



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Recombinación de Fluidos Petroleros
a partir de las Composiciones en las
Etapas de Separación**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A N

Adriana Isabel Barrera Martell
Jesús Abraham Mar Rodríguez

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Bruno Armando López Jiménez



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2021

Esta hoja se ha dejado intencionalmente en blanco.

A nuestros padres

Agradecimientos

Adriana:

A mis padres Adriana y Salvador, agradecida por apoyar y cuidar cada paso que doy. Sin su esfuerzo y sacrificio no habría sido posible.

A mis abuelitos Pedro e Isabel, que siempre están al pendiente de mí.

A mis hermanos Chava e Isabela, así como mis tíos Juan y Ángeles, que me acompañaron a lo largo de la carrera.

Abraham, por tu motivación, apoyo y cariño a lo largo de estos años.

A nuestro asesor, Dr. Bruno, por su gran interés, disposición y continuidad en nuestro proyecto.

A mi alma máter, y en especial a la Facultad de Ingeniería por mi formación personal y profesional.

A mis profesores y compañeros, especialmente a: Ing. Juan Sabido, Mariana, Nico, David, Broca, Arlette, Beto, Saúl y Noé.

Abraham:

A Dios, por darme la bendición de la vida.

A mis Padres, por darme la vida, apoyarme en todas mis decisiones, por su paciencia, por sus consejos y por su amor incondicional.

A mi compañera Adriana, por acompañarme cuando lo necesitaba, por su paciencia y su cariño.

A mi asesor, por compartir conmigo sus conocimientos, ser una guía en mi formación académica, por su apoyo y disposición para sacar adelante este trabajo.

A la UNAM, al Departamento de Ingeniería Petrolera, sus profesores y mis compañeros por proporcionarme las herramientas necesarias para formarme profesionalmente.

Resumen

Este trabajo tiene como objeto desarrollar una herramienta de cómputo para llevar a cabo la recombinación de fluidos petroleros a partir del conocimiento de las composiciones en cada una de las etapas de separación y el tanque de almacenamiento.

El programa presentado en el trabajo juega un papel importante en los procesos de simulación composicional, en los cuales se desconoce la composición de la mezcla a condiciones de yacimiento.

Existen distintos métodos en la literatura para llevar a cabo la recombinación de fluidos petroleros y cada uno depende de la información disponible. McCain (1990) define dos diferentes métodos: cuando se conocen las composiciones y cuando no se conocen. Dentro de cada método existen dos opciones, en el caso de composiciones conocidas puede tenerse información de todas las etapas de separación o solamente los datos del primer separador. Para el caso de que no se conocen las composiciones, basta con tener las propiedades del gas en superficie o en el primer separador. Existen dos maneras de realizar la recombinación matemática: procedimiento corto y procedimiento largo (Shortway - Longway), que aunque tienen el mismo objetivo, presentan diferencias en los resultados obtenidos.

Como parte del objetivo es desarrollar una herramienta de cómputo, los métodos antes mencionados fueron programados dentro de un software orientado a objetos donde el usuario tenga la oportunidad de introducir información, procese los datos y le muestre los resultados de manera interactiva.

Para hacer válido el uso de la herramienta, se comparan los resultados obtenidos con valores reales de un análisis PVT del campo "N", teniendo porcentajes de error menores al 5 % (límite aceptado por varios autores). Además de ello se estudia el comportamiento del gráfico de Hoffman - Crump y los gráficos de distintas propiedades del fluido contra la presión, con el objetivo de verificar una tendencia igual a la descrita por la teoría. Cada muestra se somete a un control de calidad (QC, *Quality Check*) y se verifica que la composición sea correcta.

Índice general

Resumen	III
Nomenclatura	VIII
1. Introducción	1
1.1. Objetivos	6
1.2. Organización del trabajo	6
2. Revisión de Literatura	7
2.1. Definiciones	7
2.2. Conceptos generales	10
2.2.1. Ecuación de Estado (EDE)	10
2.2.2. Equilibrio líquido-vapor	11
2.2.3. Equilibrio líquido-vapor para soluciones no ideales	12
2.2.4. Fracción vapor	13
2.3. Pruebas PVT	14
2.3.1. Expansión a Composición Constante (ECC)	14
2.3.2. Separación Diferencial (SD)	15
2.3.3. Agotamiento a Volumen Constante (AVC)	16
2.3.4. Prueba de Separador	16
2.3.5. Prueba de viscosidad	18
2.3.6. Medición de la Composición	19
2.4. Recombinación de fluidos	22
2.4.1. Recombinación Física	22
2.4.2. Recombinación Matemática	24
2.4.3. Procedimientos de Cálculo	29
2.5. Validación de la calidad de las muestras	32
3. Desarrollo del Software y Manual de Usuario	39
3.1. ¿Por qué Python?	39
3.2. Estructura del programa	40
3.3. Manual de usuario	40
3.3.1. Introducir Información	40
3.3.2. Mostrar resultados	44

4. Validación del Software	48
4.1. Caso sintético	48
4.2. Caso real	48
5. Conclusiones y Recomendaciones	57
5.1. Conclusiones	57
5.2. Recomendaciones	57
Referencias Bibliográficas	59
A. Datos de Entrada	61
A.1. Fluido del Golfo de México	61
A.2. Fluido sintético	63
B. Instalación Python	65
B.1. Secuencia de Instalación	65

Índice de figuras

1.1. Proceso general del muestreo de fluidos.	2
1.2. Tipos de muestreo y sus principales ventajas. API (2003)	3
1.3. Diagrama de fases de muestras de fluidos (b y c) y de su recombinación (a). (API, 2003)	5
2.1. Esquema del Sistema Integral de Producción. Tomado de Reyes (2019).	9
2.2. Esquema de una batería de separación de tres etapas	10
2.3. Esquema de la prueba PVT de Expansión a Composición Constante para Aceite Negro	15
2.4. Esquema de la prueba PVT de Expansión a Composición Constante para Gas y Condensado	15
2.5. Esquema de la prueba PVT de Separación Diferencial	16
2.6. Esquema de prueba PVT de Agotamiento a Volumen Constante	17
2.7. Esquema de la prueba de Separador	18
2.8. Cromatografía de gas para el análisis composicional de fluidos de yacimientos. Tomado de Freyss y col. (s.f.)	20
2.9. Equipo para destilación TBP. Modificada de Dandekar (2013)	21
2.10. Variaciones de condensado con ajuste de la relación de recombinación. Modificada de Danesh (1998).	23
2.11. Métodos de recombinación de McCain (1990).	25
2.12. Acorde a la dirección del flujo	30
2.13. Sentido contrario al flujo	30
2.14. Diagrama de flujo del procedimiento corto para la recombinación de fluidos.	31
2.15. Diagrama de flujo del procedimiento largo para la recombinación de fluidos.	31
2.16. Gráfico de Hoffman. Tomado de Hoffmann y col. (1953)	33
2.17. Análisis de distintas muestras por T_B vs $\text{Log } K_i$	35
2.18. $\text{Log } k$ vs T_C	36
2.19. Gráfico Buckley	37
2.20. Gráfico de Wilson Modificado	38
3.1. Estructura del programa	40
3.2. Ventana Inicial	41
3.3. Ventana personalizada de datos	42

3.4.	Ventana de resultados	44
3.5.	Ejemplo de gráfica individual	45
3.6.	Barra de herramientas	45
3.7.	Configuración geométrica de gráficos	46
3.8.	Gráfica ampliada con la herramienta <i>Lupa</i>	46
4.1.	Caso sintético: Entrada de datos inicial	49
4.2.	Caso sintético: Entrada de datos por etapa	50
4.3.	Caso sintético: Ventana de Resultados	51
4.4.	Caso sintético: Gráfico k semi-log. <i>Short way</i>	52
4.5.	Caso sintético: Gráfico k log-log. <i>Short way</i>	52
4.6.	Caso sintético: Gráfico de Hoffman-Crump.	53
4.7.	Gráficas de las constantes de equilibrio (k)	54
4.8.	Caso real: Validación por gráfico de Hoffman	55
4.9.	Caso real: Validación por etapa individual	56
B.1.	Sitio de Python - Descargas	65
B.2.	Instalador de Python	66
B.3.	Símbolo del sistema	66
B.4.	Terminal	67
B.5.	Instalación del módulo numpy	67

Nomenclatura

Acrónimos

API	Instituto Americano del Petróleo
ASTM	Sociedad Americana para Pruebas y Materiales
AVC	Agotamiento a Volumen Constante
CGA	Contacto Gas-Aceite
E&P	Exploración y Producción
ECC	Expansión a Composición Constante
EDE	Ecuación de Estado
FID	Detector de Ionización de Flama
GUI	Interfaz Gráfica de Usuario
IDLE	Entorno Integrado de Desarrollo y Aprendizaje
OCR	Reconocimiento de Caracteres Ópticos
PVT	Presión-Volumen-Temperatura
RCG	Relación Condensado-Gas
SD	Separación Diferencial
SIP	Sistema Integral de Producción
ST	Condiciones de tanque de almacenamiento
TCD	Detector de Conductividad Térmica

Letras griegas

γ_g	Gravedad específica del gas.
γ_o	Gravedad específica del aceite.

γ_{gsto}	Gravedad específica del gas en el tanque de almacenamiento.
γ_{gyac}	Gravedad específica del gas de yacimiento.
ω	Factor acéntrico.
ω_{C7+}	Factor acéntrico del C_{7+} .
ρ	Densidad.
ρ_o	Densidad del aceite.
ρ_w	Densidad del agua.
ρ_{res}	Densidad del aceite residual.
ε	Factor de conversión de volumen.
ϖ	Constante de volumen a condiciones estándar.

Subíndices y superíndices

i	contador del número de componente
j	contador del número de etapa de separación
t	total

Variables

\tilde{n}_g	Número de moles de gas en 1 mol.
\tilde{n}_o	Número de moles de aceite en 1 mol.
eq	Volumen Equivalente.
B_g	Factor de volumen de formación del gas.
B_o	Factor de volumen de formación del aceite.
F_i	Función de Hoffman-Crump.
f_l	Fracción líquido.
f_v	Fracción vapor.
FWM	Factor de Wilson Modificado.
G_{pa}	Gas producido acumulado
k_i	Constante de equilibrio.
m	Masa.

m_{yac}	Masa de gas en el yacimiento.
$MV_{C_{7+}}$	Volumen molar del C_{7+} .
$MW_{C_{7+}}$	Peso molecular del C_{7+} .
MW_{res}	Peso molecular del aceite residual.
MW_{STO}	Peso molecular del aceite en el tanque.
MW_a	Peso molecular aparente.
N	Número total de componentes.
n	Número de moles.
n_g	Número de moles de gas.
n_l	Número de moles de líquido.
n_o	Número de moles de aceite.
n_t	Número de moles totales.
N_{es}	Número de etapas de separación.
n_{yac}	Número de moles en el yacimiento.
p	Presión.
p_b	Presión de burbuja.
p_c	Presión crítica.
p_d	Presión de rocío.
p_k	Presión de convergencia.
p_v	Presión de vapor.
$p_{b_{C_{7+}}}$	Presión de burbuja del C_{7+} .
$p_{c_{C_{7+}}}$	Presión crítica del C_{7+} .
p_{ce}	Presión a condiciones estándar.
p_{pr}	Presión pseudoreducida.
p_{ri}	Presión reducida.
p_{sep}	Presión de separación.
R	Constante universal de los gases.

RGA	Relación Gas Aceite.
$SG_{C_{7+}}$	Gravedad específica del C_{7+} .
T	Temperatura.
T_b	Temperatura de burbuja.
T_c	Temperatura crítica.
$T_{bC_{7+}}$	Temperatura de burbuja del C_{7+} .
$T_{cC_{7+}}$	Temperatura crítica del C_{7+} .
T_{ce}	Temperatura a condiciones estándar.
T_{pr}	Temperatura pseudoreducida.
T_{ri}	Temperatura reducida.
T_{sep}	Temperatura del separador.
V	Volumen.
V_g	Volumen de gas.
V_o	Volumen de aceite.
V_{ce}	Volumen a condiciones estándar.
V_{pb}	Volumen en el punto de burbuja.
x_i	Fracción mol del componente i en la fase líquida.
y_i	Fracción mol del componente i en la fase gaseosa.
z_i	Fracción mol del componente i .

Capítulo 1

Introducción

Para producir los yacimientos petroleros de manera óptima, se recomienda realizar su caracterización lo más detallada posible y esto incluye tanto a los fluidos de yacimiento como a los fluidos producidos. La caracterización de los fluidos del yacimiento hace posible estudiar el comportamiento de flujo de fluidos en medios porosos o en tuberías, definir las estrategias de producción, diseñar instalaciones superficiales idóneas y calcular reservas, por mencionar algunas. Todas en conjunto forman un papel crucial en la evaluación de los proyectos de Exploración y Producción (E&P) y en el incremento de la producción.

Una manera de obtener información de los fluidos del yacimiento de manera confiable es a través de la recolección de muestras. El objetivo del muestreo de fluidos del yacimiento es obtener una muestra representativa del fluido presente en el yacimiento en el momento del muestreo. Generalmente es necesario acondicionar un pozo antes del muestreo. Las pruebas de presión-producción al pozo o las operaciones normales de producción a menudo dan como resultado que el fluido tenga una composición alterada respecto a la del fluido originalmente en el yacimiento (por razones que se describirán más adelante). El objetivo del acondicionamiento del pozo es evitar alteraciones en el fluido (no representativo) y consiste en producir el pozo a un gasto que desplace el fluido alterado al interior del pozo y permitirá que sea reemplazado por fluido no alterado (representativo) que fluye desde la formación. Sin embargo, si el procedimiento de muestreo es incorrecto y/o incompleto o si las muestras se recolectan de un pozo acondicionado incorrectamente, las muestras resultantes pueden no ser representativas del fluido del yacimiento y dificultar que el personal del laboratorio realice e interprete pruebas que brinden información precisa y significativa sobre las propiedades del fluido.

Algunos factores que pueden afectar la toma de muestras de fluidos son los siguientes:

- **Tipo de fluido del yacimiento** pues es recomendado tomar muestras en condiciones monofásicas. Mientras más temprano en la vida del yacimiento se tomen las muestras, más confiables serán los resultados de las pruebas de laboratorio debido a las condiciones bajasaturadas.

- Las **características de producción y estructura mecánica del pozo**. M. B. Standing (1977) menciona que bajo condiciones de flujo de estado estacionario en la tubería del pozo, las composiciones de fluido son las mismas en la cabeza del pozo y en la entrada a la tubería. Por lo tanto, se puede obtener una reproducción verdadera del fluido que ingresa a la tubería del pozo mediante la recombinación adecuada de las muestras de superficie. Dicho esto, si se tiene producción de arena o un aparejo de fondo complejo que producen condiciones de flujo no estacionarias se requieren procedimientos especiales para la toma de la muestra.
- **Localización y geología del yacimiento** porque es posible que se tenga un yacimiento extenso y una sola muestra no sea representativa del mismo o que los pozos tengan producción combinada de distintos intervalos y no se tenga una muestra general del fluido del yacimiento.
- La **incorrecta calibración de los instrumentos de medición** pues la incertidumbre de las variables tales como presión, temperatura y densidades aumenta.
- El **clima** puede retrasar el programa de muestreo o influir en la medición de las variables como la temperatura.
- Sin duda, tener un **personal capacitado con experiencia** es esencial por cuestiones de seguridad además de que llegan a ocurrir imprevistos a la hora del muestreo que pueden resolver trabajadores con experiencia.

Por todo lo anterior, el **Instituto Americano del Petróleo** (API por sus siglas en inglés) estableció los lineamientos y publicó la Práctica Recomendada 44 (1966) y actualmente existen versiones más actualizadas para toma de muestras. En el diagrama de la Figura 1.1 se muestra de manera general el proceso de muestreo para los fluidos petroleros y en la Figura 1.2 se hace explicar los diferentes tipos de muestreo y sus principales ventajas.



Figura 1.1: Proceso general del muestreo de fluidos.

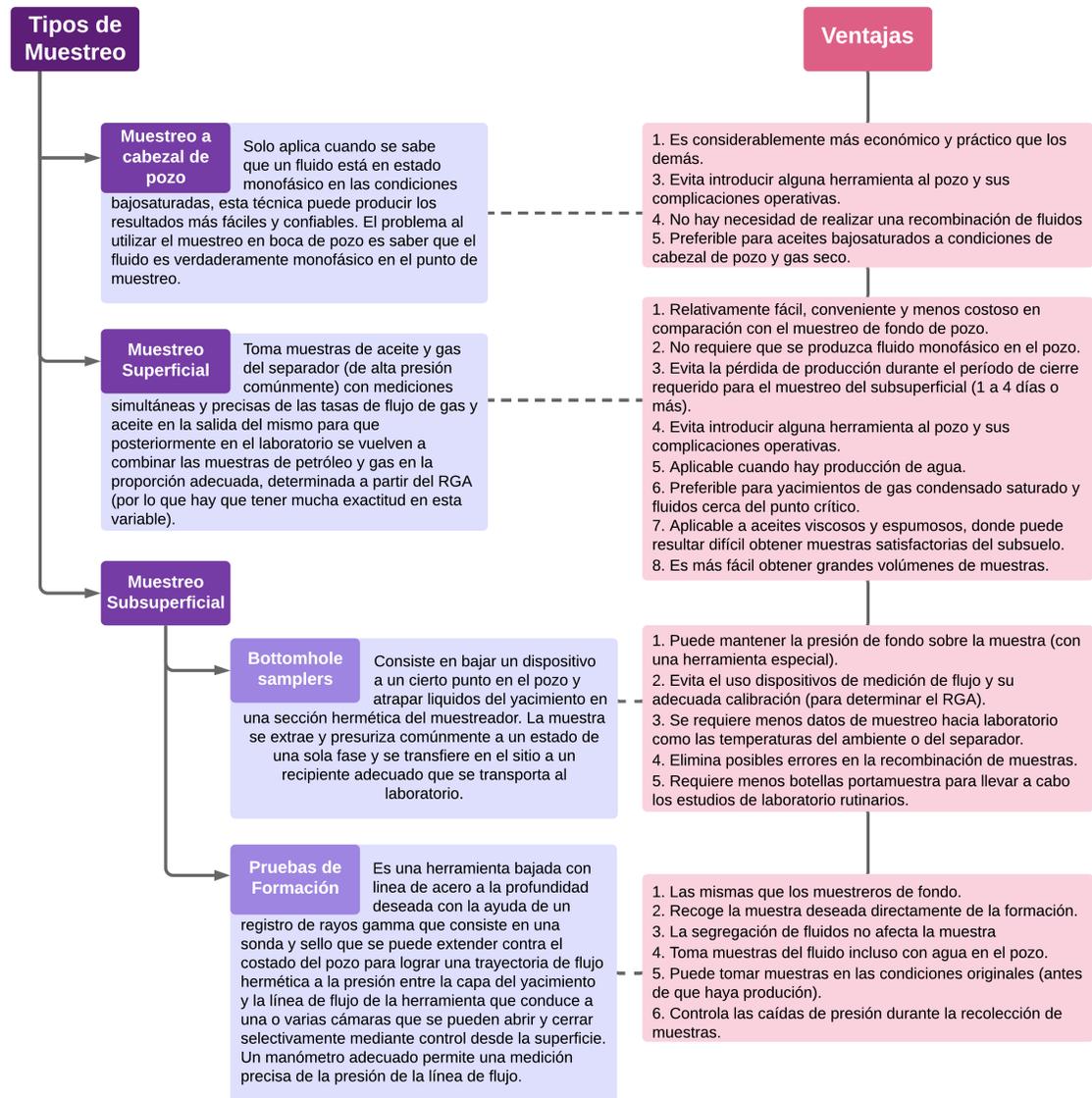


Figura 1.2: Tipos de muestreo y sus principales ventajas. API (2003)

La forma en la que se puede caracterizar a los fluidos es por medio de los parámetros presión-volumen-temperatura (PVT). Existen distintos tipos de pruebas a las que se someten los fluidos y, dependiendo de la cantidad de información que se quiera obtener, es el número de pruebas a realizar. Las pruebas primarias son simples, tomadas en campo y su propósito es conocer la relación gas-aceite (RGA) y gravedad específica. Por otro lado, las pruebas de rutina se efectúan en laboratorio, y su objetivo es la caracterización de los fluidos. Finalmente, las pruebas especiales se ocupan para estudios específicos como análisis de la inyección de gas miscible como método de recuperación.

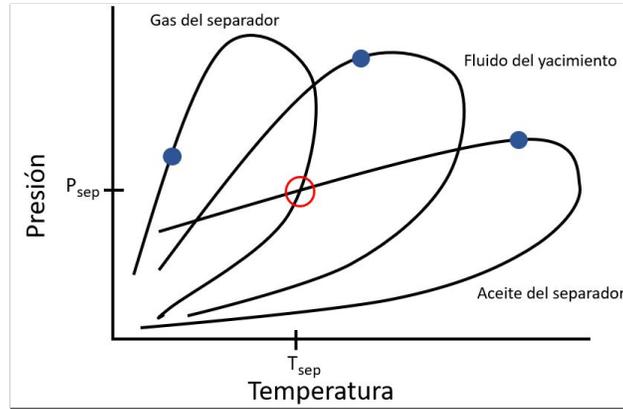
De manera estandarizada, las botellas portamuestras que se utilizan en muestreo subsuperficial son de 600 cm^3 de fluidos del yacimiento, sin embargo para realizar una

recombinación física se necesitan 600 cm^3 de líquido y de 2 a 4 botellas portamuestras de 20 l de gas usadas para transportar las muestras de gas al laboratorio.

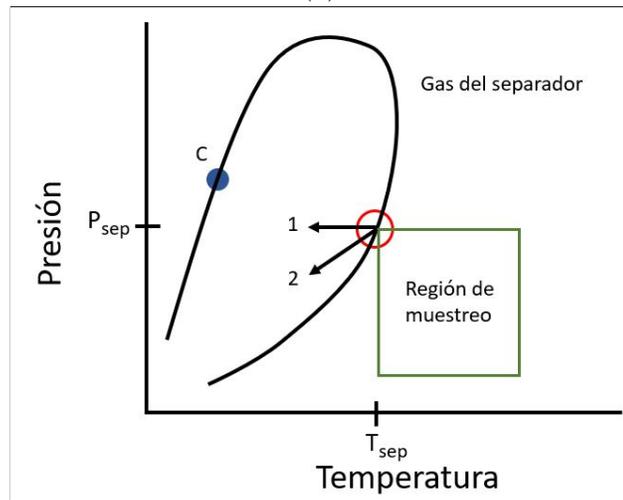
El recombinado de fluidos superficiales, usualmente del separador, se realiza con el objetivo de obtener nuevamente la composición inicial del fluido del yacimiento para ser utilizada en procesos de simulación o la composición en el tanque de almacenamiento para calcular el volumen producido en superficie. El conocer la RGA es crucial porque las muestras se combinan en las mismas proporciones y condiciones para garantizar un estado de equilibrio y así obtener una composición homogénea o recombinada.

