



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
DIVISION DE ESTUDIO DE POSGRADO
YACIMIENTOS

Caracterización Integral de Fluidos de los Yacimientos Petroleros

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN INGENIERÍA (PETROLERA)

P R E S E N T A:

PLINIO ANGEL SANTOS PAREDES

TUTOR:

Dr. Arévalo Villagrán Jorge Alberto

MÉXICO, D. F. OCTUBRE 2013

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Domínguez Vargas Guillermo Cruz

Secretario: Dr. Luna Rojero Erick Emmanuel

Vocal: Dr. Arévalo Villagrán Jorge Alberto

1er. Suplente: Dr. Guerrero Sarabia Teodoro Iván

2do.Suplente: M.C Escobedo Zenil David

UNAM México DF

Dr. Arévalo Villagrán Jorge Alberto

FIRMA

Resumen

Se propone una metodología completa para caracterizar los fluidos de los yacimientos, basada en experiencias de campo y problemas detectados a lo largo del tiempo. Así mismo está basado en datos de yacimientos de la industria petrolera mexicana, como un esfuerzo para caracterizar los fluidos de México adecuadamente.

La metodología incluye los pasos detallados desde la planeación, acondicionamiento del pozo, selección y toma de la muestra, traspaso de la muestra, clasificación del yacimiento, selección de los experimentos, correcciones de B_o y RGA hasta la validación por métodos de balance molar ya probados y efectivos.

Actualmente la industria petrolera nacional necesita de una metodología bien definida para sugerir a los laboratorios, los requerimientos de la forma de presentar los resultados de Análisis PVT (Presión-Volumen- Temperatura), los tipos de experimentos a realizar de acuerdo al tipo de fluidos, y la calidad de los Análisis PVT, los cuales en algunas ocasiones son inconsistentes o se presentan incompletos.

Se carece de un procedimiento claro que muestre las reglas, metodologías, formatos para acondicionar el pozo y tomar muestras representativas. Así mismo existe gran área de oportunidad en clasificar correctamente los yacimientos y asignar los experimentos correctos para el tipo de yacimiento. Tener una muestra representativa y una clasificación correcta, puede representar el inicio de una serie de eventos exitosos con mejores resultados y más eficientes productos tales como:

- Calculo de volúmenes originales de hidrocarburos
- Calculo de las reservas de aceite y gas.
- Programas de desarrollo del yacimiento - campo
- Calculo de la vida fluyente de los pozos.
- Diseño correcto de baterías de separación y recolección.

- Selección del proceso de recuperación secundaria y mejorada de hidrocarburos.
- Diseño de plantas de tratamiento, proceso y refinación.
- Diseño de transporte y medición de hidrocarburos en superficie
- Simulación numérica de yacimientos
- Pruebas de presión – producción de pozos

Por mencionar algunos de los procesos en el cual es de vital importancia tener muestras representativas, clasificar y validar los análisis PVT's de cada yacimiento

Debido a la importancia de los análisis PVT en muchos de los procesos de la ingeniería petrolera, es preciso que los ingenieros tengan una idea clara de todos los conceptos antes y después de la toma de las muestras, la manera de aplicar los procesos de validación que permitirán tener Análisis PVT representativos, el no aplicar el procedimiento propuesto, puede representar un éxito o un fracaso en las distintas disciplinas en las cuales se utilizan los Análisis PVT.

Así mismo, apertura varias líneas de investigación por realizar tales como las siguientes: a).-realizar una metodología para crear PVT sintéticos para campos que carecen de esta información o que no tienen análisis PVT de buena calidad, b).-incluir dentro del procedimiento la validación del experimento de separación en etapas y c).-validar la presión de saturación mediante el uso de los valores K.

Como actividades a realizar se desprenden las siguientes: 1).-proponer un formato estándar para la planeación y reporte de análisis del PVT, en este trabajo se propone una versión preliminar, 2).-incluir dentro del procedimiento la validación de análisis PVT con pruebas de separación diferencial (aceites negros), 3).-construir una base de datos de fluidos regional para México con fluidos validados, 4).-estandarizar e implantar la metodología de la caracterización integral del fluido en los activos, 5).-adiestrar al recurso humano en este tipo de procedimiento y metodologías que se traducirán que operación y procesos exitosos.

Contenido

Resumen.....	1
Índice de Figuras.....	7
Índice de Tablas.....	11
Capítulo 1.....	13
1. Revisión de las condiciones de toma de muestras de fluidos PVT en los análisis PVT tomados en el yacimiento.....	13
1.1 Planificación del programa de muestreo.....	14
1.1.1 Selección del momento oportuno de toma de muestras.....	15
1.1.2 Selección de los pozos.....	16
1.1.2.1 Número y localización de los puntos de muestreo.....	16
1.1.2.2 Características de los pozos.....	17
1.2 Factores que influyen en la planeación de la toma de la muestra.....	18
1.2.1 Tipos de fluidos de yacimientos petroleros.....	18
1.2.2 Consideraciones para la toma de muestras de fluidos del yacimiento...	19
1.3 Elección del método de muestreo de fluidos.....	21
1.4 Selección y procedimiento muestreo (subsuelo o superficie).....	21
1.4.1 Muestreo subsuelo o fondo.....	22
1.4.1.1 Acondicionamiento de los pozos en subsuelo.....	22
1.4.1.2 Registros de temperaturas y de presión en subsuelo.....	24
1.4.1.3 Toma de muestras en subsuelo.....	24
1.4.1.4 Registro de los datos en subsuelo.....	25
1.4.2 Muestreo de superficie para recombinación.....	26
1.4.2.1 Acondicionamiento de los pozos en superficie.....	27

