el caso del gas retrogrado, se debe determinar el volumen de líquido condensado en cada paso y generar la grafica de presión vs porcentaje de líquido condensado. El punto de rocío se obtiene extrapolando dicha gráfica a un volumen de líquido condensado igual a cero (ver figura 19).

**Figura 18a.** Isoterma. Gas condensado



Fuente: Laboratorio de análisis PVT – ICP

**Figura 18b.** Isoterma. Aceite volátil

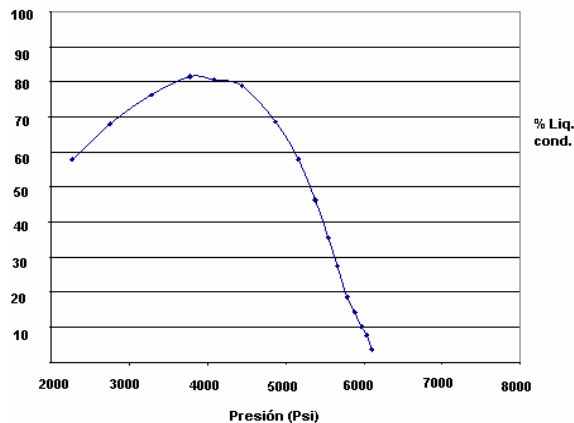


Fuente: Laboratorio de análisis PVT – ICP

En el laboratorio el punto de saturación para fluidos composicionales se determina al observar en la celda visual un cambio notorio en el color del fluido (oscurecimiento total), en ese momento se registra la presión de saturación.

Este método experimental representa la forma más confiable para determinar el punto de saturación.

**Figura 19.** Porcentaje de líquido condensado vs presión



Fuente: Laboratorio de análisis PVT – ICP

En una prueba CCE se obtiene la siguiente información:

- Presión de saturación
- Compresibilidad del fluido
- Densidad del fluido
- Volumen relativo

### 2.5.8 Agotamiento a Volumen Constante (CVD).

Esta prueba es efectuada a fluidos de yacimiento tipo aceite volátil y gas condensado. Se realiza comúnmente al gas condensado, debido a que representa mejor el comportamiento de producción. Esta prueba involucra el decrecimiento isotérmico (temperatura del yacimiento) de la presión en secuencia de etapas, lo cual permite predecir el comportamiento del fluido en el yacimiento<sup>1</sup>. Ver figura 20.

La prueba CVD inicia a la presión de saturación con su correspondiente volumen. Posteriormente se reduce la presión, generando expansión del fluido, por consiguiente presencia de dos fases. Cierta cantidad del gas es retirado (una vez se halla alcanzado el equilibrio termodinámico) hasta llegar al volumen inicial.

El anterior proceso se realiza isobáricamente para evitar alteración en la composición de la muestra.

El gas retirado es flasheado a través del equipo GOR Apparatus, con el fin de lograr una separación del gas y el líquido a condiciones estándar, para ser cuantificados en su masa, razón volumétrica y composición. El cálculo de la fase líquida en la celda es determinado a partir de las Ecuaciones de Balance de Masa (EBM), para ello se aplica el principio de conservación de materia.

El anterior procedimiento se repite tantas etapas como sea necesario, dependiendo de los requerimientos del cliente. Por otra parte las cromatografías determinadas en cada una de las etapas de la prueba deben ser consistentes. Las muestras deben estar libres de contaminantes para no generar incertidumbre en los resultados.

Es importante resaltar que ninguna otra prueba representa de forma clara y detallada el agotamiento de un yacimiento de gas condensado, ya que esta arroja información volumétrica y medidas de la composición del gas en equilibrio.

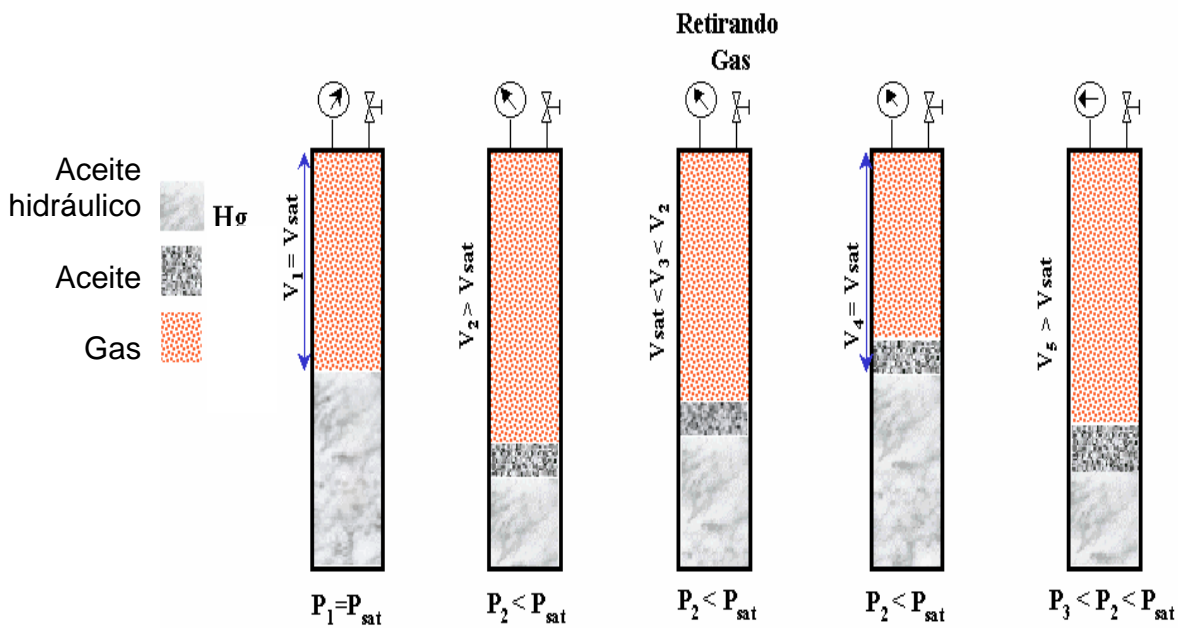
La principal diferencia entre una prueba CVD y una prueba de Liberación Diferencial DL (efectuado para aceites negros) es que en esta última el gas es retirado totalmente de la celda.

Los alcances que se obtienen en esta prueba son:

- Determinar reservas y evaluar métodos de separación de fluidos
- Planeación de operaciones futuras
- Estudio económico para el incremento del recobro de aceite mediante la inyección de gas.
- Presión en el punto de rocío

- Cambios de la composición del gas con la disminución de presión.
- Factor de compresibilidad a presión y temperatura de yacimiento.
- El recobro de hidrocarburos a cualquier presión.

**Figura 20.** Agotamiento a Volumen Constante (CVD)



Fuente: Laboratorio de análisis PVT – ICP

### 2.5.9 Prueba de separador multietapa

Esta prueba busca determinar la presión óptima de separación, es decir, la presión a la cual se obtiene la máxima cantidad de líquido en el tanque. Simulando así el proceso de producción desde condiciones de yacimiento hasta condiciones de separador en superficie. La prueba consiste en una serie de liberaciones instantáneas, en las cuales el gas liberado permanece en equilibrio con el líquido (Ver figura 21).

En la prueba de separador multietapa, la muestra presente en la celda se lleva a condiciones iniciales de presión y temperatura del primer separador, lo que implica la presencia de dos fases. Posteriormente se procede a liberar isobáricamente todo el gas presente, el volumen y las propiedades del gas producido son determinadas. El líquido remanente en la celda es llevado a condiciones del segundo separador. El anterior procedimiento se repite hasta condiciones de tanque.

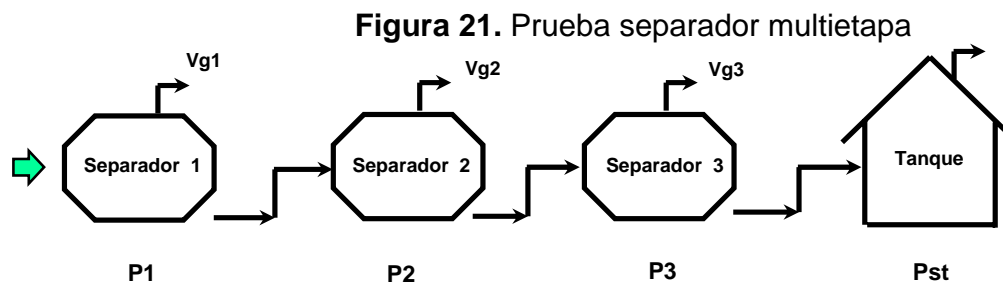
Una vez el gas de la última etapa es removido, el líquido remanente en la celda es retirado, su volumen y propiedades son medidas.

El hecho que el gas liberado en un fluido composicional sea rico y el de un aceite negro no lo sea, marca una notoria diferencia en la realización de esta prueba. Es así como se requiere para los fluidos composicionales mayor número de etapas de separador, con el fin de obtener la máxima cantidad de líquido en el tanque.

El gas que ha sido evacuado en cada etapa es llevado al equipo GOR Apparatus para lograr separación del gas y del líquido. Posteriormente se lleva tanto el gas como el líquido a cromatografía, con el fin de determinar su composición. Los procedimientos de balance de materia son similares a los efectuados en una prueba CVD.

Esta prueba es fundamental para el diseño de facilidades de superficie, ya que las propiedades obtenidas pueden ser las siguientes:

- Factor volumétrico de formación de aceite (FVF).
- La relación Gas - Aceite (GOR)
- Gravedad específica del gas
- Gravedad API del líquido



Fuente: Laboratorio de análisis PVT -ICP

### 2.5.10 Pruebas adicionales

Estas pruebas se encuentran fuera del paquete PVT principal (CCE, CVD, prueba de separador multietapa y viscosidad capilar) efectuado a las muestras de fluidos composicionales.

Estas pruebas adicionales son: prueba de contactos múltiples, prueba de hinchamiento (swelling test) y prueba de determinación de sólidos (Solid Detection System-SDS).

La prueba de contactos múltiples es un estudio que simula el comportamiento del aceite del yacimiento, cuando este es sometido a la inyección de un solvente (gas pobre o gas rico). Esta prueba se realiza a presión y temperatura constante.

La prueba de hinchamiento (swelling test), consiste en observar la variación de propiedades del fluido, el cual es sometido a la adición de un solvente. En esta prueba se calcula el factor de hinchamiento, que es la relación de volumen de fluido original y el sometido a la adición de una cantidad determinada de solvente.

También se calcula la presión de saturación de cada una de las mezclas obtenidas luego de la adición del solvente.

La prueba SDS consiste en adaptar un mecanismo identificador de sólidos y precipitados a la celda PVT de comportamiento de fases Phase Behavior, llevando el fluido a condiciones de yacimiento. Se colocan los puntos de presión de inicio y finalización, se toman las lecturas de formación de sólidos. Los datos son almacenados por el programa del equipo para su posterior análisis de resultados.

### **3 PRESENTACIÓN DE LOS RESULTADOS EXPERIMENTALES DE PRUEBAS PVT A FLUIDOS COMPOSICIONALES**

En este capítulo se presentan los resultados experimentales obtenidos mediante los diferentes ensayos PVT desarrollados a varios fluidos composicionales, donde se analizan los datos arrojados en cada una de las pruebas PVT efectuadas a dichos fluidos, para posteriormente realizar e interpretar las correspondientes gráficas, efectuando un análisis PVT con fundamentos termodinámicos que permitan diferenciar el comportamiento de un fluido tipo aceite volátil o gas condensado, cuando este se encuentra cercano la región crítica.

Los datos mostrados a continuación corresponden a la muestra real de fluido tipo gas condensado, denominado en el trabajo como “Fluido C”, los cuales serán comparados posteriormente con los resultados obtenidos para el fluido tipo aceite volátil “Fluido V”. Finalmente se realizará un análisis comparativo de los resultados obtenidos en el laboratorio con los arrojados por el PVT pro versión 5.0.

En el anexo 4 se observan todas las tablas y graficas correspondientes a los resultados obtenidos a través del análisis PVT realizado a la muestra real de fluido composicional tipo gas condensado (fluido C), para posteriormente ser comparadas y analizadas con los resultados arrojados de la corrida de prueba PVT al aceite volátil (fluido V) (anexo 5).

En las tablas 4 y 5 son mostrados los datos de composición obtenidos de cromatografía de gases para gas C13 + y líquido C30+ respectivamente, de la muestra de gas condensado “fluido C” tomada en separador (muestreo superficie).

La tabla 6 presenta los resultados obtenidos de cromatografía después que la muestra real de fluido tipo gas condensado ha sido recombinada, (Cilindro A para

gas y cilindro # 1 para líquido), junto a la respectiva gráfica, procedimiento efectuado a un GOR de 5574. A su vez existe una fracción pesada que también hace parte del análisis cromatográfico de la muestra recombinada, ver tabla 7

Las siguientes tablas (8, 9 y 10), proporcionan los datos de las pruebas de Expansión a Composición Constante (CCE) a las temperaturas de 262 °F (temperatura de yacimiento), 200 °F y 150°F respectivamente, con sus correspondientes gráficas y valores de densidades para cada prueba en el punto de saturación.

Posteriormente en la tabla 11, se observan los resultados y las gráficas obtenidas de la prueba de Agotamiento a Volumen Constante (CVD), correspondiente a las propiedades del fluido a condiciones de celda. (Temperatura de yacimiento).

En la tabla 12 se presenta la composición del fluido (recombinado) en cada etapa diseñada para la prueba CVD a temperatura de yacimiento. La última etapa de la prueba corresponde al aceite residual.

A su vez, con esta prueba también se puede definir en forma más clara y específica las propiedades de la fracción pasada de la muestra medida (ver tabla 13).

En las tablas 14 y 15 son detallados los resultados que se alcanzan cuando se practica de la misma prueba CVD un estudio tanto del recobro del fluido original acumulado como del balance de materia respectivamente. El resumen de los resultados experimentales (tabla y gráfica) obtenidos de la prueba de agotamiento o Depleción a Volumen Constante (CVD) pueden ser visualizados en la tabla 16.

La tabla 17 resume los datos correspondientes a la prueba de separador multietapa efectuada al gas condensado (muestra previamente recombinada) en el

laboratorio de análisis PVT del ICP. A su vez se presentan los resultados del GOR total, obtenido de la suma del GOR en cada etapa, el factor volumétrico de formación (en el punto de saturación) obtenido de la misma forma y la gravedad API del aceite residual.

La tabla 18 y 19 muestran la composición del gas y el aceite residual de la prueba de separador multietapa

La tabla 20 presenta los resultados de cromatografía del balance de materia con la desviación existente entre las moles totales cargadas con respecto a las recuperadas después de efectuada la prueba CVD. De la misma manera aplica en la desviación de masa total.

Continuando con la secuencia de pruebas de análisis PVT, en la tabla 21 (junto con su gráfica) se encuentra los resultados de la prueba de viscosidad capilar. En la que se observa el valor de la viscosidad a diferentes presiones (antes y después del punto de saturación), siendo de gran importancia en un análisis PVT la obtención de la viscosidad a presión de yacimiento.

De forma adicional, los datos de la prueba CCE permiten determinar la compresibilidad ( $C_o$ ) del fluido, propiedad esencial en un informe de resultados PVT. (Ver tabla 22).

De igual forma como se presentaron los datos (tablas y gráficas) para el “fluido C” tipo gas condensado, (anexo 4), serán dados a conocer los resultados para la muestra real de aceite volátil “fluido V”, es decir; se podrán observar datos de cromatografía para gas y liquido ( $C_{13+}$ ,  $C_{30+}$  respectivamente) antes de la recombinación (tablas 23, 24) y después de la recombinación (tabla 25), resultados de las pruebas CCE a las diferentes temperaturas (tablas 26-28), prueba de separador multietapa (tabla 29-32), viscosidad capilar (tabla 33), prueba

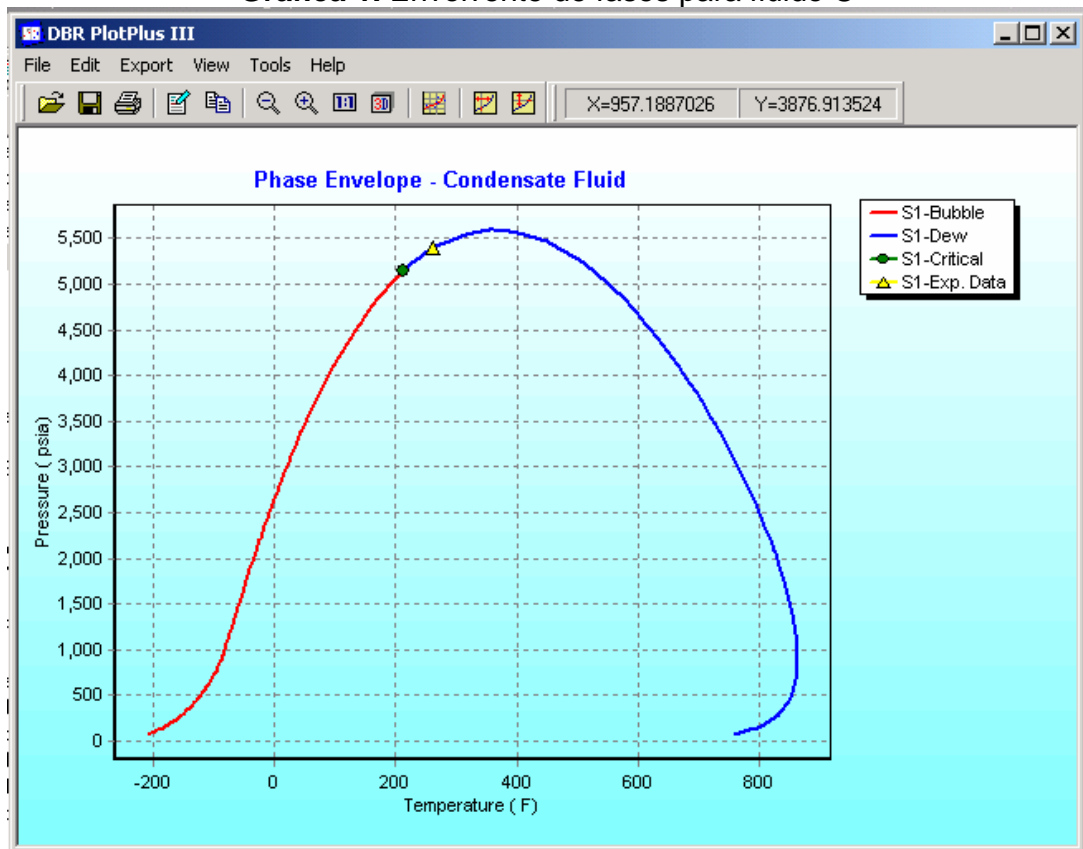
CVD (tabla 34-39) y resultados de la compresibilidad del fluido  $C_o$  (tabla 40) a partir de los datos obtenidos en la prueba CCE (Ver anexo 5).

### **3.1 DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS**

#### **3.1.1 Prueba Expansión a Composición Constante (CCE)**

- En los resultados obtenidos de la prueba CCE (Tablas 26, 27 y 28) para aceite volátil (ver anexo 5), se observa que a medida que disminuye la temperatura (cada 50 °F), la presión de punto de burbuja también disminuye, lo cual es típico del comportamiento termodinámico de este fluido.
- Para el caso de fluidos tipo gas condensado, se puede presentar que una disminución de temperatura genere una disminución o aumento de la presión de saturación, dependiendo de qué tan cerca se encuentra el fluido a la región crítica. En los resultados obtenidos de las pruebas CCE para gas condensado, tablas 8, 9 y 10 (anexo 4) se observa que la disminución de temperatura genera una disminución en la presión de saturación, lo cual nos permite deducir que dicho fluido composicional se encuentra cerca de la región crítica. Lo anterior se observa en la envolvente de fases (ver gráfica 1).

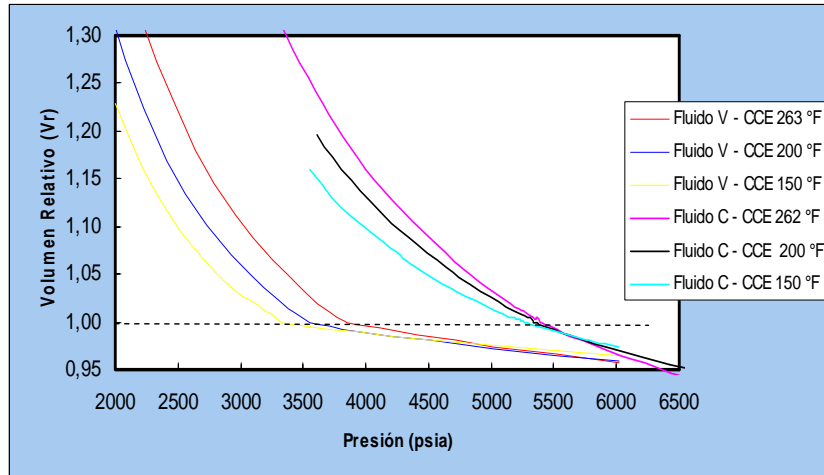
**Gráfica 1. Envoltorio de fases para fluido C**



Fuente: Software PVT Pro version 5.0 - Laboratorio de análisis PVT – ICP

- La gráfica 2 permite observar en la prueba de Expansión a Composición Constante (CCE) que la presión de saturación disminuye a medida que se reduce la temperatura. El comportamiento anterior ocurre tanto para el aceite volátil como para el gas condensado, tal como se esperaba.

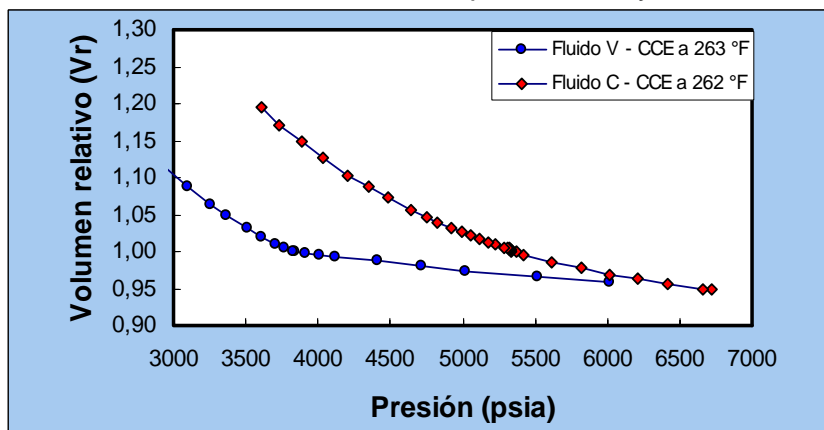
**Gráfica 2.** Prueba CCE a diferentes temperaturas



Fuente: Laboratorio de análisis PVT – ICP

- La tendencia esperada de la gráfica 3, volumen relativo versus presión a temperatura de yacimiento, tanto para el fluido V como para el fluido C, es como se esperaba, una curva suave con pendiente negativa. La prueba posee intervalos confiables (valores no mayores a 100 psi para el aceite volátil y para el gas condensado no mayores a 50 psi) para presiones relativamente cerca a la presión de saturación.

**Gráfica 3.** Prueba CCE a temperatura de yacimiento

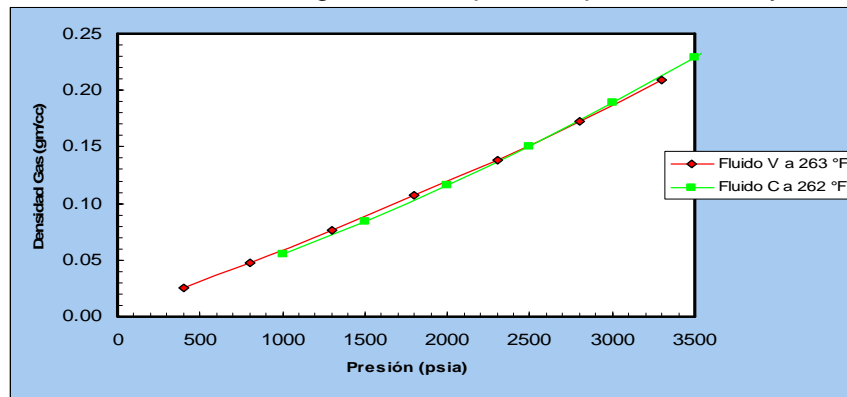


Fuente: Laboratorio de análisis PVT – ICP

### 3.1.2 Prueba Agotamiento a Volumen Constante (CVD)

- La tendencia de la gráfica 4, correspondiente a la densidad del gas versus presión, generada con los datos de la tabla 11(anexo 4) para el gas condensado y tabla 34 (anexo 5) para el aceite volátil, es lineal con pendiente positiva, tal como corresponde a un fluido en éste estado.
- De la misma gráfica 4, se observa que los valores de densidad del gas producido del aceite volátil son muy parecidos a los presentados por el gas del fluido retrógrado. Lo anterior obedece en gran parte a la similitud de la cantidad de componentes característicos existentes entre ellos. Caso particular la presencia notoria de los componentes benceno y tolueno en dichos fluidos, ya que estos marcan una diferencia con respecto al aceite negro, el cual presenta estos componentes pero en una mínima proporción.

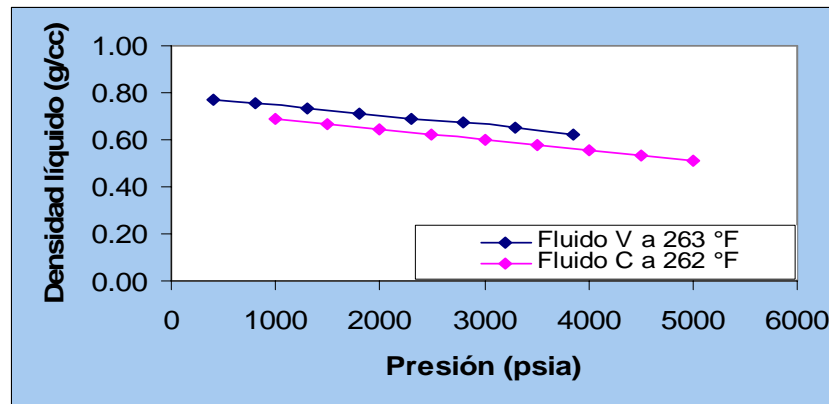
**Gráfica 4.** Densidad del gas versus presión para fluido C y fluido V



Fuente: Laboratorio de análisis PVT – ICP

- La tendencia de la gráfica 5, densidad del líquido versus presión, generada con los datos de la tabla 11(anexo 4) para el gas condensado y la tabla 34 (anexo 5) para el aceite volátil, es lineal con pendiente negativa, tal como se espera.

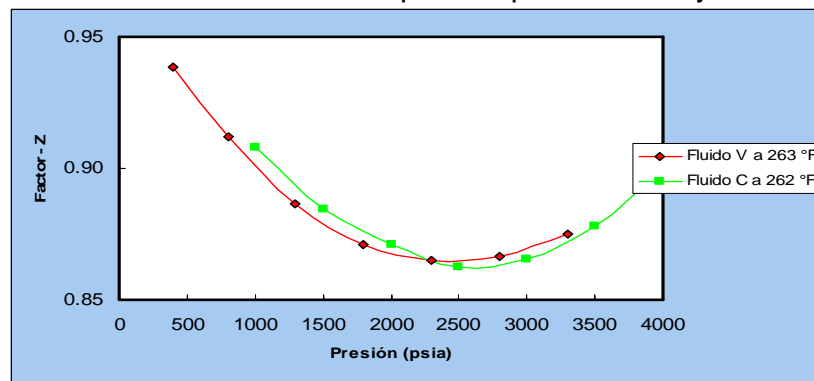
**Gráfica 5.** Densidad del líquido versus presión para fluido C y fluido V



Fuente: Laboratorio de análisis PVT – ICP

- De la gráfica 6 (Factor de compresibilidad Z versus presión), se observa que la tendencia presentada corresponde a un comportamiento normal, en donde el máximo valor de Z es el punto más cercano a las condiciones estándar, tanto para el fluido C como para el fluido V.