La verdadera situación de equilibrio es muy útil para ilustrar los factores que son importantes para un muestreo exitoso. La Figura 1.3a muestra el diagrama de fases de un fluido en el yacimiento. Asimismo, se muestran los diagramas de fase para el gas y el aceite (petróleo) del separador formados a partir del fluido del yacimiento. Las Figuras 1.3b y 1.3c reproducen los diagramas de fase de gas y aceite del separador por separado, para mayor claridad. Observe que el gas del separador está en su punto de rocío en las condiciones de temperatura y presión del separador, y el aceite del separador está en su punto de burbuja.

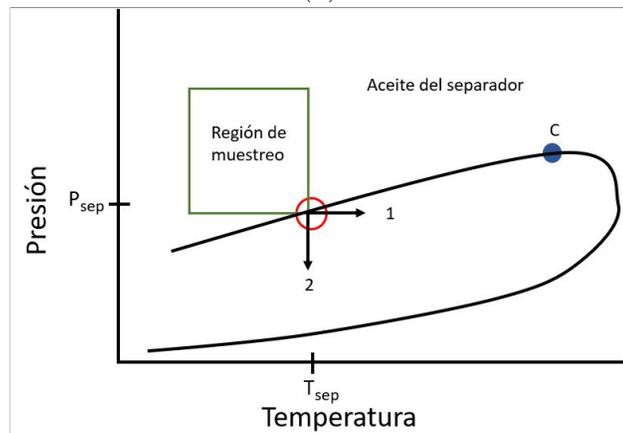
Para obtener muestras confiables, se debe garantizar un fluido monofásico (ya sea gas o líquido) a la entrada del separador. Para el gas del separador (punto de rocío), esto significa que no se debe permitir que la temperatura descienda por debajo de la temperatura del separador (línea 1 en la Figura 1.3b), tampoco debe estrangularse la corriente antes de que entre en la botella portamuestra, ya que la disminución de la temperatura al reducir la presión podría llevar la corriente al estado de dos fases (línea 2 en la Figura 1.3b). Algunas empresas petroleras prefieren limitar la presión de muestreo en las botellas portamuestra de gas a aproximadamente el 80 % de la presión total del separador para mantenerse alejadas de la región de dos fases. De manera similar, para el aceite del separador (punto de burbuja), la presión no debe reducirse (línea 2 en la Figura 1.3c) o puede liberarse gas de la solución, tampoco debe permitirse que la corriente aumente de temperatura (línea 1 en la Figura 1.3c).



(a)



(b)



(c)

Figura 1.3: Diagrama de fases de muestras de fluidos (b y c) y de su recombinación (a). (API, 2003)

1.1. Objetivos

El presente trabajo tiene como objetivo desarrollar una herramienta de cómputo para llevar a cabo la recombinación de fluidos petroleros a partir del conocimiento de las composiciones en cada una de las etapas de separación y en el tanque de almacenamiento. Para el desarrollo de esta herramienta se hace uso del lenguaje de programación *Python*.

1.2. Organización del trabajo

Para tener una visión clara del contenido, a continuación se presenta una breve descripción de cada capítulo.

En el **Capítulo 1** se presentan generalidades sobre el muestreo de los fluidos petroleros resaltando sus principales ventajas, asimismo, se mencionan algunos factores que impactan en la toma de muestras utilizadas para llevar a cabo las pruebas de laboratorio.

Posterior a él, el **Capítulo 2** aborda los conceptos y definiciones necesarios para poder realizar la recombinación de fluidos. Destacan la derivación de los cálculos matemáticos, los métodos de recombinación y procedimientos matemáticos *Short way* y *Long way* (procedimiento corto y largo) para el cálculo de composiciones, así como los distintos métodos que existen en la literatura, que están en función de los datos que se tengan.

Seguido, en el **Capítulo 3** se describe más a detalle qué estructura tiene el programa, cómo es que funciona y cuáles son los pasos a seguir para usarlo correctamente. Además, nos da consejos para visualizar los resultados de manera que sea posible observar detalles concretos.

El **Capítulo 4** busca validar los resultados de las dos maneras de aplicar el método de recombinación a partir de las composiciones en superficie en cada etapa de separación, analiza los gráficos de validación, compara los resultados y realiza los respectivos comentarios.

Finalmente, el **Capítulo 5** da a conocer las recomendaciones y conclusiones de los autores de este trabajo con el fin de expresar los descubrimientos más relevantes, pero al mismo tiempo dar un cierre al tema. Adicionalmente, abre incógnitas para futuras investigaciones relacionadas al tema.

Capítulo 2

Revisión de Literatura

El presente capítulo introducirá a detalle los conceptos y ecuaciones matemáticas necesarias para el planteamiento de soluciones al problema de recombinación.

2.1. Definiciones

Fluido: Cualquier líquido o gas es considerado como un fluido. La diferencia entre éstos y los sólidos es que los fluidos sufren una deformación continua mientras están sometidos a un esfuerzo de corte.

Las principales características de los fluidos son:

1. La posición relativa de sus moléculas cambia continuamente.
2. Todos los fluidos son compresibles, en mayor o menor grado.
3. Tienen viscosidad (es menor en los gases).

Sus principales atributos son densidad, viscosidad, temperatura y presión.

Composición: Representa el grado en que cada componente participa en la mezcla y, en palabras de Moses (1986), la descripción más completa que se le puede hacer al fluido del yacimiento.

Pseudo-componente: También conocido como componente plus o fracción pesada, es un componente de una mezcla de hidrocarburos cuyo objetivo es representar las propiedades físicas de un conjunto de componentes agrupados. Es común encontrar pseudo-componentes debido a que no resulta práctico y es muy demandante para una computadora realizar la solución a Ecuaciones de Estado (EDE). Actualmente, gracias al avance de la tecnología, es posible obtener una descripción individual hasta el componente C_{30} .

Condición de equilibrio: Hace referencia a una condición de equilibrio termodinámico entre 2 o más fases, la cual ocurre cuando no hay intercambio de materia de una fase a otra.

Recombinación: Proceso que consiste en obtener la composición del fluido original del yacimiento a partir de la mezcla física o matemática, a ciertas condiciones, de una o más muestras representativas de líquido y gas.

Sistema Integral de Producción (SIP): Es el conjunto de elementos que conectan al yacimiento con la superficie, transportan y separan los fluidos para su posterior almacenamiento y/o comercialización.

Los elementos que lo conforman son (ver Figura 2.1)

1. Yacimiento
Porción de trampa geológica con acumulación de hidrocarburos que se comporta como un sistema conectado hidráulicamente.
2. Pozo
Permite la conexión entre yacimiento y superficie y el control del flujo de fluidos, mediante la instalación de tuberías y otros elementos, tales como empacadores y bombas para los métodos de levantamiento artificial.
3. Estrangulador
Dispositivo que permite controlar el gasto del pozo mediante la manipulación de las caídas de presión, asimismo ayuda a prevenir la conificación del agua y producción de arenas, así como brindar seguridad a los equipos superficiales.
4. Tuberías de descarga
Permiten el transporte de los hidrocarburos. Sus diámetros estarán en función de las características de cada pozo.
5. Separadores
Se encargan de la separación del hidrocarburo en gas y aceite (el agua también se puede separar). Se dividen en bifásicos o trifásicos, y horizontales o verticales. La elección del tipo de separador está en función del tipo de fluido de yacimiento y la ubicación del pozo (terrestre o costa afuera).
6. Tanque de almacenamiento.
Aquí se retiene la producción (previamente separada) de uno o varios pozos. Existen en forma de cilindros de acero o en buquetanques.

Al aplicar los conceptos de pruebas PVT para el SIP, se observa que al inicio el gas liberado está en contacto con el aceite dentro del yacimiento y cuando alcanza la saturación crítica se empieza a mover hacia el pozo, por lo que se entra en el proceso de Separación Diferencial dentro del yacimiento. Por otro lado, se considera como liberación flash al proceso de liberación de gas en el pozo, pues ambas fases se

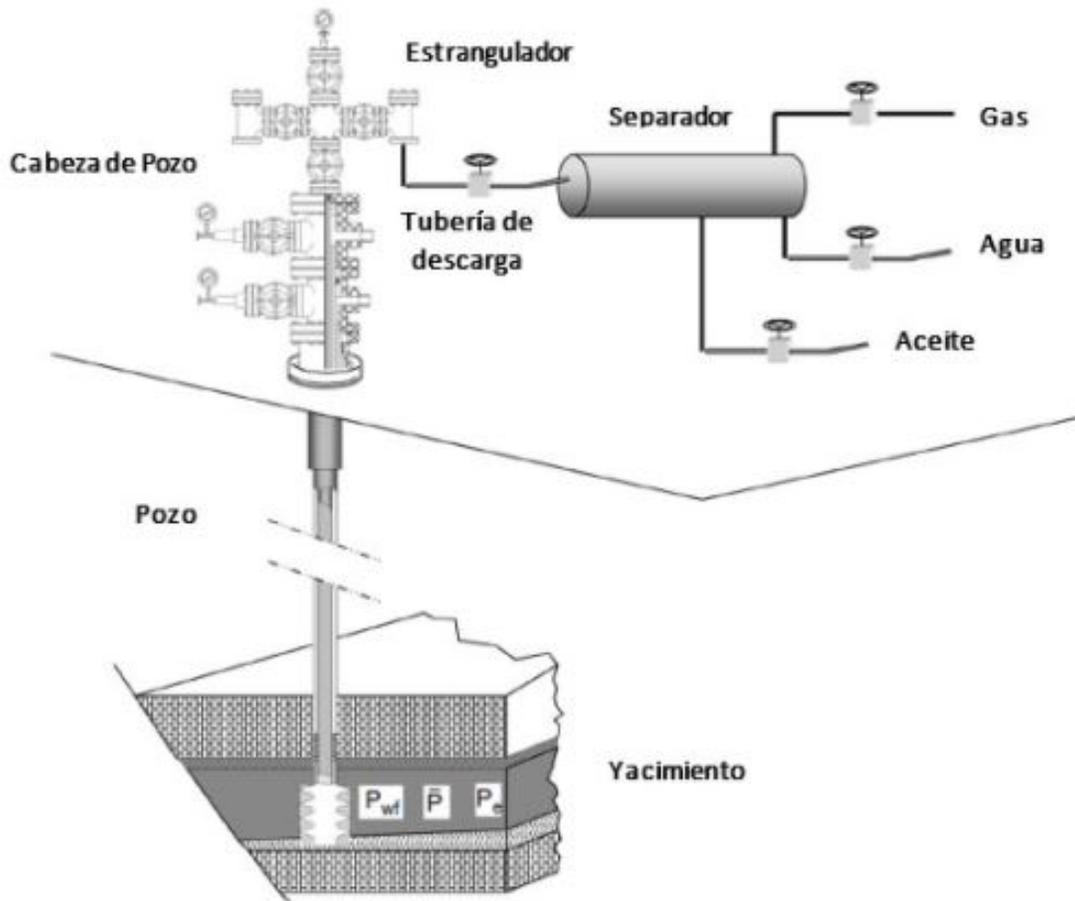


Figura 2.1: Esquema del Sistema Integral de Producción. Tomado de Reyes (2019).

mantienen en contacto. Por último, la prueba de separadores es la que se utiliza para el estudio del fluido en superficie, dentro de los separadores y tanque de almacenamiento.

La separación del gas y aceite en superficie se realiza en una serie de etapas de separación. Si a la presión y temperatura en el separador las dos fases están en equilibrio, se conoce como etapa de separación.

La Figura 2.2 muestra un arreglo de una batería de separación en 3 etapas ($N_{es} = 3$ incluyendo al tanque de almacenamiento, el cual generalmente está a condiciones cercanas de presión y temperatura estándar. Dicha figura hace referencia al número de moles de gas, aceite y totales a la entrada y salida de cada etapa (j) hasta el número total de etapas (N_{es}), siendo n_{t1} el número de moles totales del fluido representativo a la entrada del separador de alta presión y n_{tj} el número de moles totales del fluido en cada etapa. Para cada etapa de separación, el número de moles en la salida (n_o) se convierte en el número de moles totales a la entrada del separador de la etapa posterior, mientras que n_{g1} - n_{g3} son las composiciones del gas liberado en cada etapa. Con lo anterior queda en evidencia que una mala recombinación del fluido en superficie haría imposible obtener una muestra representativa del yacimiento.

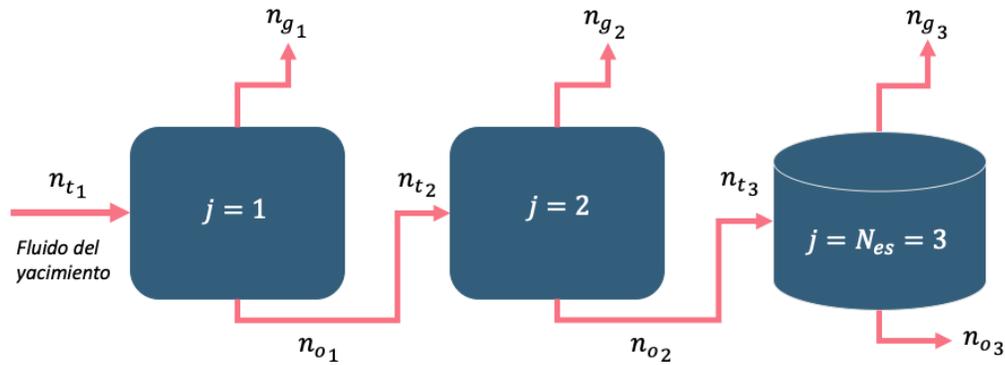


Figura 2.2: Esquema de una batería de separación de tres etapas

2.2. Conceptos generales

Antes de abordar el desarrollo de la herramienta de cómputo para la recombinación de fluidos, se recomienda leer la sección de conceptos generales para comprender la base matemática y fisicoquímica de los hidrocarburos. Es conocimiento indispensable previo de propiedades de los fluidos petroleros.

2.2.1. Ecuación de Estado (EDE)

Una ecuación de estado (*EDE*) es una expresión analítica que permite relacionar las propiedades de presión, temperatura y volumen.

En el caso de los gases, la *EDE* más conocida es la Ley General de los Gases Ideales, que toma como base la teoría cinética de los gases y las leyes de Boyle, Charles y Avogadro, tal como se expresa en la siguiente ecuación:

$$pV = nRT \quad (2.1)$$

donde p es la presión, V es volumen, n número de moles, R la constante universal de los gases y T es la temperatura.

Pese a que describe un comportamiento ideal, puede modelar el comportamiento de gases reales a bajas presiones. Numerosos autores la han tomado como base para el desarrollo de ecuaciones que logren describir de mejor manera el comportamiento real de los gases. Uno de los pioneros es el físico Van der Waals, que en 1873 formuló una *EDE* considerando correcciones para la fuerza de atracción entre las moléculas y el volumen que ocupan. Otros autores que han desarrollado ecuaciones de estado utilizadas en la industria petrolera son Soave, Redlich y Kwong (1949), y Peng-Robinson (1976).

2.2.2. Equilibrio líquido-vapor

El equilibrio líquido-vapor es importante dado que representa la base para realizar cálculos de propiedades tales como la *Relación Gas-Aceite (RGA)*, factores de volumen y relaciones de solubilidad.

Se le llama etapa de separación a aquella condición en la que, bajo cierta presión y temperatura, los hidrocarburos, en sus dos fases, han alcanzado un equilibrio.

La composición molar explica el grado en el que está presente cada componente de la mezcla de hidrocarburos.

La fracción mol (z_i) de cada componente (incluyendo a la fracción pesada) en una mezcla se calcula como:

$$z_i = \frac{n_i}{n_t} \quad (2.2)$$

donde n_i es el número de moles del componente i y n_t es el número de moles totales en la mezcla. Tanto la fase líquida como la gaseosa están involucradas en n_t , por lo tanto n_o y n_g representan al número de moles en las fase aceite y gas, respectivamente.

Para el caso de mezclas de gases ideales, las ecuaciones de Dalton (1802) y Roulton (1887) (que hablan de la presión parcial de los componentes en una mezcla), se obtiene una relación entre las composiciones de líquido y vapor bajo las condiciones de presión y temperatura en las que alcanzan el equilibrio:

$$\frac{y_i}{x_i} = \frac{p_{vi}}{p} \quad (2.3)$$

Para poder determinar las fracciones líquido y gas, la ecuación 2.3 debe complementarse con un balance de materia, que expresado para un componente resulta en

$$z_i n_t = x_i n_o + y_i n_g \quad (2.4)$$

con las siguientes condiciones

$$\sum_{i=1}^N x_i = 1 \quad (2.5)$$

$$\sum_{i=1}^N y_i = 1 \quad (2.6)$$

Al combinar 2.3 y 2.4 para eliminar y_i , se llega a

$$x_i = \frac{z_i n_t}{n_o + \frac{p_{vi}}{p} n_g} \quad (2.7)$$

Y como $\sum_{i=1}^N x_i = 1$

$$\sum_{i=1}^N x_i = \sum_{i=1}^N \frac{z_i n_t}{n_o + \frac{p_{vi}}{p} n_g} = 1 \quad (2.8)$$

De manera análoga, si se desea determinar y_i :

$$\sum_{i=1}^N y_i = \sum_{i=1}^N \frac{z_i n_t}{n_g + \frac{p}{p_{vi}} n_o} = 1 \quad (2.9)$$

Para simplificar el cálculo de la fracción gas y líquido, se propone tomar como base solamente 1 mol de toda la mezcla, entonces

$$\begin{aligned} \tilde{n}_o &= \frac{n_o}{n_t} \\ \tilde{n}_g &= \frac{n_g}{n_t} \\ \tilde{n}_o + \tilde{n}_g &= 1 \end{aligned}$$

Donde \tilde{n}_l y \tilde{n}_g son la fracción líquido y gas respecto a 1 mol total de mezcla. Por consiguiente, 2.8 y 2.9 resultan en

$$\sum_{i=1}^N x_i = \sum_{i=1}^N \frac{z_i}{1 + \tilde{n}_g \left(\frac{p_{vi}}{p} - 1 \right)} = 1 \quad (2.10)$$

$$\sum_{i=1}^N y_i = \sum_{i=1}^N \frac{z_i}{1 + \tilde{n}_o \left(\frac{p}{p_{vi}} - 1 \right)} = 1 \quad (2.11)$$

que, para las ecuaciones 2.3-2.11, z_i es la fracción mol de cada componente, y_i y x_i son la fracción gas y aceite respectivamente, n_o , n_g y n_t los moles de aceite, gas y totales, p es presión, p_{vi} es la presión de vapor de cada componente, N es el número total de componentes, \tilde{n}_o y \tilde{n}_g son la relación entre el número de moles de aceite y gas respecto al número total de moles.

Hablando de las ecuaciones 2.10 y 2.11, se presenta un proceso iterativo para encontrar los valores de \tilde{n}_l y \tilde{n}_g que las satisfagan, los cuales deben estar en un rango de entre 0.0 y 1.0. Si se cumple que $\sum_{i=1}^N x_i = 1$ y $\sum_{i=1}^N y_i = 1$, cada término de la suma corresponde a x_i o y_i , según sea el caso. Si no se logra esta condición, se debe repetir el proceso con un valor de \tilde{n} diferente.

2.2.3. Equilibrio líquido-vapor para soluciones no ideales

Debido a que las ecuaciones de la 2.2 a 2.11 consideran ciertas limitantes en las leyes de Dalton, Raoult y que los componentes puros no tienen presión de vapor a temperaturas superiores a la temperatura crítica, es necesario introducir un parámetro experimental en las ecuaciones para compensar su idealización. Este parámetro es la relación de equilibrio o *k-factor* definido como:

$$k_i = \frac{y_i}{x_i} = \frac{p_{vi}}{p} \quad (2.12)$$

donde k_i es la relación (o también conocida como constante) de equilibrio, y_i y x_i son la fracción mol del componente i a ciertas condiciones de equilibrio de presión p y temperatura T determinadas experimentalmente usualmente con la prueba de laboratorio AVC, y p_{vi} es la presión de vapor del componente.

Es importante validar antes los resultados de las pruebas PVT para asegurar correctas predicciones. Más adelante, en la sección de validación de muestras, se explica a detalle. La presión de convergencia (p_K) es aquella presión a la cual todos los k convergen a la unidad, y es base para correlacionar a dicho factor.

Tomando como referencia la Figura 2.2, cuando se conocen las composiciones de salida de gas y de líquido a condiciones de separación se puede calcular la composición de entrada al tanque de almacenamiento o la de salida de líquido de la etapa "j - 1" de separación despejando z_i de la ecuación 2.4, resultando en:

$$z_i = \frac{x_i}{n_t}(n_o + k_i n_g) \quad (2.13)$$

Las ecuaciones modificadas para calcular la composición de líquido y gas en la salida del separador o tanque de almacenamiento son:

$$\sum_{i=1}^N x_i = \sum_{i=1}^N \frac{z_i}{\tilde{n}_o + \tilde{n}_g k_i} = 1 \quad (2.14)$$

$$\sum_{i=1}^N y_i = \sum_{i=1}^N \frac{z_i}{\tilde{n}_g + \frac{\tilde{n}_o}{k_i}} = 1 \quad (2.15)$$

donde z_i es la fracción mol de cada componente, y_i y x_i son la fracción gas y aceite respectivamente, n_o , n_g y n_t los moles de aceite, gas y totales, \tilde{n}_o y \tilde{n}_g son la relación entre el número de moles de aceite y gas respecto al número total de moles, N es el número total de componentes y k_i la constante de equilibrio de cada componente.

2.2.4. Fracción vapor

Por definición, la fracción vapor (f_v) en cada etapa es el cociente del número de moles de gas dividido entre el total de moles.

Con base en la Figura 2.2, las fracciones vapor y líquido de cada etapa son:

$$(f_v)_j = \frac{(n_g)_j}{(n_g + n_o)_j} \quad (2.16)$$

$$(f_v)_{j-1} = \frac{(n_g)_{j-1}}{(n_g + n_o)_{j-1}} \quad (2.17)$$

$$(n_o)_{j-1} = (n_g + n_o)_j \quad (2.18)$$

donde $(f_v)_j$ es la fracción vapor en la etapa j y $(f_v)_{j-1}$ en la etapa $j - 1$, $(n_g)_j$ el número de moles en la etapa j , $(n_o)_{j-1}$ y $(n_g)_{j-1}$ son el número de moles de aceite y gas en la etapa $j - 1$, $(n_o)_j$ y $(n_o + n_g)_j$ y $(n_o + n_g)_{j-1}$ son el número total de moles de aceite y gas en la etapa j y $j - 1$, respectivamente.

Aplicando esta definición de fracción vapor, la ecuación 2.13 se puede reacomodar como:

$$z_i = x_i (1 - f_{v_j}) + y_i f_{v_j} \quad (2.19)$$

donde z_i es la fracción mol de cada componente, y_i y x_i son la fracción gas y aceite respectivamente y f_{v_j} la fracción vapor para cada etapa.

