

**ANÁLISIS INTEGRADO DE FLUIDOS PARA EL CAMPO COLORADO**

**JORGE LUIS HERRERA OSPINO  
JUAN CARLOS PATIÑO PABÓN**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA  
BUCARAMANGA  
2009**

**ANÁLISIS INTEGRADO DE FLUIDOS PARA EL CAMPO COLORADO**

**JORGE LUIS HERRERA OSPINO  
JUAN CARLOS PATIÑO PABÓN**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de  
Ingenieros Químicos**

**Director 1**

**Ph.D. MARIO ALVAREZ CIFUENTES  
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**

**Director 2**

**Ing. RUBEN HERNÁN CASTRO GARCÍA  
INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA  
BUCARAMANGA  
2009**

Nota de aceptación:

---

---

---

---

---

---

---

Firma del presidente del jurado

---

Firma del jurado

---

Firma del jurado

Bucaramanga, Mayo del 2009

## DEDICATORIA

*A mi abuelito Jorge Iván "Papa Toye", pues su ejemplo ha sido la luz que ha guiado mi vida, sus consejos y sacrificios han impulsado en mí, los deseos de alcanzar nobles propósitos, te amo papi.*

*A mi madre, Miriam, por ser siempre un ejemplo de tenacidad y fuerza, y enseñarme que nunca se debe decaer por mas grande que sea el obstáculo, tus sacrificios han sido el motor de mis logros.*

*A mi abuela Esther por sus oraciones, por criarme y quererme, sin ti simplemente no sería quien soy.*

*A mi hermano Luis Enrique, a quien amo profundamente y dedico este proyecto, pues su respeto y confianza me obligan moralmente a ser su ejemplo.*

*A mi Maye, quien siempre ha confiado en mis capacidades y con su cariño y comprensión me hace sentir capaz de todo, gracias mi amor.*

*A mi compañero y amigo Juan Carlos Patiño, por brindarme su confianza y permitirme iniciar junto con él, este camino de conocimiento, tu dedicación y constancia hacen de ti un profesional valioso y una mejor persona.*

*A mis compañeros de apartamento Jorge "El negro", Junior, Yuranis, y Rommel, por los momentos compartidos y las anécdotas vividas, las cuales han dejado un recuerdo perenne en mi memoria, más que mis amigos son mis hermanos.*

*A mis compañeros de universidad Fernando, Juan Carlos, Tulio Andrés, Camilo, Rhay, Fabian, Felipe, Mayra, Rafael, Diego "El Pato", Wilmer, Memo; los momentos que he compartido con ustedes tanto en la academia como en la amistad los guardare en mi corazón como el más preciado de los tesoros.*

*A los que no están conmigo, en especial a mi papá Luis Enrique y a mi abuelita Genina, quienes junto a Dios bendicen las metas que he alcanzado, estoy seguro que comparten la alegría de este momento.*

**Jorge Luis**

## DEDICATORIA

*A Dios, por darme la vida, por estar junto a mí en los momentos difíciles y por darme la oportunidad de tener una familia de la cual me siento muy orgulloso.*

*A mis padres Teresa y Daniel por las enseñanzas impartidas con el propósito de hacer de mí una mejor persona, por la confianza depositada en mí y por el sacrificio realizado para hacer posible este sueño. Espero que este sea el comienzo de muchas alegrías que quiero regalarles.*

*A mis hermanos Martha, William y Freddy, por su valiosa compañía y las experiencias compartidas; este logro es tan mío como de ustedes.*

*A mi compañero y amigo Jorge Luis Herrera “el cara”, por su amistad, el apoyo, la constancia y la dedicación impartida en este proyecto y en nuestras actividades de la vida universitaria.*

*A mis amigos de la Universidad, especialmente a Catherine, Mayra, Yedxenía, Oscar Mauricio, Tulio Andrés, Fernando, Juan Carlos, Diego Muñoz y Jorge “El grone” Manrique, con los que pasé gratos momentos y me acompañaron en la “lucha” para alcanzar esta meta.  
Amigos para siempre.*

**Juan Carlos Patiño Pabón**

### **Los autores expresan sus agradecimientos**

A la Escuela de Ingeniería Química de la Universidad Industrial de Santander y a su cuerpo de profesores por nuestra formación profesional.

Al Grupo de Investigación en Campos Maduros Convenio UIS-ICP, por su apoyo en el desarrollo de nuestro proyecto, por el conocimiento, las vivencias y lecciones aprendidas que de hoy en adelante marcarán nuestro camino como profesionales.

Al Ingeniero Ruben Hernán Castro García por sus enseñanzas y el interés especial que mostró en este proyecto, sin su guía hubiese sido imposible lograrlo.

Al Ph.D. Mario Álvarez Cifuentes por las enseñanzas impartidas en la cátedra de la termodinámica y la disposición de corregir nuestro trabajo.

Al MSc. Wilson Cañas Marín por compartir su conocimiento y experticia en las ecuaciones de estado y los hidrocarburos sin ninguna otra pretensión que el vernos lograr un buen producto.

A los profesionales del Laboratorio de Análisis PVT de Fluidos de Yacimiento del Instituto Colombiano del Petróleo, en especial al MSc. Hernando Bottia y a la Ingeniera Libia Sandoval por su asesoría desinteresada para finalizar con éxito este proyecto.

Al Campo Escuela Colorado y su grupo de profesionales por el suministro de la información utilizada en este proyecto.

## CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	1
1. MARCO TEÓRICO	2
2. METODOLOGÍA	7
2.1 ESCOGENCIA DE LAS ECUACIONES DE ESTADO	8
2.2 EVALUACIÓN DE LA CALIDAD Y REPRESENTATIVIDAD DE LOS PVT'S	8
2.3 AJUSTE DE ECUACIONES DE ESTADO CUBICAS	9
2.4 DETERMINACIÓN DEL GRADIENTE COMPOSICIONAL ISOTÉRMICO	10
2.5 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN DE CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS	11
3. RESULTADOS Y ANÁLISIS	12
3.1 ESCOGENCIA DE LA ECUACIÓN DE ESTADO	12

3.2 ANÁLISIS DE CALIDAD Y REPRESENTATIVIDAD	12
3.3 AJUSTE DE ECUACIÓN DE ESTADO Y ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	14
3.3.1 Análisis de calidad para el <i>Splitting</i> y caracterización de la fracción pesada	14
3.3.2 Análisis de sensibilidad de las correlaciones utilizadas.	16
3.3.3 Determinación de las variables de ajuste más relevantes y comparación predictiva de las ecuaciones de PR y SRK tres parámetros	17
3.3.4 Análisis de sensibilidad en el <i>Lumping</i>	18
3.3.5 Análisis de sensibilidad para el mejor ajuste obtenido	20
3.3.6 Análisis complementarios	23
3.4 DETERMINACIÓN DEL CONTACTO TEÓRICO GAS ACEITE	26
3.5 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN RECOPIADA PARA LA CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS	27
3.5.1 Gravedades API	28
3.5.2 Cromatografía del gas	28

3.5.3 Cromatografías del crudo residual	29
3.5.4 Reología del crudo	29
4. CONCLUSIONES	31
5. RECOMENDACIONES	32
BIBLIOGRAFÍA	33
ANEXOS	36

## LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Etapas para la evaluación de la calidad y representatividad de los PVT's.	8
Tabla 2. Etapas necesarias para el ajuste de EOS cúbicas.	9
Tabla 3. Requerimientos para determinar el gradiente composicional isotérmico y el GOC mediante VIP PVT-DESKTOP.	10
Tabla 4. Actividades desarrolladas en el análisis de la información de caracterización de fluidos.	11
Tabla 5. Resumen PVT's existentes para el Campo Colorado	13
Tabla 6. Datos comparativos para evaluar representatividad de los muestreos PVT del Campo Colorado	13
Tabla 7. Errores de los criterios para evaluar representatividad	13
Tabla 8. Errores en la caracterización de la fracción pesada	15
Tabla 9. Errores en la predicción para diferentes parejas de correlaciones en la caracterización de la fracción pesada	17
Tabla 10. Errores de las ecuaciones de PR y SRK antes y después de ajuste	18

Tabla 11. Componentes agrupados en cada esquema de <i>Lumping</i>	19
Tabla 12. Variación de los errores con respecto al esquema de agrupamiento	20
Tabla 13. Comparación de resultados dados por dos simuladores	22
Tabla 14. Errores con diferentes esquemas de regresión	24

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Metodología del análisis integrado de fluidos	7
Figura 2. Envolvente de fase del mejor ajuste con doce MCN, generado con VIP PVT-DESKTOP	21
Figura 3. Envolvente de fases generada con el simulador PVT Pro Version 5.0	21
Figura 4. Envolvente de fases con 10 MCN generado con VIP PVT-DESKTOP	22
Figura 5. Envolvente de fases para 12 MCN variando propiedades críticas	25
Figura 6. Comparación de envolventes de fases para las dos ecuaciones de estado con mejor ajuste	26
Figura 7. Variación en la presión de burbuja de la columna de fluido debido a la variación composicional	27
Figura 8. Mapa de distribución de gravedades API del Campo Colorado generado con los topes para Mugrosa B3	28

## LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Clasificación de los fluidos de yacimiento con respecto al comportamiento de fases y datos de producción	36
Anexo B. Análisis PVT de fluidos de yacimientos de hidrocarburos	42
Anexo C. Generalidades sobre ecuaciones de estado cúbicas y su uso en el modelamiento de fluidos de yacimiento	55
Anexo D. Variación composicional en fluidos de hidrocarburos	70
Anexo E. Generalidades del Campo Escuela Colorado	76
Anexo F. Metodología para la escogencia de las ecuaciones de estado Cúbicas para el modelamiento de fluidos del Campo Colorado	78
Anexo G. Complementos de la metodología aplicada al análisis de fluidos de Campo Escuela Colorado	82
Anexo H. Datos corregidos del PVT realizado en Enero del 2008 al pozo Colorado 25	89
Anexo I. Resultados gráficos de las ecuaciones de PR y SRK	101
Anexo J. Datos y gráficos de caracterización de fluidos del Campo Colorado	117

## RESUMEN

**TITULO:** ANALISIS INTEGRADO DE FLUIDOS PARA EL CAMPO COLORADO \*

**AUTORES:** JORGE LUIS HERRERA OSPINO, JUAN CARLOS PATIÑO PABÓN \*\*

**PALABRAS CLAVES:** campo maduro, análisis integrado de fluidos, ecuación de estado (EOS), muestreos PVT, contacto gas aceite (GOC), regresión no lineal multivariada, ajuste de EOS.

El Campo Escuela Colorado es un campo maduro Colombiano operado por la Universidad Industrial de Santander en convenio con ECOPETROL S.A. Como parte de una estrategia para aumentar su producción se hace necesaria la consecución de un modelo de fluidos confiable.

El análisis integrado de fluidos se realizó partiendo de la data experimental y aplicando una metodología avalada por ECOPETROL S.A para determinar los muestreos PVT's representativos y confiables del Campo Escuela Colorado, sobre los cuales se llevo a cabo el modelamiento por medio de una ecuación de estado cubica, escogida con base a un análisis bibliográfico y ajustada a esta información, aplicando el método de regresión no lineal multivariada mediante el software VIP DESKTOP-PVT cuya licencia es propiedad de ECOPETROL S.A. El modelo ajustado fue sometido a un análisis de sensibilidad exhaustivo, dándole plena validez. Con la ecuación ajustada se determinaron los contactos gas-aceite (GOC) mediante el gradiente composicional isotérmico -variación de la composición de la columna de crudo con la profundidad- y finalmente se analizaron las propiedades físicas y composicionales del gas y el crudo producidos con el propósito de determinar la homogeneidad comportamental de los fluidos del campo.

Este proyecto suple la ausencia de un modelo de fluidos confiable que facilite la toma de decisiones para la optimización de las facilidades de superficie y que pueda ser integrado a la información geológica por medio del modelo dinámico del yacimiento con el fin de evaluar distintos escenarios de recobro mejorado (EOR) para aumentar la producción del Campo Escuela Colorado.

---

\* Trabajo de Investigación

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería Química. Director UIS: Ph.D. Mario Álvarez Cifuentes; Director ICP: Ing. Rubén Hernán Castro García.

## ABSTRACT

**TITLE:** FLUID'S INTEGRATED ANALYSIS FOR THE COLORADO FIELD\*

**AUTHORS:** JORGE LUIS HERRERA OSPINO, JUAN CARLOS PATIÑO PABÓN\*\*

**KEYWORDS:** mature field, fluid's integrated analysis, equation of state (EOS), PVT samples, gas-oil contact (GOC), nonlinear regression of multiple variables, matching EOS.

The Colorado Field is a Colombian mature field operated by the Universidad Industrial de Santander in agreement with ECOPETROL S.A. As a strategy to increase its production is necessary obtain a reliable fluid's model.

The fluid's integrated analysis was realized from the experimental data applying a proved methodology by ECOPETROL S.A. to determinate the representative and reliable PVT samples from the Colorado Field. With this information the modeling of the equation was done; this equation was chose through the bibliographic review, matched with the application of nonlinear regression method of multiple variables by mean VIP DESKTOP-PVT SOFTWARE, its license is property of ECOPETROL S.A. The fitted model was evaluated applying an exhaustive sensitivity analysis, ratifying its validity. With the matched EOS, the gas-oil contact (GOC) was determinate through isothermal compositional gradient - variation of the oil column composition with the profundity-. Finally, the compositional and physical properties of the produced oil and gas were analyzed with the purpose to determinate the different behavior of the field fluids.

This project supplies the absence of a trustworthy model of fluids to facilitate the decision-taking process of optimizing the surface facilities and the evaluation of several production sceneries of enhanced recovery (EOR) by mean of reservoir's dynamic model.

---

\* Research Project

\*\* Physical Chemical Engineering Faculty. Chemical Engineering Department. Advisor UIS. Ph.D. Mario Alvarez Cifuentes; Advisor ICP, Eng. Ruben Hernan Castro Garcia.

## INTRODUCCIÓN

Un modelo de fluidos confiable, integrado con la información geológica mediante un modelo dinámico, permite la simulación de los yacimientos de hidrocarburos para evaluar estrategias de recobro mejorado (EOR por sus siglas en Inglés). Este proyecto suple la ausencia del modelo de fluidos para el Campo Colorado, que contribuya a evaluar distintos escenarios de EOR, con el fin de aumentar el número de barriles por día-hoy es de 26 BOPD-y el factor de recobro. Actualmente el 95% de los pozos del campo se encuentran abandonados o inactivos.

La información de fluidos utilizada en este proyecto fue recopilada de los archivos de pozo y tesis que se han realizado para el Campo Escuela Colorado. Se obtuvo un único muestreo representativo que fue modelado por medio de una ecuación de estado cúbica, con la cual se determinó el contacto gas-aceite en el pozo del cual provenía la muestra, y finalmente se integró la información de propiedades físicas como gravedad API, viscosidad y cromatografías del gas y el crudo producidos, notándose diferencias comportamentales en los fluidos del campo respecto a sus arenas productoras y a campos vecinos.

Un aporte relevante de este trabajo es el análisis de sensibilidad realizado para la ecuación de estado escogida, ya que fueron evaluados muchos escenarios de ajuste, para finalmente obtener un modelo de Peng-Robinson con un error mínimo en la predicción y termodinámicamente consistente.

Como resultado de este proceso se logró desarrollar un modelo de fluidos confiable para las arenas B de la formación Mugrosa en el Campo Colorado.

Este proyecto de grado fue realizado por los autores en el marco del convenio UIS-ICP con el apoyo del grupo de Investigación en CAMPOS MADUROS.

## 1. MARCO TEÓRICO

Los fluidos de yacimiento son mezclas complejas de muchas especies químicas de hidrocarburos, una correcta caracterización de estas sustancias es imprescindible en todas las etapas productivas de un campo petrolero. El análisis PVT, y el modelamiento de estos datos, son herramientas fundamentales para determinar las características de producción del campo desde el punto de vista termodinámico; la caracterización de fluidos entrega datos claros sobre el comportamiento fisicoquímico de los crudos, y finalmente el análisis conjunto de estos elementos permite al ingeniero de yacimientos tomar decisiones sobre las mejores estrategias de recobro primario o secundario, las condiciones óptimas de las facilidades de superficie ,la reactivación de áreas abandonadas y la optimización del factor de recobro en campos maduros.

Los fluidos que se pueden encontrar en yacimiento varían según sus características físicas y su comportamiento termodinámico y pueden dividirse en cinco tipos que son aceite negro (black-oil), gas húmedo, gas seco, gas retrogrado y aceite volátil, en el anexo A se puede encontrar una explicación a detalle de esta clasificación. Cada uno de estos fluidos de yacimiento posee características de producción distintas que deben ser evaluadas mediante un análisis PVT completo que incluye análisis composicional por cromatografía del gas y del líquido, pruebas de expansión a composición constante (CCE por sus siglas en Inglés), la liberación diferencial(DL por sus siglas en Inglés) para sistemas de aceite o depleción a volumen constante(CVD por sus siglas en Inglés) para sistemas de gas, pruebas de separador para determinar las condiciones óptimas de las facilidades en superficie y las pruebas de viscosidad del crudo vivo con respecto a la presión; todas ellas con la finalidad de determinar los volúmenes de reservas potenciales en el yacimiento y los parámetros de producción como el contenido de

gas en solución( $R_s$ ) o el factor volumétrico de formación del crudo ( $B_o$ ), en el anexo B se presenta un resumen de este tema o consultar a Dake<sup>[1]</sup>, Mc Cain<sup>[2]</sup>, Danesh<sup>[3]</sup> y Standing<sup>[4]</sup>.

En el mismo orden de ideas la ingeniería de yacimientos tiene como base fundamental la cuantificación de volúmenes de gas y aceite in situ; y los dos modelos que permiten su estimación son el modelo Black-Oil y el modelo composicional. Los modelos tipo Black-Oil describen las propiedades volumétricas de los fluidos utilizando correlaciones en término de propiedades medidas macroscópicamente tales como la gravedad API, presiones de burbuja, y gravedad de gas, además de presión y temperatura. Los modelos composicionales requieren información detallada respecto a la composición del fluido, además de las variables primarias presión y temperatura, por tanto utilizan un modelo de ecuación de estado. En este proyecto se hace uso del modelo composicional, pues siempre que la información existente permita la utilización de una ecuación de estado, el error en la predicción de las propiedades volumétricas es menor que con los modelos tipo Black-Oil, como explica Barrufet<sup>[5]</sup>.

Antecedentes históricos muestran que las ecuaciones de estado (EOS por sus siglas en inglés) cúbicas han sido las más usadas en la ingeniería química y del petróleo, y se prefieren por encima de modelos con fuertes bases teóricas, por la facilidad de llegar a una solución analítica en volumen, densidad o factor-Z, mientras las segundas, que generalmente son polinomios de quinto grado o más, deben ser resueltos por métodos numéricos robustos aumentando el tiempo de computo.

A lo largo de este documento se hace mención de ecuaciones de estado cubicas que en algún momento histórico han sido usadas en el modelamiento de procesos de hidrocarburos entre las cuales se encuentran Zudkevitch-Joffe(ZJ)<sup>[6]</sup>(1970), Usdin-Mcaliffe(UM)<sup>[7]</sup>(1976), Patel-Teja<sup>[8]</sup>(PT)(1980), Schmidt and Wenzel(SW)<sup>[9]</sup>

(1980), Kubic<sup>[10]</sup>(1982), Soave-Redlich-Kwong(SRK) 3 parámetros<sup>[11]</sup>(1982), Adachi-Lu(AL)<sup>[12]</sup>(1983), Heyen<sup>[13]</sup>(1983) y Peng-Robinson (PREOS por sus siglas en ingles) 3 parámetros<sup>[14]</sup>(1988). Todas estas ecuaciones corresponden a modificaciones del término atractivo de la ecuación de Van-der-Waals(1873), lo cual tiene como finalidad mejorar la determinación de volúmenes, fugacidades del gas y el líquido y presiones de saturación de sustancias puras y mezclas entre otras propiedades. Sadus<sup>[16]</sup> presenta una discusión amplia de estas ecuaciones y Prausnitz<sup>[17]</sup> muestra una discusión similar partiendo desde la ecuación cubica genérica de Abbott(1979). Las ecuaciones mencionadas serán evaluadas para determinar la más apropiada en el modelamiento de los fluidos de Campo Escuela Colorado.

De otra parte, la aplicación de las ecuaciones de estado a sistemas multicomponentes debe ir acompañada de la utilización de reglas de mezcla, y el uso de estos modelos originalmente concebidos para sustancias puras a sistemas de hidrocarburos, requiere esquemas de regresión no lineal multivariada para ajustar sus parámetros y describir con bajo error pruebas de depleción como la CCE, DL o CVD, pruebas de separador y viscosidad.

Coats y Smart<sup>[18]</sup> presentaron numerosos ejemplos de ajuste entre datos calculados y medidos con la ecuación de Peng-Robinson (PREOS por sus siglas en ingles) para nueve fluidos de yacimiento de distinta complejidad. Ellos observaron que sin regresión o ajuste significativo de los parámetros de la PREOS no se puede predecir de buena manera el comportamiento PVT del fluido y encontraron que cinco variables son suficientes para un buen ajuste, las cuales son:

- $\Omega_a$  y  $\Omega_b$  del metano
- $\Omega_a$  y  $\Omega_b$  de la fracción pesada  $C_{7+}$ , y
- Coeficientes de interacción binarios entre el metano y la fracción pesada  $C_{7+}$ .

Whitson<sup>[19]</sup> observó que el método de ajuste de los  $\Omega_a$  y  $\Omega_b$  de la EOS para la fracción pesada es equivalente a alterar sus propiedades críticas.

Muchos autores<sup>[20-21]</sup> han demostrado que la capacidad predictiva de la EOS puede ser mejorada sustancialmente por la división (*Splitting*) o extensión de la fracción pesada en un número manejable de pseudocomponentes que facilitan los cálculos.

Otros autores<sup>[22-23]</sup> han realizado ajuste de ecuación de estado con fluidos particulares, sin embargo la gran mayoría de estos ejemplos han sido aplicados a mezclas composicionales o cercanas al punto crítico como son los fluidos tipo gas retrogrado y aceite volátil. En el Campo Colorado, se presenta un aceite volátil en las arenas C y un crudo tipo aceite negro en las arenas B, para este último fluido hay muy poca información en la literatura, que generalice los parámetros de la EOS más relevantes para el ajuste. En este proyecto se lleva a cabo un análisis de sensibilidad de esos parámetros, de manera tal, que se convierta en punto de referencia para el ajuste de este tipo de mezclas con un alto contenido de componentes pesados o fracción  $C_{7+}$ .

Una aplicación directa de una EOS ajustada es la determinación del contacto gas-aceite (GOC por sus siglas en inglés) de una columna de crudo por medio del gradiente composicional isotérmico del fluido de yacimiento, el cual está determinado por el equilibrio de fases bajo la influencia de la gravedad. Gibbs en 1957 fue el primero en desarrollar un tratamiento riguroso para determinar la influencia de la gravedad sobre la distribución espacial de una mezcla de fluidos, llegando a la conclusión que, bajo condiciones isotérmicas, en el equilibrio se debe satisfacer la siguiente ecuación:

$$\mu_i(P^0, Z^0, T) = \mu_i(P^0, Z^0, T) + M_i g(h - h^0) \quad (1)$$

Donde el potencial químico de un componente  $i$  depende de: la presión, temperatura, la composición y la altura.

El gradiente composicional isotérmico ha sido abordado por autores como Muskat<sup>[24]</sup> quien en 1930 proporcionó la solución de la ecuación(1) utilizando la ecuación de estado de gas ideal, llegando a la conclusión engañosa que la gravedad tiene un efecto despreciable sobre la variación composicional en los yacimientos.

Sin embargo en los años 80 se encuentran referencias de Schulte<sup>[25]</sup> quien fue el primero en dar solución a la ecuación (1) por medio de las ecuaciones de estado cúbicas de PR y SRK, Wheaton<sup>[25]</sup> quien presentó un modelo de gradiente composicional que incluye la presión capilar o Montel Y Gouel<sup>[26]</sup> quienes propusieron un algoritmo para su determinación; todos estos autores hicieron hincapié que el hecho de no tener en cuenta el gradiente composicional lleva a la determinación incorrecta del aceite y el gas inicial in situ, lo cual es igualmente aplicable tanto a yacimientos de gas como de crudo, es decir prácticamente a cualquier reservorio de hidrocarburos. Mayor detalle en el anexo D.

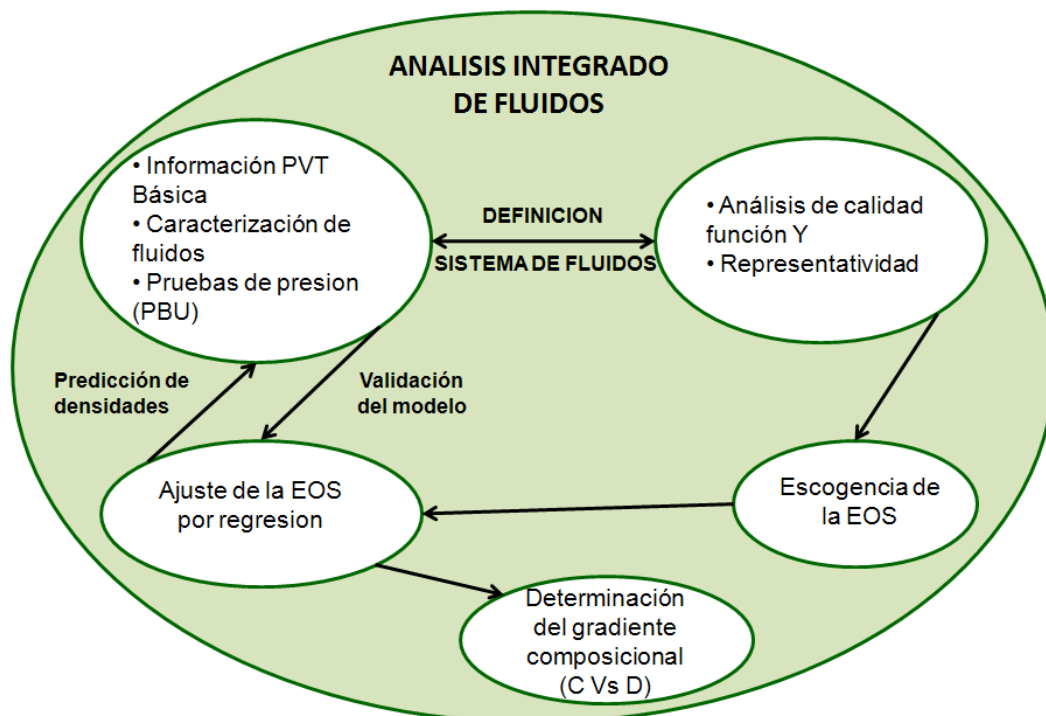
Por último, es importante determinar la variación a nivel areal de las propiedades físicas del fluido. En este proyecto se utilizan la gravedad API, la viscosidad y cromatografías del gas y el crudo producido en campo, con el fin de cotejar diferencias para zonas que no posean análisis PVT o reafirmar conclusiones en las áreas que han sido modeladas por medio de la EOS.

La vinculación de todos los conceptos anteriormente citados es de suma importancia en el análisis integrado de los fluidos de un campo en particular, ya que permite observar las diferencias comportamentales según el área particular del campo a ser analizado o en caso dado al encontrar características comunes, la extrapolación de datos a otras zonas del campo de las cuales no se posea información.

## 2. METODOLOGÍA

La metodología de análisis integrado de fluidos aplicada se muestra en la figura 1. Para el caso del Campo Escuela Colorado se partió desde la información PVT y de fluidos existente, sobre la cual se llevaron a cabo los análisis de calidad y representatividad con el fin de determinar cuáles de éstos eran aptos para el modelamiento. Consecuentemente y basados en la revisión bibliográfica sobre ecuaciones de estado cúbicas, se escogió la ecuación con mejores características para la simulación, se analizó la sensibilidad para la predicción y ajuste de la(s) ecuación(es) escogidas, se determinó con la ecuación ajustada el gradiente composicional isotérmico del fluido y por último se estudió la información referente a las características fisicoquímicas del crudo y el gas en las principales arenas productoras del campo.

Figura 1. Metodología del análisis integrado de fluidos



Fuente: Autores del proyecto

## 2.1 ESCOGENCIA DE LA(S) ECUACIÓN(ES) DE ESTADO

Con base en el análisis bibliográfico en el cual se recopiló información acerca de las ecuaciones de estado cúbicas más usadas en la simulación de procesos de hidrocarburos. Se propone la tabla 3 del anexo F en la cual aparecen los criterios de calificación que permitieron la escogencia de las mejores ecuaciones para el modelamiento de fluidos de Campo Escuela Colorado. Entre las ecuaciones evaluadas están Zudkevitch-Joffe(ZJ)<sup>[6]</sup>, Usdin-Mcaliffe(UM)<sup>[7]</sup>, Patel-Teja<sup>[8]</sup>(PT), Schmidt and Wenzel(SW)<sup>[9]</sup>, Kubic<sup>[10]</sup>, Soave-Redlich-Kwong(SRK) 3 parámetros<sup>[11]</sup>, Adachi-Lu(AL)<sup>[12]</sup>, Heyen<sup>[13]</sup> y Peng-Robinson (PREOS por sus siglas en ingles) 3 parámetros<sup>[14]</sup>.

## 2.2. EVALUACIÓN DE LA CALIDAD Y REPRESENTATIVIDAD DE LOS PVT'S

Para llevar a cabo este procedimiento se deben tener en cuenta los pasos expuestos en la tabla 1.

Tabla 1. Etapas para la evaluación de la calidad y representatividad de los PVT's

Etapa	Comportamiento esperado
1. Evaluar la calidad de los muestreos PVT.	La función Y aplicada a datos de presión (CCE) muestre una tendencia lineal. Mayor detalle en el anexo G.
2. Evaluar la representatividad de los muestreos PVT.	Se divide en las siguientes cuatro subetapas:
2.1 Comparar la presión estática y la presión de fondo fluyendo del yacimiento con la Pb reportada en el PVT.	Pb menor a las presiones de yacimiento (Pyto) y de fondo fluyendo (Pwf) para garantizar muestreo de una sola fase.
2.2 Calcular la densidad a partir del gradiente de presión inicial del pozo o de pozos vecinos y compararla con la reportada en el PVT a P y T de yacimiento.	Porcentaje de error menor o igual al 5%. Mayor detalle en el anexo G.
2.3 Comparar la T del yacimiento con la reportada en el PVT, a la cual se llevaron a cabo las pruebas.	Porcentaje de error menor o igual al 5%.
2.4 Comparar el GOR en solución a Pb (Rsdb) con el GOR inicial del pozo.	Porcentaje de error menor o igual al 5%.

Fuente: Autores del proyecto

## 2.3 AJUSTE DE ECUACIONES DE ESTADO CÚBICAS

En el mercado existe variedad de software para ajuste de ecuaciones de estado cúbicas por regresión no lineal multivariada, sin embargo se escogió DESKTOP-PVT ya que ha demostrado su confiabilidad al ser utilizado exitosamente por ECOPETROL S.A. en el modelamiento de fluidos del Piedemonte Llanero Colombiano.

Para que el ajuste de una ecuación de estado modele correctamente pruebas PVT como CCE, DL y viscosidad, se debe llevar a cabo la metodología expuesta en la tabla 2.

Tabla 2. Etapas necesarias para el ajuste de EOS cúbicas.

<b>Etapas</b>	<b>Actividades</b>
Caracterización de la fracción pesada.	Extensión ( <i>Splitting</i> en Inglés) en seudocomponentes (SCN por sus siglas en ingles) y asignación de propiedades críticas y factores acéntricos ( $P_c, T_c, \omega$ ).
Ajustes preliminares de la EOS por regresión con los seudocomponentes escogidos.	Corroborar el comportamiento de la caracterización de la fracción pesada, la precisión de las correlaciones escogidas para ( $P_c, T_c, \omega$ ), y las variables de regresión apropiadas para el ajuste de la EOS.
Agrupamiento ( <i>Lumping</i> en Inglés) de los componentes de la ecuación de estado ajustada.	Determinar esquemas de agrupamiento que permitan el uso de la EOS ajustada en simulación de procesos de recobro mejorado con tiempos de cómputo apropiados.
Evaluar la consistencia termodinámica de la EOS ajustada luego de <i>lumping</i> .	Calcular con la EOS ajustada la envolvente de fases del fluido modelado y evaluar la consistencia termodinámica del mismo.

Fuente: Autores del proyecto.

Para cada una de las etapas del ajuste-*splitting hasta lumping*-, que se explican con mayor detalle en el anexo C, se llevó a cabo un análisis exhaustivo para determinar la incidencia de las variables involucradas en dicha etapa. Como criterios de calificación se tomaron:

- El promedio de los errores relativos entre la predicción para las pruebas de expansión a composición constante (CCE), liberación diferencial (DL) y viscosidad ( $\mu_{oil}$ ) en algunos casos.
- El error promedio con que la ecuación ajustada predecía la relación gas-aceite en solución ( $R_{sd}$ ) y el factor volumétrico de formación del aceite ( $B_o$ ), ya que son las variables importantes que se obtienen a partir de un análisis PVT que determinan la producción del fluido en yacimiento.

Mediante el promedio de estas desviaciones se determinó el grado de ajuste de la ecuación de estado escogida en cada prueba realizada.

## 2.4 DETERMINACIÓN DEL GRADIENTE COMPOSICIONAL ISOTERMICO

Para determinar el gradiente composicional isotérmico  $Z_{grad}$  mediante el software VIP PVT-DESKTOP y adicionalmente calcular el contacto gas aceite (GOC por sus siglas en inglés) se debe tener en cuenta los requerimientos expuestos en la tabla 3.

Tabla 3. Requerimientos para determinar el gradiente composicional isotérmico y el GOC mediante VIP PVT-DESKTOP.

Paso	Requerimiento
1	Cargar al software la EOS cúbica con mejor ajuste de las pruebas de depleción y consistente termodinámicamente luego del <i>Lumping</i> .
2	Cargar la presión del yacimiento y la presión de burbuja a la profundidad de muestreo.
3	Conocer el tope y la base de la arena productora en el pozo muestreado, pues estos serán los límites de cálculo del $Z_{grad}$ .
4	Graficar la presión de saturación del fluido dada por el gradiente composicional y la presión del yacimiento Vs la profundidad, para determinar el contacto Gas-Aceite.

Fuente: Autores del proyecto.

## 2.5 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN DE CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS

La información de caracterización de fluidos debe ser evaluada para corroborar por medio de sus propiedades físicas, el comportamiento que estos presentan, de acuerdo a las arenas productoras y subunidades dentro del campo. De acuerdo a la información disponible de los fluidos del campo, se planteó la metodología expuesta en la tabla 4.

Tabla 4. Actividades desarrolladas en el análisis de la información de caracterización de fluidos.

<b>Actividad</b>	<b>Propósito</b>
Graficar la distribución de gravedad API de los diferentes pozos del campo.	Observar la presencia de fluidos de distinta calidad dentro del campo.
Comparar la cromatografía del gas y del crudo producido o residual en distintos pozos del campo.	Observar tendencias (similitudes y/o diferencias) en el comportamiento composicional de acuerdo a la arena y subunidad productora en el campo.
Comparar gráficamente las características de viscosidad de los pozos del campo.	Conocer la variación de esta propiedad con la temperatura.
Comparar cada una de estas propiedades con campos vecinos.	Determinar similitudes de los fluidos producidos de la misma formación o roca madre con el fin de comprender mejor su comportamiento.

Fuente: Autores del proyecto.

### **3. RESULTADOS Y ANÁLISIS**

Este capítulo se inicia con la escogencia de las ecuaciones de estado aptas para el modelamiento de los fluidos del Campo Escuela Colorado, seguidamente se muestran los resultados obtenidos en el análisis de calidad y representatividad de los muestreos PVT y en cada una de las etapas concernientes al ajuste de la ecuación de estado, se determina el gradiente composicional isotérmico del fluido y por último se analiza la información recopilada para la caracterización de fluidos del Campo Colorado.

#### **3.1. ESCOGENCIA DE LA ECUACIÓN DE ESTADO:**

El análisis llevado a cabo fue básicamente cualitativo, como se explica en la metodología...anexo F tabla 3...donde se asocia un valor numérico a cada nivel para facilitar la escogencia de la ecuación de estado. Por esta razón las dos ecuaciones escogidas para el modelamiento del fluido de Campo Colorado fueron Peng-Robingson y Soave-Redlich-Kwong.