1.4.2.2 Medidas de campo en superficie	28
1.4.2.3 Toma de muestras en superficie.....	28
1.4.2.4 Registro de los datos en superficie.....	29
1.5 Acondicionamiento del pozo a muestrear.....	29
1.5.1 Periodo de muestreo.....	30
1.5.2 Selección de la profundidad de muestreo.....	31
1.5.3 Tiempo de estabilización del pozo a muestrear.....	31
1.6 Verificación de la calidad de las muestras de fluidos utilizadas para el análisis PVT	31
1.6.1 Parámetros de verificación en muestra de fluidos.....	31
1.6.2 Criterios para determinar la validez del acondicionamiento del pozo.....	32
1.6.3 Revisión del registro de presiones estático y del registro de temperaturas.....	37
1.7 Metodología para caracterizar el fluido.....	39
1.8 Beneficios al caracterizar un fluido por medio de un PVT.....	42
1.8.1 Ventajas de tener bien definido los fluidos de hidrocarburos.....	42
1.8.2 Los principales razones por lo cual las muestras no son confiables nirepresentativas	43
Capítulo 2.....	47
2. Clasificación de los Yacimientos en México.....	48
2.1 Integración de la Información de los Análisis PVT.....	50
2.2 Criterios de Clasificación Existentes.....	52
2.3 Nueva Clasificación Propuesta para los Yacimientos de México.....	59

Capítulo 3.....	73
3. Selección de experimento.....	73
3.1 Selección del experimento correcto.....	74
3.1.1 Análisis composicional de fluidos.....	75
3.1.2 Expansión a Composición Constante (Separación Flash).....	76
3.1.3 Separación Diferencial Convencional.....	78
3.1.4 Agotamiento a Volumen Constante.....	81
3.1.5 Separación en Etapas en Superficie.....	82
3.1.6 Prueba de Viscosidad del Aceite.....	84
3.2 Productos que se obtiene de cada uno de los diferentes experimentos	84
3.3 Experimentos que deben Realizarse en el laboratorio.....	86
3.4 Posibles Errores en los análisis experimentales.....	88
 Capítulo 4.....	 89
4. Corrección de B_o y RGA por condiciones de separación.....	89
4.1 Corrección de RGA y B_o	90
4.2 Proceso Diferencial Flash.....	92
4.3 Método de Phillip L. Moses.....	102
4.4 Método Muhammad.....	10
 Capítulo 5.....	 110
5. Validación de análisis PVT mediante técnica de balance molar para aceite volátil y gas y condensado	110
5.1 Metodología para Validar el PVT (Presión- Volumen – Temperatura).....	111
5.3 Metodología del Procedimiento para validar el PVT.....	113

5.3 Base matemática de la metodología para validar el PVT.....	114
5.4 Variación de la temperatura con la profundidad.....	116
5.5 Determinación de la producción acumulada de gas en porcentaje molar a partir del porcentaje en volumen reportado en los análisis PVT...	116
5.6 Consistencia de los datos experimentales para la validación del PVT..	118
Conclusiones y Recomendaciones.....	137
Nomenclatura.....	139
Referencias Bibliográficas.....	142
Anexo A Tutorial de uso del Programa para Caracterizar el Fluido de Yacimientos Petroleros	144

Índice de Figuras

Fig. 1.1 Tipos de fluidos del yacimiento.	18
Fig. 1.2 Comportamiento de los gastos de gas y aceite respecto al diámetro de estrangulador.....	33
Fig. 1.3 Comparación de la relación gas/aceite con respecto al diámetro del estrangulador.....	33
Fig. 1.4 Comportamiento RGA, gasto de aceite, presión en TP y densidad contra el diámetro del estrangulador.....	35
Fig. 1.5 Comportamiento de la presión (selección de profundidad de la muestra).....	36
Fig. 1.6 Comportamiento del gradiente del pozo.....	37
Fig. 1.7 Comportamiento de la presión con respecto a la profundidad para aceites.....	38
Fig. 1.8 Comportamiento de la presión con respecto a la profundidad para gas y condensado.....	39
Fig. 1.9 Metodología para toma de muestras y solicitud análisis PVT.....	45
Fig. 1.10 Metodología para caracterizar fluidos en un campo.....	46
Fig. 2.1 Comportamiento de la RGA con la Fracción C7+, para clasificar de los fluidos del pozo Caan 23, de acuerdo a Méndez.....	57
Fig. 2.2 Comportamiento de la RGA con la Fracción C7+, para clasificar de los fluidos del pozo Caan 23, de acuerdo a McCain.....	57
Fig. 2.3 Comportamiento de la relación gas aceite con la fracción C7+, se ubican las regiones de aceite negro, aceite ligero, aceite volátil y gas y condensado.....	61
Fig. 2.4 Presión de saturación contra la fracción C7+, se ubican las regiones de aceite negro, aceite ligero, aceite volátil y gas y condensado.....	61
Fig. 2.5 Variación del peso molecular promedio con la presión de burbuja o de rocío. Se muestra la región de gas y condensado y aceite volátil.....	62

Fig. 2.6 Variación de la fracción C ₂ - C ₆ con la presión de burbuja o de rocío. Se muestra la región de gas y condensado y aceite volátil.....	63
Fig. 2.7 Factor de volumen adimensional contra la presión adimensional, en esta figura se ubican las regiones de aceite negro, aceite ligero y aceite volátil.....	64
Fig. 2.8 Relación gas producida adimensional contra la presión adimensional, en esta figura se ubican las regiones de aceite negro, aceite ligero y aceite volátil.....	64
Fig. 2.9 Volumen relativo de aceite contra la presión adimensional, indicando las zonas de aceite negro, aceite ligero y aceite volátil, y gas y condensado..	65
Fig. 2.10 Clasificación de los fluidos en base a su comportamiento ternario, se pueden observar las regiones de gas y condensado, aceite volátil, aceite ligero y aceite negro.....	66
Fig. 2.11 Variación de la presión de burbuja o de rocío con la profundidad, para gas y condensado, aceite volátil, aceite ligero y aceite negro.....	67
Fig. 2.12 Variación de la relación gas aceite con la profundidad, para gas y condensado, aceite volátil, aceite ligero y aceite negro.....	68
Fig. 2.13 Variación de la densidad en °API del gas o el aceite con la profundidad, para gas y condensado, aceite volátil, aceite ligero y aceite negro.....	69
Fig. 2.14 Variación de la densidad del gas o del aceite a la presión de saturación con la profundidad, para gas y condensado, aceite volátil, aceite ligero y aceite negro.....	70
Fig. 2.15 Variación de la viscosidad del gas o el aceite con la profundidad, para gas y condensado, aceite volátil, aceite ligero y aceite negro.....	70
Fig. 2.16 Variación del contenido de C ₁ con la profundidad, para gas y condensado, aceite volátil, aceite ligero y aceite negro.....	71
Fig. 2.17 Variación del contenido de C ₇₊ con la profundidad, para gas y condensado, aceite volátil, aceite ligero y aceite negro.....	72