2.3. Pruebas PVT

Las propiedades objetivo de las pruebas PVT son: presiones de saturación, relaciones de solubilidad, densidades, viscosidades, composiciones y factores volumétricos. Este tipo de pruebas se llevan a cabo en una celda PVT, en la cual se introduce la muestra representativa del fluido de yacimiento (líquido o gaseoso) a sus correspondientes condiciones de presión y temperatura.

Dentro de las pruebas PVT se tienen la de Expansión a Composición Constante (ECC), Separación Diferencial (SD) y Agotamiento a Volumen Constante (AVC). Es importante mencionar que las pruebas PVT y su validación no son el objetivo de la tesis, sin embargo se mencionan por ser la fuente de información necesaria para realizar la recombinación de fluidos.

2.3.1. Expansión a Composición Constante (ECC)

También conocida como liberación o expansión flash, esta prueba tiene como objeto determinar la presión de saturación, volumen relativo en función de la presión, densidad del aceite, compresibilidad isotérmica del aceite bajosaturado y factores de compresibilidad del gas bajosaturado (en caso de que se trate de un yacimiento de gas y condensado), principalmente está enfocada a los yacimientos de aceites y de gas y condensado. (Ver Figuras 2.3 y 2.4)

Se inicia a una presión superior a la de saturación, se divide en varias etapas, en cada una se disminuye la presión de la celda y se observa el cambio de volumen para cada una de las etapas.

El volumen registrado en la presión de saturación se toma como referencia para los cálculos del volumen relativo que se emplean para determinar la presión de saturación. Representa a un fluido en expansión dentro del yacimiento.

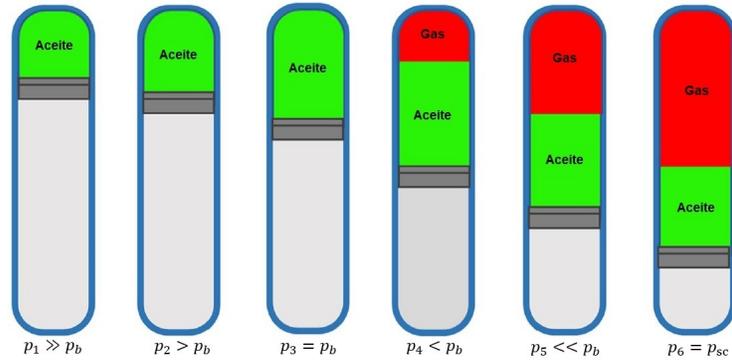


Figura 2.3: Esquema de la prueba PVT de Expansión a Composición Constante para Aceite Negro

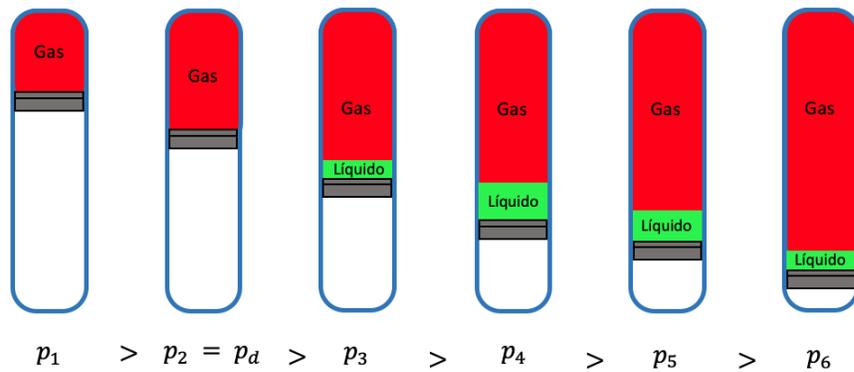


Figura 2.4: Esquema de la prueba PVT de Expansión a Composición Constante para Gas y Condensado

2.3.2. Separación Diferencial (SD)

Aplica solamente para yacimientos de aceite negro y explica el proceso de separación que existe dentro del yacimiento, así como el comportamiento del flujo por arriba de la saturación crítica del gas.

Su objetivo es medir la composición del gas liberado y calcular las propiedades del gas (gravedad específica, peso molecular, factor Z del gas, licuables del gas y, poder calorífico) y medir las propiedades del aceite como: factor de volumen del aceite, relación gas disuelto aceite, factor de volumen de la fase mixta, densidad del aceite y densidad del gas en el yacimiento.

Como se observa en la Figura 2.5, se inicia en la presión de saturación de la muestra e igualmente se realiza por etapas, hasta llegar a la presión estándar.

El gas liberado en cada etapa se extrae una vez que entra en equilibrio con el aceite, y por ende, la composición en cada etapa va a ser diferente, con una creciente

concentración de componentes pesados. El gas liberado se mide a condiciones estándar al igual que el aceite residual de la última etapa.

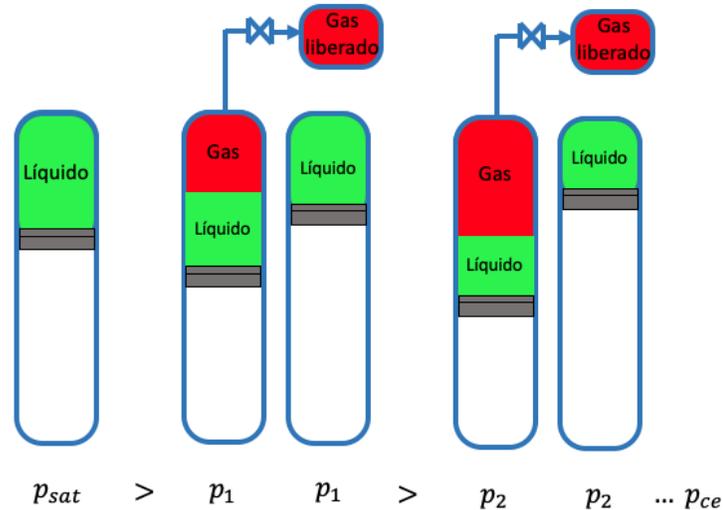


Figura 2.5: Esquema de la prueba PVT de Separación Diferencial

2.3.3. Agotamiento a Volumen Constante (AVC)

Adecuado para yacimientos de aceite volátil y de gas y condensado. Esta prueba sirve para cuantificar el agotamiento de los fluidos dentro del yacimiento y la variación composicional que existe.

Se inicia el experimento por encima de la presión de saturación (burbuja o rocío, según el caso) tal como se muestra en la Figura 2.6, se reduce la presión en cada etapa y cuando llegan al equilibrio, se extrae parte del gas liberado de la celda PVT hasta alcanzar el volumen de la celda que se tenía a la presión de saturación. El gas extraído es medido y se determina su composición, de igual manera el volumen de líquido remanente es registrado para determinar el volumen de aceite en cada etapa del agotamiento a volumen constante.

2.3.4. Prueba de Separador

Este experimento es realizado principalmente en aceites con gas disuelto y es la base para hacer la conversión de la información de la prueba de separación diferencial a condiciones de superficie (tanque de almacenamiento). Además, se obtiene el número de condiciones de separación óptimo en donde los valores de RGA y del B_o sean mínimos y los grados API sean máximos.

Durante la prueba, la muestra de fluido se lleva a condiciones de saturación y se mide el volumen. Luego, la presión y la temperatura de la celda se reducen a las

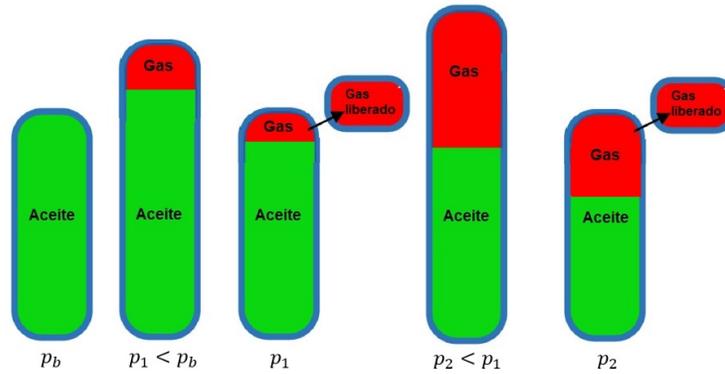


Figura 2.6: Esquema de prueba PVT de Agotamiento a Volumen Constante

condiciones de la primera etapa de separación, se extrae todo el gas y se registra el volumen de aceite en la etapa de separación al igual que el volumen, el número de moles y la gravedad específica del gas extraído. El aceite remanente en la celda se lleva a la siguiente etapa de separación (condiciones de separación) y se repite el procedimiento nuevamente registrando el volumen de aceite y el proceso se repite hasta que se alcanzan las condiciones del tanque de almacenamiento. El volumen final de aceite y la gravedad específica son medidas a condiciones estándar.

Con los volúmenes registrados, es posible calcular la Relación Gas-Aceite (RGA) y el Factor de Volumen del Aceite (B_o)

$$RGA = \frac{\text{Volumen de gas en el separador} + \text{Volumen de gas en el tanque}}{\text{Volumen de aceite en el tanque}} \left[\frac{scf}{STB} \right] \quad (2.20)$$

$$B_o = \frac{\text{Volumen de líquido extraído de la celda}}{\text{Volumen de aceite llegando al tanque de almacenamiento}} \left[\frac{bbl \text{ yac.}}{STB} \right] \quad (2.21)$$

En la tabla 2.1, se resume qué pruebas son base en cada tipo de yacimiento, cuáles pueden llevarse a cabo y cuáles quedan descartadas.

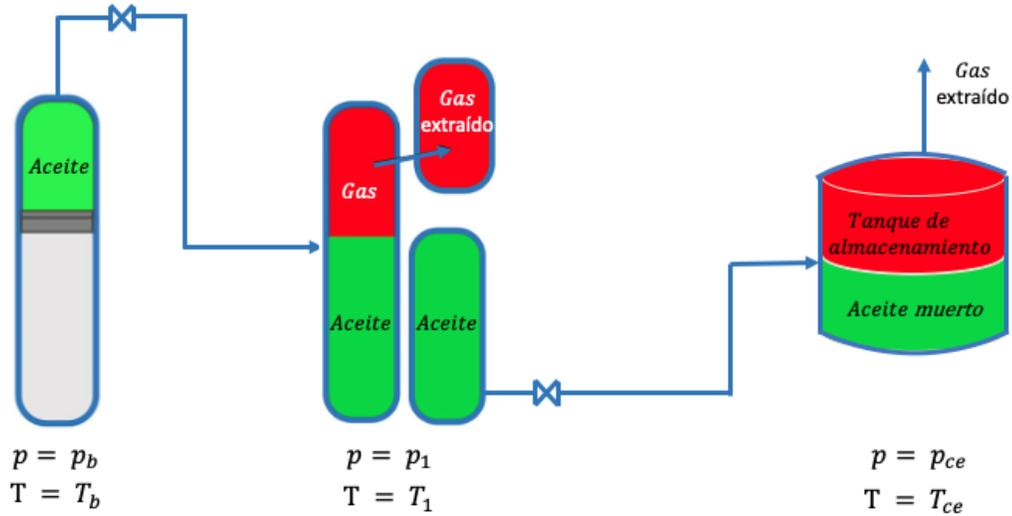


Figura 2.7: Esquema de la prueba de Separador

Análisis para sistemas de aceite y gas y condensados					
Experimento PVT	Aceite Negro	Aceite Volátil	Gas condensado	Gas y húmedo	Gas seco
CCE	✓	✓	✓	✓	✓
SD	✓	✓	x	x	x
AVC	o	✓	✓	x	x
Prueba de separador	✓	✓	o	x	x

o Puede realizarse, ✓ Estándar, x No es llevado a cabo

Tabla 2.1: Análisis PVT para los diferentes tipos de yacimiento. Modificada de Whitson y Brulé (2000)

2.3.5. Prueba de viscosidad

El resultado de la prueba de viscosidad del fluido se utiliza para modelar el flujo de fluido en todo en cada etapa del SIP.

Como explican Tiab y Donaldson (2012), los dos métodos empleados para la medición de la viscosidad del aceite son mediante la viscosidad cinemática y la viscosidad Saybolt.

La viscosidad cinemática consiste en medir el tiempo que un volumen definido de muestra tarda en pasar por un capilar. Por otro lado, la viscosidad Saybolt registra el tiempo en segundos que la muestra se tarda en fluir a través de un orificio (ASTM D-88). Existe la viscosidad Saybolt universal, que se emplea para las fracciones refinadas del petróleo, y la viscosidad Saybolt Furor (*Fuel and Road*, por sus siglas en inglés) que es apta para los crudos de alta viscosidad y sus fracciones. Los resultados Saybolt se expresan en segundos Saybolt o Furor, sin embargo pueden

convertirse a *centistokes* o *centipoises* con ayuda de tablas de conversión para el caso de *centistokes* y a *centipoises* multiplicando los *centistokes* por la densidad del aceite.

En el caso de los gases, para medir su viscosidad no se tienen relaciones matemáticas que la estudien en función de la presión, temperatura o composición, es por ello que se utilizan correlaciones (más detalle en McCain (1990), Capítulo 6)

2.3.6. Medición de la Composición

Cromatografía de gas

Para conocer la composición de la mezcla de hidrocarburos en cada etapa, se hace un análisis cromatográfico.

Dicho análisis consiste en la inyección de la muestra a través del puerto del cromatógrafo a temperaturas que rondan entre los 350 y 450 °C. La mezcla se vaporiza y con ayuda de un gas inerte (H_2 , N_2 , He) se circulan hacia las columnas hechas de un material poroso adsorbente. Dentro de las columnas, cada componente se puede presentar en estado líquido o gas, siendo los componentes en estado gaseoso los primeros en salir. Una vez fuera de las columnas, se procede a identificar cada componente. (Figura 2.8)

En Dandekar (2013) se explica que las técnicas que se emplean para identificar los componentes son: Detector de Ionización de Flama (*FID*) y Detector de Conductividad Térmica (*TCD*), por sus siglas en inglés.

La primera de ellas consiste en una flama, de aire e hidrógeno, que quema a los compuestos que se van liberando y los ioniza. Los cambios en la conductividad de la flama, proporcional a los iones y electrones del compuesto quemado, se reportan como picos cromatográficos. Su ventaja es que detecta componentes más pesados que el etano, sin embargo destruye la mezcla y no es capaz de reconocer a los componentes que no se queman.

Por otro lado, el *TCD*, consiste en pasar la mezcla a través de un filamento con una corriente constante, se registra en el filamento del aparato una pérdida de calor, así como un aumento en la temperatura y resistividad del mismo. Los cambios en la resistividad se reportan como picos cromatográficos. Se recomienda su uso para evaluar componentes más pesados que el pentano y hexano y a los no hidrocarburos.

En los picos cromatográficos, el área debajo de cada pico es proporcional a la concentración del componente en cuestión.

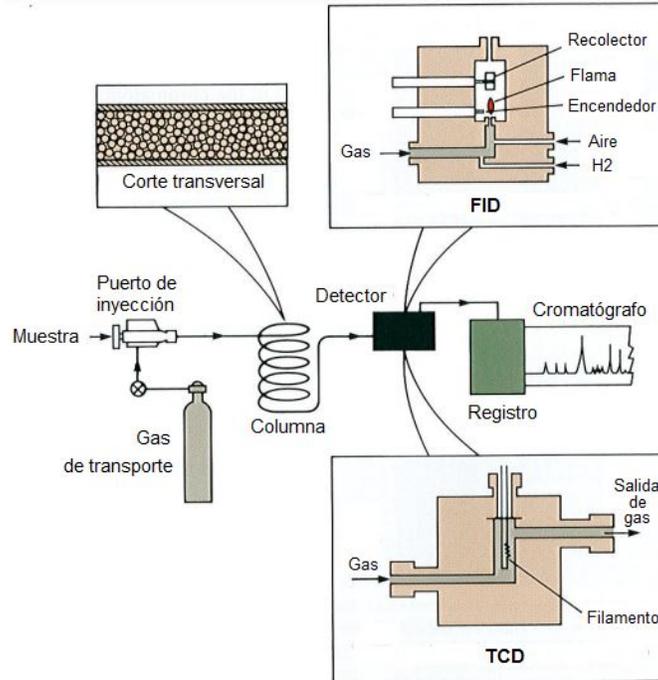


Figura 2.8: Cromatografía de gas para el análisis composicional de fluidos de yacimiento. Tomado de Freyss y col. (s.f.)

Destilación de líquidos

Para la caracterización de la fracción líquido, se tiene la destilación TBP (*True Boiling Point*, por sus siglas en inglés), siendo explicada en la norma ASTM D-2892. Para la caracterización de las fracciones se toman en cuenta las propiedades de componentes puros (tienen propiedades definidas).

El equipo consiste de los elementos mostrados en la Figura 2.9

Los pasos a seguir son:

1. Se ingresa la muestra (previamente pesada) a la vasija y se calienta, vaporizando los componentes de acuerdo a sus puntos de ebullición. La temperatura de calentamiento se va aumentando gradualmente, conforme los componentes ligeros se van vaporizando y los más pesados se quedan en la vasija. El rango de temperaturas aceptado para cada fracción es de $0.5\text{ }^{\circ}\text{C}$ por arriba de la temperatura de ebullición del alcano nC_{n-1} y $0.5\text{ }^{\circ}\text{C}$ por encima del siguiente alcano nC_n . Por ejemplo, se identifica al C_9 como la fracción recolectada $0.5\text{ }^{\circ}\text{C}$ arriba de la T_b del C_8 y $0.5\text{ }^{\circ}\text{C}$ sobre la T_b del nC_9 .
2. De manera automática, las fracciones vaporizadas pasan a un recolector.
3. La destilación inicia a presión atmosférica y hasta $151.3\text{ }^{\circ}\text{C}$, para obtener las fracciones $C_6 - C_9$.

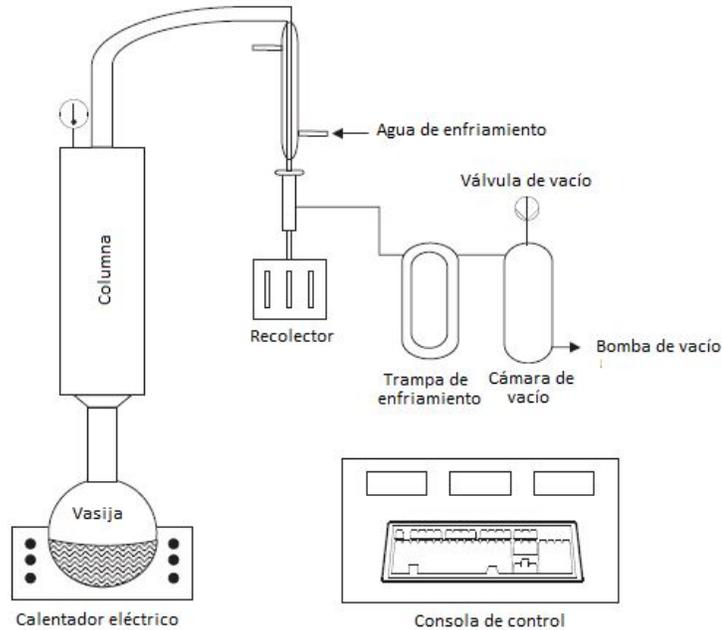


Figura 2.9: Equipo para destilación TBP. Modificada de Dandekar (2013)

4. A partir de este punto y dadas las altas temperaturas de ebullición de los componentes pesados, las siguientes destilaciones se realizan a condiciones de vacío de 20 [mmHg] para reducir el sobrecalentamiento y craqueo térmico de la mezcla. (Dandekar (2013)).

En Whitson y Brulé (2000) se explica que se debe hacer una corrección de la temperatura de ebullición sub-atmosférica a condiciones normales de ebullición por medio de correlaciones de presión de vapor.

5. Se repite este último punto hasta obtener la fracción C_{19} y el residuo en la vasija se nombra como *fracción plus* o C_{20+} .
6. Si se desea hacer una caracterización más exhaustiva, se tendrían que cambiar las condiciones a un vacío de 2 [mmHg], sin embargo Dandekar (2013) afirma que consume mucho tiempo y es difícil el control de las condiciones.
7. Se mide la masa de cada componente y su densidad para poder obtener el número de moles y el volumen.

$$n_i = \frac{m_i}{MW_i} \quad (2.22)$$

$$V_i = \frac{m_i}{\rho_i} \quad (2.23)$$

en donde para el componente i , n_i es el número de moles, m_i la masa, MW_i el peso molecular, V_i el volumen y ρ_i la densidad.

2.4. Recombinación de fluidos

Tal como se habla en la **Introducción** del presente trabajo, el muestreo de fluidos es el primer paso para realizar la recombinación, proceso que consiste en obtener la composición del fluido original del yacimiento a partir de la mezcla física o matemática y bajo ciertas condiciones de una o más muestras *representativas* de líquido y gas. Históricamente, el único método aceptable para determinar la composición inicial del yacimiento ha sido obtener directamente muestras de fondo de pozo (a condiciones bajasaturadas) en una etapa temprana en la explotación del yacimiento (Fevang & Whitson, 1994). Aunado a esto, para recolectar muestras de yacimientos con fluidos a condiciones de saturación es recombinando las muestras de aceite y gas en superficie.

2.4.1. Recombinación Física

Muskat y Botset (1944) presentan de manera detallada los procedimientos y el equipo de laboratorio (conocido en la industria como *Recombination apparatus*) necesario para realizar la recombinación física de las muestras de gas y aceite obtenidas de un separador. En la literatura, algunos autores (Muskat y Botset (1944), M. B. Standing (1977), Danesh (1998), Dandekar (2013)) mencionan que una vez recibidas las muestras en el laboratorio, se evalúan para determinar su integridad, midiendo principalmente la presión de apertura y comparándola con las condiciones de muestreo reportadas.

Las mediciones del flujo al tomar las muestras en las etapas de separación tienen un error asociado por factores mencionados con anterioridad por lo que no es estrictamente necesario realizar la recombinación en la misma proporción en la que se obtienen las muestras; en su lugar, la práctica usual es recombinarlas en una relación de recombinación (o RGA) tal que la presión de saturación sea igual o cercana a la presión de la muestra recombinada, por lo que se puede deducir que existen dos maneras de recombinar físicamente.

Intuitivamente, la primera manera es recombinar con base en la RGA reportada en campo, sin embargo, M. B. Standing (1977) comenta que errores de medición de las muestras por encima del 5% pueden generar una diferencia en la presión de saturación de hasta 150 psi, además de que este procedimiento se utiliza bajo un limitado rango de presiones de yacimiento y relaciones gas-aceite de separador, por lo que es utilizado como una primera aproximación en caso de no tener una presión de saturación confiable.

La segunda manera y la más común (Danesh, 1998) es recombinar en varias proporciones (RGA) hasta alcanzar la presión de saturación conocida del fluido. Cuando el fluido del yacimiento se encuentra saturado y la variación composicional dentro del yacimiento es mínima, la presión y temperatura en el contacto del gas-aceite (CGA) identifican el punto de saturación. Por tanto, la presión de saturación medida

del fluido recombinado debe compararse con los datos de campo.