**Gráfica 6.** Factor Z versus presión para fluido C y fluido V



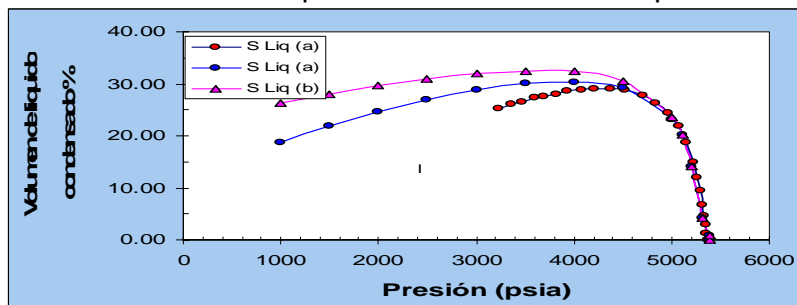
Fuente: Laboratorio de análisis PVT – ICP

- El porcentaje de desviación generado entre la masa de fluido cargado en la celda y la recuperada una vez finalizada la prueba CVD, tanto para el fluido C como para el fluido V, tablas 15 y 38 (ver anexos 4 y 5 respectivamente), se puede ver afectado cuando el procedimiento de transferencia del gas que se libera en cada etapa al pyc no es efectuado a presión relativamente

constante (rango de más ó menos 10 psi). Lo anterior afecta directamente el equilibrio termodinámico del fluido, por ende su composición, incrementando así la diferencia (desviación) en los balances másico y molar, al comparar lo cargado con lo recuperado.

- De los resultados obtenidos del resumen CCE y CVD a 263°F para el fluido V tabla 39 (ver anexo 5), se observa que la saturación de líquido siempre disminuye con la caída de presión, debido a la liberación del gas disuelto en el aceite.
- En el caso de los resultados obtenidos para el fluido C, tabla 16 (ver anexo 4), se observa que la disminución de presión produce un aumento en la saturación de líquido. Posteriormente, dicha saturación disminuye como resultado de la revaporización del líquido, comportamiento característico de un fluido retrógrado.
- Como se esperaba, el valor reportado del porcentaje de líquido para la primera etapa de presión por debajo de la presión de saturación, en la prueba CVD para el fluido C a temperatura de yacimiento, es consistente con el valor reportado a la misma temperatura, para la prueba CCE a una presión similar. Ver gráfica 7.

**Gráfica 7.** Volumen de líquido condensado versus presión-fluido C



Fuente: Laboratorio de análisis PVT – ICP

### 3.1.3 Prueba de separador multietapa

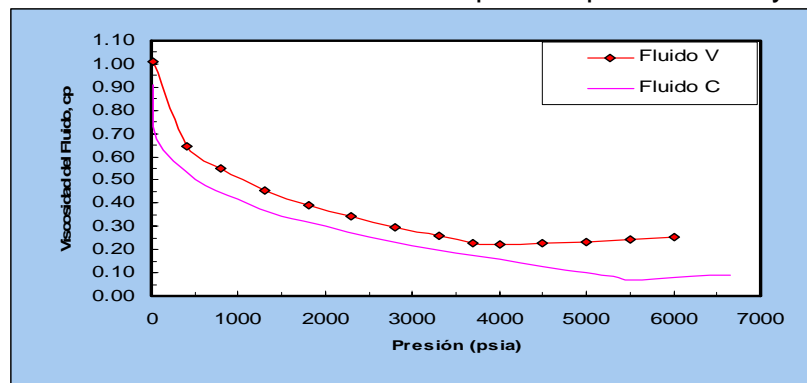
- En la tabla 17 (ver anexo 4 – fluido C) y tabla 29 (ver anexo 5 – fluido V) se observa, que los valores de *gravedad API* y *GOR total* obtenido de la suma de cada una de las etapas de la prueba, se encuentran dentro de los rangos característicos para cada tipo de fluido, según lo citado en la literatura (Mc. Cain - Whitson)<sup>2</sup>.

### 3.1.4 Prueba de viscosidad por capilar

- La tendencia que presenta la gráfica 8 es la esperada, tanto para el fluido V como para el fluido C, en donde el mínimo valor de viscosidad debe corresponder a la presión de saturación. Este valor se obtiene a partir de la extrapolación de datos experimentales.

También se observa que el aumento considerable de los valores de viscosidad por debajo de la presión de saturación, son atribuibles al efecto de compresión. Los aumentos de los valores de viscosidad por encima de la presión de saturación, son consecuencia de la pérdida de componentes livianos.

**Gráfica 8.** Viscosidad del fluido versus presión para fluido C y fluido V



Fuente: Laboratorio de análisis PVT – ICP

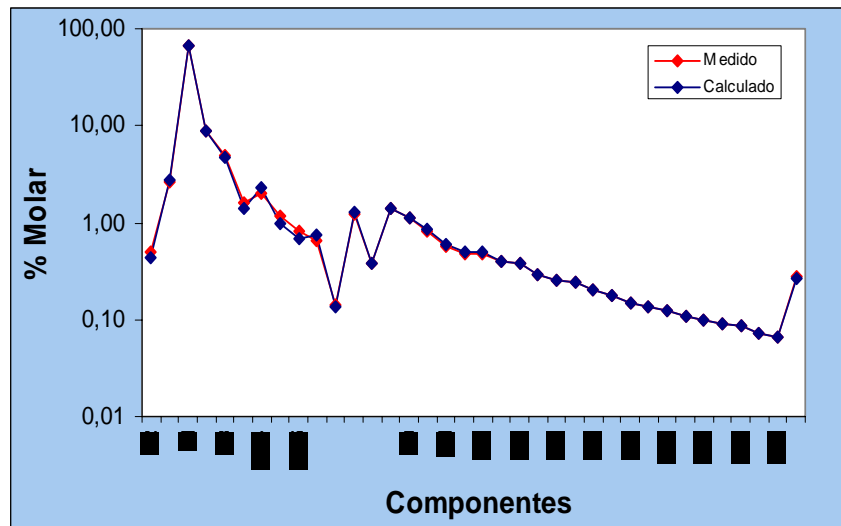
### 3.2 VALIDACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS MEDIANTE SOFTWARE PVT PRO-ECP-ICP

Por disposiciones internas del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), el software disponible para validar los resultados experimentales es el PVT Pro versión 5.0.

Los valores arrojados por el software, son muy similares a los obtenidos en el análisis composicional del fluido recombinado en el laboratorio, lo anterior se presenta tanto para el aceite volátil como para el gas condensado.

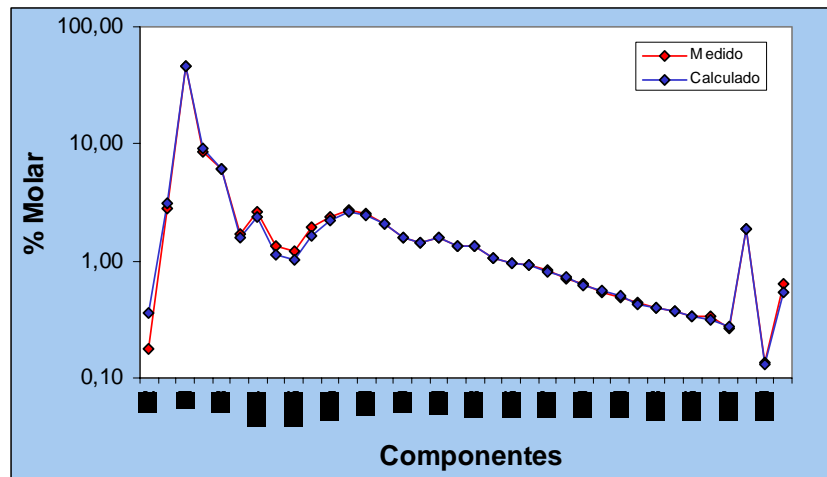
- Las gráficas 9a y 9b muestran los resultados experimentales (medido), comparados con los simulados (calculado) en el análisis composicional (fluido recombinado), para gas condensado y aceite volátil respectivamente.

**Gráfica 9a.** % molar de los componentes del fluido C.  
Comparación datos experimentales y simulados



Fuente: Laboratorio de análisis PVT – ICP

**Gráfica 9b.** % molar de los componentes del fluido V.  
Comparación datos experimentales y simulados



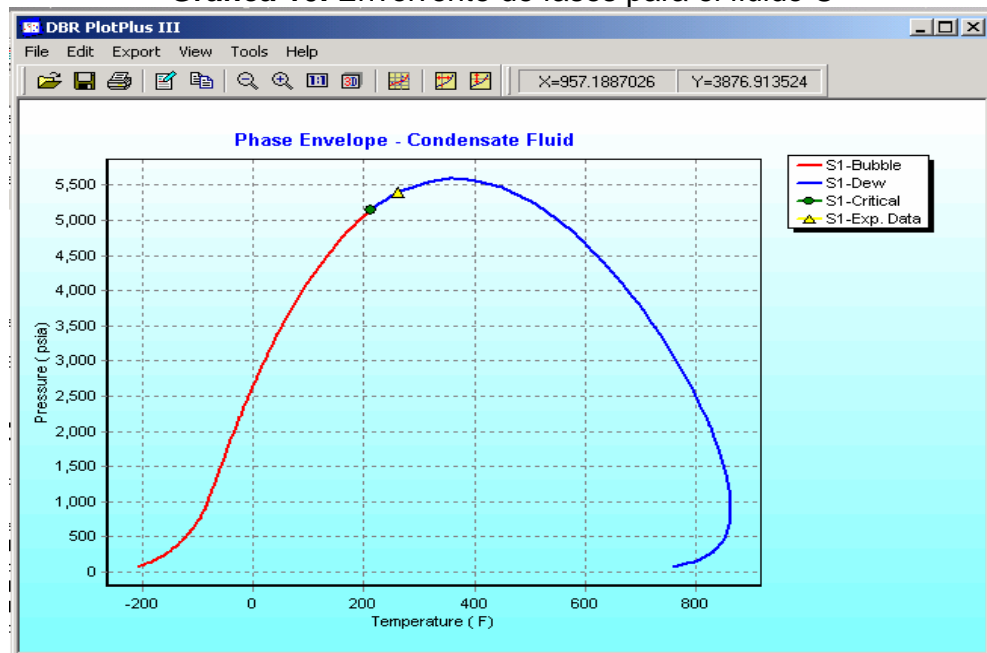
Fuente: Laboratorio de análisis PVT – ICP

Como se puede observar, las anteriores gráficas presentan diferencias mínimas entre los datos reales (medidos) y los simulados (calculados), debido a que el método de recombinación (GOR) empleado en el laboratorio, es el mismo que emplea el simulador.

- Las gráficas 10 y 11, presentan la envolvente de fases generada con los datos obtenidos de la recombinación del fluido en el laboratorio, para el gas condensado y el aceite volátil respectivamente. La envolvente muestra el comportamiento del correspondiente fluido en estudio.

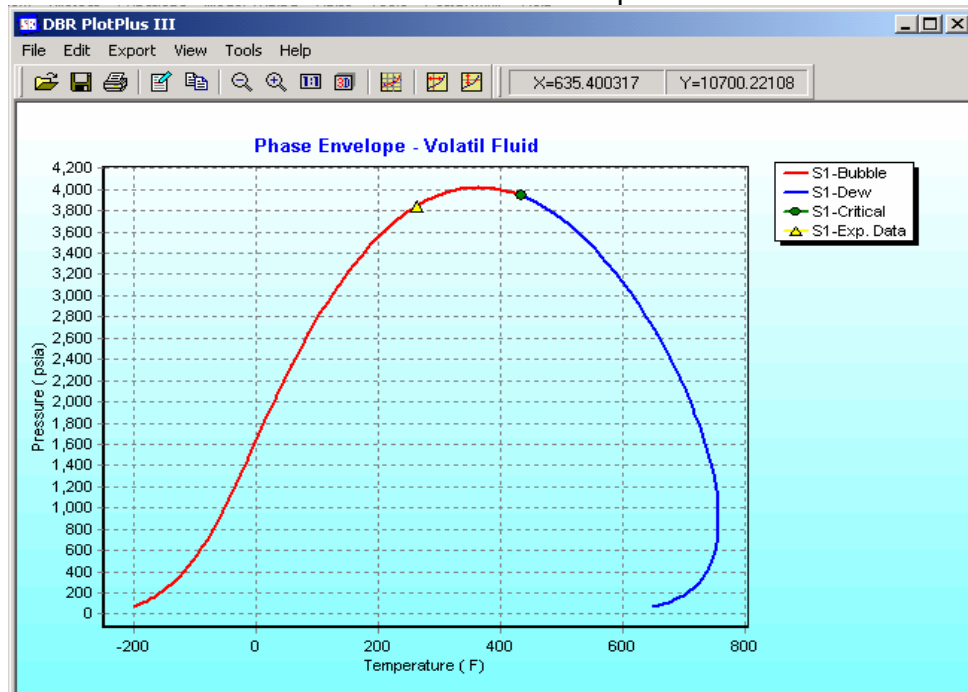
Es conveniente resaltar que la *función distribución* empleada en la caracterización de ambas muestras fue la *exponencial modificada de Pedersen (2001)*. Además se emplearon las correlaciones de *Twu (1984)* para la temperatura crítica ( $T_c$ ) y presión crítica ( $P_c$ ) y *Lee – Kesler (1976)* para el factor acéntrico ( $w$ ). Se utilizaron otras correlaciones y parámetros de función distribución opcionales, pero las mencionadas anteriormente presentaron mejor respuesta al ajuste.

**Gráfica 10.** Envoltente de fases para el fluido C



Fuente: Software PVT Pro Version 5.0 - Laboratorio de análisis PVT – ICP

**Gráfica 11.** Envoltente de fases para el fluido V



Fuente: Software PVT Pro Version 5.0 - Laboratorio de análisis PVT – ICP

#### 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Este trabajo se elaboró como una guía práctica. Presenta los procedimientos de operación y ensayo, junto con sus correspondientes formatos de trabajo y reporte de datos, necesarios para el desarrollo de un estudio PVT a fluidos composicionales
- Las muestras reales de aceite volátil y gas condensado empleadas en el desarrollo de pruebas PVT, muestran un comportamiento típico de fluidos cercanos a la región crítica.
- Tal como se esperaba los valores de GOR y gravedad API obtenidos en el laboratorio están dentro de los rangos característicos para cada tipo de fluido, según lo descrito en la literatura.
- Un aspecto importante a considerar en este trabajo es la presencia del fluido crítico, el cual no es incluido en la clasificación que expone Mc. Cain sobre los fluidos del yacimiento. Esta consideración es relevante al momento de realizar una toma de muestra, permitiendo obtener resultados confiables en un análisis PVT.
- Es importante resaltar que para el desarrollo de la prueba Expansión a Composición Constante para el aceite volátil, la posición de la celda PVT Phase Behavior es normal hasta cuando se determina la presión de saturación. Posteriormente se invierte con el fin de tomar mejores lecturas de nivel de gas y evitar errores en dichas lecturas.

- Se sugiere que la prueba Expansión a Composición Constante para el aceite volátil sea efectuada con pistón tipo cónico, para generar mayor precisión en las mediciones del nivel de gas.
- No se recomienda emplear pistón cónico para el desarrollo de la prueba de separador multietapa a fluidos tipo gas condensado debido a la dificultad que se presenta al momento de retirar todo el gas presente en la última etapa (condiciones de tanque).
- Se recomienda la continuación de este trabajo a nivel de tesis investigativa, extendiendo su aplicación a las demás pruebas PVT (Detección de sólidos, prueba de hinchamiento y contactos múltiples).

## GLOSARIO

**Punto de burbuja:** Estado de un sistema en fase líquida cuando ésta está en equilibrio con una cantidad infinitesimal de fase gaseosa.

**Presión de punto de burbuja:** Presión del fluido en un sistema en su punto de burbuja. (Frecuentemente referida como "presión de saturación").

**Condensado:** Líquido formado por condensación de una fase gaseosa. Dentro del yacimiento, "condensado" es una fase hidrocarbonada líquida formada por *condensación retrógrada* de la fase gaseosa después de una disminución de la presión. En la superficie, "condensado" es una fase hidrocarbonada líquida formada por condensación de la fase gaseosa después de una reducción en la presión y/o la temperatura.

**Punto de rocío:** Estado de un sistema en fase gaseosa cuando ésta está en equilibrio con una cantidad infinitesimal de fase líquida.

**Presión de punto de rocío:** Presión del fluido en un sistema en su punto de rocío. (Frecuentemente utilizada intercambiabilmente con "presión de saturación").

**Saturación de gas:** Porcentaje volumétrico del espacio poroso de la roca de yacimiento que está ocupado por la fase gaseosa.

**Saturación de líquido:** Porcentaje volumétrico del espacio poroso de la roca de yacimiento que está ocupado por una fase líquida. de compuestos hidrocarbonados. El fluido de yacimiento puede ser o bien un líquido o un gas y puede contener ciertos compuestos no

hidrocarbonados. Los no hidrocarbonados que tienen la mayor importancia en el muestreo son el nitrógeno, el dióxido de carbono, el sulfuro de hidrógeno, el helio y el agua. El agua libre (salmuera) que fluye en el pozo con el fluido de yacimiento no se considera aquí ser parte del fluido de yacimiento.

**Líquido saturado:** Líquido que está en equilibrio con un gas a la presión y temperatura que prevalece.

**Gas saturado:** Gas que está en equilibrio con un líquido a la presión y temperatura que prevalece.

**Presión de saturación:** Presión a la cual un gas y un líquido están en equilibrio. "Presión de saturación" es frecuentemente utilizada intercambiabilmente para describir bien la "presión de punto de burbuja" o la "presión de punto de rocío".

**Relación gas-aceite de separador:** Relación de la tasa de gas de separador a la tasa de aceite (o condensado) de separador, típicamente expresada en términos de volumen de gas estándar por unidad de volumen de aceite (es decir, pie cúbico estándar de gas de separador por barril de aceite o condensado de separador). Esta definición requiere especificar donde se midió la tasa de gas (primaria ó total) e igualmente, la tasa de aceite (primaria ó tasa de flujo de tanque almacenamiento ajustada a condiciones estándar).

**Isobárica:** Acción (fenómeno) o procedimiento llevado a cabo a presión constante

**Isotérmica:** Operación o fenómeno a temperatura constante.

**Factor volumétrico de formación del aceite (Bo):** Es la relación volumétrica entre los barriles de aceite ocupados en el yacimiento a la presión y temperatura prevaleciente, por barril de líquido en tanque (considerando el gas disuelto)

**Factor volumétrico de formación del gas (Bg):** Es el volumen en barriles que un pie cúbico normal de gas ocuparía como gas libre en el yacimiento, a la presión y temperatura predominantes.

**Catetómetro:** Instrumento graduado que permite realizar mediciones de alturas del fluido al interior de una celda, proceso efectuado empleando constantes de calibración, transformando así mediciones de altura en mediciones posteriores de volumen.

**Agitador magnético (mixer):** Mecanismo empleado para generar movimiento al interior de un equipo (celda PVT) en el laboratorio, permitiendo así agitar el fluido y alcanzar posteriormente el equilibrio termodinámico.

## BIBLIOGRAFÍA

1. MC. CAIN Jr., W. D. and ALEXANDER, R. A. "Sampling Gas Condensate Wells." SPERE. Aug. 1992.
2. MC. CAIN Jr., W. D. "The Properties of the Petroleum Fluids". Pennwell Books, Tulsa, OK. USA. 1990
3. CALVETE GONZÁLEZ, Fernando Enrique y RANGEL CORTÉS Nohora Patricia. Simulación de experimentos PVT para yacimientos de Gas Condensado y Aceite Volátil. Bucaramanga Abril 1997. Trabajo de grado (Ingeniero de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas.
4. WHITSON, C. H., "Phase Behavior". Richardson, Texas. 2000
5. CRAFT, B. C. and HAWKINS, M. F. Jr. "Ingeniería aplicada de yacimientos Petrolíferos." 1968
6. PALACIO, P. RAMIRO. "Características de Fluidos de Yacimientos Petrolíferos." Medellín 1977
7. STANDING, M. B. "Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems." 1952
8. MC. CAIN, W. D. Jr: "Chemical Composition Determines Behavior of Reservoir Fluids" Petroleum Engineer International, (October 1993)
9. MOSES, P. L "Engineering Applications of Phase Behavior of Crude Oil and Condensate Systems", JPT(July 1983)
10. GOL, D.K. MCCAIN, W.D. JR, and JENNINGS, J. W "An Improved Method of the Determination of the Reservoir – Gas Specific Gravity for Retogade Gases" Trans. AIME (1990)
11. DANESH A, PVT and Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids, Developments in Petroleum Science 1998, Elsevier Science B.V.

12. FIROOZABADI A, Thermodynamics of Hydrocarbon Reservoirs, 1999
13. ESCOBAR; JC, M. Prediction of characteristics of wax precipitation in synthetic mixtures and fluids of petroleum: A new model, 2006, Elsevier Fluid Phase Equilibria
14. BJORLYKKE, O.P. and FIROOZABADI A, "Measurement and Computation of Near-Critical Phase Behavior of a C1/nC24 Binary Mixture" SPE Reservoir Engineering, 1992
15. CHOU, F.G. AND PRAUSNITZ, J.M. "A Phenomenological Correction to an equation of State for the critical region". AIChE Journal, 1989.
16. LEEUWW DE V.V. POOT, W, LOOS, TH.W. and SWAAN, A. Fluid Phase Equilib. 1989
17. MC. CAIN, W.D. "Revelation About Reservoir Fluids" Petroleum Engineer International. 1994
18. SADUS, R.J."High Pressure Phase Behaviour of Multicomponent Fluid Mixtures" Elsevier. 1992
19. CORONADO PARRA, Carlos Alberto. Ensayo PVT en campo y laboratorio. Bogotá Abril 1987. Trabajo de grado (Tecnólogo Químico). Corporación Tecnológica de Bogotá
20. INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS. Requisitos generales de competencia de laboratorios de ensayo y calibración. Santafé de Bogotá D.C. ICONTEC, NTC-ISO-IEC 17025.
21. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE – RECOMMENDED PRACTICE API- RP 44. Sampling Petroleum Reservoir Fluids. Second edition. April 2003.

# **ANEXOS**

## **ANEXOS**

- ANEXO 1.** Procedimientos Técnicos Operacionales - PTO y Procedimientos Técnicos de Ensayo - PTE
  
- ANEXO 2.** Formatos de trabajo y reportes de datos requeridos para el desarrollo de cada prueba PVT a fluidos composicionales.
  
- ANEXO 3.** Acta de Análisis de Seguridad del Trabajo (AST) para procedimiento de muestreo
  
- ANEXO 4.** Resultados pruebas PVT fluidos composicionales (gas condensado "fluido C")
  
- ANEXO 5.** Resultados pruebas PVT fluidos composicionales (aceite volátil "fluido V")

**ANEXO 1: PROCEDIMIENTOS TÉCNICOS OPERACIONALES (PTO) Y  
PROCEDIMIENTOS TÉCNICOS DE ENSAYO (PTE)**

## ENCABEZADO PROCEDIMIENTOS TÉCNICOS

1	2	4	
	3	5	6
		7	8

### **Casilla 1.**

Contiene el logotipo de la empresa

### **Casilla 2.**

Contiene el nombre de la división a la que pertenece el manual y el nombre del laboratorio al cual está asignado el manual.

### **Casilla 3.**

Contiene especificación acerca del tipo de procedimiento a realizar

### **Casilla número 4.**

Especifica el contenido de la hoja perteneciente al correspondiente procedimiento

### **Casilla número 5.**

Contiene la fecha en que el procedimiento fue elaborado.

### **Casilla número 6.**

Contiene el código del procedimiento (según parámetros internos y confidenciales de la empresa y estandarizaciones de la norma).

### **Casilla número 7.**

Identifica el número de veces que ha sido revisado el procedimiento

### **Casilla número 8.**

Contiene identificación acerca del número total de hojas del procedimiento

1	2	4	
	TABLA DE CONTENIDO PROCEDIMIENTOS TÉCNICOS OPERACIONALES (PTO)	5	6
		7	8

Operación equipo muestreo sub-suelo (PDS / SPS)

Operación equipo muestreo superficie

Operación de la celda de recombinación

Operación de la celda de comportamiento de fases Phase Behavior

Operación de la bomba computarizada de alta presión

Operación de liberación instantánea de gas GOR Apparatus.

Operación del viscosímetro capilar

Operación del cromatógrafo de gases para gas C13+ y para líquido C30+

Operación bomba de desplazamiento positivo

**PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN  
PTO  
MUESTREADOR DE SUB-SUELO**

<b>1</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	
	<b>PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN MUESTREADOR DE SUB-SUELO</b>	<b>5</b>	<b>PTO</b>
		<b>7</b>	<b>8</b>

**1. OBJETIVO:**

Presentar las instrucciones de operación del equipo muestreador de sub-suelo Positive Displacement Sampling (PDS) y Single Phase Sampler (SPS).

**2. PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN**

Las instrucciones de operación que se encuentran en las siguientes páginas corresponden al procedimiento básico de operación del equipo de muestreo de sub-suelo PDS - SPS. Para los casos en que se requiera una mayor información que la presentada en esta sección, es necesario recurrir al manual de operación del equipo que se encuentra en la oficina del laboratorio PVT-OPC y/o en el Centro de Información Técnica, CIT.

**PARTES DEL EQUIPO:**

- Cámara de Aceite
- Cámara de Aire
- Mecanismo de activación

**DESCRIPCIÓN DE LAS PARTES DEL EQUIPO**

**Cámara de Aceite:**

Parte de la herramienta que al ser bajada llega en primera instancia a la zona de interés con condiciones de válvula cerrada y con aceite presurizado en su interior, conociendo previamente que para presión de yacimiento mayor de 5000 libras presurizo a 300 psi y para presión de yacimiento menor de dicha cantidad efectúo la presurización a 1000 psi. Dentro de dicha cámara se encuentra un pistón, mecanismo utilizado para el desplazamiento del fluido contenido en ella.

**Cámara de Aire:**

Parte intermedia de la herramienta como tal, es la encargada de recibir el aceite presurizado de la cámara ubicada en su parte inferior, el cual pasa a través de un mecanismo regulador de flujo llamado reductor.

**Mecanismo de activación:**

Parte superior de la herramienta, en ella se encuentra presente el temporizador, mecanismo que actúa como registro y control de tiempo, es decir, determina el momento en que es tomada la muestra con la herramienta, considerando que se debe realizar el descenso de la herramienta asumiendo como regla 60 pies por minuto.

<b>1</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	
	<b>PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN MUESTREADOR DE SUB-SUELO</b>	<b>5</b>	<b>PTO</b>
		<b>7</b>	<b>8</b>

Tanto el equipo PDS , como el SPS empleados en una operación de muestreo de subsuelo tiene por objetivo primordial tomar una muestra representativa del fluido en el yacimiento para su posterior análisis en el laboratorio PVT, dicho procedimiento es muy similar, ya que una vez se llegue a la zona donde se desea tomar la muestra representativa de 600 c.c, lo que se busca es desplazar el aceite presurizado en la cámara inferior mediante el pistón, el cual una vez ascienda, activará el dispositivo de cierre de la válvula ubicada en el fondo de la herramienta, garantizando el no flujo de mas fluido del pozo, dicha cámara de aceite en ese preciso instante se encuentra llena de muestra, la cual será empleada posteriormente para el análisis, como consecuencia de esto el aceite presurizado a pasado a la cámara de aire.

Por ultimo, lo que se requiere es transferir la muestra, pero para ello se deben tener en cuenta ciertos aspectos, tales como la verificación apropiada de la herramienta una vez salga del fondo del pozo, es decir, que presente un correcto funcionamiento, también es necesario tener un control sobre la presión de apertura todo con el fin de mantener un control de calidad sobre la muestra, al igual que se debe tener un cuidado en cuanto a la relación presión – volumen.

Lo anterior corresponde a los mecanismos de verificación previos a una transferencia de muestra y como soporte confiable antes de volver a realizar un nuevo viaje (ascenso y descenso de la herramienta), manteniendo un margen de diferencia barométrica no mayor a 50 psi.