#### **3.2. ANÁLISIS DE CALIDAD Y REPRESENTATIVIDAD**

Actualmente en el Campo Colorado existen 4 muestreos PVT que describen las características termodinámicas y de producción para las arenas B, C, D y E del campo. Tres de los muestreos datan de 1960, que es la época en la cual se desarrolló el campo, y el cuarto muestreo data de Diciembre del 2007. La tabla 5 entrega un resumen de los análisis PVT disponibles, en la cual se puede observar al lado del nombre del pozo algunas características del muestreo; como la zona y bloque geológico del cual fue tomado, el tipo de muestreo, y las fechas de toma de muestras y de inicio de producción. La calidad de los muestreos PVT se comprobó mediante la aplicación de la función Y, en la cual solo se obtuvo un único

muestreo válido, que fue el realizado en el pozo colorado 25. Los resultados de este procedimiento se muestran en el anexo G. Posteriormente se procedió a comprobar la representatividad del muestreo comparando los parámetros que se muestran en la tabla 6, y mediante el procedimiento explicado en la metodología...sección 2.2...

Tabla 5. Resumen PVT's existentes para el CAMPO COLORADO.

Nombre del Pozo	Zona PVT	Zona Campo Colorado	Tipo de Muestreo	Profundidad para muestreo (ft)	Fecha Muestreo	Fecha inicio de producción.
COL-43	B	B1-C2-D	superficie	NR	30/08/1960	02/10/1959
COL-12	E	D-E	superficie	NR	30/08/1960	17/11/1959
COL-49	C	B2-C1-C2-D	Fondo	5110	29/08/1960	21/10/1959
COL-25	B	B1	Fondo	1800	19/12/2007	12/04/1954

Fuente: autores del proyecto

Tabla 6. Datos comparativos para evaluar representatividad de los muestreos PVT del Campo Colorado

Nombre del Pozo	T° yto (°F)	T pruebas PVT (°F)	Pb (psig)	Pwf a profundidad del muestreo (psig)	Pyto @ profundidad de muestreo (psig)	$\rho$ @ Pyto calculada a partir del Gradiente Estático gr/cc	$\rho$ @ Pyto gr/cc	GOR inicial Datos de Producción OFM (scf/stb)	Rs (cf/Bbl)
COL-43	114	109	648	NR	N.R	0,5425	0,7320	698,6	140,0
COL-12	186	185	2958	NR	N.R	0,5079	0,6576	5884,8	667,0
COL-49	174	174	2078	NR	2197,3	0,9304	0,6852	1271,0	648,0
COL-25	104	104	615,3	657,5	665,8	0,7688	0,7825	240,0	237,8

Fuente: autores del proyecto

Tabla 7. Errores de los criterios para evaluar representatividad

Nombre de pozo	% Error de $\rho$	% Error temperatura	% Error GOR	Pyto y Pwf>Pb
COL-43	25,884	4,386	79,959	No aplica
COL-12	22,767	0,538	88,666	No aplica
COL-49	35,774	0,000	49,018	SI
COL-25	1,752	0,000	0,900	SI

Fuente: Autores del proyecto

Los resultados de la comparación con el error relativo obtenido para cada prueba se resumen en la tabla 7. El margen de error permisible para cada parámetro es del 5% y como se observa solo el muestreo PVT del pozo colorado 25 pasa las pruebas de densidad, temperatura de yacimiento ( $T_{yto}$ ) con temperatura de las pruebas ( $T_{PVT}$ ), GOR y presión de burbuja ( $P_b$ ) menor que la presión de

yacimiento ( $P_{yto}$ ) y menor que la presión de fondo fluyendo ( $P_{wf}$  por sus siglas en ingles). Los otros muestreos PVT fueron descartados en la prueba de comparación de densidades.

Un resultado relevante de este procedimiento de calidad y representatividad es que permitió analizar a más detalle el muestreo PVT de fluidos que fue realizado para el pozo colorado 25, encontrando datos erróneos para la prueba de liberación diferencial. Debido a esto se revisó y corrigió el grueso de los datos obtenidos en enero del 2008 en el desarrollo experimental del informe PVT con asesoría de los profesionales del Laboratorio de Análisis PVT de Fluidos de Yacimiento del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP). De este modo, se lograron corregir los datos reportados y se entregó al Campo Escuela Colorado un informe PVT representativo y de calidad comprobada, para las arenas B de la formación Mugrosa, principal productora. Los datos concernientes al informe final corregido, referente a las pruebas PVT, se presentan en el anexo H.

### **3.3. AJUSTE DE ECUACIÓN DE ESTADO Y ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD**

Para el muestreo representativo del pozo Colorado-25 y con las ecuaciones de estado cúbicas de PR y SRK se ajustaron sus parámetros por el método de regresión no lineal multivariada. Para este fin fue utilizado el Software Comercial de HALLIBURTON-LANDMARK VIP DESKTOP-PVT.

**3.3.1 Análisis de sensibilidad para el *Splitting* y caracterización de la fracción pesada.** Mediante la ecuación de estado de Peng-Robinson tres parámetros.

En la industria del petróleo se acostumbra a representar la fracción pesada de un fluido de yacimiento como composición de  $C_{7+}$  o carbonos plus. En la actualidad los análisis cromatográficos de laboratorio entregan composiciones hasta el  $C_{30}$ . El análisis comienza corroborando cual es la mejor representación para los carbonos superiores. Todos los análisis de errores fueron llevados a cabo en esta sección con las siguientes características:

- Se variaron  $\Omega_a$  y  $\Omega_b$ , parámetros de traslación de volumen (V-shifts<sup>[15]</sup> por sus siglas en Inglés) (ver anexo C), y coeficientes de interacción binarios del C1 con la fracción pesada. Para cada variable el intervalo de regresión fue de [0.7, 1.3].
- Se utilizaron las correlaciones de Riazi & Daubert <sup>[28]</sup> y Edmister <sup>[29]</sup>, para la determinación de las propiedades críticas ( $T_c$  y  $P_c$ ) y el factor acéntrico ( $\omega$ ) respectivamente.

Mediante la utilización de un valor de alfa determinado para la distribución de carbonos, se puede lograr una mejor representación de la fracción pesada. El primer esquema se realizó variando únicamente el alfa ( $\alpha$ ) para la fracción C<sub>7+</sub>.

Tablas 8 a, b, c. Errores en la caracterización de la fracción Pesada

Tabla a) Errores en la variación de alfa de la distribución de carbonos C<sub>7+</sub>

$\alpha$	% error total CCE-DL	% error Rs-Bo	% error promedio
0,7	6,69	9,63	8,16
2	7,91	14,81	11,36
2,5	8,03	15,68	11,86
3	8,78	16,88	12,83

Tabla b) Errores para diferentes niveles de conocimiento de la fracción pesada con alfa=1

fracción pesada	% error total CCE-DL	% error Rs-Bo	% error promedio
C10+	4,11	6,46	5,29
C20+	1,641	2,10	1,87
C30+	1,45	2,26	1,85

Tabla c) Errores en la variación de alfa para la distribución de carbonos para el C<sub>30+</sub>

$\alpha$	% error total CCE-DL	% error Rs-Bo	% error promedio
1	1,45	2,26	1,85
2	1,49	2,05	1,77
3	1,55	2,11	1,83
5	1,51	2,06	1,78

Fuente: Autores del proyecto

En la tabla 8a aparecen los errores obtenidos en cada corrida, se nota que a mayor alfa aumenta el error en la predicción.

El menor error obtenido fue de 8,16% para un alfa de 0,7; lo que muestra que al introducir la composición hasta el C6 no se logra obtener una buena caracterización de la fracción pesada. Por esta razón se realizaron pruebas para diferentes niveles de conocimiento de la fracción pesada  $C_{10+}$ ,  $C_{20+}$  y  $C_{30+}$ , manteniendo las mismas correlaciones, variables de regresión y un valor de alfa ( $\alpha$ ) igual a 1. Los resultados obtenidos se muestran en la tabla 8b.

El menor error que fue de 1,85% se obtuvo al introducir al software la composición hasta el C29 y dividir la fracción pesada desde el SCN30 hasta el SCN45.

De aquí en adelante todas las pruebas realizadas fueron llevadas a cabo con este esquema de composición que da como resultado una ecuación de estado de PENG-ROBINSON de 49 componentes. Posteriormente se simuló el error en el ajuste con la variación de alfas, ya que para crudos parafinicos (como el caso de Campo Colorado) Osorio <sup>[30]</sup> recomienda valores de alfa mayores a 1. Como se puede observar en la tabla 8c, la variación de errores no fue significativa por tanto se decidió continuar utilizando un valor de alfa igual a 1.

**3.3.2 Análisis de Sensibilidad de las correlaciones utilizadas.** Para las propiedades críticas y el factor acéntrico en la caracterización de la fracción pesada mediante la ecuación de estado de PR.

En la literatura existen muchas correlaciones disponibles para calcular las propiedades críticas ( $P_c$  y  $T_c$ ) y el factor acéntrico ( $\omega$ ) de cada SCN. Para el caso de este análisis se tomaron las correlaciones disponibles en el software VIP PVT-DESKTOP y se analizó como variaba la progresión de errores con cada pareja de correlaciones bajo las siguientes condiciones:

- Se variaron  $\Omega_a$  y  $\Omega_b$ , V-shifts y coeficientes de interacción binarios del C1 con la fracción pesada; para cada variable el intervalo de regresión fue de [0.7,1.3].

- Las correlaciones probadas para las propiedades críticas fueron: Riazi & Daubert<sup>[28]</sup>, Cavett<sup>[31]</sup> y Lee-Kesler<sup>[32]</sup> y para el factor acéntrico las de Edmister<sup>[29]</sup> y Lee-Kesler<sup>[32]</sup>.

Como se puede observar en la tabla 9 los errores para el esquema de regresión dado en la utilización de cada pareja de correlaciones es muy similar, aunque la pareja que dio los mejores resultados fue Riazi & Daubert<sup>[28]</sup> para las propiedades críticas ( $P_c$  y  $T_c$ ) y Edmister<sup>[29]</sup> para el factor acéntrico ( $\omega$ ). Todas las pruebas de aquí en adelante se llevaron a cabo utilizando esta pareja de correlaciones.

Tabla 9. Errores en la predicción para diferentes parejas de correlaciones en la caracterización de la fracción pesada.

Correlación para $P_c$ y $T_c$	Correlación para $\omega$	Error CCE-DL	Error Rs-Bo	Error promedio
Riazi & Daubert	Edmister	1,45	2,26	1,84
Riazi & Daubert	Lee-Kesler	1,59	2,55	2,07
Lee-Kesler	Lee-Kesler	1,54	2,52	2,03
Lee-Kesler	Edmister	1,55	2,53	2,04
Cavett	Lee-Kesler	1,76	2,87	2,32
Cavett	Edmister	1,64	2,81	2,23

Fuente: Autores del Proyecto

### 3.3.3 Determinación de las Variables de Ajuste más Relevantes y Comparación Predictiva de las Ecuaciones de PR y SRK Tres Parámetros.

Para efectos de comparación se utilizaron las ecuaciones de PENG-ROBINSON y SOAVE-REDLICH-KWONG tres Parámetros, lo que permite observar que ninguna de las dos ecuaciones sin ser sometidas a regresión predicen de buena manera los valores experimentales de las pruebas de expansión a composición constante (CCE) y liberación diferencial (DL) como se puede observar en la tabla 10.

Tabla 10. Errores de las ecuaciones de PR y SRK antes y después de ajuste

EOS	% error total CCE-DL	% error Rs-Bo	% error promedio
PR	7,27	13,00	10,14
SRK	11,06	18,54	14,80
PR (ajustada)	1,45	2,26	1,85
SRK(ajustada)	1,85	2,40	2,13

Fuente: Autores del proyecto

La ecuación de estado que predijo mejor los datos experimentales fue la de PENG-ROBINSON tres parámetros con un error promedio de 10.14%.

Con la finalidad de observar la ecuación de estado que ajustara mejor los datos experimentales mediante un esquema de regresión dado, se realizaron algunos ajustes manuales y se pudo determinar que las variables más apropiadas para la regresión en las dos ecuaciones eran:

- $\Omega_a$  y  $\Omega_b$ , para la fracción pesada(C30+) y el metano(C1)
- Parámetros de translación de volumen para cada SCN
- coeficientes de interacción binarios de C1 con cada SCN

En total fueron tomadas 16 variables de regresión con intervalos de variación de 0.7 a 1.3.

En la tabla 10 se observa que la ecuación de PR ajustada produce un error de 1,85% bajo el esquema de regresión implementado; pero la diferencia entre el error de esta y el error de 2,13% en la ecuación de SRK no es significativa.

**3.3.4 Análisis de Sensibilidad en el *Lumping*.** Utilizando la Ecuación de Estado de PR de 49 componentes obtenida.

Debido a que la diferencia en el ajuste de las ecuaciones de estado de SRK y PR no era significativa, y bien se podría hacer el análisis con cualquiera de las dos, se decidió hacer las pruebas con la ecuación de PR.

Una ecuación de estado de 49 componentes es inviable para su uso en aplicaciones de simulación de yacimiento, pues aumenta los tiempos de cómputo. El *Lumping* permite obtener una ecuación de estado con un menor número de componentes pero que mantiene el ajuste logrado en la regresión.

El análisis de sensibilidad fue llevado a cabo con las siguientes características:

- Se agruparon los 49 componentes de la ecuación en 7, 10 y 12 número de carbonos múltiples (MCN por sus siglas en inglés).
- Se restauró el ajuste variando  $\Omega_a$  y  $\Omega_b$ , V-shifts, y coeficientes de interacción binarios del metano (C1) con la fracción pesada. Para cada variable el intervalo de regresión fue de [0.7, 1.3].
- Se realizó el ajuste de regresión para la viscosidad del aceite subsaturado por medio de la correlación de Lohrenz-Bray-Clark (LBC) <sup>[33]</sup>, en la cual solo intervienen como variable de regresión los factores Z-críticos ( $Z_c$ ). Para esta variable los límites de regresión son [0.5, 2].

Los componentes agrupados en cada esquema de *Lumping* se muestran en la tabla 11.

Tabla 11. Componentes agrupados en cada esquema de *Lumping*.

SEUDOCOMPONENTE	LUMPING 12 SEUDOCOMPONENTES	LUMPING 10 SEUDOCOMPONENTES	LUMPING 7 SEUDOCOMPONENTES
MCN1	N2	N2-C1	C1-N2
MCN2	CO2	CO2	CO2-C2
MCN3	C1	C2	C3
MCN4	C2	C3-C4	C4-C5
MCN5	C3	C5-C6	C6
MCN6	IC4-NC4	C7-C10	C7-C12
MCN7	IC5-NC5-C6	C11-C14	C13+
MCN8	C7-C10	C15-C20	
MCN9	C11-C14	C21-C29	
MCN10	C15-C20	C30+(SCN30-SCN45)	
MCN11	C21-C29		
MCN12	C30+(SCN30-SCN45)		

Fuente: Autores del proyecto

Los errores obtenidos para cada esquema de agrupamiento en las pruebas de CCE, DL y viscosidad del aceite subsaturado se presentan en la tabla 12. El menor error promedio de 1,77% se obtuvo para el esquema de agrupamiento de 12 componentes.

Tabla 12. Variación de los errores con respecto al esquema de agrupamiento

# MCN	% error CCE-DL- $\mu$	%error de Rs-Bo	%error promedio
7	2,66	3,09	2,87
10	1,46	2,15	1,81
12	1,53	2,02	1,77

Fuente: Autores del proyecto

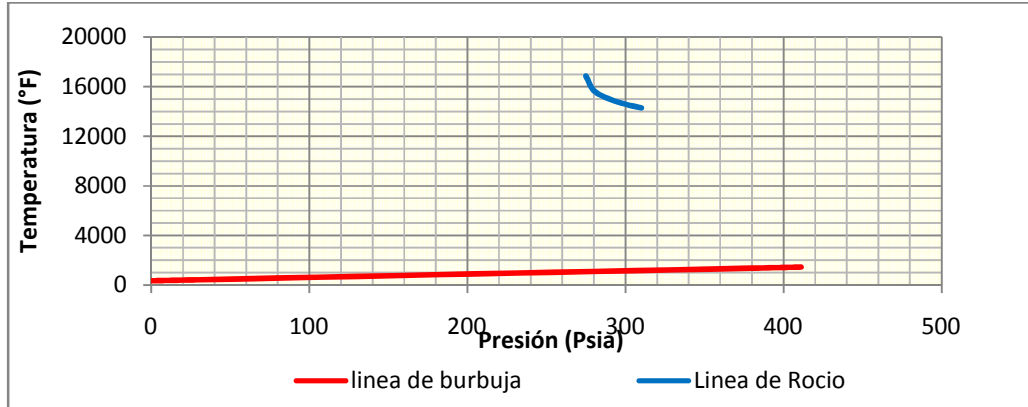
### 3.3.5 Análisis de consistencia termodinámica para el mejor ajuste obtenido.

Cuando los parámetros de la ecuación de estado son determinados por el método de regresión no lineal multivariada, es necesario confirmar que los resultados están de acuerdo con la termodinámica del equilibrio de fases.

La forma directa para demostrar la consistencia termodinámica de un determinado ajuste es mediante la predicción que se obtiene de la envolvente de fases de la mezcla, ya que al variar los parámetros de la ecuación de estado como  $\omega_a$  y  $\omega_b$ , propiedades críticas, factores acéntricos e inclusive en el *Lumping* estamos alterando el cálculo del punto crítico y por ende la envolvente de fases y sus líneas de calidad isomolares o isovolumétricas.

Un buen ajuste además de predecir con un bajo error los datos experimentales debe ser termodinámicamente consistente, y la forma de su envolvente de fases debe mantener dicha consistencia. Esto no sucedió con el ajuste de 12 MCN, que a pesar de dar el menor error en predicción, la envolvente de fases obtenida era ilógica como se muestra en la figura 2.

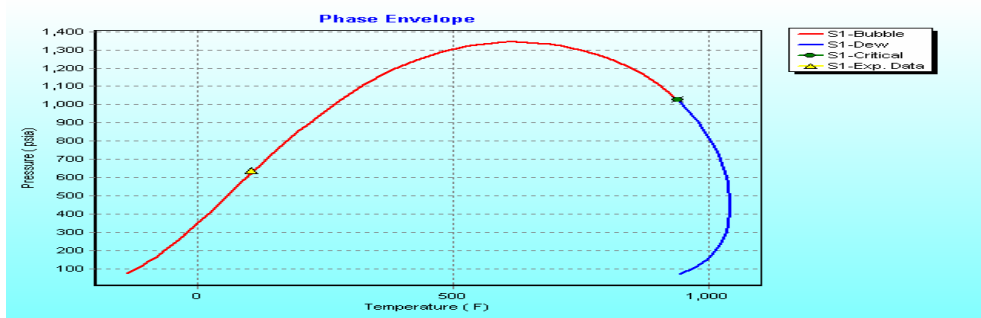
Figura 2. Envolverte de fases del mejor ajuste con 12 MCN con  $\Omega_a$  y  $\Omega_b$  generado con VIP PVT-desktop.



Fuente: Autores del proyecto

Esta presenta valores para la línea de rocío mayores al punto crítico que es aproximadamente de 900 psi a 721 °F como se muestra en la figura 3, calculada con el software PVT-PRO VERSION 5.0.

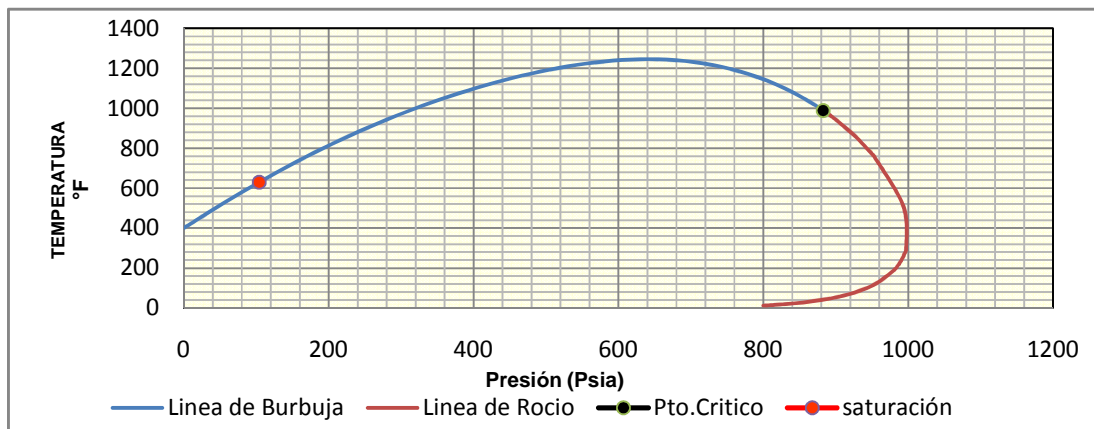
Figura 3: Envolverte de Fases Generada con el Simulador PVT Pro versión 5.0



Fuente: Tesis "CONSIDERACIONES Y PROCEDIMIENTOS PARA EL ANÁLISIS PVT DEL CRUDO DE CAMPOS MADUROS. APLICACIÓN CAMPO COLORADO"

Es por esta razón que este ajuste fue descartado y se planteó analizar la forma de la envolvente de fases para el esquema de 10 MCN, que era el siguiente ajuste con menor desviación (de 1,81%) respecto a la data. El diagrama de fases para este esquema de regresión se muestra en la figura 4.

Figura 4. Envolvente de fases del ajuste con 10 MCN variando omegas generado con VIP PVT-DESKTOP



Fuente: Autores del Proyecto

Comparando los resultados de la envolvente de fases de la EOS ajustada y la envolvente predicha mediante el software PVT PRO-VERSION 5.0, se pudo observar su similitud con los resultados experimentales para la presión de burbuja y el punto crítico de la mezcla; en la tabla 13 se presentan los resultados.

Tabla 13. Comparación de resultados dados por dos simuladores

Método	Punto de Burbuja	Punto Crítico
Experimental	630 Psia @ 104°F	-----
PVT-SIM VERSION 5.0	623,42 Psia @ 104°F	1000 Psia @ 785,8°F
VIP PVT-DESKTOP (Ecuación Ajustada)	629,72 Psia @ 104°F	989,06 @ 882,5°F

Fuente: Autores del proyecto

Dado que este fue el mejor ajuste en términos de regresión y que mantuvo consistencia termodinámica, se consideró este esquema apto para ser utilizado en el modelo de simulación dinámico para el Campo Escuela Colorado. Los resultados gráficos para la predicción de las pruebas de CCE, DL y viscosidad, y los parámetros finales necesarios y suficientes para cálculos de equilibrio con la ecuación ajustada se muestran en la...sección I.4.1 del anexo I...

**3.3.6 Análisis Complementarios.** El hecho de que el mejor ajuste en términos de regresión con 12 componentes resultara termodinámicamente inconsistente, hace pensar que esto se debe al hecho de variar los valores de omega a y omega b en la ecuación de estado. Osorio<sup>[30]</sup> manifiesta que el mover estos parámetros en particular puede provocar que la ecuación de estado no tenga caminos lógicos de propiedades críticas y factores acéntricos. Para el caso de este proyecto, los caminos de crecimiento y decrecimiento monotónico de la temperatura y presión crítica respectivamente, mantuvieron su concordancia con el aumento en el peso molecular, como se puede observar en la...sección I.3.1, gráficos 19 y 20 del Anexo I... A pesar de esto la envolvente de fases no presentó consistencia en su forma como se mostró en la figura 2. El siguiente análisis demostró que si no se tiene un conjunto óptimo de variables para el omega a y omega b es posible llegar a inconsistencias termodinámicas que se ven reflejadas en la envolvente de fases. Para la agrupación en 7, 10 y 12 MCN se analizaron tres esquemas de regresión, como se muestran en las tablas 14 a, b y c; esto con el objeto de corroborar las siguientes hipótesis:

1. Utilizar propiedades críticas y factores acéntricos como variables de regresión, da como resultado ajustes similares a los obtenidos de variar omega a y omega b.
2. Utilizar omega a y omega b como variables de regresión puede ocasionar que la ecuación ajustada a pesar de presentar un bajo error no calcule una envolvente de fases termodinámicamente consistente.

Tabla 14. Errores con diferentes esquemas de regresión para a) 7 seudocomponentes; b) 10 seudocomponentes; c) 12 seudocomponentes.

Tabla a.

Variables de Regresión	% error total CCE-DL	% error Rs-Bo	% error promedio
$\Omega_a, \Omega_b, V$ -shifts, Coef. Binarios	2,66	3,09	2,87
$P_c, T_c, V$ -shifts, coef. Binarios	7,91	2,94	2,50
$P_c, \omega, V$ -shifts, Coef. Binarios	8,03	5,83	4,68

Tabla b.

Variables de Regresión	% error total CCE-DL	% error Rs-Bo	% error promedio
$\Omega_a, \Omega_b, V$ -shifts, Coef. Binarios	1,46	2,15	1,81
$P_c, T_c, V$ -shifts, coef. Binarios	1,37	2,06	1,72
$P_c, \omega, V$ -shifts, Coef. Binarios	4,91	10,18	7,54

Tabla c.

Variables de Regresión	% error total CCE-DL	% error Rs-Bo	% error promedio
$\Omega_a, \Omega_b, V$ -shifts, Coef. Binarios	1,53	2,02	1,77
$P_c, T_c, V$ -shifts, coef. Binarios	1,75	2,57	2,16
$P_c, \omega, V$ -shifts, Coef. Binarios	3,48	5,92	4,70

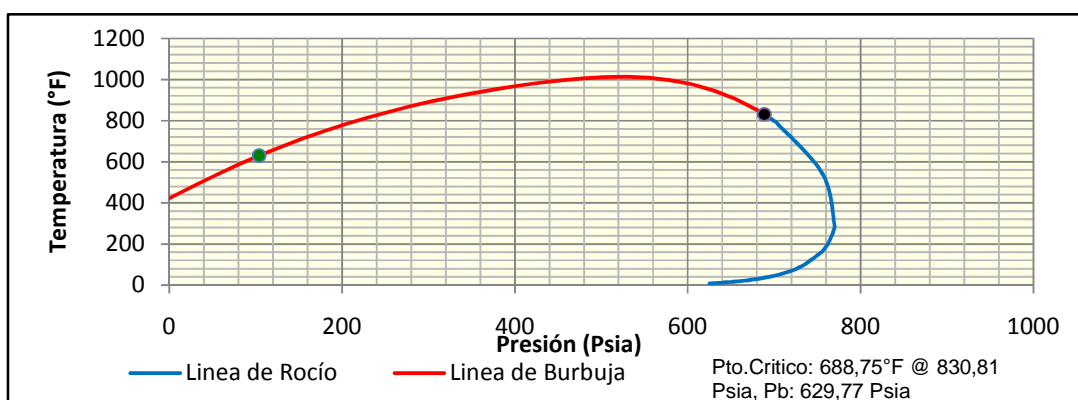
Fuente: Autores del Proyecto

En los resultados para 7 *MCN* se puede ver que el menor error de 2.50% se obtuvo de variar  $P_c$  y  $T_c$ . Este mismo comportamiento se observó para la ecuación de 10 *MCN* con un error de 1.72%. En los dos casos los errores fueron menores pero cercanos a los obtenidos al variar omega a y omega b, lo que corrobora la primera hipótesis. Esta situación no se presentó para la ecuación de estado de 12 *MCN* en la cual el menor error de 1.77% se obtuvo al utilizar omega a y omega b como variables de regresión. Sin embargo como se demuestra en la figura 2, la envolvente de fases predicha por esta ecuación es inconsistente, mientras la obtenida al variar propiedades críticas ( $P_c$  y  $T_c$ ) es lógica como se muestra en la figura 5.

Esto demuestra la segunda hipótesis, que al mover omega a y omega b, se puede llegar a absurdos termodinámicos. Además hay menos probabilidades de obtener estos errores al utilizar las propiedades críticas como variables de regresión.

Algunos software de simulación de yacimientos no permiten la variación de los omega A y omega B de la ecuación de estado, por tanto esta ultima ecuación obtenida variando las propiedades criticas, también está capacitada para ser utilizada en estas herramientas software. En la...sección I.4.2 del anexo I...se muestran los resultados obtenidos gráficamente y los parámetros finales luego del ajuste para las dos ecuaciones de Peng-Robinson de 10 MCN obtenidas, las cuales proporcionaron los ajustes óptimos.

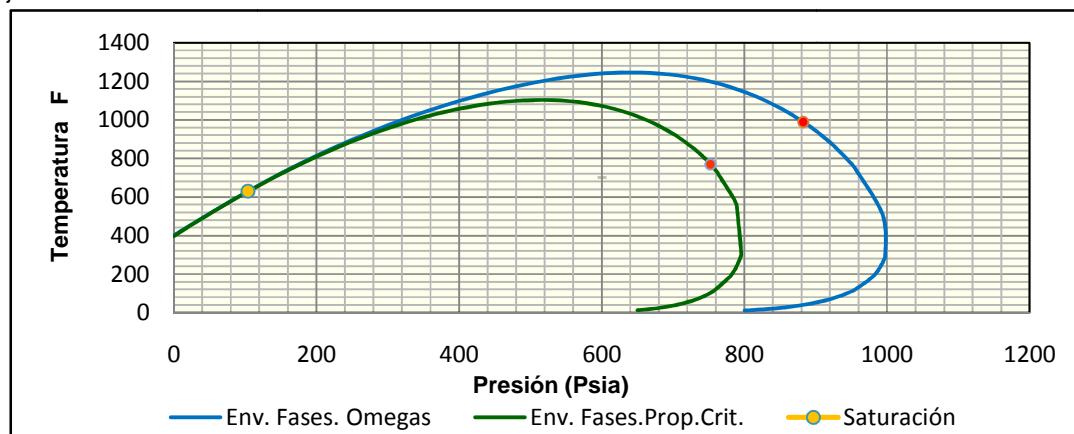
Figura 5. Envoltente de fases para 12 MCN variando propiedades Criticas (Pc y Tc)



Fuente: Base de datos PVT-DESKTOP

La comparación de las envolventes de fases obtenidas como se puede ver en la figura 6 para los dos ajustes de 10 MCN demuestra que el variar propiedades criticas o omega a y omega b es equivalente, ya que es evidente que el ajuste en el rango de temperatura del pozo colorado 25 (Temperatura de yacimiento de 104°F), es similar. El hecho de que el punto crítico predicho por la ecuación ajustada con omegas sea mayor, es un resultado conjunto de las variables de regresión y del agrupamiento.

Figura 6. Comparación de envolventes de fases para las dos ecuaciones de estado de 10 MCN con mejor ajuste



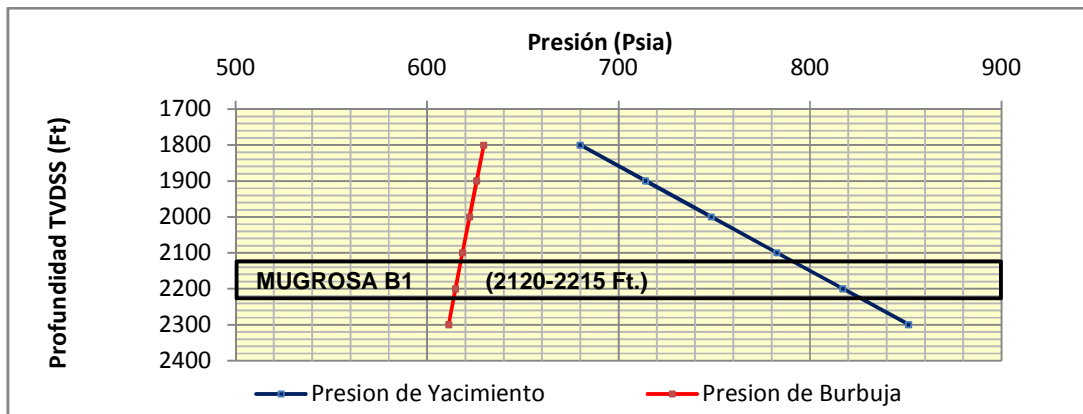
Fuente: Autores del Proyecto.

### 3.4 DETERMINACIÓN DEL CONTACTO TEÓRICO GAS-ACEITE.

El contacto gas-aceite se presenta donde la presión de burbuja del fluido iguala la presión del yacimiento, esta variación está dada por el gradiente composicional del fluido con la profundidad. Una vez que se determinaron las ecuaciones de estado con mejor ajuste se procedió a determinar el gradiente composicional isotérmico por medio del modulo ZGRAD del software VIP PVT-DESKTOP que permite su cálculo.

Los resultados obtenidos con las dos ecuaciones de mejor ajuste, son similares, y muestran que en el espesor productor de la formación mugrosa correspondiente al pozo colorado-25, no se evidencia un contacto Gas-Aceite dentro de la misma, lo que indica que en condiciones iniciales el yacimiento se encontraba subsaturado. En La figura 7 se puede observar que el contacto estaría por fuera de la formación MUGROSA B1 cuyo espesor va desde 2120-2215 ft.

Figura 7. Variación en la presión de burbuja de la columna de fluido debido a la variación composicional.



Fuente: Autores del Proyecto

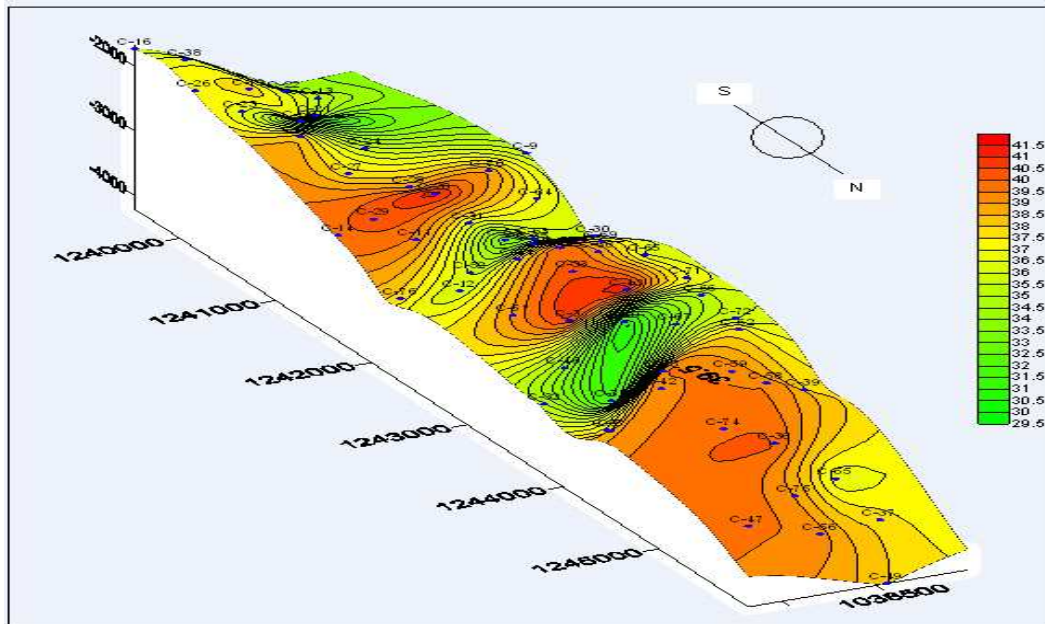
Si el yacimiento fuera homogéneo, se evidenciaría un contacto gas-aceite a 1666 ft. de profundidad aproximadamente, es decir, 454 ft. por encima del tope de la formación.

Para el caso de fluidos tipo Black-oil, como los del pozo Colorado-25 y en general de las arenas B del campo colorado, el gradiente no es pronunciado y su valor fue de 0,037 psi/ft para la presión de burbuja.

### 3.5 CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS.

En los archivos de pozo del Campo Colorado y en la tesis de pregrado de Cristancho <sup>[34]</sup>, se encontró información básica concerniente al aceite y al gas producido en diversos pozos, pertenecientes a varias formaciones y bloques del Campo, la cual se analizó para determinar la variabilidad comportamental de los fluidos en el campo; y en algunos casos se comparó con la caracterización de fluidos de los crudos del área LISAMA localizado en la Cuenca Del Valle Medio Del Magdalena, pues por producir de las arenas B y C de la formación MUGROSA podría existir alguna similitud en los fluidos producidos en estos campos.

Figura 8. Mapa de distribución de gravedades API iniciales del Campo Colorado generado con los topes para Mugrosa B3



Fuente: Base de datos software SURFER 8.

### 3.5.1 Gravedades API.

Las gravedades API para el crudo de Campo Colorado varían desde los 29 hasta los 42 grados, con un valor promedio de 37. Se presenta una tendencia de crudos más livianos hacia el norte del campo como se observa en la figura 8.

**3.5.2 Cromatografía de Gas.** Los resultados recopilados para la cromatografía de gas evidenciaron una similitud en el gas producido de los pozos pertenecientes a la formación mugrosa B1 del Campo Colorado. En el...anexo J figura 1...se muestra por medio del diagrama de estrella la tendencia composicional del gas en las arenas B del campo; se puede ver la diferencia entre los pozos colorado 24 y 25 que producen de B1 con el pozo colorado 70 que produce de B2.