Para una muestra de aceite recombinado, una coincidencia entre los dos valores (presión de saturación y presión de la muestra recombinada) indica una muestra representativa. Cuando el punto de burbuja de un aceite se conoce, con confianza es aconsejable ajustar la RGA de recombinación para alcanzar el punto de burbuja en lugar de usar la reportada durante la toma de muestras. Se espera que la muestra recombinada represente satisfactoriamente al aceite del yacimiento, ya que el punto de burbuja es sensible a la RGA y aumenta con ella.

A diferencia de una muestra recombinada de aceite, una coincidencia entre el punto de rocío medido en el laboratorio y el valor reportado en campo no necesariamente indica una muestra representativa para muestras recombinadas de gas. El punto de rocío puede aumentar o disminuir al aumentar la *relación de recombinación* o relación condensado-gas (RCG) para yacimientos de gas y condensado.

En la Figura 2.10 se muestra el comportamiento de la condensación de una muestra recombinada de gas y condensado del Mar del Norte a la temperatura del yacimiento con diferentes relaciones de recombinación donde sus puntos de rocío son similares. Es por lo anterior que se deduce que ajustar la relación de recombinación para igualar el punto de rocío no es un método confiable para las muestras de gas y condensado.

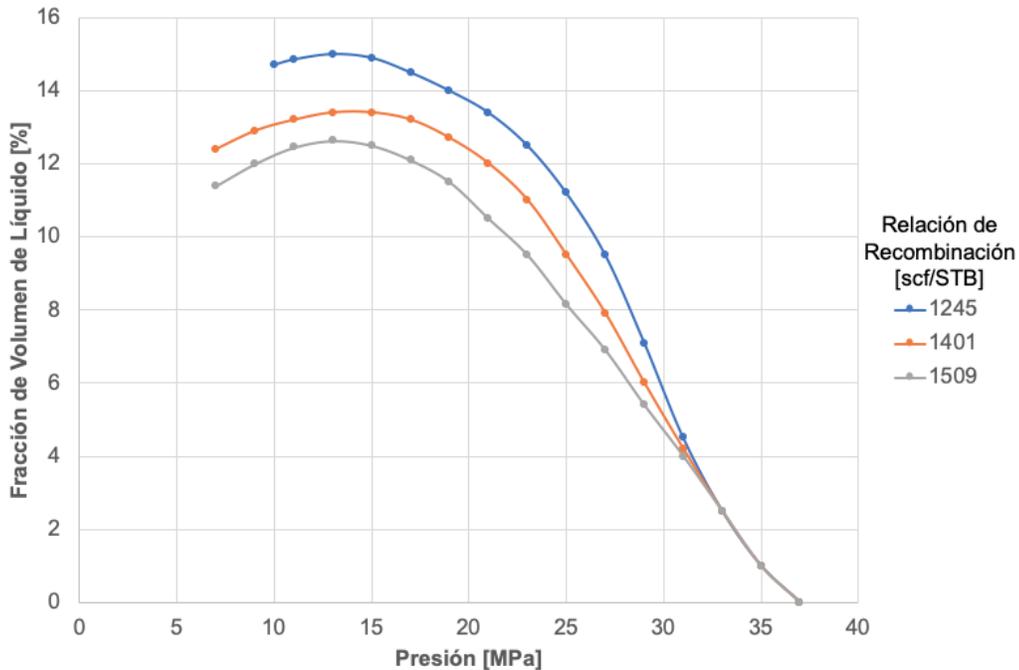


Figura 2.10: Variaciones de condensado con ajuste de la relación de recombinación. Modificada de Danesh (1998).

McCain y Alexander (1992) utilizan composiciones de simulación de yacimientos para obtener composiciones lo más representativas posibles de la producción del pozo. Las conclusiones a las que llegan para la obtención de muestras precisas y representativas de yacimientos de gas y condensados son:

- Las muestras sean recolectadas lo antes posible en sistemas estratificados y con tasas de producción lo más bajas posibles, incluso cuando la presión de fondo del pozo está por debajo del punto de rocío original.
- Estabilizar el gasto de producción, que puede requerir algunos días o inclusive meses para yacimientos de baja permeabilidad.
- No cerrar el pozo antes del muestreo a bajo gasto.

Finalmente, Fevang y Whitson (1994) proponen un método llamado *mezcla de equilibrio de contacto* (ECM por sus siglas en inglés) que puede ser utilizado para obtener composiciones *in-situ* ponderadas respecto a la profundidad del yacimiento con gradientes composicionales verticales inducidos por gravedad. Utilizan las ecuaciones de estado (EOS) de Peng-Robinson (PR) y Soave-Redlich-Kwong (SRK) en los cálculos, con una caracterización extensa de las fracciones C_{7+} . Hacen uso de experimentos PVT estáticos, muestras de fondo de distintos tipos de fluidos de yacimientos obtenidas a diferentes intervalos (zona de gas y zona aceite), simulaciones de composición radiales 1D/2D de condiciones típicas de muestreo de fluidos para verificar los métodos propuestos. Además, hacen una diferencia del concepto de una muestra representativa". La definición general ("*representativa del yacimiento*") es cualquier muestra producida a partir de un yacimiento, donde la composición medida y las propiedades PVT son de buena calidad. La definición tradicional ("*representativo in-situ*") es un caso especial en el que la muestra representa una composición de yacimiento *in-situ* a una profundidad específica (o una composición promedio para un intervalo de profundidad).

El presente trabajo aborda la representatividad *in-situ* de acuerdo a la definición de Fevang y Whitson (1994) y los ejemplos no están enfocados a yacimientos de gas y condensados por lo que se recomienda tomar en cuenta para futuras investigaciones (Información detallada en Danesh (1998), Fevang y Whitson (1994), Gold y col. (1989), McCain (1990), McCain y Alexander (1992) y M. B. Standing (1977)).

2.4.2. Recombinación Matemática

Dentro de los objetivos de la tesis se tiene el análisis de los resultados de recombinación para el caso en el que se conocen las composiciones en las etapas de separación, sin embargo, la recombinación matemática puede realizarse a muestras de fondo o a muestras recombinadas y su fundamento matemático es presentado a continuación.

McCain (1990) presenta dos métodos para recombinar los fluidos de acuerdo a la información disponible (ver Figura 2.11) y ejemplifica la recombinación para obtener las composiciones y la densidad de un gas húmedo en el yacimiento.

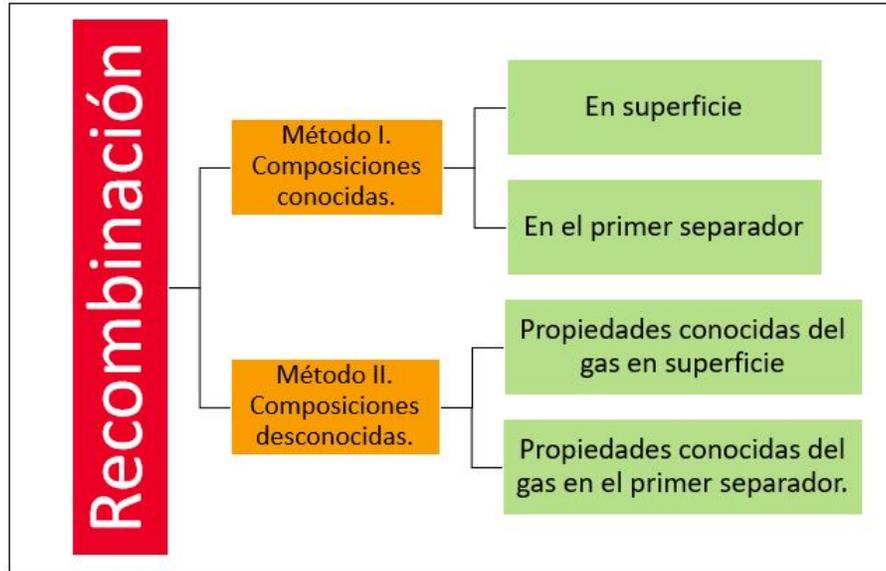


Figura 2.11: Métodos de recombinación de McCain (1990).

Tomando como base sus ejemplos, se observa que los datos proporcionados para realizar la recombinación se utilizan para el cálculo de los moles de aceite y los moles de gas en las ecuaciones de equilibrio líquido-vapor, para posteriormente, proceder con los cálculos de recombinación o también conocidos como *cálculos flash*.

Las siguientes ecuaciones representan la obtención de dichos moles de gas y aceite:

- **Número de moles de gas**

La ecuación que permite calcular el número de moles de gas por unidad de volumen de aceite a condiciones estándar se deduce partiendo de la ecuación 2.1 como:

$$p_{ce}V_{ce} = RT_{ce}n_g \quad (2.24)$$

despejando n_g

$$n_g = \frac{p_{ce}V_{ce}}{RT_{ce}} \quad (2.25)$$

si

$$\varpi = \frac{p_{ce}}{RT_{ce}} \quad (2.26)$$

en donde p_{ce} , V_{ce} , y T_{ce} son la presión, volumen y temperatura a condiciones estándar, R es la constante universal de los gases y n_g el número de moles de gas.

La ecuación 2.25 queda como

$$n_g = V_{ce} \varpi \quad (2.27)$$

Donde ϖ es una constante que depende de las unidades que se utilicen. Si se tienen unidades prácticas de campo, ϖ es igual a:

$$\varpi = \frac{14.69 [psi]}{10.73 \left[\frac{ft^3 psi}{R lb mol} \right] * 520[R]} = 0.002636 = \frac{1}{379.4977} \left[\frac{lb mol}{scf} \right] \quad (2.28)$$

■ Número de moles de aceite

En forma similar, el número de moles de aceite se puede calcular a partir de la ecuación 2.1, expresada de la siguiente manera:

$$pV = \frac{m}{MW} RT \quad (2.29)$$

$$\frac{p}{RT} = \frac{\rho}{MW} \quad (2.30)$$

A partir de la definición tradicional de la ecuación 2.1 para gas ideal, se tiene lo siguiente:

$$\frac{n_o}{V_o} = \frac{p}{RT} \quad (2.31)$$

Igualando las ecuaciones 2.30 y 2.31 se obtiene que el número de moles de la fase líquida está dado por:

$$\frac{n_o}{V_o} = \frac{\rho_o}{MW_o} \quad (2.32)$$

$$n_o = \frac{\varepsilon \rho_o V_o}{MW_o} \quad (2.33)$$

en donde p es presión, V es volumen, T corresponde a la temperatura, la constante universal de los gases R , m es masa, MW_o es peso molecular del aceite, ρ_o es densidad del aceite, n_o equivale al número de moles de aceite y ε es un factor de conversión de volumen, con valor de $5.615[ft^3/bl]$ en unidades prácticas.

A partir de las definiciones de las ecuaciones 2.27 y 2.33 se tiene que la relación del número de moles de gas al número de moles de líquido ($\frac{n_g}{n_o}$) se expresa como,

$$\frac{n_g}{n_o} = \frac{V_{gce} \varpi}{\varepsilon \rho_o V_{oce} MW_o} \quad (2.34)$$

Recordando que la RGA se define como

$$RGA = \frac{\text{Volumen de gas a condiciones estándar}}{\text{Volumen de aceite a condiciones estándar}} = \frac{V_{gce}}{V_{oce}} \quad (2.35)$$

Entonces, la ecuación 2.34 resulta en:

$$\frac{n_g}{n_o} = \frac{\varpi}{\varepsilon} \frac{RGA MW}{\rho} \left[\frac{lb - mol}{lb - mol} \right] \quad (2.36)$$

Para unidades prácticas de campo, la ecuación 2.36 queda como:

$$\frac{n_g}{n_o} = \frac{RGA MW_o}{\rho_o} \left(\frac{1}{379.4977} \right) \left(\frac{1}{5.615} \right) \quad (2.37)$$

Para validar esta ecuación, se hace un análisis de unidades y se comprueba su consistencia:

$$\frac{\left[\frac{scf}{STB} \right] \left[\frac{lb}{lb-mol} \right]}{\left[\frac{ft^3}{bl} \right] \left[\frac{lb}{ft^3} \right] \left[\frac{scf}{lb-mol} \right]} \implies \left[\frac{lb - mol}{lb - mol} \right]$$

- Ecuaciones de equilibrio liquido-vapor

Realizando arreglos algebraicos a la ecuación 2.4 se llega a la ecuación utilizada para calcular la composición de la mezcla de entrada a la separación (z_i).

$$z_i n_t = x_i n_o + y_i n_g \quad (\text{Revisar 2.4})$$

$$z_i = \frac{y_i n_g + x_i n_o}{n_t} \quad (2.38)$$

Considerando que no hay pérdida de materia en el proceso de separación, $n_t = n_g + n_o$, por lo tanto,

$$z_i = \frac{y_i n_g + x_i n_o}{n_g + n_o} \quad (2.39)$$

Multiplicando por uno $\left(\frac{n_o}{n_o} \right)$,

$$z_i = \frac{y_i n_g + x_i n_o}{n_g + n_o} \left(\frac{n_o}{n_o} \right) \quad (2.40)$$

$$z_i = \frac{y_i \left(\frac{n_g}{n_o} \right) + x_i}{\left(\frac{n_g}{n_o} \right) + 1} \quad (2.41)$$

donde $\left(\frac{n_g}{n_o}\right)$ se calcula con la ecuación 2.36.

En Whitson y Brulé (2000), se encuentra una versión simplificada de la ecuación 2.41 de la siguiente manera,

$$z_i = y_i f_v + x_i (1 - f_v) \quad (2.42)$$

$$f_v = \frac{1}{1 + \left[133,300 \left(\frac{\gamma_o}{\frac{MW_o}{RGA}} \right) \right]} \quad (2.43)$$

donde f_v es la fracción vapor, γ_o es la gravedad específica del aceite, MW_o el peso molecular del aceite y la RGA se introduce en scf/STB y es aplicable para una sola etapa de separación.

Conociendo las bases matemáticas para la recombinación, se procede a utilizarlas en alguno de los siguientes dos métodos de análisis composicional de una muestra de fluidos. (Dandekar, 2013; Danesh, 1998; Whitson & Brulé, 2000)

Método *Blowdown*

El método más común de análisis composicional que se ha detectado en la mayoría de los reportes PVT es el método *blowdown*, el cual puede ser aplicado para muestras de fondo de pozo o muestras recombinadas físicamente de gas y aceite de separador (Dandekar (2013)). En este método, un volumen relativamente grande de la muestra de fluido se somete a una prueba liberación flash hasta temperatura y presión estándar para formar generalmente dos fases estabilizadas de gas y líquido. De las dos fases se miden las composiciones y propiedades para posteriormente ser recombinadas numéricamente utilizando la relación de las fases separadas con las ecuaciones 2.41 y 2.36 o equivalentes. Por ende, se trata de solamente una etapa de separación.

Método para muestras superficiales

Tomando como referencia la Figura 2.2, si se conocen las composiciones de las muestras de gas y aceite del separador de prueba (o del separador de primera etapa), entonces se puede recombinar numéricamente para producir la composición de entrada según la RGA de separación, siempre y cuando también se disponga de datos como densidades y pesos moleculares.

Alternativamente, si se conocen las composiciones de gas del separador, gas del tanque de almacenamiento (*todas las etapas de separación*) y líquido del tanque de almacenamiento (*última etapa de separación*), entonces las tres composiciones

también pueden recombinarse por relaciones de separación, ya que el aceite del separador se divide adicionalmente en gas y líquido del tanque de almacenamiento (*siguiente etapa de separación*) (Dandekar, 2013).

Expresado en forma matemática:

$$(f_v)_j = \frac{(n_g)_j}{(n_g + n_o)_j} \quad (\text{Revisar 2.16})$$

$$(f_v)_{j-1} = \frac{(n_g)_{j-1}}{(n_g + n_o)_{j-1}} \quad (\text{Revisar 2.17})$$

$$(n_o)_{j-1} = (n_g + n_o)_j \quad (\text{Revisar 2.18})$$

$$z_{i,j} = x_{i,j} (1 - f_{v_j}) + y_{i,j} f_{v_j} \quad (\text{Revisar 2.19})$$

De hecho, se debe realizar un ligero ajuste para determinar la proporción real en la que se deben recombinar las muestras. (Dake, 1983; Whitson & Brulé, 2000). Esto debido a que la muestra de aceite se recolecta a la presión y temperatura del separador, mientras que la RGA se mide en relación a 1 barril en el tanque de almacenamiento, por lo que la relación de recombinación requerida es:

$$RGA_j \left[\frac{scf}{sep\ bbl} \right] = \frac{RGA_j \left[\frac{scf}{STB} \right]}{Bo_j \left[\frac{sep\ bbl}{STB} \right]} \quad (2.44)$$

Dimensionalmente, la RGA medida debe dividirse por el factor de volumen del aceite desde el separador hasta las condiciones del tanque de almacenamiento. Este factor generalmente se determina en el laboratorio como la primera etapa de un análisis PVT de una muestra de recombinación de superficie colocando un pequeño volumen de la muestra de aceite en una celda en las condiciones apropiadas del separador y descargándolo (prueba *flash*) a una segunda celda a condiciones del tanque de almacenamiento de campo.

Es importante que se mida con precisión la temperatura y la presión que prevalecen tanto en el separador como en el tanque de almacenamiento durante el muestreo y proporcionar estos datos al laboratorio.

2.4.3. Procedimientos de Cálculo

Existen dos caminos para recombinar los fluidos en superficie con base a las composiciones en superficie: inferir la composición de la mezcla en la etapa posterior o recombinar la muestra para conocer la composición en etapas anteriores. La información disponible será la que determine qué camino se puede seguir.

Forward Method

El primero de ellos va en sentido a la dirección del flujo (*forward method*), con el objetivo de calcular las composiciones en cada etapa, siempre y cuando se conozca las propiedades del fluido de yacimiento. De manera general, la Figura 2.12 muestra el procedimiento

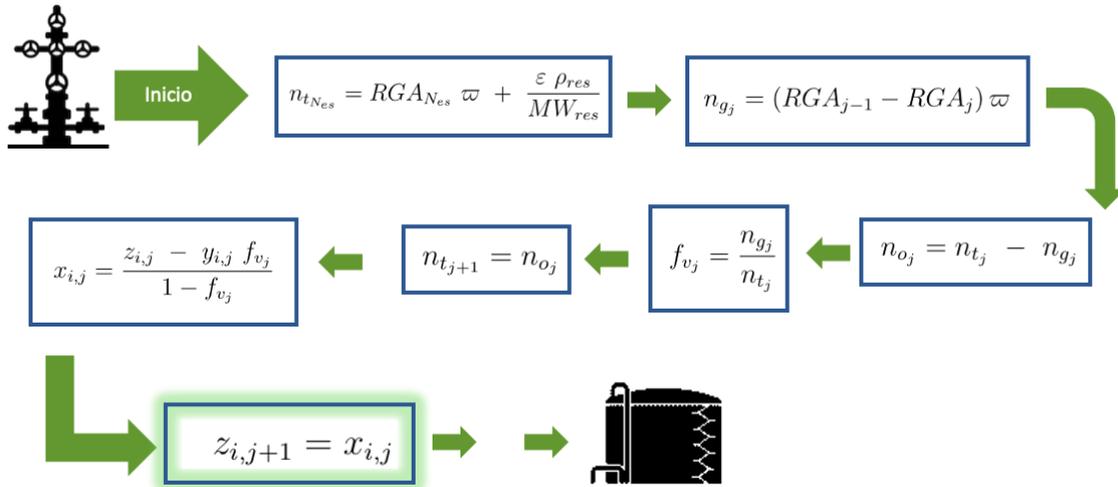


Figura 2.12: Acorde a la dirección del flujo

donde *es* corresponde a la última etapa de separación (N_{es}), *j* es la *j*-ésima etapa de separación, *ce* representa las condiciones estándar e *i* es el *i*-ésimo componente en la mezcla, para cada etapa de separación.

Backward Method

El siguiente método, por el contrario, parte de las propiedades del fluido en el tanque de almacenamiento para calcular las composiciones en las etapas anteriores.

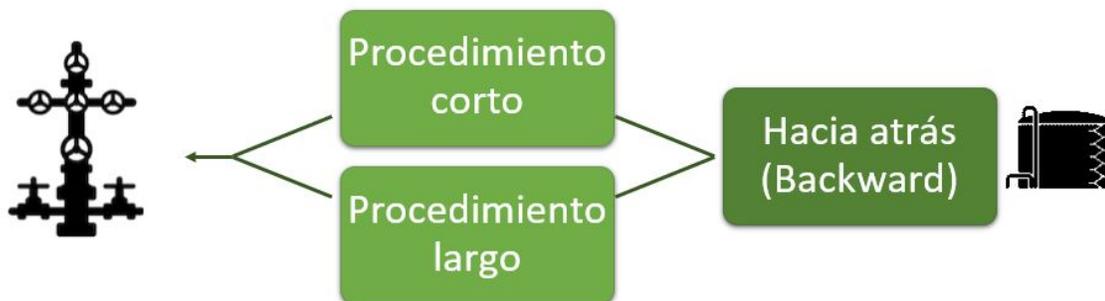


Figura 2.13: Sentido contrario al flujo

A continuación, se tiene dos diagramas de flujo, que son la base del programa elaborado en este trabajo. El primero de ellos corresponde al procedimiento corto

("Short way") y el segundo al procedimiento largo ("Long way"). Aún y cuando el objetivo es el mismo, tienen diferencias entre sí y arrojan variaciones en los porcentajes de error (ver Capítulo 4 para más detalle).

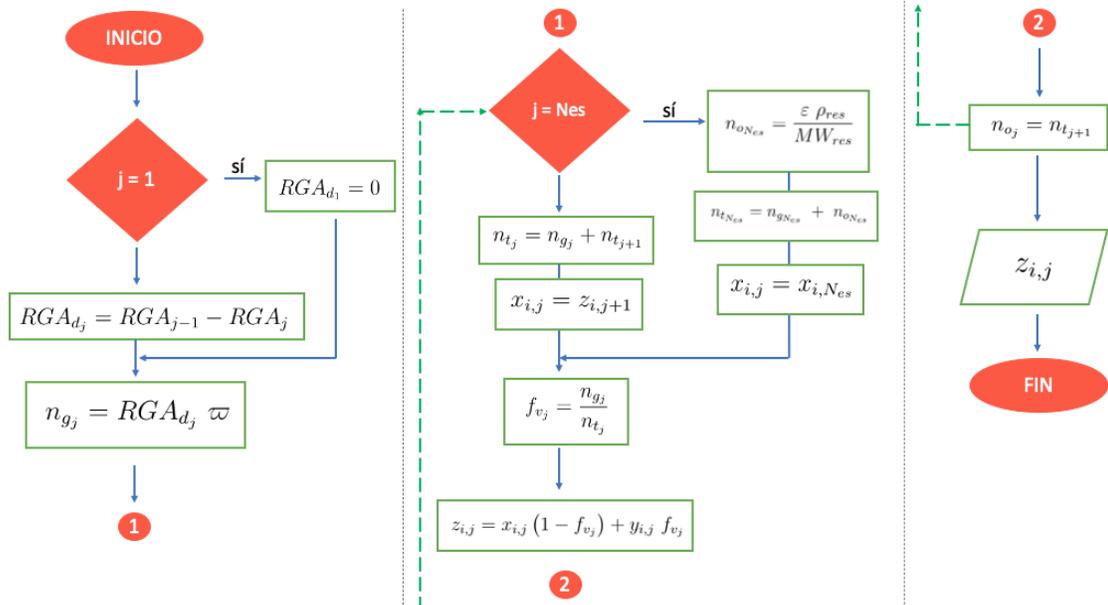


Figura 2.14: Diagrama de flujo del procedimiento corto para la recombinación de fluidos.