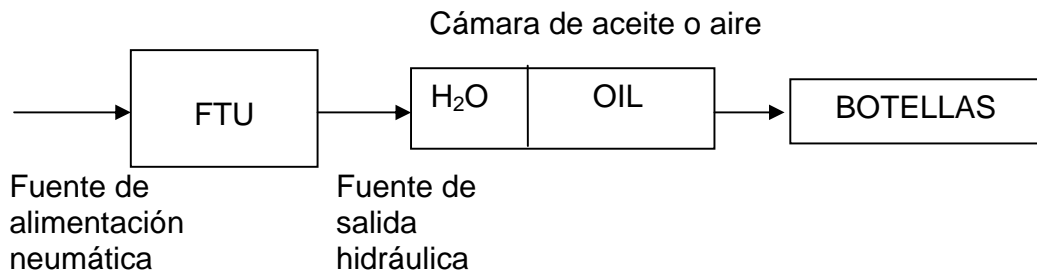
#### **UNIDAD DE TRANSFERENCIA EN CAMPO (FTU).**

La finalidad de esta unidad es la de realizar transferencia de fluidos o muestras atrapadas en la cámara de muestreo de la herramienta PDS o SPS a botellas de embarque especialmente diseñadas para el transporte de dicha muestra al laboratorio de análisis PVT.

La operación de transferencia se realiza isobáricamente con el fin de evitar el flasheo de la muestra, es decir, las muestras deben ser monofásicas y homogéneas cuando se encuentren almacenadas en las botellas de embarque, con el propósito de lograr que la muestra sea representativa.

El funcionamiento de la unidad de transferencia en campo (FTU) consiste de una bomba, la cual se alimenta con presión neumática que trabaja en rangos de operación entre 30 y 100 psi y mediante una bomba Haskell transforma la presión neumática en presión hidráulica de salida a rangos de hasta 10000 psi. A continuación se esquematiza gráficamente el procedimiento.

1	2	4	
	PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN MUESTREADOR DE SUB-SUELO	5	PTO
		7	8



#### DESCRIPCIÓN DE LA UNIDAD DE TRANSFERENCIA PDS

La unidad de transferencia es de acero inoxidable, con una altura de 17", una anchura de 21" y una profundidad de 13".

#### ESPECIFICACIONES

Presión máxima operativa	15.000
Temperatura máxima operativa	180°C
Medidas	17"x21"x13"
Peso (con accesorios)	73,9 kg.
Fluido de transferencia	1/3 glicol, 2/3 agua, etilénglicol

**PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN  
PTO  
EQUIPO MUESTREO SUPERFICIE**

<b>1</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	
	<b>PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN EQUIPO MUESTREO SUPERFICIE</b>	<b>5</b>	<b>PTO</b>
		<b>7</b>	<b>8</b>

## 1. OBJETIVO:

Presentar las instrucciones de operación de los cilindros implementados para la toma de muestra de líquido y gas en superficie respectivamente.

## 2. PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN

Las instrucciones de operación que se encuentran en las siguientes páginas corresponden al procedimiento básico de operación del equipo de muestreo en superficie. Para los casos en que se requiera una mayor información que la presentada en esta sección, es necesario recurrir al manual de operación del equipo que se encuentra en la oficina del laboratorio PVT-OPC y/o en el Centro de Información Técnica, CIT.

Es necesario realizar un diligenciamiento del acta de Análisis de Seguridad del Trabajo (AST) en toda operación de muestreo en superficie, dicho procedimiento operativo describe la secuencia lógica y segura para tomar muestras de fluido para su posterior análisis PVT, asegurando así la toma de una correcta muestra representativa.

Es conveniente resaltar que este procedimiento de muestreo se encuentra bajo los parámetros establecidos en la norma API RP 44 segunda edición Abril de 2003, de donde se asumen ciertas consideraciones para la toma correcta de muestras. Una vez se obtenga la muestra representativa, esta es llevada al laboratorio PVT para su posterior recombinación y análisis.

## TIPOS DE EQUIPOS DE MUESTREO EN SUPERFICIE

Dependiendo del tipo de fluido que se desee tomar como muestra, es necesario considerar:

### Para aceite:

- Cilindros Ruska
- Cilindros Leutert Tipo 4 ó 5 (700 c.c.)

### Para gas:

- Cilindro Luxer (20 Litros)

1	2	4	
	PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN EQUIPO MUESTREO SUPERFICIE	5	PTO
		7	8

## **PARTES DEL EQUIPO**

- Sonda
- Conectores
- Válvulas
- Manómetros
- Termómetros

Cada una de estas partes del equipo deben estar previamente revisadas antes de ejecutar el procedimiento de toma de muestra, para ello es conveniente realizar una prueba hidrostática al respectivo cilindro que va a ser empleado, todo con el fin de evitar y prevenir posibles fugas en el equipo. Además es recomendable al momento de finalizar la operación con el equipo de muestreo en superficie, realizarle a este una limpieza con varsol y/o tricloroetileno, con el fin de evitar una posible contaminación en la siguiente muestra a tomar.

**PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN  
PTO  
CELDA DE RECOMBINACIÓN**

1	2	4	
	PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN CELDA DE RECOMBINACIÓN	5	PTO
		7	8

## 1. OBJETIVO:

Presentar las instrucciones de operación de la celda de recombinación.

## 2. PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN

Las instrucciones de operación que se encuentran en las siguientes páginas corresponden al procedimiento básico operación de la celda de recombinación. Para los casos en que se requiera una mayor información que la presentada en esta sección, es necesario recurrir al manual de operación del equipo que se encuentra en la oficina del laboratorio PVT-OPC y/o en el Centro de Información Técnica, CIT.

Es de gran importancia conocer que el proceso de operación de la celda de recombinación se efectúa a muestras que han sido tomadas en superficie (por ejemplo en el separador) con el fin de llevar dichas muestras (fluido) a las condiciones de presión y temperatura de yacimiento.

### PARTES DEL EQUIPO

- Panel de control de temperatura.
- Regulador de velocidad.
- Celda (1200cc)
- Mixer (mezclador).

Además de las partes anteriores del equipo se debe mencionar la necesidad de una bomba de desplazamiento positivo que se adapta a la celda con el fin de dar presión al sistema; en algunos casos es necesario dentro del desarrollo del proceso la utilización de un sistema de compresión para inyectar el gas en la celda de recombinación.

Si el fluido que se va a transferir a la celda de recombinación es gas, éste se hará pasar por el sistema de compresión encargado de recibirlo a baja presión y transferirlo a un cilindro tipo Jefri de alta presión donde será almacenado; posteriormente se inyecta el gas presurizado a la celda de recombinación por medio de una bomba de desplazamiento positivo a través de líneas de alta presión. Generalmente se lleva a presión de 6000 psi, con el propósito de mantener el sistema de recombinación en fase líquida.

El procedimiento de transferencia del gas presurizado se realiza "en frío", es decir, a condiciones estándar. Una vez terminado el proceso de transferencia del fluido se inicia el proceso de

<b>1</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	
	<b>PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN CELDA DE RECOMBINACIÓN</b>	<b>5</b>	<b>PTO</b>
		<b>7</b>	<b>8</b>

recombinación como tal; se realiza agitación de la celda y mezclado interno con el mixer para lograr homogenización y equilibrio termodinámico, se manipula los paneles de control de temperatura y la bomba para lograr llevar el fluido a condiciones de presión y temperatura de yacimiento.

Si el fluido que se va a transferir a la celda de recombinación es liquido, entonces generalmente se hace a presión de 1000 psi; presión que este por encima de las presiones del separador y a temperatura de separador, con el fin de evitar flasheo de la muestra.

Una vez terminado el proceso de inyección del fluido se inicia el proceso de recombinación como tal; se realiza agitación de la celda y mezclado interno con el mixer para lograr homogenización y equilibrio termodinámico, se manipula los paneles de control de temperatura y la bomba para lograr llevar el fluido a condiciones de presión y temperatura de yacimiento.

**PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN  
PTO  
CELDA DE COMPORTAMIENTO DE FASES  
PHASE BEHAVIOR**

<b>1</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	
	<b>PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN CELDA DE COMPORTAMIENTO DE FASES PHASE BEHAVIOR</b>	<b>5</b>	<b>PTO</b>
		<b>7</b>	<b>8</b>

## 1. OBJETIVO:

Presentar las instrucciones de operación de la celda de alta presión de desarrollo de fases, Phase Behavior.

## 2. PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN

Las instrucciones de operación que se encuentran en las siguientes páginas corresponden al procedimiento básico de operación de la celda de comportamiento de fases. Para los casos en que se requiera una mayor información que la presentada en esta sección, es necesario recurrir al manual de operación del equipo que se encuentra en la oficina del laboratorio PVT-OPC y/o en el Centro de Información Técnica, CIT.

Esta celda PVT es empleada para simular el comportamiento de fluidos del yacimiento, variando condiciones de presión y temperatura, para posteriormente analizar parámetros y propiedades del fluido. En ella se efectúan las pruebas PVT como son: Expansión a Composición Constante (CCE), Agotamiento a Volumen Constante (CVD), Separador multietapa.

Existen otras pruebas adicionales (Detección de sólidos SDS, contactos múltiples MCM y prueba de hinchamiento), las cuales se efectúan en este equipo con el fin de generar la determinación y comprobación de otras propiedades características del fluido en estudio.

Es recomendable antes de operar este equipo realizarle un ensayo de comprobación del funcionamiento de los límites de presión a través de todas sus válvulas de flujo, al igual que practicar un perfecto proceso de limpieza de las partes internas de la celda (cuando se desea realizar prueba con otro tipo de fluido de yacimiento diferente al que contenía inicialmente la celda), mediante la utilización de un solvente volátil (tricloroetileno), el cual evita la humedad y posibles errores en las pruebas. Para tal efecto se debe emplear botella de lavado (cargado previamente con Nitrógeno y solvente).

El procedimiento para el lavado de la celda (sin necesidad de desarmarla) es el siguiente:

- a. Inyectar una cantidad suficiente de solvente (tricloroetileno) al cilindro de la celda PVT, el procedimiento debe realizarse lentamente para no generar gran caída de presión, con el fin de evitar la ruptura del cilindro de vidrio al interior de la celda.
- b. Verificar que la bomba de desplazamiento este a igual presión que la celda PVT

<b>1</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	
	<b>PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN CELDA DE COMPORTAMIENTO DE FASES PHASE BEHAVIOR</b>	<b>5</b>	<b>PTO</b>
		<b>7</b>	<b>8</b>

- c. Desplazar pistón hasta fondo a través de la bomba de desplazamiento positivo, con el fin de lograr que el solvente limpie las paredes del cilindro.
- d. Encender agitador (mixer) de la celda para lograr mayor limpieza.
- e. Desplazar pistón hasta tope de la celda a través de la bomba de desplazamiento positivo, con el fin de retirar el solvente contaminado para posteriormente llevarlo a un beaker. Este procedimiento de evacuación debe realizarse lentamente para no generar gran caída de presión.
- f. Realizar vació al sistema (celda y línea de conexión tope celda - bomba) a través de la bomba de vació.

La celda de alta presión para el comportamiento de fases puede ser también usada para determinar la presencia de sólidos a través de la adaptación del equipo denominado Sistema de Detección de Sólidos (SDS), el cual emplea un software controlador de todo su procedimiento operacional. El sistema en su totalidad estará integrado por la celda PVT, el monitor, paneles de control y la bomba de desplazamiento positivo computarizada.

El continuo monitoreo al funcionamiento operacional del equipo permite mantener un control visual al momento de la generación de precipitados de la muestra, a través de un dispositivo infrarrojo que atraviesa el fluido del yacimiento presente en la cilindro de la celda, dicha operación se observa en el monitor.

**PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN  
PTO  
BOMBA COMPUTARIZADA**

<b>1</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	
	<b>PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN BOMBA COMPUTARIZADA</b>	<b>5</b>	<b>PTO</b>
		<b>7</b>	<b>8</b>

## **1. OBJETIVO:**

Presentar las instrucciones de operación de la bomba de desplazamiento positivo computarizada de alta presión de 500 cc.

## **2. PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN**

Las instrucciones de operación que se encuentran en las siguientes páginas corresponden al procedimiento básico de operación de la bomba de desplazamiento positivo computarizada. Para los casos en que se requiera una mayor información que la presentada en esta sección, es necesario recurrir al manual de operación del equipo que se encuentra en la oficina del Laboratorio PVT-OPC y/o en el Centro de Información Técnica, CIT.

## **PARTES DEL EQUIPO**

Cilindro

Reservorio

Pistón con embolo

Válvulas

Perillas giratorias

Bomba con capacidad de desplazamiento máximo en cada viaje de 500 c.c, es de alta resolución, debido a ello trabaja para fluidos composicionales y esta sujeta a la celda de alta presión de comportamiento de fases.

La bomba presenta a diferencia de las manuales una línea transmisora de señal eléctrica, la cual esta diseñada para manipular ciertos parámetros tales como presión y velocidad, permitiendo así desplazar el fluido a una razón constante, que para este caso es aceite hidráulico, el cual se encuentra en el interior del cilindro denominado reservorio de la bomba. Es importante mencionar que la bomba emplea este fluido para disminuir los efectos de toxicidad que se generarían si se empleara como fluido desplazante el mercurio (Hg).

<b>1</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	
	<b>PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN BOMBA COMPUTARIZADA</b>	<b>5</b>	<b>PTO</b>
		<b>7</b>	<b>8</b>

El procedimiento de operación del equipo es muy sencillo, es el empleado para toda bomba manual, es decir, si se desea cargar el equipo se debe mantener cerrada la válvula de salida, con el fin de mantener el sistema aislado. Al mismo tiempo se debe tener abierta la válvula del reservorio que regula el paso del aceite hidráulico desde el recipiente denominado reservorio hasta el cilindro, realizando el correspondiente desplazamiento del pistón hasta la capacidad volumétrica permitida por el equipo, lo anterior se hace de manera simultánea con el movimiento giratorio de la perilla correspondiente que permite el desplazamiento del pistón. Luego se cierra la válvula del reservorio y se lleva el pistón a la medida volumétrica de cero.

Para la presurización de la bomba, el procedimiento a efectuar es:

Se debe abrir y cerrar válvula del reservorio, realizar desplazamiento positivo (hacia adelante) del embolo a través de la perilla giratoria con el propósito de eliminar vacíos presentes en la cámara de compresión de la bomba.

El anterior procedimiento (apertura, cierre y desplazamiento simultáneo) se realiza hasta obtener una compresibilidad óptima de la bomba. Esta se obtiene cuando la lectura de presión en el manómetro se mantiene estable.

Finalmente con la válvula del reservorio cerrada se procede a abrir la válvula de salida del equipo, para realizar la operación deseada.

**PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN  
PTO  
GOR APPARATUS**

1	2	4	
	PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN GOR APPARATUS	5	PTO
		7	8

## 1. OBJETIVO:

Presentar las instrucciones de operación del equipo GOR Apparatus.

## 2. PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN

Las instrucciones de operación que se encuentran en las siguientes páginas corresponden al procedimiento básico de operación del equipo GOR Apparatus. Para los casos en que se requiera una mayor información que la presentada en esta sección, es necesario recurrir al manual de operación del equipo que se encuentra en la oficina del laboratorio PVT-OPC y/o en el Centro de Información Técnica, CIT.

La función de este equipo es la de separar el gas del aceite mediante un proceso de expansión a 14.7 psi y 60 °F. Una vez separado el gas del líquido, son llevadas cada una de las muestras a un cromatógrafo para sus estudios composicionales.

El GOR Apparatus consta en su interior de un gasómetro el cual utiliza un pistón móvil (controlado por un motor) dentro de un cilindro estacionario. El desplazamiento del pistón es monitoreado para determinar el volumen barrido en el cilindro, y la presión dentro del cilindro es automáticamente controlada y mantenida a una atmósfera.

A medida que el gas entra al gasómetro un dispositivo sensor de presión responde a cualquier cambio de presión ordenando a un motor que reposicione el pistón y de esta manera restaurando una lectura de presión nula (atmosférica o cero) dentro del gasómetro. El movimiento del pistón es alineado por un codificador lineal cuya señal de salida es convertida para indicar el volumen del gas contenido en el cilindro.

Para iniciarse el GOR Apparatus, se realiza vacío a todo el sistema con el fin de sacar el aire presente en él mismo, eliminando gases contaminantes y masa de gas ajena al del hidrocarburo en estudio para obtener mayor precisión en los resultados.

### OPERACIÓN DEL CONTADOR Y DEL DECODIFICADOR LINEAL

El gasómetro esta equipado con un codificador lineal para medir la altura del pistón. Cuando el pistón se mueve el decodificador transmite un número de pulsos proporcional a la distancia recorrida. El contador digital divide el número de pulsos por un factor de calibración el cual convierte el valor presentado en la pantalla en una medida de volumen. El contador esta equipado con una interfase serial para la adquisición remota de datos.

1	2	4	
	PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN GOR APPARATUS	5	PTO
		7	8

### **CONTROL DE LA PRESIÓN DEL SISTEMA.**

El gasómetro utiliza un transductor de presión absoluta para medir la presión en el cilindro del gasómetro. La salida del transductor de presión es suministrada por un voltímetro digital. El voltímetro controla el motor que maneja el pistón, manteniendo así un set de presión.

### **CONTROL DE LA TEMPERATURA DEL SISTEMA (OPCIONAL)**

El control de temperatura es una característica opcional del gasómetro. Este es diseñado para mantener el gasómetro a una temperatura constante unos pocos grados por encima de la temperatura del laboratorio (generalmente 30 °C).

### **LIMITANTES DEL EQUIPO**

- Para fluidos con GOR'S menores a 50 SCF/STB y un volumen de fluido a expandir inferior a 20 cc es necesario llenar el volumen muerto del equipo con Helio hasta alcanzar presión de 14.7 y una lectura mínima de 150cc antes realizarse el proceso de expansión.
- Para fluidos con GOR'S mayores a 100000 SCF/STB se usa volumen a expandir menores a 20 cc.

**PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN  
PTO  
VISCOSÍMETRO CAPILAR**

<b>1</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	
	<b>PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN VISCOSÍMETRO CAPILAR</b>	<b>5</b>	<b>PTO</b>
		<b>7</b>	<b>8</b>

## 1. OBJETIVO:

Presentar las instrucciones de operación del equipo viscosímetro capilar.

## 2. PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN

Las instrucciones de operación que se encuentran en las siguientes páginas corresponden al procedimiento básico de operación del equipo de viscosímetro capilar. Para los casos en que se requiera una mayor información que la presentada en esta sección, es necesario recurrir al manual de operación del equipo que se encuentra en la oficina del laboratorio PVT-OPC y/o en el Centro de Información Técnica, CIT.

La operación de este equipo permite determinar la viscosidad del aceite de yacimiento con respecto a los cambios de presión, que van desde la presión inicial de yacimiento hasta la presión atmosférica. La viscosidad del gas presente en la región de dos fases se estima por correlaciones, usando gravedades específicas y composición de gas.

### PARTES DEL EQUIPO

Cilindros de acero inoxidable  
 Bomba de inyección.  
 Bomba de sobrecarga.  
 Bomba DBR de desplazamiento positivo.

La prueba se realiza con una muestra representativa del yacimiento, previamente se debe realizar la recombinación del fluido y determinar la presión de saturación.

Antes de realizar la prueba se debe asegurar que el interior del capilar (coil) este libre de impurezas, para ello se pasa Nitrógeno comprimido a través de el y una vez finalizada la prueba el coil debe ser calibrado con n-heptano con el fin de evitar presencia de gas.

El viscosímetro capilar DBR opera en el rango de hasta 10000 libras de presión y temperatura ambiente de 150 °C, el cual esta Compuesto básicamente por dos cilindros de material de acero inoxidable con capacidad de carga total de 100 c.c. de la cual 25 c.c son de muestra y el restante volumen es de mercurio (Hg), dichos cilindros se comunican entre sí a través de un capilar o coil de un determinado diámetro interno (ID) y diámetro externo (OD) por medio del cual se transfiere la muestra de un cilindro a otro, con el fin de determinar la caída de presión.

Dicha caída de presión se lee del transductor una vez se halla estabilizado la presión (en el manómetro de la bomba) y se toma como dato para determinar la viscosidad del fluido.

Los diámetros del coil varían dependiendo del tipo de fluido a analizar, es decir a mayor °API, mayor será la longitud del capilar y menor su diámetro interno (ID)

**PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN  
PTO  
CROMATOGRFÍA DE GASES PARA  
GAS C13+ Y LÍQUIDO C30+**

1	2	4	
	PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN CROMATOGRAFÍA DE GASES PARA GAS C <sub>13+</sub> Y LIQUIDO C <sub>30+</sub>	5	PTO
		7	8

## 1. OBJETIVO

Presentar las instrucciones de operación del equipo de Cromatografía de gases para gas C<sub>13+</sub> y Líquido C<sub>30+</sub>.

## 2. PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN

Las instrucciones de operación que se encuentran en las siguientes páginas corresponden al procedimiento básico de operación del equipo de cromatografía de gas para gases C<sub>13+</sub> y líquidos C<sub>30+</sub>. Para los casos en que se requiera una mayor información que la presentada en esta sección, es necesario recurrir al manual de operación del equipo que se encuentra en la oficina del laboratorio PVT-OPC y/o en el Centro de Información Técnica, CIT.

Es necesario mantener el equipo de cromatografía bajo unas condiciones óptimas de operación, para lo cual se recurre a su correspondiente manual, igualmente se desea conocer el suministro necesario de las partes que el equipo requiere para mantenerse en operación continua durante un año como mínimo. Este cromatógrafo de gases para gas C<sub>13+</sub> y líquido C<sub>30+</sub>, presenta en su interior una serie de columnas capilares, las cuales están encargadas de dar la correspondiente utilidad industrial al equipo.

## ELEMENTOS DEL SISTEMA CROMATOGRÁFICO

- Una (1) columna capilar
- Puerto de inyección
- Torre de inyección
- Un detector de ionización de llama (FID)

Se remite al lector al manual del equipo, en donde se especifica todos los pormenores de su funcionamiento, mantenimiento, consumibles y partes requeridas según especificaciones técnicas de su proveedor general.

**PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN  
PTO  
BOMBA DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO**

1	2	4	
	PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN BOMBA DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO	5	PTO
		7	8

## 1. OBJETIVO

Presentar las instrucciones de operación de la bomba de desplazamiento positivo

## 2. PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN

Las instrucciones de operación que se encuentran en las siguientes páginas corresponden al procedimiento básico operación de la bomba de desplazamiento positivo. Para los casos en que se requiera una mayor información que la presentada en esta sección, es necesario recurrir al manual de operación del equipo que se encuentra en las oficinas del Laboratorio PVT - OPC y/o en el Centro de Información Técnica, CIT.

## PARTES DEL EQUIPO

Cámara de compresión

Reservorio (deposito del fluido de carga)

Pistón con su respectivo embolo

Válvulas

Perilla giratoria

Dial y reglilla de lectura

Manómetro

Esta bomba tiene una capacidad de desplazamiento máximo de 500 cc en cada viaje, es decir, cada vez que el embolo desplaza una cantidad de 500 cc de volumen, el reservorio de la bomba debe ser cargado con un fluido altamente incompresible (agua, mercurio, aceite hidráulico) denominado fluido de carga.

<b>1</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	
	<b>PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN BOMBA DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO</b>	<b>5</b>	<b>PTO</b>
		<b>7</b>	<b>8</b>

El procedimiento de operación de la bomba es sencillo. Si se desea cargar la bomba se debe mantener cerrada la válvula de salida del equipo, con el fin de aislar la bomba del sistema. Se llena el reservorio de la bomba con el fluido de carga, seguidamente se abre la válvula del reservorio que da paso al fluido de carga desde el mismo reservorio de la bomba hasta la cámara de compresión. Posteriormente para el llenado de la cámara de compresión se retrocede el embolo mediante la perilla giratoria hasta el inicio de su carrera, es decir, 0 cc. Se da un tiempo aproximado de 5 minutos para que el llenado de la cámara de compresión sea total.

El siguiente paso consiste en la presurización de la bomba, el cual se logra de la siguiente forma:

Se debe abrir y cerrar válvula del reservorio y realizar desplazamiento positivo (hacia adelante) del embolo a través de la perilla giratoria con el propósito de eliminar vacíos presentes en la cámara de compresión de la bomba.

El anterior procedimiento (apertura, cierre y desplazamiento simultáneo) se realiza hasta obtener una compresibilidad óptima de la bomba. Esta se obtiene cuando la lectura de presión en el manómetro se mantiene estable.

Finalmente con la válvula del reservorio cerrada se procede a abrir la válvula de salida del equipo, para realizar la operación deseada.

1	2	4	
	<b>TABLA DE CONTENIDO PROCEDIMIENTOS TÉCNICOS DE ENSAYO (PTE)</b>	5	6
		7	8

Muestreo de sub-suelo (fondo)

Muestreo de superficie (separador)

Control de calidad de muestras en el laboratorio

Liberación instantánea de gas -GOR Apparatus

Cromatografía de gases para gas C13+ y líquido C30+

Recombinación

Prueba de Expansión a composición constante (CCE)

Prueba de Agotamiento a volumen constante (CVD)

Prueba de Separador Multietapa

Determinación de la viscosidad capilar

Determinación densidad del aceite (pignómetro)

**PROCEDIMIENTO DE ENSAYO  
PTE  
MUESTREO DE SUBSUELO (FONDO)**

<b>1</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	
	<b>PROCEDIMIENTO DE ENSAYO MUESTREO DE SUB-SUELO (FONDO)</b>	<b>5</b>	<b>PTE</b>
		<b>7</b>	<b>8</b>

## 1. OBJETIVO

Este procedimiento describe la secuencia a seguir para obtener una muestra representativa de hidrocarburo presente en el fondo del pozo, según la norma API-RP-44 segunda edición abril de 2003.

## 2. ALCANCE DEL ENSAYO

Atrapar el fluido a las condiciones de presión y temperatura imperantes a esa profundidad en el pozo por medio de un mecanismo especial de la herramienta. En el momento del muestreo el fluido es mantenido dentro de una sección hermética y perfectamente sellada, para su transferencia en superficie y posterior envío al laboratorio.

## 3. PREPARACIÓN DEL ENSAYO

- a. Acondicionar el pozo para muestreo según el tipo de yacimiento. (Vea en los procedimientos de operación PTO y norma API-RP-44. Sección 5.1 a 5.4).
- b. Registrar las condiciones de producción para el muestreo.
  - Presión y temperatura de fondo
  - Presión y temperatura del tubing
  - Tasas de flujo de aceite y gas a través del separador
  - Presión y temperatura del separador
  - Tasa de producción de aceite en el tanque
  - Tasa de producción de agua
- c. Preparación del equipo
  - Verificar condiciones de flujo estable del pozo
  - Verificar condiciones del equipo de Wireline
  - Verificar condiciones de la herramienta muestreadora, como son los relojes, empaques, etc.

<b>1</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	
	<b>PROCEDIMIENTO DE ENSAYO MUESTREO DE SUB-SUELO (FONDO)</b>	<b>5</b>	<b>PTE</b>
		<b>7</b>	<b>8</b>

#### **4. PROCEDIMIENTO DE ENSAYO**

- a. Seleccionar la profundidad a bajar el muestreador (Vea el API-RP-44, sección 6.2.2).
- b. Hacer el montaje del muestreador al equipo de Wireline, con previa puesta a punto del reloj según la profundidad.
- c. Montar el lubricador, abrir el pozo y bajar el muestreador a la profundidad deseada.
- d. Tomar la muestra siguiendo las instrucciones de operación del equipo muestreador (Ver API-RP-44, Sección 6.2.3).
- e. Una vez tomada la muestra, hacer un control de calidad (Vea API-RP-44, sección 6.2.4).
- f. Transferir la muestra del muestreador a una botella de almacenamiento seleccionando el procedimiento de transferencia (Vea el API-RP-44, sección 6.2.5).
- g. Hacer el control de calidad mínimo a dos muestras. Si no cumple con este requisito, proceder a realizar un nuevo muestreo (Vea API-RP-44, sección 6.2.4.1/ 6.2.4.2).
- h. Crear una pequeña capa de gas dentro de los cilindros por seguridad.
- f. Identificar claramente la muestra y las condiciones a la que fue tomada, según formato F-PVT/IM-03.
- g. Llenar los datos del formato de condiciones de muestreo F-PVT/CM-01.