También existen cromatografías para el gas correspondiente a las arenas D del campo, que datan de 1969, y que actualmente no posee pozos en producción,

pero en las cuales se evidenció una similitud composicional del gas, que podría denotar alguna continuidad en las arenas D del campo al menos entre los bloques 1 y 6, al cual corresponden los pozos COL-28 Y COL-49 que se comparan en el diagrama de estrella en el...anexo J figura 2...

Los demás análisis de cromatografía de gas disponibles datan de 1969 y corresponden a pozos que producen conjuntamente de las arenas B y C del Campo Colorado. Estos datos no presentan una tendencia similar como se puede observar en el...anexo J, figura 3...debido posiblemente a la diferencia composicional de los fluidos, pues no hay información que permita aclarar cuanto de cada arena está produciendo cada pozo.

Es importante anotar que la información de cromatografía del gas para el campo esta desactualizada, pues el dato más reciente es para el pozo colorado 25. Es necesario que estos análisis sean llevados a cabo para los pozos que están en producción actualmente, pues esta caracterización es indispensable para la comercialización o reinyección del gas producido.

**3.5.3 Cromatografías del crudo residual.** Se comparó el crudo de la arena B del Campo Colorado con otros campos de la cuenca del valle medio del Magdalena. En el...anexo J figuras 4 y 5...se muestran la composición del residual para el crudo proveniente de los pozos Colorado-25 del bloque 1 y Colorado-64 del bloque 2. Se observa una similitud bastante marcada, lo cual da indicios de la continuidad de la arena B en los bloques 1 y 2 del Campo Colorado. De acuerdo al...anexo J figura 6... se evidencia cierta similitud entre los fluidos de los campos Lisama y Colorado.

**3.5.4 Reología del crudo.** En el...anexo J figura 7...se puede observar que la diferencia más marcada de viscosidades se presenta en los pozos que producen de las arenas C y E con respecto a los pozos que producen de las arenas B; en

general, las viscosidades de B son mayores a las observadas en C y E para una temperatura dada, esto debido a que estas arenas poseen un crudo más volátil que las arenas B, en las cuales el crudo producido es de tipo Black-Oil.

Se comparó la viscosidad del crudo proveniente de la arena B del Campo Colorado y el Campo Lisama. Los cambios de viscosidad del crudo con la temperatura (viscosidades entre 3 y 9 cP) para el Campo Colorado mantienen una tendencia estable a lo largo del rango de temperatura en que se realizaron las pruebas (90-150 °F) como se observa en el...anexo J figura 8...

En el...anexo J figura 9... se muestra la variación en viscosidad para los distintos pozos muestreados del área Lisama (se observan viscosidades desde 3 hasta 50cP) y no hay una tendencia de viscosidad marcada.

La magnitud de las viscosidades observadas en el crudo de Campo Colorado son siempre menores con respecto a los valores de viscosidad del crudo del área Lisama como se muestra en el...anexo J figura 10...

En base a la caracterización de fluidos para el Campo Colorado se concluye que el comportamiento de los mismos es marcadamente distinto en las arenas B con respecto a las arenas C,D y E, en general la tendencia de las propiedades físicas y la cromatografía del gas y el crudo evidencian la presencia de un petróleo más volátil en estas arenas.

En cuanto a la comparación de los crudos de Lisama y Colorado se puede concluir que no hay una similitud en las propiedades físicas y composicionales del gas y el crudo, a pesar de que los dos campos producen de las arenas Mugrosa B y C.

Con referencia al comportamiento de las arenas B que fueron modeladas, la caracterización de fluidos manifiesta la presencia de un Black-oil y se corrobora que el comportamiento a nivel de los bloques evaluados es particular y diferente a las zonas C, D y E del campo.

#### 4. CONCLUSIONES

- De los 4 muestreos PVT's existentes para el campo escuela colorado, solo el del pozo Colorado 25 fue calificado como representativo y de calidad, aun así este muestreo fue sometido por los autores del proyecto a una revisión detallada, encontrándose que reportaba datos anómalos, razón por la cual fue corregido a partir del grueso de la información experimental, suministrada por el laboratorio de ANALISIS PVT DE FLUIDOS DE YACIMIENTO del ICP.
- A partir del muestreo PVT del pozo colorado 25 se llevo a cabo un análisis de sensibilidad para el ajuste de la ecuación de estado, dando como resultado un modelo de Peng-Robinson 3 parámetros con 10 seudocomponentes(MCN), utilizando como variables de regresión propiedades críticas, parámetros de traslación de volumen (*volume shift*) y coeficientes de interacción binarios, con una desviación del 1.72% respecto a la información experimental y termodinámicamente consistente como se manifiesta en su envolvente de fases, lo que posibilita su futuro uso en el modelo dinámico del yacimiento.
- Se pudo calcular por medio de la ecuación de estado de Peng-Robinson ajustada el gradiente composicional isotérmico del fluido, obteniendo un contacto gas-aceite 454 ft. encima del tope de la formación mugrosa B en el pozo colorado 25, esto ratifica el hecho de que en condiciones originales el crudo se encontraba subsaturado, es decir en fase líquida.
- Al comparar las características físicas de los fluidos como %API, viscosidad, y cromatografías del gas y el crudo, se pudo observar una diferencia en los fluidos producidos en las arenas mugrosa B con respecto a otras arenas del campo, y una similitud composicional muy somera de los fluidos de estas mismas con los producidos en un área particular del Campo Lisama.

## 5. RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar un análisis PVT proveniente de una muestra de fondo para el pozo COL-38 que produce de las arenas mugrosa B y C, ya que es el mayor productor del campo, y sus características corresponden a un aceite volátil, esta muestra permitirá determinar la envolvente de fases del fluido e identificar su cercanía al punto crítico y un GOR representativo del crudo a la profundidad dada, que servirá como punto de referencia para la recombinación de muestras de superficie que se tomen en etapas posteriores de la vida productiva del pozo.
- Basados en el análisis PVT para Colorado 38 aplicar la metodología explicada en este proyecto para el modelamiento del fluido por medio de una ecuación de estado y determinar el contacto gas-aceite y su posible presencia dentro de la formación.
- Realizar una campaña de recolección de muestras de gas para análisis cromatográficos en los pozos productores del campo, pues analizando la información de 1960-1970 se evidencia un potencial en el gas que posee en promedio de 1.5 GPM para las arenas B y 3.5 GPM para las arenas C según estos datos, la inyección del gas en las condiciones actuales podría permitir la optimización del factor de recobro, por el mantenimiento de la presión de yacimiento y la disminución de la precipitación de parafinas, pues es el gas es su solvente natural.

## BIBLIOGRAFIA

- [1] Dake, L.P.: "Fundamentals of Reservoir Engineering", ELSEVIER SCIENCE B.V. First Edition 1998 1-98.
- [2] McCain, W.D.: "The Properties of Petroleum Fluids", Second Edition, Penn Well Publishing Co.,Tulsa, OK 1990. 147-164.
- [3] Danesh, A.: "PVT and Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids", Elsevier Scientific Publishing Co., Scotland 1998. 33-99.
- [4] Standing, M.B.: "Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems" Millet the Printer, Inc., Dallas U.S.A.1981. 10-18.
- [5] Barrufet, Maria.: Course: "Fluid Phase Behavior Applied to Reservoir Engineering" Ecopetrol, Colombia, 2007.
- [6] Zudkevitch, D. and Joffe,J.: "Correlation And Prediction Of Vapor-Liquid Equilibria With The Redlich-Kwong Equation Of State," AIChE J., 16, 1 (1970) 112-119.
- [7] Usdin, E. and McAuliffe, J.: "A One Parameter Family Of Equations Of State," Chem. Eng. Sci. (1976) 31, 1077-84.
- [8] Patel, N. and Teja, A.: "A New Equation Of State For Fluids And Fluid Mixtures," Chem. Eng. Sci. (1980) 135, 1503-12.
- [9] Schmidt, G. and Wenzel, H.: "A Modified Van Der Waals Type Equation Of State," Chem. Eng. Sci. (1980) 135. 1503-12.
- [10] Kubic, W.L. Jr.: "A modification of the Martin Equation of State for Calculating Vapor-Liquid Equilibria", Fluid Phase Equilibria(1982) 9, 79-97.
- [11] Soave, G.: "Equilibrium Constants From A Modified Redlich-Kwong Equation Of State," Chemical Engineering Science, 27(1972) 1197-1203.
- [12] Adachi, Y, and Lu, B.: "Simplest Equation of State for Vapor-Liquid Equilibrium Calculation: A Modification of the Van Der Waals Equation", *AICHE J.* (Nov.1984) 30, No. 6, 991-93.
- [13] Heyen, G.: "A Cubic Equation Of State With Extended Range Of Application," Proc., Second World Congress Chem. Eng., Montreal (Oct. 4-9, 1983).

- [14] Jhaveri, B.S. and Youngren, G.K.: "Three-Parameter Modification of the Peng-Robinson Equation of State to Improve Volumetric Predictions", SPERE, (August 1988) 1033-1040.
- [15] Peneloux, A., and Rauzy, E.: "A Consistent Correction for Redlich-Kwong-Soave Volumes," Fluid Phase Equilibria (1982) Vol. 8, 7-23.
- [16] Wei, Y.S. and Sadus, R.J.: "Equations of State For The Calculation of Fluid-Phase Equilibria" AIChE J. Vol 46, 1 January (2000). 169-196.
- [17] Reid, R.C, Prausnitz, J.M., and Poling, B.E.: "The Properties of Gases and Liquids," Mc Graw Hill Book Co., N.Y., 1987. 4.1-4.52 and 5.1-5.31.
- [18] Coats, K.H. and Smart, G.T.: "Application of a Regression Based EOS PVT Program to Laboratory Data," SPERE (Mayo de 1986) 277-99.
- [19] Whitson, C.H.: "Characterizing Hydrocarbon Plus Fractions", SPEJ (Aug. 1983) 683-94.
- [20] Ahmed, T., Cady, G. and Story, A.: "An Accurate Method of extending the analysis of C<sub>7+</sub>", paper SPE 1984 SPE Rocky Mountain Regional Meeting, Casper, WY, May 21-23.
- [21] Ahmed, T., Cady, G. and Story, A.: "A Generalized Correlation for Characterizing the Hydrocarbon Heavy Fractions", Paper SPE, 14226 presented at the 1985 SPE annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Sept. 22-25
- [22] Fevang, O., Singh, K. and Whitson, C.H.: "Guilines for Choosing compositional and black-oil models for volátiles oils and gas condensates reservoirs," paper SPE 63087 presented at the SPE ATCE in dallas, OCTOBER 1-4 2000.
- [23] Whitson, C.H. and Brule, M.R.: "Phase Behavior", SPE monograph (in print); Chapter 5 and Appendices B and C.
- [24] Muskat, M. Distribution of Non-Reacting Fluids in the Gravitational Field. Physical Review. Vol 35(June 1930), p. 1348-1393.
- [25] Schulte, A.M. Compositional Variations Within a Hydrocarbon Column due to Gravity. Paper SPE 9235 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas (Sept. 21-24,1980).

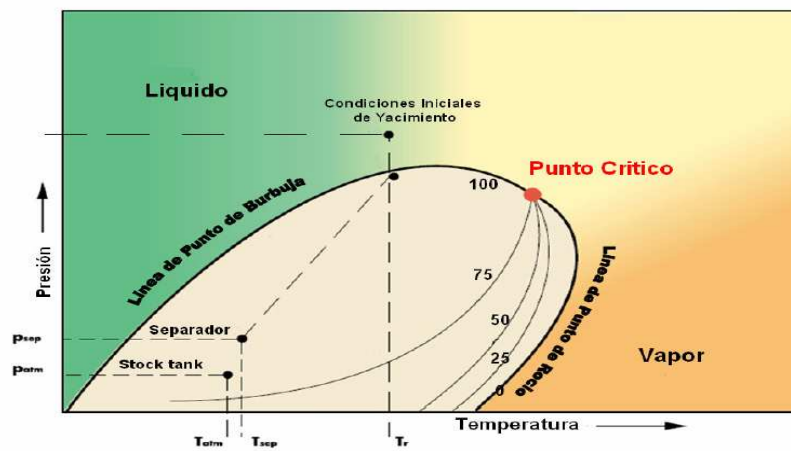
- [26] Wheaton, R.J. Treatment of Variation of Composition With Depth in Gas-Condensate Reservoirs. *SPE*. (May 1991), p 239-244
- [27] Montel, F.; Gouel, P.L.: Prediction of Compositional Grading in a Reservoir Fluid Column. Paper SPE 14410 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. (Las Vegas). (Sept. 22-25) 1985.
- [28] Riazi, M.R. and Daubert, T.E.: Simplify Property Predictions”, *Hydro. Proc.* (March 1986) 115-116.
- [29] Edmister, W.C.: “Applied Hydrocarbon Thermodynamics, Part 4: Compressibility Factors And Equation Of State” *Pet. Ref.* (April 1958) vol 37, 173-175.
- [30] Osorio Gallego, Raúl, Memorias Curso: “Fluidos Composicionales Y PVT Para Ingenieros”, Universidad Corporativa, Octubre 20-24 del 2008.
- [31] Cavett. R.H.:”Physical Data For Distillation Calculations-Vapor Liquid Equilibrium” *Proc.* 27th, annual meeting, API, Dallas (1962) 351-366.
- [32] Lee, B.I and Kesler, M.G “A Generalized Thermodynamic Correlation Based on Three Parameter Corresponding State” *AICHE* (1975) vol 21, 510-15.
- [33] Lorentz, J., Bray, B.G., and Clark, C.R.: “Calculating Viscosities Of Reservoir Fluids From Their Compositions,” *J.P.T.* (October 1964) 1171-1176.
- [34] Cristancho, Diana y Román, Jorge. PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO PARA LA CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS EN CAMPOS MADUROS. APLICACIÓN A LOS FLUIDOS DEL CAMPO COLORADO. UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, 2008.
- [35] Aramendiz, Jose y Velasquez, Miguel. CONSIDERACIONES Y PROCEDIMIENTOS PARA EL ANÁLISIS PVT DEL CRUDO DE CAMPOS MADUROS. APLICACIÓN CAMPO COLORADO. UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, 2008.
- [36] Soto, Claudia y Castro, Rubén. INFORME TÉCNICO ANÁLISIS INTEGRADO DE FLUIDOS AREA LISAMA, 2007.
- [37] Firoozabadi, A.: “Thermodynamics Of Hydrocarbons Reservoirs”, Mc Graw Hill, U.S.A 1999, 1-188.

## ANEXO A.

### CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE YACIMIENTO CON RESPECTO AL COMPORTAMIENTO DE FASES Y DATOS DE PRODUCCIÓN.

#### A.1 Black-Oil (Aceite Negro):

Los Black-Oils contienen una amplia variedad de especies químicas incluyendo moléculas no volátiles, grandes y pesadas. Un diagrama de fases característico de un Black-Oil como el que se muestra en la figura 1 cubre un extenso rango de temperaturas, encontrándose que es el más amplio de todos los fluidos de yacimiento. El punto crítico es un máximo de la envolvente de fases y esta a mayor temperatura que la temperatura del yacimiento.



**Figura 1.** Diagrama de Fases para un Black-Oil  
Fuente: Mc Cain W.D. "The properties of Petroleum Fluids"

Los black-oils están caracterizados por tener una relación de producción inicial de gas-aceite (GOR<sub>i</sub> por sus siglas en inglés) menor de 2000 PCN/barril (scf/STB por sus siglas en inglés), y una gravedad API del crudo medida en los tanques de producción menor de 45°API. El crudo negro identificado en los tanques de producción es muy oscuro, lo que indica la presencia de una gran cantidad de

hidrocarburos pesados, aunque su color puede variar desde el verde oscuro hasta el marrón.

Por otro lado el análisis de laboratorio de un crudo negro indicara un factor volumétrico de formación del crudo (Boi) menor de 2.0 res bbl/STB. El factor volumétrico de formación es la cantidad requerida de líquido de yacimiento en barriles necesaria para producir un barril en el tanque de producción. La composición determinada en laboratorio de fracción pesada o C7+ será mayor de 30% molar.

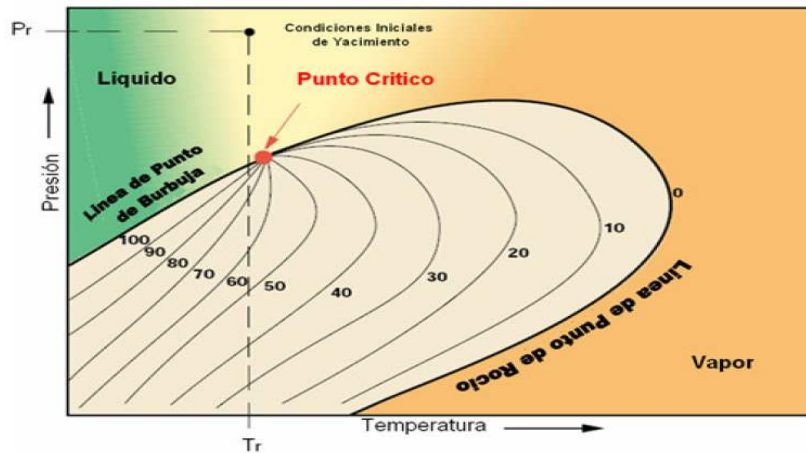
## **A.2 Aceite Volátil:**

Los aceites volátiles contienen menos moléculas pesadas que los aceites negros y más moléculas intermedias (las cuales comprenden desde el etano hasta hexanos). El diagrama de fases de un aceite volátil difiere un poco del diagrama de fases de un aceite negro. El rango de temperaturas cubierto por la envolvente de fases es un poco menor, sin embargo la temperatura crítica es mucho menor que la de un aceite negro. La temperatura del yacimiento es mucho más cercana a la temperatura crítica razón por la cual pertenece junto con el gas condensado o retrogrado a los fluidos cercanos al punto crítico. En los aceites volátiles una pequeña reducción en la presión por debajo de la presión de burbuja a temperatura constante origina una gran cantidad de gas en el yacimiento ya que las líneas de calidad se encuentran más cercanas entre sí como se muestra en la figura 2. Al igual que en el aceite negro la temperatura crítica del aceite volátil es mayor que la temperatura del yacimiento.

Los aceites volátiles estándar se caracterizan por presentar un relación gas-aceite inicial entre 2000-2300 scf/STB, esta relación se incrementa una vez que la presión del yacimiento cae por debajo de la presión de burbuja.

La gravedad del aceite en el tanque de almacenamiento es usualmente de 40°API o mayor. El factor volumétrico de formación de crudo inicial es mayor de 2.0 res

bb/STB. La composición molar determinada en laboratorio de los aceites volátiles tiene entre 12.5-30% de C7+. El aceite del tanque de almacenamiento es coloreado (usualmente café, naranjado o algunas veces verde).

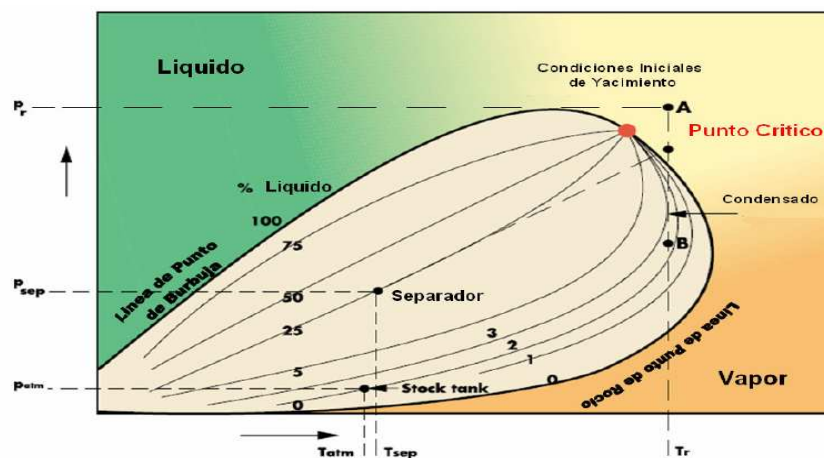


**Figura 2:** Diagrama de Fases para un Aceite Volátil  
Fuente: Mc Cain W.D. "The properties of Petroleum Fluids"

### A.3 Gas Condensado o Retrogrado:

El diagrama de fases de un gas-retrogrado es más pequeño que el de un crudo, y el punto crítico se encuentra abajo y a la izquierda de la envolvente de fases. Estos cambios se deben a que un gas retrogrado contiene menos cantidad de hidrocarburos pesados que los crudos líquidos.

El diagrama de fases de un gas retrogrado tiene una temperatura crítica menor que la temperatura del yacimiento como se observa en la figura 3. Un comportamiento retrogrado consiste en que a medida que se disminuye la presión abajo de la presión de rocío a temperatura constante se observará la condensación de fluido. Esta característica se puede observar en yacimiento aunque el líquido liberado generalmente no fluye por lo cual no puede ser producido en superficie, a nivel de laboratorio se observa que llega un momento en que el líquido liberado comienza a vaporizarse, se deja claro que generalmente esta situación no se presenta en superficie.



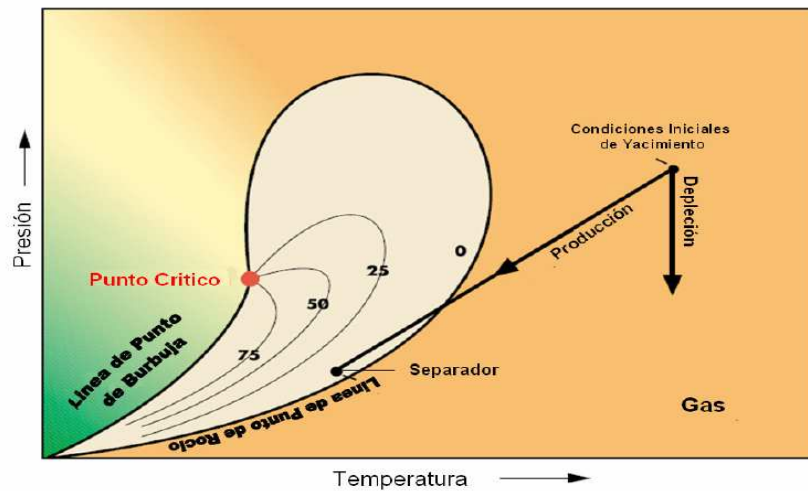
**Figura 3:** Diagrama de Fases de un Gas Condensado  
Fuente: Mc Cain W.D. "The properties of Petroleum Fluids"

El límite inferior del  $GOR_i$  para un gas retrogrado es aproximadamente 3300 scf/STB, y aunque el límite superior no está bien definido se han observado valores de cerca de 150000 scf/STB. La relación gas-aceite de producción se incrementará cuando la presión del yacimiento cae de la presión de rocío del gas. Las gravedades observadas en los tanques de almacenamiento están entre 40° y 60° API, y se incrementa a medida que la presión del yacimiento cae debajo de la presión del punto de burbuja. El líquido puede ser ligeramente coloreado, marrón, naranja, verdoso o claro.

Una relación gas-aceite inicial de producción ( $GOR_i$ ) 3300 a 5000 scf/STB indica un gas retrogrado muy rico, el cual condensaría suficiente líquido para llenar el 35% del volumen del yacimiento. Aunque esta cantidad de líquido no podría ser producida en superficie. Los gases retrógrados presentan menos del 12.5% molar de fracciones pesadas es decir C7+.

#### A.4 Gas Húmedo:

En este tipo de fluidos de moléculas predominantemente más pequeñas el diagrama de fases completo como se observa en la figura 4 está debajo de la



**Figura 4:** Diagrama de Fases de un Gas Húmedo  
Fuente: Mc Cain W.D. "The properties of Petroleum Fluids"

temperatura de yacimiento, un gas húmedo existe únicamente como gas por la caída de presión al salir del yacimiento; la línea de cambio de presiones no entra en la envolvente de fases de ese modo no hay formación de líquido en el yacimiento. Sin embargo las condiciones de separador caen dentro de la envolvente de fases ocasionando la formación de un poco de líquido en la superficie. Este líquido es llamado normalmente condensado, y el gas de yacimiento es llamado algunas veces como gas condensado.

La palabra "húmedo" en el gas húmedo no quiere decir que el gas está húmedo con agua, se refiere a los hidrocarburos líquidos que se condensan a condiciones de superficie. De hecho, el gas de yacimiento está normalmente saturado con agua.

Los gases húmedos producen líquidos en el tanque de almacenamiento con el mismo rango de gravedades que los líquidos producidos a partir de gases retrógrados. La relación gas-aceite de estos fluidos es realmente alta y tanto la gravedad del líquido en el tanque de almacenamiento como la relación gas-aceite

de estos fluidos permanecerá constante durante la vida productiva del yacimiento. El líquido condensado tiene el aspecto de agua clara.

Para propósitos ingenieriles, un gas que produce más de 50000 scf/STB puede ser tratado como si fuera un gas húmedo.

### A.5 Gas Seco

Un gas seco es principalmente metano con algunos intermedios. La figura 5 muestra que la mezcla de hidrocarburos es solamente gas en el yacimiento que las condiciones normales de separación en superficie caen afuera de la envolvente de fases. De ese modo no se forma líquido en la superficie.

La palabra “seco” en los gases secos indica que el gas no contiene suficientes moléculas pesadas para formar hidrocarburos líquidos en la superficie. Usualmente se condensa un poco de agua en la superficie.

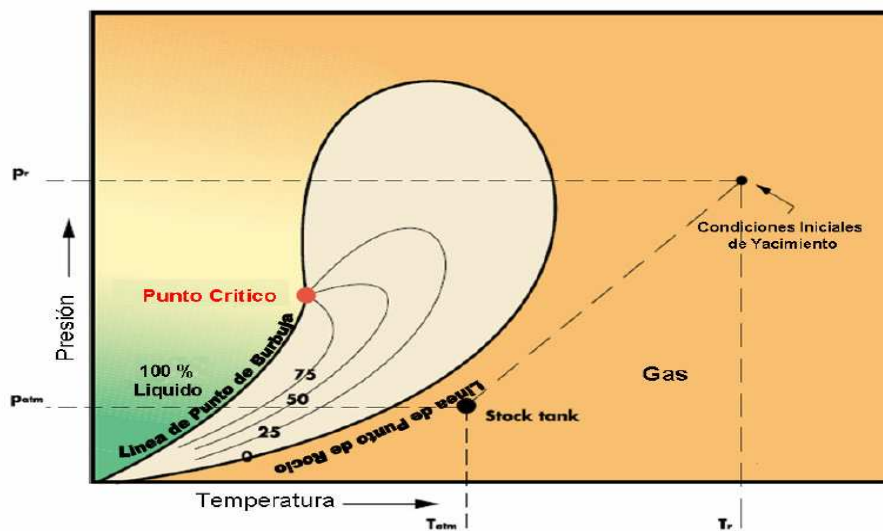


Figura 5: Diagrama de Fases de un Gas Seco  
Fuente: Mc Cain W.D. "The properties of Petroleum Fluids"

## ANEXO B

### ANÁLISIS PVT DE FLUIDOS DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS

#### B.1 Generalidades

El comportamiento volumétrico de fluidos de yacimiento debe ser determinado como una función de la presión y la temperatura para que el ingeniero pueda evaluar el desempeño de la producción de un yacimiento. El fluido de un yacimiento de hidrocarburos puede encontrarse en una o dos fases, y la importancia de definir su calidad y el comportamiento termodinámico característico que presenta es de suma importancia. Las mezclas de hidrocarburos pueden ser caracterizadas por gravedad específica, peso molecular, análisis composicional, y otras propiedades las cuales son determinadas por mediciones<sup>1</sup>.

Los fluidos deben ser identificados por mediciones directas de ciertas propiedades. Estas mediciones involucran, necesariamente, muestras representativas de los fluidos del campo petrolero. El procedimiento más simple es realizar mediciones de las propiedades de los fluidos producidos. La gravedad API del crudo en el tanque de almacenamiento (stock-tank) y la relación gas-aceite-GOR por sus siglas en inglés-, son determinadas rutinariamente<sup>1</sup>.

Por esta razón las propiedades PVT del fluido de yacimiento son críticas para una administración eficiente del yacimiento durante su tiempo de vida, desde el descubrimiento hasta el abandono. Las propiedades PVT- presión/volumen/temperatura- son esenciales para la determinación de los volúmenes en sitio y los cálculos de factor de recobro, y además son claves para la simulación del yacimiento que permiten la evaluación técnica del desarrollo y plan de depleción-agotamiento de la presión del yacimiento-.

La caracterización de fluidos requiere los siguientes pasos claves: (1) adquisición de muestras representativas, (2) identificación de los servicios de laboratorio

necesarios para diseñar las mediciones PVT, (3) implementación de procedimientos de control de calidad y seguridad de la calidad-QA/QC por sus siglas en inglés-, (4) desarrollo de modelos matemáticos para capturar los cambios aproximados como función de la presión, temperatura y composición<sup>2</sup>.

## **B.2 Importancia De Un Estudio PVT**

Los análisis PVT son parte fundamental en la caracterización y en la adecuada explotación y mantenimiento de un yacimiento de petróleo. La información obtenida en estos estudios, es vital para la evaluación de reservas, en el desarrollo óptimo de un plan de recobro, y para determinar la cantidad y calidad de los fluidos producidos.

El objetivo principal de las pruebas PVT es determinar la relación volumétrica de las fases desde condiciones de yacimiento hasta las condiciones de superficie, y también determinar la solubilidad del gas en el crudo.

Las principales propiedades que pueden ser obtenidas en un estudio PVT son:

- **Factor Volumétrico de formación del aceite, Bo:** se define como los barriles de crudo a extraer a condiciones de yacimiento para producir un barril en el tanque de almacenamiento o stock tank barrel en inglés; las unidades son **[rb/STB]**-barriles en yacimiento por barriles en el stock tank-.

- **Relación Gas-Aceite en Solución, Rs:** se define como el contenido de gas en solución o liberado por el crudo líquido en el tanque de almacenamiento medido a condiciones estándar; las unidades son **[scf/STB]**-pies cúbicos de gas a condiciones estándar por barril en el stock tank-.

- **Coefficiente de compresibilidad isotérmica, Co:** se define como la relación que se establece entre el cambio en el volumen con respecto a la presión a

temperatura constante. Para los líquidos este coeficiente es pequeño, y fruto de esta característica en los cálculos de flujo de fluidos se puede decir que presentan un comportamiento incompresible; sus unidades son generalmente en fluidos de yacimiento  $\text{psi}^{-1}$

- **Densidad del gas y del aceite,  $\rho_g$  y  $\rho_o$ :** es la relación que se establece entre la masa y el volumen para un fluido en una sola fase. Las unidades más usadas en fluidos de yacimiento son  $[\text{gm/cm}^3]$  o  $[\text{lbm/ft}^3]$ .

- **Factor Volumétrico de formación del gas,  $B_g$ :** se define como la cantidad de gas en barriles o pies cúbicos a condiciones de yacimiento para obtener un pie cúbico de gas a condiciones estándar. Las unidades son  $[\text{RB/SCF}]$  o  $[\text{ft}^3/\text{SCF}]$ .

- **Factor de compresibilidad del gas,  $Z$ :** es un factor adimensional definido por:

$$Z = \frac{PV}{RT(1)}$$

- **Coficiente de expansión térmica,  $\alpha_o$ :** se define como la relación que se establece entre el cambio en el volumen con respecto a la temperatura a presión constante. Para los líquidos este coeficiente es pequeño, y fruto de esta característica en los cálculos de flujo de fluidos se puede decir que presentan un comportamiento incompresible; sus unidades son generalmente en fluidos de yacimiento  $\text{F}^{-1}$

- **Viscosidad del gas y del aceite,  $\mu_g$  y  $\mu_o$ :** se define como la característica inherente de resistencia de un fluido a transportarse por efecto de cualquier fuerza externa en fluidos de yacimiento generalmente se reporta en Centipoises  $[\text{cPo}]$ .

- **Composición del gas y del aceite:** es la composición reportada para el gas y el líquido de yacimiento medido en una muestra representativa del mismo, por medio de cromatografía líquida y gaseosa. Generalmente se reporta en fracción molar o másica.

### **B.3 Tipos De Muestreo Para Recolectar Muestras A Condiciones De Yacimiento**

El muestreo de fluidos de yacimiento se fundamenta básicamente en la norma API RP 44. El objetivo principal de un programa de muestreo es obtener una muestra de fluido representativa para determinar el comportamiento PVT tanto a condiciones de yacimiento como a condiciones de operación en superficie.

Una amplia variedad de métodos, herramientas y procedimientos existen para llevar a cabo un muestreo de fluido, sin embargo en el desarrollo de un programa de muestreo, se deben de tener en cuenta los siguientes puntos básicos:

- Tipo de fluido y grado de depleción del yacimiento.
- Selección del pozo óptimo de acuerdo con criterios de selección previamente establecidos.
- Selección del mejor método de muestreo.
- Determinar la herramienta más adecuada para el muestreo.
- Realizar un plan de análisis in-situ para las muestras.
- Limpieza y acondicionamiento del pozo.
- Recopilación de información del programa de muestreo (antes, durante y después).
- Muestreo del pozo.
- Transporte y/o transferencia de la muestra.
- Procedimientos de control de calidad a la muestra.

La selección de una técnica de muestreo está influenciada por importantes consideraciones como:

- Volumen de muestra requerido en el laboratorio.
- Tipo de fluido a ser muestreado.
- Grado de depleción del yacimiento.
- Condición mecánica del pozo.
- Tipo de equipo de separación en la superficie.
- Uso de la muestra de fluido a tomar (estudios especiales)

Los dos métodos comúnmente usados son el **muestreo de fondo** y el **muestreo de superficie**. En el muestreo de fondo se baja una herramienta dentro del pozo y se busca capturar muestras a condiciones de yacimiento mientras que el muestreo de superficie trata de tomar muestras de gas y aceite en separador después que se ha logrado unas condiciones estables de flujo. Los fluidos de separador son recombinados a la tasa de producción de la relación gas-aceite (GOR) con el propósito de preparar muestras representativas del yacimiento.

## **B.4 Pruebas Realizadas Comúnmente En El Análisis PVT De Fluidos De Yacimiento**

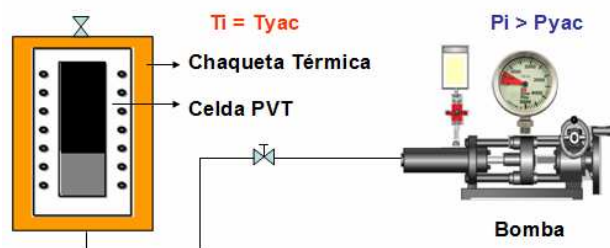
### **B.4.1 Prueba De Expansión A Composición Constante:**

Esta prueba se realiza a sistemas de gas o aceite. Mediante este procedimiento se pueden determinar la presión de saturación del fluido, que si es líquido, corresponderá al punto de burbuja de la mezcla, es decir donde se libera la primera burbuja de gas; y si la mezcla de hidrocarburos es un gas este punto corresponderá al punto de rocío, definida como la presión a la que la primera gota de liquido es condensado. Esta prueba se lleva a cabo en una celda PVT como la que se muestra en la foto 1.



**Foto 1:** Celda de Comportamiento de Fases PV  
Fuente: Laboratorio de análisis PVT-ICP

Para llevar a cabo el procedimiento se debe llevar el fluido a la temperatura del yacimiento y a una presión mayor que la del yacimiento, para garantizar que el fluido este inicialmente en una sola fase dentro de la celda PVT, la forma en que se realiza la prueba se muestra esquemáticamente en la figura 1.

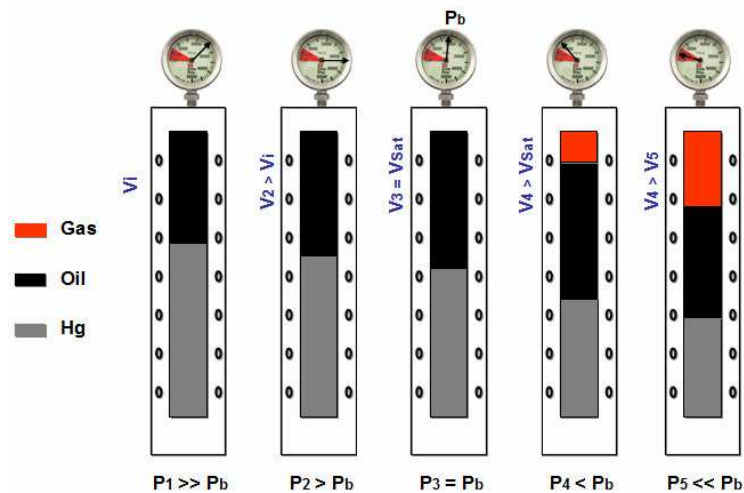


**Figura 1:** Diagrama Esquemático Prueba CCE-Fuente: tesis "consideraciones y procedimientos para el análisis PVT del crudo de campos maduros. Aplicación campo colorado"

Cuando el fluido está a Temperatura de yacimiento a la presión inicial del proceso, se mide el volumen que ocupa el fluido dentro de la celda. El siguiente paso es planear los niveles de presión que se impondrán al sistema para iniciar la corrida de la prueba.