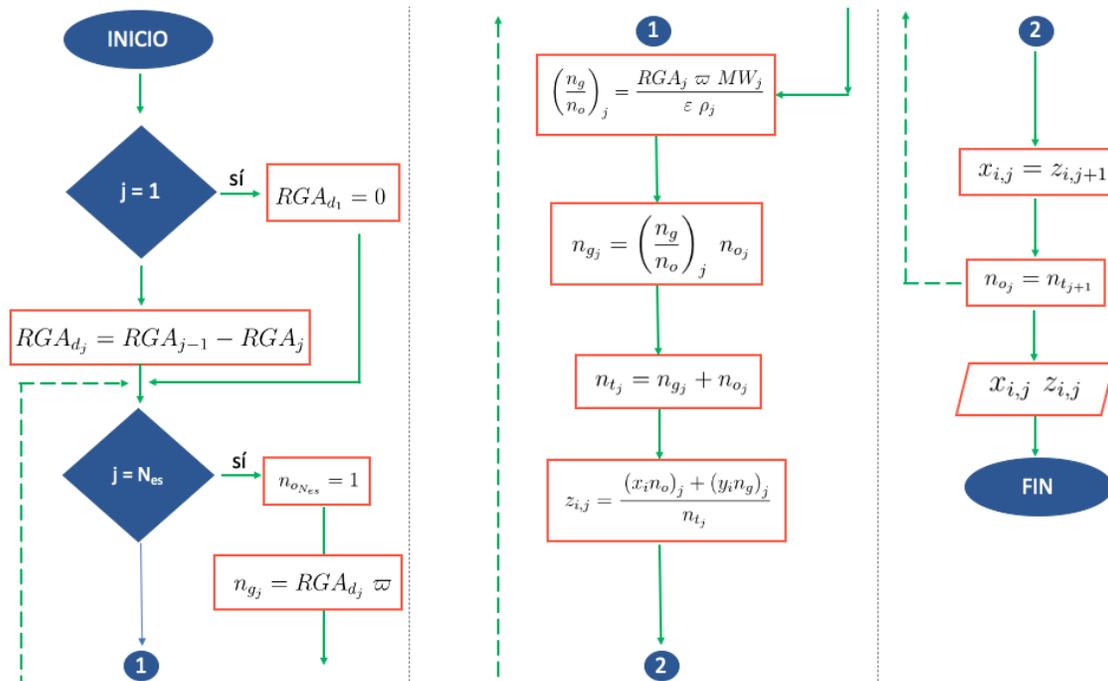


Figura 2.15: Diagrama de flujo del procedimiento largo para la recombinación de fluidos.

2.5. Validación de la calidad de las muestras

Para poder determinar si las muestras estudiadas son representativas del yacimiento, no es suficiente analizarlas con una sola prueba de control de calidad. Si bien cada autor puede determinar su propia metodología para validar la calidad, aquí se presentan aquellas que son comunes entre varios autores (Hashemi y col. (2020), McCain (s.f.), Whitson y Brulé (2000)).

1. Gráfico de $\log kp$ vs F_i

Como se cita en Hoffmann y col. (1953), este gráfico se basa en las ideas de Buckley, y analiza la relación entre las constantes de equilibrio y las propiedades de los fluidos.

Las bases de este método son:

- a) La analogía entre kp y la presión de vapor (p_v) del líquido puro de un componente disuelto.
- b) Bajo intervalos amplios de temperatura si se grafica $\log p_v$ de sustancias puras contra el recíproco de la temperatura absoluta, el resultado es una línea recta.
- c) Las p_v de hidrocarburos puros en una carta de Cox convergen a un mismo punto de intersección. El objetivo es obtener una línea recta al graficar kp contra una función, F_i , (que es dependiente de la composición).

Dicha función es:

$$F_i = b_i \left[\frac{1}{T_{bi}} - \frac{1}{T} \right] \quad (2.45)$$

donde el parámetro b_i está definido como:

$$b_i = \frac{\log \left(\frac{p_{ci}}{p_{ce}} \right)}{\frac{1}{T_{bi}} - \frac{1}{T_{ci}}} \quad (2.46)$$

En donde T_{bi} es la temperatura de ebullición del componente i , T_{ci} y p_{ci} son la temperatura y presión crítica, respectivamente; todo reportado en unidades absolutas.

La siguiente gráfica, recuperada de Hoffmann y col., 1953, muestra los resultados experimentales tomados de una muestra del separador de alta presión. Es un mismo sistema sometido a distintas presiones, incluida la del yacimiento. Cada isobara sigue un comportamiento lineal, y todas en conjunto convergen a la presión de convergencia de la mezcla.

Para que una muestra pueda considerarse en equilibrio termodinámico, será necesario que muestre un comportamiento como el mencionado.

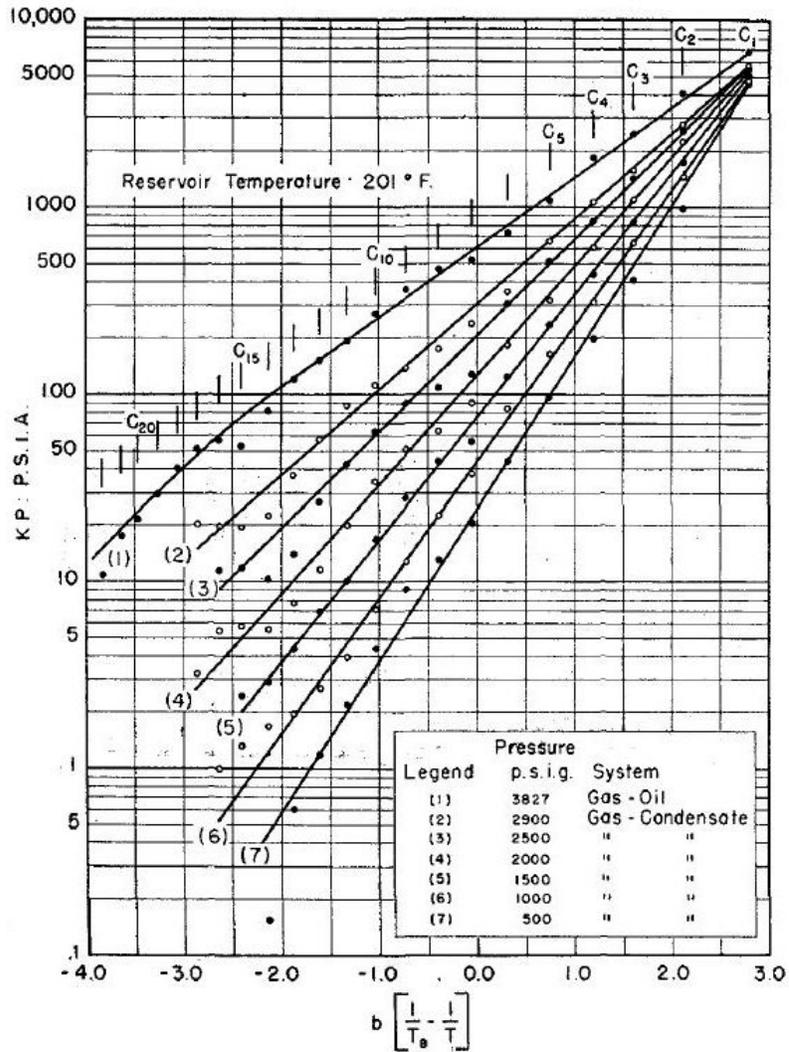


Figura 2.16: Gráfico de Hoffman. Tomado de Hoffmann y col. (1953)

Si el gráfico, en los valores más altos de F_i empiezan a tener cruces se le atribuye a los contaminantes N_2 y CO_2 . Dado que éstos no siguen el mismo comportamiento de un hidrocarburo, muchos autores deciden excluirlo del gráfico. Si la gráfica arroja valores negativos, se le relacionan con la fracción pesada; como existe mucha incertidumbre en la caracterización de esta fracción, también tiende a excluirse del gráfico. Que la fracción pesada arroje una F_i negativa o positiva, dependerá de su temperatura de ebullición es mayor o menor que la del experimento.

Como se menciona en Tianying (2020), para efectos de suavizar y aproximar más los datos al comportamiento teórico, se propone un reagrupamiento de componentes, quedando:

- Pseudocomponente formado por N_2 y C_1

- Pseudocomponente formado por C_2 y C_3
 - Pseudocomponente formado por C_4 a C_{n-1}
- Excluyendo al C_{n+} (fracción pesada) y CO_2

M. Standing (1979) se basa en las ideas de Hoffmann y col. (1953) para generar una correlación para las constantes de equilibrio a bajas presiones (menores a 1000 [psia] y 200 °F). Las ecuaciones que utiliza son:

$$k_i = \frac{1}{p} 10^{A_0 + A_1 F_i} \quad (2.47)$$

$$F_i = b_i \left[\frac{1}{T_{bi}} - \frac{1}{T} \right] \quad (2.48)$$

$$b_i = \frac{\log \left(\frac{p_{ci}}{p_{ce}} \right)}{\frac{1}{T_{bi}} - \frac{1}{T_{ci}}} \quad (2.49)$$

$$A_0(p) = 1.2 + (4.5 \times 10^{-4})p + (15 \times 10^{-8})p^2 \quad (2.50)$$

$$A_1(p) = 0.890 - (1.7 \times 10^{-4})p - (3.5 \times 10^{-8})p^2 \quad (2.51)$$

en donde k_i es la constante de equilibrio para un componente "i", A_0 y A_1 son variables dependientes de la presión, F_i y b_i la función y el parámetro usado por Hoffmann y col. (1953) respectivamente, p_{ci} y T_{ci} la presión y temperatura crítica del componente, T_{bi} la temperatura de ebullición del componente, T corresponde a la temperatura y p a la presión.

Para obtener los valores propios de la fracción pesada, se toma como base el número de carbono, n_{C7+} y se tiene que:

$$n_{C7+} = 7.3 + 0.0075T + 0.0016p \quad (2.52)$$

$$b_{C7+} = 1013 + 324n_{C7+} - 4.256n_{C7+}^2 \quad (2.53)$$

$$T_{b_{C7+}} = 301 + 59.85n_{C7+} - 0.971n_{C7+}^2 \quad (2.54)$$

donde n_{C7+} el número de carbón efectivo de la fracción C_{7+} , b_{C7+} es el parámetro de Hoffmann y col. (1953) y $T_{b_{C7+}}$ la temperatura de ebullición de la fracción. Para hacer uso de esta correlación, las temperaturas deben estar en ° R, con excepción en el cálculo de n_{C7+} , que utiliza ° F, y las presiones deben estar en psia.

En Whitson y Brulé (2000) mencionan que el uso de estas dos correlaciones son de mucha utilidad para verificar las composiciones de las muestras

2. Gráfico de k vs T_b

Como se menciona en McCain (s.f.), este procedimiento (de autor desconocido) se ha utilizado por más de 50 años. Consiste en graficar $\text{Log } k_i$ vs T_{bi} . Dependiendo del comportamiento del gráfico, se puede inferir si la muestra es válida o no y qué podría estar afectándola.

Los gráficos de la Figura 2.17 son solo de carácter ilustrativo, en donde los puntos negros representan los datos reales de las muestras y la línea roja la tendencia que, calculada con alguna correlación de constantes de equilibrio (M. Standing (1979), por ejemplo), deberían seguir.

De la Figura 2.17a se observa que las constantes de equilibrio son mayores que las teóricas, esto se debe a la pérdida progresiva de componentes ligeros en el separador, por lo que no es válida. Para la Figura 2.17b la muestra no está en equilibrio, la curvatura que adopta es sinónimo de esto. Aunque los datos de la muestra 3 (Figura 2.17c) pueden aproximarse con una línea recta, la tendencia teórica marca otro rango de constantes de equilibrio, en consecuencia se puede inferir que la muestra se encuentra en equilibrio para condiciones de separación diferentes a las reportadas. Para finalizar, la Figura 2.17d representa una muestra válida, tanto valores teóricos como reales siguen la misma tendencia lineal.

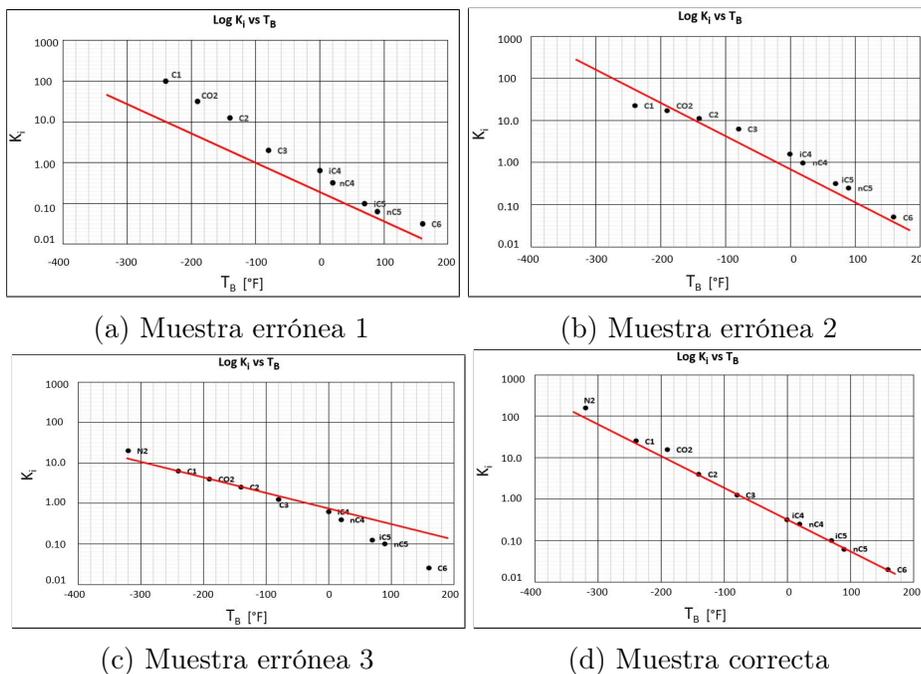


Figura 2.17: Análisis de distintas muestras por T_B vs $\text{Log } K_i$

3. Gráfico k_i vs T_c

Los autores Galimberti y Campbell (1969) presentaron este gráfico, adecuado para aquellas muestras con presiones de hasta 3000 *psia* y temperaturas entre -60 y 300 ° F.

El comportamiento que deben tener las muestras para considerarse válidas es como el de la Figura 2.18

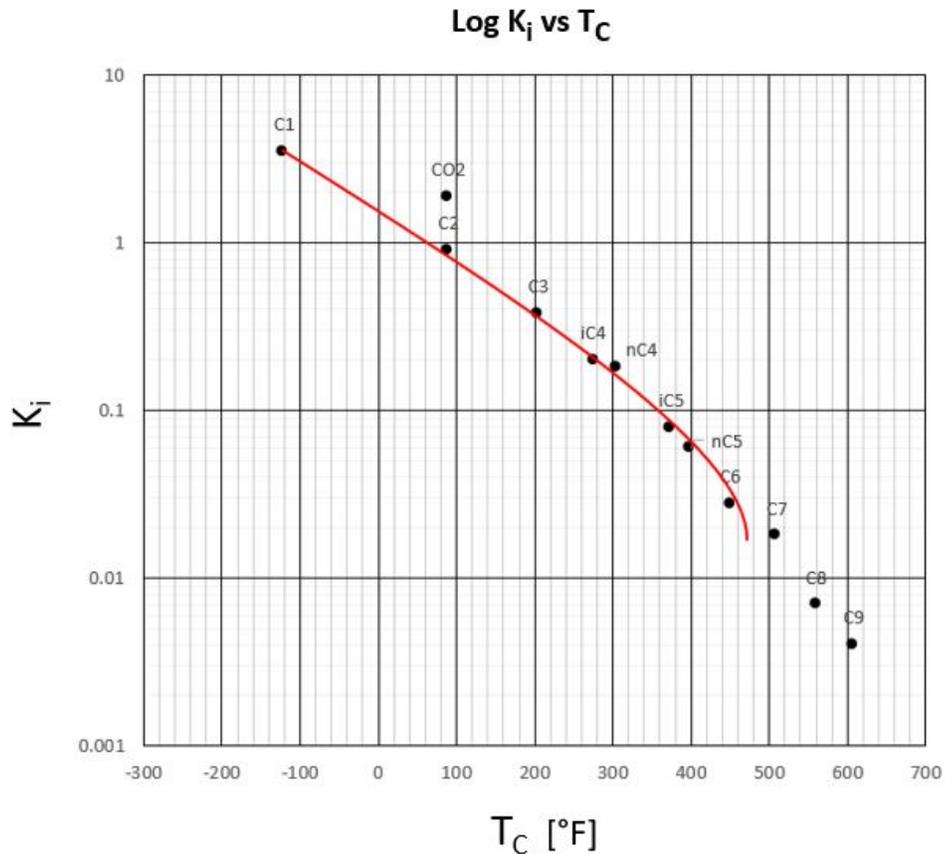


Figura 2.18: $\log k$ vs T_C

Por otro lado, se tiene una variante del gráfico, conocido como *Gráfico de Buckley*, en el que se grafica $\log k_i$ contra la temperatura crítica de cada componente (T_c^2) elevada al cuadrado. Para decir que la mezcla está en correcto equilibrio, debe seguir una tendencia lineal como la que se muestra en la figura 2.19. (Tomado de Hashemi y col. (2020))

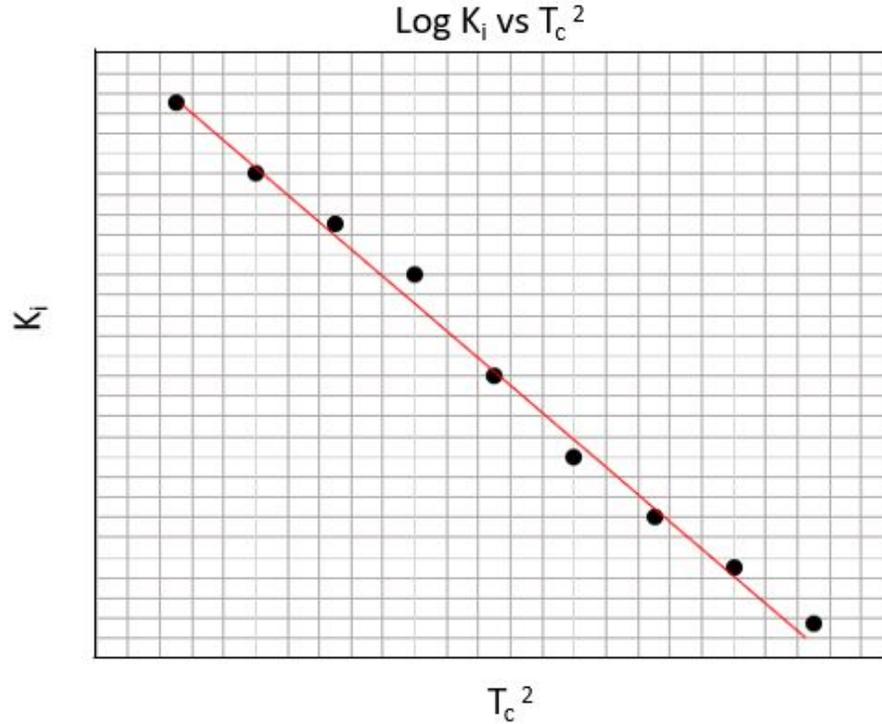


Figura 2.19: Gráfico Buckley

4. Gráfico modificado de Wilson

La ecuación original de Wilson está definida como:

$$k_i = \frac{e^{5.371} (1 + \omega_i) \left(1 - \frac{1}{T_{ri}}\right)}{p_{ri}} \quad (2.55)$$

Whitson y Brulé (2000), de igual manera, recomiendan usar la correlación de Edmister (Ecuación 2.56) para obtener el factor acéntrico de cada componente.

$$\omega_i = \frac{3}{7} \frac{\frac{T_{bi}}{T_{ci}}}{1 - \frac{T_{bi}}{T_{ci}}} \log \left(\frac{p_{ci}}{p_{ce}} \right) - 1 \quad (2.56)$$

En donde k_i es la constante de equilibrio, ω_i es el factor acéntrico, T_{ri} y p_{ri} son la temperatura y presión reducida, T_{bi} y T_{ci} las temperaturas de burbuja y crítica, p_{ci} y p_{ce} la presión crítica y a condiciones estándar.

Hashemi y col. (2020) proponen un gráfico de validación que llama *Gráfico de Wilson modificado*, que sigue una tendencia lineal con pendiente positiva. El autor grafica $\log k_i$ en contra del Factor Modificado de Wilson (*FWM*), definido como:

$$FWM = (1 + \omega_i) \left(1 - \frac{1}{T_{ri}}\right) \quad (2.57)$$

en donde ω_i es el factor acéntrico y T_r es la temperatura reducida.