Fig. 2.18 Variación de la fracción C_{7+} con el peso molecular de la fracción C_{7+} , para gas y condensado, aceite volátil, aceite ligero y aceite negro.....	72
Fig. 3.1 Experimentos para muestra de fluidos validada.....	74
Fig. 3.2 Experimento Expansión a Composición Constante.....	76
Fig. 3.3 Experimento Separación Diferencial Convencional.....	79
Fig. 3.4 Experimento Agotamiento a Volumen Constante.....	81
Fig. 3.5 Separación en Etapas en Superficie.....	83
Fig. 4.1 Volumen relativo del petróleo contra la presión.....	98
Fig. 4.2 Ajuste de gas en curva solución a las condiciones de separación.....	99
Fig. 4.3 Curva de encogimiento de Petróleo.....	99
Fig. 4.4 Ajuste de la curva de volumen relativo de petróleo a las condiciones de separador.....	100
Fig. 4.5 Ajuste de la curva RGA a las condiciones de separador.....	101
Fig. 4.6 Gráfica típica de RGA.....	103
Fig. 4.7 Gráfica típica de B_o	104
Fig. 4.8 Ajustes de B_o a condiciones del separador.....	106
Fig. 4.9 Ajuste de la densidad relativa del gas a condiciones del separador....	106
Fig. 4.10 Ajustes de RGA a condiciones del separador.....	107
Fig. 4.11 Ejemplo de campo de correcciones del B_o por condiciones de separador.....	109
Fig. 4.12 Ejemplo de campo de correcciones del RGA por condiciones de separador.....	109
Fig. 5.1 Variación de la temperatura con la presión.....	116
Fig. 5.2 Constantes de equilibrio contra presión en Lb/pg ²	120

Caracterización Integral de Fluidos de los Yacimientos Petroleros Figuras

Fig. 5.3 Grafica de las constantes de equilibrio (ejemplo 1).....	127
Fig. 5.4 Grafica de las constantes de equilibrio (ejemplo 2).....	136
Fig. A.1 Nombre del Yacimiento.....	145
Fig. A.2 Nombre de la Prestadora de servicio.....	146
Fig. A.3 Participación de pozos.....	147
Fig. A.4 Pozos analizados en el Yacimiento.....	148
Fig. A.5 Datos del registro de fondo cerrado.....	149
Fig. A.6 Graficas de validación de RFC.....	150
Fig. A.7 Compara graficas entre prestadoras de servicios.....	151
Fig. A.8 Graficas de Producción.....	152
Fig. A.9 Entrada de datos para clasificar el yacimiento.....	153
Fig. A.10 Clasificación automática.....	153
Fig. A.11 Corrección de B_o	154
Fig. A.12 Grafica de corrección de factor de volumen de petróleo.....	155
Fig. A.13 Datos de entrada para validación del PVT.....	155
Fig. A.14 Validación del PVT a través de las $K's$	156

Índice de Tablas

Tabla 2.1 Información Importante de Fluidos Característicos.....	51
Tabla 2.2 Comparación de los Criterios de Clasificación Propuestos por Varios Autores para Aceite Negro.....	53
Tabla 2.3 Comparación de los Criterios de Clasificación Propuestos por Varios Autores para Aceite Volátil.....	53
Tabla 2.4 Comparación de los Criterios de Clasificación Propuestos por Varios Autores para Gas y Condensado.....	54
Tabla 2.5 Información General de los Análisis PVT Utilizados para Clasificar los Fluidos.....	54
Tabla 2.6 Resultados de la Clasificación de los Fluidos de Acuerdo a los Diversos.....	55
Tabla 2.7 Nuevos Criterios para la Clasificación de Fluidos.....	59
Tabla 2.8 Resultados de la Clasificación de los Fluidos de Acuerdo a la Nueva Propuesta.....	60
Tabla 2.9 Clasificación de los Yacimientos en Base al Diagrama Ternario.....	66
Tabla 3.1 Resultados para Expansión a Composición Constante.....	78
Tabla 3.2 Resultados Separación Diferencial Convencional.....	80
Tabla 3.3 Resultados Agotamiento a Volumen Constante.....	82
Tabla 3.4 Experimentos de acuerdo al Tipo de Yacimientos.....	86
Tabla 4.1 Vaporización diferencial a 220 Of.....	96
Tabla 4.2 Pruebas de separador.....	97
Tabla 4.3 Corrección de RGA por condiciones de separador en datos de Campo.....	108
Tabla 5.1 Composición original del Yacimiento (ejemplo 1).....	121
Tabla 5.2 Peso promedio por componente (ejemplo 1).....	121
Tabla 5.3 Datos para cálculo de moles producida (ejemplo 1).....	122