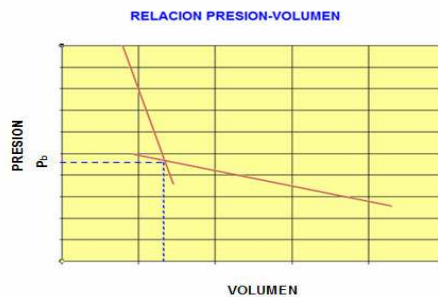
Una vez se han planeado los intervalos de presión, se procede a llevar a cabo la depleción del sistema, es decir, se comienza a disminuir la presión, como se

muestra en la figura 2, el sistema debe ser continuamente agitado para asegurar que las fases están en equilibrio. Para cada nivel de presión se debe registrar la lectura de la bomba y además observar a través de la celda para registrar visualmente el momento en que se forman las primeras burbujas de gas.



**Figura 2:** Representación Prueba de Expansión a Composición Constante:  
Fuente: Modificada de Tarek Ahmed "Reservoir Engineering Handbook"

Los registros de presión y las lecturas de la bomba se grafican, como aparece en la figura 3.



**Figura 3:** Determinación del  $P_b$  con los datos de la prueba CCE  
Fuente: Mc Cain W.D. "The properties of Petroleum Fluids"

El punto de intersección de las dos rectas que se observa en la figura 3 corresponde a la presión de saturación del fluido.

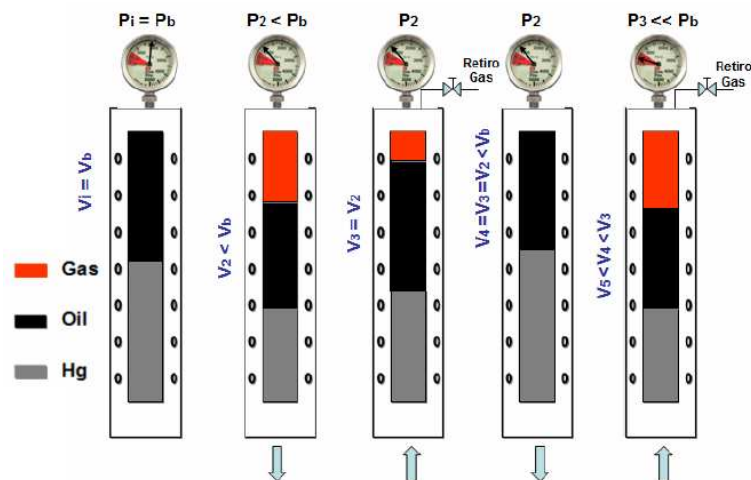
Las propiedades que pueden ser determinadas de la prueba de CCE (constant composition expansion) son:

- Presión de saturación
- Volúmenes relativos: volumen de líquido remanente en la celda sobre el volumen de líquido a saturación
- Densidad del fluido
- Factor de compresibilidad  $Z_{gas}$

#### B.4.2 Prueba De Liberación Diferencial:

Este tipo de pruebas se realiza a fluidos de merma baja, es decir de tipo Black-Oil y crudos pesados. Con esta prueba se busca simular el agotamiento de la presión del yacimiento por efectos de la producción desde la presión de saturación hasta la presión atmosférica. Cuando la saturación de gas alcanza la saturación crítica, el gas liberado comienza a fluir, dejando atrás el aceite donde estaba contenido originalmente. Esto se atribuye al hecho de que los gases tienen en general movi­lidades más altas que el aceite. Consecuentemente, este comportamiento se simula en la prueba diferencial.

La prueba consiste en transferir las muestras a una celda PVT visual, y llevarla a la presión de burbuja y a temperatura de yacimiento. Se procede a crear una capa de gas en la celda disminuyendo la presión por debajo del punto de burbuja esquemáticamente como se muestra en la figura 4.



**Figura 4:** Representación Prueba Liberación Diferencial Fuente: Modificada de Tarek Ahmed "Reservoir Engineering Handbook"

La presión es reducida por etapas, usualmente entre 10 y 15 niveles de presión, y todo el gas liberado es removido a la presión de la celda, hasta que el nivel de líquido llegue al tope de la misma, este proceso se realiza para cada nivel de presión de la prueba.

Cabe anotar que el aceite que permanece en la celda sufre cambios composicionales continuos, haciéndose cada vez más rico en los componentes pesados. El procedimiento se continúa hasta llegar a la presión atmosférica (T=60°F), donde se determina el Vsc (volumen de líquido a condiciones estándar. Con el volumen de aceite residual, se calculan los factores volumétricos de formación Bod, de la siguiente manera:

$$Bod = \frac{\text{volumen de aceite residual en el nivel de presión}}{\text{volumen de aceites residual a condiciones normales}} \quad (1)$$

Generalmente las unidades en las que se reporta son res-bbl/STB que quiere decir barriles de líquido remanente sobre barriles de líquido en el tanque de almacenamiento es decir a condiciones atmosféricas.

Esta prueba permite determinar la variación de los siguientes parámetros manteniendo la temperatura del yacimiento constante:

- Factor Volumétrico de Formación de aceite, gas y total diferencial (Bod, Bgd y Btd).
- Solubilidad del Gas (Rs).
- Densidad del aceite a temperatura de yacimiento y a presiones por arriba y por debajo de la presión del punto de burbuja.
- Gravedad específica del gas liberado en cada una de las etapas (G.E.) y la gravedad acumulativa del gas liberado.
- Factor de compresibilidad (Z) del gas liberado en cada una de las etapas.

- Gravedad API del aceite residual.
- Composición del gas liberado en cada una de las etapas.

#### **B.4.3 Prueba De Separador:**

Mediante esta prueba se busca simular el proceso de producción de crudo desde las condiciones del yacimiento hasta las condiciones del separador de superficie.

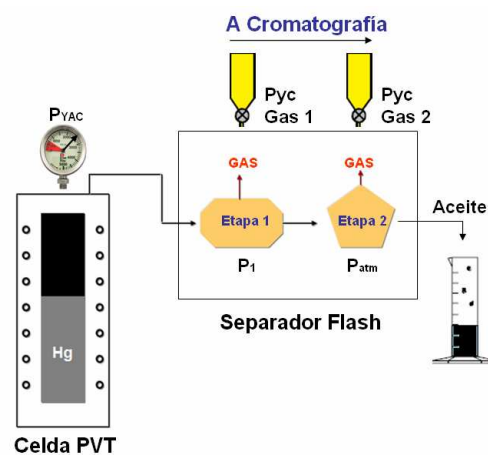
En la prueba se provocan unas separaciones instantáneas llevadas a cabo en dos etapas, la primera a la presión del separador de superficie y la segunda a presión atmosférica, simulando el tanque de almacenamiento o stock tank. En la foto 2 se puede observar el equipo disponible en el ICP para realizar esta prueba.



**Foto 2:** Separador Flash  
Fuente: Laboratorio de análisis PVT-ICP

Con anterioridad deben ser definidas la temperatura y los diferentes niveles de presión basado en la información del campo disponible de los separadores. Se mantiene una temperatura igual a la del yacimiento, luego de tener el fluido contenido en la celda a condiciones de yacimiento y de haber definido la presión y temperatura del separador, se transfiere el fluido de la celda al separador,

manteniendo la presión de yacimiento mediante la bomba; debido al cambio de presión instantáneo el fluido liberará gas. El gas liberado es retirado en cada etapa del separador para determinar su composición y gravedad específica y se mide el volumen de aceite en el “stock tank” a presión atmosférica. Este proceso es llevado a cabo para cada presión de separador definida, una representación esquemática del separador se muestra en la figura 5.



**Figura 5:** Representación Prueba del Separador; Fuente: tesis “consideraciones y procedimientos para el análisis PVT del crudo de campos maduros. Aplicación campo colorado”

Mediante esta prueba se pueden medir principalmente las siguientes propiedades:

- El factor volumétrico de formación (FVF,  $B_o$ )
- La Razón Gas-Aceite ( $R_s$ , GOR)
- La Gravedad API en el Stock Tank
- Las Composiciones del Gas y el Aceite separados

Un objetivo perentorio en esta prueba es determinar las condiciones óptimas del separador en superficie, que se pueden observar mediante la obtención de la figura 6 para cada presión de separador.



**Figura 6:** Determinación Presión Óptima de Separación  
Fuente: Modificada de Mc Cain W.D. "The properties of Petroleum Fluids"

La presión óptima de separador corresponde a la presión en la que se obtiene una °API máxima, además de una relación gas-aceite (GOR) y un factor volumétrico de formación (Bo) mínimo.

#### **B.4.4 Análisis Composicionales De Fluidos De Yacimiento:**

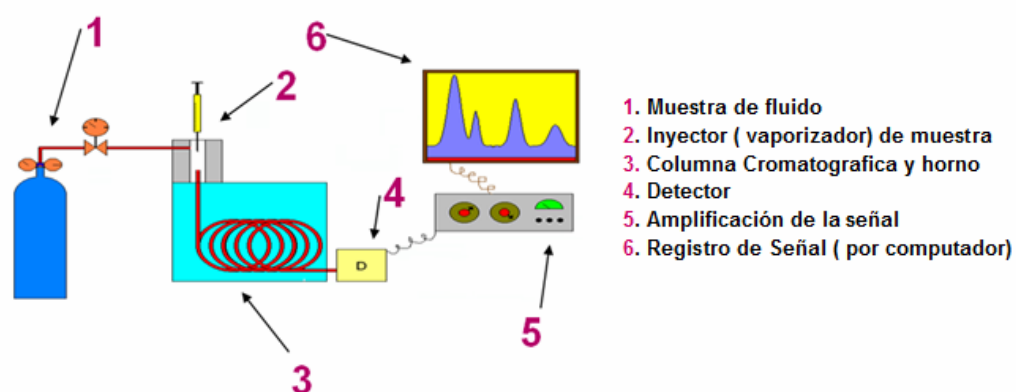
Se realiza mediante la utilización de una herramienta de cromatografía como la que se muestra en la foto 3.



**Foto 3:** Cromatógrafo de Gases  
Fuente: Laboratorio de análisis PVT-ICP

El proceso consiste en inyectar y procesar un volumen de muestra de fluido, que luego de vaporizado es transportado por un gas inerte hacia una columna

empacada o de capilares abierta, donde ocurre una separación física a escala de grupos moleculares y posteriormente el gas “carrier” los guía hacia el detector, ya sea de Ionización de llama (FID) o de conductividad térmica (TCD), donde es registrada la señal por el computador (ver figura 7).



**Figura 7:** Esquema Funcionamiento del Cromatógrafo de Gas  
Fuente: tesis “consideraciones y procedimientos para el análisis PVT del crudo de campos maduros.  
Aplicación campo colorado”

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

## ANEXO C

### GENERALIDADES SOBRE ECUACIONES DE ESTADO CÚBICAS Y SU USO EN EL MODELAMIENTO DE FLUIDOS DE YACIMIENTO

Los fluidos de yacimiento son mezclas de miles de componentes que exhiben comportamiento de fases muy complejos. Es sorprendente que una ecuación de estado cúbica simple tenga la capacidad para realizar un trabajo de predicción excelente en la realización de cálculos de equilibrio vapor-liquido lejos de la región crítica.

Desde que Van Der Waals en 1890 propuso su ecuación de estado han sido muchas las modificaciones que de ella se han hecho, y hoy por hoy, los desarrolladores siguen en busca de la ecuación de estado perfecta, es decir, que logre predecir el comportamiento de fases y volumétrico con una aproximación aceptable incluso en las regiones críticas, además de la predicción de otros equilibrios como el sólido-liquido o sólido-liquido-vapor<sup>1</sup>.

#### C.1 Ecuaciones De Estado Cúbicas:

Las ecuaciones de estado cúbicas son las más usadas en la industria del petróleo, ya que la experiencia acumulada por la industria indica que poseen una ventaja notoria sobre otros modelos termodinámicos como las correlaciones o las ecuaciones de estado empíricas.

Las ventajas fundamentales que han posibilitado el éxito de las ecuaciones de estado radican en que:

---

<sup>1</sup> Firoozabadi, A.: "Thermodynamics Of Hydrocarbons Reservoirs", Mc Graw Hill, U.S.A 1999, 1-188.

- las ecuaciones de estado cúbicas, son también llamadas ecuaciones de estado analíticas ya que es posible llegar a una solución analítica de un polinomio cúbico en volumen o densidad.
- Son modelos matemáticos con bases termodinámicas y empíricas lo que posibilita su ajuste, especialmente en el caso de mezclas de hidrocarburos, e incluso para mezclas de hidrocarburos y agua.
- Son expresiones matemáticas de relativa simplicidad y mediana exactitud, lo que posibilita su uso en cálculos ingenieriles con bajos tiempos de cómputo.

Las propiedades volumétricas de un fluido puro en un estado dado son comúnmente expresadas con el factor de compresibilidad  $Z$ , la cual puede ser escrita como una función de  $T$  y  $P$  o de  $T$  y  $V$ , como puede observarse en la ecuación 1.

$$Z = \frac{PV}{RT} = f_p(T, P) = f_v(T, V) \quad (1)$$

Se ha demostrado que para superar las dificultades que presentan las ecuaciones de estado para predecir propiedades volumétricas en regiones de alta presión y cercanas a su condición crítica es necesario aplicar funciones como la ecuación (3), es decir implícitas en temperatura y volumen.

Una buena opción son las ecuaciones de estado cúbicas que no son ecuaciones complejas y pueden capturar este comportamiento en las regiones críticas y de alta presión con una aproximación aceptable.

Es posible formular todas las ecuaciones de estado cúbicas en una forma general simple de cinco parámetros (Abbott, 1979), como en la ecuación (2):

$$P = \frac{RT}{V - b} - \frac{\theta(V - \eta)}{(V - b)(V^2 + \delta V + \varepsilon)} \quad (2)$$

Esta fórmula permite según el modelo definir cuál es la ecuación requerida usando los parámetros que son cero o no, la tabla 1 define los parámetros para algunas ecuaciones de estado cúbicas conocidas.

La tabla 1 describe los parámetros que al reemplazar en la ecuación genérica generan la ecuación deseada, estos parámetros son particulares a la sustancia pura y muchas veces dependen de las propiedades críticas del fluido<sup>2</sup>.

En este trabajo básicamente fueron usadas dos familias de ecuaciones, Peng-Robinson y Soave-Redlich-Kwong, por esta razón se profundizará en ellas.

**C.1.1 Ecuación de Peng-Robinson.** Aunque en la literatura científica abundan las modificaciones de la ecuación de Van Der Waals, ninguna de tales modificaciones ha tenido tanta aceptación como la ecuación de estado de Peng-Robinson. Según Wu y Prausnitz<sup>3</sup> “... *no es una exageración decir que la ecuación de estado de Peng-Robinson es uno de los éxitos más grandes en la historia de la termodinámica química aplicada. De algún modo, por diseño, determinación, experiencia...Peng y Robinson construyeron el balance óptimo de los términos atractivo y repulsivo tal que la suma de ellos da una representación extraordinariamente cercana de las propiedades termodinámicas configuracionales de un gran número de componentes puros y mezclas*”.

La expresión que representa la ecuación original de Peng-Robinson es:

$$\frac{RT}{V-b} - \frac{a(T)}{V(V-b)+b(V-b)} \quad (3)$$

Esta ecuación en términos del factor de compresibilidad Z, toma la forma de un polinomio cúbico como se muestra en la ecuación 4.

<sup>2</sup> Reid, R.C, Prausnitz, J.M., and Poling, B.E.: “The Properties of Gases and Liquids,” Mc Graw Hill Book Co., N.Y., 1987. 4.1-4.52 and 5.1-5.31.

<sup>3</sup> WU, J.; PRAUSNITZ, J.M. Phase Equilibria For Systems Containing Hydrocarbons, Water, And Salt: An Extended Peng-Robinson Equation Of State. Ind.Eng.Chem.Res. Vol 37(1998), P.1634-1643

<b>EOS</b>	<b><math>\delta</math></b>	<b><math>\varepsilon</math></b>	<b><math>\Theta</math></b>	<b>Parámetros</b>
Van der Waals(1890)	0	0	a	2:a,b
Redlich and Kwong(1949)	b	0	$a/Tr^{\rho.5}$	2:a,b
Wilson(1964)	b	0	$a\alpha(Tr)$	3:a,b, $\alpha(1)$
Soave(1972)	b	0	$a\alpha(Tr)$	3:a,b, $\alpha(1)$
Fuller(1976)	bc	0	$a\alpha(Tr)$	4:a,b,c, $\alpha(1)$
Peng and Robinson(1976)	2b	$-b^2$	$a\alpha(Tr)$	3:a,b, $\alpha(1)$
Martin (1979)	0,25-2b	$(0,125-b)^2$	$a/Tr^n$	3:a,b,n
Soave (1979)	b	0	$a\alpha(Tr)$	4:a,b, $\alpha(2)$
Patel y Teja (1982)	b+c	-bc	$a\alpha(Tr)$	4:a,b,c, $\alpha(1)$
Peneloux, et al. (1982)	b+3c	$2c^2$	$a\alpha(Tr)$	4:a,b,c, $\alpha(1)$
Adachi, et al (1983)	$b_3-b_2$	$-b_2b_3$	$a\alpha(Tr)$	5:a,b,b <sub>2</sub> ,b <sub>3</sub> , $\alpha(1)$
Mathias(1983)	b	0	$a\alpha(Tr)$	4:a,b, $\alpha(2)$
Mathias and Copeman(1983)	2b	$-b^2$	$a\alpha(Tr)$	5:a,b, $\alpha(3)$
Soave (1984)	2c	$c^2$	$a\alpha(Tr)$	4-5:a,b,c, $\alpha(1-2)$
Adachi, et al. (1985)	2c	$-c^2$	$a\alpha(Tr)$	4:a,b,c, $\alpha(1)$
Stryjek and Vera (1986)	2b	$-b^2$	$a\alpha(Tr)$	4:a,b, $\alpha(2)$
Trebble and Bishnoi (1987)	b+c	$-bc-d^2$	$a\alpha(Tr)$	6:a,b(2),c, d, $\alpha(1)$
Mathias, et al. (1989)	2b+3c	$2c^2-b^2$	$a\alpha(Tr)$	6:a,b,c, $\alpha(3)$
Rogalski, et al. (1990)	$\gamma(b-c)$	$c[\gamma(b-c)+c]$	$a\alpha(Tr)$	5:a,b,c, $\alpha(2)$
Twu, et al. (1992)	4b+c	bc	$a\alpha(Tr)$	6:a,b,c, $\alpha(3)$
Soave (1993)	4b+c	bc	$a\alpha(Tr)$	3-4:a,b, $\alpha(1-2)$
Twu, et al. (1995)	2b	$-b^2$	$a\alpha(Tr)$	3:a,b, $\alpha(1)$
Stamateris and Olivera-Fuentes (1995)	0	0	$a\alpha(Tr)$	4: a, b, $\alpha(2)$
Patel (1996)	b+c	-bc	$a\alpha(Tr)$	6: a, b, c, $\alpha(3)$
Zabaloy and Vera (1996,1998)	2b	$-b^2$	$a\alpha(Tr)$	6-8: a, b, $\alpha(4-6)$

Tabla 1. Parámetros de ecuaciones cúbicas populares en la ecuación genérica (2).

Fuente: modificada de "The Properties of Gases and Liquids " Jhon Prauniz

$$Z^3 - (1 - B).Z^2 + (A - 3B^2 - 2B).Z - (AB - B^2 - B^3) = 0 \quad (4)$$

Donde

$$A = \frac{a(T).P}{R^2.T^2} \quad (5)$$

$$B = \frac{bP}{RT} \quad (6)$$

$$Z = \frac{Pv}{RT} \quad (7)$$

Al aplicar la ecuación (5) en el punto crítico se obtienen las expresiones para los parámetros  $a(T_c)$  y  $b(T_c)$  y  $Z_c$

$$a(T_c) = \Omega_a \frac{R^2 T_c^2}{P_c^2} \quad (8)$$

$$b(T_c) = \Omega_b \frac{RT_c}{P_c} \quad (9)$$

$$Z_c = 0.307 \quad (10)$$

Los valores correspondientes a las constantes  $\Omega_a$  y  $\Omega_b$  son:

$$\Omega_a=0.45724 \quad (11)$$

$$\Omega_b=0.07780 \quad (12)$$

A temperaturas distintas a la temperatura crítica las expresiones utilizadas son:

$$a(T) = a(T_c) * \alpha(T_r, \omega) \quad (13)$$

$$b(T) = b(T_c) \quad (14)$$

Es por esta razón que han sido llevado a cabo esfuerzos por mejorar la capacidad predictiva de la ecuación de Peng-Robinson, lo que ha significado que estas modificaciones hayan logrado mejorar las falencias que la ecuación de Peng-Robinson tenía, incluso para mezclas complejas como las de hidrocarburos-agua. Dos modificaciones muy usadas en los últimos años son Twu-Coon-Cunningham y Stryjek-Vera, las cuales se conocen en la industria como Peng-Robinson tres parámetros.

- **Modificación de Twu-Coon-Cunningham.** Los autores de esta modificación se centraron en cambiar la manera como era determinado el término  $\alpha(T_r, \omega)$  y se basaron para su modificación en el principio de los estados correspondientes. Las predicciones hechas con esta modificación para determinar presiones de vapor disminuyen de manera significativa el error.
- **Modificación de Stryjek-Vera.** La variación realizada por estos autores es sobre la manera de calcular el factor  $m$  dependiente del factor acéntrico. Ellos propusieron determinar este factor por medio de un polinomio de tercer grado en lugar de uno de segundo grado como se hace en el modo convencional; de esta manera se obtienen en general valores cercanos a los calculados por el

método antiguo sin embargo las predicciones de presión de vapor mejoran en un rango de temperaturas reducidas de 0.7 a 1.

### C.1.2 Ecuación de Soave-Redlich-Kwong (SRK).

Con el propósito de exponer los lineamientos de la ecuación de Soave-Redlich-Kwong es necesario mencionar las consideraciones de su EOS predecesora, la ecuación de Redlich-Kwong.

“Quizá, el modelo más importante para la modificación de la ecuación de estado de Van der Waals es la ecuación de Redlich-Kwong (Redlich y Kwong, 1949). Este retiene el término de esferas rígidas de Van der Waals, pero introdujo una dependencia de la temperatura en el término atractivo<sup>4</sup>:

$$p = \frac{RT}{V-b} - \frac{a}{T^{0.5} * V(V+b)} \quad (15)$$

Para sustancias puras, los parámetros a y b de la ecuación son expresados usualmente como:

$$a = 0,4278R^2T_c^{2.5}/P_c \quad (16)$$

$$b = 0,0867RT_c/P_c \quad (17)$$

Esta ecuación mostró una mejoría bastante significativa sobre la ecuación de Van der Waals, sin embargo su desempeño era muy pobre en fluidos complejos con factores acéntricos diferentes de cero<sup>5</sup>.

El éxito alcanzado por la ecuación de Redlich-Kwong se convirtió en la inspiración para muchas otras modificaciones empíricas. Soave en 1972 sugirió reemplazar el

---

<sup>4</sup> Wei, Y.S. and Sadus, R.J.: "Equations of State For The Calculation of Fluid-Phase Equilibria" AIChE J. Vol 46, 1 January (2000). P. 169-196.

<sup>5</sup> Ibid., P. 171

término  $a/T^{0.5}$  con un término de dependencia de la temperatura más general  $a(T)$ , que es:

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a(T)}{V(V+b)} \quad (18)$$

Donde:

$$a(T) = 0,4274 \left( \frac{R^2 T_c^2}{P_c} \right) \left\{ 1 + m \left[ 1 - \left( \frac{T}{T_c} \right)^{0,5} \right] \right\}^2 \quad (19)$$

$$m = 0,480 + 1,57\omega - 0,176\omega^2 \quad (20)$$

$$b = 0,08664 \frac{RT_c}{P_c} \quad (21)$$

$\omega$  es el factor acéntrico. Para probar la precisión de la ecuación SRK, se calcularon las presiones de vapor de un gran número de hidrocarburos y sistemas binarios, y se compararon con los datos experimentales (Soave,1972). En contraste con la ecuación original de Redlich-Kwong, la modificación de Soave ajustó bien a la curva experimental y era capaz de predecir el comportamiento de fases de las mezclas en la región crítica <sup>6</sup>.

En términos generales, las ecuaciones de Peng-Robinson y Soave-Redlich-Kwong son ampliamente utilizadas en la industria. Dentro de sus ventajas más significativas se encuentra que pueden representar fácilmente y de manera precisa la relación entre la temperatura, la presión y las composiciones de fase en sistemas multicomponente. Sólo requieren las propiedades críticas y el factor acéntrico de las sustancias involucradas en el sistema de interés, así como su composición y pequeños tiempos de cómputo para una buena predicción del

---

<sup>6</sup> Ibid., P.173

equilibrio de fases. Sin embargo, el éxito de estas ecuaciones está restringido por la estimación de la presión de vapor. Los volúmenes de líquido saturado calculados no son muy acertados y son más altos que los datos de medición. Esta es una de las razones por las cuales se hace necesario el ajuste de este tipo de ecuaciones para el modelamiento de fluidos de yacimiento.

## **C.2 Ajuste De Ecuaciones De Estado Cúbicas**

Por la complejidad en mezcla que representa un fluido de yacimiento, el aplicar una ecuación de estado no es suficiente para que esta modele el comportamiento del fluido tanto en el yacimiento como en superficie. Generalmente los procedimientos de ajustes de ecuaciones de estado comienzan por la división de los componentes más pesados del fluido, que generalmente están representados por las fracciones superiores o plus  $C_{7+}$ ,  $C_{10+}$ ,  $C_{20+}$  o  $C_{30+}$ , en un número manejable de seudocomponentes con peso molecular, fracción molar y propiedades físicas definidas. La ecuación de estado se debe ajustar para todos los componentes del fluido  $C_1$ - $C_6$ ,  $CO_2$ ,  $N_2$ ,  $H_2S$  y los seudocomponentes que representan la fracción pesada.

Coats y Smart fueron los primeros en utilizar técnicas de regresión no lineal multivariada para ajustar las predicciones de ecuaciones de estado cúbicas a datos experimentales de pruebas PVT<sup>7</sup>. Generalmente el ajuste de EOS por esquemas de regresión no lineal multivariada es más un “arte” que una ciencia, y lo que hace el ingeniero de yacimientos es variar los parámetros sobre los cuales radica alguna incertidumbre, como parámetros de la ecuación de estado (omegas

---

<sup>7</sup> Coats, K.H. and Smart, G.T.: “Application of a Regression Based EOS PVT Program to Laboratory Data,” SPERE (Mayo de 1986) 277-99.

A y B), propiedades físicas de los seudocomponentes como presión y temperaturas críticas, así como también coeficientes binarios entre la fracción pesada y los demás componentes del fluido.

Por último es necesario entregar una ecuación con un menor número de componentes; este procedimiento de “unión” de componentes es llamado en la industria petrolera Lumping. Después del lumping la ecuación de estado debe mantener la capacidad predictiva lograda con el splitting y la regresión. El Lumping permite manejar más fácilmente la ecuación de estado en la simulación del yacimiento ya sea para esquemas de recobro mejorado o en la aplicación a fluidos composicionales.

A continuación se explican cada una de las etapas del ajuste a mayor detalle:

### **C.2.1 División en seudocomponentes de la fracción pesada (splitting):**

Para caracterizar correctamente la fracción pesada, se debe extender la composición hasta un seudocomponente de 45 carbonos. La aproximación de que la fracción pesada comprende hasta este número de carbono, ha sido aceptada por la industria dando buenos resultados en el modelamiento.

La distribución de pesos moleculares de la fracción pesada de un hidrocarburo se puede aproximar por una función de densidad de probabilidad, que varía su forma si el tipo de hidrocarburo es liviano o pesado. La función de probabilidad gamma es usada para extender la fracción pesada hasta el SCN45, y las propiedades físicas de cada SCN-peso molecular, temperatura de ebullición y gravedad específica- son asignadas mediante correlaciones o tablas de propiedades.

El modelo probabilístico es una función de los pesos moleculares:

$$p(M) = \frac{(M - \eta)^{\alpha-1} \exp\{-[(M - \eta) / \beta]\}}{\beta^\alpha \Gamma(\alpha)}, \quad (22)$$

Donde  $\Gamma$  es la función gamma y  $\beta$  esta dado por:

$$\beta = \frac{M_{C_{n+}} - \eta}{\alpha} \quad (23)$$

La probabilidad de ocurrencia ( $f_i$ ) es calculada con los puntos medios del peso molecular de cada SCN  $M_i$  y  $M_{i-1}$ .

$$f_i = \int_{M_{i-1}}^{M_i} p(M) dM = P(M_i) - P(M_{i-1}) \quad (24)$$

Finalmente la fracción molar de cada SCN  $Z_i$  es calculada de multiplicar la fracción molar de toda la fracción pesada en la mezcla  $Z_{plus}$  por la probabilidad de aparición del seudocomponente.

$$z_i = z_{plus} \cdot f_i \quad (25)$$

La distribución gamma esta definida por tres parámetros que básicamente son:  $\alpha$ ,  $\eta$  y  $M_{C_{n+}}$ . El valor de  $\alpha$  afecta la forma de la distribución; para muchos casos se considera que un alfa igual a la unidad es suficiente para representar sistemas de hidrocarburos livianos y medianos, y alfas mayores a uno para la distribución de carbonos de pesados. El parámetro  $\eta$  es calculado como el peso molecular promedio entre el primer grupo de carbono (SCN) en el cual comienza la extensión molar y el grupo SCN anterior. Por ejemplo si la fracción pesada comienza en el  $C_{7+}$ ,  $\eta$  es 93, es decir el peso molecular promedio entre el C6 y el SCN7.

Fruto de esta división en seudocomponentes se obtiene la fracción molar, el peso molecular y la gravedad específica de cada SCN, al cual se le debe asignar

también sus propiedades físicas como la presión y temperatura crítica por las correlaciones existentes<sup>8-9-10-11</sup>.

### C.2.2 Ajuste de ecuaciones de estado (EOS) por regresión no lineal multivariada

Las razones para realizar ajustes de una ecuación de estado para mezclas de hidrocarburos son los siguientes:

- La ecuación de estado es derivada para componentes puros, pero es aplicada a mezclas usando reglas de mezcla.
- Las ecuaciones de estado cúbicas, en general, no predicen muy bien datos experimentales para mezclas.
- Los fluidos de petróleo contienen fracciones pesadas, las cuales son difíciles de caracterizar y su composición y parámetros de la EOS, son en la mayoría de los casos desconocidos.
- Se usan pseudocomponentes en los cálculos.

Por estas razones los parámetros de la ecuación son ajustados por métodos de regresión no lineal multivariada. Este método consiste en la minimización de la función objetivo:

$$Q = \sum_{i=1}^n [W_i * ((\phi_i^c - \phi_i^o) / \phi_i^o)]^2 \quad (26)$$

Donde:

$Q$  =función objetivo

---

<sup>8</sup> Riazi, M.R. and Daubert, T.E.: Simplify Property Predictions", *Hydro. Proc.* (March 1986) 115-116.

<sup>9</sup> Edminister, W.C.: "Applied Hydrocarbon Thermodynamics, Part 4: Compressibility Factors And Equation Of State" *Pet. Ref.* (April 1958) vol 37, 173-175.

<sup>10</sup> Cavett, R.H.: "Physical Data For Distillation Calculations-Vapor Liquid Equilibrium" *Proc.* 27th, annual meeting, API, Dallas (1962) 351-366.

<sup>11</sup> Lee, B.I and Kesler, M.G "A Generalized Thermodynamic Correlation Based on Three Parameter Corresponding State" *AICHE* (1975) vol 21, 510-15.

$W_i$ =factor de peso

$\phi_i^c$  =cantidad física calculada

$\phi_i^o$  =cantidad física observada

Los datos que se ajustan por regresión no lineal consisten en mediciones de laboratorio para una muestra de fluido. Para cada muestra se puede introducir los siguientes datos:

- Prueba de expansión a composición constante que incluye los datos de presión de saturación, y volúmenes relativos de crudo a la temperatura del yacimiento.
- Prueba de liberación diferencial (DL), que incluye datos de factor volumétrico de formación ( $B_o$ ), relación gas-aceite en solución ( $R_{sd}$ ), densidades del crudo, factor-Z del gas liberado y gravedades del gas.
- Pruebas de separación multietapa, lo que incluye datos de GOR, densidades del crudo y el gas, y composición en cada etapa.

#### **Variables de regresión:**

Las variables de regresión son usadas para alterar los valores iniciales de los parámetros de la ecuación de estado cúbica, mediante la multiplicación del valor inicial, por ejemplo:

$$T_{ci} = X_j * T_{ci}^{inicial} \quad (27)$$

Donde:

$X_j$  = es la variable de regresión  $j$ ;  $T_{ci}$  = temperatura crítica actual del componente  $i$ ;  $T_{ci}^{inicial}$  = valor inicial de la temperatura crítica del componente  $i$ .

Los parámetros de la ecuación de estado que comúnmente se ajustan son:

- Coeficientes de interacción binarios ya sea de la composición extendida de la fracción pesada con el metano, o de cualquier pareja de hidrocarburos en la mezcla.
- Constantes de volumen (V-shifts)<sup>12</sup>, que corrigen los cálculos volumétricos de la ecuación de estado y se definen como:

$$V_L = V_L^{EOS} - \sum_{i=1}^m X_i * C_i \quad (28)$$

$$V_G = V_G^{EOS} - \sum_{i=1}^m Y_i * C_i \quad (29)$$

Donde  $V_L^{EOS}$  y  $V_G^{EOS}$  son el volumen de líquido y gas predichos por la ecuación de estado, y  $C_i$  es el parámetro de corrección de volumen o V-shift. Peneloux<sup>[14]</sup> demostró que este parámetro de corrección no afecta el cálculo del equilibrio de fases de la ecuación de estado.

- $\Omega_a$  y  $\Omega_b$ , como por ejemplo de la fracción pesada.
- Propiedades críticas ( $P_c$ ,  $T_c$  y  $Z_c$ ) de la fracción pesada.

Sin embargo no existe, ningún conjunto de variables de regresión estandarizada que permita ajustar el comportamiento del fluido de yacimiento a la ecuación de estado.

---

<sup>12</sup> Peneloux, A., and Rauzy, E.: "A Consistent Correction for Redlich-Kwong-Soave Volumes," Fluid Phase Equilibria (1982) Vol. 8, 7-23.

### **C.2.3 Agrupamiento (Lumping) de la ecuación de estado obtenida**

Para que la ecuación de estado sea capaz de predecir el comportamiento de fases de un fluido de yacimiento es necesario el uso de un gran número de componentes.

Generalmente con un número lo suficientemente grande de seudocomponentes para caracterizar la fracción pesada, se puede lograr una buena predicción del comportamiento PVT por medio de la ecuación de estado ajustada. El inconveniente es el tiempo de cómputo que se requiere, cuando la ecuación de estado es integrada a un modelo dinámico del yacimiento, con el fin de simular estrategias de recobro mejorado.

Para disminuir este tiempo de cómputo la mejor estrategia es agrupar los componentes, en un número dado de seudocomponentes, de tal manera que se conserve la capacidad predictiva de la ecuación de estado. Un seudocomponente se puede definir como el conjunto de componentes puros, que agrupados juntos representan un componentes simple con propiedades físicas definidas.

Algunas reglas de Heurística<sup>13</sup> son:

- Agrupar componentes con propiedades críticas similares.
- Agrupar todos los componentes con las composiciones mas pequeñas, menores al 1%.
- No agrupar componentes livianos y pesados.
- La proporción de conjunto agrupado debe ser similar en la medida de lo posible.

---

<sup>13</sup> Barrufet, Maria.: Course: "Fluid Phase Behavior Applied to Reservoir Engineering" Ecopetrol, Colombia, 2007.

## ANEXO D

### VARIACIÓN COMPOSICIONAL EN FLUIDOS DE HIDROCARBUROS

#### D.1 Generalidades

La variación composicional con la profundidad se presenta desde un punto de vista radical en todos los tipos de fluidos de hidrocarburos, sin embargo en la práctica, la mayoría de las variaciones llegan a ser significativas en los aceites volátiles y gases retrógrados o condensados, y en menor medida en casos particulares de los crudos del tipo Black oil. Estas variaciones composicionales a lo largo de la columna del yacimiento pueden tener cientos de pies y pueden causar variaciones en el punto de rocío hasta de 4 psi/ft (90 Kpa/m). En caso de no tener en cuenta dichas variaciones al momento de simular yacimientos para calcular el aceite original in-situ puede ocasionar errores de hasta un 20% en las estimaciones de producción, además de ocasionar la implementación de estrategias de explotación y producción inadecuadas para maximizar el recobro de un yacimiento en particular.

