

**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

**Facultad de Ciencias de la Tierra**

**ESTUDIO DE COMPARACIÓN TÉCNICA ENTRE UN  
ANÁLISIS PVT Y UNA CROMATOGRFÍA PARA  
YACIMIENTOS DE GAS SECO - DULCE**

**PROYECTO INTEGRADOR**

Previo la obtención del Título de:

**INGENIERO EN PETRÓLEO**

Presentado por:

María Graciela Loja Sánchez

Dayana Valentina Ochoa Mejía

**GUAYAQUIL - ECUADOR**

**2019**

# DEDICATORIA

A mis padres, Ivonne Mejía y Miguel Ochoa por su constante apoyo incondicional durante toda mi vida.

A mis hermanas Ivonne, Silvia y Romina, por estar conmigo en todo momento.

Dayana Ochoa

A Dios Todopoderoso, a mi Ángel de la Guarda, a mis padres Segundo Loja y María Sánchez quienes fueron el motor principal de lucha constante durante toda mi vida.

A toda mi familia, a mi tía Flor Loja y mi tía Marina Loja quienes supieron motivarme y apoyarme arduamente durante mi carrera universitaria.

María Loja

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco a la institución, a los docentes, a la Ing. Karen Loor por ser nuestra guía en este proyecto, a los amigos que hice durante la carrera por las desveladas de estudios, y principalmente agradezco a mi familia por ser mi pilar fundamental.

Dayana Ochoa

Agradezco infinitamente a Dios por su inmenso amor durante mi formación académica en mi vida.

A mi eterna alma Máter Escuela Superior Politécnica del Litoral por brindarme la mejor etapa de mi vida compartiendo momentos con mis amigos, compañeros con cada personal administrativo y de servicio, y por supuesto al capítulo estudiantil SPE ESPOL quienes fueron parte de mi formación universitaria para alcanzar cada uno de los objetivos propuestos con mucha perseverancia, constancia y amor hacia nuestra comunidad politécnica.

María Loja

## DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, me(nos) corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; (*nombre de los participantes*) y doy(damos) mi(nuestro) consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

---

María Graciela Loja  
Sánchez

---

Dayana Valentina  
Ochoa Mejía

# EVALUADORES

.....  
**M.Sc. Fernando Sagnay**

PROFESOR DE LA MATERIA

.....  
**Ing. Karen Loor**

PROFESOR TUTOR

## **RESUMEN**

En el siguiente estudio se analiza los parámetros fundamentales para el análisis de los fluidos en el yacimiento por medio de la comparación técnica entre PVT tradicional y por cromatografía a través de correlaciones analíticas para optimizar recursos económicos en los trabajos de operación dentro de los pozos petroleros. Durante el desarrollo se evalúa las propiedades del fluido analizadas mediante dos métodos a partir de una muestra representativa para el PVT tradicional y una pequeña del tamaño necesario para el método por cromatografía cuyo fin es analizar los componentes que contiene el gas en el fondo del pozo.

En el capítulo 1 se detalla la introducción hacia el estudio del proyecto, planteamiento del problema, los objetivos que se desean alcanzar junto a la metodología de estudio.

En el capítulo 2 se describe las definiciones conceptuales de la investigación en general a partir de conceptos básicos que serán utilizados para este proceso.

En el capítulo 3 se define los procesos a desarrollar mediante el muestreo de fondo dentro del yacimiento para el análisis de las tomas de fluido cuyo fin sea determinar los componentes que se obtienen en el mismo.

En el capítulo 4 se realiza la comparación técnica entre las dos metodologías expuestas y analizadas dentro del proyecto. Finalmente se concluye y recomienda tomar medidas fiables para la optimización en los recursos económicos de la evaluación de las propiedades de los fluidos de un pozo petrolero.

Palabras claves: Análisis PVT, Cromatografía, muestreo de fondo, muestra representativa, correlaciones analíticas.

## **ABSTRACT**

*The following study analyzes the fundamental parameters for the analysis of fluids in the reservoir by means of the technical comparison between traditional PVT and by chromatography through analytical correlations to optimize economic resources in the operation works within the oil wells.*

*During the development, the properties of the fluid analyzed by two methods are evaluated from a representative sample for the traditional PVT and a small one of the size necessary for the method by chromatography whose purpose is to analyze the components that the gas contains at the bottom of the well.*

*Chapter 1 details the introduction to the study of the project, approach to the problem, the objectives to be achieved along with the study methodology.*

*Chapter 2 describes the conceptual definitions of research in general based on basic concepts that will be used for this process.*

*Chapter 3 defines the processes to be developed through background sampling within the reservoir for the analysis of fluid intakes whose purpose is determine the components obtained therein.*

*In chapter 4 the technical comparison between the two methodologies exposed and analyzed within the project is carried out. Finally, it is concluded and recommended to take reliable measures for the optimization in the economic resources of the evaluation of the properties of the fluids of an oil well.*

*Keywords: PVT Analysis, Chromatography, background sampling, representative sample, analytical correlations.*

# ÍNDICE GENERAL

Capítulo 1 .....	1
1. INTRODUCCIÓN .....	1
1.1 Descripción del problema .....	2
1.2 Justificación del problema .....	2
1.3 Objetivos .....	3
1.3.1 Objetivo General.....	3
1.3.2 Objetivos específicos.....	3
1.4 Marco Teórico .....	3
1.4.1 Antecedentes .....	3
1.4.2 Hidrocarburos Ligeros .....	4
1.4.3 Yacimientos de Gas .....	5
1.4.4 Análisis PVT Tradicional.....	9
1.4.5 Toma de muestra de fluidos de Yacimientos.....	9
1.4.6 Criterios de selección del método de muestreo.....	13
1.4.7 Cálculo PVT usando Cromatografía .....	13
1.4.8 Funcionamiento de la Cromatografía de gases .....	14
1.4.9 Equipo cromatográfico.....	14
1.4.10 Propiedades del Gas .....	15
1.4.11 Comportamiento de los Gases Ideales.....	15
1.4.12 Peso Molecular Aparente de una Mezcla de Gases .....	17
1.4.13 Densidad Específica del Gas (densidad relativa) .....	17
1.4.14 Volumen Estándar .....	18
1.4.15 Volumen Específico.....	19
1.4.16 Comportamiento de los Gases Reales .....	19
1.4.17 Factor de Volumen del Gas .....	23
1.4.18 Coeficiente de Compresibilidad Isotérmico del Gas .....	23

1.4.19 Métodos para obtener la compresibilidad .....	27
1.4.20 Viscosidad del Gas .....	35
CAPÍTULO 2.....	37
2. METODOLOGÍA.....	37
2.1 Descripción General.....	37
2.2 Procedimientos para análisis estándar de PVT .....	37
2.2.1 Celda PVT .....	37
2.2.2 Expansión de composición constante (CCE) .....	38
2.2.3 Liberación diferencial ( DL) para fluidos de punto de burbuja .....	38
2.2.4 Prueba de separador de etapas múltiples (ST) .....	39
2.2.5 Viscosímetro capilar (CV).....	39
2.2.6 Cromatografía a partir de correlaciones empíricas.....	40
2.2.7 Análisis de variables adimensionales usando correlaciones .....	40
2.2.8 Factor de Compresibilidad del gas .....	42
Este parámetro fue evaluado por medio de las siguientes correlaciones debido a que el fluido a analizar es un gas en condiciones reales. ....	42
CAPÍTULO 3.....	44
3. ANÁLISIS Y RESULTADOS.....	44
CAPÍTULO 4.....	56
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	56
4.1 Conclusiones.....	56
4.2 Recomendaciones.....	57

## **ABREVIATURAS**

PVT	Presion, Volumen, Temperatura
GSC	Gas Solid Cromatography
GLC	Gas Liquid Cromatography
GC	Gas Cromathography
TCD	Thermal Conductivity Detector
FID	Flame Ionization Detector
CCE	Constant Composition Expansion
DL	Liberation Differencial
ST	Separator Test
CV	Capillary Viscometer
CVD	Constant Volumen Depletion

## SIMBOLOGÍA

$\rho_g$	Densidad del gas
$M_a$	Peso molecular aparente de la mezcla de gases en lbm/lbm-mol
$y_j$	Peso molecular del componente j de la mezcla de gas en lbm/lbm-mol
$M_j$	Fracción mol de la fase de gas del componente j en fracción.
$Y_g$	Densidad relativa del gas
$M$	Peso molecular aparente del gas, lbm/lbm-mol
$M_{aire}$	Peso molecular del aire, 28.9625 lbm/lbm-mol
$V_{sc}$	Volumen estándar, /lb-mol
$T_{sc}$	Temperatura estándar, °R
$p_{sc}$	Presión estándar, psia
$v$	Volumen específico, /lb
$\rho_g$	Densidad del gas, lb/
$z$	Factor de compresibilidad
$V_{real}$	Volúmen del gas real
$V_{ideal}$	Volúmen del gas ideal
$P_{pc}$	Presión pseudocrítica
$T_{pc}$	Temperatura pseudocrítica
$P_{pr}$	Presión pseudoreducida
$T_{pr}$	Temperatura pseudoreducida
$n$	Número de componentes
$y_i$	Facción molar de cada componente de la mezcla
$B_g$	Factor volumétrico del gas
$C_g$	Coefficiente isotérmico de compresibilidad
$R$	Constante universal de los gases ideales
$\mu$	Viscosidad del gas
$X$	Constantes Adimensionales
$Y$	Constantes Adimensionales
$K$	Constantes Adimensionales
$\mu_g$	Viscosidad del gas

$T$	Temperatura del sistema
$\rho_g$	Densidad del gas
$M_a$	Peso molecular aparente de la mezcla de gases en lbm/lbm-mol
$Y_g$	Densidad relativa del gas
$M$	Peso molecular aparente del gas, lbm/lbm-mol
$M_{aire}$	Peso molecular del aire, 28.9625 lbm/lbm-mol
$V_{sc}$	Volumen estándar, /lb-mol
$T_{sc}$	Temperatura estándar, °R
$p_{sc}$	Presión estándar, psia
$v$	Volumen específico, /lb
$\rho_g$	Densidad del gas, lb/
$z$	Factor de compresibilidad
$V_{real}$	Volúmen del gas real
$V_{ideal}$	Volúmen del gas ideal
$P_{pc}$	Presión pseudocrítica
$T_{pc}$	Temperatura pseudocrítica
$P_{pr}$	Presión pseudoreducida
$T_{pr}$	Temperatura pseudoreducida
$n$	Número de componentes
$y_i$	Facción molar de cada componente de la mezcla
$B_g$	Factor volumétrico del gas
$C_g$	Coefficiente isotérmico de compresibilidad
$R$	Constante universal de los gases ideales
$\mu$	Viscosidad del gas
$X$	Constantes Adimensionales
$Y$	Constantes Adimensionales
$K$	Constantes Adimensionales
$\mu_g$	Viscosidad del gas
$T$	Temperatura del sistema
$P_{ce}$	Presión a condiciones estándares
$T_{ce}$	Temperatura a condiciones estándares

## ÍNDICE DE FIGURAS

Ilustración 1 Cromatograma gaseoso del extracto de acetato de etilo .....	4
Ilustración 2 Diagrama de fase de los hidrocarburos.....	6
Ilustración 3 Diagrama de Fases de un Yacimiento de Gas Retrógrado .....	6
Ilustración 4 Diagrama de fases de un Yacimiento de Gas Húmedo.....	7
Ilustración 5 Diagrama de fases de un Yacimiento de Gas Seco .....	9
Ilustración 6 Muestreador de fondo de fluidos de yacimiento.....	10
Ilustración 7 Correlación de Standing y Katz para determinar el Factor Z.....	22
Ilustración 8 Comportamiento del factor de volumen del gas a condiciones de yacimientos .....	23
Ilustración 9 Factores de compresibilidad para gases naturales .....	30
Ilustración 10 Factores de compresibilidad para gases naturales a bajas presiones seudorreducidas .....	31
Ilustración 11 Factores de compresibilidad para gases naturales cerca de la presión atmosférica .....	32
Ilustración 12 Variación del Factor de Gas Z respecto a la Presión obtenido por Análisis PVT Tradicional .....	45
Ilustración 13 Variación del Factor de Gas Z con respecto a la Presión obtenido por Cromatografía.....	46
Ilustración 14 Variación de la Viscosidad del Gas respecto a la Presión obtenido por Análisis PVT Tradicional.....	49
Ilustración 15 Variación de la Viscosidad del Gas respecto a la Presión obtenido por Cromatografía.....	49
Ilustración 16 Variación del Factor Volumétrico del Gas respecto a la Presión obtenido por Análisis PVT Tradicional.....	52
Ilustración 17 Variación del Factor Volumétrico del Gas respecto a la Presión obtenido por Cromatografía .....	52
Ilustración 18 Variación de la Densidad del Fluido respecto a la Presión obtenido por Análisis PVT Tradicional.....	54
Ilustración 19 Variación de la Densidad del Fluido respecto a la Presión obtenido por Cromatografía.....	55

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Hidrocarburos obtenidos de la separación .....	5
Tabla 2 Exactitud entre los valores calculados y leídos del gráfico de Standing y Katz	28
Tabla 3 Valores de los Coeficiente Aij .....	35
Tabla 4 Valores de los Coeficiente Aij .....	43
<i>Tabla 5 Variación del Factor de Gas Z obtenido por Análisis PVT Tradicional</i> .....	44
<i>Tabla 6 Variación del Factor de Gas Z obtenido por Cromatografía</i> .....	45
<i>Tabla 7 Variación de la Viscosidad del Gas obtenido por Análisis PVT Tradicional</i> .....	47
<i>Tabla 8 Variación de la Viscosidad del Gas obtenido por Cromatografía</i> .....	48
Tabla 9 Variación del Factor Volumétrico del Gas obtenido por Análisis PVT Tradicional .....	50
Tabla 10 Variación del Factor Volumétrico del Gas obtenido por Cromatografía .....	51
Tabla 11 Variación de la Densidad del Fluido obtenido por Análisis PVT Tradicional...	53
Tabla 12 Variación de la Densidad del Fluido obtenido por Cromatografía.....	54

# Capítulo 1

## 1. INTRODUCCIÓN

El siguiente estudio se desarrolla a partir de los análisis PVT en un pozo de gas seco con el fin de conocer las propiedades del fluido a través de muestras que se realizan desde el inicio de producción del yacimiento.