Tabla 5.4 Cálculo de moles extraídas acumuladas (ejemplo 1).....	123
Tabla 5.5 Parámetros necesarios para el cálculo molar (ejemplo 1).....	123
Tabla 5.6 Moles extraídas en cada etapa (ejemplo 1).....	123
Tabla 5.7 Moles de gas en la celda por componente (ejemplo 1).....	124
Tabla 5.8 Moles extraídas acumuladas por componente (ejemplo 1).....	124
Tabla 5.9 Moles de líquido calculadas por componente (ejemplo 1).....	125
Tabla 5.10 Porcentaje mol de líquido por componente (ejemplo 1).....	125
Tabla 5.11 Comparación del porcentaje mol de líquido por componente (ejemplo 1).....	126
Tabla 5.12 Constantes de equilibrio (ejemplo 1).....	126
Tabla 5.13 Composición original del Yacimiento (ejemplo 2).....	128
Tabla 5.14 Peso promedio por componente (ejemplo 2).....	128
Tabla 5.15 Datos para cálculo de moles producida (ejemplo 2).....	129
Tabla 5.16 Cálculo de moles extraídas acumuladas (ejemplo 2).....	130
Tabla 5.17 Parámetros necesarios para el cálculo molar (ejemplo 2).....	130
Tabla 5.18 Moles extraídas en cada etapa (ejemplo 2).....	131
Tabla 5.19 Moles de gas en la celda por componente (ejemplo 2).....	131
Tabla 5.20 Moles extraídas acumuladas por componente (ejemplo 2).....	132
Tabla 5.21 Moles de líquido calculadas por componente (ejemplo 2).....	133
Tabla 5.22 Porcentaje mol de líquido (ejemplo 2).....	134
Tabla 5.23 Comparación del porcentaje mol de líquido por componente (ejemplo 2).....	134
Tabla 5.24 Constantes de equilibrio (ejemplo 2).....	135

Capítulo 1

1. Revisión de las condiciones de toma de muestras de fluidos PVT en los análisis PVT tomados en el yacimiento.

1.1 Planificación del programa de muestreo

En la administración de un yacimiento es posible maximizar la recuperación de los hidrocarburos (gas y aceite), a través del desarrollo de estrategias adecuadas. Para esto se requiere un conocimiento preciso de las características del fluido del yacimiento, las cuales se pueden determinar mediante obtención de muestras representativas de los fluidos así como pruebas de laboratorio.

Si el procedimiento de muestreo es incorrecto o si las muestras se recolectan de una forma incorrecta, las muestras resultantes no serán representativas de los fluidos del yacimiento. El uso de los datos de propiedades de los fluidos obtenidos de las muestras no representativas, dan errores técnicos que provocan altos costos económicos.

Es importante mencionar, que el yacimiento debe verse integralmente, de tal manera que si el origen de los datos para los análisis complejos e integrales de los yacimientos, como son los análisis PVT es incorrecto; todo el trabajo restante estará inconsistente.

Una planeación deficiente arroja datos incompletos del muestreo, que pueden hacer más difícil o imposible el análisis de los datos en el laboratorio o interpretación de datos para manejar las propiedades del fluido.

Cuando el objetivo es obtener una muestra original del fluido del yacimiento, la recolección de la muestra debe ser antes de que la presión del fondo haya caído debajo de la presión de saturación, el fluido tomado bajo esas condiciones puede ser representativo del yacimiento original. Cuando la presión en la región cercana al pozo se reduce por debajo de la presión de saturación del fluido original del yacimiento, el líquido se separa en dos fases (gas y líquido) que tienen composiciones diferentes. Esto casi siempre da lugar a gastos de flujo de gas y líquido que ocasiona un cambio en la composición del fluido en el pozo, que difiere del fluido original del yacimiento.

Si las operaciones de muestreo se hacen a condiciones de pozo fluyendo, cuando existe un decremento de la presión en el fondo del pozo con respecto a la presión del

yacimiento, o si la presión cae por debajo de la presión de saturación, la muestra no será representativa.

Es posible recolectar muestras representativas de los fluidos del yacimiento a condiciones originales, "acondicionar el pozo" antes de la toma de muestras. Por lo que es conveniente tomar la muestra al inicio de la vida del yacimiento.

Si el yacimiento está por debajo de la presión de saturación, es posible utilizar correlaciones o ecuaciones de estado (EDE), sin embargo posiblemente nunca se podrá conocer la presión de saturación original del yacimiento. Muchos de los problemas asociados a la toma de las muestras, se pueden evitar mediante un muestreo antes de que la presión del yacimiento decline por debajo de la presión de saturación del yacimiento. Tomar la muestra por debajo de la presión de saturación, es una práctica no recomendable a menos que no haya otra alternativa.

Existe una disyuntiva en los objetivos de las pruebas de presión (para determinar la capacidad de flujo y los límites del yacimiento). En la prueba de límite se podrían indicar que el muestreo no es necesario por el tamaño del yacimiento. Por lo que, dentro de la planeación debe especificarse correctamente los objetivo de estas pruebas.

Para evaluar el volumen de reservas del yacimiento, es necesario conocer las propiedades de los fluidos por lo es recomendable recolectar la muestra de fluido tan pronto como sea posible.

1.1.1 Selección del momento oportuno de toma de muestras

En vista de que los estudios de yacimiento normalmente utilizan como base las condiciones originales del yacimiento, es preferible tomar muestras de fluidos en condiciones iguales o cercanas a las existentes en el yacimiento al momento de ser descubierto. Esto no es posible siempre, sin embargo, con un acondicionamiento adecuado de los pozos, es posible conseguir información valiosa de muestras de fluido La descripción del método de corrección de datos de muestras a la presión de saturaciones se puede obtener de diferentes bibliografías.

En las muestras de yacimientos de gas-condensado deben tomarse antes de que la presión caiga por debajo del punto de rocío.

1.1.2 Selección de los pozos para muestreo de fluido

1.1.2.1 Número y localización de los puntos de muestreo

El número y localización de los puntos de muestreo, requeridos para describir las propiedades de los fluidos del yacimiento, dependen del grado de variación de las propiedades PVT en el yacimiento y de la precisión requerida en los cálculos de ingeniería. En algunos casos, un mínimo de dos análisis PVT se requieren para verificar que los fluidos representan el comportamiento termodinámico del yacimiento.