#### D.2 Causas De La Variación Composicional

La gravedad y el gradiente geotérmico son las causas principales de la variación en la composición de los fluidos en los yacimientos con apreciable cambio de profundidad.

Como lo explica la fisicoquímica, los componentes de una mezcla de fluidos migran de acuerdo a su masa en un campo gravitacional.

Existen dos fenómenos conocidos como “barodifusión” asociado a la gravedad y “termodifusión” asociado al gradiente geotérmico, que consisten en la variación de los componentes de una mezcla debido a los cambios de presión y a los cambios de temperatura con la profundidad, respectivamente.

La baro y termodifusión han sido las causas más estudiadas y aplican a los yacimientos de gas condensado con zona de petróleo.

La segregación gravitacional deposita los componentes más pesados hacia el fondo y la difusión térmica hace lo contrario a través de un fenómeno de convección/difusión.

Se ha demostrado experimentalmente que la segregación gravitacional por si sola puede explicar la variación composicional de los fluidos en algunos yacimientos.

### **D.3 Generalidades Del Equilibrio De Fases Bajo La Influencia De La Gravedad.**

La primera formulación desarrollada para calcular la variación composicional bajo la influencia de la gravedad para un sistema isotérmico, fue dada por Gibbs.

La condición de equilibrio está dada por la ecuación:

$$\mu_i(p^0, z^0, T) = \mu_i(p, z, T) + M_i g (h - h^0), \quad i = 1, 2 \dots NC \quad (1)$$

Donde  $\mu_i$ , es el potencial químico del componente i,  $z^0$  es una mezcla homogénea (una sola fase) a la presión  $p^0$  y a la profundidad de referencia  $h^0$ , p es la presión, Z es la composición de la mezcla a la profundidad h y NC es el número de componentes. El sistema total está a temperatura constante<sup>14</sup>.

En 1930, Muskat proporcionó soluciones exactas para la ecuación (1) mediante la utilización de una ecuación de estado (EOS por sus siglas en Inglés) simplificada (mezcla ideal). Los ejemplos numéricos desarrollados con la ecuación simplificada permitieron llegar a la conclusión errónea que la gravedad tenía un efecto despreciable en la variación composicional de los sistemas de hidrocarburos.

---

<sup>14</sup> Ortiz Cancino, Olga patricia Tesis Maestria "Nuevo Esquema Numérico Para El Cálculo Del Gradiente Composicional Isotérmico para Yacimientos de Petróleo", P.20-26

Estudios posteriores realizados por Sage y Lacey en 1938 evaluaron la ecuación (1) utilizando una EOS más realista. Mediante ejemplos, mostraron variaciones significativas de la composición con la profundidad para sistemas de hidrocarburos. Además, hicieron la observación clave que en los sistemas de hidrocarburos cuyas condiciones de yacimiento están en la vecindad de su condición crítica, se espera que tengan variaciones composicionales significativas con la profundidad<sup>15</sup>.

Dichas variaciones pueden ir desde gas condensado a petróleo liviano o volátil, desde el tope a la base de la arena respectivamente; o de petróleo mediano en la cresta hasta crudo pesado en la base de la arena prospecto.

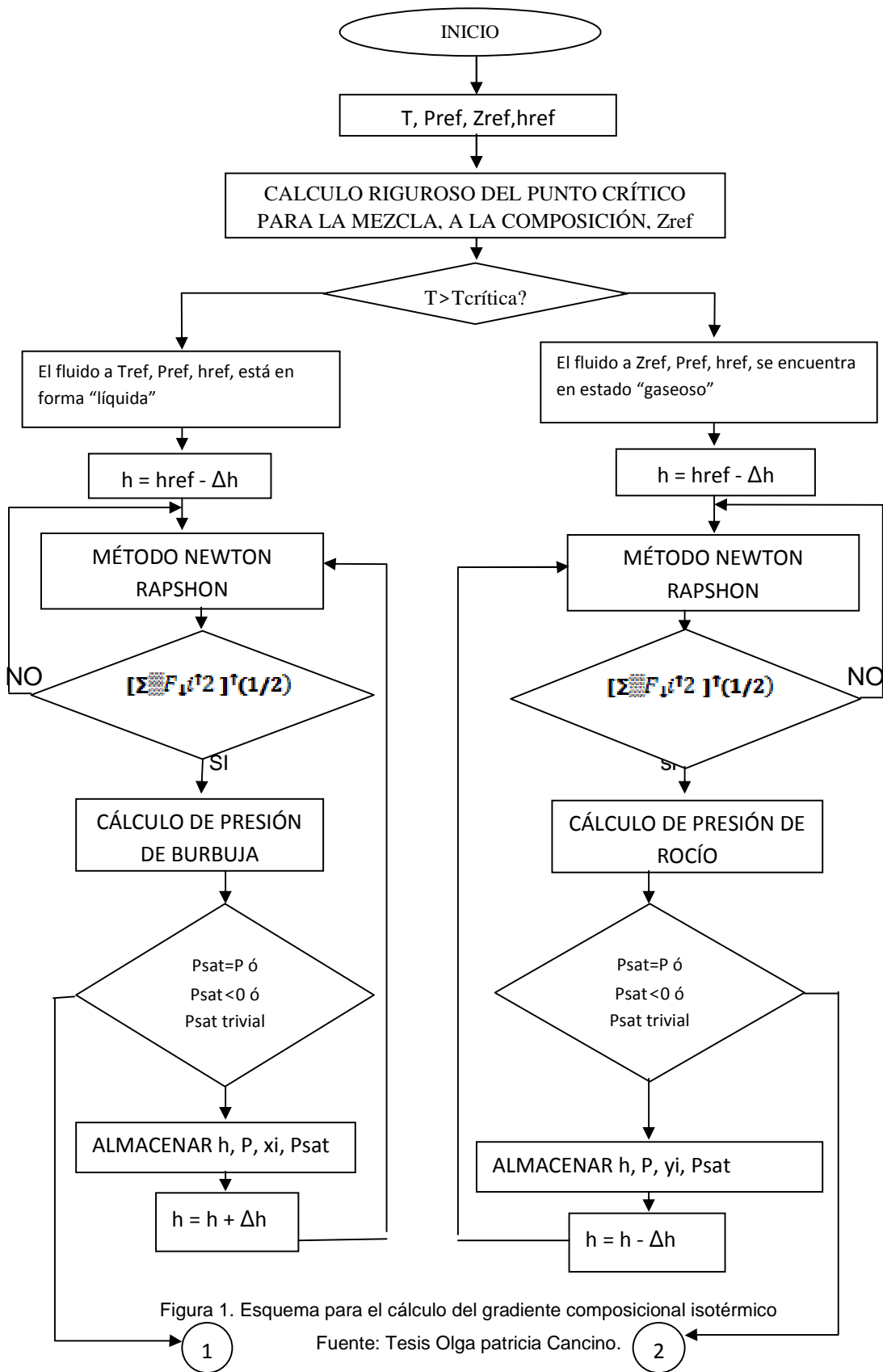
En el periodo comprendido desde 1938 hasta 1980 la literatura petrolera no presentó publicaciones sobre el cálculo del gradiente composicional, ésta se limitaba únicamente a mencionar casos de yacimientos que presentaban variación composicional. A partir de 1980 se empezaron a desarrollar modelos para el cálculo de dicho gradiente; de hecho Schulte fue el primero que resolvió la ecuación (1) utilizando una ecuación de estado cúbica para determinar la fugacidad de los componentes a una profundidad dada. Igualmente se desarrollaron trabajos que presentaban formulaciones del problema del gradiente composicional incluyendo la difusión térmica, aunque estaban limitados a sistemas binarios.

El mayor desarrollo en la formulación del gradiente composicional de ha dado para sistemas isotérmicos o sistemas donde el gradiente térmico no es significativo, llegando a plantearse algoritmos para la determinación del mismo.

Algunas de las soluciones más conocidas para el sistema de ecuaciones que describen el gradiente composicional isotérmico han sido propuestas por varios investigadores ( Schulte, 1980; Montel y Gouel, 1985; Whitson y Belerey, 1994).

---

<sup>15</sup> Whitson, C.H., Trondheim, U., Belerey, P. "Compositional Gradients in Petroleum Reservoirs", Paper SPE # 28000, 1994, P.443.



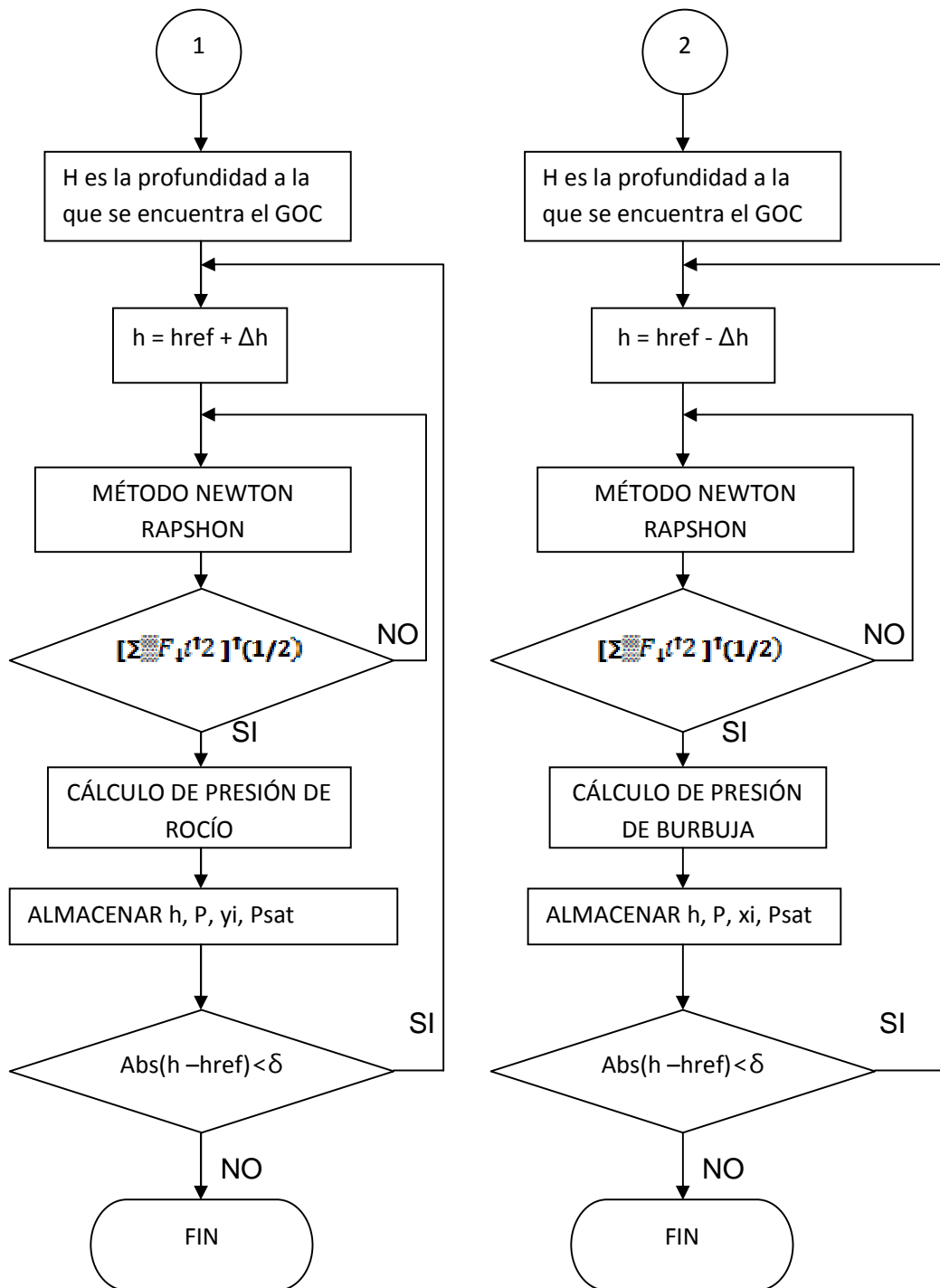


Figura 2. Esquema para el cálculo del gradiente composicional isotérmico (continuación).  
Fuente: Tesis Olga patricia Cancino.

Se han presentado adelantos en la formulación del gradiente composicional que involucra el gradiente geotérmico, como lo planteó Bedricovetsky en 1993, sin embargo este es un campo que se encuentra en desarrollo actualmente.

Los diagramas de flujo anteriores fueron tomados de la modificación realizada por Ortiz Cancino<sup>16</sup> al algoritmo tradicional utilizado para el cálculo del gradiente composicional isotérmico, dicha modificación buscaba una mayor estabilidad numérica en la predicción del gradiente composicional.

#### **D.4 Yacimientos Con Mayor Tendencia A Mostrar Variaciones Composicionales.**

Los yacimientos que han mostrado cambios importantes en su composición a causa de la variación de la profundidad poseen ciertas características especiales que a continuación se resumen:

- Yacimientos con gran espesor y/o cambios importantes de profundidad.
- Yacimientos cuasicríticos, de gas condensado y de petróleo volátil. También se ha observado variaciones composicionales en yacimientos de crudo negro o mediano.
- Presencia de pequeñas cantidades de hidrocarburos muy pesados y particularmente componentes aromáticos en el gas o en el petróleo.
- Presencia de gran cantidad de fracciones intermedias (C2 – C4). Estas fracciones normalmente ponen la mezcla cerca de su composición crítica.

Matemáticamente se ha demostrado que la variación composicional es mayor cuando se está en condiciones de presión y temperaturas cercanas al punto crítico y cuando uno o más componentes de la mezcla tiene una densidad muy superior al promedio de la mezcla.

---

<sup>16</sup> Ortiz Cancino, Olga patricia Tesis Maestria “Nuevo Esquema Numérico Para El Cálculo Del Gradiente Composicional Isotérmico en Yacimientos de Petroleo”, UIS, 2001, P. 37-38

## Anexo E

### GENERALIDADES DEL CAMPO ESCUELA COLORADO

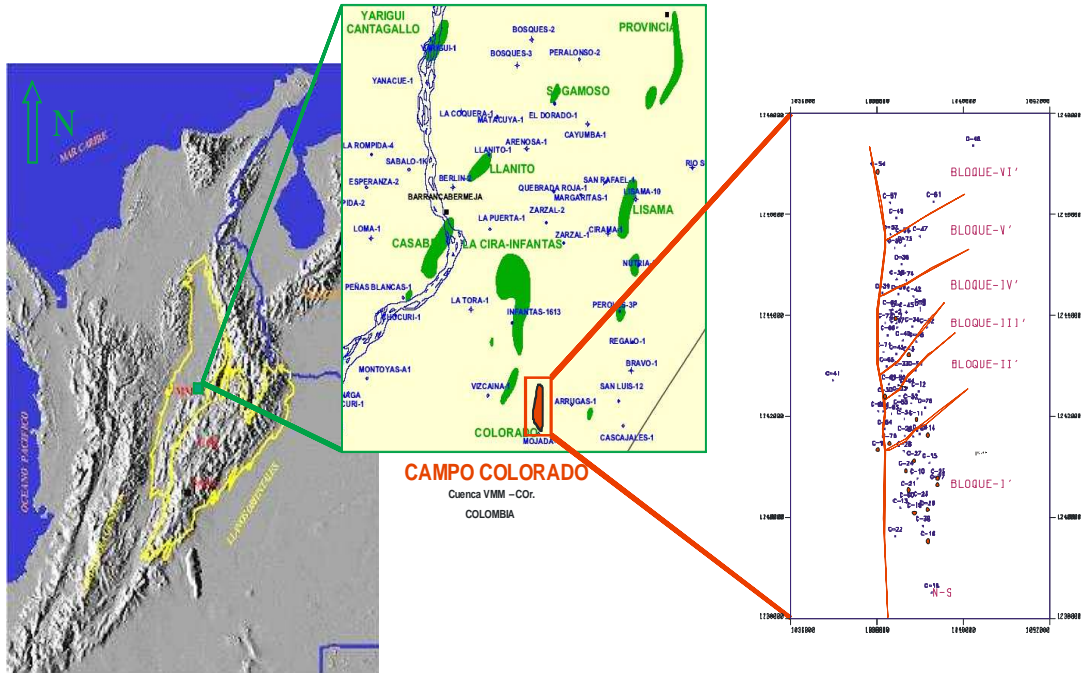
El Campo Colorado está situado en la parte central de la concesión de mares, en el departamento de Santander (Colombia) en jurisdicción del municipio de San Vicente de Chucuri. El campo alcanzó su máxima producción en Noviembre de 1961 con 1765 BOPD, y a continuado su etapa de declinación hasta el día de hoy, lo cual, lo califica como un campo maduro. En la actualidad es una unidad académica-administrativa de carácter científico, tecnológico y de operación de hidrocarburos, creada para poner en funcionamiento el convenio de cooperación empresarial con fines científicos y tecnológicos suscrito entre la Universidad Industrial de Santander y ECOPETROL S.A.

#### E.1 Información general de yacimiento

Parámetro	Arena B	Arena C	Unidad
Temperatura de Yacimiento	114	174	°F
API	41.2	39.7	%API
Profundidad Promedia	1700	3500	Ft
Presión de Burbuja	648	2078	Psia
Viscosidad a P <sub>b</sub>	1.64	0.462	Cp
B <sub>o</sub> a P <sub>b</sub>	1.091	1.401	RB/Stb
Aceite Original	20.0	37.3	MM BIs
Area	634	1083	Acre
Parámetro			Unidad
Espaciamiento / pozo			20 - 30 Acres
Producción Prom. / Pozo Perforado			112 MBbIs
Pozos Perforados			75
Pozos Activos			21
Pozos Produciendo			3
Pozos Cerrados			54
Reservas Remanentes			100 200 MBIs
Factor de Recobro			14.83 %

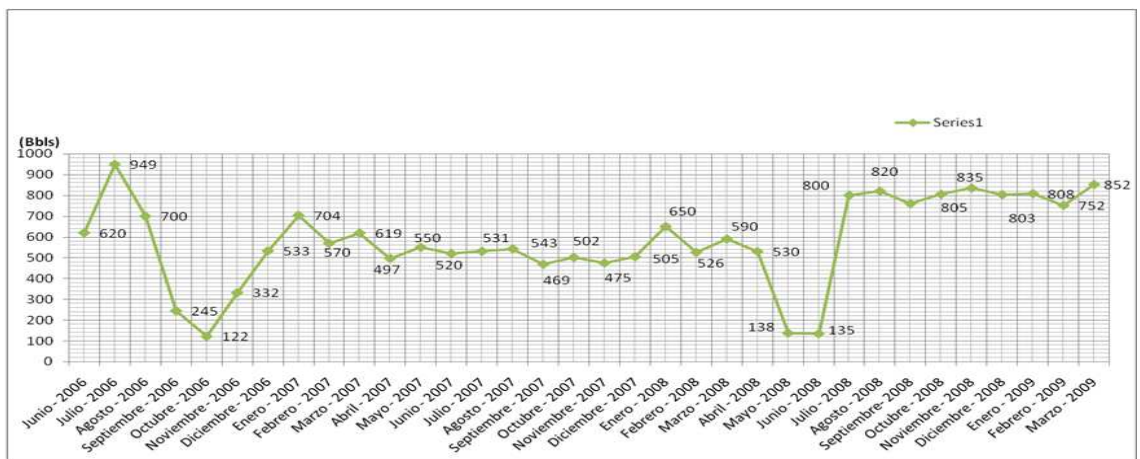
Fuente: Informe Colorado 2003. Diagnostico y Estrategias de Recobro para ocho áreas de la Gerencia centro oriente. ECOPETROL

## E.2 Mapa y bloques del Campo Escuela Colorado



Fuente: Tesis: Modelo Sedimentológico y Estratigráfico del Campo Escuela Colorado. Andres Mantilla y Crispin Fonseca.

## E.3 Curva de Producción mensual actual del Campo Escuela Colorado



Fuente: Base de datos Campo Escuela Colorado

## ANEXO F

### METODOLOGÍA PARA LA ESCOGENCIA DE LAS ECUACIONES DE ESTADO CUBICAS PARA EL MODELAMIENTO DE FLUIDOS DEL CAMPO COLORADO

Las ecuaciones de estado cúbicas han tenido en los últimos 40 años un uso extenso, sobre todo en la industria del petróleo. Este hecho ha promovido el desarrollo y evolución de estos modelos termodinámicos, y por tanto mediante la metodología aquí propuesta se escogieron las ecuaciones de estado de mayor uso en la industria y sus características más importantes fueron comparadas cualitativamente, lo que dio como resultado la escogencia de las ecuaciones de estado mediante las que se modelo el fluido del Campo Escuela Colorado.

Vale decir que las ecuaciones analizadas fueron escogidas porque han sido utilizadas en el modelamiento de fluidos de yacimiento, y existe bibliografía científica que así lo demuestra.

Entre las ecuaciones evaluadas están Peng-Robinson(PR) 3 parámetros<sup>17</sup>, Soave-Redlich-Kwong(SRK) 3 parámetros<sup>18</sup>, Zudkevitch-Joffe(ZJ)<sup>19</sup>, Schmidt and Wenzel (SW)<sup>20</sup>, Usdin-Mcaliffe (UM)<sup>21</sup>, Heyen<sup>22</sup>, Kubic<sup>23</sup>, Adachi-Lu (AL)<sup>24</sup>, Patel-Teja (PT).

---

<sup>17</sup> Jhaveri, B.S. and Youngren, G.K.: "Three-Parameter Modification of the Peng-Robinson Equation of State to Improve Volumetric Predictions", SPERE, (August 1998) 1033-1040.

<sup>18</sup> Soave, G.: "Equilibrium Constants From A Modified Redlich-Kwong Equation Of State," Chemical Engineering Science, 27(1972) 1197-1203.

<sup>19</sup> Zudkevitch, D. and Joffe, J.: "Correlation And Prediction Of Vapor-Liquid Equilibria With The Redlich-Kwong Equation Of State," AIChE J., 16, 1 (1970) 112-119.

<sup>20</sup> Schmidt, G. and Wenzel, H.: "A Modified Van Der Waals Type Equation Of State," Chem. Eng. Sci. (1980) 135. 1503-12.

<sup>21</sup> Usdin, E. and McAuliffe, J.: "A One Parameter Family Of Equations Of State," Chem. Eng. Sci. (1976) 31, 1077-84.

Las características evaluadas se aplican a las ecuaciones de estado cúbicas en su forma predictiva, es decir, sin ajustes por regresión. La escala descriptiva de la tabla 1 asigna un juicio valorativo de muy bueno, bueno, regular o malo y además un intervalo numérico a ese mismo juicio que permite evaluar cualitativamente las características comparativas.

La tabla 2 de comparación cualitativa de características, contiene estos juicios valorativos; y en la tabla 3 se asigna un valor numérico a dicha característica.

Las dos ecuaciones escogidas para el modelamiento del fluido de campo colorado fueron Peng-Robinson y Soave-Redlich-Kwong, pues tienen los mayores puntajes en la escala numérica.

Tabla 1. ESCALA DESCRIPTIVA				
Evaluación	(MB) Muy Bueno	(B) Bueno	(R) Regular	(M)
Descripción	Cumple totalmente la característica y posibilita que los resultados predichos sean similares a los obtenidos experimentalmente	Cumple la característica, aporta para que los resultados del modelo se aproximen a los obtenidos experimentalmente	Cumple parcialmente la característica; medianamente contribuye para que los resultados del modelo sean similares a los obtenidos experimentales	No cumple bien la característica; con lo cual los resultados del modelo se desvían de los obtenidos experimentalmente
Puntuación	100-91	90-71	70-51	50-0

Fuente: Autores del proyecto

<sup>22</sup> Heyen, G.: "A Cubic Equation Of State With Extended Range Of Application," Proc., Second World Congress Chem. Eng., Montreal (Oct. 4-9, 1983).

<sup>23</sup> Kubic, W.L. Jr.: "A Modification Of The Martin Equation Of State For Calculating Vapor-Liquid Equilibria," Fluid Phase Equilibria (1982) 9, 79-97.

<sup>24</sup> Patel, N. and Teja, A.: "A New Equation Of State For Fluids And Fluid Mixtures," Chem. Eng. Sci. (1980) 135, 1503-12.

Tabla 2. COMPARACIÓN DE MODELOS DE ECUACIÓN DE ESTADO									
CARACTERÍSTICAS	MODELOS								
	PR(3P)	SRK(3P)	ZJ(RK)	SW	UM	HEYEN	KUBIC	AL	PT
Determinación del comportamiento volumétrico de mezclas de hidrocarburos	R	R	R	MB	M	M	M	M	M
Determinación de la densidad del líquido en mezclas de hidrocarburos	R	R	R	MB	M	M	M	M	M
Capacidad para la predicción del equilibrio vapor líquido en mezclas de hidrocarburos	MB	MB	B	R	R	R	R	R	R
Comportamiento en las regiones críticas y de alta presión en mezclas de hidrocarburos	M	M	M	M	M	M	M	M	M
Comportamiento en regiones de baja presión	MB	MB	B	B	B	B	B	B	B
Tiempo de computo empleado	MB	MB	MB	MB	MB	B	B	B	B
Cantidad de datos de entrada que se requieren para el modelado	MB	MB	MB	B	B	B	B	B	B
Utilizado en modelamiento de fluidos de yacimiento y/o en simulación de procesos de refinación	MB	MB	MB	M	M	M	M	M	M
Implementada en software comerciales para ajuste por regresión	MB	MB	MB	M	M	M	M	M	M

PR: Peng-Robinson, SRK: Soave-Redlich-Kwong, ZJ: Zudkevitch-Joffe, SW: Schmidt and Wenzel, US: Usdin-Mcaliffe (UM) (123), Heyen, Kubic, AL: Adachi-Lu, PT: Patel-Teja.

Fuente: Autores del proyecto

<b>Tabla 3. COMPARACIÓN DE MODELOS DE ECUACIÓN DE ESTADO</b>									
<b>CARACTERÍSTICAS</b>	<b>MODELOS</b>								
	<b>PR(3P)</b>	<b>SRK(3P)</b>	<b>ZJ(RK)</b>	<b>SW</b>	<b>UM</b>	<b>HEYEN</b>	<b>KUBIC</b>	<b>AL</b>	<b>PT</b>
Determinación del comportamiento volumétrico de mezclas de hidrocarburos	70	65	70	91	50	50	50	50	50
Determinación de la densidad del líquido en mezclas de hidrocarburos	70	65	70	91	50	50	50	50	50
Capacidad para la predicción del equilibrio vapor líquido en mezclas de hidrocarburos	98	98	90	65	65	65	65	65	65
Comportamiento en las regiones críticas y de alta presión en mezclas de hidrocarburos	50	50	50	40	40	40	40	40	40
Comportamiento en regiones de baja presión	95	95	90	85	85	85	85	85	85
Tiempo de computo empleado	98	98	98	98	90	90	90	90	90
Cantidad de datos de entrada que se requieren para el modelado	98	98	98	90	90	90	90	90	90
Utilizado en modelamiento de fluidos de yacimiento y/o en simulación de procesos de refinación	100	100	90	65	65	65	65	65	65
Implementada en software comerciales para ajuste por regresión	100	100	95	20	20	20	20	20	20
<b>TOTAL</b>	<b>779</b>	<b>769</b>	<b>751</b>	<b>645</b>	<b>555</b>	<b>555</b>	<b>555</b>	<b>555</b>	<b>555</b>

PR: Peng-Robinson, SRK: Soave-Redlich-Kwong, ZJ: Zudkevitch-Joffe, SW: Schmidt and Wenzel, US: Usdin-Mcaliffe (UM) (123), Heyen, Kubic, AL: Adachi-Lu, PT: Patel-Teja.

Fuente: Autores del proyecto

## ANEXO G

### COMPLEMENTOS DE LA METODOLOGÍA APLICADA AL ANALISIS DE FLUIDOS DE CAMPO ESCUELA COLORADO

#### G.1. Generalidades

Para evaluar la calidad y representatividad de muestreos PVT se han reconocido algunos métodos para lograr este fin, que varían según el fluido de yacimiento. Los siguientes lineamientos están diseñados para fluidos tipo gas condensado o aceite volátil:

- Está la presión de saturación por encima o por debajo de la presión del yacimiento.
- Es consistente el GOR de producción con el GOR de la muestra recombinada y se valida por el balance de material.
- Esta la prueba de Hoffman-Crump-Hocott<sup>25</sup> indicando que los valores K están de acuerdo con los fases muestreadas.
- Es consistente el balance de material para la prueba de depleción a volumen constante CVD por el método de Whitson and Torp<sup>26</sup>.

---

<sup>25</sup> Whitson, C.H. and Brule, M.R.: Phase Behavior, SPE monograph (in print); Chapter 5 and Appendices B and C.

<sup>26</sup> Fevang, Ø., Singh, K. and Whitson, C. H.: " Guidelines for Choosing Compositional and Black-Oil Models for Volatile Oil and Gas-Condensate Reservoirs," paper SPE 63087 presented at the SPE ATCE in Dallas, October 1-4, 2000.

Y los siguientes están diseñados para crudo pesados Y Black-Oil:

- Esta la presión de saturación arriba o abajo que la presión de yacimiento.
- Es la Función Y consistente.

## **G.2 Análisis con función Y para el Campo Colorado**

Las acumulaciones de crudo en el Campo Colorado corresponden básicamente a un crudo tipo Black-Oil para las arenas B, y un aceite volátil para las arenas C, D y E

Aunque hay muestreos disponibles para las arenas C, D y E del campo los muestreos PVT no tienen la información suficiente para realizar el análisis de balance de materiales y de la distribución de valores K (coeficientes de distribución), ya que no se posee análisis cromatográficos del gas liberado en cada etapa de la liberación diferencial (DL).

Por tanto para todos los muestreos PVT disponibles que se tienen del Campo Escuela Colorado se utilizó la función Y.

$$Y = \frac{Pb - P}{P(Vr - 1)} \quad (1)$$

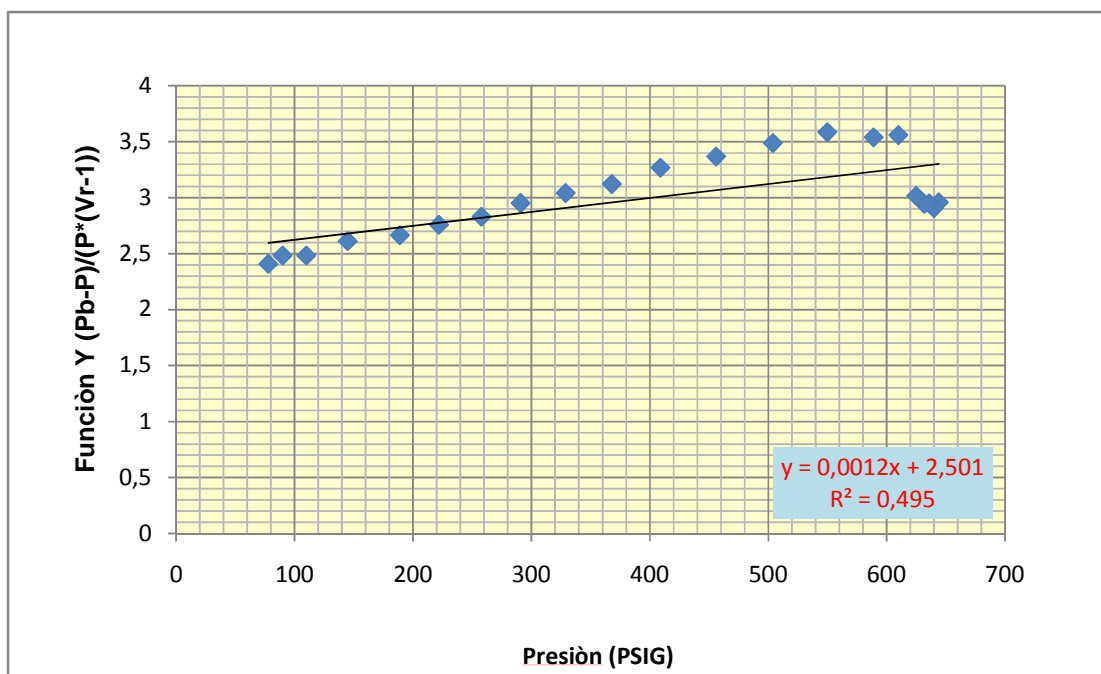
*Pb*: presión de burbuja; *P*: Presión; *Vr*: volumen relativo (CCE)

Las graficas de los resultados obtenidos se muestran en la figura 1 a la figura 4

Cuando la función Y para un fluido presenta una tendencia lineal esto indica que el muestreo del fluido es de calidad. Cuando a presiones altas, es decir cercanas a la presión de saturación del fluido hay puntos que se desvían de esta tendencia

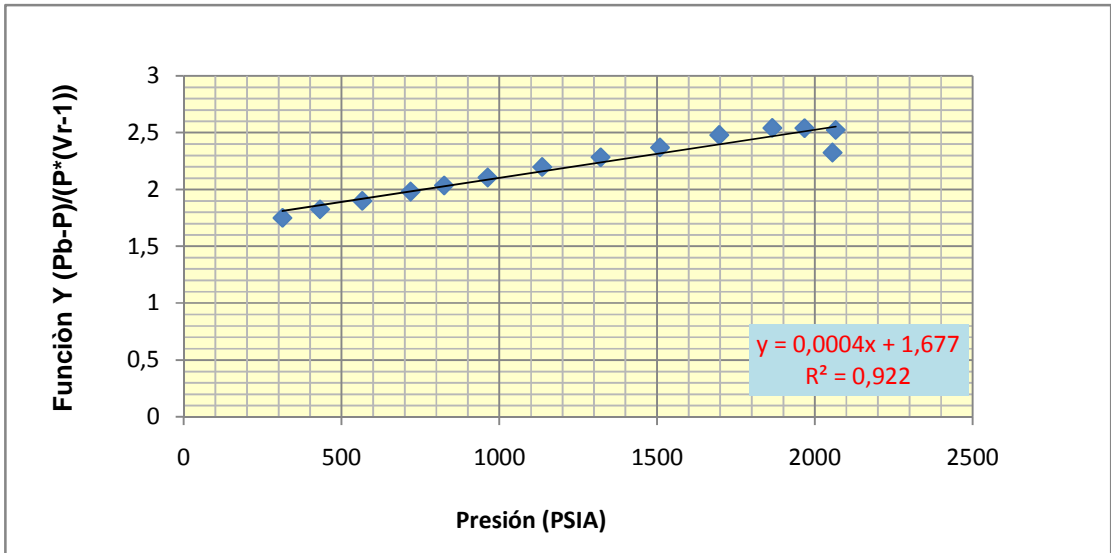
lineal, esto es un indicativo que la presión de saturación del fluido esta subestimada o sobrestimada. Para el caso de colorado 43 y colorado 49 la presión de burbuja del fluido esta subestimada ya que hay puntos de presión alta que se encuentran por debajo de la línea recta. Para Colorado 12 la presión de burbuja esta sobrestimada y Colorado 25 presenta un buen ajuste de la función Y, lo que corrobora su consistencia.