Generalmente este proceso se ejecuta a temperatura del yacimiento en condiciones isotérmicas, los cambios concurrentes en el volumen y las características del hidrocarburo permiten que la predicción del comportamiento de las propiedades en los reservorios dependa de los datos adquiridos en el laboratorio como en el campo. (Rumipamba, 2001)

En particular los cambios de presión, temperatura, viscosidad, permeabilidad entre otros, son factores que contiene el fluido dentro del yacimiento el cual altera la composición del mismo, sin embargo, cuando el fluido que se obtiene del reservorio es gas, es esencial realizar un estudio a través de datos cromatográficos para definir los diversos componentes que se encuentran en la mezcla. La cromatografía es un método que consiste en la separación de los componentes de una mezcla para obtener gases más puros y que puedan ser usados posteriormente para los procesos químicos de refinación, además es una técnica que ayuda a medir la proporción de los componentes de la mezcla. (Adriana Parrales, 2012)

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos livianos en estado gaseoso que usualmente se encuentra en un medio poroso y permeable mediante las fuerzas capilares que ejercen en el yacimiento.

Los yacimientos de gas comprenden en: gas seco, gas húmedo y gas condensado. Nuestro proyecto está enfocado en analizar pozos de gas seco los cuales se caracterizan principalmente por mantenerse en estado gaseoso tanto en el subsuelo como en superficie, por efectos mecánicos estos fluidos pueden llegar a formar condensados en el separador debido a que la temperatura llega a ser menor que la temperatura cricondentermica de la mezcla. (Silva, 2007)

## **1.1 Descripción del problema**

La declinación de presión es un factor elemental que interviene en el flujo de gas ya que al depletar afecta la productividad del pozo, al tratarse de un pozo de gas seco es necesario realizar la caracterización del fluido ya sea mediante análisis PVT o por medio de cromatografía. Durante los análisis PVT surge cierto riesgo de que las tomas para las pruebas no sean útiles debido a que las muestras no se encuentren efectivamente descontaminadas, la producción se mantenga inestable o un mal muestreo. Por ello el análisis PVT se debe enfocar en los datos mayormente representativos para desarrollar una valoración exhaustiva a partir de los parámetros iniciales del reservorio ya que las muestras son obtenidas en el fondo del reservorio a presión y temperatura constante. En este estudio se analiza un pozo de gas seco dulce el cual mantiene sus propiedades en fase gaseosa a cualquier temperatura y presión, sin embargo al poseer un alto costo de operación mediante PVT es importante considerar la cromatografía como un método alternativo para obtener las características del fluido ya que resultaría útil aplicar ecuaciones numéricas mediante las correlaciones empíricas a partir de los datos de campo y de laboratorio a bajo costo obteniendo las muestras desde el cabezal del pozo. Este método cromatográfico de la mezcla se obtiene para conocer el tipo de sustancias que son extraídas desde el reservorio la cual indique el porcentaje de concentración en cuanto a metano, etano y otros compuestos como elementos pesados.

## **1.2 Justificación del problema**

La presencia de azufre en el crudo ocasiona dificultades en cuanto a corrosión, olor e inestabilidad térmica lo cual generalmente se denomina crudo ácido o agrio. El contenido de azufre puede variar de 0.1 a 0.5 %. Los compuestos agrios tienen alto contenido de azufre mayor a 0.5% mientras que el petróleo dulce contienen baja concentración de azufre menor a 0.5%. (Bastidas, 2018)

El propósito de este estudio es analizar cada uno de los parámetros de los métodos PVT tradicional cuyo proceso es realizado mediante los análisis de laboratorio de fluidos extraído de un yacimiento y cromatografía que comprende básicamente en un análisis óptimo que procure optimizar los recursos. Estos procedimientos son con el fin de determinar las propiedades que posee la muestra

extraída para desarrollar estrategias de producción en los trabajos operacionales mediante el planteamiento de evaluaciones confiables.

### **1.3 Objetivos**

#### **1.3.1 Objetivo General**

Desarrollar un estudio de comparación técnica entre análisis PVT tradicional y por cromatografía de gas a partir de correlaciones con datos obtenidos en el campo y laboratorio para determinar el costo-beneficio económico que se obtiene en la aplicación a pozos con gas seco-dulce.

#### **1.3.2 Objetivos específicos**

1. Determinar el costo económico en cuanto a correlaciones y análisis PVT en los pozos de gas seco-dulce.
2. Diseñar una metodología sujeta a un proceso económico que permita optimizar los recursos determinados durante la investigación de dichos pozos.
3. Implementar una propuesta integral mediante la comparación de valores económicos en cuanto a los estudios de PVT tradicional y por medio de correlaciones.
4. Analizar los factores externos que afecten los procesos a examinar para obtener datos confiables al final del estudio.

### **1.4 Marco Teórico**

#### **1.4.1 Antecedentes**

##### **1.4.1.1 Origen del Petróleo**

Existen varias teorías acerca de la formación del petróleo, pero la más aceptada es la teoría orgánica, en esta se dice que el petróleo se origina debido a la descomposición de los restos animales y algas microscópicas que durante muchos años han estado bajo altas presiones y temperaturas. El petróleo es una mezcla de hidrocarburos, con una estructura molecular compuesta principalmente de carbono e hidrógeno.

Así se tiene que los hidrocarburos que están compuestos de uno a cuatro átomos de carbono son gaseosos, de 5 a 20 átomos son líquidos, y los que tienen más de 20 a temperatura ambiente son sólidos.

De acuerdo con el yacimiento puede cambiar la proporción entre carbono e hidrógeno, en promedio se tiene 83-86% de carbono y 11-13% de hidrógeno; cuanto mayor sea la proporción carbono hidrógeno en el crudo aumenta la cantidad de productos pesados.

En la composición del crudo también encontramos azufre y en pequeñas proporciones también se existen átomos de nitrógeno, metales como fierro, vanadio, cromo y cobalto. (Educativa, s.f.)

#### 1.4.2 Hidrocarburos Ligeros

Al aumentar la temperatura del crudo los compuestos gaseosos se desprenden fácilmente, los líquidos empiezan a vaporizarse y se separan, es así paulatinamente se van obteniendo las diferentes fracciones.

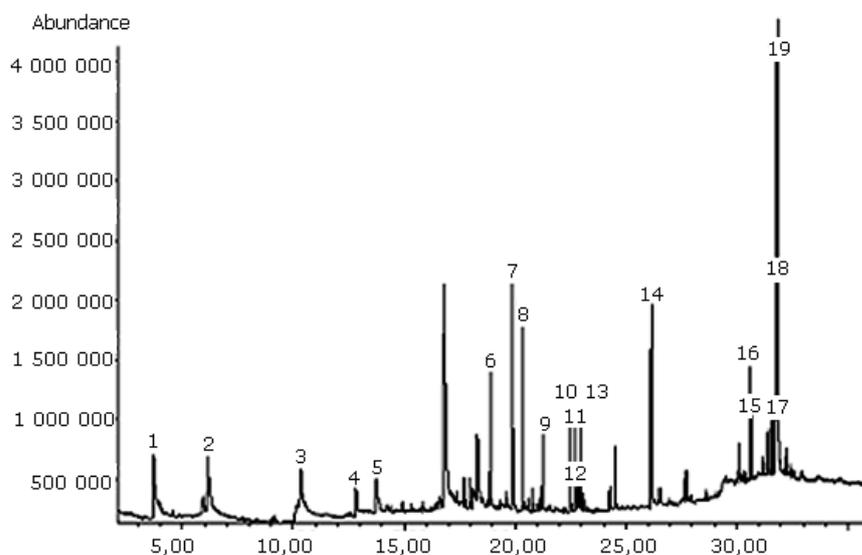


Ilustración 1 Cromatograma gaseoso del extracto de acetato de etilo

La temperatura para poder separarlos es aumentada hasta los 400 °C así los hidrocarburos vaporizados llegan a la torre de destilación; aquí al subir por los pisos estos vapores son enfriados para que se condense las distintas fracciones.

Fracción	Átomos de C por molécula
Gas incondensable	$C_1 - C_2$
Gas Licuado (LP)	$C_3 - C_4$
Gasolina	$C_5 - C_9$
Queroseno	$C_{10} - C_{14}$
Gasóleo	$C_{15} - C_{23}$
Lubricantes y parafinas	$C_{20} - C_{35}$
Combustóleo pesado	$C_{25} - C_{35}$
Asfalto	$C_{39}$

*Tabla 1 Hidrocarburos obtenidos de la separación*

A pesar de que el gas incondensable y el gas licuado son eliminados en el proceso de destilación han sido incluidos en la tabla ya que aún están presentes disueltos en el crudo que entra en la destilación primaria.

Debido a la cantidad de carbono que contiene el metano es el hidrocarburo más ligero y el que le sigue es el etano.

El etano es el principal componente del gas natural y es utilizado como combustible en las ciudades. (Educativa, s.f.)

### 1.4.3 Yacimientos de Gas

Se considera que es un Yacimiento de Gas si la temperatura de este se encuentra por encima de la temperatura crítica del sistema de hidrocarburos.

De acuerdo con el diagrama de fase pueden ser clasificados en 3 categorías:

- Gas retrógrado
- Gas húmedo
- Gas seco

(Craft & Hawkins, 1997)

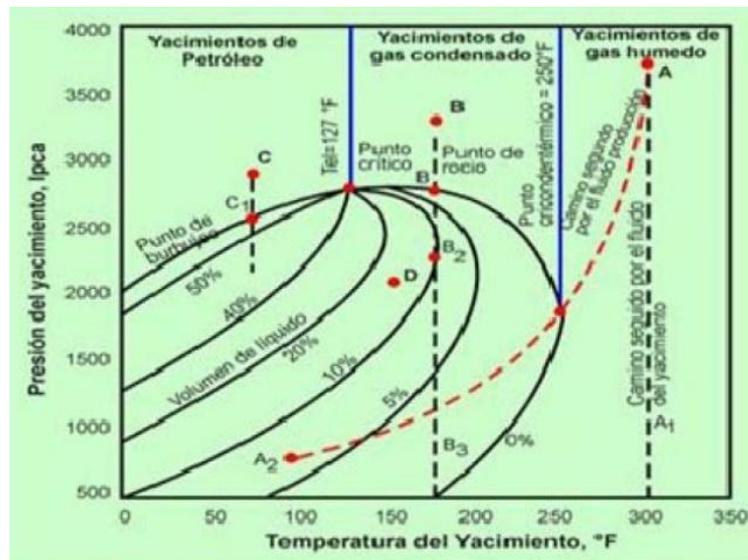


Ilustración 2 Diagrama de fase de los hidrocarburos

### 1.4.3.1 Gas Retrógado

Los yacimientos de gas retrógado son generalmente llamados yacimientos de gas y condensados, compuesto por metano, etano y otros componentes de cadena corta.

Estos yacimientos presentan las siguientes características:

- La temperatura del yacimiento está entre la temperatura crítica y la crincondentérmica.
- Al momento de descubrir el yacimiento la mezcla de hidrocarburos se encuentra en fase de saturación o gaseosa.
- Al disminuir la presión isotérmica el yacimiento presenta condensación retrógada.
- Se puede considerar líquido disuelto en gas.

(Rojas, 2003)

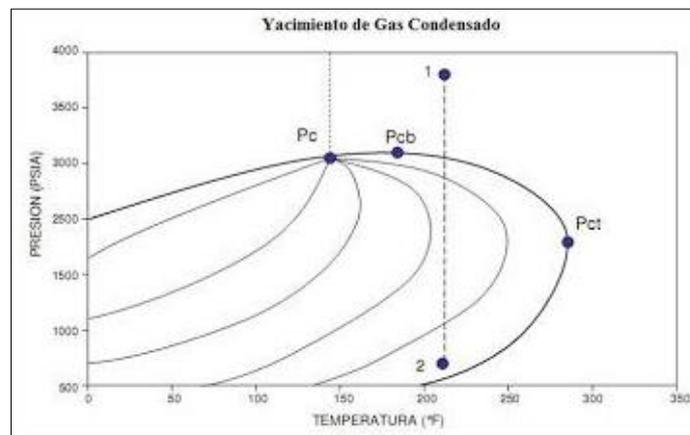


Ilustración 3 Diagrama de Fases de un Yacimiento de Gas Retrógado

### 1.4.3.2 Gas Húmedo

Inicialmente estos yacimientos son encontrados con hidrocarburos en fase gaseosa. Al depletar el yacimiento el gas remanente entra en una sola fase sin que ocurra condensación en la formación, pero debido a la disminución de presión y temperatura en la superficie una pequeña fracción del gas se condensa. (Rojas, 2003).

Los componentes que se encuentran en estos yacimientos son mas pesados que los que hay en un yacimiento de gas seco.

Estos yacimientos presentan las siguientes características:

- Los yacimientos tienen una temperatura mas alta que la cricondertérmica.
- Los hidrocarburos entran en región bifásica en superficie, y en yacimiento se encuentran en fase gaseosa.
- El líquido que se produce puede ser de color amarillento o inodoro, con gravedad °API mayor a 60°.

(Craft & Hawkins, 1997)

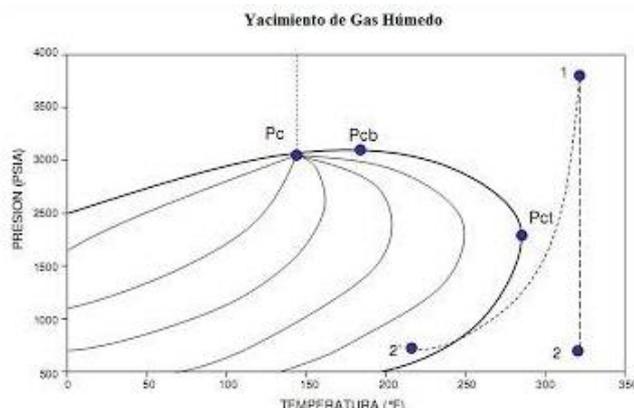


Ilustración 4 Diagrama de fases de un Yacimiento de Gas Húmedo

### 1.4.3.3 Gas Seco

A diferencia de los otros yacimientos de gas, este se mantiene en fase gaseosa tanto en yacimiento como en superficie, formado principalmente por metano y otros compuestos intermedios. La presencia de líquido es nula.