El pozo seleccionado para muestreo debe tener las siguientes características:

- a. Haber sido terminado recientemente (exploratorio) en un volumen representativo del yacimiento (presión de yacimiento mayor a la presión de saturación).
- b. Que la terminación este alejada de los contactos gas-aceite y agua-aceite.
- c. Estar en un área del yacimiento que contenga una porción significativa de las reservas.

En algunos yacimientos las variaciones de las propiedades de los fluidos y los requerimientos de precisión de los datos determinan la necesidad de tomar muestras en varios regiones del yacimiento ya sea área o vertical. Generalmente, los yacimientos que tienen las siguientes características presentan variaciones importantes en las propiedades de los fluidos:

- a. Cierres estructurales muy grandes debido a formaciones de gran espesor o muy gruesas y/o buzamientos muy altos. Una segregación causada por la gravedad y los gradientes de temperatura que resultan en un aumento de la proporción de productos pesados con la profundidad. Esta variación de la composición se refleja en una disminución de la presión de saturación y del factor de volumen de formación de petróleo y en un aumento de la viscosidad, aunado a un incremento considerable

al peso molecular de la fracción C_7 y componentes más pesados C_7^+ con profundidades crecientes.

- b. Gran extensión superficial. Muestras de fluido de yacimientos muy grandes pueden exhibir variaciones en las propiedades de fluidos que no se pueden explicar completamente por su posición vertical en la estructura. Las teorías que explican las causas de las variaciones observadas incluyen, entre otras, movimientos de las estructuras después de la acumulación de hidrocarburos, gradientes geotérmicos y variaciones en el material original que originaron los hidrocarburos.
- c. Fallas o barreras de permeabilidad.

Para detectar la presencia de variaciones significativas de las propiedades de fluidos y determinar los requerimientos de puntos de muestreo, es importante observar la definición geológica y la existencia de fallas en la estructura, la variación de los datos de presión y de producción (densidades del gas y del petróleo, relación gas aceite (RGA) en pozos clave. Los pozos clave deberían estar localizados de tal manera que representen la producción de acuerdo a cada 100 pies de cierre de la estructura², o de cada área de 1000 acres (43,560.000 ft²) o de cada bloque separado por fallas que sean importantes.

1.1.2.2 Características de los pozos.

En la selección de un pozo para la toma de muestras de fluido, las siguientes características deben tomarse en consideración:

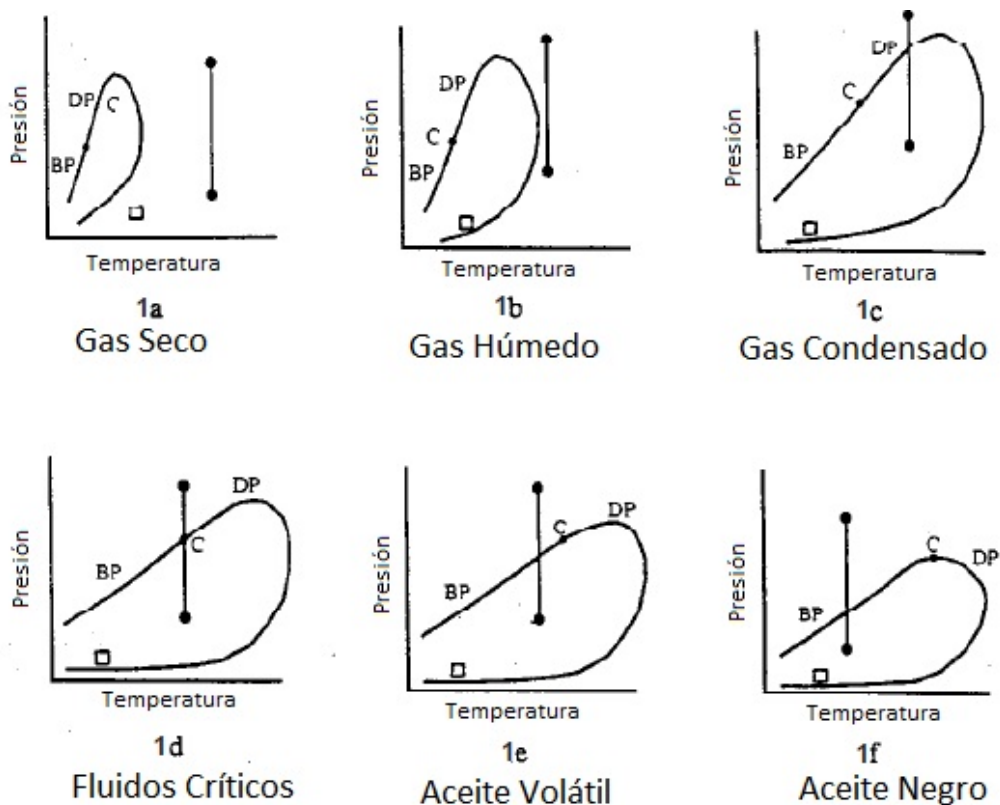
- a. Tener un alto índice de productividad o un alto potencial de flujo.
- b. Estar produciendo con una relación gas aceite (RGA) igual al promedio del área, región o yacimiento.
- c. Ser un pozo que no haya sido producido a gastos de producción excepcionalmente alto o que haya producido por un largo periodo de tiempo.

1.2 Factores que influyen en la planeación de la toma de la muestra

1.2.1 Tipos de fluidos en los yacimientos petroleros

Existen varios tipos de yacimiento: aceite negro, aceite volátil, gas y condensado, gas húmedo y gas seco, petróleo pesado y extrapesado; para optimizar es necesario la planeación de la toma de muestra de fluidos y los efectos que puedan causar, a la toma de muestra en fondo y en superficie.

La Figura 1.1 ilustra el comportamiento de las clases de fluidos en los yacimientos mencionados.