Figura 1 Función Y para Colorado 43



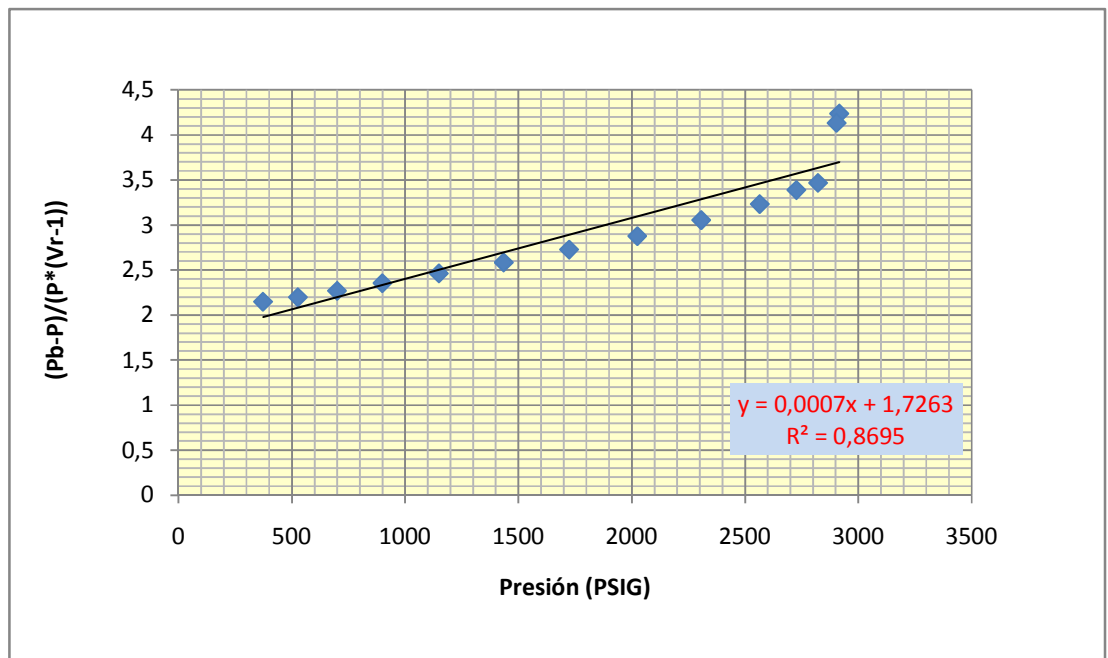
Fuente: Autores del proyecto

Figura 2. Función Y colorado 49



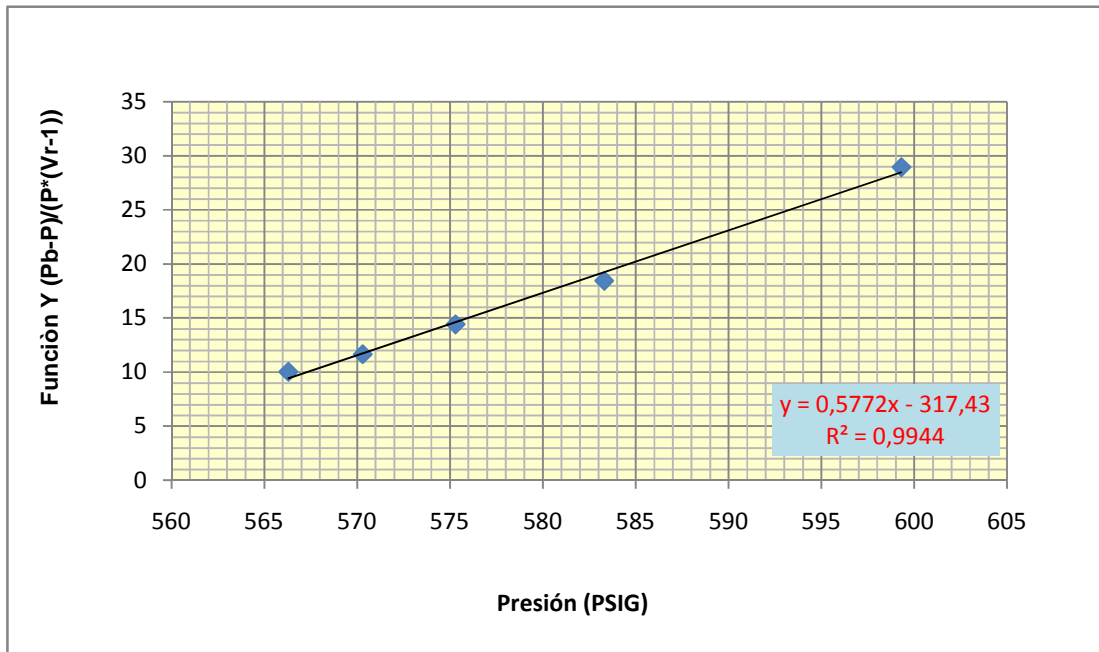
Fuente: Autores del proyecto

Figura 3. Función Y colorado 12



Fuente: Autores del proyecto

Figura 4 Función Y colorado 25



Fuente: Autores del proyecto

### G.3 Complemento al análisis de representatividad para el Campo Colorado

El procedimiento de representatividad se puede dividir en forma general así:

1. Comparar la presión de flujo de fondo y la presión estática de yacimiento obtenidas en las pruebas de presión (PBU, DD) con la presión de burbuja reportada en el PVT, a la misma profundidad de referencia; la presión de burbuja debe necesariamente ser inferior a las otras dos presiones para garantizar un muestreo de una sola fase en el yacimiento (primera prueba de representatividad).

Los dos muestreos de fondo que son los correspondientes a colorado 25 y colorado 49 pasan en esta prueba de calidad, ningún muestreo se descarto en esta prueba.

2. Calcular la densidad a partir de los gradientes de presión iniciales o con el gradiente tomado en la prueba de presión para adquirir la muestra, con la siguiente ecuación:

$$\rho_{oil} \left[ \frac{gr}{c.c.} \right] = 1 \left[ \frac{gr}{c.c.} \right] \times \frac{G.E \left[ \frac{psi}{ft} \right]}{0.052 \left[ \frac{psi}{ppg \times ft} \right] \times 8.33 [ppg]} \quad (2)$$

3. Realizar corrección de la densidad del PVT @ Pb a la Presión de Yacimiento soportados en la relación de volúmenes.

En la tabla 1 se muestra un ejemplo del procedimiento indicado para el pozo colorado 25, cuya presión de Yacimiento es de 666 Psia y la presión de burbuja de 630 Psia a 1800 ft. de profundidad vertical verdadera submarina (TVDSS por sus siglas en ingles).

El procedimiento utilizado para estimar la densidad del fluido a presión del yacimiento “Y” consiste en interpolar linealmente la relación de volúmenes entre los dos datos más cercanos en fase líquida, para el ejemplo se obtiene una relación de volúmenes “X” de 0,9981 a la presión de yacimiento. Posteriormente se realiza la relación entre la densidad del fluido a la presión de burbuja y la relación de volúmenes “X” estimada anteriormente (la masa se conserva), en el ejemplo se obtiene una densidad del fluido a presión de yacimiento de 0.7824 gr/cc.

Tabla 1. Relación de volúmenes (CCE experimental) para el pozo Col- 25

PRESIÓN (Psia)	VOLUMEN RELATIVO (V/Vsat)	Densidad (g/cc)
2515	0,9878	
2015	0,9929	
1515	0,9955	
1015	0,9971	
815	0,9981	
<b>666</b>	<b>X</b>	<b>Y</b>
650	0,9986	
630	1	0,781
614	1,0009	
598	1,0029	
590	1,0047	
585	1,0066	
581	1,0084	

Fuente: Autores del proyecto

4. Comparar la densidad obtenida de los gradientes de presión original con la obtenida experimentalmente en el PVT y estimar el error (segunda prueba de representatividad). En esta prueba el único PVT que no se descartó fue el del pozo colorado 25 con un error del 1,75%.
5. Comparar la Tyto con la temperatura reportada en el PVT y estimar el error (tercera prueba de calidad). Todos los muestreos pasaron en esta prueba.
6. Comparar el GOR en solución reportado en el PVT (Rs) y el GOR inicial de los pozos y estimar el error (cuarta prueba de representatividad). El único muestreo que pasó en esta prueba fue el del pozo colorado 25 con un error de 0,9%.

## ANEXO H

### DATOS CORREGIDOS DEL PVT REALIZADO EN ENERO DEL 2008 AL POZO COLORADO 25

#### ESTUDIO PVT COLORADO 25 (MUGROSA B)

#### INFORMACIÓN DE LAS TRANSFERENCIAS

Campo:	Colorado 25	
Formación:	Mugrosa B	
Tipo de Muestra:	FONDO	
Fecha de Transferencia:	Diciembre 19 del 2007	
Profundidad de muestreo	1800	Ft
Presión de muestreo	800	Psia
Temperatura de muestreo	104	°F
Cilindro No.:	818559	PDS
Presión de apertura:	200	psi
Presión de transferencia	2000	psi
Temperatura de transferencia	62	°F

## RESULTADOS

### ESTUDIO PVT COLORADO 25 (MUGROSA B)

#### RESUMEN DE LOS DATOS DEL FLUIDO DE YACIMIENTO

Presión de yacimiento (Py):	8000 psia
Temperatura de Yacimiento:	104 °F
Densidad del Fluido de yacimiento @ 2000 psia y 104°F	0.7876 g/cc

#### Resumen de los datos de liberación instantánea @ condiciones de Yacimiento\*

Cilindro:	818559
GOR.:	240 SCF/STB
Bo.:	1.130 Blres/STB
Gravedad Especifica del Gas	1.0170
Peso Molecular C30+ Utilizado	585 g/mol

\*Propiedades determinadas a 2000 psig y 104°F

## ESTUDIO PVT COLORADO 25 (MUGROSA B)

**Tabla 1. Análisis del Fluido de yacimiento**

Componentes	Wt %	MOL %	MW	Densidad a 60°F (g/cc)
NITROGENO	0,0016	0,009	28,01	0,808
CO2	0,0012	0,0043	44,01	0,827
C1	1,7747	17,2441	16,04	0,3
C2	1,1674	6,0508	30,07	0,356
C3	1,7405	6,1511	44,1	0,508
i-C4	1,5664	1,5189	58,12	0,563
n-C4	1,2945	3,4715	58,12	0,584
i-C5	0,8187	1,7685	72,15	0,625
n-C5	0,9925	2,1439	72,15	0,631
C6	1,8278	3,3914	84	0,685
C7	3,0044	4,8778	96	0,722
C8	3,8181	5,5615	107	0,745
C9	3,9235	5,0538	121	0,764
C10	3,6783	4,2784	134	0,778
C11	3,2389	3,4341	147	0,789
C12	2,9591	2,86460	161	0,8
C13	3,298	2,9372	175	0,811
C14	2,971	2,4372	190	0,822
C15	3,0575	2,3133	206	0,832
C16	2,7161	1,9069	222	0,839
C17	2,5292	1,6633	237	0,847
C18	2,5866	1,6061	251	0,852
C19	2,5317	1,5004	263	0,857
C20	2,276	1,2899	275	0,862
C21	2,0542	1,1002	291	0,867
C22	2,0287	1,0367	305	0,872
C23	1,9195	0,9408	318	0,877
C24	1,723	0,8113	331	0,881
C25	1,6576	0,7488	345	0,885
C26	1,5971	0,6934	359	0,889
C27	1,5932	0,6639	374	0,893
C28	1,5524	0,6236	388	0,896
C29	1,3167	0,5105	402	0,899
C30+	31,2161	8,3885	580	1,059
BENCENO	0,1445	0,2884	78,1	0,884
TOLUENO	0,4235	0,716	92,2	0,872

### PROPIEDADES DE LAS FRACCIONES PESADAS

Fracción Plus	Wt %	MOL %	MW	Densidad a 60°F (g/cc)
C7+	89,815	58,246	362,237	0,9547
C10+	78,501	41,749	371,155	0,9574
C20+	48,934	16,808	472,551	0,9982
C30+	31,216	8,388	580	1,0591

Peso Molecular de la Muestra: 155.86 g/mol

## **ESTUDIO PVT COLORADO 25 (MUGROSA B)**

### **Resumen de los datos de la prueba de Relaciones de presión volumen @ temperatura de Yacimiento**

Presión de Burbuja (Pb):	630 psia
Expansión Térmica a 2000 Psi: Vol @104°F/Vol @62°F	1.01678
Densidad del Fluido de yacimiento @ P.b (psia) y 104°F:	0.7802 g/cc
Densidad del Fluido de yacimiento @ Ty (Desde Pyac. a Pb.):	1.03189E-051/psi

Las tablas 2 y 3 muestran los resultados obtenidos de la prueba de relaciones Presión-Volumen.

**ESTUDIO PVT COLORADO 25 (MUGROSA B)**

**Tabla 2. Volumen Relativo del Aceite @ Ty – Función “Y”**

PRESIÓN DE BURBUJA: 630 Psia  
 TEMPERATURA DE YACIMIENTO: 104 °F

PRESIÓN (Psia)	VOLUMEN RELATIVO (Vt/Vsat) (a)	FUNCIÓN "Y" (b)
2515	0,9878	
2015	0,9929	
1515	0,9955	
1015	0,9971	
815	0,9981	
650	0,9986	
<b>Pb=</b> 630	1	
614	1,0009	28,95403547
598	1,0029	18,45231231
590	1,0047	14,42481067
585	1,0066	11,65501166
581	1,0084	10,04016064

a) Volumen relativo: barriles a la presión y temperatura indicadas por barriles de aceite a la presión de burbuja.

b) 
$$Y = \frac{P_b - P}{P^*(V_t/V_{sat} - 1)}$$

**ESTUDIO PVT COLORADO 25 (MUGROSA B)**

**Tabla 3. Compresibilidad Isotérmica del Aceite Subsaturado**

PRESIÓN (Psia)	VOLUMEN RELATIVO (V/Vsat)	COMPRESIBILIDAD Co (1/Psi) (a)
2515	0,9878	
2015	0,9929	1,030E-05
1515	0,9955	5,230E-06
1015	0,9971	3,212E-06
815	0,9981	5,012E-06
650	0,9986	3,035E-06
630	1	7,00E-05

$$C_o = \frac{\ln\left(\frac{VR_2}{VR_1}\right)}{P_1 - P_2}$$

**ESTUDIO PVT COLORADO 25 (MUGROSA B)**

**Resumen de los datos de la prueba de liberación diferencial**

Relación Gas-Aceite en solución (Rsd <sub>b</sub> )	237.85 PCN/BF
Factor Volumetrico del Aceite (Bod <sub>b</sub> )	1.1391 BY/BF
Densidad del Aceite a P <sub>b</sub> , T <sub>yc</sub>	0.7802 g/cc

## ESTUDIO PVT COLORADO 25 (MUGROSA B)

**Tabla 4. Prueba de Liberación diferencial**

Temperatura de yacimiento: 104°F

presión (psia)	Densidad del Aceite (g/cc)	FVF del Aceite [1] (Bod)	FVF total [2] (BY/BF)	RGA en solución[3] Rsd	G.E del gas	G.E del gas acumulado	Factor Z	FVF del Gas [4] (PCY/PCY)	Fac. de Exp. del Gas (PCN/PCY)
629	0,7802	1,1391	1,1391	237,85					
529	0,7843	1,1292	1,2311	216,80	0,6765	0,6765	0,902	0,027186	36,7838
369	0,7907	1,1115	1,4197	173,36	0,7114	0,7000	0,921	0,039834	25,1044
79	0,8135	1,0515	5,0122	59,260	0,9503	0,8597	9	0,194919	5,13035
29	0,815	1,0384	3,8839	29,466	1,3872	0,9353	0,965	0,536263	1,86476

Densidad del Aceite Residual a 60°F es **0.83300** gm/cm<sup>3</sup> (**38.37** °API)

- [1] Barriles de petróleo a las presiones indicadas por barril de petróleo residual @ 60°F
- [2] Barriles de petróleo más gas liberado a las presiones indicadas por barril de petróleo residual @ 60°F
- [3] Pies cúbicos de gas a 14.7 psia y 60°F por barril de petróleo residual @ 60°F
- [4] Pies cúbicos de gas a las presiones indicadas por pie cúbico @ 14.7 psia y 60°F

En la tabla 5 se observan las composiciones de los gases liberados en cada una de las etapas de la prueba y sus respectivas composiciones calculadas a partir del análisis composicional. La tabla 6 contiene los factores Z y viscosidades de gas calculados para cada uno de los gases liberados.

**ESTUDIO PVT COLORADO 25 (MUGROSA B)**

**Tabla 5. Composición Molar del Gas de Liberación Diferencial**

ETAPAS DE LA DIFERENCIAL

PRESIÓN(PSIA)

COMPONENTE	530	370	80	30
	%MOL	%MOL	%MOL	%MOL
Nitrogeno	0,362	0,249	0,176	0,191
Dioxido de Carbono	0,007	0,007	0,006	0,016
metano	83,407	78,575	51,546	17,322
etano	10,344	13,471	25,701	28,513
propano	3,906	5,209	14,613	29,868
iso-butano	0,526	0,693	2,192	5,77
N-Butano	0,835	1,097	3,584	10,282
Iso-Petano	0,2	0,254	0,826	2,74
N-Pentano	0,187	0,236	0,759	2,611
Hexanos	0,116	0,136	0,398	1,624
Heptanos	0,08	0,055	0,144	0,745
Octanos	0,02	0,009	0,032	0,2
Nonanos	0,002	0,001	0,003	0,017
Decanos	0,001	0	0	0,001
Undecanos	0	0,001	0	0
Benceno	0,004	0,004	0,014	0,064
Tolueno	0,003	0,002	0,006	0,037
<b>B.Propiedades: Calculadas con base en el analisis composicional</b>				
Peso Molecular (lb/lbmol)	19,592	20,602	27,521	40,174
Gravedad Especifica	0,6765	0,7114	0,9503	1,3872
G.P.M (Gal/MPC)	1,7453	2,268	6,6842	16,3946
BTU bruto (Bruto/PC)	1194,987	1251,171	1623,881	2300,343
BTU Neto (Neto/PC)	1082,182	1134,586	1482,385	2113,558

**ESTUDIO PVT COLORADO 25 (MUGROSA B)**

**Tabla 6. Prueba de Liberación Diferencial. Viscosidad y Factor Z del Gas Liberado.**

**TEMPERATURA DE YACIMIENTO, Ty:**

**104 °F**

	<b>PRESIÓN</b> (psia)	<b>FACTOR Z</b> ( $P \cdot M_w / \rho \cdot R \cdot T$ )	<b>VISCOSIDAD DEL GAS</b> (cP)
<b>Pb=</b>	<b>630</b>		
	530	0,9020	0,01195
	379	0,9219	0,01160
	80	0,9658	0,01012
	15	0,9754	0,00870

\* La viscosidad del gas se calculó por el método de Lee, Gonzales y Eakin.

En la tabla 7 se muestra la composición del aceite residual obtenido en la prueba de liberación diferencial. En la tabla 8 se muestran los factores volumétricos de formación del aceite (Bod) y total (Bt) calculados a partir de los datos de la prueba de liberación diferencial.

En la tabla 9 se muestran los resultados de densidad del fluido, obtenidos a partir de la prueba de liberación diferencial y los resultados de viscosidad a la temperatura de yacimiento en un amplio rango de presiones analizadas.

**ESTUDIO PVT COLORADO 25 (MUGROSA B)**

**Tabla 7. Composición Molar del Residual en la Prueba Diferencial**

<b>Componentes</b>	<b>Wt %</b>	<b>MOL %</b>	<b>MW</b>	<b>Densidad a 60F (g/cc)</b>
NITROGENO	0	0	28,01	0,808
CO2	0	0	44,01	0,827
C1	0	0	16,04	0,3
C2	0	0	30,07	0,356
C3	0,6375	2,8855	44,1	0,508
i-C4	0,3066	1,0530	58,12	0,563
n-C4	0,8706	2,9900	58,12	0,584
i-C5	0,7626	2,1098	72,15	0,625
n-C5	0,9893	2,7370	72,15	0,631
C6	2,096	4,9807	84	0,685
C7	3,319	6,9011	96	0,722
C8	4,3732	8,1583	107	0,745
C9	4,5504	7,5067	121	0,764
C10	4,3308	6,4513	134	0,778
C11	3,7226	5,0549	147	0,789
C12	3,4386	4,2632	161	0,8
C13	3,9216	4,4731	175	0,811
C14	3,5078	3,6852	190	0,822
C15	3,646	3,5329	206	0,832
C16	3,2177	2,8932	222	0,839
C17	3,0085	2,5339	237	0,847
C18	3,1062	2,4702	251	0,852
C19	3,0415	2,3084	263	0,857
C20	2,7069	1,9648	275	0,862
C21	2,4507	1,6810	291	0,867
C22	2,4222	1,5852	305	0,872
C23	2,2668	1,4229	318	0,877
C24	2,0433	1,2322	331	0,881
C25	2,1302	1,2325	345	0,885
C26	1,6755	0,9316	359	0,889
C27	1,9535	1,0426	374	0,893
C28	1,7024	0,8758	388	0,896
C29	1,5108	0,7502	402	0,899
C30+	25,6374	8,8232	580	1,059
BENCENO	0,1381	0,3530	78,1	0,884
TOLUENO	0,5158	1,1167	92,2	0,872

Peso Molecular del Residual: **199,6**  
 Densidad del Residual @ 60°: **0,8330**  
 °API of Residual Oil: **38,37**

**Tabla 8. Factor Volumétrico de Formación del Aceite y Factor Volumétrico de Formación Total**

TEMPERATURA DE YACIMIENTO,  $T_y$ :

104 °F

Presión (psia)	Factor Volum. De Formación del Aceite, Bod (BY/BF) (a)	Factor Volum. De Formación Total (BY/BF) (b)
2015	1,0129	1,0129
1515	1,0155	1,0155
1015	1,0171	1,0171
810	1,0182	1,0182
700	1,0187	1,0187
630	1,1391	1,1391
530	1,1292	1,2311
370	1,1115	1,4197
80	1,0515	5,0122
30	1,0384	3,8839

- (a) Barriles de petróleo a las presiones indicadas por barril de petróleo residual @ 60°F  
 (b) Barriles de Petróleo mas gas liberado a las presiones indicadas por barril de petróleo residual a 60°F

DATOS DE VISCOSIDAD DEL ACEITE @ 104 °F

Viscosidad del Aceite @ Pb: 630 psia 2,1800cP

Viscosidad del Aceite @ Pyac:810 psia 0,7819cP

Condiciones normales 14,7 @ 60°F

### ESTUDIO PVT COLORADO 25 (MUGROSA B)

Tabla 9. Viscosidad y Densidad del Aceite Saturado

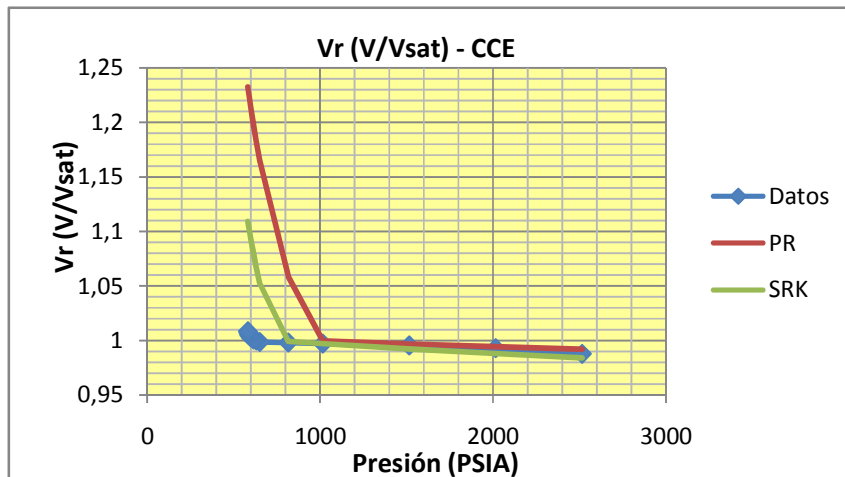
TEMPERATURA DE YACIMIENTO, Ty: 104°F

presión (psia)	DENSIDAD DEL ACEITE (gr/cc)	VISCOSIDAD DEL ACEITE (cP)
1500	0,7853	2,4510
1215	0,7840	2,3569
810	0,7819	2,2314
700	0,7813	2,1970
630	0,7802	2,1800
530	0,7843	2,2415
370	0,7907	2,3302
80	0,8135	2,7291
30	0,8150	2,8731
15	0,8330	3,0120

## ANEXO I

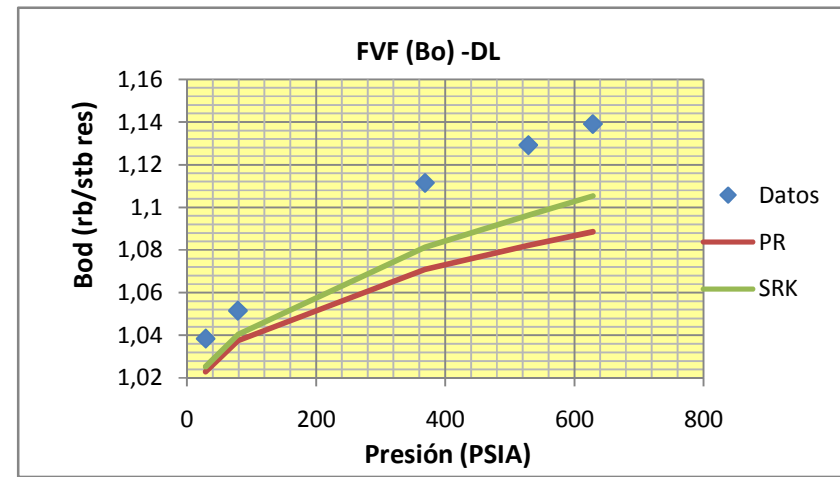
### RESULTADOS GRÁFICOS DE LAS ECUACIONES DE PENG-ROBINSON Y SOAVE-REDLICH-KWONG

I.1 Gráficas de las ecuaciones de Estado de Peng-Robinson y Soave-Redlich-Kwong sin Realizar Ajuste Mediante Regresión No Lineal Multivariada.



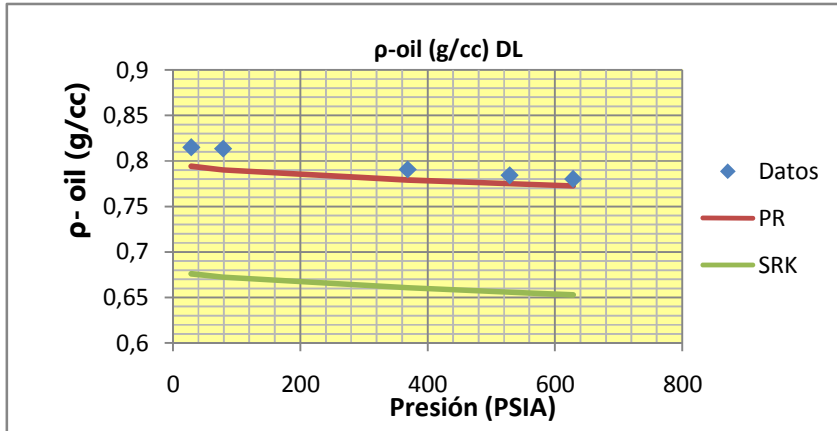
**Figura 1:** Cálculo de  $V_r$  en la Prueba CCE mediante PR y SRK sin Realizar Ajuste.

Fuente: Autores del Provento

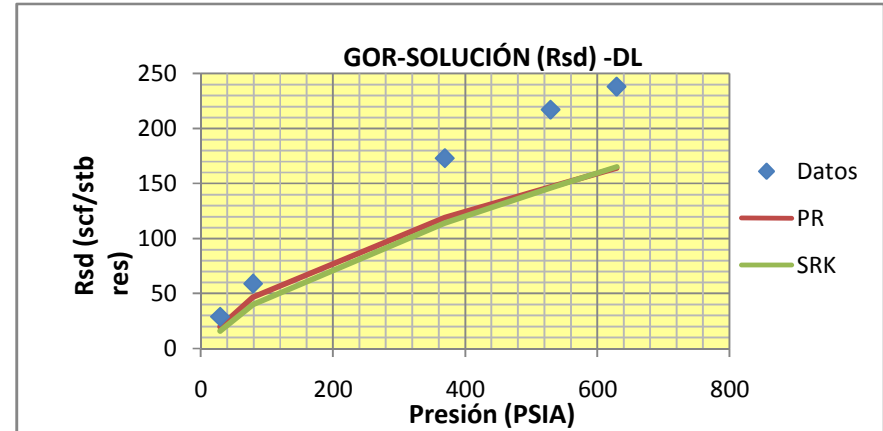


**Figura 2:** Cálculo de  $B_o$  en la Prueba DL mediante PR y SRK sin Realizar Ajuste.

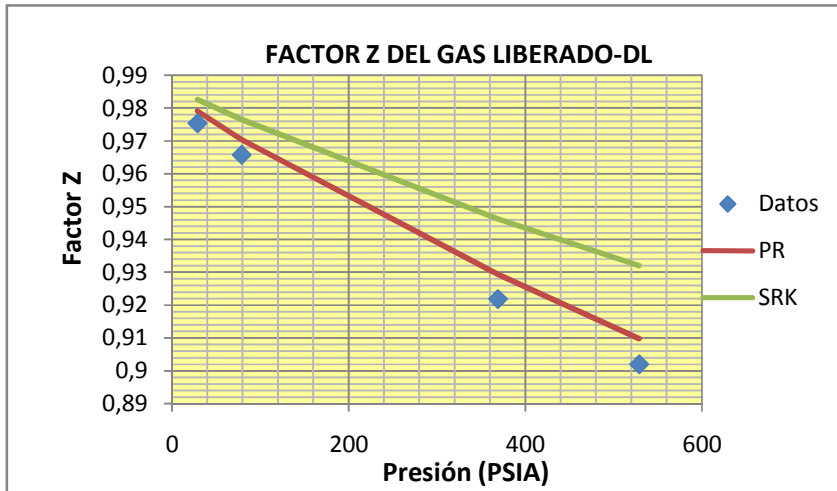
Fuente: Autores del Provento



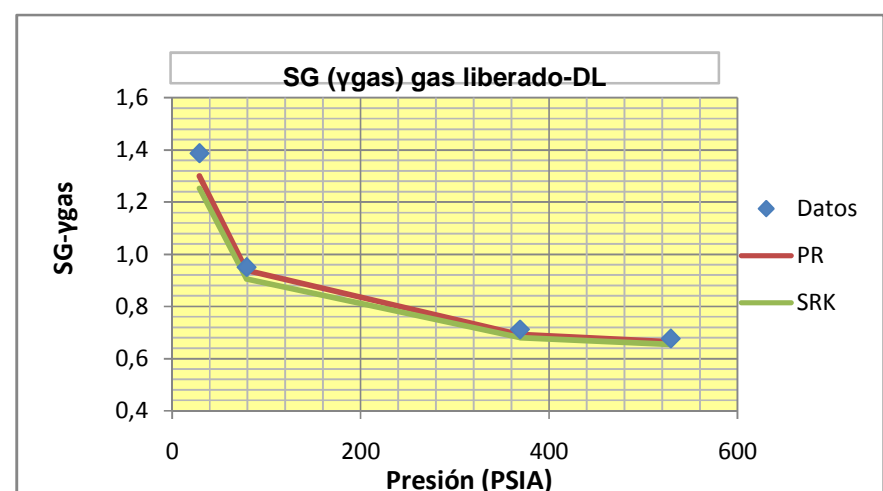
**Figura 3:** Cálculo de  $\rho$  del crudo en la Prueba DL mediante PR y SRK sin Realizar Ajuste. **Fuente:** Autores del Proyecto



**Figura 4:** Cálculo de  $R_s$  en la Prueba DL mediante PR y SRK sin Realizar Ajuste. **Fuente:** Autores del Proyecto



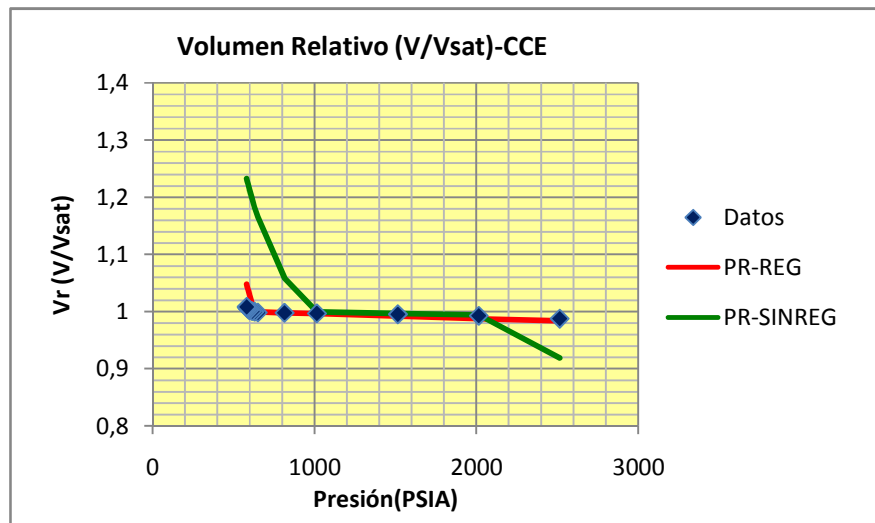
**Figura 5:** Cálculo de  $Z$  del gas en la Prueba DL mediante PR y SRK sin Realizar Ajuste. **Fuente:** Autores del Proyecto



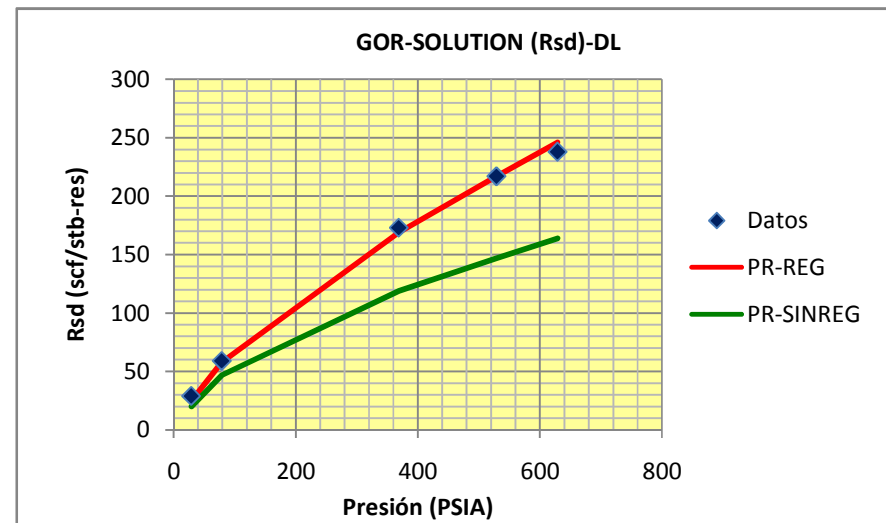
**Figura 6:** Cálculo de gravedad específica del gas en la Prueba DL mediante PR y SRK sin Realizar Ajuste. **Fuente:** Autores del Proyecto

## I.2 Gráficas de las Ecuaciones de Estado de PR y SRK ajustadas con los mejores esquemas de Regresión Antes de “Lumping”.

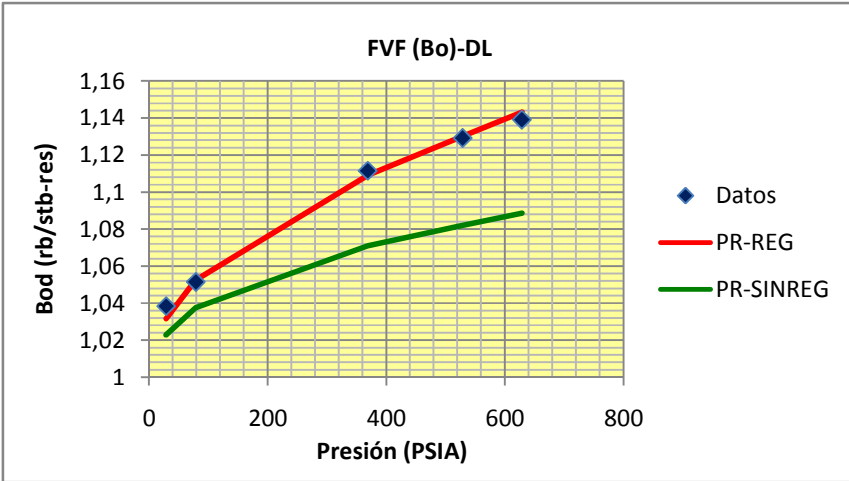
I.2.1 Gráficas correspondientes a la Ecuación de Peng-Robinson. Variables de regresión  $\Omega_a$  y  $\Omega_b$  para el C1 y los C7+, Vshift para los C30+ y coeficientes de interacción binaria entre el C1 y los C30+.