(Rojas, 2003)

El gas remanente está formado en mayor fracción por propano y otros hidrocarburos pesados e impurezas.

Debido a las características de estos yacimientos la composición de la mezcla puede ser analizada mediante la cromatografía de gases.

Las características de estos yacimientos son las siguientes:

- Los yacimientos presentan temperatura mayor la temperatura cricondentérmica.
- Al ocurrir una reducción de presión el gas no se condensa, es decir que se mantiene en fase gaseosa tanto en yacimiento como en superficie.
- Para obtener líquido se deben realizar procesos criogénicos.
- No hay condensación retrógrada.
- Más del 90% de gas es metano.

(Craft & Hawkins, 1997)

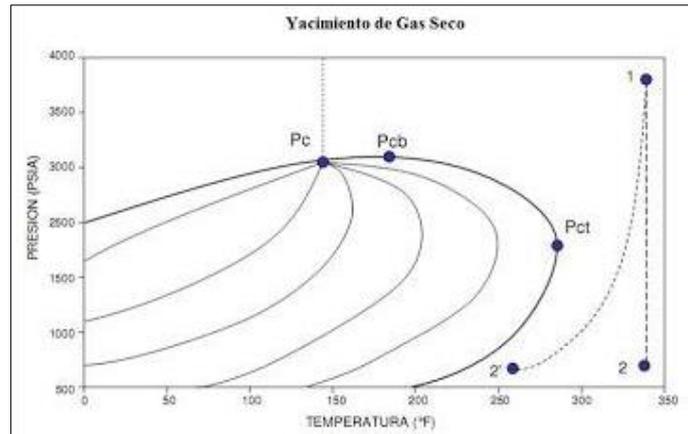


Ilustración 5 Diagrama de fases de un Yacimiento de Gas Seco

#### 1.4.4 Análisis PVT Tradicional

Los análisis PVT se realizan con el fin de conocer las propiedades de los fluidos y realizar estrategias de optimización tanto de tratamientos y transporte, producción y evitar complicaciones como escala, corrosión, entre otros. Para que los resultados obtenidos sean los mejores la muestra que se toma para realizar el estudio debe ser representativa. (Rodríguez, 2018)

#### 1.4.5 Toma de muestra de fluidos de Yacimientos

Para conocer la composición del fluido de yacimientos se realiza la toma de una prueba representativa.

Los tipos de muestras están divididos en tres grupos:

- Muestreo de fondo.
- Muestreo de superficie.
- Muestreo en la Cabeza de Pozo.

(Fluidos, 2017)

### 1.4.5.1 Muestreo de Fondo

El muestreo de fondo es realizado con el objetivo de que obtener muestras del fluido que estén en condiciones de yacimientos, es decir, en sus condiciones originales, antes del que yacimiento sea producido.

Para realizar la toma de la muestra se introduce una herramienta llamada muestreador el cual posee una cámara en el que se almacena un volumen de aproximadamente  $600\text{ cm}^3$ , la toma tendrá la presión y temperatura a la profundidad a la que se haya tomado, lo más cerca del fondo del pozo. (Fluidos, 2017)



Ilustración 6 Muestreador de fondo de fluidos de yacimiento.

#### 1.4.5.1.1 Importancia del muestreo de fondo

- Reservas de aceite y gas.
- Predicciones del comportamiento del pozo.

- Vida fluyente del pozo.
- Condiciones óptimas de separación.
- Diseño de baterías de separación y recolección.
- Diseño de plantas de tratamiento.
- Diseño de métodos de recuperación.
- Determinar presión mínima de miscibilidad.

#### **1.4.5.1.2 Ventajas del muestreo de fondo**

- Las mediciones de tasas de flujo de gas y líquido no son necesarias.
- La separación gas – petróleo no afecta el muestreo.
- Es utilizado en yacimientos subsaturados.

#### **1.4.5.1.3 Desventajas del muestreo de fondo**

- El volumen de la muestra es pequeño.
- Si la presión fluyente es menor que la presión de burbuja no se puede realizar una toma representativa.
- No puede ser realizada si la producción de agua es grande.
- Puede ocurrir atascamiento de muestreador.
- Accidentes en altas presiones.
- Se puede contaminar la muestra con otros fluidos extraños.

#### **1.4.5.2 Muestreo de Superficie**

El muestreo de superficie o de separadores es realizado cuando las condiciones mecánicas del pozo o de explotación no permite realizar el muestreo de fondo.

Se realiza la toma de muestra de gas y petróleo en los separadores, las cuales son recombinadas en el laboratorio para tener una aproximación de las propiedades del yacimiento.

Existen 3 tipos de muestreo de superficie:

- Muestra compuesta.
- Muestra corrida.
- Muestra continua.

(Fluidos, 2017)

#### **1.4.5.2.1 Ventajas del Muestreo en Superficie**

- Se realiza cuando la presión fluyente es mayor a la presión de burbuja.
- El costo y riesgo es menor que en fondo.
- Manejo fácil.
- Muestras de volumen representativo.
- No ocurre contaminación de la muestra.

#### **1.4.5.2.2 Desventajas del Muestreo de Superficie**

- Las fracciones en las que quedan recombinadas el petróleo y gas son dependientes de las mediciones de las tasas de flujo.
- Errores en las tasas de medición de flujo influye de manera directa en la determinación de la presión de burbuja.

#### **1.4.5.3 Muestreo en la Cabeza del Pozo**

Se utiliza un recolector múltiple específicamente construido para la recolección de muestras en superficies, se ejecuta la toma de muestras cuando el fluido se mantiene monofásico, es decir, cuando la presión de fondo fluyente y la temperatura son mayores a la presión de saturación del yacimiento. (Fluidos, 2017)

#### **1.4.5.3.1 Ventajas del Muestreo de cabezal**

- Es rápido y bajo costo.
- No es necesario la medición de tasas de flujo y líquido.

#### **1.4.5.3.2 Desventajas del Muestreo de Cabezal**

- No es conveniente realizarlo si hay flujo bifásico en el cabezal del pozo.
- Debido a la agitación de los fluidos se dificulta la toma de muestras.
- No se realiza si la presión del cabezal es menor a la presión de rocío.

#### **1.4.6 Criterios de selección del método de muestreo**

Para la selección del método para el muestreo se debe tener en consideración el volumen necesario para el laboratorio, la depletación del yacimiento, el tipo de fluido, las condiciones mecánicas del pozo y el tipo de equipo disponible.

Se realiza un análisis de las ventajas y desventajas de cada método, de acuerdo con las condiciones que presenta el yacimiento a ser estudiado.

#### **1.4.7 Cálculo PVT usando Cromatografía**

La cromatografía de gases es una técnica analítica para determinar la composición de una mezcla, esta técnica es significativa para las pruebas de laboratorios ya que realiza un estudio a nivel microscópico de lo que se observa en una torre de destilación y se obtienen muy buenos resultados.

Se utilizan varios gases para realizar la operación, son la fase móvil que arrastra los componentes de la mezcla; los resultados de la cromatografía serán mejor de acuerdo con el uso de gas especial y el equipo adecuado.

Generalmente el gas utilizado para ser acarreador es el helio que se encarga de transportar la muestra a través de la columna cromatográfica.

A veces es necesario aumentar el caudal que ingresa al detector por lo que se es necesario el uso de un gas auxiliar. También es necesario mezclas de calibración para la calibración de analizadores. (Day & Underwood, 1986)

#### 1.4.8 Funcionamiento de la Cromatografía de gases

La fase móvil que es prácticamente el gas acarreador es el encargado de transportar la muestra a través de la columna. Para que ocurra esto la muestra debe ser volatilizada e inyectada a la cabeza de un mechero de la columna.

Existen dos tipos de cromatografías de gases (GC):

- Cromatografía gas – sólido (GSC).
- Cromatografía gas – líquido (GLC).

(Day & Underwood, 1986)

#### 1.4.9 Equipo cromatográfico

- El gas de transporte es impulsado por un sistema de alimentación, lo que le da la energía para que recorra el circuito cromatográfico de forma permanente.
- Sistema de inyección. Por medio de este sistema se inyecta una muestra en medio de la corriente del gas de transporte, el tamaño de la muestra es de aproximadamente  $1 \text{ cm}^3$  de gas. El inyector es una pequeña cámara colocada entre las columnas de separación.
- Sistema de separación, se lleva a cabo el fraccionamiento de los componentes mediante una o varias columnas. Las columnas son diseñadas para que aprovechen las propiedades de los componentes resultantes de esta manera dar velocidad de avance a cada uno de estos en su recorrido de la columna, son prácticamente el corazón de todo cromatógrafo.

- Sistema de detección, cuando un componente de la mezcla culmina su recorrido se emite una señal. Existen varios tipos de detectores, pero los comúnmente usados son:
  - Detector de conductividad térmica (TCD)
  - Detector de ionización de llama (FID)
- Sistema de integración que contabiliza el número de señales que el detector ha generado.

(Hidrocarburos, 2013)

#### 1.4.10 Propiedades del Gas

El gas natural es una muestra de hidrocarburos compuestos principalmente por metano en una cantidad mayor al 80%; puede contener impurezas como; CO<sub>2</sub>. N<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, He y Ar.

Ventajas del gas natural:

- No se necesitan plantas de refinería para su proceso y obtener sus derivados comerciales, por lo que su proceso es económico.
- Es un combustible limpio, ya que contiene impurezas fáciles de separar.

(Rodríguez & Pilerci, 2014)

#### 1.4.11 Comportamiento de los Gases Ideales

Las moléculas de los gases no interactúan entre sí y se mueven de manera aleatoria, a condiciones estándar estos gases tienen comportamiento de gases ideales.

Al derivar la ecuación del estado se obtiene la relación existente entre la presión  $p$ , volumen  $V$  y temperatura  $T$  para una cantidad determinada de moles  $n$ .

La ecuación es conocida como Ley de los gases ideales y se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$pV = znRT \quad (1.1)$$

Donde:

$p$ = Presión absoluta, psia.

$V$ = volumen,

$T$ =Temperatura absoluta, °R

$n$ = Número de moles de gas, lb-mole

$R$ = Constante de los gases, cuya unidad de valor manejada es 10.730 psia/lb-mole °R

El número de libras mol de gas, es obtenido con la relación entre la masa de gas  $m$  y el peso molecular del gas  $M$ :

$$n = \frac{m}{M} \quad (1.2)$$

Al combinar la ecuación de la ley de los gases con la anterior, tenemos:

$$pV = \frac{m}{V} \quad (1.3)$$

Donde:

$m$ =Masa del gas, lb

$M$ =Peso molecular, lb/lb-mol

Ya que la densidad es definida como masa sobre volumen, podemos reestructurar la ecuación anterior de tal manera en que la densidad de los gases pueda ser estimada a cualquier presión y temperatura:

$$\rho_g = \frac{m}{V} = \frac{pM}{RT} \quad (1.4)$$

Donde:

$\rho_g$ =Densidad del gas, lb/cc

(Rodríguez & Pilerci, 2014)

#### 1.4.12 Peso Molecular Aparente de una Mezcla de Gases

El peso molecular aparente o promedio es el peso molecular de una mezcla de n-componentes, la cual es determinada de la siguiente manera:

$$M_a = \sum_{j=1}^{j=n_{comp}} y_j M_j \quad (1.5)$$

Donde:

$M_a$  = Peso molecular aparente de la mezcla de gases en lbm/lbm-mol

$y_j$  = Fracción mol de la fase de gas del componente j en fracción.

$M_j$  = Peso molecular del componente j de la mezcla de gas en lbm/lbm-mol

#### 1.4.13 Densidad Específica del Gas (densidad relativa)

La densidad específica del gas se define como la densidad del gas entre la densidad del aire seco, y es obtenida usando la siguiente ecuación:

$$Y_g = \frac{\rho_g}{\rho_{aire}} \quad (1.6)$$

Donde:

$\rho_g$  = Densidad de la mezcla de gases, lbm/

$\rho_{aire}$  = Densidad del aire, lbm/

El aire y el gas seco se comportan como gases ideales bajo condiciones estándar, y se puede emplear las definiciones de  $n = \frac{m}{M}$  y  $\rho = \frac{m}{V}$ , de esta manera se puede expresar la densidad relativa como:

(1.7)

Donde:

$Y_g$ =Densidad relativa del gas

$M$ =Peso molecular aparente del gas, lbm/lbm-mol

$M_{aire}$ =Peso molecular del aire, 28.9625 lbm/lbm-mol

Sólo a condiciones estándar esto es válido, sin embargo, también es usado en gases reales y sus mezclas en la industria del gas natural.

#### 1.4.14 Volumen Estándar

Se necesita medir el volumen ocupado por 1lb-mol de gas a condiciones estándar para muchos cálculos. Estas condiciones generalmente son 14.7 psia y 60 °F, por lo que el volumen estándar es definido de la siguiente manera:

$$V = \frac{m RT}{M p} \quad (1.8)$$

Al sustituir las condiciones estándar, tenemos:

$$V_{sc} = \frac{(1)RT_{sc}}{p_{sc}} = \frac{(1)(10.73)(520)}{14.7} \quad (1.9)$$

$$V_{sc} = 379.4 @c. \frac{s}{lb} - mol \quad (1.10)$$

Donde:

$V_{sc}$  = Volumen estándar, /lb-mol

$T_{sc}$  = Temperatura estándar, °R

$p_{sc}$  = Presión estándar, psia

(Rodríguez & Pilerci, 2014)

#### 1.4.15 Volumen Específico

Es definido como el volumen que ocupa una unidad de masa de gas. Para un gas ideal, se calcula con la siguiente ecuación:

$$v = \frac{V}{m} = \frac{RT}{pM_a} = \frac{1}{\rho_g} \quad (1.11)$$

Donde:

$v$  = Volumen específico, cu ft/lb

$\rho_g$  = Densidad del gas, lb/cu ft

(Rodríguez & Pilerci, 2014)

#### 1.4.16 Comportamiento de los Gases Reales

En gases que están a bajas presiones la ecuación de los gases ideales puede ser usada de manera conveniente y satisfactoria. Sin embargo, a presiones altas, la ecuación puede generar grandes márgenes de error de aproximadamente 500%, y en una presión atmosférica errores de 2-3%.