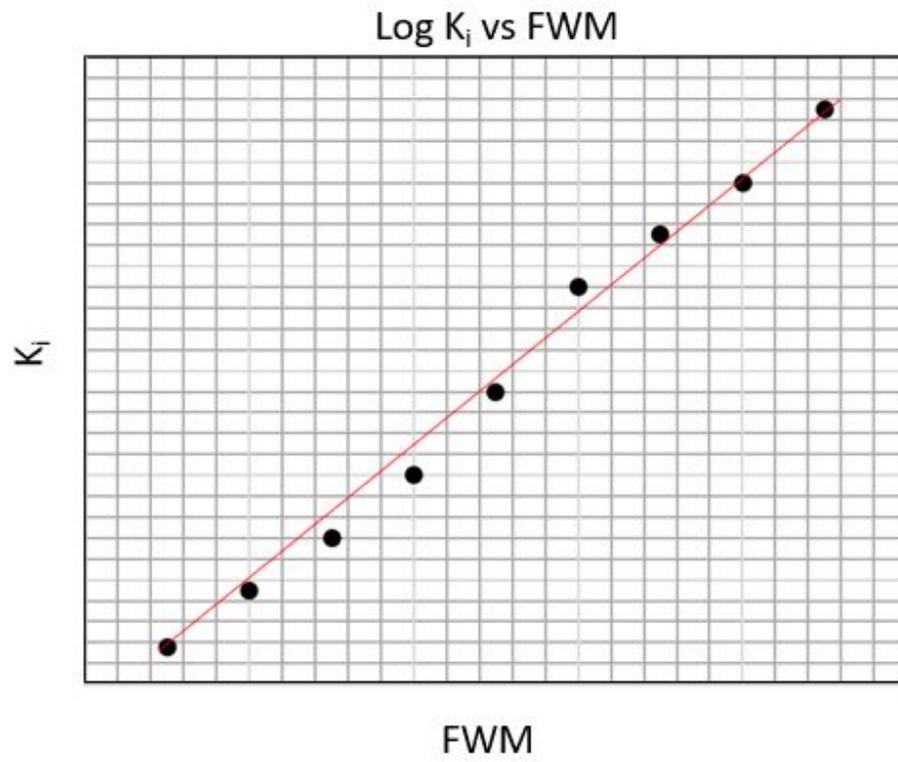


Figura 2.20: Gráfico de Wilson Modificado

Capítulo 3

Desarrollo del Software y Manual de Usuario

Para poder llevar a cabo los cálculos, se realizó una herramienta de programación orientada a objetos con la ventaja de tener una interfaz gráfica interactiva con el usuario (GUI) en el lenguaje de programación Python para facilitar la adquisición y visualización de resultados. Para este trabajo, se utilizó Python.

3.1. ¿Por qué Python?

A pesar de poder realizar el trabajo con ayuda de la herramienta de cálculo más famosa y simple del mundo, *Excel*, se optó por usar Python debido a:

1. **Licencia libre:** Uno puede empezar a desarrollar código de manera totalmente gratuita.
2. **Escalable y Modular:** En caso de querer aplicar el programa a una base de datos de pruebas de campo o de PVT, Python no tiene problema con manejar gran número de datos a la misma velocidad ya que al ser modular es posible solo mandar a llamar el objeto creado en la GUI y fácilmente se podría adaptar la recombinación en cuestión de segundos.
3. **Compatible:** Es posible adaptar los resultados a una hoja de cálculo en *Excel* sin la necesidad de usar otro programa de intermediario.
4. **Multifuncional:** Existen más funciones en Python que en *Excel*, tales como la interacción con páginas web u otros lenguajes de programación.
5. **Ejecutable multiplataforma:** El programa realizado puede ser ejecutable en distintos sistemas operativos y llevarse a un formato que no requiera tener Python instalado.

3.2. Estructura del programa

Para simplificar mejor la estructura del programa, la Figura 3.1 muestra que el programa funciona como un objeto, el cual tiene propiedades (Variables de entrada, temporales y de salida) y puede realizar acciones (Operaciones, Actualización de datos, Graficar, Exportar a *Excel*, etc).

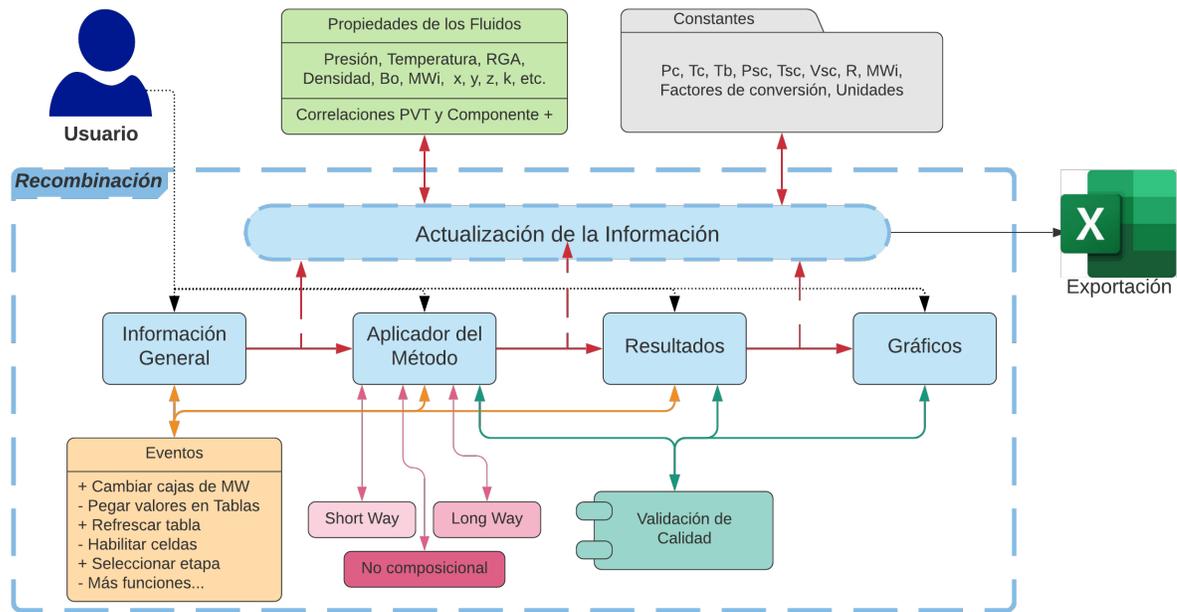


Figura 3.1: Estructura del programa

Algo relevante que destaca de la estructura del programa es su compatibilidad con librerías externas que permitan en un momento dado acoplarlo a un sistema más grande que incluya paqueterías de cálculo de propiedades de los fluidos, simuladores de flujo multifásico, simuladores de yacimientos y/o demás áreas de interés.

3.3. Manual de usuario

En esta sección se presenta la secuencia que lleva el programa, se explica qué se debe ingresar, los datos de salida de cada ventana, y otras consideraciones importantes. Es fundamental revisar el **Apéndice B** que aborda la instalación mínima necesaria para utilizar la herramienta propuesta.

Nota: El programa no contiene acentos.

3.3.1. Introducir Información

Después de la presentación del programa, se abrirá una ventana como la mostrada en la Figura 3.2 para introducir y escoger la información mínima necesaria para

realizar la recombinación usando como base teórica el caso cuando se conocen las composiciones y los dos posibles caminos a seguir: (*Shortway* y *Longway*).

The image shows a software window titled "Recombinacion Fluidos". It is divided into three main sections:

- Informacion General:** Contains three text input fields labeled "Campo:", "Compañía:", and "Ubicacion:".
- Metodo a utilizar:** Contains two text input fields for "Numero de etapas:" and "Numero de componentes:". Below these are two radio buttons, "Shortway" and "Longway", and a button labeled "Dudas".
- Propiedades:** Contains six rows of input fields, each with a unit dropdown menu:
 - S.G. C+ @ST= [unit]
 - MW C+ @ST= [lb/lb mol]
 - Pc C+ @ST= [psia]
 - Tc C+ @ST= [°F]
 - Tb C+ @ST= [°F]
 - ρ_0 @ST= [g/cm³]

At the bottom of the window are two buttons: "Salir" and "Siguiente".

Figura 3.2: Ventana Inicial

En la sección de *Información General* se ingresan datos (solo deben contener letras, números o guiones). Estos datos son únicamente como referencia y se utilizan para la generación del archivo en *Excel*.

En el apartado de *Método* se solicita el *Número de etapas* y *Número de componentes*, los cuales deben ser expresarse en números enteros. Cabe recalcar que el *Número de etapas* considera al tanque de almacenamiento como una, por lo tanto, si se tienen dos etapas de separación y el tanque de almacenamiento, se introducen 3 etapas como dato. Por otro lado, el *Número de componentes* considera los contaminantes, el componente plus y a los alcanos, donde el máximo valor que se puede introducir es 31, correspondiente a: CO_2 , H_2S , N_2 , veintisiete alcanos ($i - C_4$ e $i - C_5$) y un componente plus ($C+$).

Seguidamente, el programa muestra dos opciones de los procedimientos propuestos o ambos (mínimo 1 debe ser seleccionado). Si surgen dudas acerca de los métodos,

oprimir el botón *Dudas* dirige a un vínculo que contiene la información de este trabajo.

En la sección de *Propiedades*, el programa solicita la información del *componente plus* o *pseudo-componente* como su gravedad específica, peso molecular, presión crítica, temperatura crítica y temperatura de ebullición (a condiciones del tanque de almacenamiento). Posteriormente se requiere la densidad del aceite en el tanque de almacenamiento. Todos estos datos pueden ser números reales y algunos de ellos tienen la posibilidad de cambiar sus unidades dando clic en el menú desplegable de opciones disponibles, lo cual cambia los factores de conversión internos del programa.

En todas las ventanas habrá un botón *Salir* que cierre el programa por completo, entonces es conveniente tener cuidado ya que no existe una confirmación de usuario previa para salir. Una vez que se introduzca la información anterior, hacer clic en *Siguiente* para avanzar.

Después, se abrirá una ventana que toma la información previa para crear el número de entrada de datos. Por ejemplo la Figura 3.3 es el resultado de ingresar 3 etapas de separación y 10 componentes.

Componente	MW [lb/lb mol]	@Saturacion	yi @SEP1	yi @SEP2	yi @ST	xi @ST
CO2	44.01		0.0	0.0	0.0	0.0
H2S	34.08		0.0	0.0	0.0	0.0
N2	28.01		0.0	0.0	0.0	0.0
C1	16.04		0.0	0.0	0.0	0.0
C2	30.07		0.0	0.0	0.0	0.0
C3	44.09		0.0	0.0	0.0	0.0
i-C4	58.12		0.0	0.0	0.0	0.0
n-C4	58.12		0.0	0.0	0.0	0.0
i-C5	72.15		0.0	0.0	0.0	0.0
n-C5	72.15		0.0	0.0	0.0	0.0
C6	84.17		0.0	0.0	0.0	0.0
C+			0.0	0.0	0.0	0.0

Figura 3.3: Ventana personalizada de datos

En la sección del recuadro verde se seleccionan las unidades de los parámetros y se introducen sus valores tomando en cuenta que la primera columna es para condiciones de saturación de la prueba PVT, la segunda para la primera etapa de separación, la tercera para la segunda etapa de separación y así sucesivamente.

En la sección de color azul se selecciona el orden de los componentes y automáticamente se mostrarán sus respectivos pesos moleculares (precargados en la base del programa). **Nota:** Por defecto, se colocan los 3 contaminantes más comunes hasta arriba, seguidos por los alcanos de menor a mayor número de carbonos y finalmente se agrega la fracción pesada con el valor proporcionado en la ventana anterior.

La sección roja muestra los encabezados de la tabla inferior y una guía de la superior. Es posible apoyarse en un archivo Excel para copiar y pegar los valores pero hay que considerar que la sección verde es una tabla y la sección de composiciones es otra.

Finalmente, se llega a la sección naranja, la cuál muestra las acciones a realizar:

- Ejecutar la *Suma* de las composiciones para verificar que nuestra información se consistente.
- *Normalizar* para ajustar los datos y que a la suma sea igual a la unidad.
- *Limpiar* las tablas para volver a introducir información.
- *Calcular* para realizar todas las operaciones pertinentes y avanzar a la siguiente fase.

3.3.2. Mostrar resultados

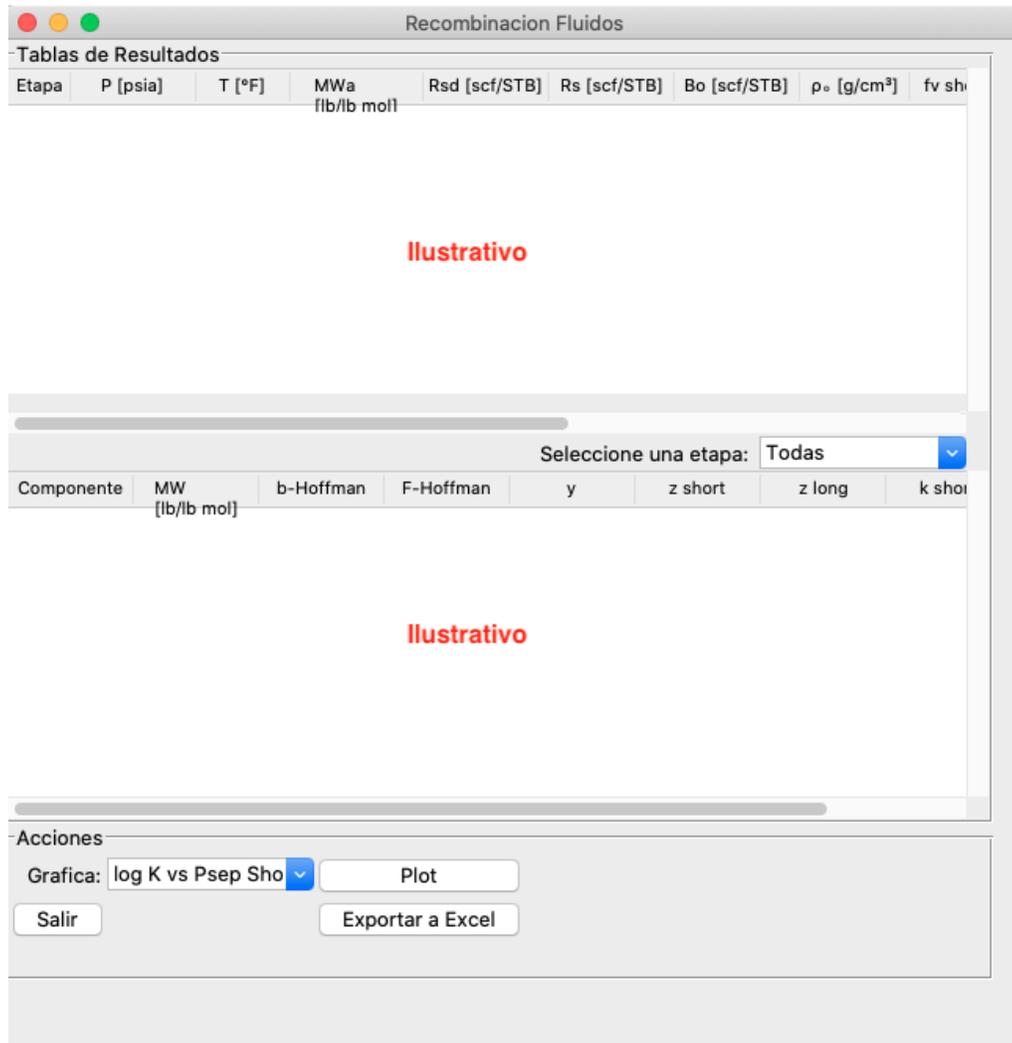


Figura 3.4: Ventana de resultados

Tomando como referencia la Figura 3.4, se aprecia que la tabla superior está llena de los datos previamente introducidos y calculados de cada etapa.

A continuación, aparecerá la tabla inferior en blanco y el menú *Selector de etapas* en la posición *Todos* pero al presionar, se mostrarán todas las etapas introducidas con su respectiva presión para una fácil selección. Al instante de seleccionar, aparecerán los cálculos realizados para cada componente y los datos previamente introducidos. El resultado de la composición es *z short* o *z long* en la etapa 1.

Ahora, la sección de *Acciones* permitirá graficar el método de validación que se selecciona al oprimir el botón *Plot* y además permite exportar la información introducida y calculada previamente. El botón *Plot* toma a consideración al *Selector*

de etapas y el menú de su izquierda para generar los respectivos gráficos en una ventana diferente. Si se selecciona una etapa en específico en lugar de la opción de *Todas*, se generará la gráfica como la de la Figura 3.5.

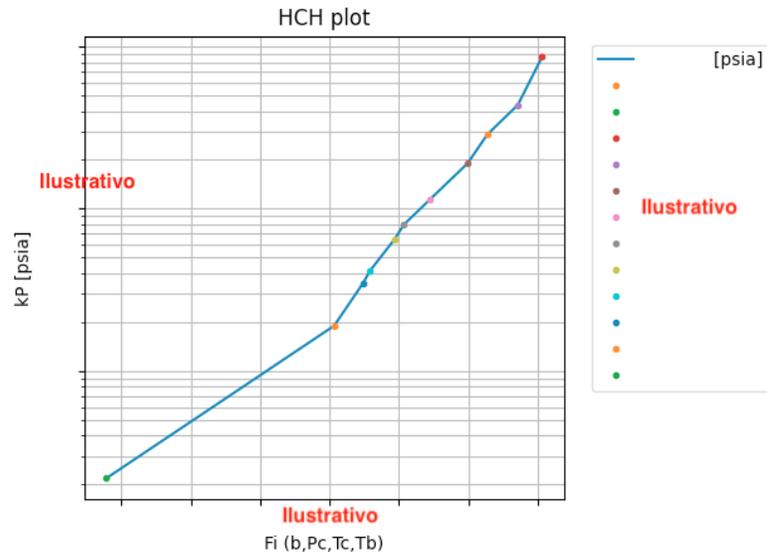


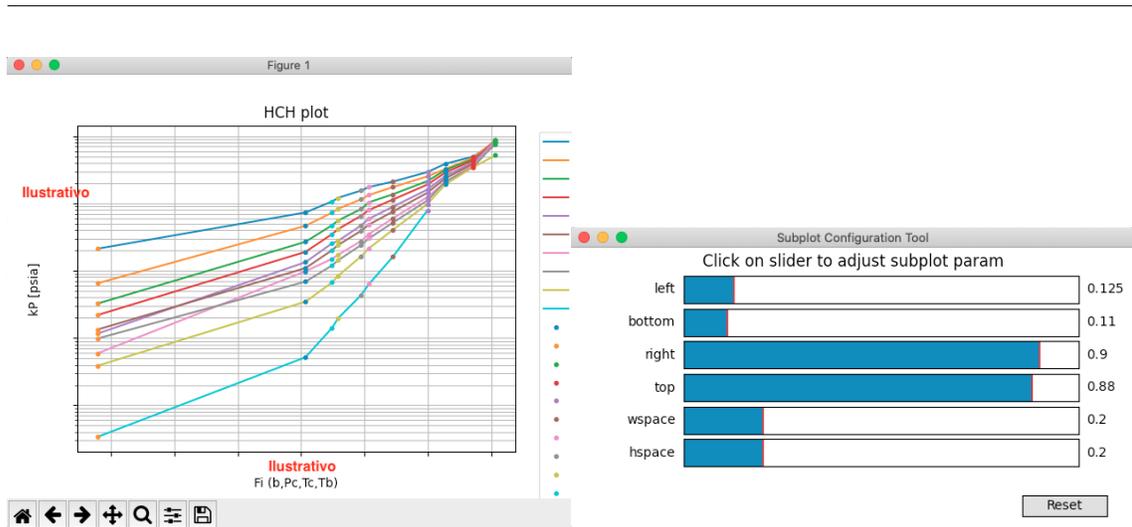
Figura 3.5: Ejemplo de gráfica individual

Esta ventana tiene una barra de herramientas en la parte inferior, tal como se muestra en la Figura 3.6, que permite realizar distintas modificaciones superficiales a la gráfica.

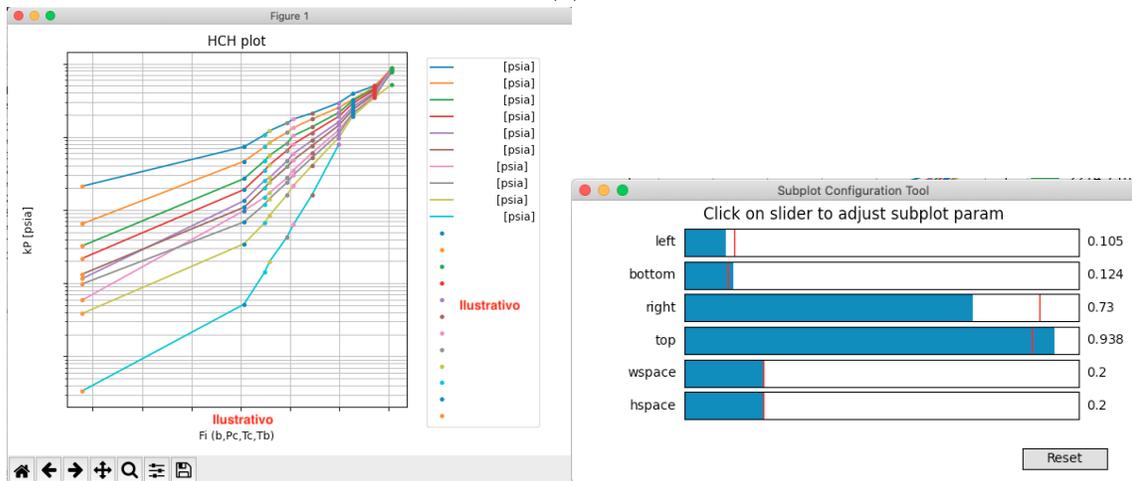


Figura 3.6: Barra de herramientas

De derecha a izquierda, el símbolo de *Guardar* exporta el gráfico en formato *.png* a la ubicación que se desee en el ordenador. A su izquierda, las *barras de variables* permiten modificar la geometría de la imagen como en la Figura 3.7 donde el inciso a) muestra la gráfica con leyenda fuera de la Figura y el inciso b) muestra la gráfica completa; ambos incisos contiene su respectiva barra de variables de ajuste. La *Lupa* permite hacer zoom en la sección que se seleccione con un rectángulo y ver a más detalle los valores de la gráfica. Un ejemplo de ello es la Figura 3.8.



(a)



(b)

Figura 3.7: Configuración geométrica de gráficos

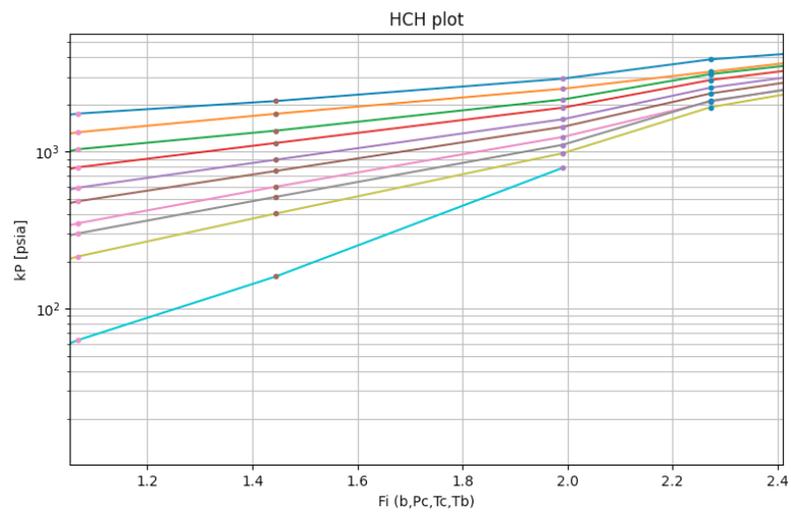


Figura 3.8: Gráfica ampliada con la herramienta *Lupa*

A un lado, se encuentra la herramienta *Movimiento* que brinda la oportunidad de mover la gráfica de manera interna y posicionarla en el área de interés. Las *Flechas* posibilitan restablecer la vista anterior o siguiente, de acuerdo a los cambios efectuados con las demás funciones.