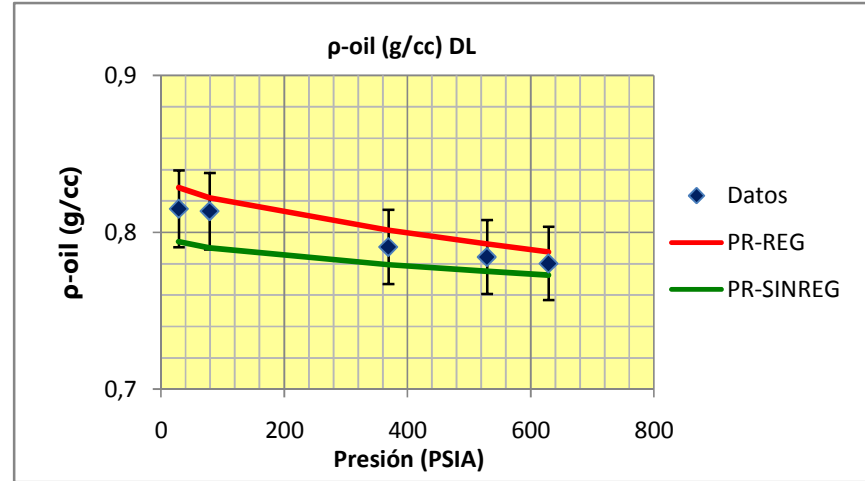
**Figura 7:** Cálculo de Vr en la Prueba CCE mediante PR Luego de Realizar Ajuste. **Fuente:** Autores del Proyecto



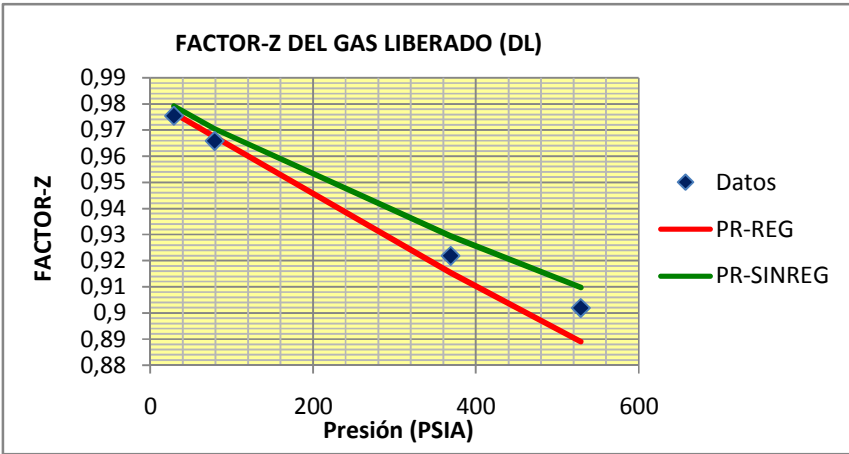
**Figura 8:** Cálculo de Rs en la Prueba DL mediante PR Luego de Realizar Ajuste. **Fuente:** Autores del Proyecto



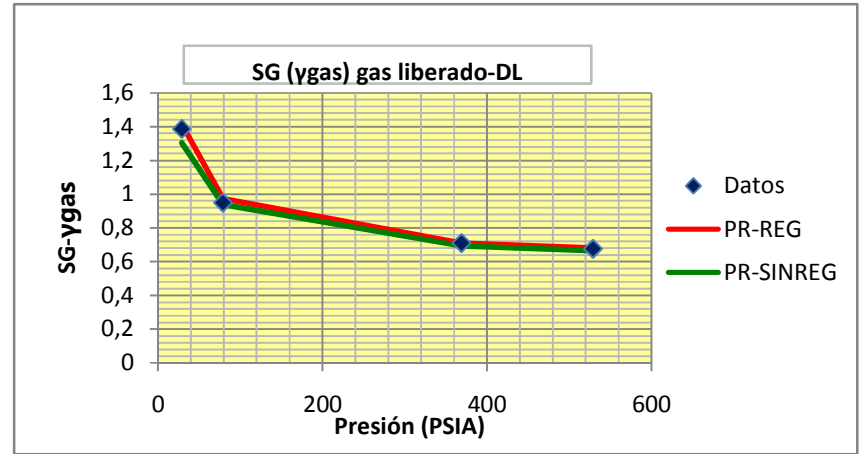
**Figura 9:** Cálculo de Bo en la Prueba DL mediante PR Luego de Realizar Ajuste. **Fuente:** Autores del Proyecto



**Figura 10:** Cálculo de p del crudo en la Prueba DL mediante PR Luego de Realizar Ajuste. **Fuente:** Autores del Proyecto

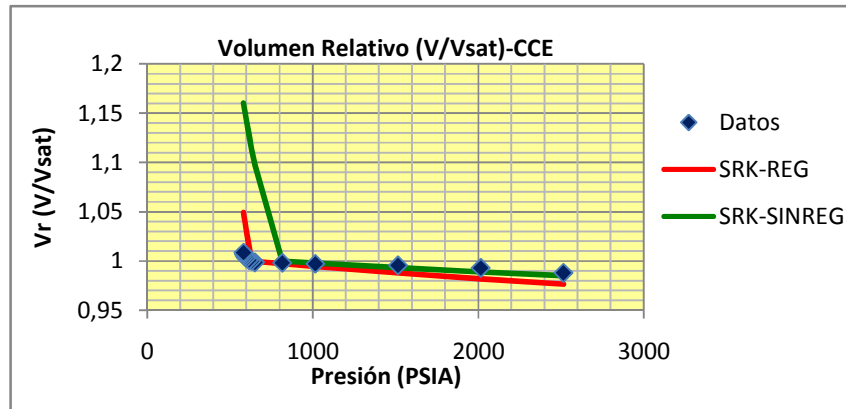


**Figura 11:** Cálculo de Z del gas en la Prueba DL mediante PR Luego de Realizar Ajuste. **Fuente:** Autores del Proyecto

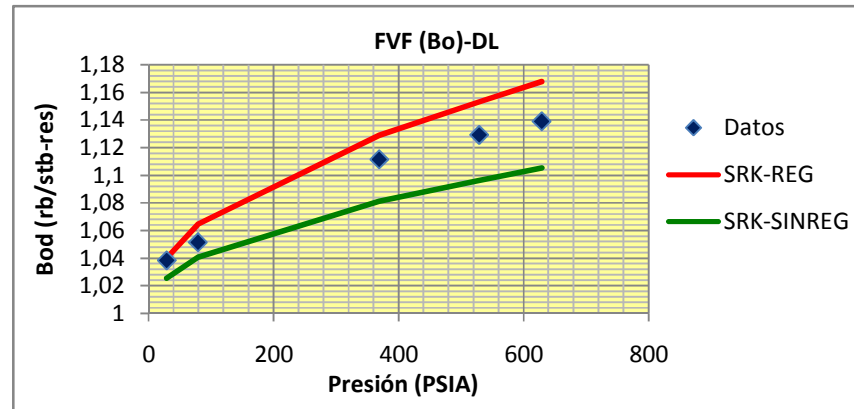


**Figura 12:** Cálculo de gravedad específica del gas en la Prueba DL mediante PR Luego de Realizar Ajuste. **Fuente:** Autores del Proyecto

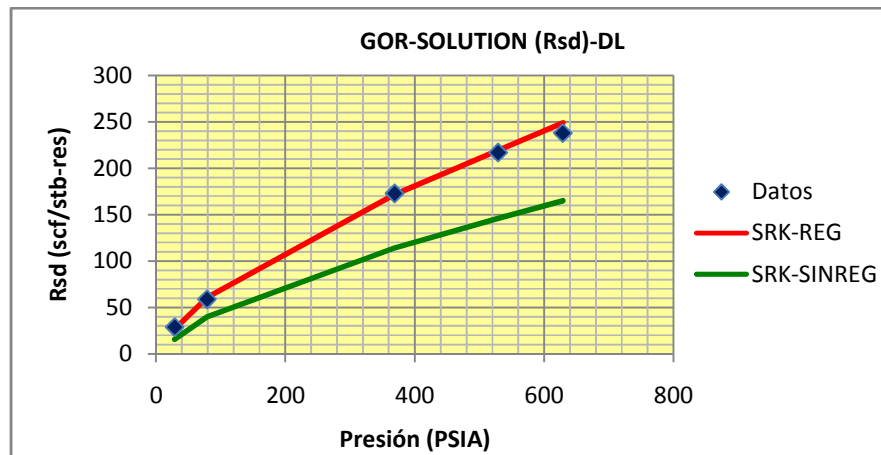
**I.2.2 Gráficas correspondientes a la Ecuación de SRK.** Variables de regresión  $\Omega_a$  y  $\Omega_b$  para los C7+, Vshift para los C30+ y coeficientes de interacción binaria entre el C1 y los C30+.



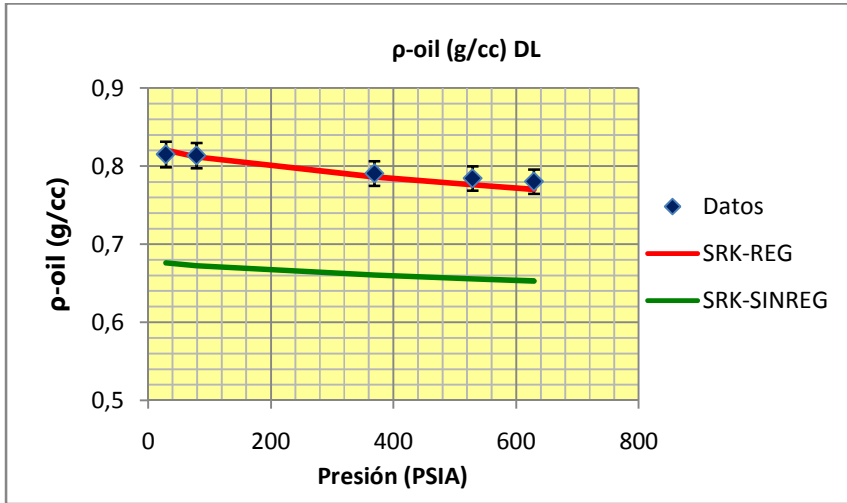
**Figura 13:** Cálculo de  $V_r$  en la Prueba CCE mediante SRK Luego de Realizar Ajuste. **Fuente:** Autores del Proyecto



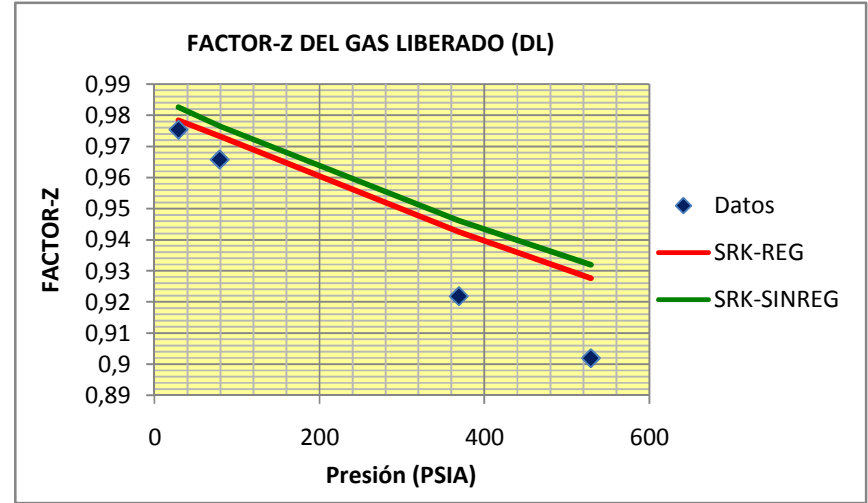
**Figura 14:** Cálculo de  $B_o$  en la Prueba DL mediante SRK Luego de Realizar Ajuste. **Fuente:** Autores del Proyecto



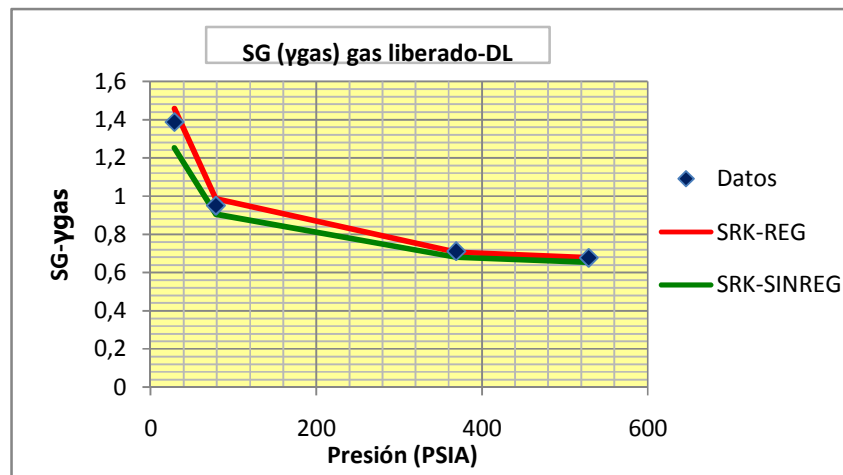
**Figura 15:** Cálculo de  $R_s$  en la Prueba DL mediante SRK Luego de Realizar Ajuste. **Fuente:** Autores del Proyecto



**Figura 16:** Cálculo de  $\rho$  del crudo en la Prueba DL mediante SRK Luego de Realizar Ajuste. **Fuente:** Autores del Proyecto



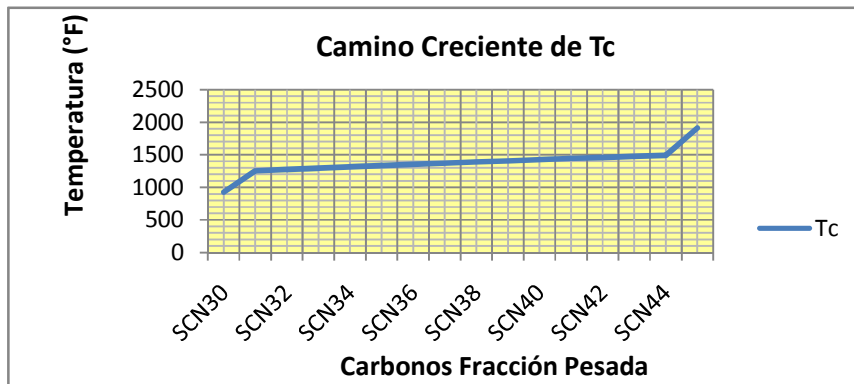
**Figura 17:** Cálculo de Z del gas en la Prueba DL mediante SRK Luego de Realizar Ajuste. **Fuente:** Autores del Proyecto



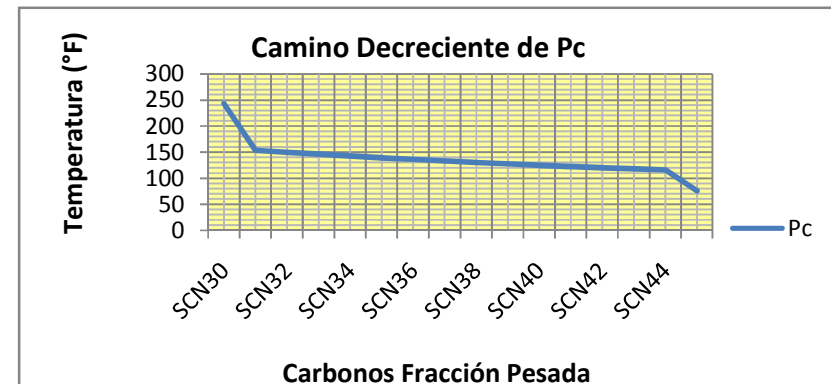
**Figura 18:** Cálculo de gravedad específica del gas en la Prueba DL mediante SRK Luego de Realizar Ajuste. **Fuente:** Autores del Proyecto

**I.3 Gráficas de los Caminos Lógicos de  $P_c$ ,  $T_c$ , y  $\omega$  Para la Fracción C30+ de las Ecuaciones de Estado de PR y SRK Ajustadas con los Mejores Esquemas de Regresión Antes de *Lumping*.**

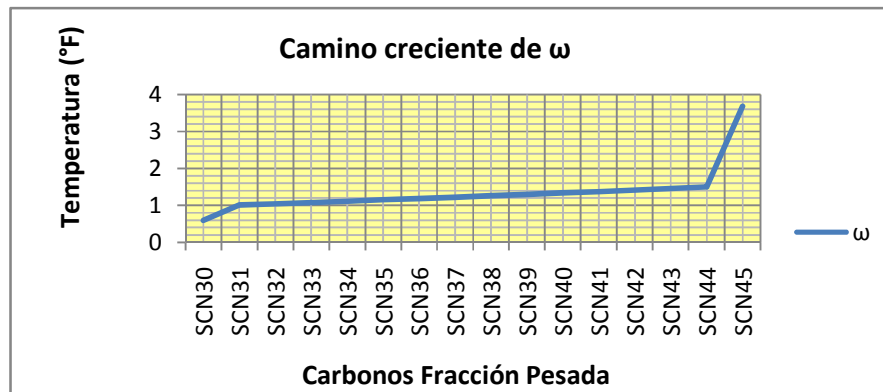
**I.3.1 Gráficas correspondientes a la Ecuación de Peng-Robinson.**



**Figura 19:** Camino Lógico de  $T_c$  con Respecto al Peso Molecular Para la EOS de PR Luego de Realizar Ajuste. **Fuente:** Autores del Proyecto

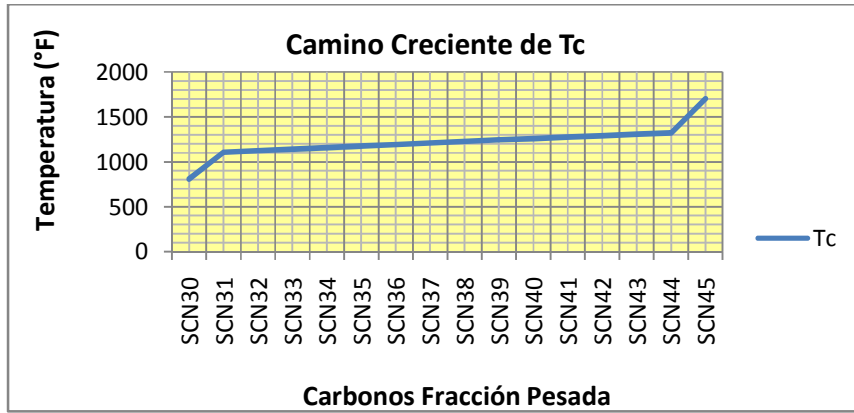


**Figura 20:** Camino Lógico de  $P_c$  con Respecto al Peso Molecular Para la EOS de PR Luego de Realizar Ajuste. **Fuente:** Autores del Proyecto

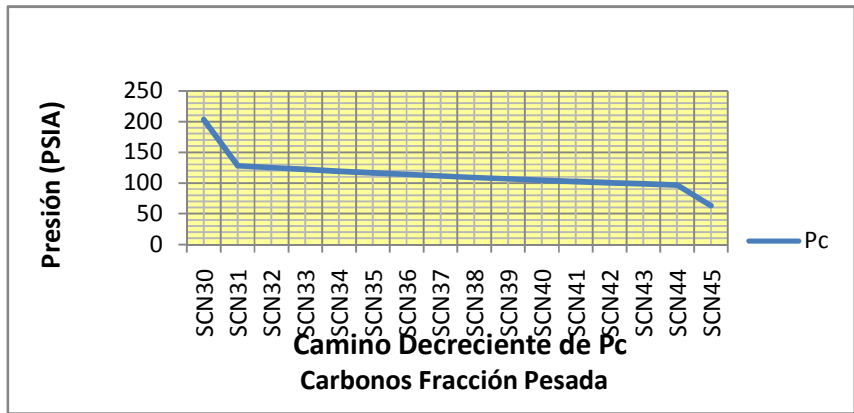


**Figura 21:** Camino Lógico de  $\omega$  con Respecto al Peso Molecular Para la EOS de PR Luego de Realizar Ajuste. **Fuente:** Autores del Proyecto

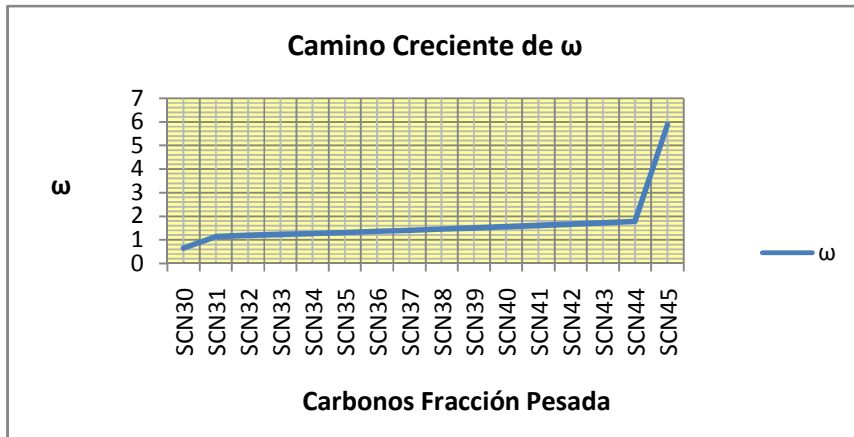
### I.3.2 Gráficas correspondientes a la Ecuación de Soave-Redlich-Kwong.



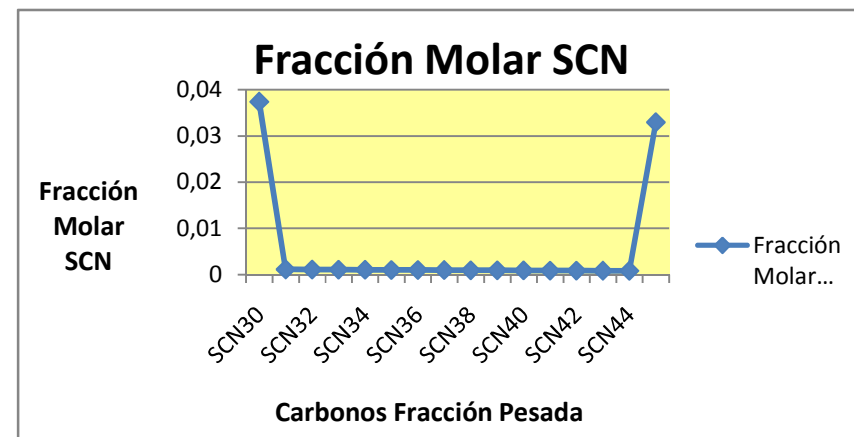
**Figura 22:** Camino Lógico de Tc con Respecto al Peso Molecular Para la EOS de SRK Luego de Realizar Ajuste. **Fuente:** Autores del Proyecto



**Figura 23:** Camino Lógico de Pc con Respecto al Peso Molecular Para la EOS de SRK Luego de Realizar Ajuste. **Fuente:** Autores del Proyecto



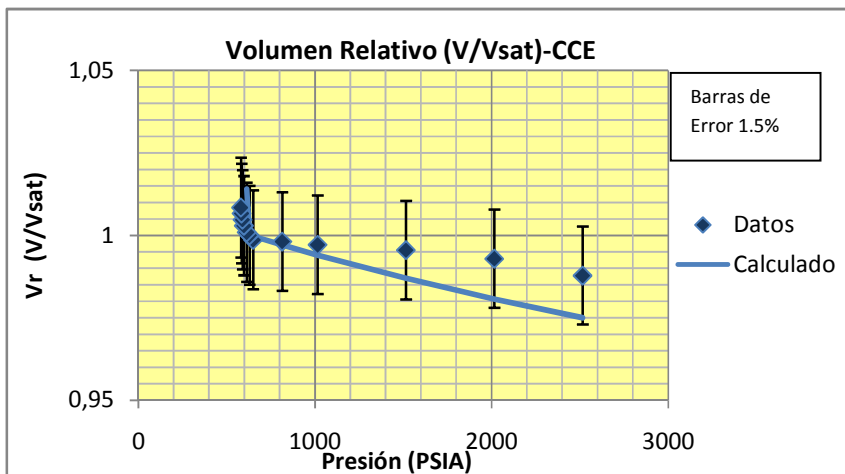
**Figura 24:** Camino Lógico de ω con Respecto al Peso Molecular Para la EOS de SRK Luego de Realizar Ajuste. **Fuente:** Autores del Proyecto



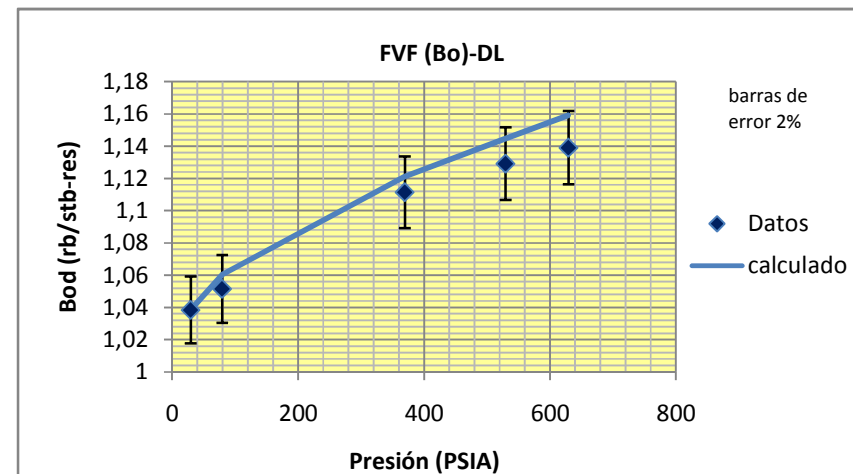
**Figura 25:** Distribución de Fracciones Molares Para los C30+ en las EOS PR y SRK Ajustadas. **Fuente:** Autores del Proyecto

## I.4 GRÁFICAS DE LA ECUACIÓN DE ESTADO DE PENG-ROBINSON PARA LOS MEJORES ESQUEMAS DE REGRESIÓN LUEGO DEL “LUMPING” A 10 MCN.

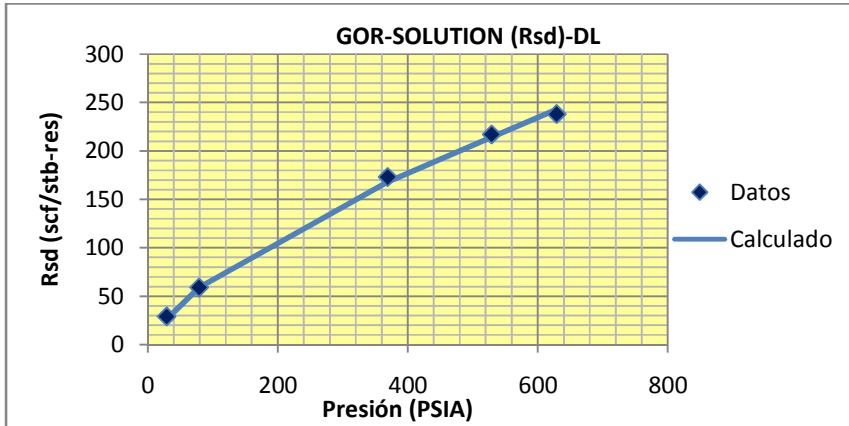
**I.4.1 Gráficos Correspondientes a la Ecuación de PR.** Variables de Regresión  $\Omega_a$ ,  $\Omega_b$ , y  $Z_c$  (Ajuste de datos de Viscosidad) para los C7+, Coeficientes de interacción binarios entre el C1 y los C30+,  $V_{shift}$  para los C30+ y  $\Omega_a$  y  $\Omega_b$  Para el C1.



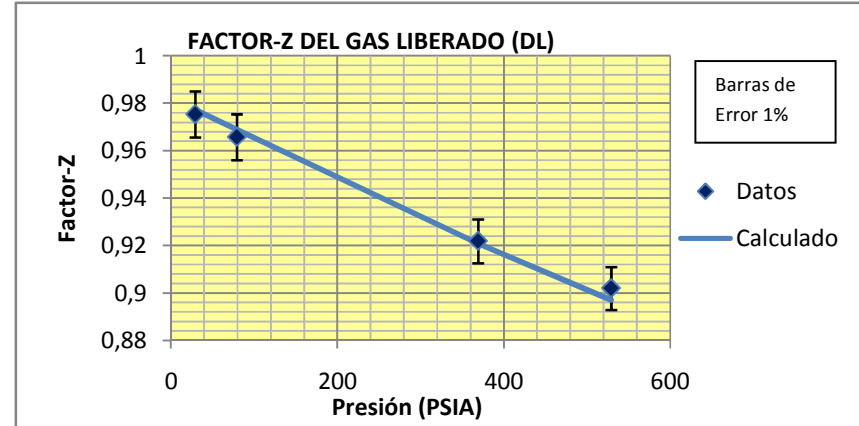
**Figura 26:** Cálculo de Vr en la Prueba CCE mediante PR Luego de Realizar “Lumping” y Ajuste. **Fuente:** Autores del Proyecto



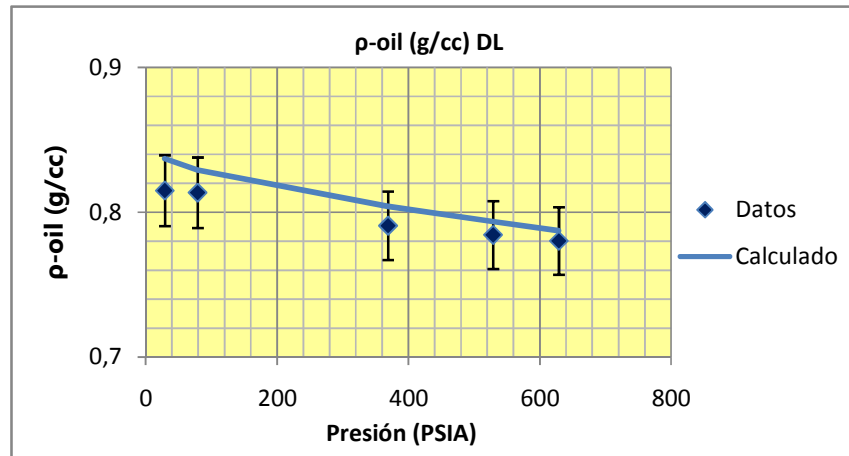
**Figura 27:** Cálculo de Vr en la Prueba CCE mediante PR Luego de Realizar Lumping y Ajuste. **Fuente:** Autores del Proyecto



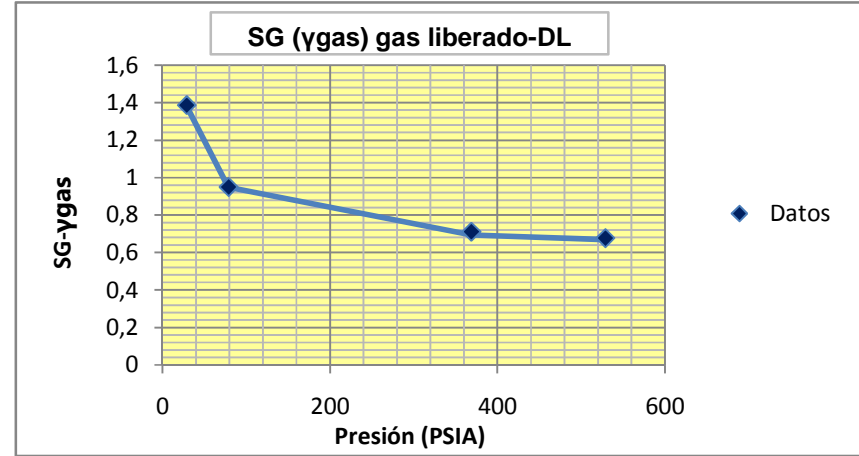
**Figura 28:** Cálculo de Rs en la Prueba DL mediante PR Luego de Realizar "Lumping" y Ajuste. **Fuente:** Autores del Proyecto



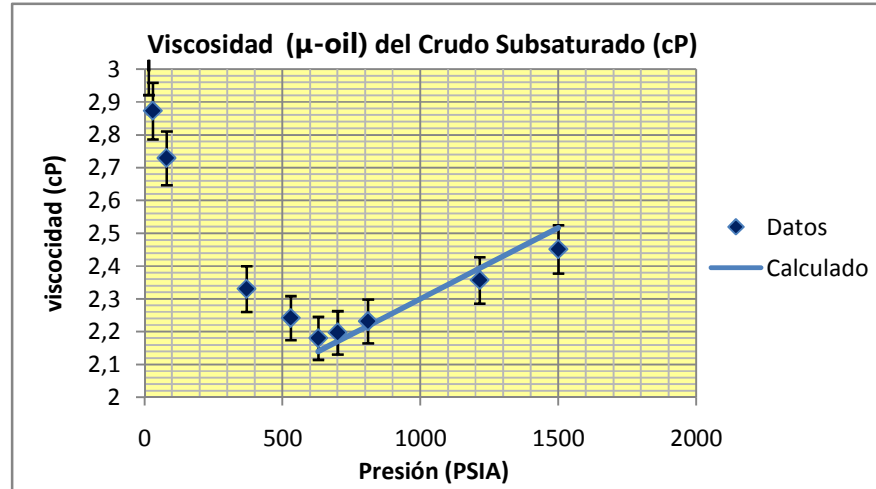
**Figura 29:** Cálculo de Z del gas en la Prueba DL mediante PR Luego de Realizar "Lumping" y Ajuste. **Fuente:** Autores del Proyecto



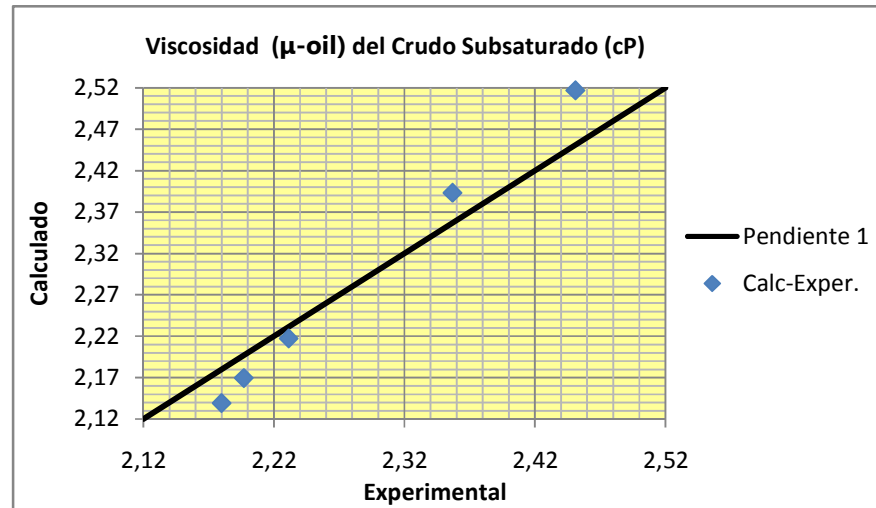
**Figura 30:** Cálculo de  $\rho$  del crudo en la Prueba DL mediante PR Luego de Realizar "Lumping" y Ajuste. **Fuente:** Autores del Proyecto



**Figura 31:** Cálculo de Gravedad Específica en la Prueba DL mediante PR Luego de Realizar "Lumping" y Ajuste. **Fuente:** Autores del Proyecto



**Figura 32:** Cálculo de Viscosidad del Crudo mediante PR Luego de Realizar "Lumping" y Ajuste.  
**Fuente:** Autores del Proyecto



**Figura 33:** Valores de Viscosidad Calculados mediante PR Luego de Realizar "Lumping" y Ajuste Vs Valores Experimentales.  
**Fuente:** Autores del Proyecto

**Tabla 1.** Parámetros Finales de la ecuación de estado de Peng-Robinson ajustada con Omega a y Omega b

COMPONENTE	Fracción Molar	Peso Molecular	Tc (°F)	Pc (PSIA)	Zc	$\omega$	$\Omega_a$	$\Omega_b$	Parachor	Vshift
C1-N2	0,17253	16,05	-117	667,71	0,29	0,013	0,5268	0,0838	71	-0,1546
CO2	0,00004	44,01	87,9	1070,9	0,27	0,223	0,4572	0,0778	49,6	-0,1009
C2	0,06051	30,07	90,1	707,8	0,29	0,098	0,4572	0,0778	111	-0,074
C3-C4	0,11141	50,38	246,5	583,97	0,28	0,173	0,4598	0,0784	168,9	-0,0652
C5-C6	0,07304	77,65	417,6	483,26	0,27	0,239	0,4578	0,0779	249,6	-0,0365
C7-C10	0,20776	113,23	594,2	399,6	0,28	0,318	0,3952	0,087	367,3	0,0514
C11-C14	0,11673	166,46	754,4	294,83	0,26	0,465	0,3524	0,0618	526,4	0,1355
C15-C20	0,1028	237,99	898,8	229,09	0,25	0,631	0,3232	0,0653	720,4	0,1639
C21-C29	0,07129	329,33	1042	180,04	0,23	0,851	0,3232	0,0687	1011,1	0,1942
C30+	0,08388	527,37	1386	159,99	0,28	1,91	0,6324	0,1491	2002,2	0,521

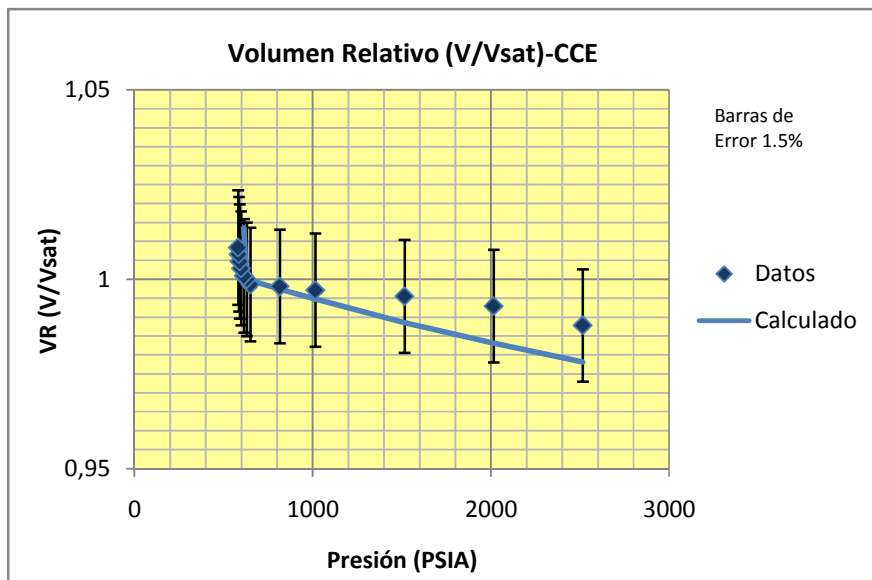
Fuente: Autores del proyecto.