La ecuación de los gases ideales fue derivada de suposiciones como la inexistencia de fricción entre las moléculas de gases, lo cual no ocurre en el caso de los gases ideales.

Debido a esto se han desarrollado ecuaciones de estados, con el fin de tener una mejor relación entre las variables de  $p$ ,  $V$  y  $T$ , se ha inducido un factor de compresibilidad de gas, factor de desviación del gas o factor  $z$ :

$$z = \frac{V_{real}}{V_{ideal}} = \frac{V}{\frac{nRT}{p}} \quad (1.12)$$

Considerando lo antes mencionado:

$$pV = znRT \quad (1.13)$$

Así tenemos la ecuación general de los gases reales. El factor de compresibilidad  $Z$  está en función de presión, temperatura y composición del gas.

El factor  $Z$  puede ser obtenido de la siguiente forma:

- Usando una muestra de gas obtenida del yacimiento, realizando mediciones directas en el laboratorio.
- Usando correlaciones.

La correlación de Standing y Katz son las más usada para determinar el factor  $Z$ . Para el empleo de esta correlación se necesita el uso de los parámetros pseudo reducidos de presión ( $P_{pr}$ ) y temperatura ( $T_{pr}$ ), y estos están relacionados con los parámetros pseudo críticos de presión ( $P_{pc}$ ) y temperatura ( $T_{pc}$ ), así:

$$P_{pc} = \sum_{i=1}^n y_i P_{ci} \quad (1.14)$$

$$T_{pc} = \sum_{i=1}^n y_i T_{ci} \quad (1.15)$$

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \quad (1.16)$$

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \quad (1.17)$$

Donde:

n=Número de componentes

$y_i$ =Facción molar de cada componente de la mezcla

(Rodríguez & Pilerci, 2014)

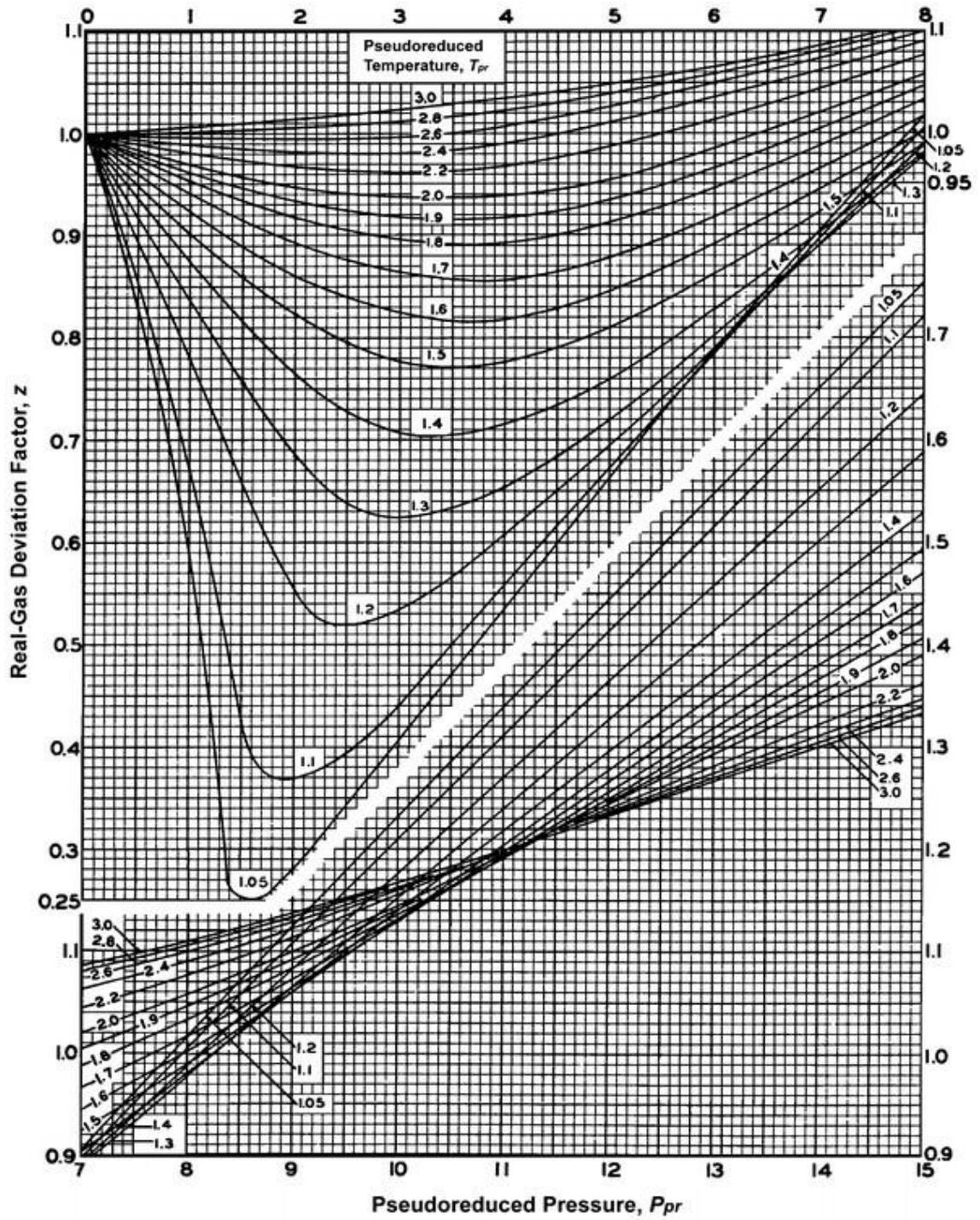


Ilustración 7 Correlación de Standing y Katz para determinar el Factor Z

#### 1.4.17 Factor de Volumen del Gas

También conocido como factor de volumen de yacimiento, es definido como el volumen de gas a condiciones de yacimiento que se necesita para producir un pie cúbico de gas a condiciones estándar. El factor de expansión de gas es el recíproco del factor de volumen.

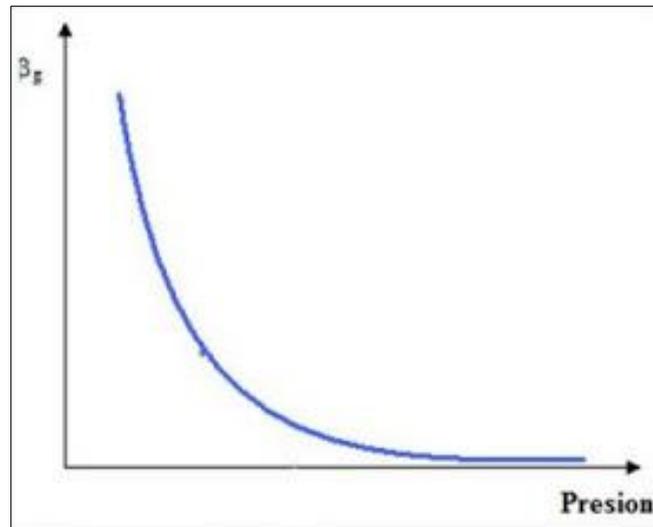


Ilustración 8 Comportamiento del factor de volumen del gas a condiciones de yacimientos

El factor de volumen se puede determinar empleando una ecuación en función del volumen ocupado por el gas a condiciones de yacimiento entre el volumen ocupado por la misma masa de gas a condiciones estándar.

$$B_g = \frac{V_{yac}}{V_{estandar}} = \frac{z_y T_y}{P_y} \frac{P_{ce}}{z_{ce} T_{ce}} \cong \frac{z_y T_y P_{ce}}{P_y T_{ce}} \quad (1.18)$$

Para  $P_{ce} = 14.65 \text{ psi}$  y  $T_{ce} = 60 \text{ F}$  (519.59 R), tenemos:

$$B_g = 0.0282 \frac{z_y T_y}{P_y} \quad (1.19)$$

#### 1.4.18 Coeficiente de Compresibilidad Isotérmico del Gas

Se conoce como compresibilidad de gas a la relación entre la variación de volumen dado  $V$ , por unidad de presión, a una temperatura constante; definido por las siguientes ecuaciones:

$$C_g \cong -\frac{1}{V} \left( \frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \quad (1.20)$$

En función del volumen molar

$$C_g \cong -\frac{1}{V_m} \left( \frac{\partial V_m}{\partial p} \right)_T \quad (1.21)$$

En función del volumen específico

$$C_g \cong -\frac{1}{v} \left( \frac{\partial v}{\partial p} \right)_T \quad (1.22)$$

Las unidades de  $C_g$  son  $(lb/)^{-1}$ .

No se debe de confundir compresibilidad del gas que es el término usado para asignar el coeficiente isotérmico de compresibilidad con el factor de compresibilidad el cual se refiere al factor "z", que es el coeficiente de compresibilidad de la ecuación del estado; estos son distintos y no equivalente.

Las ecuaciones pueden ser adaptadas para un gas ideal y un gas real.

#### 1.4.18.1 Para un gas ideal

Se combina la ecuación del estado con estas ecuaciones con el propósito de que estas sean más útiles, y así eliminar las variables de presión y volumen.

La ecuación de los gases ideales:

$$pV = nR \text{ ó } V = \frac{nRT}{p} \quad (1.23)$$

Se deriva el término  $\left(\frac{\partial V}{\partial p}\right)_T$  de la ecuación general de los gases, ya que este es el término que se quiere eliminar de la ecuación de compresibilidad del gas:

$$\left(\frac{\partial V}{\partial p}\right)_T = -\frac{nRT}{p^2} \quad (1.24)$$

De la combinación de ambas ecuaciones, se obtiene:

$$C_g = -\left(\frac{1}{V}\right)\left(-\frac{nRT}{p^2}\right) \quad (1.25)$$

Sustituyendo el volumen por el obtenido en la ecuación de los gases ideales, se tiene que la compresibilidad de un gas ideal es:

$$C_g = -\left(\frac{p}{nRT}\right)\left(-\frac{nRT}{p^2}\right) \quad (1.26)$$

$$C_g = \frac{1}{p} \quad (1.27)$$

Sin embargo, esta ecuación no describe de manera acertada el comportamiento de los gases a temperaturas y presiones que estos se encuentran en un yacimiento petrolífero.

### 1.4.18.2 Para un gas real

Esta es la ecuación del estado más empleada en la industria petrolera. Es la combinación con la ecuación de compresibilidad isotérmico y se debe considerar el factor  $z$  como variable de la ecuación.

Al derivar la ecuación respecto a la presión ( $p$ ), tenemos:

$$\left(\frac{\partial V}{\partial p}\right)_T = nRT \frac{p \left(\frac{\partial z}{\partial p}\right)_T - z}{p^2} \quad (1.28)$$

Tenemos que la ecuación de la compresibilidad es:

$$C_g \cong -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p}\right)_T \quad (1.29)$$

Al sustituir la derivada y el volumen, obtenemos:

$$C_g = \left[-\frac{p}{znRT}\right] \left[\frac{nRT}{p^2} \left\{p \left(\frac{\partial z}{\partial p}\right)_T - z\right\}\right] \quad (1.30)$$

Compresibilidad del gas real:

$$C_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{z} \left(\frac{\partial z}{\partial p}\right)_T \quad (1.31)$$

La ecuación se reduce para el caso de un gas ideal al asumir que el factor  $z$  es igual a 1 y la derivada parcial es 0:

$$C_g = \frac{1}{p} \quad (1.32)$$

(Rodríguez & Pilerci, 2014)

#### 1.4.19 Métodos para obtener la compresibilidad

##### 1.4.19.1 Método de Papay

Para el cálculo de  $z$  mediante este método se utiliza la siguiente ecuación:

$$z = 1 - \frac{3.52P_{sr}}{10^{0.9813T_{sr}}} + \frac{0.274P_{sr}^2}{10^{0.8157T_{sr}}} \quad (1.33)$$

Tomando como referencia las curvas de Standing y Katz, Tackacs determinó el error promedio, en un rango de:  $0.2 \leq P_{sr} \leq 15.0$  y  $1.2 \leq T_{sr} \leq 3.0$  obteniendo como resultado -4.873% para temperaturas y presiones pseudorreducidas. Si se corrigen  $P_{scM}$  y  $T_{scM}$  por el método de Wichert y Aziz, el método de Papay puede ser utilizado en un gas que contiene impurezas.

(S., 1996)

##### 1.4.19.2 Método de Brill, J.P. y Beggs, H.D.

Es aplicado usando la siguiente ecuación:

$$z = A + \frac{1 - A}{\exp(B)} + CP_{sr}^D \quad (1.34)$$

Donde;

$$A = 1.39(T_{sr} - 0.92)^{0.5} - 0.36T_{sr} - 0.10 \quad (1.35)$$

$$B = (0.62 - 0.23T_{sr})P_{sr} + \left[ \frac{0.066}{T_{sr} - 0.86} - 0.037 \right] P_{sr}^2 + \frac{0.32}{10^{9(T_{sr}-1)}} P_{sr}^6 \quad (1.36)$$

$$C = 0.132 - 0.32 \log T_{sr} \quad (1.37)$$

$$D = \text{antilog}(0.3106 - 0.49T_{sr}^2) \quad (1.38)$$

Para los valores de  $P_{sr}$  de 0,1, 2, 3, 4, 5, 7, 8, 9, 11 y 13 y  $T_{sr}$  de 1.2, 1.3, 1.4, 1.5, 1.7, 2.0 y 2.4, se leyeron los siguientes valores del gráfico de Standing y Katz:

	Rangos de $P_{sr}, T_{sr}$	
	$0.0 < P_{sr} < 5.0$ $1.3 < T_{sr} < 1.7$	$0.0 < P_{sr} < 13$ $1.2 < T_{sr} < 2.4$
Número de puntos	24	70
Error relativo promedio	0.19%	0.02%
Desviación estandar	0.96%	1.18%

Tabla 2 Exactitud entre los valores calculados y leídos del gráfico de Standing y Katz

Para valores de Temperatura seudorreducidas fuera del rango de 1.2 a 2.4 este método no es válido.