**PROCEDIMIENTO DE ENSAYO  
PTE  
MUESTREO DE SUPERFICIE (SEPARADOR)**

<b>1</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	
	<b>PROCEDIMIENTO DE ENSAYO MUESTREO DE SUPERFICIE (SEPARADOR)</b>	<b>5</b>	<b>PTE</b>
		<b>7</b>	<b>8</b>

## **1. OBJETIVO**

Este procedimiento describe los pasos que se siguen para obtener una muestra de aceite y gas del separador, según Norma API-RP-44.

## **2. ALCANCE DEL ENSAYO**

El muestreo de aceite y gas en superficie se hace necesario cuando algunos factores como los costos económicos de hacer muestreo de sub-suelo favorecen dicha elección. El obtener una muestra de superficie requiere posteriormente de un proceso de recombinación para obtener una muestra representativa del crudo existente en el yacimiento.

## **3. PREPARACIÓN DEL ENSAYO**

- 3.1 Acondicionar el pozo para muestreo según tipo de yacimiento. (Vea en los procedimientos de operación PTO y API-RP-44. Sección 5.1 a 5.4). ).
- 3.2 Registrar las condiciones de producción para el muestreo según formato F-PVT/CM-01.

## **4. PROCEDIMIENTO DE ENSAYO**

### **4.1 Procedimiento de muestreo de gas**

Seleccionar el método de muestreo de gas.

- 4.1.1 Método del cilindro evacuado (Vea el API-RP-44, Sección 6.3.7.1).
- 4.1.2 Método de purga con gas de separador (Vea el API-RP-44, Sección 6.3.7.3).
- 4.1.3 Método del desplazamiento con líquido (Vea el API-RP-44, Sección 6.3.7.4)
- 4.1.4 Método del cilindro con pistón (Vea el API-RP-44, Sección 6.3.7.2)

<b>1</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	
	<b>PROCEDIMIENTO DE ENSAYO MUESTREO DE SUPERFICIE (SEPARADOR)</b>	<b>5</b>	<b>PTE</b>
		<b>7</b>	<b>8</b>

#### 4.2 Procedimiento de muestreo de líquido

4.2.1 Muestreo de líquido con gas (Vea el API-RP-44, sección 6.3.8.5).

4.2.2 Muestreo de líquido con agua (Vea el API-RP-44, sección 6.3.8.1).

4.2.3 Método de cilindro evacuado (Vea el API-RP-44, sección 6.3.8.2).

4.2.4 Método del cilindro con pistón (Vea el API-RP-44, sección 6.3.8.3).

4.2.5 Método de purga con aceite de separador (Vea el API-RP-44, sección 6.3.8.4)

4.3 Una vez realizado el muestreo de superficie proceder a realizar los siguientes pasos:

- Crear capa de gas en los cilindros que contienen aceite (muestra de líquido).
- Sellar y taponar válvulas.
- Identificar claramente los cilindros de muestra según formato F-PVT/ IM-03.

4.4 Llenar los datos del formato condiciones de muestreo F-PVT/ CM-01.

**PROCEDIMIENTO DE ENSAYO  
PTE**

**CONTROL DE CALIDAD DE MUESTRAS EN EL  
LABORATORIO**

<b>1</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	
	<b>PROCEDIMIENTO DE ENSAYO CONTROL DE CALIDAD DE MUESTRAS EN EL LABORATORIO</b>	<b>5</b>	<b>PTE</b>
		<b>7</b>	<b>8</b>

## **1. OBJETIVO**

El control de calidad se hace para verificar que las muestras lleguen al laboratorio de análisis P.V.T. en las condiciones en que se realizó el muestreo y adicionalmente obtener información de sedimentos, Hg, agua, natas, etc, que dependiendo de su cantidad pasarán dicho control.

## **2. PROCEDIMIENTO DE ENSAYO**

- 2.1 Verificar la presión y temperatura de recibo de los cilindros tanto de gas como de líquido. Registrar esta información en el formato de recibo de muestras F-PVT/RM-02.
- 2.2. Realizar la cromatografía para el gas con el fin de verificar si es una muestra representativa, es decir que no esté contaminada.
- 2.3 Verificar la calidad de la muestra de líquido con el fin de determinar si está libre de fluidos distintos a los hidrocarburos presentes en el yacimiento.
- 2.4 Proceder a realizar una separación instantánea del aceite de separador para determinar la relación gas-aceite (GOR) de tanque
- 2.5 Determinar la gravedad API de la muestra de acuerdo con el procedimiento seguido en pruebas estándar.
- 2.6 Reportar los datos del procedimiento de control de calidad según formato F-PVT/CC-04.

**PROCEDIMIENTO DE ENSAYO  
PTE  
LIBERACIÓN INSTANTÁNEA DE GAS  
GOR APPARATUS**

1	2	4	
	PROCEDIMIENTO DE ENSAYO LIBERACIÓN INSTANTÁNEA DE GAS GOR APPARATUS	5	PTE
		7	8

## 1. OBJETIVO

El objetivo de esta prueba es simular el agotamiento del fluido desde la presión de yacimiento hasta la presión atmosférica en una sola etapa para medir volúmenes recolectados de gas y aceite. También se analiza el proceso de producción de crudo desde las condiciones de yacimiento hasta las condiciones del separador en superficie.

## 2. ALCANCE DEL ENSAYO

El simular el proceso de producción permite determinar las condiciones óptimas de contra-presión en superficie para obtener un mayor rendimiento de hidrocarburos líquidos, además de calcular el factor volumétrico de formación Bo, la relación gas – aceite (GOR), la gravedad específica del gas y la gravedad API del líquido de tanque.

## 3. PREPARACIÓN DEL ENSAYO

### 3.1 Preparación de muestras.

- Recombinar el aceite y gas (cuando se haya hecho muestreo de superficie), según el PTE correspondiente.
- Definir el volumen de fluido recombinado necesario para el ensayo

### 3.2 Preparación del equipo.

- a. Verificar las condiciones del GOR Apparatus de acuerdo con el procedimiento PTO adecuado.
- b. Verificar la calibración actualizada de los instrumentos, incluyendo la bomba de vacío, manómetros digitales y termómetros.

### 3.3 Definición de parámetros

- a. Fijar las condiciones de presión y temperatura de yacimiento.
- b. Recibir el reporte de las condiciones actuales del pozo. ( $^{\circ}$ API, Psat, GOR, Temp.)

<b>1</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	
	<b>PROCEDIMIENTO DE ENSAYO LIBERACIÓN INSTANTÁNEA DE GAS GOR APPARATUS</b>	<b>5</b>	<b>PTE</b>
		<b>7</b>	<b>8</b>

#### **4. PROCEDIMIENTO DE ENSAYO**

- a. Hacer vacío al PYC que se utilizará para recolectar el gas expandido en la realización de la prueba.
- b. Montar el sistema con las respectivas conexiones
- c. Tomar presión y temperatura, registrando en el formato F-PVT/DE-06.
- d. Ubicar el volumen total en ceros.
- e. Controlar la presión. (La presión en el controlador debe subir lentamente, después de +/- 15 psi, se levanta el pistón marcando el volumen total de litros).
- f. Proceder a expandir el gas.
- g. Controlar el movimiento del indicador de velocidad.
- h. Alcanzar la presión igual a la presión inicial.
- i. Registrar volumen en mililitros en el respectivo formato F-PVT/DE-06.
- j. Retirar los pyc's.
- k. Pesar pyc con aceite y registrar en el formato correspondiente.
- l. Hacer densidad pignómetro de aceite residual como lo indica el instructivo, según formato F-PVT/ DAp-12
- m. Enviar líquido y gas a cromatografía.

**PROCEDIMIENTO DE ENSAYO  
PTE  
CROMATOGRFÍA DE GASES PARA  
GAS C13+ Y LÍQUIDO C30+**

1	2	4	
	PROCEDIMIENTO DE ENSAYO CROMATOGRAFÍA DE GASES PARA GAS C <sub>13+</sub> Y LÍQUIDO C <sub>30+</sub>	5	PTE
		7	8

## 1. OBJETIVO

Esta prueba consiste en inyectar y procesar un volumen de muestra del fluido en el cromatógrafo acondicionado para tal fin (gas ó líquido), permitiendo así realizar una selección y separación física a escala de los grupos moleculares.

## 2. ALCANCE DEL ENSAYO

Identificar el fluido que se tiene analizando, sus características físicas para posteriormente alimentar modelos numéricos para la simulación y determinación de las propiedades a las diferentes condiciones de interés.

## 3. PREPARACIÓN DEL ENSAYO

### 3.1 Preparación de la muestra para Gas C<sub>13+</sub>

La preparación de la muestra tiene que ver con colocar el contenedor del gas a las condiciones de temperatura en que fue muestreado el gas, permitiendo que esta temperatura se mantenga por lo menos 1 hora antes de ser inyectado.

### 3.2 Preparación de la muestra para Líquido C<sub>30+</sub>

- La preparación de la muestra depende del tipo de fluido que sea, esto es la determinación del % Wt de los grupos C<sub>30+</sub>.
- La muestra se almacena dentro de un vial y se ubica en el portaviales del equipo, en la posición previamente identificada en el software del equipo.
- Si el %Wt es menor al 10% la muestra se inyecta pura al cromatógrafo, se coloca en el portaviales del equipo.
- Si el %Wt es mayor al 10% , la muestra se prepara así:
- Se pesan los gramos del fluido a ser analizado,
- Se adiciona cierta cantidad (gramos) de hexano

<b>1</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	
	<b>PROCEDIMIENTO DE ENSAYO CROMATOGRAFÍA DE GASES PARA GAS C<sub>13+</sub> Y LÍQUIDO C<sub>30+</sub></b>	<b>5</b>	<b>PTE</b>
		<b>7</b>	<b>8</b>

- Se sella el vial, con la tapa de aluminio y se suspende la muestra dentro del equipo de ultrasonido.
- Se coloca la muestra en el portaviales del equipo y se mantiene a una temperatura entre los 35 y 40 °C.
- Si la muestra tiene un °API menor a 15 es aconsejable diluir con CS<sub>2</sub>.

### **3.3 Preparación del equipo para Gas C<sub>13+</sub>**

- La preparación del equipo tiene que ver con el comportamiento de la línea base y los tiempos dentro de la tabla de calibración.
- Se enciende el equipo para su posterior corrida, se verifica el estado de encendido del detector FID.
- Se identifica la muestra debidamente en el software y se activan los puertos de inyección.
- Diariamente se debe realizar una corrida de blanco si el equipo viene de un estado de Stand by, si viene de un estado de apagado es necesario realizar 2 corridas de blanco para poder iniciar con la corrida de una muestra.
- Se conecta a la línea de inyección la muestra de gas, se conecta la línea de descarga de la inyección a la bomba de vacío y se realiza vacío
- Se da la orden de inicio en el software y se procede a realizar la inyección

#### **3.3.1 Definición de parámetros**

- Fijar las condiciones de temperatura del muestreo.
- Establecer el método que se utilizara para la corrida de la muestra.
- Identificar la muestra en el software del equipo y los puertos de inyección.

<b>1</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	
	<b>PROCEDIMIENTO DE ENSAYO CROMATOGRAFÍA DE GASES PARA GAS C<sub>13+</sub> Y LÍQUIDO C<sub>30+</sub></b>	<b>5</b>	<b>PTE</b>
		<b>7</b>	<b>8</b>

### 3.4 Preparación del equipo para Líquido C<sub>30+</sub>

- Verificar el contenido y la presión mínima de 60 psi en los gases consumibles
- Determinar el método a emplear, dependiendo del %Wt
- Ubicar el vial con la muestra en el portaviales.
- Identificar la muestra a correr en el software del equipo y su ubicación
- Ejecutar la orden de inicio del proceso.

#### 3.4.1 Definición de parámetros

- Fijar el tipo de muestra a correr con su respectivo método.
- Identificar y ubicar la muestra a correr en el software del equipo
- Identificar los picos en la muestra y procesar los resultados obtenidos en el software de cada método
- Generar el informe para la muestra

## 4. PROCEDIMIENTO DE ENSAYO

- 4.1 Preferiblemente para obtener datos del comportamiento del equipo es necesario llevar un registro de los detectores frente al gas de referencia.
- 4.2 Con el objeto de obtener un resultado con alto grado de confiabilidad es necesario correr la misma muestra en dos momentos diferentes y bajo similares condiciones externas.

**PROCEDIMIENTO DE ENSAYO  
PTE**

**PRUEBA DE EXPANSIÓN A COMPOSICIÓN  
CONSTANTE (CCE)**

1	2	4	
	PROCEDIMIENTO DE ENSAYO PRUEBA DE EXPANSIÓN A COMPOSICIÓN CONSTANTE (CCE)	5	PTE
		7	8

## 1. OBJETIVO

El objetivo de esta prueba es bajar la presión de fluido de yacimiento por etapas controlando volumen para hallar el punto de formación de las dos fases.

## 2. ALCANCE DEL ENSAYO

Determinar la presión de saturación (presión punto de burbuja o presión punto de rocío), la compresibilidad y volúmenes relativos a temperatura de yacimiento, así como el coeficiente de expansión térmica del fluido.

## 3. PREPARACIÓN DEL ENSAYO

### 3.1 Preparación de muestras.

Recombinar el aceite y gas (cuando se haya hecho muestreo de superficie), según el correspondiente PTE

### 3.2 Preparación del equipo.

- a. Verificar la calibración actualizada de los instrumentos, incluyendo las bombas de desplazamiento positivo, manómetros digitales y termómetros.
- b. Verificar las condiciones de la celda de alta presión de comportamiento de fases de acuerdo con el procedimiento PTO adecuado.

### 3.3 Definición de parámetros

Establecer las condiciones del ensayo como son la temperatura y presión del yacimiento.

## 4. PROCEDIMIENTO DE ENSAYO

- a. Transferir al sistema la muestra y esperar la estabilización de las lecturas de presión y temperatura. Para mantener la presión de transferencia del sistema se debe manipular adecuadamente la bomba de desplazamiento positivo.

<b>1</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	
	<b>PROCEDIMIENTO DE ENSAYO PRUEBA DE EXPANSIÓN A COMPOSICIÓN CONSTANTE (CCE)</b>	<b>5</b>	<b>PTE</b>
		<b>7</b>	<b>8</b>

- b. Llevar el sistema a presión de yacimiento.
- c. Ajustar el valor de la temperatura de yacimiento teniendo en cuenta la expansión térmica que sufre el fluido, por lo cual se hace necesario mantener la presión en la celda.
- d. Debido a que el fluido se somete a un proceso de expansión térmica isobárico, de temperatura de laboratorio a temperatura de yacimiento, se hace necesario calcular el coeficiente de expansión térmica
- e. Planear los niveles de presión a los cuales se llevará el sistema para proceder a correr la prueba.
- f. Proceder a disminuir la presión de la celda por etapas desde la presión de yacimiento a los niveles de presión de trabajo planeadas de acuerdo a una estimación inicial del la presión de saturación.
- g. Agitar el sistema en cada nivel de presión para asegurarse que se esta en una sola fase.
- h. Repetir los puntos f, g, h, hasta lograr la formación de nivel de gas (en el caso de aceite volátil), o nivel de líquido (en el caso de gas condensado) aproximadamente de un (1) cm<sup>3</sup>.
- i. Aumentar el volumen de la capa de gas o líquido según sea el tipo de fluido composicional, a intervalos pequeños.
- j. Agitar el sistema en cada nivel de presión para asegurarse que existe “equilibrio entre las fases “.
- k. Para cada nivel de presión registrar del ensayo los datos de presión, lecturas de bomba en cm<sup>3</sup>, nivel pistón (tope o base), nivel de la interfase gas – líquido. Ver formato F-PVT/CCE-08
- l. Reportar datos en el formato F-PVT/CCE-08

**PROCEDIMIENTO DE ENSAYO  
PTE**

**PRUEBA DE AGOTAMIENTO A  
VOLUMEN CONSTANTE (CVD)**

<b>1</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	
	<b>PROCEDIMIENTO DE ENSAYO PRUEBA DE AGOTAMIENTO A VOLUMEN CONSTANTE (CVD)</b>	<b>5</b>	<b>PTE</b>
		<b>7</b>	<b>8</b>

## **1. OBJETIVO**

Esta prueba involucra el decrecimiento isotérmico de la presión en secuencia de etapas para una medida de volumen de aceite volátil o más comúnmente gas condensado mantenido a una temperatura determinada del yacimiento. Esta se realiza a los fluidos tipo aceite volátil y gas condensado.

## **2. ALCANCE DEL ENSAYO**

- Determinar reservas y evaluar métodos de separación de fluidos.
- Planeación de operaciones futuras
- Estudio económico para el incremento del recobro de aceite mediante la inyección de gas.
- Cambios de la composición del gas con la disminución de presión.
- Factor de compresibilidad a presión y temperatura de yacimiento

## **3. PREPARACIÓN DEL ENSAYO**

### **3.1 Preparación de muestras.**

- Recombinar el aceite y gas (cuando se haya hecho muestreo de superficie), según el PTE correspondiente.
- Definir el volumen de fluido recombinado necesario para el ensayo

### **3.2 Preparación del equipo.**

- a. Verificar las condiciones de la celda de alta presión de comportamiento de fases, de acuerdo con el procedimiento PTO adecuado.
- b. Verificar la calibración actualizada de los instrumentos, incluyendo las bombas de desplazamiento positivo, manómetros digitales y termómetros

<b>1</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	
	<b>PROCEDIMIENTO DE ENSAYO PRUEBA DE AGOTAMIENTO A VOLUMEN CONSTANTE (CVD)</b>	<b>5</b>	<b>PTE</b>
		<b>7</b>	<b>8</b>

### **3.3 Definición de parámetros**

- a. Fijar las condiciones de presión y temperatura de yacimiento.
- b. Recibir el reporte de las condiciones actuales del crudo en el campo. ( $^{\circ}$ API,  $P_{sat}$ , Temp.)
- c. Plantear las presiones y temperaturas de trabajo para realizar el ensayo.

## **4. PROCEDIMIENTO DE ENSAYO**

- a. Generalmente de 3 a 10 valores de presión por debajo de la presión de saturación del fluido se debe considerar (etapas), teniendo en cuenta la presión de saturación determinada en la prueba CCE.
- b. Después del equilibrio (tiempo de agitación) en cada etapa de presión, los niveles de la fase gas-líquido, nivel pistón y lecturas de bomba son tomados y registrados en el formato F-PVT/ CVD -09.
- c. Una muestra del equilibrio vapor es removida (transferida a pyc) isobáricamente, para realizarle su densidad y determinarle su composición.
- d. El vapor remanente es removido isobáricamente hasta llevar el volumen del sistema al volumen de fluido original, lo anterior se efectúa a temperatura inicial de yacimiento.
- e. Al estabilizar las condiciones se procede con el siguiente valor de presión. Este proceso se realiza hasta llevar el sistema a presión atmosférica.
- f. Repetir los pasos c, d y e para los demás valores de presión (etapas).
- g. Reportar las observaciones y registros de datos en el respectivo formato F-PVT/ CVD -09

**PROCEDIMIENTO DE ENSAYO  
PTE**

**PRUEBA DE SEPARADOR MULTITETAPA**

<b>1</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	
	<b>PROCEDIMIENTO DE ENSAYO PRUEBA DE SEPARADOR MULTITETAPA</b>	<b>4</b>	<b>PTE</b>
		<b>7</b>	<b>8</b>

## 1. OBJETIVO

El objetivo de esta prueba es simular el proceso de producción de crudo desde las condiciones de yacimiento hasta las condiciones de separador y tanque. Consiste en llevar a equilibrio termodinámico un fluido de yacimiento bajo una serie de condiciones de presión y temperatura de separación.

## 2. PREPARACIÓN DEL ENSAYO

### 2.1 Preparación de muestras.

- Recombinar el aceite y gas (cuando se haya hecho muestreo de superficie), según el PTE adecuado.
- Definir el volumen de fluido recombinado necesario para el ensayo.

### 2.2 Preparación del equipo.

- a. Verificar las condiciones de la celda PVT de comportamiento de fases, de acuerdo con el procedimiento PTO correspondiente.
- b. Verificar la calibración actualizada de los instrumentos, incluyendo las bombas de desplazamiento positivo, manómetros digitales y termómetros.

### 2.3 Definición de parámetros

- a. Fijar las condiciones de presión y temperatura de yacimiento.
- b. Recibir el reporte de las condiciones actuales del crudo en el campo. ( $^{\circ}$ API,  $P_{sat}$ , Temp.)
- c. Plantear las presiones y temperaturas de trabajo para realizar el ensayo.

## 3. PROCEDIMIENTO DE ENSAYO

- a. Inyectar volumen determinado de fluido a la celda de comportamiento de fases a presión superior al punto de saturación.
- b. Realizar expansión térmica de la muestra a temperatura de yacimiento, manteniendo presión por debajo de la presión máxima de operación del equipo (procedimiento efectuado por seguridad).

<b>1</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	
	<b>PROCEDIMIENTO DE ENSAYO PRUEBA DE SEPARADOR MULTITAPPA</b>	<b>4</b>	<b>PTE</b>
		<b>7</b>	<b>8</b>

- c. Establecer condiciones de presión y temperatura de primera etapa de separación, bajando la presión de la celda a la primera presión de separación. Después del equilibrio (tiempo de agitación) en cada etapa de presión, los niveles de la fase gas-líquido, nivel pistón y lecturas de bomba son tomados y registrados en el formato F-PVT/ SM -11.
- d. Una muestra del equilibrio vapor es removida (transferida a pyc) isobáricamente, para realizarle su densidad y determinarle su composición. los niveles de la fase gas-líquido, nivel pistón y lecturas de bomba son tomados y registrados en el formato F-PVT/ SM -11.
- e. Todo el vapor remanente es removido isobáricamente, quedando al interior de la celda muestra en fase líquida.
- f. Repetir los pasos d, e y f para las demás etapas de separación.
- g. Reportar las observaciones y registros de datos en el respectivo formato correspondiente a la prueba de separador multietapa F-PVT/ SM-11 y datos para densidad y expansión en el formato F-PVT/ DE-06.

**PROCEDIMIENTO DE ENSAYO  
PTE**

**PRUEBA DE VISCOSIDAD CAPILAR**

1	2	4	
	PROCEDIMIENTO DE ENSAYO PRUEBA DE VISCOSIDAD CAPILAR	5	PTE
		7	8

## 1. OBJETIVO

El objetivo de esta prueba es determinar el comportamiento de la viscosidad del aceite a temperatura de yacimiento en un rango de presiones, que van desde la presión inicial de yacimiento hasta la presión atmosférica.

## 2. PREPARACION DEL ENSAYO

### 2.1 Preparación de muestras.

- Recombinar el aceite y gas (cuando se haya hecho muestreo de superficie), según el PTE 13.006.
- Definir el volumen de fluido recombinado necesario para el ensayo

### 2.2 Preparación del equipo.

- a. Verificar las condiciones del viscosímetro capilar de acuerdo con el procedimiento PTO 13.007
- b. Verificar la calibración actualizada de los instrumentos, incluyendo las bombas de desplazamiento positivo, manómetros digitales y termómetros.

### 2.3 Definición de parámetros

- a. Fijar las condiciones de presión y temperatura de yacimiento.
- b. Recibir el reporte de las condiciones actuales del crudo en el campo. ( $^{\circ}$ API, Psat, Temp.)
- c. Plantear las presiones de trabajo para realizar el ensayo, tomando por encima y por debajo de la presión actual de saturación.

<b>1</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	
	<b>PROCEDIMIENTO DE ENSAYO PRUEBA DE VISCOSIDAD CAPILAR</b>	<b>5</b>	<b>PTE</b>
		<b>7</b>	<b>8</b>

### **3. PROCEDIMIENTO DE ENSAYO**

- a. Calentar líneas de transferencia para inyección de muestra a los cilindros del viscosímetro, con el fin de evitar formación de sólidos de la muestra.
- b. Hacer vacío al equipo.
- c. Llenar los cilindros con mercurio hasta la presión de transferencia con la bomba auxiliar
- d. Conectar el cilindro con muestra, efectuando vacío a la línea de transferencia y al coil. Los cilindros deben estar presionados a la presión de transferencia.
- e. Abrir la válvula de tope del cilindro con muestra manteniendo la presión constante hasta llegar al coil.
- f. Sacar lentamente el mercurio por el drenaje del cilindro, manteniendo constante la presión del cilindro con muestra. Sacando aproximadamente 30 c.c de mercurio correspondientes al volumen inyectado de aceite al cilindro C1.
- g. Repetir el paso anterior para el cilindro C2.
- h. Cerrar válvula y tope del cilindro con muestra. Retirar el cilindro y empezar a calentar el viscosímetro, manteniendo las correspondientes válvulas abiertas. Con la bomba auxiliar, retirar mercurio a medida que la presión aumenta por efecto de la temperatura.
- i. Cuando se haya alcanzado la temperatura deseada, pasar la muestra del cilindro C1 al C2.
- j. Repetir el paso anterior 4 o 5 veces pasando el aceite de un cilindro a otro, manteniendo
- k. Determinar los caudales (que garantice flujo laminar), a los cuales se harán las corridas.
- l. Escoger las respectivas presiones de estabilización, teniendo en cuenta valores por encima y por debajo de la presión de saturación.
- m. Tomar las lecturas de  $\Delta P$  cuando esté estable. Con la bomba parada, tomar la lectura que marca el  $\Delta P$  y anotarla como Z shift en el formato F-PVT/ VC-10.
- p. Bajar la presión para cada una de las corridas
- q. Reportar del ensayo los respectivos datos en el formato F-PVT/ VC-10.

**PROCEDIMIENTO DE ENSAYO  
PTE**

**DETERMINACIÓN DENSIDAD DEL ACEITE  
(PIGNÓMETRO)**

1	2	4	
	PROCEDIMIENTO DE ENSAYO DETERMINACIÓN DENSIDAD DEL ACEITE (PIGNÓMETRO)	5	PTE
		7	8

## 1. OBJETIVO

Este procedimiento describe la secuencia a seguir para obtener la densidad del aceite a condiciones del laboratorio mediante el uso del pignómetro.

## 2. ALCANCE DEL ENSAYO

Determinar la gravedad API del aceite, parámetro fundamental en la caracterización del tipo de fluido del yacimiento.

## 3. PREPARACION DEL ENSAYO

### Preparación de los instrumentos.

- a. Verificar la calibración actualizada del instrumento balanza electrónica, (Ver manual de calibración de equipos – Lab. de análisis PVT). Ubicado en la oficina Lab. PVT – OPC.
- b. Limpiar el pignómetro con solvente (tricloroetileno) y posteriormente secarlo.

## 4. PROCEDIMIENTO DE ENSAYO

- a. Pesar pignómetro vacío.
- b. Pesar pignómetro con agua destilada.
- c. Vaciar, limpiar y secar pignómetro
- d. Pesar pignómetro con muestra de aceite
- e. Registrar las medidas obtenidas, en el formato F-PVT/ DAp-12 y determinar densidad de la muestra a temperatura de laboratorio
- f. Determinar la densidad a condiciones estándar. (realizar corrección por temperatura mediante el uso de tablas).