Finalmente, al presionar el símbolo de *Casa*, regresa la configuración inicial de la gráfica.

Capítulo 4

Validación del Software

Para garantizar la confiabilidad del programa, se presentan dos casos de estudio. El primero se genera sintéticamente utilizando un software comercial con la composición en el yacimiento propuesta, las condiciones de interés y los pesos moleculares de cada componente. El segundo caso toma como base un campo real del Golfo de México. La información de ambos casos se pueden encontrar en el **Apéndice A**.

4.1. Caso sintético

Para el presente caso, las Figuras 4.1 y 4.2 muestran como se debe ver la interfaz de usuario al introducir la información dada al programa.

Se puede observar en la Figura 4.2 que se modifican los pesos moleculares previamente cargados en el software. En caso de no conocer las condiciones de saturación o del yacimiento se pueden copiar las de la etapa 1. Es importante indicar las unidades dadas porque son de utilidad para los factores de conversión en los cálculos internos.

La Figura 4.3 muestra como se visualizan los resultados en el programa, se observa que a pesar de tener variaciones en el número de moles, los resultados son muy similares (ver Tabla 4.1). La composición de referencia que usamos es la composición del yacimiento objetivo Debido a la pequeña diferencia entre los métodos, a continuación se muestran los gráficos del *Shortway*.

Se observa en las Figuras 4.4, 4.5 y 4.6 que el comportamiento las constantes de equilibrio de cada es suave y sin cruces entre cada etapa de separación, lo que se interpreta como válido. Sin embargo, hay que recordar que el presente caso es para corroborar los resultados del programa respecto al de un software comercial.

4.2. Caso real

Como una primera validación de los resultados, haremos uso de los métodos gráficos propuestos en la Revisión de la Literatura.

The screenshot shows a software window titled "Recombinacion Fluidos" with three main sections:

- Informacion General:**
 - Campo: SINTETICO
 - Compañía: UNAM
 - Ubicacion: LAB
- Metodo a utilizar:**
 - Numero de etapas: 7
 - Numero de componentes: 11
 - Shortway:
 - Longway:
 - Dudas: [button]
- Propiedades:**
 - S.G. C+ @ST= 0 [unit]
 - MW C+ @ST= 0 [lb/lb mol]
 - Pc C+ @ST= 0 [psia] [dropdown]
 - Tc C+ @ST= 0 [°R] [dropdown]
 - Tb C+ @ST= 0 [°R] [dropdown]
 - ρ_o @ST= 0.77099 [g/cm³] [dropdown]

At the bottom, there are "Salir" and "Siguiente" buttons.

Figura 4.1: Caso sintético: Entrada de datos inicial

Las gráficas de la Figura 4.7 muestran el comportamiento de las constantes de equilibrio para ambos métodos *Short way* y *Long way*. Como era de esperarse, el componente pesado presenta un comportamiento diferente a presiones de separación de entre 500 y 1500 *psia* respecto los demás componentes. Una de las posibles razones de esta anomalía es la caracterización de la fracción pesada pues su composición de gas (y_{C_7+}), al ser un valor pequeño es susceptible a errores.

Debido a que la forma de las gráficas para ambos procedimientos varía ligeramente, se considerará de ahora en adelante el análisis para el procedimiento largo. Sin embargo, se recomienda observar ambos resultados siempre. El gráfico de Hoffmann y col. (1953) en la Figura 4.8 indica que el líquido y vapor están en equilibrio a condiciones del separador. Por otra parte, se pueden apreciar algunos cruces en las gráficas de Hoffman para valores altos de kP , que representan a los componentes N_2 y CO_2 . Por último, el valor la F_i será negativo o positivo a medida de que la temperatura de ebullición del componente pesado sea mayor o menor que la temperatura del experimento PVT.

Finalmente, se evalúan 3 validaciones con la Figura 4.9, donde se aprecia un comportamiento casi de línea recta, y como en los anteriores gráficos, los contaminantes y componente plus hacen difícil la validación de la muestra.

[psia]	Presion:	0	1638.13	1514.7	1214.7	914.7	614.7	314.7	14
[°F]	Temperatura:	0	165	165	165	165	165	165	16
[scf/STB]	RGA (Rsd):	1666.53	1666.53	1557.04	1311.82	1089.87	880.278	656.182	0
[unit]	Bo:	0	2.11274	2.05408	1.92317	1.80469	1.69128	1.56333	1
[g/cm³]	ρ_o :	0	0.57360	0.58106	0.59911	0.61718	0.63581	0.65720	0
Componente	MW [lb/lb mol]	@Yacimiento @Saturacion	yi @SEP1	yi @SEP2	yi @SEP3	yi @SEP4	yi @SEP5	yi @SEP6	yi
C1	16.0429		0.77122	0.76825	0.75525	0.72827	0.67162	0.52821	0
C2	30.0698		0.10862	0.11132	0.12019	0.13495	0.16151	0.21461	0
C3	44.0968		0.06004	0.06108	0.06526	0.07360	0.09145	0.14016	0
n-C4	58.1237		0.05034	0.05032	0.05164	0.05621	0.06827	0.10723	0
C6	84.178		0.00590	0.00562	0.00513	0.00496	0.00537	0.00769	0
C7	96		0.00171	0.00154	0.00122	0.00103	0.00097	0.00121	0
C8	107		0.00086	0.00075	0.00056	0.00043	0.00038	0.00044	0
C9	121		0.00050	0.00043	0.00030	0.00022	0.00018	0.00019	0
C10	134		0.00034	0.00028	0.00018	0.00013	0.00010	0.00010	0
C11	147		0.00026	0.00022	0.00014	9.55078E-5	7.22874E-5	7.19915E-5	0
C12	161		0.00017	0.00014	8.5501E-5	5.48584E-5	3.93294E-5	3.70384E-5	0
Suma									
Normalizar composicion			Limpiar tabla						
Salir			Calcular						

Figura 4.2: Caso sintético: Entrada de datos por etapa

Los resultados numéricos de los procedimientos *Long* y *Short* se comparan con la composición reportada en el PVT del fluido en el yacimiento, la cual se obtiene del método *blowdown* para una prueba flash.

La Tabla 4.2 muestra los resultados de los cálculos tomando como referencia el error relativo. Una observación es que para el *Long way*, los errores más grandes corresponden a las composiciones del nitrógeno y la fracción pesada, mientras que para el *Short way*, la fracción pesada no se distingue por ser el componente con mayor desviación. Con lo anterior se puede afirmar que para el *Short way* los errores se incrementan en mayor medida para los componentes intermedios y en el *Long way* el error se adjudica más a la fracción pesada y a los contaminantes de la mezcla. Recientes estudios con modelos más sofisticados de ecuaciones de estado (Tianying, 2020) han obtenido porcentajes de error ligeramente menores a los presentados en este trabajo (véase la Tabla 4.3).

Tablas de Resultados									
Bo [unit]	ρ_s [g/cm ³]	fv short	fv long	fl short	fl long	ng short	ng long	no short	no long
2.1127	0.5736	0.0	0.0	1.0	1.0	0.0	0.0	6.6277	2.9551
2.054	0.581	0.0435	0.0452	0.9564	0.9547	0.2885	0.128	6.3392	2.8271
1.9231	0.5991	0.1019	0.1129	0.898	0.887	0.6461	0.2868	5.693	2.5403
1.8046	0.6171	0.1027	0.1138	0.8972	0.8861	0.5848	0.2596	5.1081	2.2806
1.6912	0.6358	0.1081	0.1204	0.8918	0.8795	0.5522	0.2452	4.5558	2.0354
1.5633	0.6572	0.1296	0.1479	0.8703	0.852	0.5905	0.2622	3.9653	1.7731
1.0639	0.7246	0.436	0.7731	0.5639	0.2268	1.729	0.7731	2.2363	1.0

Seleccione una etapa: 1 (1638.132484)							
Componente	MW (lb/lb mol)	b-Hoffman	F-Hoffman	y	z short	z long	k short
C1	16.0429	803.63447	2.7128808	0.7712235	0.3003995	0.2992835	2.5768
C2	30.0698	1412.2311	1.9906398	0.1086245	0.0995577	0.0994103	1.0926
C3	44.0968	1798.1233	1.4447260	0.0600418	0.0991538	0.0991873	0.6053
n-C4	58.1237	2152.5471	0.9403448	0.0503412	0.1485340	0.1487684	0.3383
C6	84.178	2777.8210	0.0670580	0.0059022	0.0498467	0.0499742	0.1181
C7	96.0	3050.4386	-0.317233	0.0017103	0.0503182	0.0504603	0.0338
C8	107.0	3347.9536	-0.699717	0.0008663	0.0504071	0.0505514	0.0171
C9	121.0	3599.5499	-1.047598	0.0005085	0.0504354	0.0505805	0.0100
C10	134.0	3837.3748	-1.375348	0.0003412	0.0504454	0.0505908	0.0067
C11	147.0	4110.1532	-1.712579	0.0002666	0.0504491	0.0505946	0.0052

Acciones	
Grafica: log K vs Psep Sho	Plot
Salir	Exportar a Excel

Figura 4.3: Caso sintético: Ventana de Resultados

Composición	Yacimiento	Short way		Long way	
	<i>z</i>	<i>z</i>	<i>error</i> [%]	<i>z</i>	<i>error</i> [%]
C1	0.30000	0.30040	0.13	0.29928	0.24
C2	0.10000	0.09956	0.44	0.09941	0.59
C3	0.10000	0.09915	0.85	0.09919	0.81
n-C4	0.15000	0.14853	0.98	0.14877	0.82
C6	0.05000	0.04985	0.31	0.04997	0.05
C7	0.05000	0.05032	0.64	0.05046	0.92
C8	0.05000	0.05041	0.81	0.05055	1.10
C9	0.05000	0.05044	0.87	0.05058	1.16
C10	0.05000	0.05045	0.89	0.05059	1.18
C11	0.05000	0.05045	0.90	0.05059	1.19
C12	0.05000	0.05045	0.91	0.05060	1.20

Error total = 0.70 Error total = 0.84

Tabla 4.1: Caso sintético: Resultados

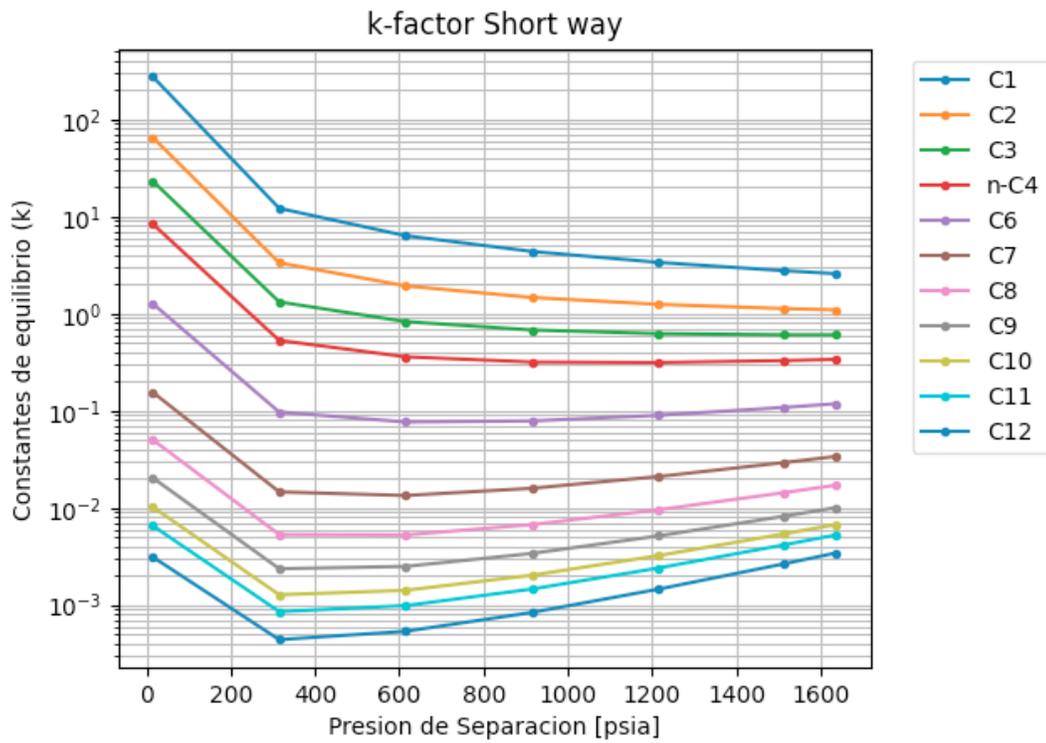


Figura 4.4: Caso sintético: Gráfico k semi-log. *Short way*

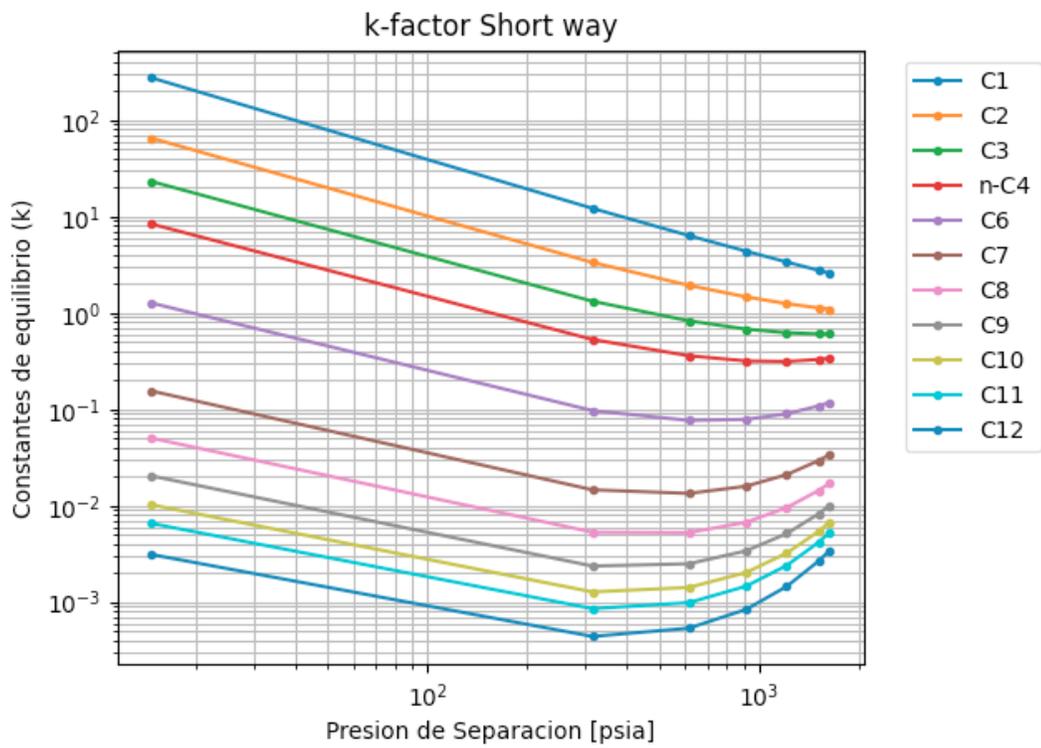


Figura 4.5: Caso sintético: Gráfico k log-log. *Short way*

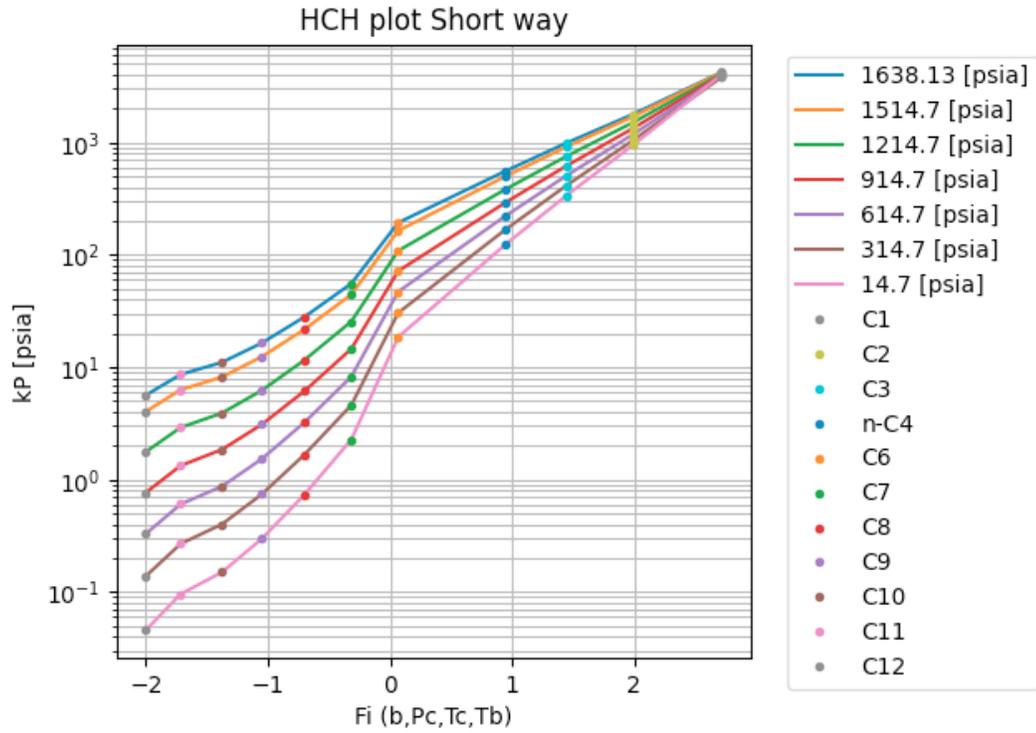
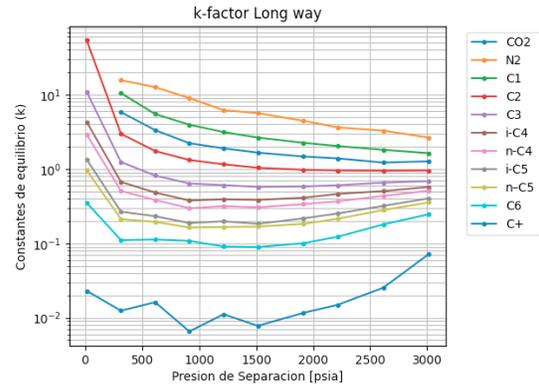
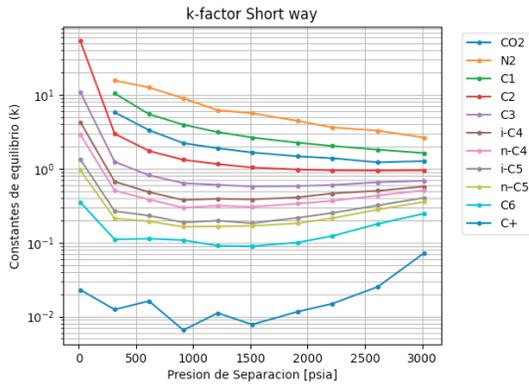


Figura 4.6: Caso sintético: Gráfico de Hoffman-Crump.

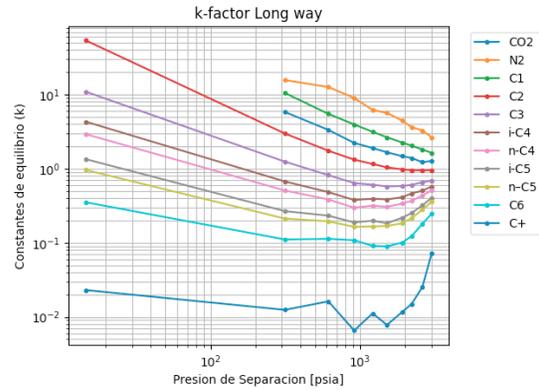
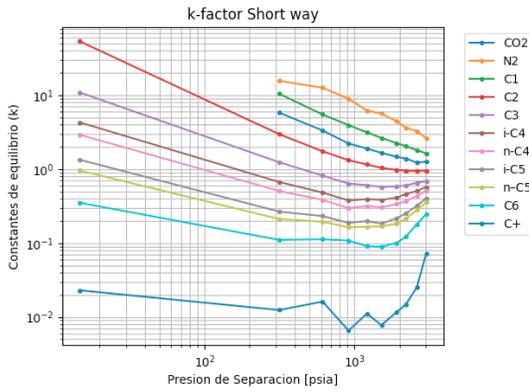
Composición	<i>Blowdown</i>	Short way		Long way		
	<i>z</i>	<i>z</i>	<i>error [%]</i>	<i>z</i>	<i>error [%]</i>	
CO_2	0.00192	0.00201	4.67	0.00203	5.68	
N_2	0.00904	0.00960	6.18	0.00970	7.29	
C_1	0.49411	0.51399	4.02	0.51946	5.13	
C_2	0.08211	0.08261	0.61	0.08323	1.36	
C_3	0.05713	0.05431	4.94	0.05444	4.71	
$i - C_4$	0.01121	0.01054	5.97	0.01051	6.22	
$n - C_4$	0.03463	0.03255	6.00	0.03238	6.51	
$i - C_5$	0.01373	0.01310	4.57	0.01296	5.60	
$n - C_5$	0.02036	0.01985	2.47	0.01960	3.71	
C_6	0.02475	0.02531	2.28	0.02487	0.51	
C_{7+}	0.25101	0.23612	5.93	0.23081	8.05	
Error promedio =			4.33	Error promedio =		4.98

Tabla 4.2: Caso real: Resultados



(a) Caso real: Gráfico k semi-log. *Short way*

(b) Caso real: Gráfico k semi-log. *Long way*



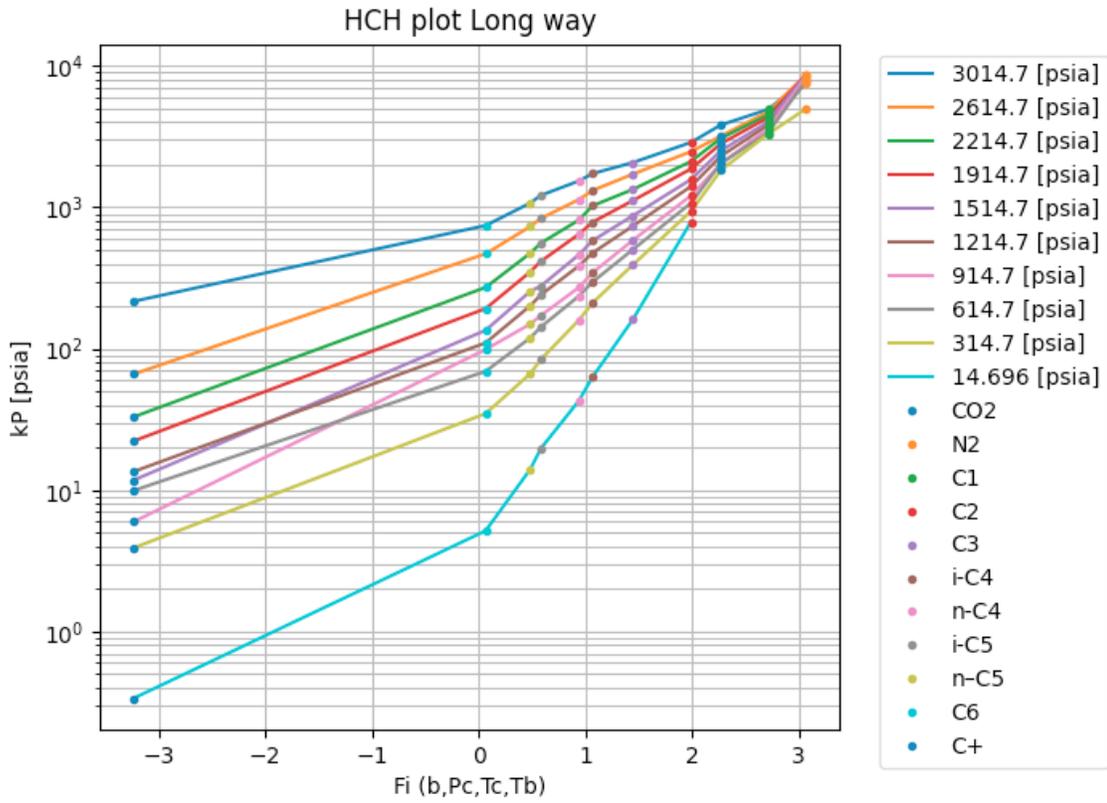
(c) Caso real: Gráfico k log-log. *Short way*