Se corrige  $P_{scM}$  y  $T_{scM}$  por el método de Wichert y Aziz para poder aplicar este método en gases naturales que contienen impurezas.

(S., 1996)

#### 1.4.19.3 **Correlación Gráfica de Standing, M.B. y Katz, D.L.**

Standing y Katz elaboraron una correlación gráfica mostrada en la ilustración 9, la cual desarrollaron basándose

En el Teorema de los Estados Correspondientes, la cual a partir de la presión y temperatura seudorreducidas el factor de compresibilidad del factor  $z$  de un gas natural puede ser determinado.

Los valores de compresibilidad de gases naturales a presiones seudorreducidas y presiones cercanas a la presión atmosférica se presentan en las gráficas 10 y 11.

Los factores de compresibilidad del gas pueden variar ligeramente aunque sean obtenidos de estas figuras a las mismas condiciones seudorreducidas, debido a que las ilustraciones 9, 10 y 11 fueron desarrolladas de manera independiente, basadas en un grupo de datos diferente cada una.

(S., 1996)

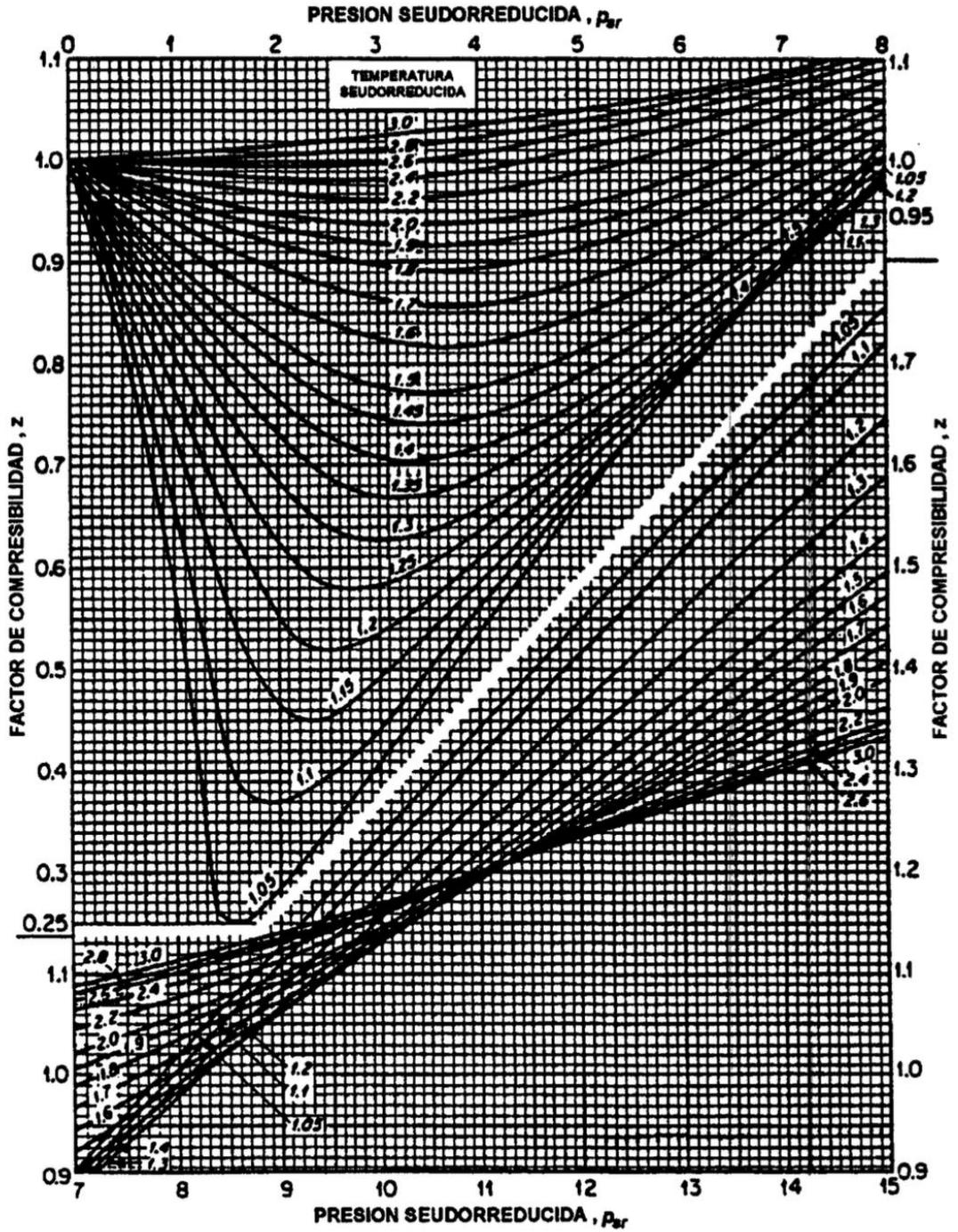


Ilustración 9 Factores de compresibilidad para gases naturales

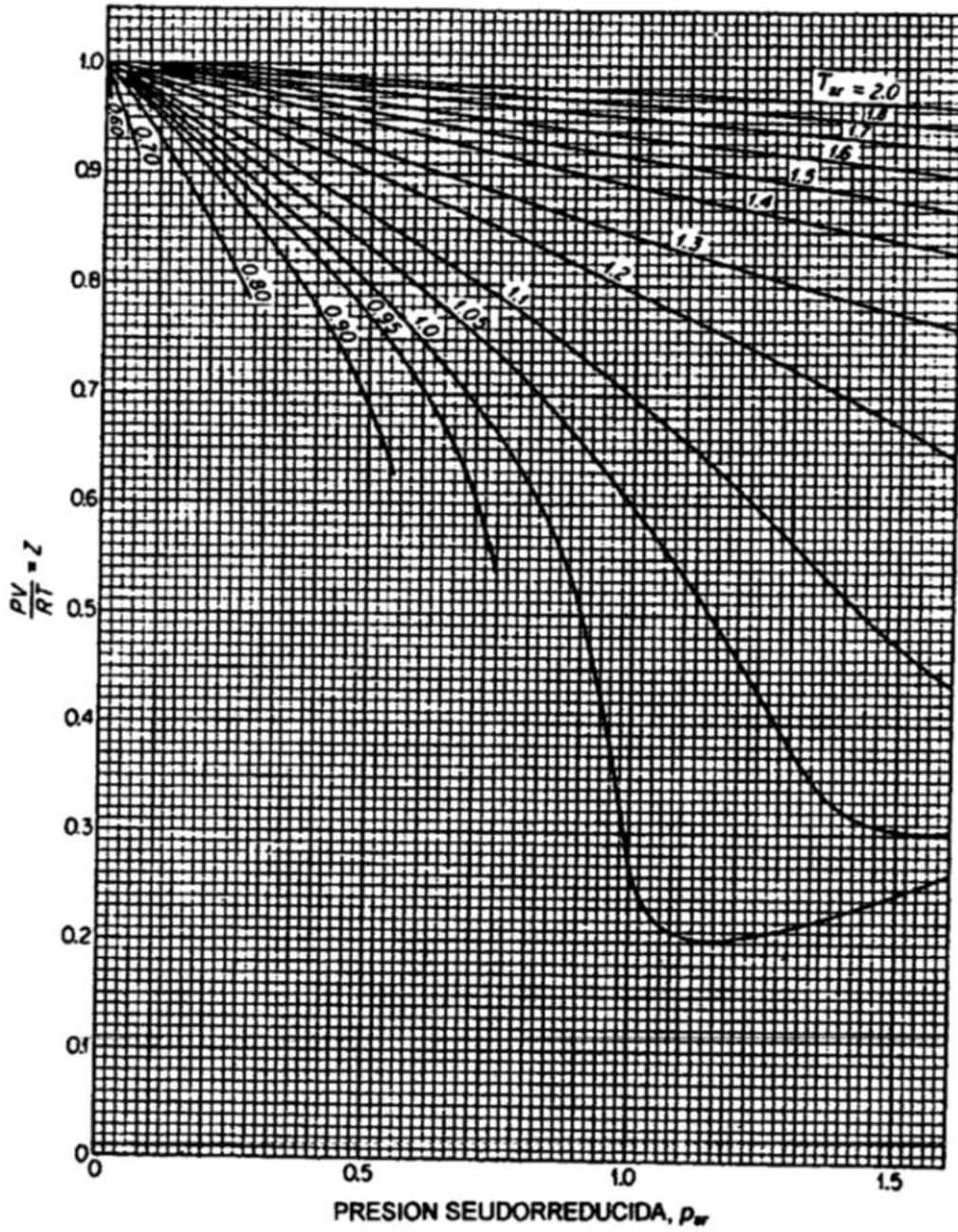


Ilustración 10 Factores de compresibilidad para gases naturales a bajas presiones seudorreducidas

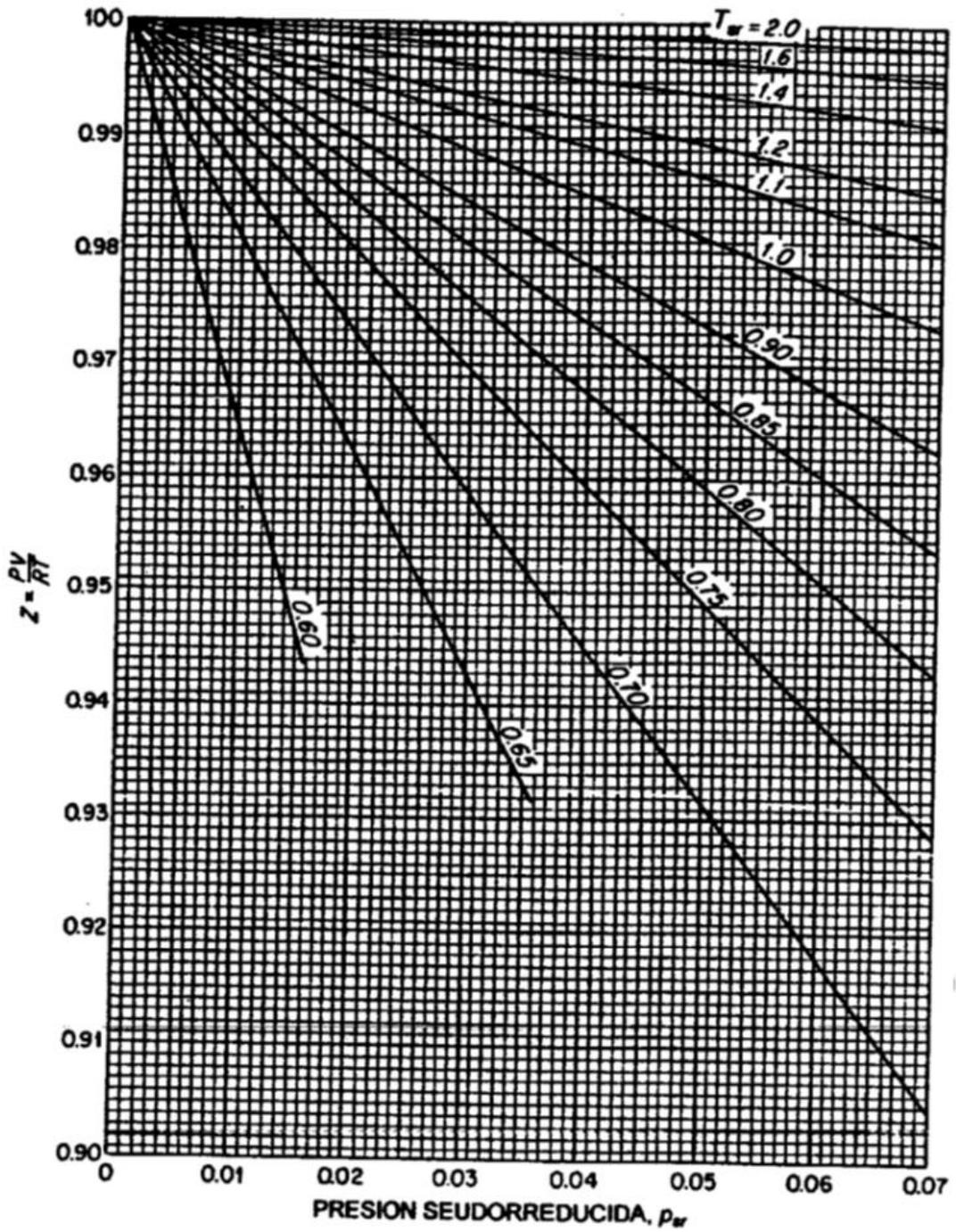


Ilustración 11 Factores de compresibilidad para gases naturales cerca de la presión atmosférica

El cálculo mediante estas gráficas es sencillo y tienen una exactitud dentro de un 3% con relación a los valores experimentales de  $z$ , es por estas dos razones que este método es bien aceptado en la industria petrolera. (S., 1996)

Este método tiene las siguientes limitaciones, es por esto por lo que si se quieren tener buenos resultados deben ser tomadas en cuenta:

1. El gas debe tener alto contenido de metano ( $C_1 > 90\%$ )
2. El gas no debe contener hidrocarburos aromáticos
3. El gas debe ser sin impurezas. Hay un error de 4% en gases con contenido de  $N_2$  al 20%.  
El porcentaje de error por presencia de  $CO_2$  es directamente proporcional a la cantidad porcentual de  $CO_2$  presente en la mezcla.
4. A presiones y temperaturas cercanas a la crítica los resultados no son buenos.
5. No es recomendable aplicarlo a presiones a mayores de 10000 lpc.