**ANEXO 2:**

**FORMATOS DE TRABAJO Y  
REPORTE DE DATOS**

1	2		4	
	TABLA DE CONTENIDO FORMATOS DE TRABAJO Y REPORTE DE DATOS		5	6
			7	8

Condiciones de Muestreo (Fondo-Superficie)	F-PVT/ CM-01
Recibo de Muestras	F-PVT/ RM-02
Identificación de Muestras	F-PVT/ I M-03
Control de Calidad en el Laboratorio	F-PVT/ CC-04
Transferencia de muestra	F-PVT/ TM-05
Densidad del fluido y expansión (GOR)	F-PVT/ DE-06
Recombinación	F-PVT/ REC-07
Volumetría en pruebas de Expansión a Composición Constante CCE	F-PVT/ CCE-08
Volumetría en pruebas de Agotamiento a Volumen Constante CVD	F-PVT/ CVD-09
Viscosidad Capilar	F-PVT/ VC-10
Volumetría en pruebas de Separador Multietapa	F-PVT/ SM-11
Determinación densidad del aceite (pignómetro)	F-PVT/ DAp-12

<b>1</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	
	<b>CONDICIONES DE MUESTREO (FONDO-SUPERFICIE)</b>	<b>5</b>	<b>F-PVT/ CM-01</b>
		<b>7</b>	<b>8</b>

Cliente:	Pozo No:
Prueba:	Registro:
Campo:	Perforaciones:
Muestra No:	Cilindro No:

<b>IDENTIFICACIÓN</b> Tipo de muestra Fecha del muestreo Profundidad del muestreo Tiempo real de muestreo Muestreador tipo/número Volumen de muestra	<b>CONDICIONES FINALES DE TRANSPORTE</b> Tipo de cilindro Volumen del cilindro Volumen de muestra Volumen de agua removido del cilindro Volumen de agua dentro del cilindro Presión final Temperatura final
--	--

<b>CONDICIONES DE TRANSFERENCIA</b> Presión de apertura aparente A temperatura Método de transferencia A presión A temperatura Punto presión de saturación aparente A temperatura	<b>COUPLED CON MUESTRA</b> Muestra No.                                  en cilindro No.
--	--

<b>CONDICIONES PRODUCCIÓN DURANTE EL MUESTREO</b>	
Presión de fondo Temperatura de fondo  A profundidad Fecha/hora  Presión en cabeza de pozo Temperatura en cabeza de pozo  Presión de separador Temperatura de separador  Dióxido de carbono (CO2) Sulfuro de hidrogeno (H2S)  Contenido de sedimento y agua  (BSW)	Taza de producción de gas a cond estandar Gravedad del gas (Aire = 1) Presión línea de gas Temperatura línea de gas Fpv (factor de supercompresibilidad) Fb (factor de orificio) Taza de producción de aceite a cond estandar (Stock tank)  Factor de merma usado Taza de producción de aceite en separador Factor de medida usado Gravedad del aceite a 60 °F Temperatura línea de aceite  Taza de producción de agua (separador) Taza gas-aceite (separador)                          (GOR) Relación gas-condensado (separador)                  (CGR) Relación gas-aceite (Stock tank)                          (GOR) Relación gas-condensado (Stock tank)                  (CGR) Tamaño del choke (producción del pozo) Tiempo empleado en la estabilización Compañía (prueba de pozo)
<b>CONDICIONES ESTANDAR</b> Presión Temperatura	
<b>Comentarios</b>	<b>Muestra tomada por:</b>

1	2	4	
	RECIBO DE MUESTRAS	5	F-PVT/ RM-02
		7	8

**Proyecto:** \_\_\_\_\_

Fecha de Muestreo: \_\_\_\_\_

Funcionarios Responsables : \_\_\_\_\_

Empresa Cliente : \_\_\_\_\_

Fecha de Recibo : \_\_\_\_\_

**Relación de Cilindros**

No. Cilindro	Tipo de Muestra	Presión Muestreo	Temperatura Muestreo	Punto de Muestreo	Temperatura Ambiente
_____	_____	_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____	_____	_____

**Observaciones**

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Funcionario que Recibe: \_\_\_\_\_

1	2	4	
	<b>FORMATO DE IDENTIFICACIÓN DE MUESTRAS</b>	5	F-PVT/ IM-03
		7	8

COMPAÑÍA:	ANÁLISIS REQUERIDO:
CAMPO: POZO:	PRESIÓN PUNTO DE MUESTREO: TEMP. PUNTO DE MUESTREO: VOLUMEN DE MUESTREO:
PUNTO DE MUESTREO: TIPO DE MUESTRA: MUESTRA No:	PRESIÓN AMBIENTE: TEMPERATURA AMBIENTE:
FECHA DE MUESTREO: HORA DE MUESTREO: MUESTREO POR:	No DEL CILINDRO: FECHA DE RECIBO: FUNCIONARIO QUE RECIBE:

OBSERVACIONES:

---



---



---



---



---



---



---



---



---



---



---



---



---



---



---



---



---



---



---



---



---



---



---

1	2	4	
	CONTROL DE CALIDAD EN EL LABORATORIO	5	F-PVT/ CC-04
		7	8

**Proyecto:**

Tipo de Muestreo : \_\_\_\_\_  
Fecha de Muestreo: \_\_\_\_\_  
Empresa : \_\_\_\_\_  
Campo : \_\_\_\_\_  
Pozo : \_\_\_\_\_  
Zona : \_\_\_\_\_  
Fecha de Recibo : \_\_\_\_\_

**Muestra de Aceite**

Presión de Recibo : \_\_\_\_\_  
Temperatura de Recibo: \_\_\_\_\_  
Presión Toma de muestra: \_\_\_\_\_  
Temp Toma de muestra: \_\_\_\_\_  
Temperatura Ambiente: \_\_\_\_\_

**No Cilindro :**

Relación Gas/Aceite : \_\_\_\_\_  
Volumen de Muestra: \_\_\_\_\_  
Gravedad API : \_\_\_\_\_  
B.S.W: \_\_\_\_\_

Presión de Recibo : \_\_\_\_\_  
Temperatura de Recibo: \_\_\_\_\_  
Presión Toma de muestra: \_\_\_\_\_  
Temp Toma de muestra: \_\_\_\_\_  
Temperatura Ambiente: \_\_\_\_\_

**No Cilindro :**

Relación Gas/Aceite : \_\_\_\_\_  
Volumen de Muestra: \_\_\_\_\_  
Gravedad API : \_\_\_\_\_  
B.S.W: \_\_\_\_\_

**Muestra de Gas**

**No Cilindro:**

Presión Toma de muestra: \_\_\_\_\_  
Presión de Recibo: \_\_\_\_\_

**No Cilindro:**

Presión Toma de muestra: \_\_\_\_\_  
Presión de Recibo: \_\_\_\_\_

**No Cilindro:**

Presión Toma de muestra: \_\_\_\_\_  
Presión de Recibo: \_\_\_\_\_

**Observaciones**


<b>1</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	
	<b>TRANSFERENCIA DE MUESTRA</b>	<b>5</b>	<b>F-PVT/ TM-05</b>
		<b>7</b>	<b>8</b>

Fecha:   
 Proyecto:   
 Pozo:   
 Ing. a cargo:

Volumen:   
 De:   
 A:

		<b>Tipo de muestra</b>
<b>Presión (psi)</b>	<b>Lectura bomba (cc)</b>	

**Volumen transferido (cc):**

**Observaciones**

1	2	4	
	<b>DATOS PARA DENSIDAD Y EXPANSIÓN (GOR)</b>	5	F-PVT/ DE-06
		7	8

Fecha: \_\_\_\_\_  
 Pozo: \_\_\_\_\_  
 Identificación: \_\_\_\_\_  
 Presión: \_\_\_\_\_  
 Temperatura: \_\_\_\_\_  
 Factor bomba: \_\_\_\_\_  
 Ingeniero a cargo: \_\_\_\_\_  
 Consecutivo #: \_\_\_\_\_

**Detalles:**


**DENSIDAD DEL FLUIDO**

**LECTURA BOMBA**

Antes de llenar línea = \_\_\_\_\_  
 Línea llena = \_\_\_\_\_  
 Pyc con muestra = \_\_\_\_\_

**LECTURA PISTÓN (CELDA PVT)**

Antes de llenar línea = \_\_\_\_\_  
 Línea llena = \_\_\_\_\_  
 Pyc con muestra = \_\_\_\_\_

**Fluido**

Pyc número = \_\_\_\_\_  
 Peso pyc evacuado = \_\_\_\_\_  
 Peso pyc + muestra = \_\_\_\_\_  
 Peso muestra = \_\_\_\_\_  
 Volumen muestra (c.c.) = \_\_\_\_\_  
  
 Densidad (g/cc) = \_\_\_\_\_

**Nombre gas - cromatografía**

\_\_\_\_\_

Densidad (g/cc) = \_\_\_\_\_

**EXPANSIÓN DE VAPOR (GOR) Y FASE ACEITE**

Fecha = \_\_\_\_\_

Ingeniero a cargo: \_\_\_\_\_

Temperatura de expansión = \_\_\_\_\_  
 Volumen de expansión = \_\_\_\_\_  
  
 peso pyc + muestra muerta = \_\_\_\_\_  
 peso muestra muerta = \_\_\_\_\_  
 Densidad aceite muerto = \_\_\_\_\_

presión barométrica = \_\_\_\_\_  
 Volumen muerto GOR = \_\_\_\_\_  
 Volumen Pyc's = \_\_\_\_\_

**Nombre liquido cromatografía**

\_\_\_\_\_

Volumen total (cc) = \_\_\_\_\_  
  
 Volumen vapor -ICP (c.c) = \_\_\_\_\_

Volumen condensado-ICP (cc) = \_\_\_\_\_

GOR = \_\_\_\_\_ scf/stb

PVT PRO densidad vapor @ cs = \_\_\_\_\_

1	2	4	
	RECOMBINACIÓN	5	F-PVT/ REC-07
		7	8

**Proyecto:** \_\_\_\_\_  
 Fecha: \_\_\_\_\_  
 Ingenieros Responsables : \_\_\_\_\_  
 Pozo : \_\_\_\_\_  
 Identificación: \_\_\_\_\_

**Datos Suministrados**

Presión de Yacimiento : \_\_\_\_\_  
 Temperatura de Yacimiento: \_\_\_\_\_  
 GOR : \_\_\_\_\_  
 API \_\_\_\_\_  
 Presión Burbuja (Líquido de sep.) \_\_\_\_\_  
 Factor Volumétrico de formación (Bo) \_\_\_\_\_

Presión de Laboratorio: \_\_\_\_\_  
 Temperatura de Laboratorio: \_\_\_\_\_  
 Presión de Separador: \_\_\_\_\_  
 Temperatura de Separador: \_\_\_\_\_  
 Densidad @ P y T de separador: \_\_\_\_\_

Volumen celda o cilindro de recomb. \_\_\_\_\_  
 Temperatura celda recombinación \_\_\_\_\_  
 Presión Celda o Cilindro: \_\_\_\_\_  
 Z (de correlaciones @ P y T carga) \_\_\_\_\_  
 Moles a cond. estándar: \_\_\_\_\_  
 Volumen de Gas a Cond. estándar. \_\_\_\_\_

Volumen de líquido requerido:

**Observaciones:** \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_





1	2		4	
	VOLUMETRÍA EN PRUEBAS DE AGOTAMIENTO A VOLUMEN CONSTANTE CVD		5	F-PVT/CVD-09
			7	8

Fecha :		Descripción :	
Proyecto :			
Consecutivo #			

Datos de la CVD

Temperatura :

	Presión manométrica (psig)	Lectura bomba (cc)	Nivel pistón (cm)	Nivel fase gas-Liq (cm)	Nivel fase líquido-agua (cm)
<b>P sat</b>					
ETAPA #	INSTANTE PARA TOMA DE LECTURAS	Lectura bomba (cc)	Nivel pistón (cm)	Nivel fase gas-Liq (cm)	Nivel fase líquido-agua (cm)
1 ( )	Antes de llenar línea				
	Línea llena				
	Pyc con muestra				
2 ( )	Antes de llenar línea				
	Línea llena				
	Pyc con muestra				
3 ( )	Antes de llenar línea				
	Línea llena				
	Pyc con muestra				
4 ( )	Antes de llenar línea				
	Línea llena				
	Pyc con muestra				

1		2		4		
		VOLUMETRÍA EN PRUEBAS DE AGOTAMIENTO A VOLUMEN CONSTANTE CVD		5	F-PVT/CVD-09	
				7	8	
ETAPA #	INSTANTE PARA TOMA DE LECTURAS	Lectura bomba (cc)	Nivel pistón (cm)	Nivel fase gas-liq (cm)	Nivel fase líquido-agua (cm)	
5 ( )	Antes de llenar línea					
	Línea llena					
	Pyc con muestra					
6 ( )	Antes de llenar línea					
	Línea llena					
	Pyc con muestra					
7 ( )	Antes de llenar línea					
	Línea llena					
	Pyc con muestra					
8 ( )	Antes de llenar línea					
	Línea llena					
	Pyc con muestra					
9 ( )	Antes de llenar línea					
	Línea llena					
	Pyc con muestra					
10 ( )	Antes de llenar línea					
	Línea llena					
	Pyc con muestra					
11 ( )	Antes de llenar línea					
	Línea llena					
	Pyc con muestra					

1	2	4	
	VISCOSIDAD CAPILAR	5	F-PVT/ VC-10
		7	8

Proyecto:   
Fecha:   
Temp:

P = \_\_\_\_\_ psi

Q	$\Delta P$	Z shift

P = \_\_\_\_\_ psi

Q	$\Delta P$	Z shift

P = \_\_\_\_\_ psi

Q	$\Delta P$	Z shift

P = \_\_\_\_\_ psi

Q	$\Delta P$	Z shift

P = \_\_\_\_\_ psi

Q	$\Delta P$	Z shift

P = \_\_\_\_\_ psi

Q	$\Delta P$	Z shift

P = \_\_\_\_\_ psi

Q	$\Delta P$	Z shift

P = \_\_\_\_\_ psi

Q	$\Delta P$	Z shift

P = \_\_\_\_\_ psi

Q	$\Delta P$	Z shift

1	2	4	
	VOLUMETRÍA EN PRUEBAS DE SEPARADOR MULTITAPA	5	F-PVT/SM-11
		7	8

Fecha :		Descripción :	
Proyecto :			
Consecutivo #			

<b>CONDICIONES DE SEPARADOR</b>	
Presión 1:	Temp 1:
Presión 2:	Temp 2:
Presión 3:	Temp 3:
Presión 4:	Temp 4:
Presión 5:	Temp 5:

	Presión manométrica (psig)	Lectura bomba (cc)	Nivel pistón (cm)	Nivel fase gas-Liq (cm)	Nivel fase líquido-agua (cm)
<b>P. Sat</b>					
ETAPA #	INTANTE PARA TOMA DE LECTURAS	Lectura bomba (cc)	Nivel pistón (cm)	Nivel fase gas-Liq (cm)	Nivel fase líquido-agua (cm)
1 ( )	Antes de llenar línea				
	Línea llena				
	Pyc con muestra				
2 ( )	Antes de llenar línea				
	Línea llena				
	Pyc con muestra				
3 ( )	Antes de llenar línea				
	Línea llena				
	Pyc con muestra				
4 ( )	Antes de llenar línea				
	Línea llena				
	Pyc con muestra				
5 ( )	Antes de llenar línea				
	Línea llena				
	Pyc con muestra				

1	2	4	
	DETERMINACIÓN DENSIDAD DEL ACEITE (PIGNÓMETRO)	5	F-PVT/ DAp-12
		7	8

Fecha: _____	Temperatura Lab. (°F)	
Pozo: _____	Temperatura Sep. (°F)	
Consecutivo # : _____	Temperatura Yac. (°F)	
<b>Observaciones</b>	Presión de Yac. (psi)	
	Presión Barom. (mm Hg)	
	Factor de Bomba	

**CÁLCULO DE LA DENSIDAD DEL ACEITE POR PIGNÓMETRO**

Peso del Pignómetro Vacío (gm)	
Peso del Pignómetro + Agua (gm)	
Peso del Pignómetro + Aceite (gm)	
Peso del Agua en Pignómetro (gm)	
Peso del Aceite en Pignómetro (gm)	
Densidad del Agua (gm/cc) @ Tlab	
Volumen del Pignómetro (cc) @ Tlab	
Densidad del Aceite(gm/cc) @ Tlab	
Densidad del Aceite(gm/cc) @ 60 °F	

**ANEXO 3: ANÁLISIS DE SEGURIDAD DEL TRABAJO (A.S.T.)**

## ACTA DE ANÁLISIS DE SEGURIDAD DEL TRABAJO (A.S.T.)

### PARA TOMA DE MUESTRAS ANÁLISIS PVT

#### OBJETIVO Y ALCANCE

Este procedimiento describe la secuencia lógica y segura para tomar muestras para análisis PVT, asegurando la toma de muestras completamente representativas del sistema.

#### DOCUMENTOS DE SOPORTE O REFERENCIA

- API RP 44

#### PRODUCTOS

Determinación de componentes por cromatografía

#### INDICADORES DE DESEMPEÑO

INDICADOR	MEDIDO POR	FRECUENCIA	UBICACIÓN	RESP. REVISIÓN

#### PREREQUISITOS / CONDICIONES

- Verificar el estado del cilindro, certificación, roscas y conexiones para muestreo. El cilindro debe estar vacío.
- Tener diligenciado y aprobado permiso de trabajo especial.
- El ejecutante del trabajo a realizar debe tener en el sitio todas las herramientas y materiales requeridos para realizar la tarea en forma segura y responsable.
- Los puntos de muestreo deberán ser de fácil acceso y además poseer doble válvula de bloqueo.
- Cuando se reciban cilindros de otros laboratorios para tomar muestras especiales, se deben certificar por
- Verificar la dirección del viento indicada por la manga-veleta a fin de colocarse en dirección contraria al viento para la purga y toma de muestra.
- Verificar que no hayan trabajos en caliente adyacentes (Potencial de chispa y /o llama abierta).
- Todos los recipientes para la toma de muestras deben tener estampados en el cuerpo los valores de presión y temperatura máxima de soporte, de lo contrario no deben usarse.
- Si hay presencia de H<sub>2</sub>S en el fluido o por lo menos se sospecha que pueda haber, se debe estar seguro que los materiales sean resistentes a esta sustancia a las condiciones de presión y temperatura de las muestra.
- Equipo de protección personal (gafas, guantes de cuero, casco de seguridad y protectores auditivos), deben ser utilizados durante la ejecución de este trabajo.
- Si la concentración de H<sub>2</sub>S es mayor de 10 PPM se requiere uso de equipo de protección respiratoria especial.
- Situarse retirado y no al frente de la botella, tenga presente la dirección del viento, por posición de manga-veleta.

- No exceder los valores de presión y temperatura de trabajo para los cuáles fueron diseñados los cilindros.
- Colocar tapones en las válvulas del cilindro después de verificar que no presenten fuga.

No.	QUIEN	TAREA	No.	PASO	Resultado
1	Personal Laboratorio	PURGAR PUNTO DE MUESTREO	1.1	Verificar que no haya trabajos en caliente adyacentes.	
			1.2	Verificar la dirección del viento por posición de manga-veleta	
			1.3	Verificar la presión y temperatura de la línea del punto de muestreo.	
			1.4	Colocarse en posición contraria a la dirección del viento. <b>Precaución</b> Evitar colocarse de frente al toma-muestra	
			1.5	Abrir las válvulas (1 y 2) del punto de muestreo para purgar por un periodo de 2 minutos.	
			1.6	Cerrar las válvulas (1 y 2), secar la humedad que se forma por la caída de presión.	
2	Personal Laboratorio	TOMA DE MUESTRA PARA ANALISIS PVT	3.1	Verificar que las válvulas de venteo del toma-muestra (3) y las del cilindro (4 y 5) estén completamente cerradas.	
			3.2	Conectar el cilindro en el punto de muestra, asegurándose que quede bien ajustado.	
			3.3	Abrir lentamente las válvulas del punto del toma-muestra (1) hasta que el manómetro alcance la presión del sistema.	
			3.4	Abrir lentamente válvula de entrada al cilindro (4) y esperar hasta que se iguale la presión a la de la línea.	
			3.5	Abrir la válvula de salida del cilindro (5), deja purgar gas suavemente durante 1 minuto y luego cerrarla.	

	<b>IMPACTOS / EFECTOS AMBIENTALES</b>	<b>SI</b>	<b>NO</b>	<b>COMO VOY A PREVENIR EL IMPACTO O CONTROLAR EL EFECTO AMBIENTAL</b>
1	Altero el aire, las aguas, el suelo y los demás recursos naturales renovables?			
2	Degrado, erosión y creo derrumbes de suelos y tierras?			
3	Incremento el aporte de sedimentos de los riachuelos, ríos, quebradas y depósitos de agua?			
4	Cambio el curso de los ríos y quebradas?			
5	Voy a extinguir o disminuir especies animales o vegetales			
6	Voy a introducir o a propagar enfermedades o plagas?			
7	Voy a introducir, utilizar y transportar especies animales o vegetales dañinas o sustancias peligrosas?			
8	Voy a alterar o a perjudicar en forma antiestética los paisajes naturales?			
9	Voy a acumular o a disponer en forma inadecuada los residuos sólidos, desechos y desperdicios?			
10	Voy a causar contaminación por ruido?			
11	Puedo hacer uso inadecuado de las sustancias peligrosas?			
12	Afecto el bienestar y la salud de los vecinos con mi procedimiento?			
Nombre autoridad ejecutante: _____ Firma: _____ Fecha: _____ Vo.Bo. autoridad área local: _____ Firma: _____ Fecha: _____				

Fecha:

Nombre del Trabajo:

Grupo de Análisis:

**ANEXO 4: RESULTADOS PRUEBAS PVT FLUIDOS  
COMPOSICIONALES (GAS CONDENSADO “FLUIDO C”)**

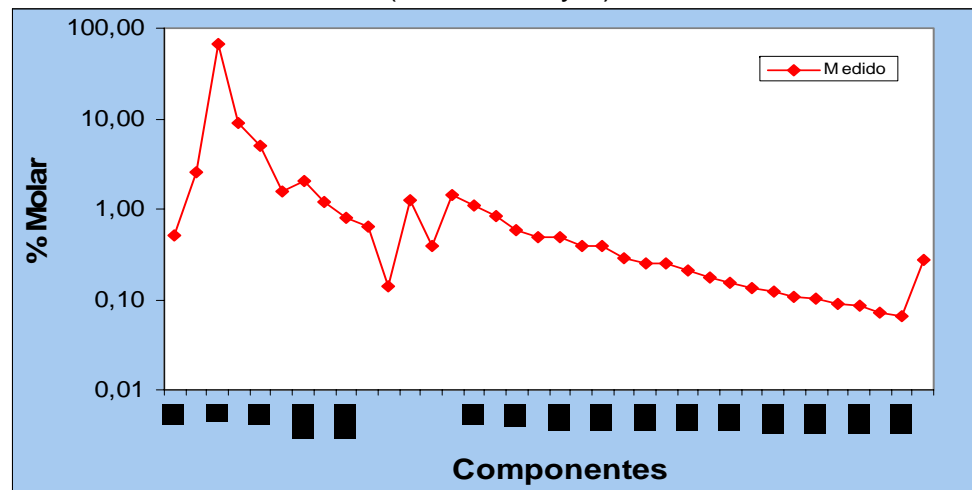
**Tabla 4. FLUIDO C- ESTUDIO PRUEBA PVT**  
Análisis muestra de gas C<sub>13</sub> + (para recombinación)

Cilindro	A	B	C
Presión de apertura (psig)	705	695	705
T. de muestreo (°F)	144	144	144
Gravedad del gas(Aire= 1.00)	0,7404	0,7410	0,7399
<b>Componentes</b>	<b>%Molar</b>	<b>%Molar</b>	<b>%Molar</b>
Nitrógeno	0,515	0,512	0,576
Dióxido de carbono	3,118	3,133	3,131
Metano	78,297	78,182	78,256
Etano	9,677	9,730	9,693
Propano	4,462	4,505	4,465
Isobutano	1,134	1,147	1,134
Normal Butano	1,717	1,733	1,689
Isopentano	0,510	0,511	0,507
Normal Pentano	0,311	0,309	0,307
Hexanos	0,081	0,076	0,077
Bencenos	0,021	0,020	0,020
Heptanos	0,091	0,083	0,084
Tolueno	0,019	0,017	0,018
Octanos	0,046	0,040	0,040
Nonanos	0,001	0,001	0,001
Decanos	0,000	0,000	0,000
Undecanos	0,000	0,000	0,000
Dodecanos	0,000	0,000	0,000
Tricenos Plus	0,000	0,000	0,000



Componentes	% molar	% peso total Medido Wt
Nitrógeno	0.5025	0.3692
Dióxido de carbono	2.6119	3.0159
Metano	66.9642	28.1810
Etano	8.9691	7.0761
Propano	4.9414	5.7174
Isobutano	1.5682	2.3913
Normal Butano	2.0041	3.0560
Isopentano	1.1849	2.2430
Normal Pentano	0.8135	1.5399
Hexanos	0.6393	1.4090
Benceno	0.1416	0.2901
Heptanos	1.2353	3.1114
Tolueno	0.3887	0.9402
Octanos	1.3984	3.9259
Nonanos	1.0996	3.4909
Decanos	0.8301	2.9185
Undecanos	0.5790	2.2332
Dodecanos	0.4861	2.0533
Tridecanos	0.4838	2.2215
Tetradecanos	0.3947	1.9678
Pentadecanos	0.3864	2.0886
Hexadecanos	0.2914	1.6976
Heptadecanos	0.2550	1.5857
Octadecanos	0.2459	1.6194
Nonadecanos	0.2059	1.4209
Eicosanos	0.1736	1.2524
Henicosanos	0.1505	1.1491
Docosanos	0.1354	1.0832
Tricosanos	0.1216	1.0143
Tetracosanos	0.1084	0.9410
Pentacosanos	0.1002	0.9071
Hexacosanos	0.0910	0.8567
Heptacosanos	0.0857	0.8413
Octacosanos	0.0714	0.7273
Nonacosanos	0.0661	0.6976
Triacantanos plus	0.2748	3.9660

**Tabla 6. FLUIDO C- ESTUDIO PRUEBA PVT**  
Fluido Recombinado  
(Cilindros A y 1)



**Gráfica 12. Análisis fluido recombinao**

**Tabla 7. FLUIDO C- ESTUDIO PVT**  
Propiedades de las fracciones pesadas de la muestra medida

Fracción pesada	% molar	% peso total medido (Wt)
C7 +	9,801	45,0011
C10+	5,537	33,2426
C20+	1,379	13,4361
C30+	0,275	3,9660

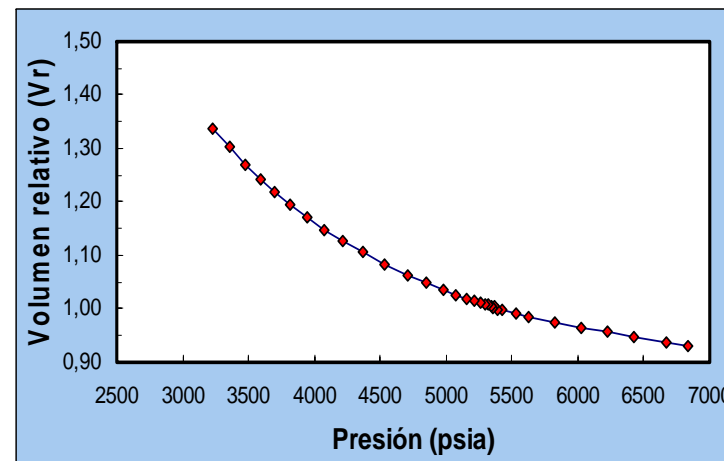
Peso molecular muestra:  
Densidad muestra @ 60 °F

**38,115** lb/lb-mol  
**0,808** g/cc

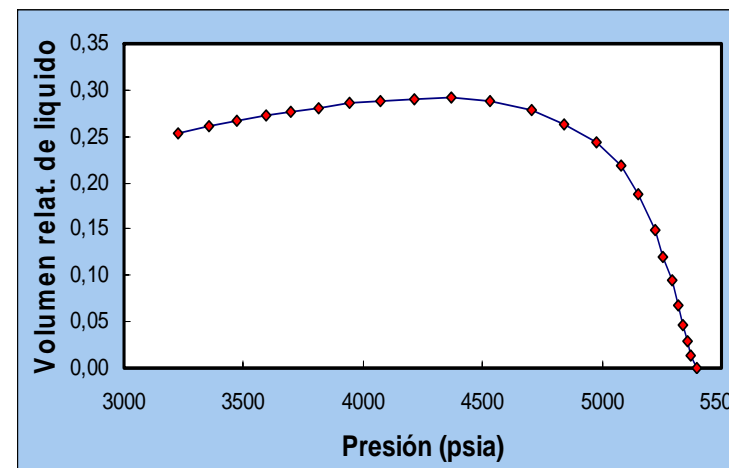
Presión (psia)	Volumen relativo (V/Vsat)	% volumen fase líquida / volumen total
6830	0.93009	
6675	0.93695	
6430	0.94700	
6230	0.95648	
6030	0.96527	
5830	0.97476	
5630	0.98538	
5530	0.99109	
5430	0.99760	
<b>5395</b>	<b>1.00000</b>	0.000
5370	1.00548	0.013
5355	1.00297	0.029
5340	1.00445	0.046
5317	1.00731	0.068
5294	1.00880	0.095
5256	1.01119	0.121
5219	1.01462	0.149
5152	1.02010	0.188
5077	1.02684	0.218
4974	1.03610	0.244
4844	1.04820	0.262
4705	1.06340	0.278
4530	1.08430	0.288
4371	1.10509	0.291
4217	1.12679	0.290
4071	1.14838	0.289
3941	1.17146	0.286
3816	1.19442	0.281
3701	1.21761	0.277
3595	1.24137	0.273
3471	1.27118	0.266