- Condiciones de Separación
- ⋮ Ruta de la presión en el yacimiento

Fig. 1.1 - Tipos de fluidos del yacimiento².

Este trabajo concentra su información para tratar los yacimientos de petróleo volátil y condensado.

1.2.2 Consideraciones para la toma de muestras de fluidos del yacimiento.

Para yacimientos de tipo de gas y condensado no es posible reproducir resultados en el laboratorio si la muestra fue tomada por debajo de la presión de rocío.

En yacimientos de gas y condensado se toma la muestra de fluidos cuando la presión ha disminuido por debajo de la presión de rocío, la composición del fluido alrededor del pozo es diferente a la composición del yacimiento. A medida que la presión cae por debajo de la presión de rocío, una fase de hidrocarburo comienza a condensarse, por lo que varía su composición original.

Cuando la presión de un yacimiento cae ligeramente por debajo de la presión de saturación, la segunda fase de hidrocarburos se forma rápidamente y puede ocupar una parte apreciable del volumen total de hidrocarburos, a una presión ligeramente inferior, a la presión de saturación. Si la segunda fase es un gas o líquido depende de la composición del líquido y la temperatura del yacimiento. En cualquier caso, la formación de la segunda fase produce cambios sustanciales en la composición del fluido, y resulta prácticamente imposible obtener una muestra del fluido original.

La selección de pozos para el muestreo debe considerarse cuidadosamente en función de la presión que presente cada uno y el estado mecánico en el que se encuentre. La composición y propiedades físicas de los fluidos del yacimiento pueden variar significativamente con la profundidad, temperatura, litología y a lo largo de la explotación del yacimiento. Generalmente las comparaciones del *RGA*, densidad, presión y temperatura entre los pozos indican si las variaciones de las propiedades del yacimiento existen. Cuando las composiciones de las muestras de fluido en diferentes pozos de la misma formación muestran variaciones significativas, el muestreo de varios pozos es recomendable. Los pozos seleccionados para el muestreo deben reflejar los rangos de relación gas - aceite y de densidad de los fluidos en el campo.

La composición y las propiedades físicas del aceite donde el espesor del yacimiento es grande, varían significativamente con respecto a la profundidad. Para caracterizar estas variaciones se requiere de técnicas especiales, y muestras en cada intervalo seleccionado, así mismo se requieren muestras de fluidos en otros pozos para cubrir el rango deseado.

La condición de los fluidos del yacimiento en la vecindad del pozo deben ser tomadas en consideración, esto se puede hacer mediante el estudio de la historia de la relación gas-aceite.

La producción de un pozo con altos gastos de producción puede causar la alteración del volumen de líquido alrededor del pozo, si la presión de fondo fluyendo es significativamente menor que la presión de saturación.

Otras complicaciones que pueden ocurrir si la producción de líquido proviene de dos o más zonas (que contienen aceites de diferente composición). Estos aceites, que se mezclan en el pozo, si no se identifican, dan la apariencia de un aceite producido, que presenta propiedades diferentes de cualquiera de los fluidos en las zonas individuales².

Problemas similares pueden ocurrir en pozos desviados si los fluidos provienen de diferentes fases. En estas condiciones de fases múltiples, no se deben utilizar muestras de la superficie. Esta situación señala la importancia del acondicionamiento adecuado del pozo y la buena planificación.

El factor más importante para un buen muestreo es la estabilización, esto implica que el pozo debe tener presiones de cabezal y fondo estables, lo mismo que gastos de producción de gas y líquido¹⁹.

1.3 Elección del método de muestreo de fluidos

Algunas ventajas relativas de muestreo de superficie y del subsuelo se presentan a continuación:

Las ventajas del muestreo fondo son:

1. Recoge la muestra deseada directamente.
2. Evita la necesidad de dispositivos de medición de flujo y de calibración en superficie.
3. Elimina posibles errores en la recombinación de muestras de gas y líquido (petróleo y agua) necesarios para las muestras superficiales.

Ventajas del muestreo de superficie son:

1. Relativamente fácil, conveniente y menos costoso en comparación con el muestreo de fondo.
2. Evita producción diferida durante el tiempo de cierre en el período de toma de muestras de fondo.
3. Evita la posibilidad de recuperar la herramienta de muestreo de fondo si se pega o si se pierde, cuando la tubería está dañada o si el pozo es desviado (se puede dejar como pescado).
4. Aplicable a los casos en que el agua se encuentra a la profundidad de la formación productora, donde el muestreo de fondo no se puede utilizar.
5. No requiere que el fluido esté en una sola fase.
6. Es el método preferido para yacimientos de gas y condensado.

Una excepción frecuente es el problema de contaminación de la muestra por el lodo de perforación o filtrado de lodo.

1.4 Selección y procedimiento muestreo (subsuelo o superficie)

Existen solamente dos métodos para tomar muestras de fluidos de yacimientos. El fluido puede ser recolectado tomando muestras de fondo, bajado con cable en el pozo, o tomando muestras de superficie de gas y de líquido del separador que serán luego recombinadas usando la RGA de la producción del pozo medida durante el muestreo. En yacimientos de condensado y de crudo volátil las muestras se deben tomar preferiblemente con el método de subsuelo y solo bajo ciertas circunstancias en superficie.

1.4.1 Muestreo subsuelo o de fondo

Durante la primera etapa del yacimiento de tipo volátil y condensado, la fase fluyente es normalmente aceite y una muestra representativa se obtiene mejor con un muestreo de fondo. Hoy en día existe equipo diseñado para recoger muestras de fondo en yacimientos de aceite con una muy amplia gama de propiedades y con las más variadas condiciones de presión y temperatura.