Para utilizar este método en mezclas que contienen grandes fracciones de  $CO_2$  y/o  $H_2S$  es recomendable utilizar la corrección realizada por Wichert y Aziz. La corrección consiste en calcular la presión y temperatura pseudocríticas usando las siguientes ecuaciones:

$$\varepsilon = 120[(Y_{CO_2} + Y_{H_2S})^{0.9} - (Y_{CO_2} + Y_{H_2S})^{1.6}] + 15(Y_{H_2S}^{0.5} - Y_{H_2S}^4) \quad (1.39)$$

$$T'_{scM} = \sum_{i=1}^n y_i T_{ci} - \varepsilon \quad (1.40)$$

$$P'_{scM} = \frac{(\sum_{i=1}^n y_i P_{ci}) T'_{scM}}{\sum_{i=1}^n y_i T_{ci} + Y_{H_2S}(1 - Y_{H_2S})\varepsilon} \quad (1.41)$$

Donde;

$\varepsilon$ : Factor de ajuste, °R.

$P_{ci}$ : Presión crítica del componente  $i$ , lpc.

$T_{ci}$ : Temperatura crítica del componente  $i$ , °R

$Y_{CO_2}$ : Contenido de CO<sub>2</sub>, fracción molar

$Y_{H_2S}$ : Contenido de H<sub>2</sub>S, fracción molar

$y_i$ : Componente i en la mezcla, fracción molar

$P'_{scM}$ : Presión pseudocrítica de la mezcla corregida por CO<sub>2</sub> y/o H<sub>2</sub>S, lpa.

$T'_{scM}$ : Temperatura pseudocrítica de la mezcla corregida por CO<sub>2</sub> y/o H<sub>2</sub>S, °R.

#### 1.4.19.4 Método de Sarem AM

Este método para determinar  $z$  se basa en los polinomios de Legendre de grado 0 a 5. La ecuación básica de ajuste es:

$$z = \sum_{i=0}^5 \sum_{j=0}^5 A_{ij} P_i(x) P_j(y) \quad (1.42)$$

$$X = \frac{2p_{sr} - 15}{14.8} \quad (1.43)$$

$$y = \frac{2T_{sr} - 4}{1.9} \quad (1.44)$$

Los polinomios de Legendre de grado 0-5,  $P_i$  y  $P_j$  tienen las siguientes formas:

$$P_0(a) = 0.7071068 \quad (1.45)$$

$$P_1(a) = 1.224745a \quad (1.46)$$

$$P_2(a) = 0.77905695(3a^2 - 1) \quad (1.47)$$

$$P_3(a) = 0.9354145(5a^3 - 3a) \quad (1.48)$$

$$P_4(a) = 0.265165(35a^4 - 30a^2 - 3) \quad (1.49)$$

$$P_5(a) = 0.293151(63a^5 - 70a^3 - 15a) \quad (1.50)$$

Donde  $a$  se reemplaza por “ $x$ ” y “ $y$ ” al efectuar la sumatoria de la Ec. (1.39) Z.

La tabla 2 presenta los valores de los coeficientes  $A_{ij}$ .

Valores de los coeficientes $A_{ij}$						
$i$	$j=0$	$j=1$	$j=2$	$j=3$	$j=4$	$j=5$
0	2,143	0,08318	-0,0215	-0,0009	0,00428	-0,0017
1	0,331	-0,134	0,06688	-0,0272	0,00885	-0,0022
2	0,106	-0,0504	0,00509	0,01055	-0,0073	0,0027
3	0,052	0,04431	-0,0193	0,0059	0,00154	-0,0028
4	0,02	-0,0264	0,01926	-0,0115	0,00429	-0,0081
5	0,005	0,00892	-0,0109	0,00956	-0,006	0,00312

Tabla 3 Valores de los Coeficiente  $A_{ij}$

Para los intervalos  $0.1 \leq p_{sr} \leq 14.9$  y  $1.05 \leq T_{sr} \leq 2.95$ , el error del método con respecto a los valores leídos en las curvas de Standing y Katz fue menor de 0.4%. El método de Sarem puede ser utilizado cuando el gas natural contiene impurezas corrigiendo  $p_{scM}$  y  $T_{scM}$  por el método de Wichert y Aziz.

(S., 1996)

#### 1.4.20 Viscosidad del Gas

La viscosidad es la resistencia de un fluido al esfuerzo cortante. Esto se debe a la fuerza de cohesión que existe entre las moléculas de los fluidos, lo que dificulta el desplazamiento relativo entre ellas; también se debe a la cantidad de movimiento entre las “capas” de fluido existente, que se mueven a diferentes velocidades.

Así tenemos que la ecuación de la viscosidad depende de la temperatura y la presión:

$$\mu = \mu \quad (1.51)$$

La viscosidad de un gas aumenta al aumentar la temperatura y mantener la presión constante, esto se debe a que viscosidad de los gases existen debido a la transferencia de movimiento molecular la cual aumenta con la temperatura. (Rodríguez & Pilerci, 2014)

# CAPÍTULO 2

## 2. METODOLOGÍA

### 2.1 Descripción General

El análisis PVT realizado por parte de la empresa analista en fluidos de petróleo se encuentra entre los valores de 5 mil a 25 mil dólares dependiendo de la zona de interés que se desee evaluar dentro del pozo.

Al realizar el análisis PVT tradicional del pozo de gas ESPOL 1 notamos cómo varía el factor de compresibilidad en función de la presión, densidad, viscosidad, factor volumétrico del gas y su profundidad.

Es decir, a medida que incrementa la profundidad cada variable va cambiando su característica debido a la temperatura del yacimiento por ello requerimos conocer el comportamiento de los fluidos en el yacimiento, el pozo y la superficie ante presiones, temperaturas y composiciones.

Este estudio evaluó las propiedades del fluido del reservorio a partir del muestreo de gas del fondo del pozo, se utilizó este método ya que la muestra fue tomada a 10000 pies de profundidad a condiciones originales del yacimiento con una presión de 5000 psia con 160°F.

### 2.2 Procedimientos para análisis estándar de PVT

Evaluamos el muestreo de fondo el cual se lleva cabo a partir de los siguientes procesos:

#### 2.2.1 Celda PVT

Mediante este instrumento que consiste en un cilindro de pistón el fluido es controlado por una bomba de control de temperatura y variaciones de presión. La celda PVT permite observar que todo el contenido expuesto a altas presiones y temperaturas se presurice mediante transferencia isobárica del volumen contenido que al ser variable son controlados por una bomba de desplazamiento que inyecta o elimina el fluido hidráulico transparente presente en la muestra.

### **2.2.2 Expansión de composición constante (CCE)**

Por medio de esta prueba se determinó el volumen total de la muestra obtenida del fondo del pozo en función de la presión y los factores de compresibilidad del gas. Una vez extraído el volumen de la muestra del yacimiento se procedió a calcular la densidad del fluido y de la masa inicial del fluido en la celda. Luego de este proceso, el gas se expandió isotérmicamente en su región monofásica a una baja presión, para llegar al equilibrio a esta presión del volumen total del sistema el cual se utilizó para calcular la densidad monofásica a esta presión.

Posteriormente, reducimos poco a poco la presión mientras se fue calculando el cambio total del volumen contenido alcanzando el equilibrio de la mezcla en cada punto de presión, para graficar el volumen de fase en función de la presión. La intersección de las líneas monofásicas y bifásicas el gráfico p-V y lo visual Las observaciones en la celda PVT se utilizan para definir la presión del punto de burbuja. Observación visual y extrapolación del volumen líquido. La curva para 0% de volumen de líquido se utilizan para definir la presión del punto de rocío. (Incropera, 1999)

### **2.2.3 Liberación diferencial ( DL) para fluidos de punto de burbuja**

La muestra de fluido homogeneizado a tratar se transfirió a la célula PVT para equilibrar a una presión superior a la presión de saturación (presión de burbuja o punto de rocío) y temperatura del depósito. El fluido procedió a estabilizarse en estas condiciones durante aproximadamente una hora.

El fluido monofásico comenzó a trasladarse hacia la primera condición de presión especificada del estudio de liberación diferencial hasta equilibrarse completamente.

Posteriormente, los volúmenes de vapor y líquido en equilibrio fueron medidos usando el catetómetro. Por medio del desplazamiento isobárico en un picnómetro vacío una fracción de la fase de vapor liberada se desplazó isobáricamente para la determinación de la densidad gravimétrica y el análisis de composición. Posteriormente, se obtuvo una muestra de fase de vapor, de la cual una fracción restante del vapor se desplazó isobáricamente de la celda para una prueba de DL. Para obtener el volumen de fluido saturado originalmente se realizó la prueba de

CVD en la que el volumen de la celda atraviesa hasta que el volumen de la celda final sea igual al volumen del fluido saturado de forma original.

Medimos el volumen del líquido restante en la celda PVT el mismo que fue trasladado a una presión determinada, para luego repetir el procedimiento en varias sesiones con presiones establecidas a una baja presión de abandono predeterminada.

#### **2.2.4 Prueba de separador de etapas múltiples (ST)**

La muestra de fluido homogeneizado es transferida a la celda PVT para equilibrarse por encima de la presión de saturación y temperatura. La presión y la temperatura se configuraron dentro de la primera condición de separador especificada para alcanzar el sistema equilibrado. Luego, los volúmenes fueron medidos tanto el de vapor como el de líquido en equilibrio. Una muestra medida de vapor de equilibrio es desplazado isobáricamente en un picnómetro vacío para la determinación de la densidad gravimétrica y el análisis de composición. La fase de vapor restante se desplazó isobáricamente de la célula PVT, para luego analizar isobáricamente una muestra medida del líquido en un picnómetro evacuado para densidad gravimétrica y análisis de composición mediante el procedimiento DL.

Al medir el volumen de líquido restante en la celda, las condiciones del sistema se ajustaron a la segunda etapa especificada. Procedimos nuevamente a medir los volúmenes de fase líquida y de vapor, para tomar una muestra de cada fluido para la determinación de la densidad y el análisis de composición.

Este procedimiento se repitió varias veces hasta alcanzar la última etapa de separación.

#### **2.2.5 Viscosímetro capilar (CV)**

Este instrumento es utilizado para la determinación de viscosidad, el cual posee un tubo tipo parabólico transductor de presión diferencial para controlar la caída de presión a través de la bobina capilar. La muestra del fluido atravesó en medio de una distribución de velocidades en el tubo de tipo parabólico, ocasionando que la fracción de fluido en contacto con las paredes del capilar alcance una velocidad nula y el restante del fluido se concentre en el centro del cilindro a una velocidad máxima.

Desde el medio obtenido en el caudal de fluido y la caída de presión, la viscosidad también se puede determinar utilizando la relación Hagen-Poiseuille para el flujo laminar en tubos.

### **2.2.6 Cromatografía a partir de correlaciones empíricas**

Cuando no se dispone de información experimental debido a que las muestras no son muy representativas, las propiedades físicas de los fluidos son determinados mediante correlaciones o por analogía. Este proceso es desarrollado a partir de datos obtenidos inicialmente en el campo, los cuales son (C, 1996):

#### **2.2.6.1 Propiedades de los fluidos**

- Gravedad específica del petróleo
- Gravedad específica del gas
- Razón gas producido-petróleo, R

#### **2.2.6.2 Propiedades del yacimiento**

- Presión, P
- Temperatura, T

Estas propiedades son fundamentales para desarrollo de correlaciones empíricas en

ingeniería de reservorios las cuales se determinan a partir de muestras del fluido obtenido en el reservorio, los costos operativos se encuentran a 4 mil dólares ya que el análisis se determinan con los factores potenciales mediante el uso del software Excel, donde las variables se las calculará mediante ecuaciones empíricas.

El porcentaje de error de la media de cada variable se realizó tomando como valor teórico los resultados obtenidos del análisis tradicional realizados por la empresa Estudio PVT.

### **2.2.7 Análisis de variables adimensionales usando correlaciones**

Para determinar las variables a partir de las correlaciones se calcula mediante las siguientes ecuaciones:

$$M_a = \sum_i y_i M_i \quad (2.1)$$

$$X = 3,5 + \frac{986}{T} + 0.01 \cdot M_a \quad (2.2)$$

$$Y = 2.4 - 0.2 \cdot X \quad (2.3)$$

$$K = \frac{(9.4 + 0.02 \cdot M_a) \cdot T^{1.5}}{209 + 19 \cdot M_a + T} \quad (2.4)$$

$$\rho_g = \frac{p \cdot M_a}{ZRT} \quad (2.5)$$

Estas variables fueron desarrolladas mediante la correlación de Lee, A.L., González, M.H. y Eakin, B.E., quienes midieron experimentalmente la viscosidad de 4 gases naturales con impurezas a temperatura entre 100 y 340 °F con presiones en un rango de 100 a 8000 Psi.

Por medio de estos datos experimentales se dedujo las ecuaciones:

#### 2.2.7.1 Viscosidad del gas P y T, cp

$$\mu_g = 10^{-4} \cdot k \cdot \exp\left[x\left(\frac{\rho_g}{62.4}\right)^y\right] \quad (2.6)$$

#### 2.2.7.2 Densidad del gas, grs/cc

$$\rho_g = 1.4935 \times 10^{-3} \frac{p \cdot M_a}{ZRT} \quad (2.7)$$

Peso molecular del gas (28,96γ<sub>g</sub> lbs/-mol)

## 2.2.8 Factor de Compresibilidad del gas

Este parámetro fue evaluado por medio de las siguientes correlaciones debido a que el fluido a analizar es un gas en condiciones reales.