Densidad fluido a presión de yacimiento (6645 psia): 0.4389 g/cc  
Densidad fluido a presión de referencia (6030 psia): 0.4274 g/cc  
Densidad fluido a presión de punto de rocío (5395 psia): 0.4125 g/cc

**Tabla 8. FLUIDO C- ESTUDIO PVT**  
Expansión a Composición Constante (CCE -262 °F)



**Gráfica 13. CCE 262 ° F- Volumen relativo**

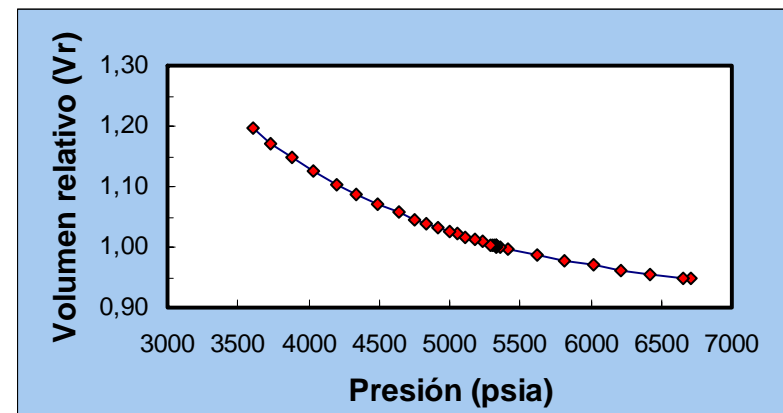


**Gráfica 14. CCE 262 ° F- Volumen rel. de liquido condensado**

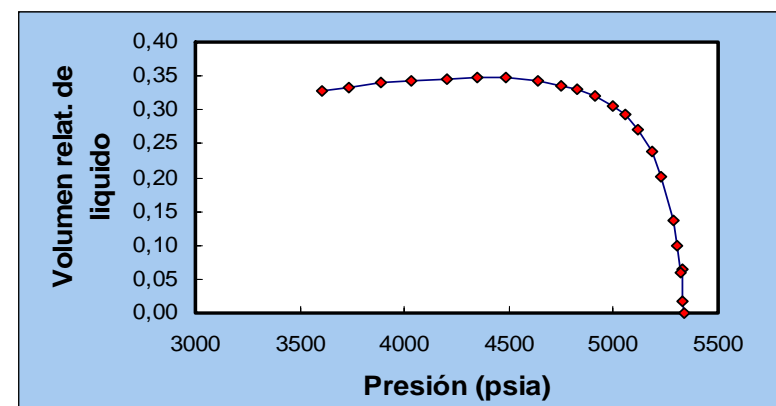
Presión (psia)	Volumen relativo (V/Vsat)	% volumen fase líquida / volumen total
6716	0,94762	
6661	0,94897	
6416	0,95586	
6216	0,96262	
6016	0,96950	
5815	0,97750	
5615	0,98610	
5415	0,99545	
5365	0,99889	
<b>5335</b>	<b>1,00000</b>	0,000
5331	1,00184	0,017
5325	1,00344	0,064
5320	1,00369	0,059
5304	1,00393	0,100
5286	1,00467	0,137
5230	1,00885	0,200
5180	1,01230	0,240
5115	1,01635	0,271
5057	1,02115	0,292
4994	1,02595	0,307
4915	1,03246	0,320
4829	1,03923	0,330
4745	1,04648	0,336
4638	1,05669	0,343
4485	1,07206	0,349
4344	1,08804	0,348
4205	1,10317	0,346
4031	1,12641	0,344
3885	1,14940	0,340
3735	1,17191	0,333
3605	1,19613	0,328

Densidad fluido a presión de yacimiento (6645 psia): 0.4677 g/cc  
Densidad fluido a presión de referencia (6016 psia): 0.4581 g/cc  
Densidad fluido a presión de punto de rocío (5335 psia): 0.4441 g/cc

**Tabla 9. FLUIDO C- ESTUDIO PVT**  
Expansión a Composición Constante (CCE-200°F)



**Gráfica 15. CCE 200 ° F- Volumen relativo**

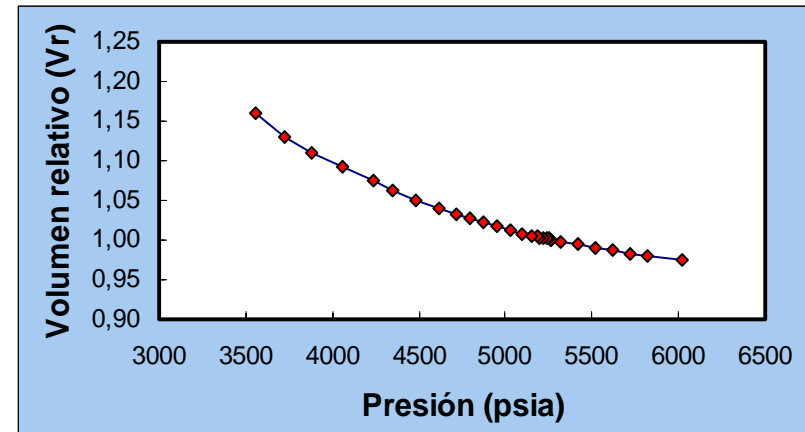


**Gráfica 16. CCE 200 ° F- Volumen rel. de liquido condensado**

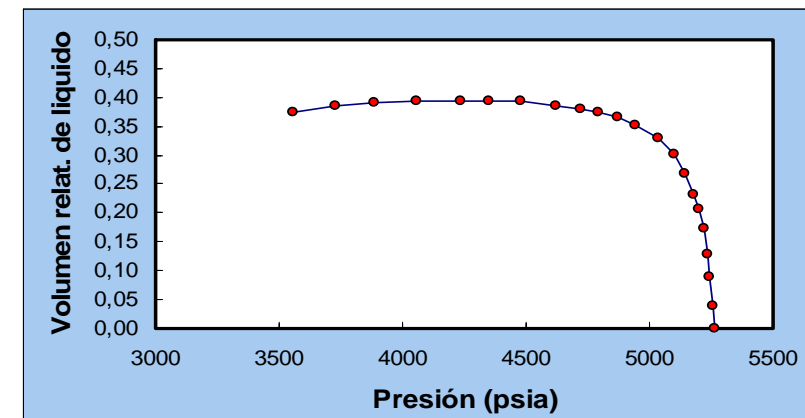
Presión (psia)	Volumen relativo (V/V <sub>sat</sub> )	% volumen fase líquida / volumen total
6016	0.97403	
5815	0.97960	
5715	0.98311	
5615	0.98645	
5515	0.99076	
5415	0.99410	
5315	0.99809	
<b>5264</b>	<b>1.00000</b>	0.000
5257	1.00048	0.038
5246	1.00127	0.089
5235	1.00143	0.129
5219	1.00287	0.173
5201	1.00367	0.207
5180	1.00446	0.233
5146	1.00526	0.269
5100	1.00861	0.303
5032	1.01275	0.329
4946	1.01721	0.351
4868	1.02231	0.365
4794	1.02693	0.375
4719	1.03203	0.380
4620	1.04016	0.387
4477	1.05115	0.393
4351	1.06199	0.394
4236	1.07378	0.395
4055	1.09259	0.393
3883	1.11075	0.390
3730	1.13115	0.385
3558	1.15951	0.374

Densidad fluido a presión de yacimiento (6645 psia): 0.4934 g/cc  
 Densidad fluido a presión de referencia (6016 psia): 0.4847 g/cc  
 Densidad fluido a presión de punto de rocío (5264 psia): 0.4721 g/cc

**Tabla 10. FLUIDO C- ESTUDIO PVT**  
 Expansión a Composición Constante (CCE-150°F)



**Gráfica 17. CCE 150 ° F- Volumen relativo**

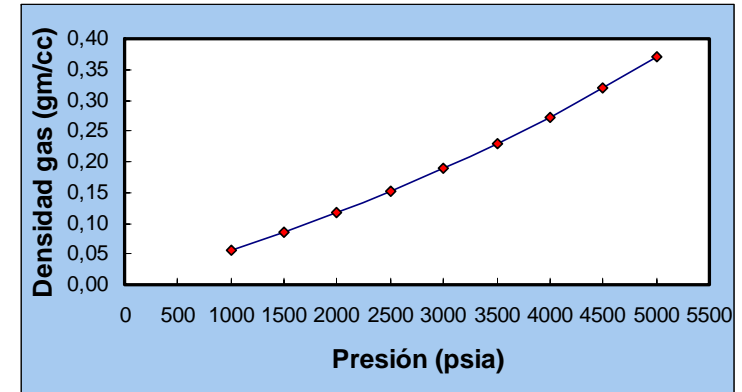


**Gráfica 18. CCE 150 ° F- Volumen rel. de líquido condensado**

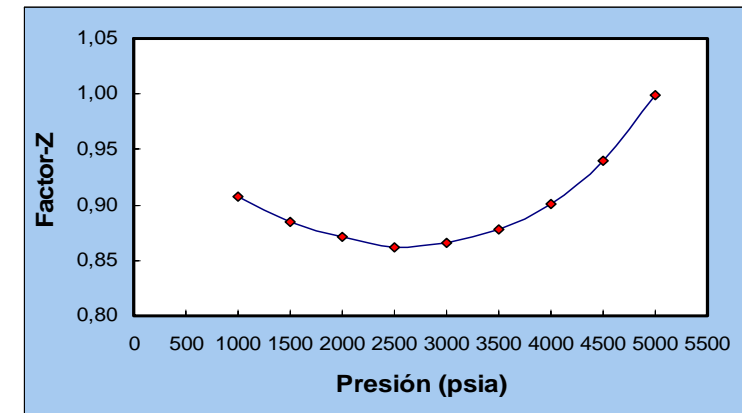
Etapa	Presión (psia)	Peso Molecular gas	densidad gas (g/cc)	Factor Z gas	densidad liquido (g/cc)
0 (a)					0.4403
0 (b)	5395	38.115			0.4125
1	5000	34.001	0.3695	0.99860	0.5095
2	4500	31.107	0.3205	0.94030	0.5323
3	4000	28.806	0.2731	0.90120	0.5534
4	3500	26.941	0.2289	0.87800	0.5755
5	3000	25.650	0.1887	0.86540	0.5975
6	2500	24.762	0.1510	0.86250	0.6205
7	2000	24.003	0.1160	0.87120	0.6436
8	1500	23.859	0.0843	0.88450	0.6675
9	1000	24.055	0.0558	0.90810	0.6920
9 (c)	1000	125.505			0.692

- (a) Densidad experimental del liquido @ condiciones de yac.  
(b) Presión punto de rocío  
(c) Densidad experimental del liquido @ 1000 psia v 262°F

**Tabla 11. FLUIDO C- ESTUDIO PVT**  
Agotamiento a Volumen Constante (CVD – 262 °F)  
Propiedades del fluido a condiciones de celda



**Gráfica 19.** Densidad del gas producido



**Gráfica 20.** Factor de compresibilidad (Z) del fluido producido

**Tabla 12. FLUIDO C – ESTUDIO PRUEBA PVT**  
**Agotamiento a Volumen Constante a 262°F**  
**Composición molar del fluido en cada etapa**

<b>Etap</b>	<b>P.sat</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
<b>Presión (Psia)</b>	<b>5395</b>	<b>5000</b>	<b>4500</b>	<b>4000</b>	<b>3500</b>	<b>3000</b>
<b>Componentes</b>	<b>% molar</b>	<b>% molar</b>	<b>% molar</b>	<b>% molar</b>	<b>% molar</b>	<b>% molar</b>
Nitrógeno	0.5025	0.5570	0.5735	0.5855	0.6026	0.6222
Dióxido de carbono	2.6119	2.6649	2.6616	2.6845	2.7327	2.7548
Metano	66.9642	69.5415	70.6527	72.1535	73.3895	74.0172
Etano	8.9691	8.9912	9.0749	8.9906	9.0547	9.3994
Propano	4.9414	4.8132	4.7827	4.6614	4.6331	4.6461
Isobutano	1.5682	1.5013	1.4738	1.4200	1.3951	1.3631
Normal Butano	2.0041	2.3328	2.2065	2.0414	1.9380	1.8160
Isopentano	1.1849	1.0826	1.0360	1.0161	0.9815	0.9813
Normal Pentano	0.8135	0.7317	0.6931	0.6802	0.6557	0.6431
Hexanos	0.6393	0.6338	0.5650	0.5396	0.4905	0.5319
Heptanos	1.2353	0.8101	0.8286	0.8289	0.7346	0.7152
Octanos	1.3984	0.8935	0.9998	0.9402	0.8152	0.7315
Nonanos	1.0996	0.7448	0.8413	0.7553	0.6561	0.4690
Decanos	0.8301	0.6055	0.6196	0.5386	0.4453	0.3042
Undecanos	0.5790	0.4445	0.4137	0.3479	0.2698	0.1876
Dodecanos	0.4861	0.3772	0.3241	0.2603	0.1903	0.1338
Tridecanos	0.4838	0.3808	0.3028	0.2356	0.1605	0.1144
Tetradecanos	0.3947	0.3190	0.2411	0.1806	0.1156	0.0746
Pentadecanos	0.3864	0.3177	0.2315	0.1650	0.1011	0.0618
Hexadecanos	0.2914	0.2454	0.1747	0.1166	0.0687	0.0412
Heptadecanos	0.2550	0.2182	0.1470	0.0951	0.0540	0.0292
Octadecanos	0.2459	0.2156	0.1400	0.0874	0.0481	0.0221
Nonadecanos	0.2059	0.1772	0.1099	0.0647	0.0343	0.0152
Eicosanos	0.1736	0.1461	0.0880	0.0494	0.0253	0.0109
Henicosanos	0.1505	0.1285	0.0722	0.0389	0.0191	0.0079
Docosanos	0.1354	0.1121	0.0617	0.0316	0.0150	0.0063
Tricosanos	0.1216	0.0995	0.0527	0.0259	0.0119	0.0048
Tetracosanos	0.1084	0.0867	0.0442	0.0206	0.0091	0.0037
Pentacosanos	0.1002	0.0789	0.0386	0.0171	0.0074	0.0030
Hexacosanos	0.0910	0.0702	0.0330	0.0139	0.0057	0.0023
Heptacosanos	0.0857	0.0636	0.0291	0.0115	0.0046	0.0017
Octacosanos	0.0714	0.0532	0.0247	0.0094	0.0031	0.0014
Nonacosanos	0.0661	0.0494	0.0200	0.0070	0.0026	0.0011
Triacantanos plus	0.2748	0.1253	0.0381	0.0104	0.0031	0.0011
Benceno	0.1416	0.1099	0.1016	0.0976	0.0862	0.0767
Tolueno	0.3887	0.2771	0.3022	0.2777	0.2397	0.2045

**Continuación**  
**Tabla 12. FLUIDO C – ESTUDIO PRUEBA PVT**  
 Agotamiento a Volumen Constante a 262°F  
 Composición molar del fluido en cada etapa

<b>Etapa</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>9*</b>
<b>Presión (Psia)</b>	<b>2500</b>	<b>2000</b>	<b>1500</b>	<b>1000</b>	<b>1000</b>
<b>Componentes</b>	<b>% molar</b>	<b>% molar</b>	<b>% molar</b>	<b>% molar</b>	<b>% molar</b>
Nitrógeno	0.6188	0.5715	0.5257	0.4871	0.0779
Dióxido de carbono	2.7871	2.8217	2.9039	2.9283	1.0088
Metano	74.6914	75.0880	74.9112	74.2127	18.9075
Etano	9.4922	9.6443	9.7777	9.9830	5.6621
Propano	4.6594	4.7088	4.7488	5.1134	4.9474
Isobutano	1.3187	1.3650	1.3972	1.4679	2.0060
Normal Butano	1.8556	1.9946	2.1023	2.1167	2.8657
Isopentano	0.8930	0.8662	0.9059	0.9246	2.3729
Normal Pentano	0.6009	0.5791	0.5935	0.6289	1.8431
Hexanos	0.4790	0.4415	0.4295	0.4335	2.0360
Heptanos	0.6086	0.5497	0.5160	0.4837	5.4929
Octanos	0.6024	0.4566	0.4206	0.4303	6.7961
Nonanos	0.4131	0.2736	0.2343	0.2375	6.1613
Decanos	0.2586	0.1649	0.1382	0.1468	4.9287
Undecanos	0.1422	0.0899	0.0734	0.0803	3.6293
Dodecanos	0.0918	0.0522	0.0387	0.0377	3.1484
Tridecanos	0.0680	0.0392	0.0260	0.0225	3.2167
Tetradecanos	0.0434	0.0234	0.0144	0.0136	2.6843
Pentadecanos	0.0352	0.0167	0.0089	0.0075	2.6494
Hexadecanos	0.0221	0.0105	0.0051	0.0043	2.0329
Heptadecanos	0.0158	0.0071	0.0036	0.0027	1.7906
Octadecanos	0.0132	0.0052	0.0024	0.0017	1.7355
Nonadecanos	0.0088	0.0037	0.0017	0.0012	1.4695
Eicosanos	0.0061	0.0027	0.0012	0.0008	1.2312
Henicosanos	0.0044	0.0020	0.0008	0.0005	1.1004
Docosanos	0.0033	0.0014	0.0006	0.0004	0.9834
Tricosanos	0.0026	0.0010	0.0004	0.0002	0.8870
Tetracosanos	0.0019	0.0007	0.0003	0.0002	0.7933
Pentacosanos	0.0015	0.0005	0.0002	0.0001	0.7364
Hexacosanos	0.0010	0.0004	0.0001	0.0001	0.6690
Heptacosanos	0.0008	0.0003	0.0001	0.0001	0.6313
Octacosanos	0.0006	0.0002	0.0001	0.0000	0.5390
Nonacosanos	0.0004	0.0002	0.0001	0.0000	0.5054
Triacantanos plus	0.0003	0.0001	0.0000	0.0000	2.1560
Benceno	0.0750	0.0713	0.0724	0.0825	0.5480
Tolueno	0.1827	0.1460	0.1449	0.1488	1.7566

\* Composición condensado remanente en la celda.

**Tabla 13. FLUIDO C – ESTUDIO PRUEBA PVT**  
 Agotamiento a Volumen Constante a 262°F  
 Propiedades de las fracciones pesadas de muestra medida

<b>Fracción pesada</b>	<b>% Molar etapa 0</b>	<b>% Molar etapa 1</b>	<b>% Molar etapa 2</b>	<b>% Molar etapa 3</b>	<b>% Molar etapa 4</b>	<b>% Molar etapa 5</b>
C7 +	9.801	7.150	6.280	5.227	4.127	3.225
C10+	5.537	4.315	3.207	2.328	1.595	1.028
C20+	1.379	1.014	0.502	0.236	0.107	0.044
C30+	0.275	0.125	0.038	0.010	0.003	0.001
<b>Peso molecular</b>	<b>38.115</b>	<b>34.001</b>	<b>31.107</b>	<b>28.806</b>	<b>26.941</b>	<b>25.650</b>

<b>Fracción pesada</b>	<b>% Molar etapa 6</b>	<b>% Molar etapa 7</b>	<b>% Molar etapa 8</b>	<b>% Molar etapa 9</b>	<b>% Molar etapa 10</b>
C7 +	2.604	1.919	1.704	1.704	58.272
C10+	0.722	0.422	0.316	0.321	37.518
C20+	0.023	0.009	0.004	0.002	10.232
C30+	0.000	0.000	0.000	0.000	2.156
<b>Peso molecular</b>	<b>24.762</b>	<b>24.003</b>	<b>23.859</b>	<b>24.055</b>	<b>125.505</b>

**Tabla 14. FLUIDO C – ESTUDIO PRUEBA PVT**  
**Agotamiento a Volumen Constante a 262°F**  
**Recobro acumulativo del fluido recombinado**

Etapa	Presión (psia)	Masa Producida (g)	Masa acumulada (g)	Moles Producidos (moles)	Moles acumulados (moles)
0 (a)	5395	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
1	5000	0,9685	0,9685	0,0285	0,0285
2	4500	1,4612	2,4296	0,0470	0,0755
3	4000	1,7161	4,1457	0,0596	0,1350
4	3500	1,8812	6,0269	0,0698	0,2049
5	3000	2,0022	8,0290	0,0781	0,2829
6	2500	2,1225	10,1515	0,0857	0,3686
7	2000	2,2714	12,4229	0,0946	0,4633
8	1500	2,3902	14,8131	0,1002	0,5634
9 (b)	1000	5,7921	20,6052	0,2408	0,8042
9 (c)	1000	14,7534	35,3587	0,1176	0,9218

Masa y moles totales cargadas	35.399		0.929
(%) de desviación	0.11		0.76

(a) Presión punto rocío

(b) Masa de gas experimental tomada fuera de la celda

(c) Masa de líquido experimental que permanece en la celda

**Tabla 15. FLUIDO C – ESTUDIO PRUEBA PVT**  
**Agotamiento a Volumen Constante a 262°F**  
**Balance de materia**

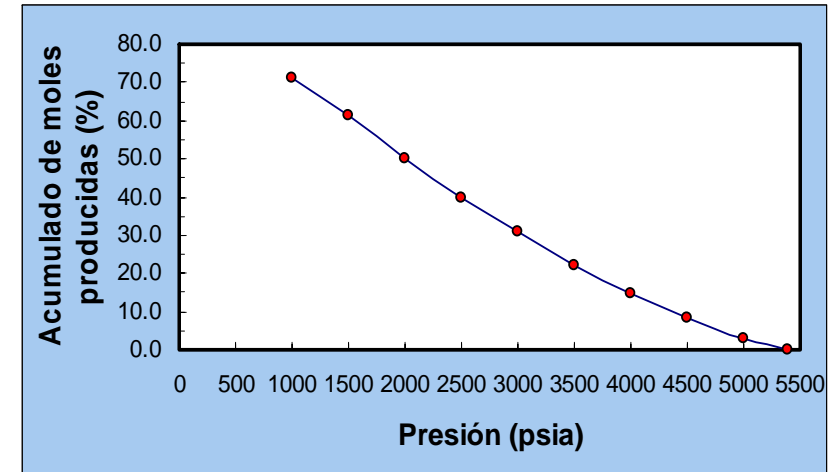
<b>Componentes</b>	<b>% Molar cargado</b>	<b>% Molar recuperado</b>	<b>% Desviación</b>
Nitrógeno	0,502	0,493	1,9
Dióxido de carbono	2,612	2,588	0,9
Metano	66,964	66,781	0,3
Etano	8,969	9,063	1,0
Propano	4,941	4,836	2,1
Isobutano	1,568	1,489	5,1
Normal Butano	2,004	2,139	6,7
Isopentano	1,185	1,125	5,0
Normal Pentano	0,813	0,786	3,3
Hexanos	0,639	0,677	5,8
Heptanos	1,235	1,238	0,2
Octanos	1,398	1,397	0,1
Nonanos	1,100	1,150	4,6
Decanos	0,830	0,873	5,1
Undecanos	0,579	0,612	5,6
Dodecanos	0,486	0,503	3,6
Tridecanos	0,484	0,497	2,7
Tetradecanos	0,395	0,406	2,7
Pentadecanos	0,386	0,394	1,9
Hexadecanos	0,291	0,299	2,5
Heptadecanos	0,255	0,260	2,1
Octadecanos	0,246	0,251	1,9
Nonadecanos	0,206	0,210	1,8
Eicosanos	0,174	0,174	0,5
Henicosanos	0,151	0,155	2,7
Docosanos	0,135	0,137	1,4
Tricosanos	0,122	0,123	1,3
Tetracosanos	0,108	0,110	1,1
Pentacosanos	0,100	0,101	1,0
Hexacosanos	0,091	0,092	0,6
Heptacosanos	0,086	0,086	0,2
Octacosanos	0,071	0,073	2,5
Nonacosanos	0,066	0,068	3,3
Triacantanos plus	0,275	0,284	3,3
Benceno	0,142	0,142	0,2
Tolueno	0,389	0,390	0,3
<b>TOTAL</b>			
Moles totales	0,929	0,922	0,760
Masa total	35,399	35,358	0,110

Etapa	Presión (psia)	volumen de gas producido como % de volumen total de gas producido	Acumulado de moles producidas como % de las moles recuperadas	volumen de liquido condensado como % de volumen total ( d ) y ( e )	
0 (a)	5395	0	0	0	0,00
1	5000	3,45	3,09	23,25	23,62
2	4500	9,18	8,19	29,26	30,59
3	4000	16,51	14,65	30,22	32,38
4	3500	25,12	22,22	30,02	32,49
5	3000	34,78	30,69	28,78	32,03
6	2500	45,49	39,99	27,00	30,95
7	2000	57,30	50,26	24,70	29,74
8	1500	69,94	61,13	21,91	27,93
9	1000	80,68	70,93	18,83	26,26
9 (b)	1000	100,00	87,25		
9 (c)	1000		100,00		

- (a) Presión punto roció
- (b) Incluyendo todo el gas producido en esta etapa
- (c) Incluyendo el aceite remanente en esta etapa
- (d) Volumen de líquido condensado como % de volumen total antes de retirar el gas
- (e) Volumen de líquido condensado como % de volumen total después de retirar el gas

Peso molecular del aceite remanente @ 1000 psia: 125.505 lb/lb-mol  
 Densidad del aceite remanente @ 1000 psia: 0.692 g/cc  
 Volumen de aceite @ 262 °F v 1000 psia: 21.32 cc

**Tabla 16. FLUIDO C- ESTUDIO PVT**  
 Agotamiento a Volumen Constante (CVD – 262 °F)  
 Resumen resultados experimentales



**Gráfica 21. % Acumulado de moles producidas**

**CCE**

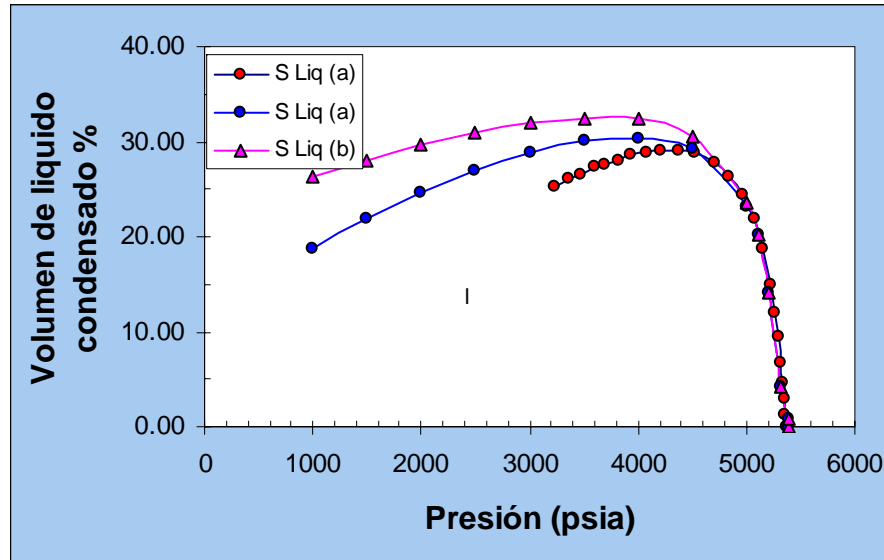
Presión	S. Liq (a)
5380	0,00
5360	1,32
5345	2,85
5340	4,61
5317	6,81
5294	9,45
5256	12,08
5219	14,90
5152	18,81
5077	21,83
4974	24,42
4844	26,24
4705	27,82
4530	28,81
4371	29,15
4217	29,01
4071	28,89
3941	28,58
3816	28,10
3701	27,65
3595	27,27
3471	26,60
3357	26,16
3227	25,34