**Tabla 2.** Coeficientes de interacción binarios de la ecuación final variando omega a y omega b.

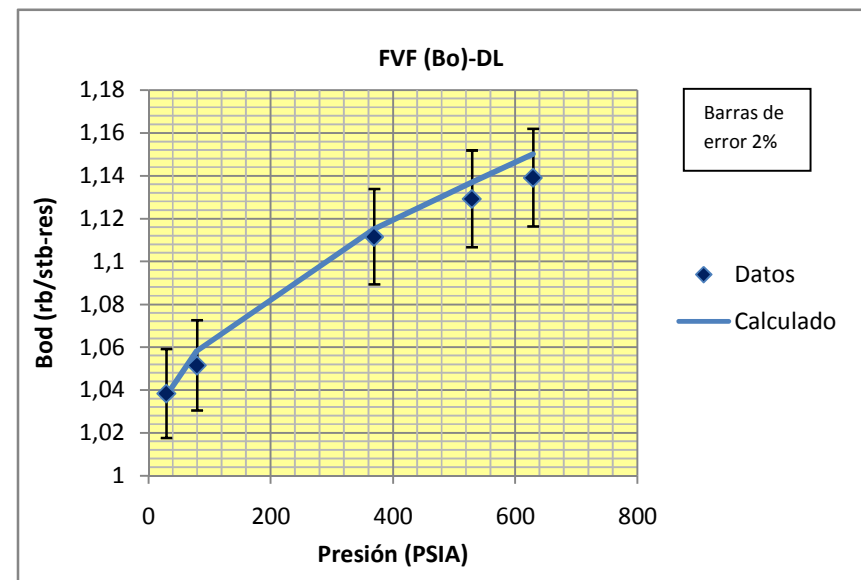
COMPONENTE	C1-N2	CO2	C2	C3-C4	C5-C6	C7-C10	C11-C14	C15-C20	C21-C29
C1- N2									
CO2	0,1499								
C2	0	0,15							
C3-C4	0,0076	0,1479	0,0026						
C5-C6	0,0249	0,15	0,01	0,0025					
C7-C10	0,0392	0,15	0,01	0,0025	0				
C11-C14	0,0465	0,15	0,01	0,0025	0	0			
C15-C20	0,0523	0,15	0,01	0,0025	0	0	0		
C21-C29	0,0573	0,15	0,01	0,0025	0	0	0	0	
C30+	0,2134	0,15	0,01	0,0025	0	0	0	0	0

Fuente: Autores del proyecto.

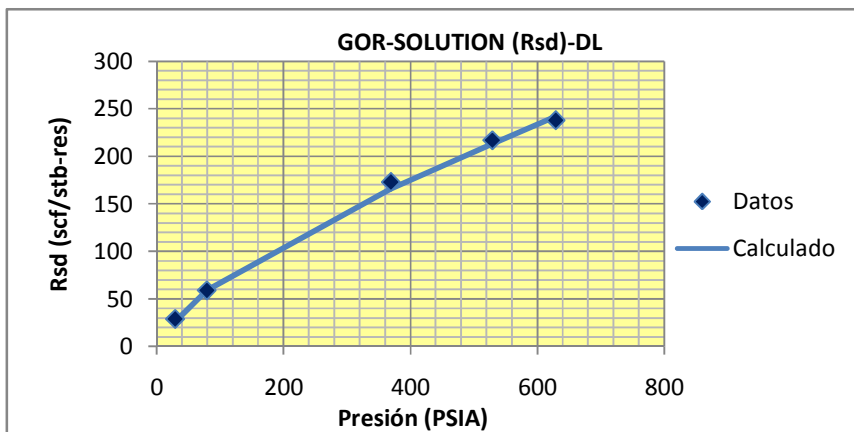
**I.4.2 Gráficos Correspondientes a la Ecuación de Peng-Robinson.** Variables de Regresión  $P_c$ ,  $T_c$ , y  $Z_c$  (Ajuste de datos de Viscosidad) para los C7+,  $V_{shift}$  para los C30+ y Coeficientes de interacción binarios entre el C1 y los C30+.



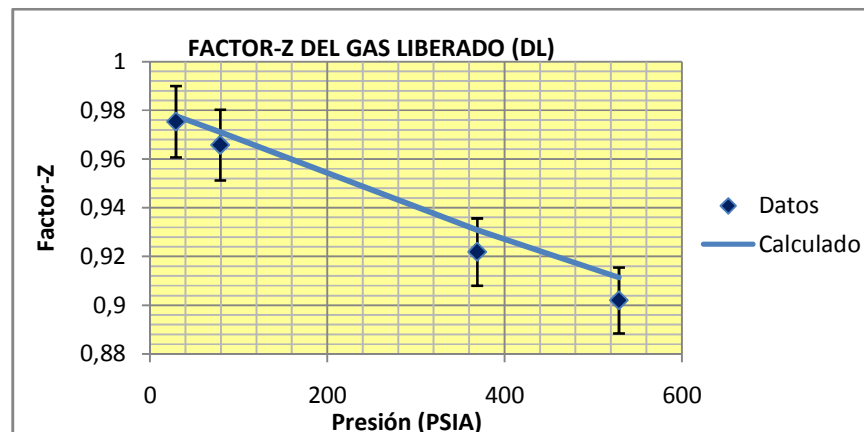
**Figura 34:** Cálculo de Vr en la Prueba CCE mediante PR Luego de Realizar "Lumping" y Ajuste. **Fuente:** Autores del Proyecto



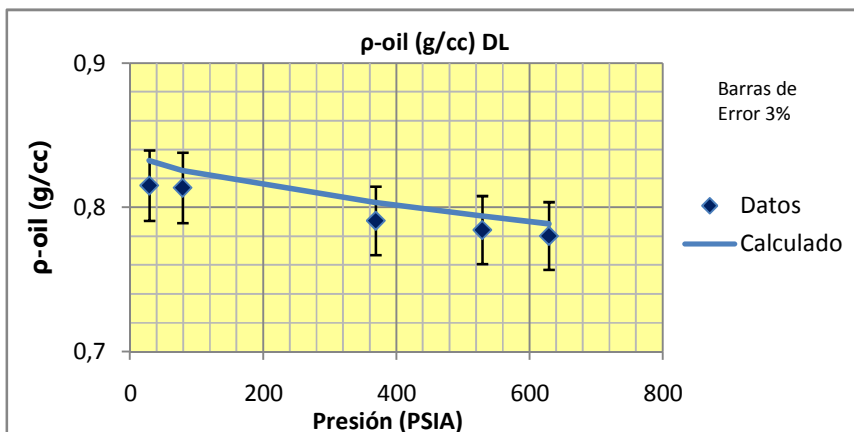
**Figura 35:** Cálculo de Bo en la Prueba DL mediante PR Luego de Realizar "Lumping" y Ajuste. **Fuente:** Autores del Proyecto



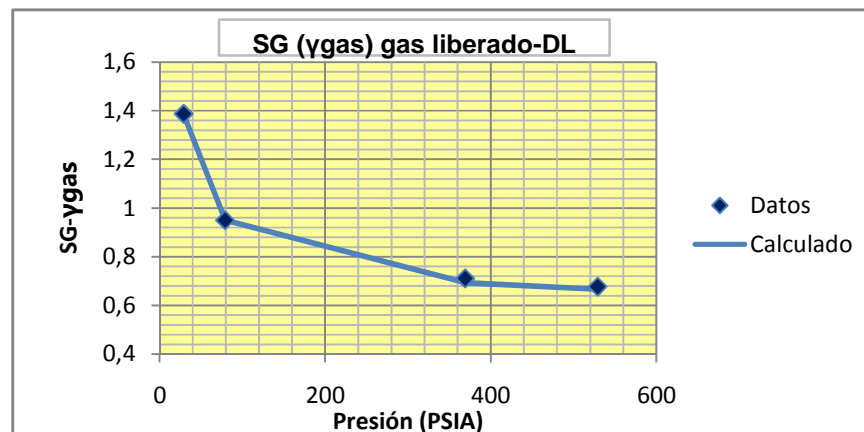
**Figura 36:** Cálculo de Rs en la Prueba DL mediante PR Luego de Realizar "Lumping" y Ajuste. **Fuente:** Autores del Proyecto



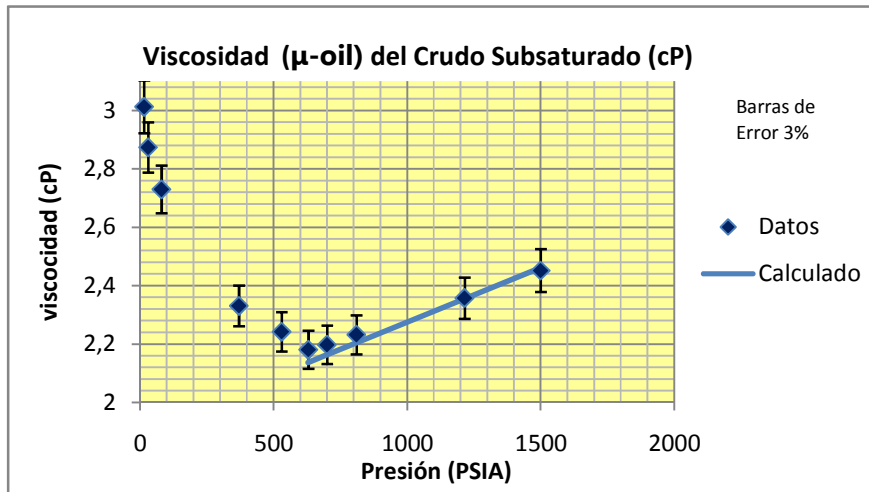
**Figura 37:** Cálculo de Z del gas en la Prueba DL mediante PR Luego de Realizar "Lumping" y Ajuste. **Fuente:** Autores del Proyecto



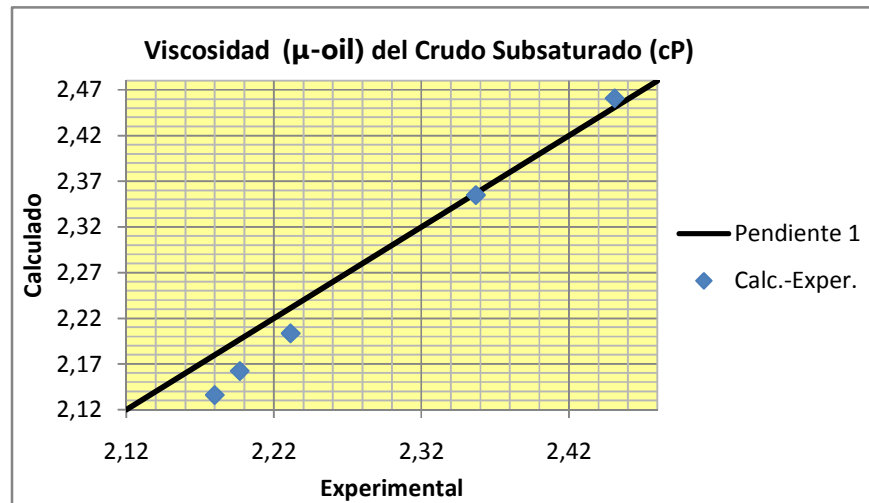
**Figura 38:** Cálculo de ρ del crudo en la Prueba DL mediante PR Luego de Realizar "Lumping" y Ajuste. **Fuente:** Autores del Proyecto



**Figura 39:** Cálculo de Gravedad Específica en la Prueba DL mediante PR Luego de Realizar "Lumping" y Ajuste. **Fuente:** Autores del Proyecto



**Figura 40:** Cálculo de Viscosidad del Crudo mediante PR Luego de Realizar "Lumping" y Ajuste.  
**Fuente:** Autores del Proyecto



**Figura 41:** Valores de Viscosidad Calculados mediante PR Luego de Realizar "Lumping" y Ajuste Vs Valores Experimentales.  
**Fuente:** Autores del Proyecto

**Tabla 3.** Parámetros finales de la ecuación de estado de Peng-Robinson ajustada con propiedades críticas.

COMPONENTE	Fracción Molar	Peso Molecular	Tc (°F)	Pc (PSIA)	Zc	$\omega$	$\Omega_a$	$\Omega_b$	Parachor	Vshift
<b>C1-N2</b>	0,17253	16,05	-116,66	667,71	0,289	0,01261	0,45718	0,07779	71	-0,1546
<b>CO2</b>	0,00004	44,01	87,9	1070,9	0,2742	0,2225	0,45724	0,0778	49,6	-0,1009
<b>C2</b>	0,06051	30,07	90,1	707,8	0,285	0,0978	0,45724	0,0778	111	-0,074
<b>C3-C4</b>	0,11141	50,38	246,47	583,97	0,281	0,17295	0,4598	0,0784	168,9	-0,0652
<b>C5-C6</b>	0,07304	77,65	417,57	483,26	0,2683	0,2394	0,45778	0,07786	249,6	-0,0365
<b>C7-C10</b>	0,20776	113,23	432,52	340,93	0,2808	0,31767	0,46441	0,07879	367,3	0,0514
<b>C11-C14</b>	0,11673	166,46	796,81	268,51	0,2634	0,46489	0,46153	0,07833	526,4	0,1355
<b>C15-C20</b>	0,1028	237,99	725,29	195,17	0,253	0,6305	0,46165	0,07835	720,4	0,1639
<b>C21-C29</b>	0,07129	329,33	800,97	153,3	0,2357	0,85129	0,4617	0,07831	1011,1	0,1942
<b>C30+</b>	0,08388	527,37	845,44	120,04	0,2772	1,90963	0,90339	0,11469	2002,2	0,483

Fuente: Autores del proyecto

**Tabla 4.** Coeficientes de interacción binarios de la ecuación final variando propiedades críticas.

COMPONENTE	C1-N2	CO2	C2	C3-C4	C5-C6	C7-C10	C11-C14	C15-C20	C21-C29
<b>C1- N2</b>									
<b>CO2</b>	0,1499								
<b>C2</b>	0	0,15							
<b>C3-C4</b>	0,0076	0,1479	0,0026						
<b>C5-C6</b>	0,0249	0,15	0,01	0,0025					
<b>C7-C10</b>	0,0392	0,15	0,01	0,0025	0				
<b>C11-C14</b>	0,0465	0,15	0,01	0,0025	0	0			
<b>C15-C20</b>	0,0523	0,15	0,01	0,0025	0	0	0		
<b>C21-C29</b>	0,0573	0,15	0,01	0,0025	0	0	0	0	
<b>C30+</b>	0,2134	0,15	0,01	0,0025	0	0	0	0	0

Fuente: Autores del proyecto

## ANEXO J

### DATOS Y GRÁFICOS DE CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS DEL CAMPO COLORADO.

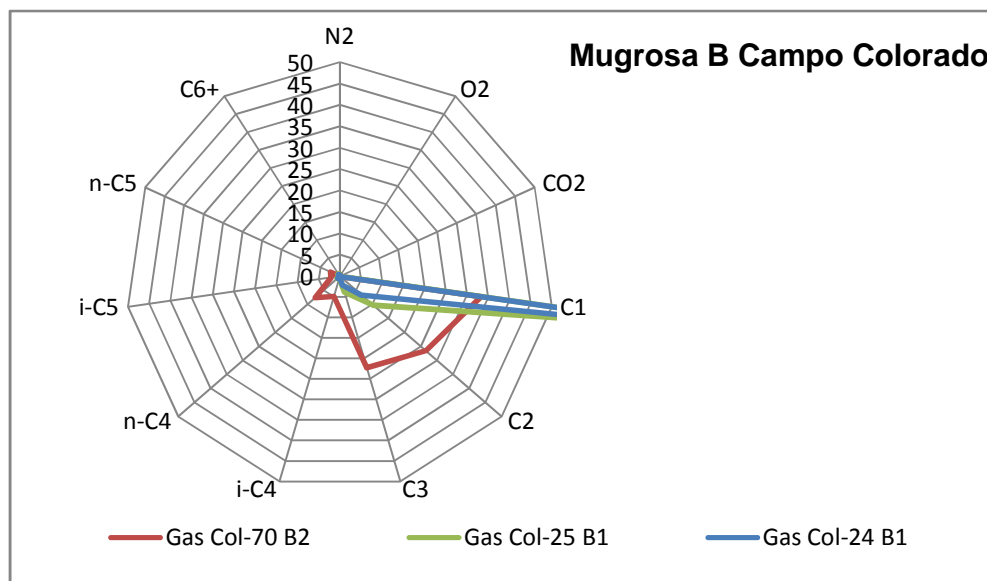


Figura 1. Comparación de la composición del gas producido en pozos de las arenas B Del Campo Colorado; Fuente: Autores del proyecto

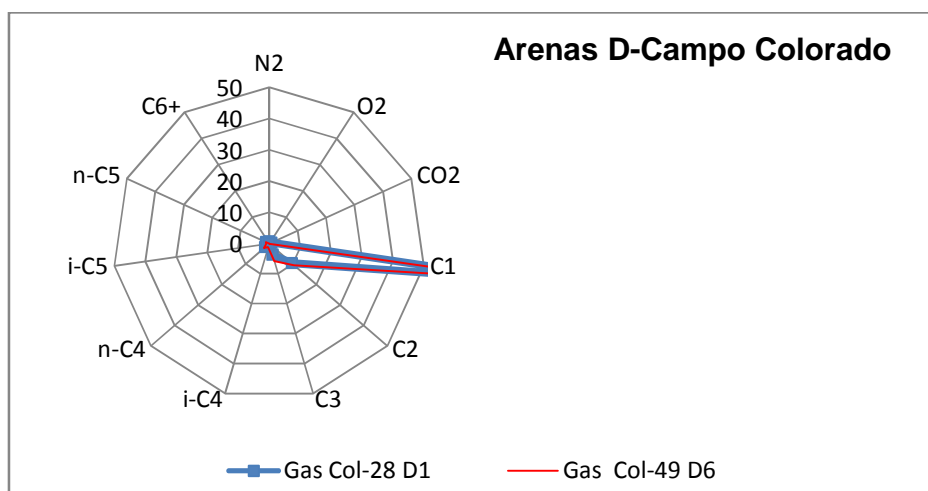


Figura 2. Comparación del gas producido en pozos de las arenas D del Campo Colorado Fuente: Autores del proyecto

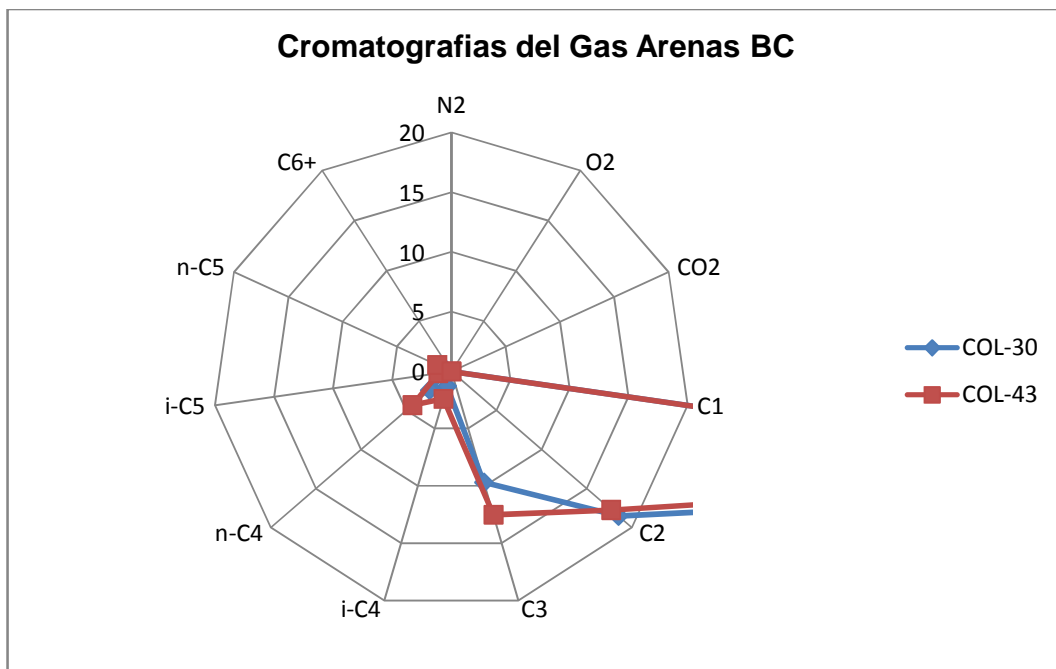


Figura 3. Comparación del gas producido en pozos de las arenas BC del Campo Colorado  
Fuente: Autores del proyecto

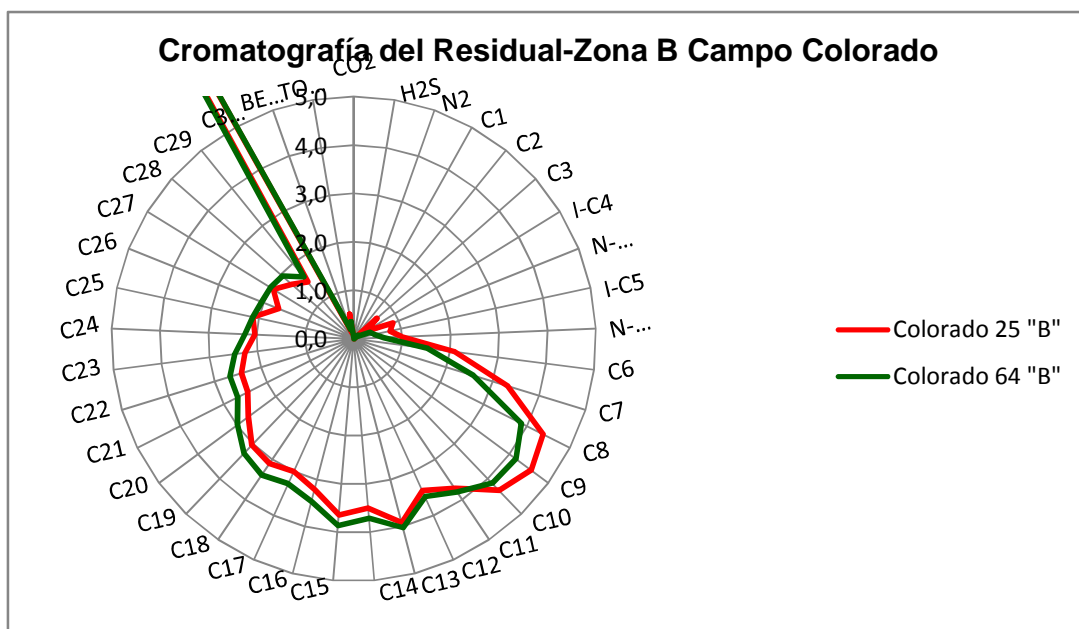


Figura 4. Comparación de la composición del crudo residual producido en pozos de las arenas B Del Campo Colorado; Fuente: Autores del proyecto

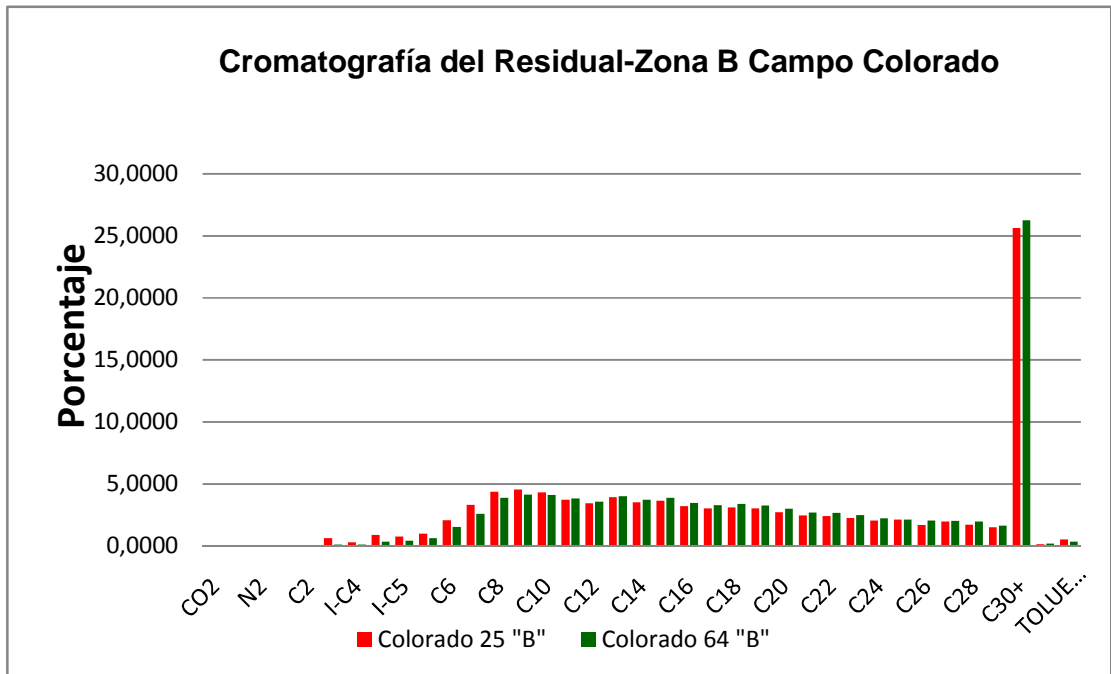


Figura 5. Diagrama comparativo de la composición de los residuales en las arenas b del campo colorado; fuente: autores del proyecto.

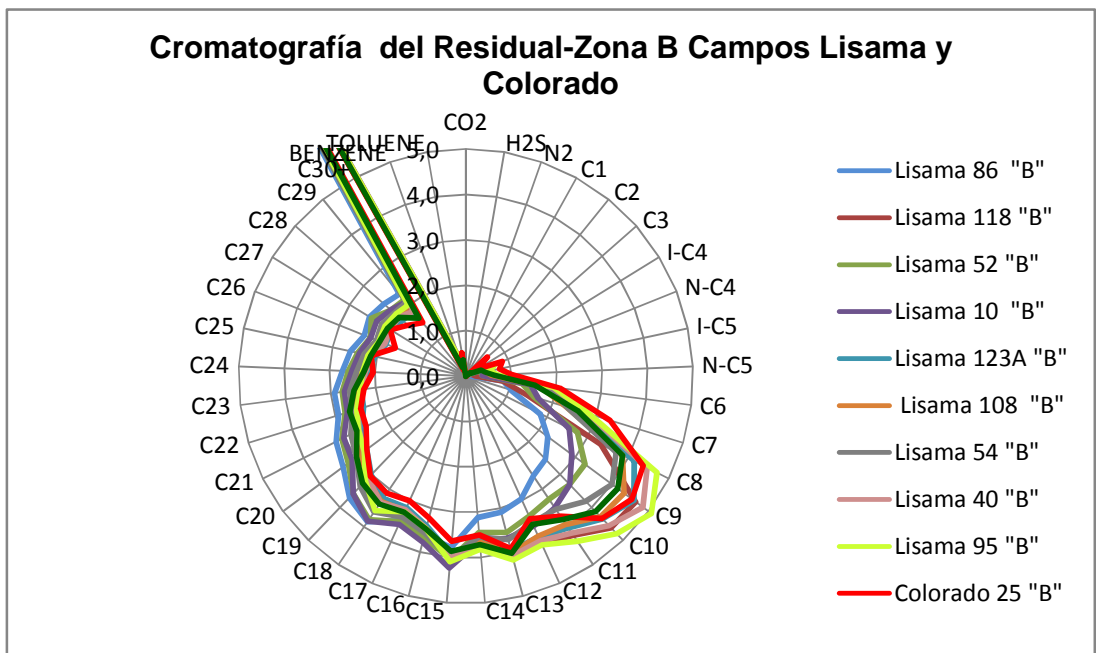


Figura 6. Comparación de la composición de los crudos de la formación MUGROSA B producidos en el valle medio del magdalena, campos Lisama y Colorado. Fuente: Autores Del Proyecto

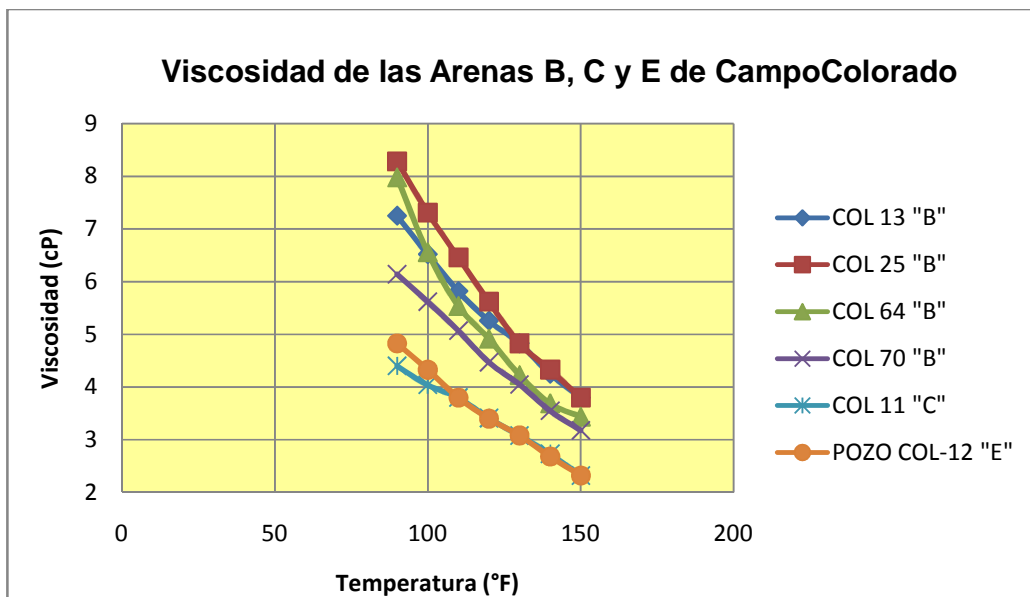


Figura 7. Viscosidad de las arenas B, C y E de Campo Colorado  
Fuente: Autores del Proyecto

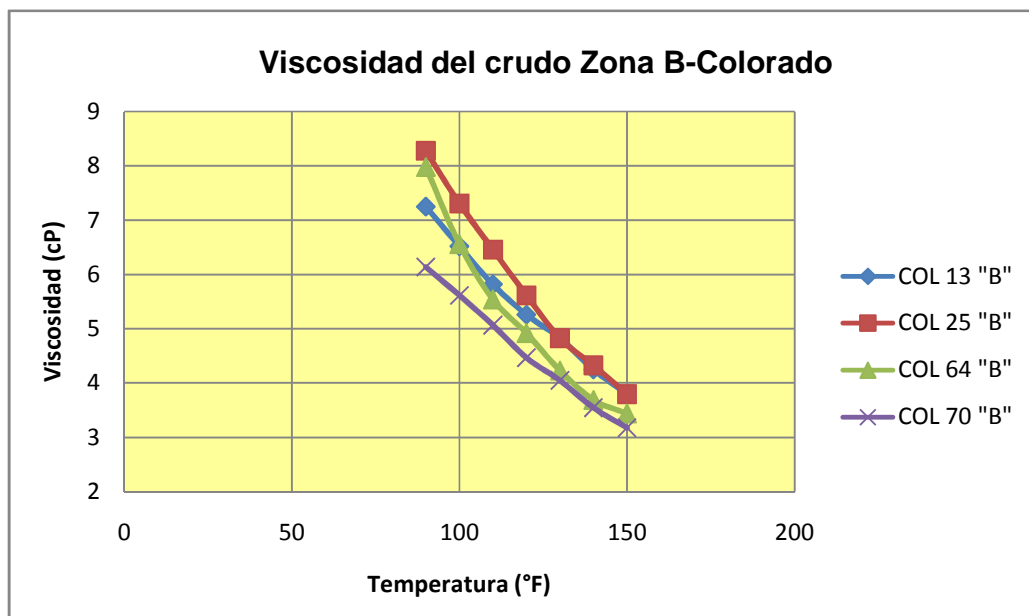


Figura 8. Viscosidad del crudo para las arenas B del Campo Colorado.  
Fuente: autores del proyecto

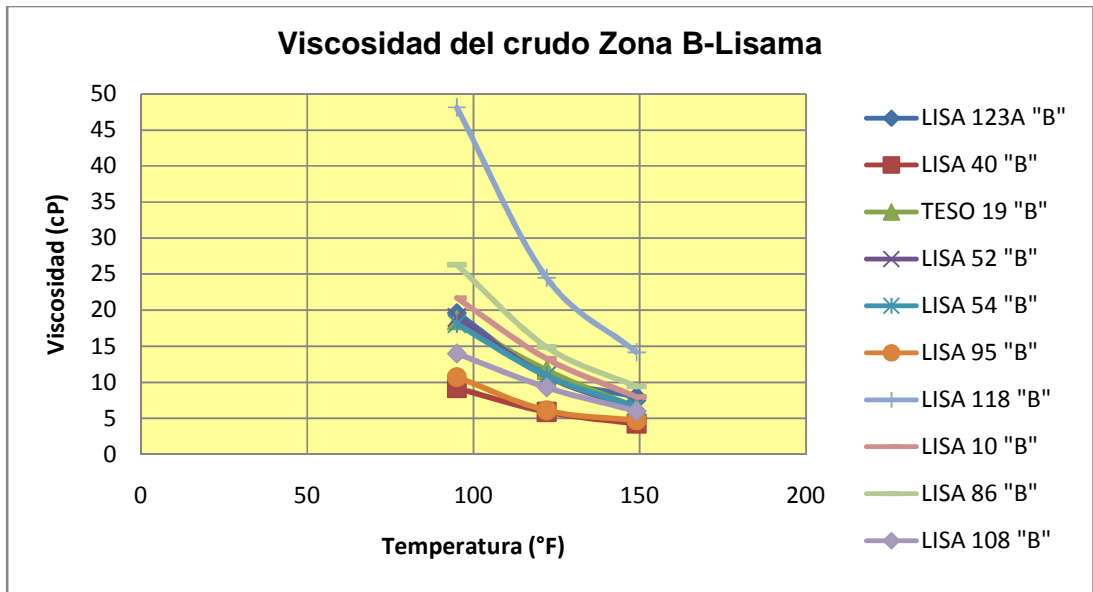


Figura 9. Viscosidad del crudo para las arenas B del área Lisama.  
Fuente: autores del proyecto

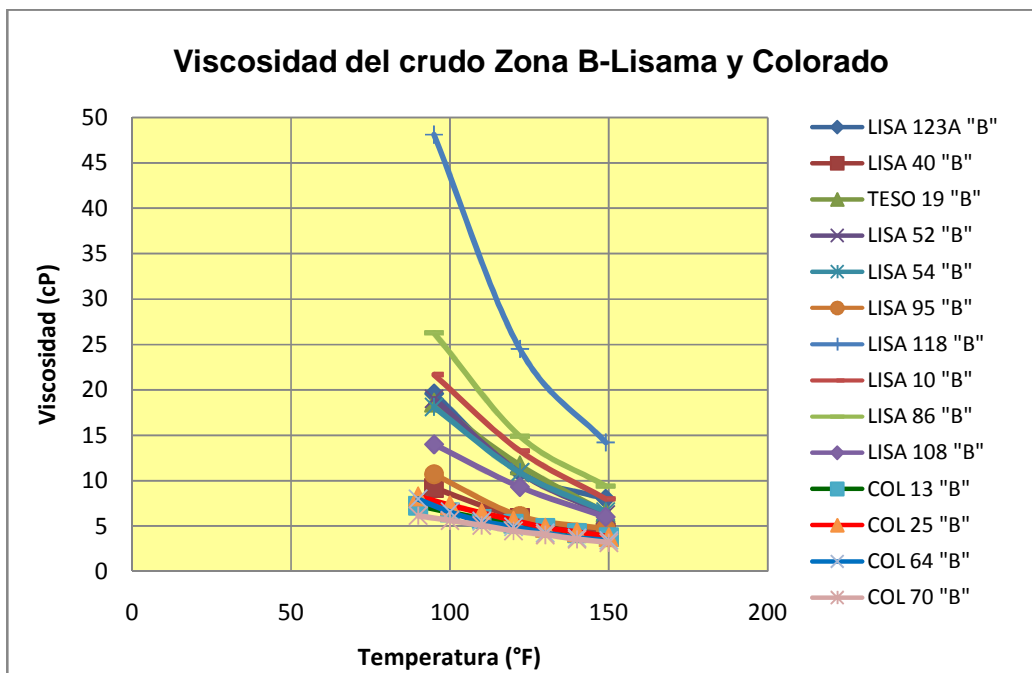


Figura 10. Comparación de las viscosidades del crudo producido en las arenas B del área Lisama y el Campo Colorado.  
Fuente: Autores del Proyecto.