(d) Caso real: Gráfico k log-log. *Long way*

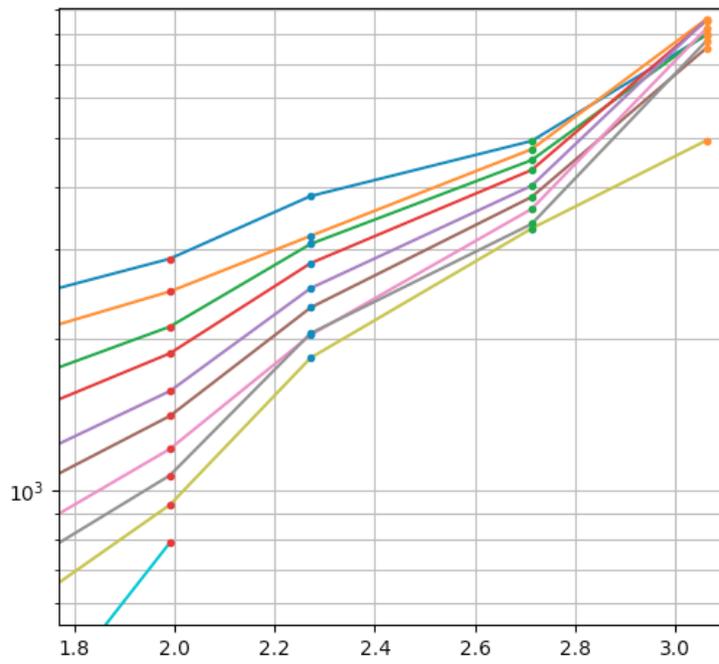
Figura 4.7: Gráficas de las constantes de equilibrio (k)

Composición	<i>Blowdown</i>	Tianying Jin (2020)	
	z	z	error [%]
CO_2	0.00192	0.0020	5.47
N_2	0.00904	0.0097	6.99
C_1	0.49411	0.5179	4.82
C_2	0.08211	0.0832	1.35
C_3	0.05713	0.0546	-4.49
$i - C_4$	0.01121	0.0105	-5.91
$n - C_4$	0.03463	0.0325	-6.16
$i - C_5$	0.01373	0.0130	-5.21
$n - C_5$	0.02036	0.0197	-3.31
C_6	0.02475	0.0250	0.94
C_{7+}	0.25101	0.2319	-7.62

Tabla 4.3: Resultados de Tianying (2020)

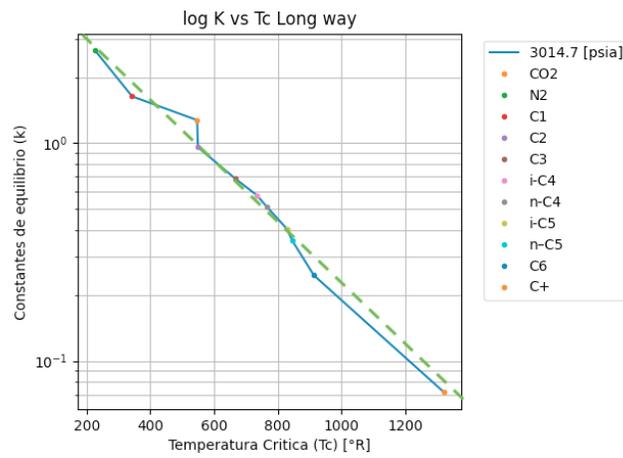


(a) Normal

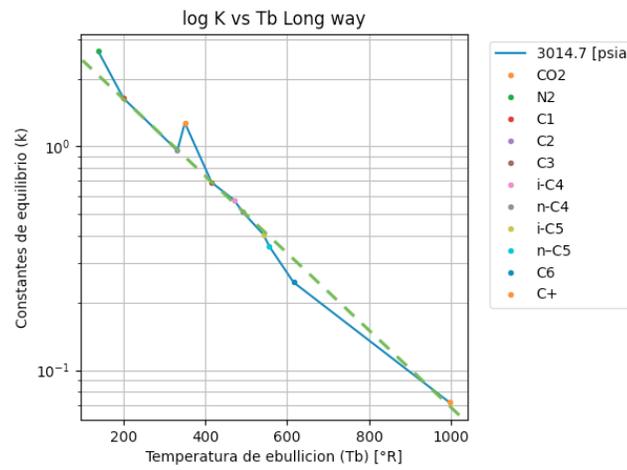


(b) Ampliación

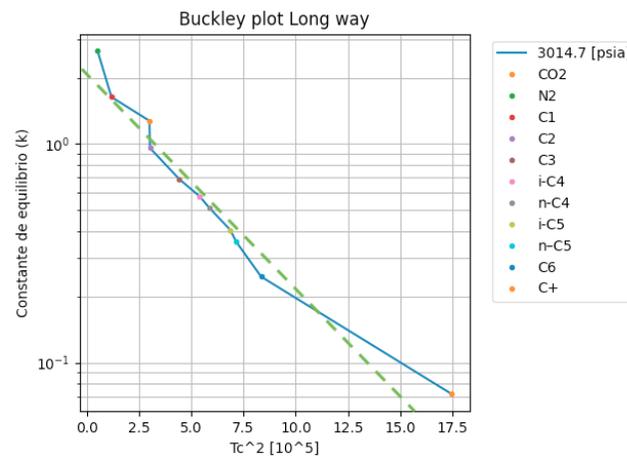
Figura 4.8: Caso real: Validación por gráfico de Hoffman



(a) log k vs Tc



(b) log k vs Tb



(c) Buckley plot

Figura 4.9: Caso real: Validación por etapa individual

Capítulo 5

Conclusiones y Recomendaciones

El presente trabajo recopila las bases para la recombinación en un lenguaje de programación conocido a nivel mundial y se puede afirmar lo siguiente:

5.1. Conclusiones

1. El *software* desarrollado realiza la recombinación de fluidos y obtiene resultados promedio de menos del 1 % y 5 % de error absoluto relativo para el caso sintético y caso real, respectivamente.
2. El procedimiento corto presenta mejores resultados en los componentes ligeros y pesados, mientras que el procedimiento largo hace una mejor caracterización de los componentes intermedios del fluido.
3. El procedimiento largo requiere *Bo* y *densidad del aceite* en cada etapa de separación, por lo que es recomendable . A diferencia del método corto que depende fuertemente de la densidad de aceite remanente a condiciones atmosféricas o de tanque de almacenamiento (*@ST*), al aumentar dicha densidad, la composición de componentes pesados en el yacimiento aumenta pero la de los componentes ligeros disminuye.
4. El equilibrio líquido vapor de una mezcla de hidrocarburos depende de la calidad de las muestras, la caracterización de sus componentes pesados y la cantidad de contaminantes presentes en la misma.

5.2. Recomendaciones

Sin embargo aún queda mucho trabajo por hacer, por lo que se recomienda complementar lo siguiente referente al desarrollo matemático:

- Adicionar los nuevos métodos con ecuaciones de estado no idealizadas para obtener el número de moles de gas y aceite en cada etapa de separación de manera más precisa.

-
- Caracterizar de manera más adecuada a la fracción pesada y contaminantes de la mezcla en más de un componente para disminuir el error asociado.
 - Aplicar un reagrupamiento de los componentes contaminantes, ligeros, medianos y pesados.

Referente al programa

- Agregar un módulo encargado de simular los modelos composicionales del yacimiento y evaluar sus resultados.
- Habilitar su uso en la ciencia de datos por medio de *Reconocimiento de Caracteres Ópticos* (OCR) para leer información de PVT antiguos o bases de datos para poder realizar estimaciones (mediante *correlaciones* o *machine learning*) y así obtener resultados cada vez más confiables.
- Aumentar el número de componentes que se pueden introducir. Para que esto se pueda llevar a cabo es necesario que se estimen o calculen la presiones críticas, temperaturas críticas y temperaturas de ebullición.
- Llevar el programa a un sistema en la nube sin la necesidad de instalar Python y que se aplique en tiempo real en pruebas de separación en campo.

Referencias Bibliográficas

- API, A. P. I. (2003). *APR RP 44 - Sampling Petroleum Reservoir Fluids*.
- Bashbush, J. (1981). A Method to Determine K-Values From Laboratory Data and Its Applications. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. <https://doi.org/10.2118/10127-MS>
- Dake, L. (1983). *Fundamentals of Reservoir Engineering*. Elsevier Science.
- Dandekar, A. (2013). *Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties*. Taylor; Francis Group.
- Danesh, A. (1998). *PVT and Phase Behaviour of Petroleum Reservoir Fluids* (Vol. Vol. 47). Elsevier.
- Fevang, Ø. & Whitson, C. (1994). Accurate Insitu Compositions in Petroleum Reservoirs. <https://doi.org/10.2118/28829-MS>
- Freyss, H., Guize, P., Varotsis, N., Khakoo, A., Lastelle, K. & Simper, D. (s.f.). PVT Analysis for Oil Reservoirs. *Schlumberger Oilfield Review*, Vol. 37(No. 1), pp. 4-15.
- Galimberti, M. & Campbell, J. M. (1969). New Method Helps Correlate K Values for Behavior of Paraffin Hydrocarbons. *Oil and Gas Journal*, pp. 64-67.
- Gold, D., McCain, W. D. & Jennings, J. (1989). An Improved Method for the Determination of the Reservoir-Gas Specific Gravity for Retrograde Gases. *Journal of Petroleum Technology*, pp. 747-752.
- Hashemi, S. M. H., Monfaredi, K. & Sedae, M. (2020). An inclusive consistency check procedure for quality control methods of the black oil laboratory data. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, (No. 10), pp. 2153-2173. <https://doi.org/10.1007/s13202-020-00869-6>
- Hoffmann, C., Crump, J. & Hocott, C. (1953). Equilibrium Constants for a Gas-Condensate System. *Journal of Petroleum Technology*, Vol. 5. <https://doi.org/10.2118/219-G>
- McCain, W. D. (1990). *The Properties of Petroleum Fluids*. PennWell Books.
- McCain, W. D. & Alexander, R. (1992). Sampling Gas-Condensate Wells. *SPE Reservoir Engineering*, 7(03), 358-362. <https://doi.org/10.2118/19729-PA>
- McCain, W. D. (s.f.). *Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids - PETE605 course's notes in Texas A&M University*.
- Moses, P. (1986). Engineering Applications of Phase Behavior of Crude Oil and Condensate Systems. *Journal of Petroleum Technology*, (No.38), pp. 715-723. <https://doi.org/10.2118/15835-PA>

-
- Muskat, M. & Botset, H. G. (1944). The Study of Reservoir Fluids by Surface Recombination Experiments. *Journal of the Institute of Petroleum*, Vol. 30, pp. 351 -369.
- Rayes, D. G., Piper, L. D., McCain, W. D. & Poston, S. W. (1992). Two Phase Compressibility Factors for Retrograde Gases. *Society of Petroleum Engineers*, Vol. 7. <https://doi.org/10.2118/20055-PA>
- Reyes, J. (2019). Sistema Integral de Producción (SIP). <https://epmex.org/news/2019/08/19/sistema-integral-de-produccion-sip/>
- Standing, M. B. (1977). *Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems*. Society of Petroleum Engineers of AIME.
- Standing, M. (1979). A Set of Equations for Computing Equilibrium Ratios of a Crude Oil/Natural Gas System at Pressures Below 1,000 psia. *Journal of Petroleum Technology*, Vol. 31(No. 9), pp. 1193-1195. <https://doi.org/10.2118/7903-PA>
- Tiab, D. & Donaldson, E. C. (2012). *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*. Gulf Professional Publishing.
- Tianying, J. (2020). *Assessing the Impact on Hydrocarbon Production from Tight and Shale Plays by Depletion and Injection using Thermodynamic and Transport Properties from Confined Spaces* (Tesis de maestría). Texas A& M.
- Whitson, C. & Brulé, M. (2000). *Phase Behavior* (Vol. 20). Society of Petroleum Engineers Inc.

Apéndice A

Datos de Entrada

Para el análisis de los resultados del programa elaborado se estudian dos fluidos: uno sintético y uno real. A continuación se presentan los datos que sirvieron de entrada para cada caso.

A.1. Fluido del Golfo de México

Presión [<i>psia</i>]	ρ_o [<i>g/cc</i>]	B_o [1]	RGA [$\frac{ft^3}{STB}$]
3405.7	0.6067	1.8237	1557.18
3014.7	0.6142	1.7303	1323.14
2614.7	0.6223	1.6444	1117.02
2214.7	0.6322	1.5740	934.67
1914.7	0.6402	1.5200	806.50
1514.7	0.6516	1.4544	652.34
1214.7	0.6615	1.4025	532.06
914.7	0.6701	1.3586	424.65
614.7	0.6834	1.3050	312.28
314.7	0.7020	1.2417	197.99
14.7	0.7739	1.0609	0.00

Tabla A.1: Caso real: Propiedades del fluido por cada etapa

	3014.7	2614.7	2214.7	1914.7	1514.7	1214.7	914.7	614.7	314.7	14.7
N_2	0.0218	0.0218	0.0189	0.0180	0.0152	0.0111	0.0092	0.0057	0.0025	0.0007
CO_2	0.0025	0.0024	0.0026	0.0026	0.0028	0.0029	0.0031	0.0037	0.0040	0.0029
C_1	0.7950	0.8123	0.8228	0.8243	0.8224	0.8091	0.7965	0.7446	0.6560	0.2597
C_2	0.0799	0.0798	0.0807	0.0827	0.0877	0.0962	0.1066	0.1302	0.1787	0.2353
C_3	0.0387	0.0384	0.0369	0.0369	0.0381	0.0418	0.0455	0.0594	0.0877	0.2276
iC_4	0.0063	0.0059	0.0057	0.0053	0.0053	0.0058	0.0059	0.0080	0.0116	0.0414
nC_4	0.0174	0.0158	0.0143	0.0139	0.0136	0.0151	0.0152	0.0210	0.0295	0.1164
iC_5	0.0056	0.0048	0.0041	0.0038	0.0035	0.0041	0.0042	0.0056	0.0071	0.0331
nC_5	0.0075	0.0064	0.0053	0.0049	0.0049	0.0053	0.0057	0.0074	0.0089	0.0406
C_6	0.0067	0.0053	0.0040	0.0036	0.0035	0.0039	0.0051	0.0058	0.0064	0.0242
C_{7+}	0.0184	0.0072	0.0048	0.0040	0.0030	0.0048	0.0031	0.0086	0.0075	0.0181

Tabla A.2: Caso real: Composición del gas por etapa

	Composición
N_2	0.0000
CO_2	0.0000
C_1	0.0000
C_2	0.0044
C_3	0.0208
iC_4	0.0096
nC_4	0.0398
iC_5	0.0247
iC_5	0.0423
C_6	0.0688
C_{7+}	0.7895

Tabla A.3: Caso real: Composición del aceite residual

Propiedades		
S.G. C7+ @ST:	0.838988763	<i>unit</i>
MW C7+ @ST:	202.599571	<i>lb/lb mol</i>
p_c C7+ @ST:	323.1826117	<i>psia</i>
T_c C7+ @ST:	1321.810071	<i>R</i>
T_b C7+ @ST:	994.8256348	<i>R</i>
Densidad aceite @ST:	0.8389	<i>g/cc</i>

Tabla A.4: Caso real: Propiedades de componente pesado

A.2. Fluido sintético

Presión [<i>psia</i>]	ρ_o [<i>g/cc</i>]	B_o [1]	RGA [$\frac{ft^3}{STB}$]
1638.1	0.5736	2.113	1666.5
1514.7	0.5811	2.054	1557.0
1214.7	0.5991	1.923	1311.8
914.7	0.6172	1.805	1089.9
614.7	0.6358	1.691	880.3
314.7	0.6572	1.563	656.2
14.7	0.7247	1.064	0.0

Tabla A.5: Caso sintético: Propiedades del fluido por cada etapa

	1638.1	1514.7	1214.7	914.7	615	315	15
C_1	0.7712	0.7683	0.7553	0.7283	0.6716	0.5282	0.0993
C_2	0.1086	0.1113	0.1202	0.1350	0.1615	0.2146	0.1447
C_3	0.0600	0.0611	0.0653	0.0736	0.0915	0.1402	0.2306
nC_4	0.0503	0.0503	0.0516	0.0562	0.0683	0.1072	0.4019
C_6	0.0059	0.0056	0.0051	0.0050	0.0054	0.0077	0.0900
C_7	0.0017	0.0015	0.0012	0.0010	0.0010	0.0012	0.0204
C_8	0.0009	0.0008	0.0006	0.0004	0.0004	0.0004	0.0072
C_9	0.0005	0.0004	0.0003	0.0002	0.0002	0.0002	0.0030
C_{10}	0.0003	0.0003	0.0002	0.0001	0.0001	0.0001	0.0015
C_{11}	0.0003	0.0002	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0010
C_{12}	0.0002	0.0001	0.0001	0.0001	0.0000	0.0000	0.0005

Tabla A.6: Caso sintético: Composición del gas por etapa

	Composición
C_1	0.0004
C_2	0.0022
C_3	0.0100
nC_4	0.0482
C_6	0.0712
C_7	0.1320
C_8	0.1433
C_9	0.1469
C_{10}	0.1482
C_{11}	0.1486
C_{12}	0.1491

Tabla A.7: Caso sintético: Composición del aceite residual

Apéndice B

Instalación Python

B.1. Secuencia de Instalación

Nota: Es posible que si usted ya este familiarizado con el lenguaje de programación en Python cuente con un Entorno Integrado de Desarrollo y Aprendizaje (IDLE por sus siglas en inglés) como lo son Anaconda, PyCharm, entre otras. En caso afirmativo, se debe verificar que contenga los módulos mostrados a continuación.

Lo primero por considerar es la instalación del lenguaje de programación Python y de los módulos necesarios para operar el programa.

Los pasos a seguir son:

- **Paso 1:** Dirigirse a <https://www.python.org>, hacer clic en *Descargas* en la barra de navegación y clic en *Download Python* como se resalta en la imagen a continuación:



Figura B.1: Sitio de Python - Descargas

- **Paso 2:** Debe descargarse la última versión de Python. (>3.7)
- **Paso 3:** Al ejecutar el instalador descargado, aparecerá esta ventana. Hacer clic en *Instalar ahora* y seleccionar las opciones recomendadas.



Figura B.2: Instalador de Python

- **Paso 4:** Una vez que Python está instalado, dirigirse a *Terminal* (macOS) o *command prompt* (Windows) en donde se pueden ejecutar los scripts con extensión **.py**. En el caso de Windows, ir a la barra de búsqueda en el escritorio y buscar *Ejecutar*; escribimos **cmd** y presionamos *Enter*. En MacOS, ir al menú de aplicaciones, seleccionar la carpeta Apple y abrir la aplicación *Terminal*.



Figura B.3: Símbolo del sistema



Figura B.4: Terminal

- **Paso 5:** Verificar la versión de Python instalada escribiendo la siguiente línea de código en la respectiva terminal.

MacOS: *python3 --version*

Windows: *py --version*

- **Paso 6:** Instalar el módulo *Numpy*, escribiendo la siguiente línea de código en la línea de comandos. Esperar a que termine de instalar los paquetes.

MacOS: *pip install numpy*

Windows: *py -m pip install numpy*

```
ca. Símbolo del sistema
Microsoft Windows [Versión 10.0.19041.804]
(c) 2020 Microsoft Corporation. Todos los derechos reservados.

C:\Users\lapdell>py --version
Python 3.9.2 ◀ --- Verificamos la versión de Python instalada correctamente

C:\Users\lapdell>py -m pip install numpy ◀ --- Ordenamos instalar el módulo numpy
Collecting numpy
  Downloading numpy-1.20.1-cp39-cp39-win_amd64.whl (13.7 MB)
    |████████████████████████████████████████| 13.7 MB 652 kB/s ◀ --- Se empiezan a cargar los paquetes necesarios
Installing collected packages: numpy
  WARNING: The script f2py.exe is installed in 'C:\Users\lapdell\AppData\Local\Programs\Python\Python39\Scripts' which is not on PATH.
  Consider adding this directory to PATH or, if you prefer to suppress this warning, use --no-warn-script-location.
Successfully installed numpy-1.20.1 ◀ --- Instalación completa
WARNING: You are using pip version 20.2.3; however, version 21.0.1 is available.
You should consider upgrading via the 'C:\Users\lapdell\AppData\Local\Programs\Python\Python39\python.exe -m pip install --upgrade pip' command.
```

Figura B.5: Instalación del módulo numpy

Como se observa en la Figura anterior, nos sugiere actualizar el Paquete de Instalación de Python, pero no es obligatorio para continuar. Para solucionarlo, puede escribir el siguiente comando.

MacOS:

```
python -m pip install -U pip
```

Windows:

```
py -m pip install -U pip
```

- **Paso 7:** Instalar el módulo *Pandas*, escribiendo la siguiente línea de código en la línea de comandos. Esperar a que termine de instalar los paquetes.

MacOS: *pip install pandas*

Windows: *py -m pip install pandas*

- **Paso 8:** Instalar el módulo *XlsxWriter*, escribiendo la siguiente línea de código en la línea de comandos y esperar a que termine de instalar los paquetes.

MacOS: *pip install XlsxWriter*

Windows: *py -m pip install XlsxWriter*

- **Paso 9:** Instalar el módulo *matplotlib*, escribiendo la siguiente línea de código en la línea de comandos y esperar a que termine de instalar los paquetes.

MacOS:

```
python -m pip install -U pip  
python -m pip install -U matplotlib
```

Windows:

```
py -m pip install -U pip  
py -m pip install -U matplotlib
```