**Continuación**

**Tabla 16. FLUIDO C- ESTUDIO PVT**  
 Agotamiento a Volumen Constante (CCE Y CVD – 262 °F)  
 Resumen resultados experimentales

**CVD**

Presión	S. Liq (a)	S. Liq (b)
5395	0,00	0
5385	0,84	0,84
5315	4,22	4,22
5215	14,02	14,02
5115	20,17	20,17
5000	23,25	23,62
4500	29,26	30,59
4000	30,22	32,38
3500	30,02	32,49
3000	28,78	32,03
2500	27,00	30,95
2000	24,70	29,74
1500	21,91	27,93
1000	18,83	26,26



**Grafica 23.** % Volumen de líquido condensado

**Tabla 17. FLUIDO C – ESTUDIO PRUEBA PVT**  
Propiedades del fluido a condiciones del separador  
Cilindros No. A y 1

<b>Etapa</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
Presión (psia)	600	130	30	15
Temperatura(°F)	160	130	110	60
GOR (SCF/STB)	4804,7	167,0	84,7	28,0
Densidad aceite (g/cc)	0,7408	0,7774	0,7966	0,8065
Gravedad gas (Aire=1)	0,7646	0,9096	1,3338	1,2875
Bo (separador)	1,168	1,069	1,022	1,000

GOR total(SCF/STB)	5084
Factor volumétrico de formación @ P.Sat y temperatura de yacimiento	4,111
°API aceite residual	43,84

**Tabla 18. FLUIDO C – ESTUDIO PRUEBA PVT**  
Prueba de separador multietapa – Composición molar del fluido en cada etapa  
Cilindros No. A y 1

<b>Etapa</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
Presión (psia)	600	130	30	15
Temperatura (°F)	160	130	110	60
Gravedad gas (Aire=1)	0,7646	0,9096	1,334	1,2875
<b>Componentes</b>	<b>% molar</b>	<b>% molar</b>	<b>% molar</b>	<b>% molar</b>
Nitrógeno	0,590	0,272	0,159	0,096
Dióxido de carbono	3,007	3,346	2,955	3,062
Metano	76,997	61,957	25,816	25,140
Etano	9,778	15,833	22,881	26,716
Propano	4,660	9,595	23,259	23,408
Isobutano	1,386	2,399	7,272	6,615
Normal Butano	1,692	3,633	10,020	9,649
Isopentano	0,834	1,226	3,431	2,557
Normal Pentano	0,447	0,775	2,014	1,446
Hexanos	0,189	0,355	0,945	0,702
Heptanos	0,150	0,246	0,523	0,273
Octanos	0,109	0,151	0,231	0,099
Nonanos	0,052	0,056	0,091	0,038
Decanos	0,025	0,023	0,040	0,013
Undecanos	0,010	0,010	0,013	0,004
Dodecanos	0,000	0,000	0,000	0,000
Tricenos Plus	0,000	0,000	0,000	0,000
Benceno	0,032	0,058	0,165	0,096
Tolueno	0,042	0,066	0,183	0,085

**Tabla 19. FLUIDO C – ESTUDIO PRUEBA PVT**  
 Prueba de separador multietapa – análisis aceite residual  
 Cilindros No. A y 1

<b>Componentes</b>	<b>% peso total</b>	<b>% molar</b>	<b>Peso molecular</b>	<b>Densidad @ 60 °F (g/cc)</b>
Etano	0,000	0,000	30	0,356
Propano	0,344	1,268	44	0,508
Isobutano	0,451	1,259	58	0,563
Normal Butano	0,794	2,218	58	0,584
Isopentano	1,373	3,089	72	0,625
Normal Pentano	1,406	3,164	72	0,631
Hexanos	2,106	4,071	84	0,685
Heptanos	5,671	9,590	96	0,722
Octanos	7,531	11,426	107	0,745
Nonanos	7,217	9,682	121	0,764
Decanos	6,096	7,384	134	0,778
Undecanos	4,715	5,207	147	0,789
Dodecanos	4,381	4,417	161	0,800
Tridecanos	4,739	4,396	175	0,811
Tetradecanos	4,203	3,591	190	0,822
Pentadecanos	4,452	3,508	206	0,832
Hexadecanos	3,624	2,650	222	0,839
Heptadecanos	3,381	2,316	237	0,847
Octadecanos	3,451	2,232	251	0,852
Nonadecanos	3,032	1,872	263	0,857
Eicosanos	2,669	1,575	275	0,862
Henicosanos	2,445	1,364	291	0,867
Docosanos	2,308	1,228	305	0,872
Tricosanos	2,157	1,101	318	0,877
Tetracosanos	2,001	0,981	331	0,881
Pentacosanos	1,929	0,908	345	0,885
Hexacosanos	1,820	0,823	359	0,889
Heptacosanos	1,782	0,774	374	0,893
Octacosanos	1,534	0,642	388	0,896
Nonacosanos	1,477	0,596	402	0,899
Triacotanos plus	8,662	2,557	550	0,937
Benceno	0,484	1,006	78,1	0,884
Tolueno	1,764	3,106	92,2	0,872

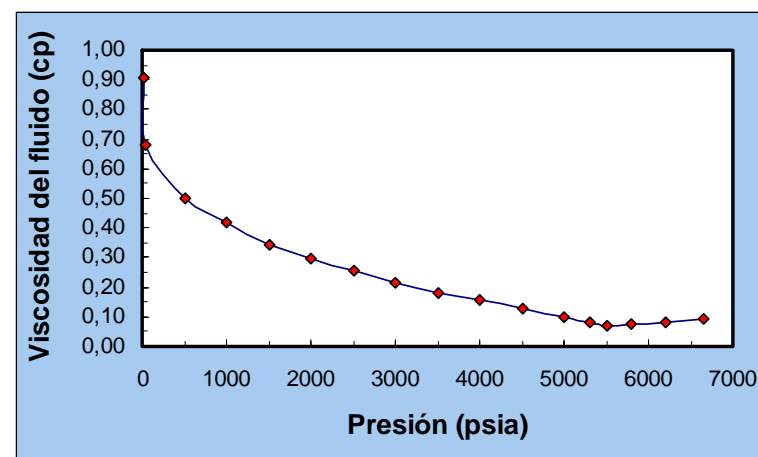
Peso molecular muestra	162,33	lb/lb-mol
Densidad muestra @ 60 °F	0,807	g/cc
°API aceite residual	43,84	

**Tabla 20. FLUIDO C – ESTUDIO PRUEBA PVT**  
 Prueba de separador multietapa – Balance de materia  
 Cilindros No. A y 1

<b>Componentes</b>	<b>% Molar cargado</b>	<b>% Molar recuperado</b>	<b>% Desviación</b>
Nitrógeno	0,502	0,508	1,1
Dióxido de carbono	2,612	2,680	2,6
Metano	66,964	67,179	0,3
Etano	8,969	9,066	1,1
Propano	4,941	4,694	5,0
Isobutano	1,568	1,484	5,4
Normal Butano	2,004	1,926	3,9
Isopentano	1,185	1,132	4,5
Normal Pentano	0,813	0,781	4,0
Hexanos	0,639	0,639	0,1
Heptanos	1,235	1,216	1,6
Octanos	1,398	1,380	1,3
Nonanos	1,100	1,132	3,0
Decanos	0,830	0,850	2,4
Undecanos	0,579	0,593	2,4
Dodecanos	0,486	0,495	1,9
Tridecanos	0,484	0,493	1,9
Tetradecanos	0,395	0,403	2,0
Pentadecanos	0,386	0,393	1,8
Hexadecanos	0,291	0,297	2,0
Heptadecanos	0,255	0,260	1,8
Octadecanos	0,246	0,250	1,8
Nonadecanos	0,206	0,210	1,9
Eicosanos	0,174	0,177	1,8
Henicosanos	0,151	0,153	1,6
Docosanos	0,135	0,138	1,7
Tricosanos	0,122	0,123	1,6
Tetracosanos	0,108	0,110	1,5
Pentacosanos	0,100	0,102	1,6
Hexacosanos	0,091	0,092	1,4
Heptacosanos	0,086	0,087	1,2
Octacosanos	0,071	0,072	0,7
Nonacosanos	0,066	0,067	1,1
Triacotanos plus	0,275	0,287	4,3
Benceno	0,142	0,144	1,6
Tolueno	0,389	0,388	0,2
<b>TOTAL</b>			
Moles totales	0,3004	0,3027	0,76
Masa total	11,45	11,47	0,16

Presión (psia)	VISCOSIDAD (cp)			Relación de viscosidad (aceite/gas)
	Monofásico	Líquido en la región de dos fases	Viscosidad gas	
6645	0,0914			
6200	0,0832			
5800	0,0754			
5500	0,0701			
5300		0,0826		
5000		0,0998	0,0549	1,819
4500		0,1263	0,0433	2,917
4000		0,1565	0,0349	4,483
3500		0,1825	0,0287	6,358
3000		0,2163	0,0244	8,863
2500		0,2531	0,0212	11,940
2000		0,2989	0,0188	15,901
1500		0,3424	0,0171	20,024
1000		0,4165	0,0158	26,363
500		0,5010		
50		0,6789		
15		0,9073		

**Tabla 21.** FLUIDO C- ESTUDIO PVT  
Prueba viscosidad del fluido



**Gráfica 22.** Viscosidad del fluido (262 ° F)

**Tabla 22. FLUIDO C – ESTUDIO PRUEBA PVT**  
**Compresibilidad – (Prueba CCE – 262 °F)**

<b>Rango de presión</b>	<b>Compresibilidad (Co) V/V/psi *</b>
6830 a 6675	4.7367E-05
6675 a 6430	4.3557E-05
6430 a 6230	4.9810E-05
6230 a 6030	4.5769E-05
6030 a 5830	4.8871E-05
5830 a 5630	5.4198E-05
5630 a 5530	5.7795E-05
5530 a 5430	6.5481E-05
5430 a 5395	6.8620E-05

$$* \text{ Co} = \frac{\ln(Vr2/Vr1)}{(P1-P2)}$$



**Tabla 23. FLUIDO V – ESTUDIO PRUEBA PVT**  
Análisis muestra de gas C<sub>13+</sub> (para recombinación)

Cilindro	D	F	G	E
Presión de apertura (psig)	302	301	302	302
T. de muestreo (°F)	90	90	90	90
Gravedad del gas (Aire = 1.00)	0,754	0,753	0,754	0,7556
<b>Componentes</b>	<b>% Molar</b>	<b>% Molar</b>	<b>% Molar</b>	<b>% Molar</b>
Nitrógeno	0,449	0,471	0,451	0,485
Dióxido de carbono	4,866	4,696	4,756	4,776
Metano	75,231	75,439	75,250	75,168
Etano	11,475	11,424	11,515	11,481
Propano	5,232	5,218	5,254	5,259
Isobutano	0,913	0,912	0,918	0,924
Normal Butano	1,076	1,075	1,081	1,093
Isopentano	0,290	0,291	0,293	0,299
Normal Pentano	0,212	0,212	0,214	0,219
Hexanos	0,145	0,146	0,148	0,155
Bencenos	0,006	0,006	0,006	0,006
Heptanos	0,070	0,072	0,074	0,082
Tolueno	0,006	0,007	0,007	0,008
Octanos	0,027	0,029	0,032	0,039
Nonanos	0,002	0,002	0,003	0,005
Decanos	0,000	0,000	0,000	0,000
Undecanos	0,000	0,000	0,000	0,000
Dodecanos	0,000	0,000	0,000	0,000
Tricenos Plus	0,000	0,000	0,000	0,000

**Tabla 24. FLUIDO V – ESTUDIO PRUEBA PVT**  
**Análisis muestra de líquido C<sub>30+</sub> (para recombinación)**  
**(Cilindro # 2)**

<b>Componentes</b>	<b>% Peso</b>	<b>%Molar</b>	<b>Peso Molecular (MW)</b>	<b>Densidad a 60 °F (g/cc)</b>
Nitrógeno	0.0424	0.2193	28.01	0.808
Dióxido de carbono	0.3427	1.1293	44.01	0.827
Metano	1.2919	11.6797	16.04	0.300
Etano	1.2532	6.0436	30.07	0.356
Propano	2.1631	7.1132	44.1	0.508
Isobutano	0.9303	2.3211	58.12	0.563
Normal Butano	1.5803	3.9431	58.12	0.584
Isopentano	1.0622	2.1349	72.15	0.625
Normal Pentano	0.9834	1.9765	72.15	0.631
Hexanos	1.9744	3.4085	84	0.685
* Heptanos	3.1296	4.7276	96	0.722
Octanos	4.2587	5.7718	107	0.745
Nonanos	4.5472	5.4498	121	0.764
Decanos	4.1924	4.5370	134	0.778
Undecanos	3.5223	3.4748	147	0.789
Dodecanos	3.4973	3.1501	161	0.800
Tridecanos	4.1598	3.4471	175	0.811
Tetradecanos	3.8665	2.9511	190	0.822
Pentadecanos	4.1846	2.9458	206	0.832
Hexadecanos	3.5318	2.3071	222	0.839
Heptadecanos	3.4116	2.0875	237	0.847
Octadecanos	3.5229	2.0354	251	0.852
Nonadecanos	3.2198	1.7754	263	0.857
Eicosanos	3.0243	1.5948	275	0.862
Henicosanos	2.7335	1.3622	291	0.867
Docosanos	2.5389	1.2071	305	0.872
Tricosanos	2.3947	1.0920	318	0.877
Tetracosanos	2.1302	0.9333	331	0.881
Pentacosanos	2.0646	0.8678	345	0.885
Hexacosanos	1.9953	0.8060	359	0.889
Heptacosanos	1.8980	0.7360	374	0.893
Octacosanos	1.8134	0.6778	388	0.896
Nonacosanos	1.6889	0.6093	402	0.899
Triacotanos plus	16.1589	4.0402	580	0.930
Benzeno	0.1494	0.2774	78.1	0.884
Tolueno	0.7418	1.1668	92.2	0.872

\*Según Witson - Katz Firozabadi

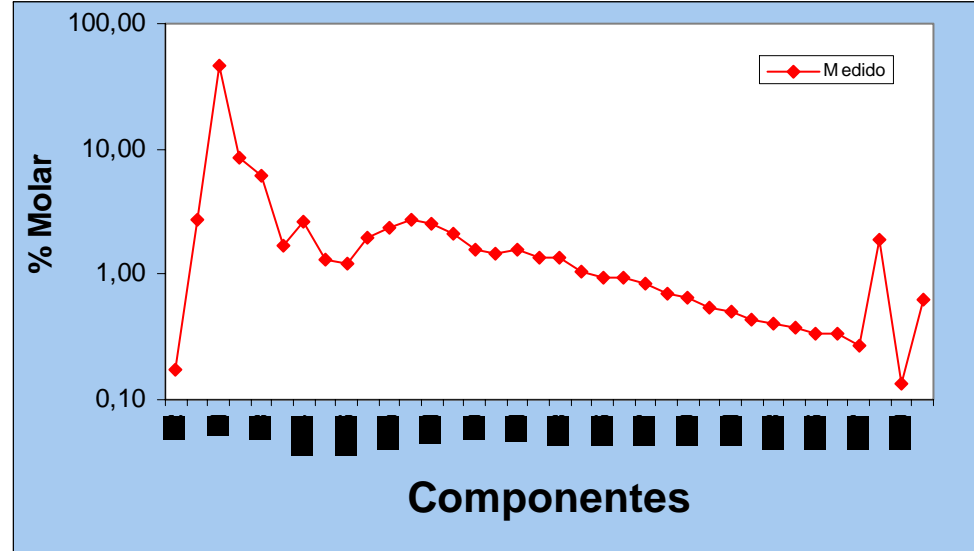
Densidad muestra @ 60 °F 0.8427 g/cc

Densidad muestra @ 90 °F, 350 psia 0.8119 g/cc

°API muestra 36.413

Componentes	% Molar	% peso total Medido (Wt)
Nitrógeno	0.1746	0.0617
Dióxido de carbono	2.7680	1.5356
Metano	45.6283	9.2255
Etano	8.5958	3.2582
Propano	6.0349	3.3548
Isobutano	1.6866	1.2356
Normal Butano	2.6158	1.9164
Isopentano	1.3217	1.2020
Normal Pentano	1.1975	1.0891
Hexanos	1.9258	2.0391
Heptanos	2.3618	2.8580
Octanos	2.7271	3.6782
Nonanos	2.5587	3.9026
Decanos	2.0868	3.5248
Undecanos	1.5948	2.9552
Dodecanos	1.4413	2.9250
Tridecanos	1.5809	3.4874
Tetradecanos	1.3537	3.2420
Pentadecanos	1.3529	3.5131
Hexadecanos	1.0630	2.9746
Heptadecanos	0.9567	2.8580
Octadecanos	0.9340	2.9552
Nonadecanos	0.8466	2.8065
Eicosanos	0.7067	2.4497
Henicosanos	0.6488	2.3798
Docosanos	0.5455	2.0971
Tricosanos	0.4945	1.9823
Tetracosanos	0.4335	1.8089
Pentacosanos	0.3991	1.7357
Hexacosanos	0.3690	1.6699
Heptacosanos	0.3367	1.5874
Octacosanos	0.3381	1.6536
Nonacosanos	0.2654	1.3449
Triacotanos plus	1.8915	13.8286
Benceno	0.1363	0.1342
Tolueno	0.6276	0.7294

**Tabla 25. FLUIDO V – ESTUDIO PRUEBA PVT**  
 Fluido Recombinado  
 (Cilindros 2 y E)



**Grafica 24. Análisis fluido recombinao**

**PROPIEDADES DE LAS FRACCIONES PESADAS DE LA MUESTRA MEDIDA**

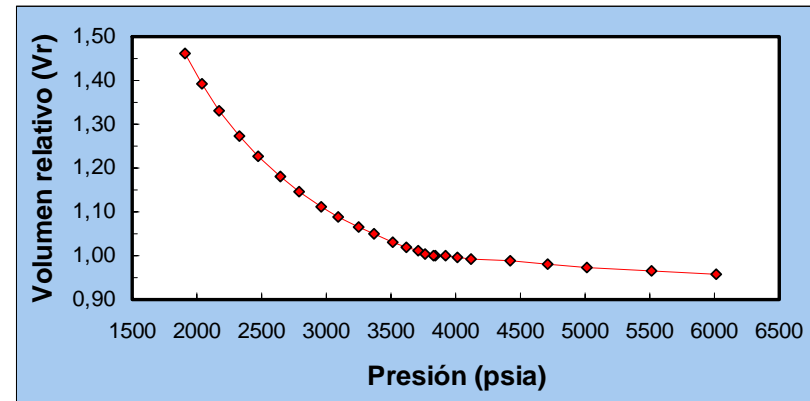
Fracción pesada	% molar	% peso total medido (Wt)
		C7 +
C10+	11.640	63.7798
C20+	6.429	32.5379
C30+	1.891	13.8286

Peso molecular muestra                    **79.332** lb/lb-mol  
 Densidad muestra @ 60 °F                **0.8495** g/cc

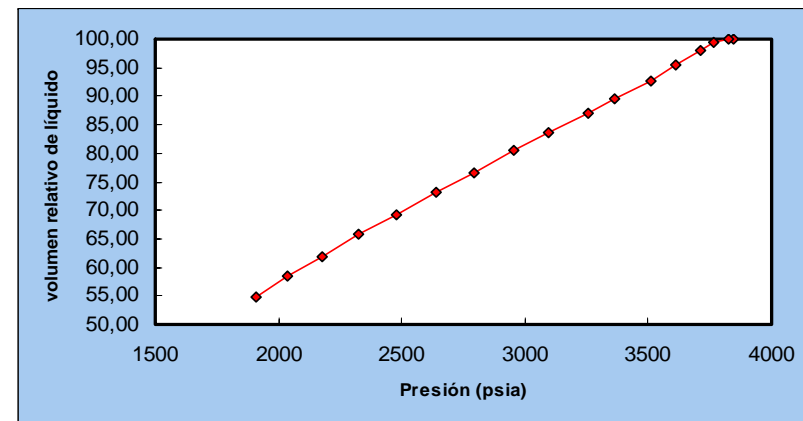
Presión (psia)	Volumen relativo (V/Vsat)	% Volumen fase líquida / volumen total
6016	0.95798	
5515	0.96567	
5015	0.97407	
4715	0.98033	
4415	0.98659	
4115	0.99285	
4015	0.99580	
3918	0.99821	
<b>3845</b>	<b>1.00000</b>	100.000
3824	1.00107	99.888
3768	1.00519	99.448
3710	1.01055	98.114
3614	1.02003	95.494
3510	1.03129	92.775
366	1.04971	89.495
3255	1.06402	87.099
3097	1.08780	83.633
2957	1.11176	80.431
2790	1.14574	76.595
2639	1.18007	73.093
2477	1.22674	69.088
2326	1.27287	65.769
2175	1.33171	61.883
2039	1.39179	58.390
1912	1.46224	54.830

Densidad fluido a presión de yacimiento (4000 psia): 0.6220 g/cc  
Densidad fluido a presión de referencia (6016psia): 0.6469 g/cc  
Densidad fluido a presión de punto burbuja (3845 psia): 0.6197 g/cc

**Tabla 26.** FLUIDO V – ESTUDIO PRUEBA PVT  
Expansión a Composición Constante (CCE - 263 °F)



**Gráfica 25.** CCE 263 °F – Volumen relativo

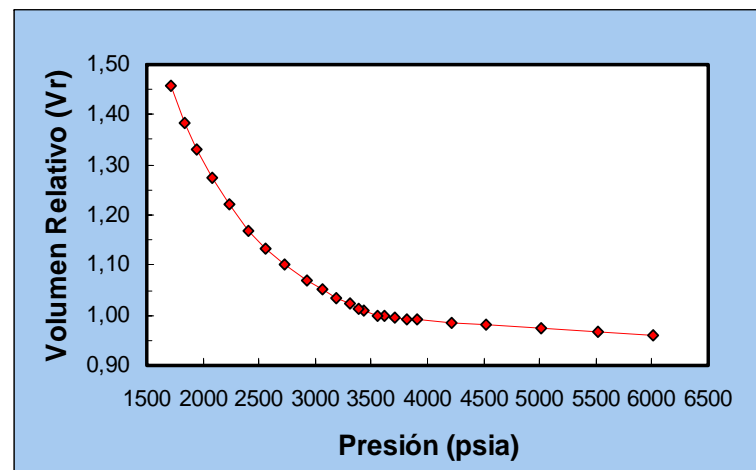


**Gráfica 26.** CCE 263 °F – Volumen rel. de liquido condensado

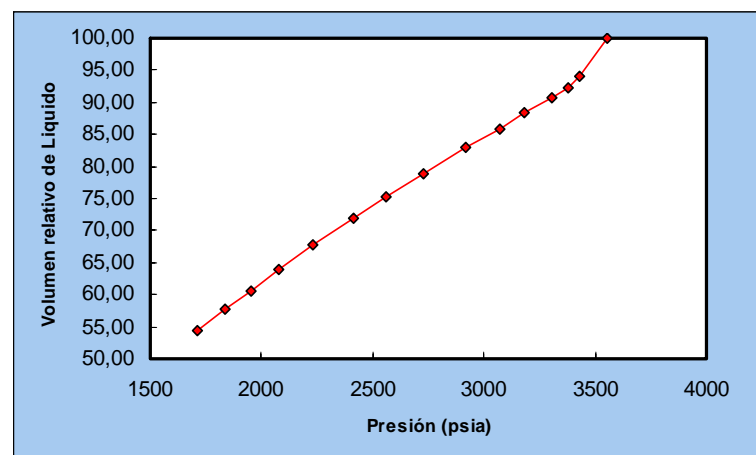
Presión (psia)	Volumen relativo (V/Vsat)	% Volumen fase líquida / volumen total
6016	0.95901	
5515	0.96537	
5015	0.97254	
4515	0.98011	
4215	0.98512	
3915	0.99067	
3815	0.99283	
3715	0.99486	
3621	0.99757	
<b>3555</b>	<b>1.00000</b>	100.000
3427	1.00933	93.960
3380	1.01461	92.285
3305	1.02232	90.649
3185	1.03531	88.336
3070	1.05005	85.911
2920	1.07075	82.924
2728	1.10213	78.758
2562	1.13460	75.300
2412	1.16923	71.925
2232	1.22266	67.808
2078	1.27529	64.034
1951	1.32967	60.693
1837	1.38513	57.686
1712	1.45710	54.289

Densidad fluido a presión de yacimiento (4000 psia) 0.6512 g/cc  
Densidad fluido a presión de referencia (6016 psia) 0.6713 g/cc  
Densidad fluido a presión de punto burbuja (3555psia) 0.6438 g/cc

**Tabla 27. FLUIDO V – ESTUDIO PRUEBA PVT**  
Expansión a Composición Constante (CCE - 200 °F)



**Gráfica 27. CCE 200 °F – Volumen relativo**

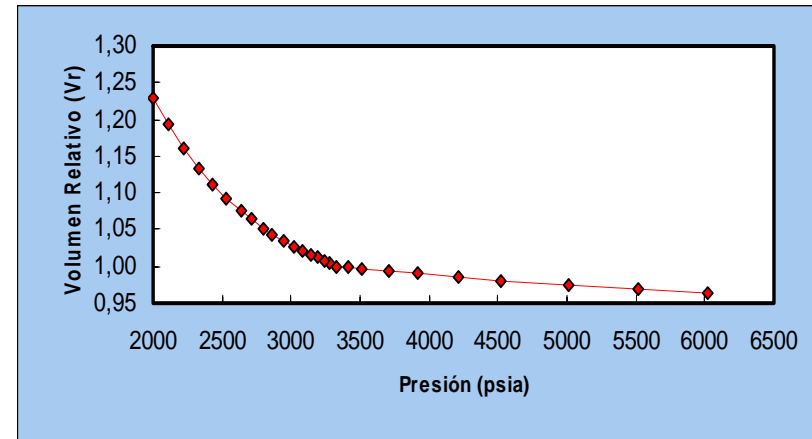


**Gráfica 28. CCE 200 °F – Volumen rel. de líquido condensado**

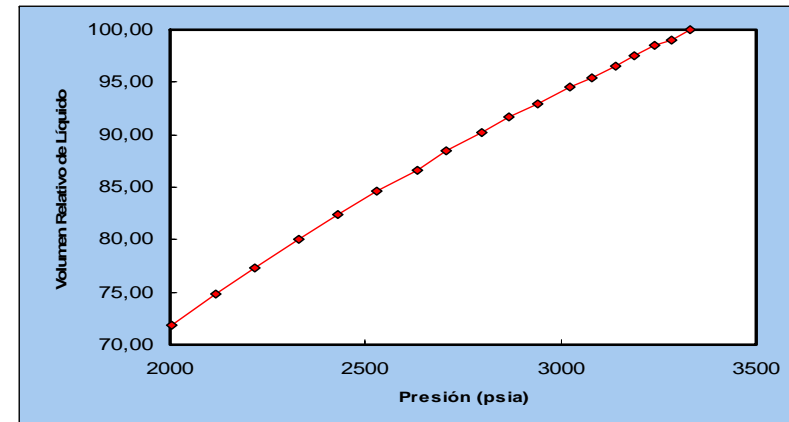
Presión (psia)	Volumen relativo (V/Vsat)	% Volumen fase líquida / volumen total
6016	0,96375	
5515	0,96984	
5015	0,97552	
4515	0,98120	
4215	0,98553	
3915	0,98986	
3715	0,99256	
3515	0,99567	
3415	0,99797	
<b>3330</b>	<b>1,00000</b>	100,000
3285	1,00555	99,032
3241	1,00825	98,551
3188	1,01231	97,582
3140	1,01664	96,528
3079	1,02232	95,449
3022	1,02570	94,515
2942	1,03476	92,903
2865	1,04315	91,676
2798	1,05126	90,261
2707	1,06397	88,432
2634	1,07655	86,582
2529	1,09319	84,597
2429	1,11212	82,427
2330	1,13349	80,085
2216	1,16190	77,336
2115	1,19206	74,778
2002	1,22884	71,846