1.4.1.1 Acondicionamiento de los pozos en subsuelo

El objetivo de acondicionar un pozo es el de reemplazar el fluido no representativo que se encuentra alrededor del fondo del pozo, desplazándolo con el fluido original. Para conseguir este resultado, normalmente es necesario fluir el pozo a un gasto bajo para permitir que el aceite contaminado sea desplazado por aceite no contaminado. La selección oportuna y el acondicionamiento del pozo, asegura que el fluido haya sido expuesto al menor decremento presión posible. Si se dispone de información del índice de productividad, el pozo debería ser acondicionado fluyendo a un gasto constante de la curva de decremento de presión.

Si no se dispone de dicha información, se recomienda el siguiente procedimiento general para acondicionar el pozo para la toma de muestras de fondo⁴:

- a. Fluir el pozo por el tiempo suficiente para remover todo material contaminante resultante de la perforación o de la terminación. El gasto no debe exceder el 50% del potencial del pozo.
- b. Reducir el gasto de producción a un 50 % del gasto de flujo inicial y fluir por 24 horas.
- c. Repetir el procedimiento en periodos sucesivos de 24 horas hasta llegar al gasto más bajo a la cual se pueda producir el pozo sin que se llene de agua o petróleo, ni se detenga el flujo, ni se produzcan cabeceos u oscilaciones en la producción.
- d. Finalmente, justo antes de tomar la muestra, se cierra el pozo durante 24 horas, posteriormente se toman las muestras después de este periodo de 24 horas con el pozo en condiciones estáticas. Algunos operadores prefieren dejar fluir el pozo a gastos muy bajos, por ejemplo de 2 a 4 Bls / hr, hasta después de que el equipo de muestreo haya sido bajado cerca del punto medio de las perforaciones. Se continúa el flujo hasta producir 10 – 15 Bls / hr, después se cierra el pozo como en el procedimiento anterior. Cabe mencionar que no todas las formaciones dan estos gastos, por lo que este procedimiento se debe realizar de manera proporcional. Este método asegura que haya fluido fresco cerca del punto de muestreo en el momento de tomar las muestras.

Es importante resaltar que en yacimientos de baja permeabilidad existe a menudo una mayor probabilidad de obtener muestras no representativas por tener un alto gradiente de presión durante el flujo, así mismo provoca una limpieza insuficiente del fluido del fondo del pozo.

En estos casos, los pozos deben ser acondicionados produciendo simplemente el mínimo de fluido y gastos mínimos.

1.4.1.2 Registros de temperaturas y de presión en subsuelo

Antes de tomar las muestras de fluidos, hay que tomar un registro de presión y temperatura en el pozo para poder tener la certeza de que la muestra se esté tomando adecuadamente, teniendo en cuenta las zonas de gas, aceite y agua, utilizando el gradiente del pozo.

La localización del nivel de fluido determina la profundidad a la cual se debe tomar la muestra.

Finalmente, la toma de presión puede revelar un acondicionamiento inapropiado, si la presión de fondo es significativamente diferente de la presión estática del yacimiento.

1.4.1.3 Toma de muestras en subsuelo

Los equipos para tomar muestras se operan según las instrucciones de los fabricantes, normalmente es aconsejable tomar varias muestras del fluido del pozo y medir la presión en cada recipiente antes de salir del pozo y reemplazar el lubricador de muestreo en el cabezal del pozo. A menos que las presiones no sean iguales o que no se puedan reconciliar, será necesario tomar muestras adicionales. Los equipos con las muestras pueden ser enviados directamente al laboratorio o las muestras pueden ser transferidas inmediatamente a otros recipientes para su almacenamiento y transporte.

En el enfriamiento de la muestra al subir a la superficie, ocasiona que el fluido se encoja al punto que se forman dos fases en el equipo de muestreo (gas y petróleo). Es normal y recomendable que al salir el equipo del lubricador del pozo se midan, tanto la presión de apertura, como la presión de saturación a la temperatura de superficie. Cuando se usen dos equipos para tomar muestras, ambos deben exhibir la misma presión de saturación a la temperatura de superficie.

Si las muestras son transferidas a recipientes de acero de altas presiones para un envío al laboratorio, esta transferencia (por ejemplo por desplazamiento con mercurio) debe ser ejecutada si es posible, a una presión como mínimo de 1000 psi por encima de la presión de saturación para prevenir un cambio en la composición de la muestra.

Por razones de seguridad, las muestras de alta presión deben ser transportadas con una capa de gas liberado para absorber los efectos de la expansión térmica de la fase líquida. Cada análisis de laboratorio debe ser precedido por la verificación de la presión en la celda de transferencia y de la presión de saturación del fluido para su confrontación con los valores medidos en el campo. Cualquier pérdida durante el transporte cambiará la composición global de la muestra y sus propiedades PVT.

1.4.1.4 Registro de los datos en subsuelo

Es importante reportar los datos del yacimiento, del pozo y de la toma de las muestras de forma clara y completa; la mayoría de las compañías poseen sus propios formatos para registrar esta información, sin embargo, por razones de uniformidad, es aconsejable adaptarse como base a los formatos estándar incluidos en la publicación API 44 "Recommended Practice for Sampling Petroleum Reservoir Fluids⁴".

Es importante que todo reporte sea acompañado por los datos históricos del pozo y del yacimiento, para el uso y análisis de los resultados en un estudio de yacimiento. Las pruebas del pozo durante el periodo de acondicionamiento deben ser reportadas junto con el nombre del ingeniero encargado del muestreo.

Todos los valores de presión y de profundidad deben indicar claramente las unidades usadas: las presiones deben indicarse en lb/pg^2 o kg/cm^2 manométricos o absolutos. Las profundidades deben ser identificadas como bajo nivel del mar o bajo mesa rotaria o bajo nivel de superficie. En cualquier caso, la elevación de la mesa rotaria sobre el nivel del suelo, como también la elevación del suelo sobre el nivel del mar debe ser claramente identificada.