### 2.2.8.1 Método de Sarem AM

Este método para determinar  $z$  se basa en los polinomios de Legendre de grado 0 a 5. La ecuación básica de ajuste es:

$$z = \sum_{i=0}^5 \sum_{j=0}^5 A_{ij} P_i(x) P_j(y) \quad (2.8)$$

$$x = \frac{2p_{sr} - 15}{14.8} \quad (2.9)$$

$$y = \frac{2T_{sr} - 4}{1.9} \quad (2.10)$$

Los polinomios de Legendre de grado 0-5,  $P_i$  y  $P_j$  tienen las siguientes formas:

$$P_0(a) = 0.7071068 \quad (2.11)$$

$$P_1(a) = 1.224745a \quad (2.12)$$

$$P_2(a) = 0.77905695(3a^2 - 1) \quad (2.13)$$

$$P_3(a) = 0.9354145(5a^3 - 3a) \quad (2.14)$$

$$P_4(a) = 0.265165(35a^4 - 30a^2 - 3) \quad (2.15)$$

$$P_5(a) = 0.293151(63a^5 - 70a^3 - 15a) \quad (2.16)$$

Donde  $a$  se reemplaza por "x" y "y" al efectuar la sumatoria de la Ec. (1.39) Z.

La tabla 2 presenta los valores de los coeficientes  $A_{ij}$ .

Valores de los coeficientes Aij						
i	j=0	j=1	j=2	j=3	j=4	j=5
0	2,143	0,08318	-0,0215	-0,0009	0,00428	-0,0017
1	0,331	-0,134	0,06688	-0,0272	0,00885	-0,0022
2	0,106	-0,0504	0,00509	0,01055	-0,0073	0,0027
3	0,052	0,04431	-0,0193	0,0059	0,00154	-0,0028
4	0,02	-0,0264	0,01926	-0,0115	0,00429	-0,0081
5	0,005	0,00892	-0,0109	0,00956	-0,006	0,00312

Tabla 4 Valores de los Coeficiente Aij

Para los intervalos  $0.1 \leq p_{sr} \leq 14.9$  y  $1.05 \leq T_{sr} \leq 2.95$ , el error del método con respecto a los valores leídos en las curvas de Standing y Katz fue menor de 0.4%. El método de Sarem puede ser utilizado cuando el gas natural contiene impurezas corrigiendo  $p_{scM}$  y  $T_{scM}$  por el método de Wichert y Aziz. (S., 1996)

# CAPÍTULO 3

## 3. ANÁLISIS Y RESULTADOS

### 3.1. Factor de Gas Z

Tanto la tabla 5 y 6 indican la variación de Factor de Gas Z respecto a la presión. Se registró una diferencia entre los factores de gas Z de ambas tablas de un máximo de 0,005.

El porcentaje de error del Factor de Gas Z es de 0,4%.

Presión (P)	Factor de Gas Z
psia	
7015	1,163
6015	1,08
5212	1,025
4815	0,999
4775	0,998
4515	0,984
4009	0,959
3007	0,926
2215	0,903
2000	0,899

*Tabla 5 Variación del Factor de Gas Z obtenido por Análisis PVT Tradicional*

*Elaborado por: Empresa Estudio PVT*

Presión (P)	Factor de Gas Z
psia	
7015	1,098
6015	1,045
5212	1,013
4815	0,999
4775	0,998
4515	0,990
4009	0,977
3007	0,957
2215	0,945
2000	0,941

Tabla 6 Variación del Factor de Gas Z obtenido por Cromatografía

Elaborado por: María Loja y Dayana Ochoa

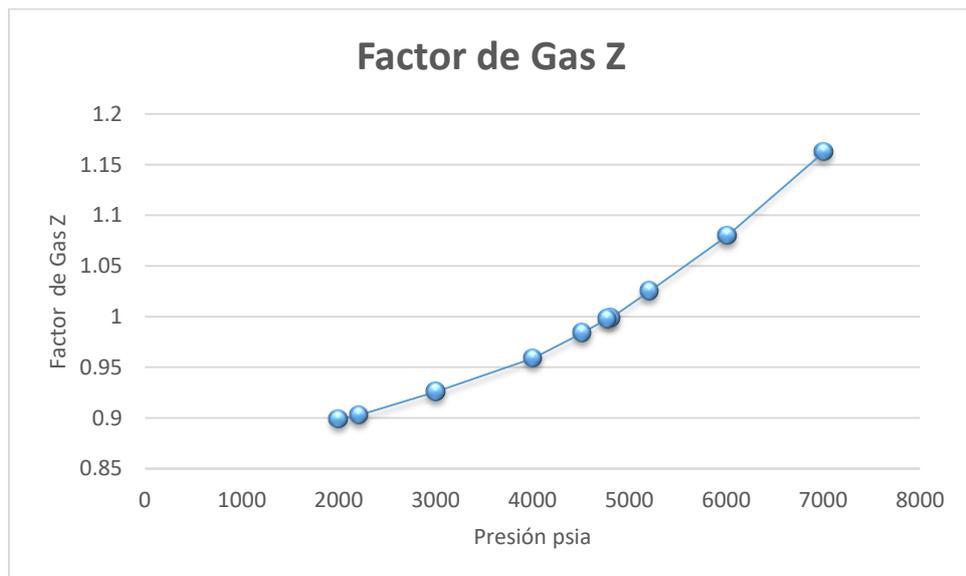
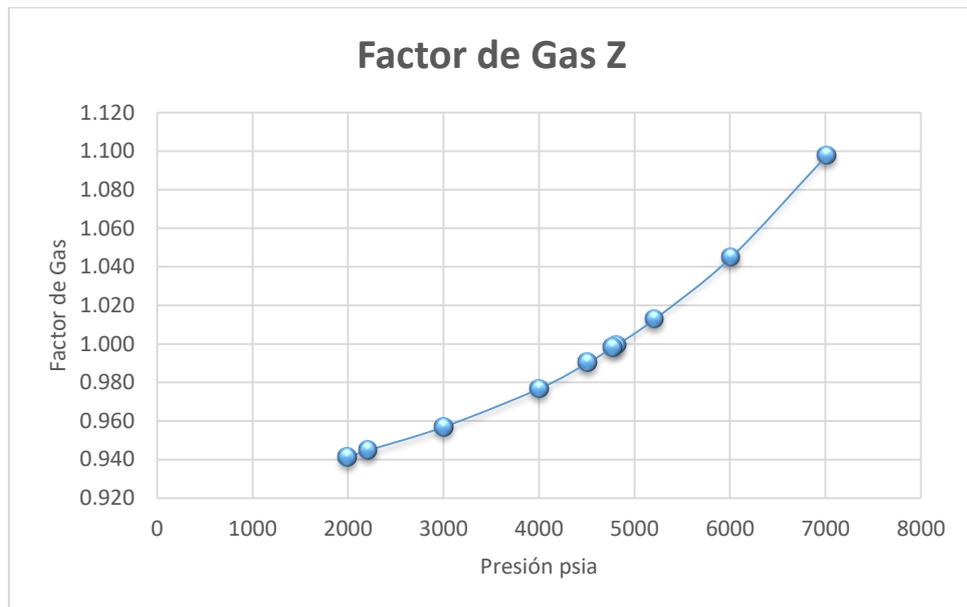


Ilustración 12 Variación del Factor de Gas Z respecto a la Presión obtenido por Análisis PVT Tradicional

Elaborado por: Empresa Estudio PVT



*Ilustración 13 Variación del Factor de Gas Z con respecto a la Presión obtenido por Cromatografía*

**Elaborado por:** María Loja y Dayana Ochoa

### 3.2. Viscosidad del Gas ( $\mu\text{g}$ ) cP

La tabla 7 y 8 son los resultados de las variaciones de la viscosidad del gas tanto en el análisis PVT tradicional como en la Cromatografía, correspondientemente.

Los resultados obtenidos que se muestran en ambas tablas y las curvas de las ilustraciones 5 y 6 son exactamente los mismos por lo que el porcentaje de error es de 0%.

<b>Presión (P) psia</b>	<b>Viscosidad del Gas (<math>\mu\text{g}</math>) cP</b>
<b>7015</b>	0,03
<b>6015</b>	0,03
<b>5212</b>	0,02
<b>4815</b>	0,02
<b>4775</b>	0,02
<b>4515</b>	0,02
<b>4009</b>	0,02
<b>3007</b>	0,02
<b>2215</b>	0,02
<b>2000</b>	0,02

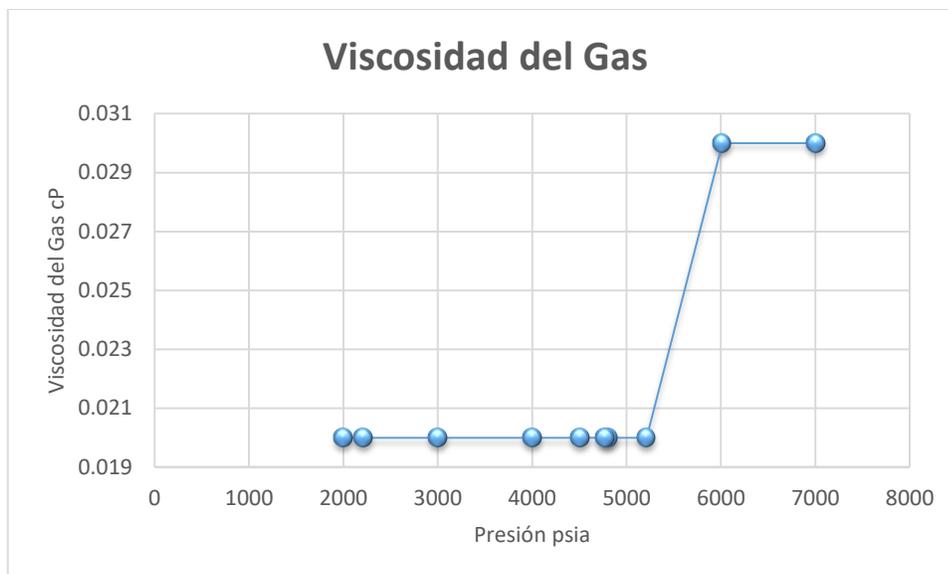
*Tabla 7 Variación de la Viscosidad del Gas obtenido por Análisis PVT Tradicional*

*Elaborado por: Empresa Estudio PVT*

<b>Presión (P)</b>	<b>Viscosidad del Gas (<math>\mu</math>g)</b>
psia	cp
7015	0,03
6015	0,03
5212	0,02
4815	0,02
4775	0,02
4515	0,02
4009	0,02
3007	0,02
2215	0,02
2000	0,02

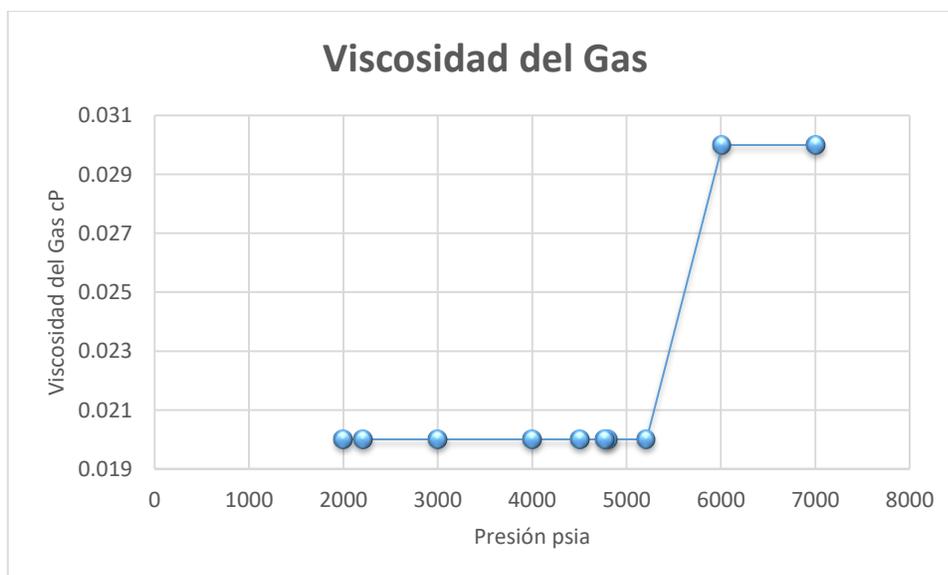
*Tabla 8 Variación de la Viscosidad del Gas obtenido por Cromatografía*

*Elaborado por: María Loja y Dayana Ochoa*



*Ilustración 14 Variación de la Viscosidad del Gas respecto a la Presión obtenido por Análisis PVT Tradicional*

**Elaborado por:** Empresa Estudio PVT



*Ilustración 15 Variación de la Viscosidad del Gas respecto a la Presión obtenido por Cromatografía*

**Elaborado por:** María Loja y Dayana Ochoa

### 3.3. Factor Volumétrico del Gas Bg

Las tablas 9 y 10 contienen los resultados de la variación del factor volumétrico realizado por cada uno de los métodos ya mencionados durante el proyecto.

Al calcular el Factor volumétrico por cromatografía a una presión menor a 4775 psia se tuvieron variaciones de hasta 0,009 PC/PCN respecto a los valores obtenidos en el análisis PVT Tradicional, por lo que el error de la media fue de 6% el cual está en el rango permisible.