Densidad fluido a presión de yacimiento (4000 psia): 0,6743 g/cc  
Densidad fluido a presión de referencia (6016 psia): 0,6915 g/cc  
Densidad fluido a presión de punto burbuja (3330 psia): 0,6664 g/cc

**Tabla 28.** FLUIDO V – ESTUDIO PRUEBA PVT  
Expansión a Composición Constante (CCE - 150 °F)



**Gráfica 29.** CCE 150 °F – Volumen relativo



**Gráfica 30.** CCE 150 °F – Volumen rel. de líquido condensado

**Tabla 29. FLUIDO V – ESTUDIO PRUEBA PVT**  
Propiedades del fluido a condiciones del separador  
Cilindros No. 2 y E

<b>Etapa</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
Presión (psia)	515	165	45	15
Temperatura (°F)	180	160	150	60
GOR (SCF/STB)	1141,0	312,2	259,8	216,3
Densidad aceite (g/cc)	0,7952	0,8082	0,8256	0,8485
Gravedad gas (Aire=1)	0,7951	0,9444	1,2920	1,2653
Bo (separador)	1,119	1,073	1,034	1,000

GOR total (SCF/STB)	1929
Factor volumétrico de formación *	1,693
°API aceite residual	35,26

\* Basado en presión de punto de burbuja = 3845 psia y  
Temperatura de yacimiento = 263 °F

**Tabla 30. FLUIDO V – ESTUDIO PRUEBA PVT**  
 Prueba de separador multietapa – Composición molar del fluido en cada etapa  
 Cilindros No. 2 y E

<b>Etapa</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
Presión (psia)	515	165	45	15
Temperatura (°F)	180	160	150	60
Gravedad gas(Aire=1)	0,7951	0,9444	1,292	1,2653
<b>Componentes</b>	<b>% molar</b>	<b>% molar</b>	<b>% molar</b>	<b>% molar</b>
Nitrógeno	0,306	0,232	0,129	0,051
Dióxido de carbono	4,167	4,669	4,741	1,528
Metano	73,790	58,045	28,199	27,529
Etano	10,799	16,923	23,585	26,707
Propano	5,952	11,215	22,203	23,235
Isobutano	1,320	2,453	6,006	7,480
Normal Butano	1,692	3,256	8,120	8,160
Isopentano	0,612	1,101	2,274	2,337
Normal Pentano	0,486	0,865	1,776	1,674
Hexanos	0,385	0,648	1,573	0,724
Heptanos	0,181	0,261	0,567	0,294
Octanos	0,101	0,134	0,313	0,071
Nonanos	0,058	0,053	0,147	0,017
Decanos	0,043	0,030	0,080	0,009
Undecanos	0,024	0,013	0,028	0,003
Dodecanos	0,014	0,006	0,013	0,001
Tricenos Plus	0,009	0,004	0,006	0,000
Benceno	0,017	0,034	0,084	0,050
Tolueno	0,040	0,060	0,156	0,128

**Tabla 31. FLUIDO V – ESTUDIO PRUEBA PVT**  
 Prueba de separador multietapa – análisis aceite residual  
 Cilindros No. 2 y E

<b>Componentes</b>	<b>% peso total</b>	<b>% molar</b>	<b>Peso molecular</b>	<b>Densidad a 60 °F (g/cc)</b>
Etano	0,129	0,807	30	0,356
Propano	0,651	2,777	44	0,508
Isobutano	0,485	1,568	58	0,563
Normal Butano	0,995	3,220	58	0,584
Isopentano	0,909	2,371	72	0,625
Normal Pentano	0,897	2,338	72	0,631
Hexanos	2,103	4,710	84	0,685
Heptanos	3,291	6,450	96	0,722
Octanos	4,321	7,596	107	0,745
Nonanos	4,722	7,342	121	0,764
Decanos	4,388	6,161	134	0,778
Undecanos	3,709	4,747	147	0,789
Dodecanos	3,675	4,294	161	0,800
Tridecanos	4,389	4,718	175	0,811
Tetradecanos	4,091	4,050	190	0,822
Pentadecanos	4,479	4,090	206	0,832
Hexadecanos	3,799	3,220	222	0,839
Heptadecanos	3,565	2,830	237	0,847
Octadecanos	3,743	2,805	251	0,852
Nonadecanos	3,542	2,533	263	0,857
Eicosanos	3,134	2,144	275	0,862
Henicosanos	3,020	1,952	291	0,867
Docosanos	2,672	1,648	305	0,872
Tricosanos	2,457	1,454	318	0,877
Tetracosanos	2,274	1,292	331	0,881
Pentacosanos	2,205	1,202	345	0,885
Hexacosanos	2,137	1,120	359	0,889
Heptacosanos	2,030	1,021	374	0,893
Octacosanos	2,051	0,995	388	0,896
Nonacosanos	1,719	0,804	402	0,899
Triacantanos plus	17,421	5,651	580	0,937
Benceno	0,145	0,349	78,1	0,884
Tolueno	0,851	1,737	92,2	0,872

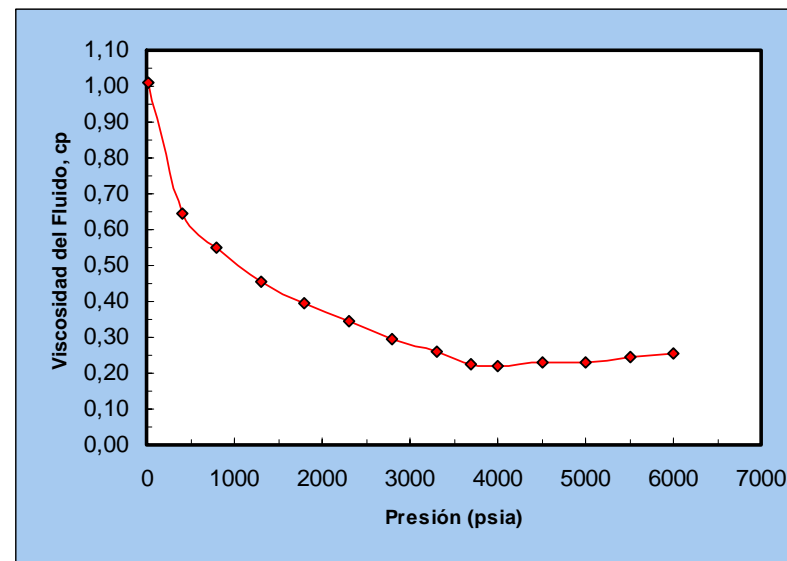
Peso molecular muestra	188,13	lb/lb-mol
Densidad muestra @ 60 °F	0,849	g/cc
°API aceite residual	35,26	

**Tabla 32. FLUIDO V – ESTUDIO PRUEBA PVT**  
 Prueba de separador multietapa – Balance de materia  
 Cilindros No. 2 y E

<b>Componentes</b>	<b>% Molar cargado</b>	<b>% Molar recuperado</b>	<b>% Desviación</b>
Nitrógeno	0,175	0,187	7,0
Dióxido de carbono	2,768	2,734	1,2
Metano	45,628	45,252	0,8
Etano	8,596	8,233	4,2
Propano	6,035	5,822	3,5
Isobutano	1,687	1,676	0,6
Normal Butano	2,616	2,575	1,5
Isopentano	1,322	1,322	0,1
Normal Pentano	1,197	1,206	0,7
Hexanos	1,926	1,949	1,2
Heptanos	2,362	2,386	1,0
Octanos	2,727	2,725	0,1
Nonanos	2,559	2,602	1,7
Decanos	2,087	2,178	4,4
Undecanos	1,595	1,672	4,8
Dodecanos	1,441	1,507	4,6
Tridecanos	1,581	1,650	4,4
Tetradecanos	1,354	1,415	4,5
Pentadecanos	1,353	1,428	5,6
Hexadecanos	1,063	1,124	5,7
Heptadecanos	0,957	0,988	3,3
Octadecanos	0,934	0,979	4,8
Nonadecanos	0,847	0,884	4,4
Eicosanos	0,707	0,748	5,9
Henicosanos	0,649	0,681	5,0
Docosanos	0,545	0,575	5,5
Tricosanos	0,495	0,507	2,6
Tetracosanos	0,434	0,451	4,0
Pentacosanos	0,399	0,420	5,1
Hexacosanos	0,369	0,391	5,9
Heptacosanos	0,337	0,356	5,8
Octacosanos	0,338	0,347	2,7
Nonacosanos	0,265	0,281	5,8
Triacotanos plus	1,891	1,972	4,3
Benceno	0,136	0,136	0,1
Tolueno	0,628	0,638	1,7
<b>TOTAL</b>			
Moles totales	0,2196	0,2136	2,70
Masa total	17,4184	17,4179	0,003

Presión (psia)	VISCOSIDAD (cp)			Relación de viscosidad (aceite/gas)
	Monofásico	Líquido en la región de dos fases	Viscosidad gas	
6000	0,2550			
5500	0,2450			
5000	0,2318			
4500	0,2277			
4000	0,2206			
3845	0,2200			
3700		0,2274	0,0275	8,268
3300		0,2580	0,0248	10,391
2800		0,2972	0,0218	13,654
2300		0,3430	0,0194	17,701
1800		0,3930	0,0175	22,494
1300		0,4560	0,0159	28,663
800		0,5500	0,0146	37,713
400		0,6470	0,0135	48,029
11		1,0120	0,0125	80,960

**Tabla 33.** FLUIDO V – ESTUDIO PRUEBA PVT  
Prueba viscosidad del fluido



**Gráfica 31.** Viscosidad del fluido a 263 ° F

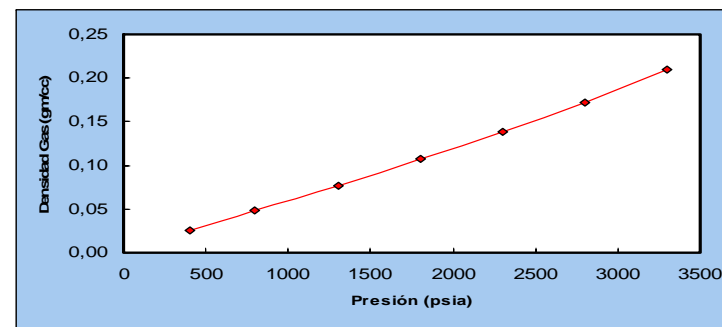
Etapa	Presión (psia)	Peso molecular Gas	Densidad gas (g/cc)	Factor Z gas	Densidad líquido (g/cc)
0 (a)					0,6220
0 (b)	3845	79,332			0,6197
1	3300	26,310	0,2093	0,87520	0,6513
2	2800	25,353	0,1723	0,86670	0,6728
3	2300	24,748	0,1382	0,86500	0,6913
4	1800	24,519	0,1070	0,87120	0,7116
5	1300	24,668	0,0768	0,88650	0,7344
6	800	25,562	0,0480	0,91190	0,7567
7	400	28,233	0,0258	0,93850	0,7735
8 (c)	400	152,933			0,7735

(a) Densidad experimental del líquido a condiciones de yacimiento

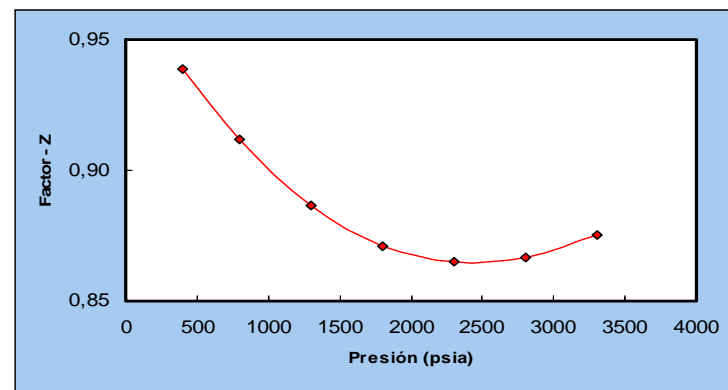
(b) Presión punto de burbuja

(c) Densidad experimental del líquido a 400 psia y 263°F

**Tabla 34.** FLUIDO V – ESTUDIO PRUEBA PVT Agotamiento a Volumen Constante (CVD – 263 °F) Propiedades del fluido a condiciones de celda



**Gráfica 32.** CVD 263° F – Densidad del gas producido



**Gráfica 33.** CVD 263° F – Factor de compresibilidad (Z) fluido producido

**Tabla 35. FLUIDO V – ESTUDIO PRUEBA PVT**  
 Agotamiento a Volumen Constante a 263°F  
 Composición molar del fluido en cada etapa

<b>Etapa</b>	<b>P. saturación</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
<b>Presión (Psia)</b>	<b>3845</b>	<b>3300</b>	<b>2800</b>	<b>2300</b>	<b>1800</b>	<b>1300</b>
<b>Componentes</b>	<b>% molar</b>	<b>% molar</b>	<b>% molar</b>	<b>% molar</b>	<b>% molar</b>	<b>% molar</b>
Nitrógeno	0,1746	0,4188	0,3819	0,3592	0,3315	0,3077
Dióxido de carbono	2,7680	3,7745	3,8838	3,9927	4,1075	4,2580
Metano	45,6283	72,7139	72,7644	72,8973	72,5193	70,9404
Etano	8,5958	9,1643	9,8754	10,1799	10,5828	11,4281
Propano	6,0349	5,0506	5,4149	5,5114	5,7130	6,2553
Isobutano	1,6866	1,3896	1,2846	1,2810	1,3023	1,4062
Normal Butano	2,6158	1,9953	1,8030	1,7852	1,8053	1,9368
Isopentano	1,3217	0,7821	0,7602	0,7354	0,7245	0,7511
Normal Pentano	1,1975	0,6613	0,6412	0,6190	0,6073	0,6217
Hexanos	1,9258	0,8798	0,7454	0,7070	0,6658	0,6526
Heptanos	2,3618	0,7278	0,6172	0,5616	0,5034	0,4940
Octaneos	2,7271	0,6534	0,5433	0,4340	0,3610	0,3661
Nonanos	2,5587	0,4529	0,3382	0,2538	0,2212	0,1746
Decanos	2,0868	0,3280	0,2528	0,1945	0,1681	0,1235
Undecanos	1,5948	0,2113	0,1555	0,1173	0,0977	0,0702
Dodecanos	1,4413	0,1590	0,1126	0,0813	0,0647	0,0445
Tridecanos	1,5809	0,1467	0,0999	0,0694	0,0531	0,0350
Tetradecanos	1,3537	0,1000	0,0648	0,0425	0,0304	0,0186
Pentadecanos	1,3529	0,0794	0,0490	0,0305	0,0206	0,0119
Hexadecanos	1,0630	0,0491	0,0288	0,0170	0,0109	0,0059
Heptadecanos	0,9567	0,0353	0,0198	0,0111	0,0067	0,0034
Octadecanos	0,9340	0,0277	0,0148	0,0080	0,0046	0,0022
Nonadecanos	0,8466	0,0200	0,0104	0,0053	0,0029	0,0014
Eicosanos	0,7067	0,0146	0,0073	0,0036	0,0019	0,0008
Henicosanos	0,6488	0,0097	0,0046	0,0022	0,0011	0,0004
Docosanos	0,5455	0,0069	0,0031	0,0014	0,0007	0,0003
Tricosanos	0,4945	0,0050	0,0022	0,0009	0,0004	0,0002
Tetracosanos	0,4335	0,0035	0,0014	0,0006	0,0003	0,0001
Pentacosanos	0,3991	0,0025	0,0010	0,0004	0,0002	0,0001
Hexacosanos	0,3690	0,0019	0,0007	0,0003	0,0001	0,0000
Heptacosanos	0,3367	0,0013	0,0005	0,0002	0,0001	0,0000
Octacosanos	0,3381	0,0010	0,0003	0,0001	0,0000	0,0000
Nonacosanos	0,2654	0,0007	0,0002	0,0001	0,0000	0,0000
Triacantanos plus	1,8915	0,0003	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000
Benceno	0,1363	0,0400	0,0329	0,0308	0,0299	0,0297
Tolueno	0,6276	0,0919	0,0839	0,0654	0,0607	0,0591

**PROPIEDADES DE LAS FRACCIONES PESADAS DE MUESTRA MEDIDA**

<b>Fracción pesada</b>	<b>% Molar etapa 0</b>	<b>% Molar etapa 1</b>	<b>% Molar etapa 2</b>	<b>% Molar etapa 3</b>	<b>% Molar etapa 4</b>	<b>% Molar etapa 5</b>
C7 +	18,051	3,170	2,445	1,932	1,641	1,442
C10+	11,640	1,204	0,830	0,587	0,465	0,319
C20+	6,429	0,047	0,021	0,010	0,005	0,002
C30+	1,891	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>Peso molecular</b>	<b>79,332</b>	<b>26,311</b>	<b>25,351</b>	<b>24,746</b>	<b>24,517</b>	<b>24,668</b>

**Tabla 36. FLUIDO V – ESTUDIO PRUEBA PVT**  
**Agotamiento a Volumen Constante a 263°F (Cont)**  
**Composición molar del fluido en cada etapa.**

<b>Etap</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8*</b>
<b>Presión (Psia)</b>	<b>800</b>	<b>400</b>	<b>400</b>
<b>Componentes</b>	<b>% molar</b>	<b>% molar</b>	<b>% molar</b>
Nitrógeno	0,2480	0,2090	0,0246
Dióxido de carbono	4,5413	4,5358	1,1861
Metano	67,2671	59,6905	12,8650
Etano	12,9732	14,9087	5,9216
Propano	7,4128	9,9768	5,9494
Isobutano	1,6535	2,3541	1,8049
Normal Butano	2,3095	3,1988	3,1452
Isopentano	0,8467	1,2690	1,7732
Normal Pentano	0,6764	1,0518	1,7261
Hexanos	0,6693	1,0008	3,3972
Heptanos	0,4573	0,6063	4,5779
Octanos	0,3543	0,4581	5,7795
Nonanos	0,1832	0,2381	5,6345
Decanos	0,1285	0,1631	4,5196
Undecanos	0,0624	0,0836	3,5200
Dodecanos	0,0350	0,0435	3,2549
Tridecanos	0,0268	0,0209	3,5481
Tetradecanos	0,0095	0,0005	3,1063
Pentadecanos	0,0056	0,0003	3,1380
Hexadecanos	0,0026	0,0001	2,4699
Heptadecanos	0,0014	0,0001	2,1896
Octadecanos	0,0009	0,0000	2,1397
Nonadecanos	0,0005	0,0000	1,9336
Eicosanos	0,0003	0,0000	1,5985
Henicosanos	0,0002	0,0000	1,4588
Docosanos	0,0001	0,0000	1,2324
Tricosanos	0,0000	0,0000	1,1294
Tetracosanos	0,0000	0,0000	1,0046
Pentacosanos	0,0000	0,0000	0,9158
Hexacosanos	0,0000	0,0000	0,8487
Heptacosanos	0,0000	0,0000	0,7870
Octacosanos	0,0000	0,0000	0,7629
Nonacosanos	0,0000	0,0000	0,6240
Triacotanos plus	0,0000	0,0000	4,4701
Benzeno	0,0340	0,0498	0,2661
Tolueno	0,0996	0,1405	1,2966

**PROPIEDADES DE LAS FRACCIONES PESADAS DE MUESTRA MEDIDA**

<b>Fracción pesada</b>	<b>% Molar etapa 6</b>	<b>% Molar etapa 7</b>	<b>% Molar etapa 8</b>
C7 +	1,402	1,805	62,207
C10+	0,274	0,312	44,652
C20+	0,001	0,000	14,832
C30+	0,000	0,000	4,470
<b>Peso molecular</b>	<b>25,562</b>	<b>28,233</b>	<b>148,748</b>

\* Composición condensado remanente en celda.

**Tabla 37. FLUIDO V – ESTUDIO PRUEBA PVT**  
 Agotamiento a Volumen Constante a 263°F  
 Recobro acumulativo del fluido recombinado

Etapa	Presión (psia)	Masa Producida (g)	Masa acumulada (g)	Moles Producidos (moles)	Moles Acumulados (moles)
0 (a)	3845	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
1	3300	0,7982	0,7982	0,0302	0,0302
2	2800	0,8434	1,6416	0,0333	0,0635
3	2300	0,9858	2,6273	0,0398	0,1033
4	1800	1,1144	3,7417	0,0455	0,1488
5	1300	1,1929	4,9347	0,0484	0,1971
6	800	1,3492	6,2839	0,0528	0,2499
7	400	1,2900	7,5739	0,0457	0,2956
8 (b)	400	0,6236	8,1975	0,0221	0,3177
8 (c)	400	37,9170	46,1145	0,2549	0,5726

Masa y moles totales cargadas	46,052	0,580
Desviación (%)	0,14	1,36

- (a) Presión punto burbuja
- (b) Masa de gas tomada fuera de la celda (Experimental)
- (c) Masa de líquido dentro de la celda (Experimental)

**Tabla 38. FLUIDO V – ESTUDIO PRUEBA PVT**  
**Agotamiento a Volumen Constante a 263°F**  
**Balance de materia**

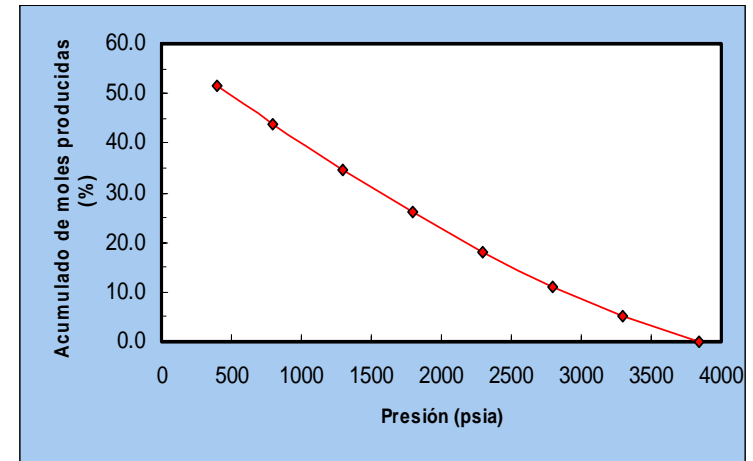
<b>Componentes</b>	<b>% Molar cargado</b>	<b>% Molar recuperado</b>	<b>% Desviación</b>
Nitrógeno	0,175	0,184	5,1
Dióxido de carbono	2,768	2,913	5,2
Metano	45,628	44,551	2,4
Etano	8,596	9,263	7,8
Propano	6,035	6,493	7,6
Isobutano	1,687	1,698	0,7
Normal Butano	2,616	2,630	0,5
Isopentano	1,322	1,267	4,1
Normal Pentano	1,197	1,161	3,1
Hexanos	1,926	1,908	0,9
Heptanos	2,362	2,295	2,8
Octanos	2,727	2,746	0,7
Nonanos	2,559	2,576	0,7
Decanos	2,087	2,055	1,5
Undecanos	1,595	1,580	1,0
Dodecanos	1,441	1,445	0,2
Tridecanos	1,581	1,564	1,1
Tetradecanos	1,354	1,359	0,4
Pentadecanos	1,353	1,368	1,1
Hexadecanos	1,063	1,074	1,0
Heptadecanos	0,957	0,950	0,7
Octadecanos	0,934	0,928	0,7
Nonadecanos	0,847	0,837	1,1
Eicosanos	0,707	0,692	2,1
Henicosanos	0,649	0,631	2,7
Docosanos	0,545	0,533	2,3
Tricosanos	0,495	0,488	1,3
Tetracosanos	0,434	0,434	0,1
Pentacosanos	0,399	0,396	0,9
Hexacosanos	0,369	0,367	0,6
Heptacosanos	0,337	0,340	1,0
Octacosanos	0,338	0,330	2,5
Nonacosanos	0,265	0,270	1,5
Triacotanos plus	1,891	1,930	2,0
Benceno	0,136	0,136	0,5
Tolueno	0,628	0,612	2,5
<b>TOTAL</b>			
Moles totales	0,580	0,573	1,361
Masa total	46,052	46,114	0,136

Etapa	Presión (psia)	Volumen de gas producido como % del volumen total de gas producido	Acumulado de moles producidas como % de moles recuperadas	Volumen de líquido condensado como % de volumen total. ( d ) y ( e )	
				( d )	( e )
0 (a)	3845	0	0	0	0,00
1	3300	9,60	5,28	88,00	91,86
2	2800	20,17	11,09	81,30	86,51
3	2300	32,83	18,04	74,99	81,86
4	1800	47,20	25,98	68,49	78,10
5	1300	62,41	34,43	61,56	74,39
6	800	78,88	43,65	51,30	70,90
7	400	93,12	51,62	40,29	67,49
7 (b)	400	100,00	55,48		
7 (c)	400		100,00		

- ( a ) Presión de punto de burbuja
- ( b ) Incluyendo todo el gas producido en esta etapa
- ( c ) Incluyendo el aceite remanente en esta etapa
- ( d ) Volumen de líquido condensado como % de volumen total Antes de retirar el gas
- ( e ) Volumen de líquido condensado como % de volumen total Después de retirar el gas

Peso molecular del aceite remanente a 400 Psia : 148,75 lb/lb-mol  
 Densidad del aceite remanente a 400 Psia : 0,7735 g/cc  
 Volumen de aceite @ 263 °F y 400 Psia : 49,02 cc

**Tabla 39.** FLUIDO V – ESTUDIO PRUEBA PVT  
 Agotamiento a Volumen Constante (CVD – 263 °F)  
 Resumen resultados experimentales



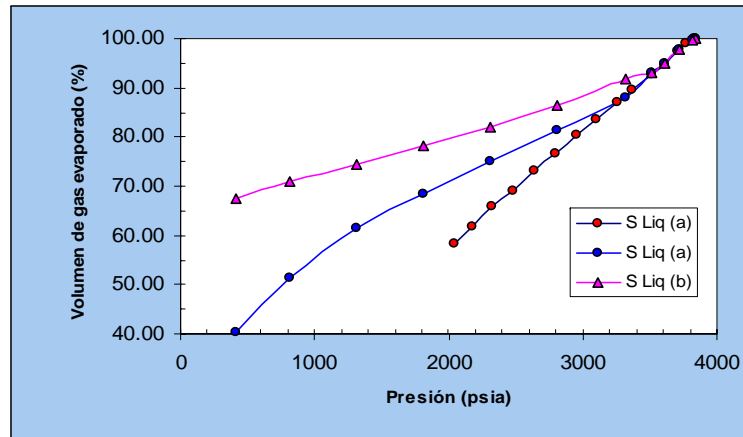
**Gráfica 34.** CVD 263° F –  
 % Acumulado de moles producidas

**CCE**

Presión	S Liq (a)
3845	100,00
3824	99,89
3768	99,07
3710	97,37
3614	94,74
3510	92,78
3366	89,50
3255	87,10
3097	83,63
2957	80,43
2790	76,59
2639	73,09
2477	69,09
2326	65,77
2175	61,88
2039	58,39

**Continuación**

**Tabla 39.** FLUIDO V – ESTUDIO PRUEBA PVT  
 Agotamiento a Volumen Constante (CCE Y CVD – 263 °F)  
 Resumen resultados experimentales



**Grafica 35.** CVD 263° F – % Volumen de gas evaporado

**CVD**

Presión	S Liq (a)	S Liq (b)
3845	100,00	100
3815	99,66	99,66
3715	97,76	97,76
3615	94,79	94,79
3515	93,00	93,00
3315	88,00	91,86
2814	81,30	86,51
2314	74,99	81,86
1814	68,49	78,10
1314	61,56	74,39
814	51,30	70,90
414	40,29	67,49

**Tabla 40. FLUIDO V – ESTUDIO PRUEBA PVT**  
**Compresibilidad – Prueba CCE – 263 °F**

Rango de presión	Compresibilidad V/V/psi *
6015 a 5515	1,5983E-05
5515 a 5015	1,7325E-05
5015 a 4715	2,1342E-05
4715 a 4415	2,1206E-05
4415 a 4115	2,1072E-05
4115 a 4015	2,9663E-05
4015 a 3917	2,4953E-05
3917 a 3844	2,4509E-05

$$* Co = \frac{\ln(Vr2/Vr1)}{(P1-P2)}$$