<b>Presión (P)</b>	<b>Factor Volumétrico (Bg)</b>
psia	m3/m3
7015	0,00275
6015	0,00297
5212	0,00326
4815	0,00344
4775	0,00346
4515	0,00361
4009	0,00396
3007	0,0051
2215	0,00675
2000	0,00745

*Tabla 9 Variación del Factor Volumétrico del Gas obtenido por Análisis PVT Tradicional*

*Elaborado por: Empresa Estudio PVT*

<b>Presión (P)</b>	<b>Factor Volumétrico (Bg)</b>
psia	m3/m3
7015	0,00274
6015	0,00304
5212	0,00340
4815	0,00364
4775	0,00366
4515	0,00384
4009	0,00427
3007	0,00557
2215	0,00747
2000	0,00824

*Tabla 10 Variación del Factor Volumétrico del Gas obtenido por Cromatografía*

*Elaborado por: María Loja y Dayana Ochoa*

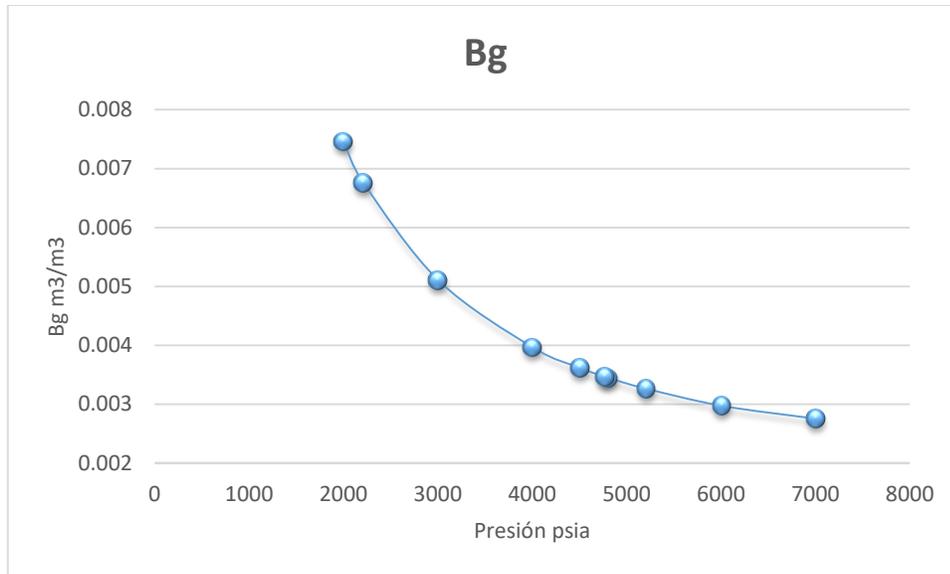


Ilustración 16 Variación del Factor Volumétrico del Gas respecto a la Presión obtenido por Análisis PVT Tradicional

Elaborado por: Empresa Estudio PVT

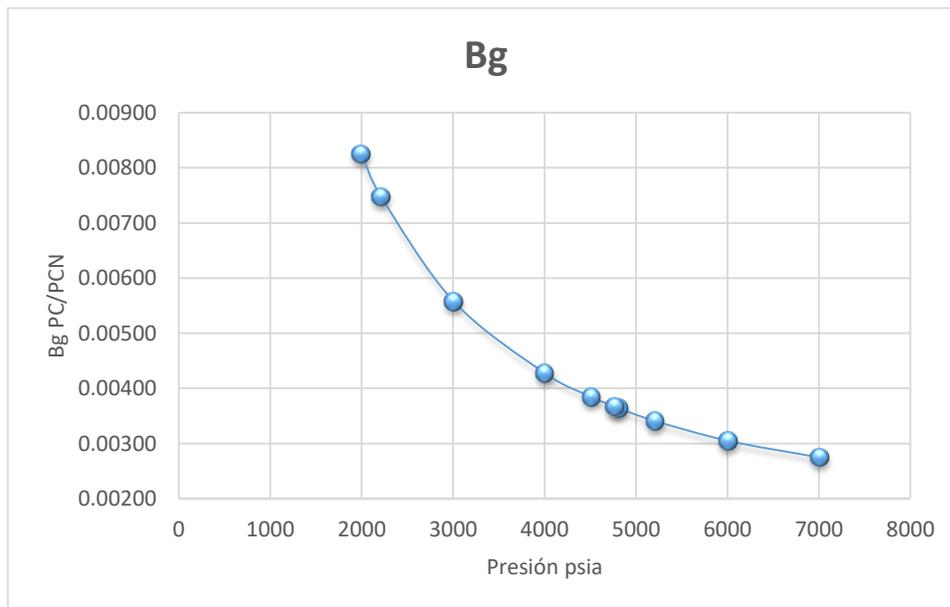


Ilustración 17 Variación del Factor Volumétrico del Gas respecto a la Presión obtenido por Cromatografía

Elaborado por: María Loja y Dayana Ochoa

### 3.4. Densidad del Fluido $\rho_g$

Se presentan en las Tablas 11 y 12

z la variación de la densidad del fluido ( $\rho_g$ ) tanto los resultados obtenidos en el análisis PVT Tradicional como en la Cromatografía.

La máxima diferencia entre los valores es de 0,012 g/cc, sin embargo, el error calculado de la media es de 0%.

Presión (P)	Densidad del Fluido ( $\rho_g$ )
psia	g/cc
7015	0,234
6015	0,216
5212	0,198
4815	0,187
4775	0,186
4515	0,178
4009	0,162
3007	0,126
2215	0,095
2000	0,086

Tabla 11 Variación de la Densidad del Fluido obtenido por Análisis PVT Tradicional

Elaborado por: Empresa Estudio PVT

Presión (P)	Densidad del Fluido ( $\rho_g$ )
psia	g/cc
7015	0,248
6015	0,224
5212	0,200
4815	0,187
4775	0,186
4515	0,177
4009	0,159
3007	0,122
2215	0,091
2000	0,083

Tabla 12 Variación de la Densidad del Fluido obtenido por Cromatografía

Elaborado por: María Loja y Dayana Ochoa

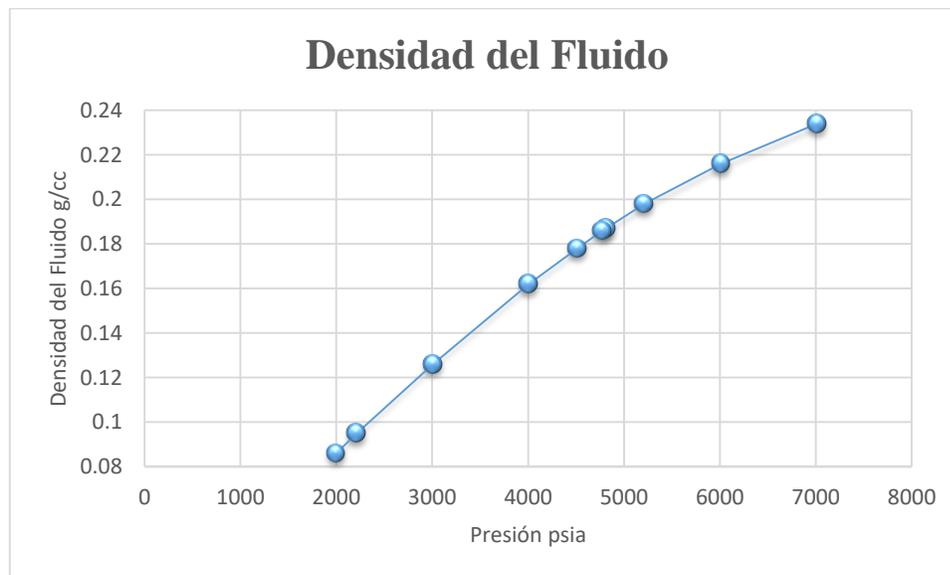
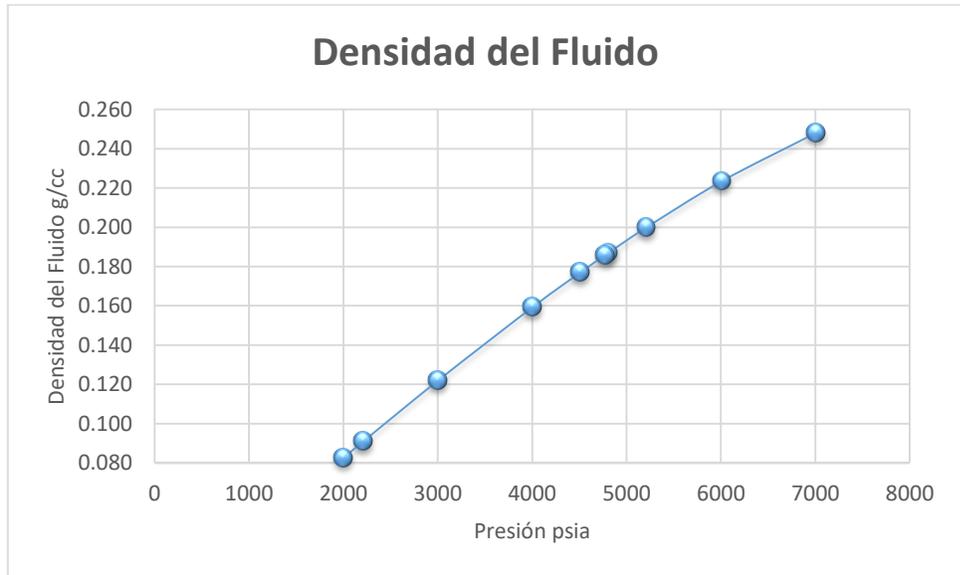


Ilustración 18 Variación de la Densidad del Fluido respecto a la Presión obtenido por Análisis PVT Tradicional

Elaborado por: Empresa Estudio PVT



*Ilustración 19 Variación de la Densidad del Fluido respecto a la Presión obtenido por Cromatografía*

**Elaborado por:** María Loja y Dayana Ochoa

# CAPÍTULO 4

## 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 4.1 Conclusiones

- La obtención de las propiedades del gas usando cromatografía es recomendable ya que se obtuvo en sus variables un error mínimo en la mayoría de los casos menor al 1% lo que indica que el método es confiable.
- La aplicación de cromatografía en pozos de gas seco dulce es altamente rentable debido a que los resultados tienen un alto grado de similitud que los obtenidos con el uso del PVT Tradicional, lo que resulta en una optimización en los recursos económicos de la evaluación de las propiedades de los fluidos.
- En el análisis cromatográfico resulta rentable ya que se lo realiza tomando una muestra en el cabezal del pozo lo que permite continuar con la producción evitando el cierre y la pérdida económica, a diferencia del análisis PVT Tradicional cuya aplicación es cerrar el pozo en promedio 5 días, reduciendo la producción del campo.
- En la cromatografía el tiempo invertido es mínimo, por lo que se obtienen los resultados en corto plazo a partir de datos de campo como gravedad específica del gas, temperatura y presión del yacimiento, y temperaturas y presiones críticas de los gases que componen la mezcla.
- Al calcular el factor de gas  $z$ , se revisó de manera cautelosa las limitaciones que podían tener algunos métodos empleados para su cálculo, es por esto que el método usado es el de Sarem debido a que se ajusta a las características del fluido que se está analizando.
- La aplicación de la cromatografía tiene un valor económico de 4 mil dólares versus a 25 mil dólares que es el valor de PVT tradicional, lo que resulta en un ahorro de 21 mil dólares por pozo analizado.
- Durante el estudio tuvimos un error considerablemente alto en cuanto al cálculo del factor volumétrico, cuyo inconveniente fue detectado en el

- análisis exhaustivo de cada una de las unidades que estábamos analizando.

## **4.2 Recomendaciones**

- La cromatografía también puede ser usada como método de confirmación de que los resultados obtenidos en el PVT Tradicional están correctos ya que puede ocurrir casos en que la muestras para el análisis tradicional pudiese estar contaminada.
- El pozo por analizar debe ser un pozo de gas seco dulce, ya que las condiciones de este gas no cambian en ningún momento y no contiene impurezas.
- Usar correlaciones que no tengan limitaciones para las altas presiones que son manejadas en los pozos de gas seco dulce.
- Para el cálculo del factor de gas  $z$  se debe tener cuidado al seleccionar el método de correlación, ya que en muchos se muestran limitaciones con las presiones pseudo reducidas.
- Realizar el cálculo de las variables con más de un método para validar los datos que se han obtenido.
- Verificar que se está trabajando con las unidades correctas.

# Referencias

- Rumipamba, J. Z. (2001). *Cálculo de los parámetros de Ingeniería en Yacimientos mediante el análisis de presión, volumen y temperatura: Manual de recalibración y aplicación de los equipos de la celda PVT del laboratorio de petróleos de la FICT ESPOL*. Obtenido de <http://www.dspace.espol.edu.ec/xmlui/bitstream/handle/123456789/3359/5881.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Adriana Parrales, M. R. (2012). *Cromatografía del Gas Natural*. Obtenido de <https://www.dspace.espol.edu.ec/retrieve/91597/D-68860.pdf>
- Bastidas, M. (Septiembre de 2018). *Caracterización físico-química del crudo oriente en la refinería estatal de Esmeraldas*. Obtenido de <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/19723/1/CD-9123.pdf>
- Silva, A. D. (Noviembre de 2007). *La Comunidad Petrolera*. Obtenido de <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2007/11/clasificacin-de-los-yacimientos-de-gas.html>
- Incropera, F. (1999). *Fundamentos de Transferencia de Calor*. Mexico: Prentice Hall. *Biblioteca digital*. (s.f.). Obtenido de [http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen1/ciencia2/39/html/sec\\_11.html](http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen1/ciencia2/39/html/sec_11.html)
- Educativa, I. L. (s.f.). *Biblioteca digital*. Obtenido de El origen y composición del petróleo: [http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen1/ciencia2/39/html/sec\\_11.html](http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen1/ciencia2/39/html/sec_11.html)
- Rojas, G. (2003). *Ingeniería de Yacimiento de Gas Condensado*. Puerto La Cruz.
- Rodriguez, C. J. (Enero de 2018). *Scribd*. Obtenido de <https://es.scribd.com/document/369597003/Analisis-PVT>
- Craft, B., & Hawkins, M. (1997). *Ingeniería Aplicada de Yacimiento Petrolíferos*. Madrid: Edición Tecnos.

Day, R., & Underwood, A. (1986). *Quantitative Analysis*.

Rodríguez, L. F., & Pilerci, V. M. (2014). *Propiedades de los Fluidos del Yacimiento*.

Hidrocarburos, C. d. (Marzo de 2013). *Ingeniería de Petróleo*. Obtenido de Petroblogger:

<http://www.ingenieriadepetroleo.com/cromatografia-de-hidrocarburos/>

Fluidos, M. d. (31 de Agosto de 2017). *Scribd*. Obtenido de

<https://es.scribd.com/document/357655577/Muestras-de-fluidos>

C, B. (1996). *Instituto de Investigaciones Petroleras*. Venezuela: Edición Preliminar.