Efectuar mediciones de las propiedades del fluido a la presión de saturación para temperaturas dentro del rango del yacimiento, facilitará los estudios y el proceso de corrección a condiciones de yacimiento. Estas mediciones son también muy útiles en cálculos de flujo multifásico en tuberías verticales, en donde los cambios de temperatura juegan un papel importante en las propiedades de los fluidos y los regímenes de flujo. Las condiciones de separación deben ser claramente identificadas para todas las pruebas reportadas en el informe final.

Los datos del laboratorio deben ser presentados sin ninguna corrección, pero si, con todos los elementos que permitan a los ingenieros de yacimientos analizar y manipular los datos y realizar las modificaciones que sus modelos exijan.

Los resultados deben ser reportados y refrendados por los supervisores respectivos, para hacer efectivo el control de calidad sobre todo el procedimiento, desde la toma de las muestras hasta el trabajo de laboratorio.

1.4.2 Muestreo de superficie para recombinación

Para yacimientos de gas y condensado, así mismo para algunos de aceite volátil, las muestras de fondo, no serán con toda probabilidad representativas del fluido de yacimiento. Una muestra normal de fondo de un pozo cerrado en un yacimiento de gas y condensado contendrá normalmente el petróleo que se ha separado del vapor en la tubería de producción (al disminuir la presión y temperatura) y sus propiedades no tendrán ninguna relación con las de las fases existentes en realidad dentro del yacimiento. El equipo de subsuelo es demasiado pequeño para conseguir una muestra suficiente para efectuar estudios PVT de gas y condensado. Por lo tanto se recomienda que en yacimientos que sean considerados como de gas y condensado o de aceite volátil, o en aquellos cuya clasificación esté en duda, las muestras sean tomadas en los separadores de superficie.

1.4.2.1 Acondicionamiento de los pozos en superficie

El éxito en la toma de muestras de superficie, depende en gran parte de la habilidad del operador para estabilizar el pozo produciendo a gastos bajos, manteniendo constantes las condiciones del separador. Se requiere mantener un gasto de producción que disminuya el gradiente de presión en y alrededor del pozo, para prevenir la condensación de líquido retrogrado en un pozo de gas o la liberación de gas en solución en un pozo de aceite. El gasto de producción debe ser lo suficientemente alto para prevenir la acumulación de líquidos en la tubería, causada por deslizamiento diferencial durante el flujo multifásico a velocidades insuficientes, la ocurrencia de estas condiciones resultará en cabeceo de la producción.

Se recomienda el siguiente procedimiento para el acondicionamiento de un pozo en preparación para la toma de muestras del separador, en la superficie:

- a. Fluir el pozo hasta que se haya recuperado todo el material contaminante derivado de la perforación o de la terminación. El gasto de producción no debe exceder la mitad del potencial de producción del pozo.
- b. Reducir después el flujo del pozo al menor gasto que permita mantener un flujo estabilizado durante 24 horas, como mínimo. Normalmente un cuarto del potencial del pozo es suficiente.

El índice de productividad puede ser de ayuda en determinar el procedimiento de acondicionamiento. El gasto de acondicionamiento debería ser mantenido en la porción de índice de productividad constante de la curva de gasto de producción contra gradiente de presión. Para un pozo de gas, los datos de presión y gasto de flujo usados en el cálculo de potencial, pueden proveer razonablemente los gastos de producción y el tiempo requerido para obtener un flujo estabilizado.

1.4.2.2 Medidas de campo en superficie

Para determinar cuándo se ha logrado un flujo estabilizado, se deben mantener bajo observación el gasto de producción de gas, los gastos de producción de aceite a condiciones estándar y la presión de la tubería en la cabeza del pozo. Lo deseable es el menor gasto de producción que resulte en un RGA constante con una presión constante en la cabeza del pozo. Los siguientes datos deben ser recolectados y registrados durante un periodo de 6 a 8 horas de flujo al gasto mínimo de estabilización:

- a. Gasto de producción de gas en el separador.
- b. Gasto de producción de líquido del separador (separador vertical calibrado).
- c. Presión y temperatura del gas del separador.
- d. Temperatura del líquido del separador y producción a condiciones estándar.
- e. Producción de agua.

1.4.2.3 Toma de muestras en superficie

Una vez que se haya conseguido un flujo estabilizado y se hayan recabado mediciones precisas de gas y líquidos, se tomarán las siguientes muestras de gas y líquido del separador para su recombinación en el laboratorio.

- a. Muestras de gas del separador, tomadas de una tubería del sistema de medición por purga o por desplazamiento con líquido.
- b. Muestras de líquido del separador
- c. Muestras de líquido del tanque (a condiciones estándar).

La presión de la muestra no debe nunca exceder la presión de trabajo del cilindro de las muestras durante la trasportación. Por esto en el caso de muestras líquidas hay que dejar una capa de gas.

1.4.2.4 Registro de los datos en superficie

Registros de temperatura y presión: Una vez tomadas las muestras se debe cerrar el pozo, dejar que se estabilice para efectuar una prueba de presión y de temperatura en el fondo del pozo para conseguir datos que sirvan de base para analizar la muestra recombinada en el laboratorio y para las predicciones del comportamiento de las fases en el yacimiento.

1.5 Acondicionamiento del pozo a muestrear

Durante el periodo de acondicionamiento del pozo deben medirse los siguientes parámetros:

- Presión y temperatura en el cabezal y en el separador.
- Gasto de producción de líquido y gas en el separador.
- Gasto de producción de condensado y agua en el tanque.
- Temperatura y presión de fondo fluyente de los pozos durante o inmediatamente después del acondicionamiento del pozo (en tiempo real).

Antes de tomar las muestras es necesario acondicionar el pozo, para lograr que el fluido del pozo tenga una composición igual o muy semejante a la del fluido original; lo anterior se logra produciendo el petróleo alterado que se encuentra en el pozo. Para acondicionar un pozo son necesarias las etapas siguientes:

- a. Etapa de limpieza del pozo.
- b. Etapa de producción normal.
- c. Etapa de producción reducida.
- d. Etapa de cierre del pozo.

La etapa de limpieza del pozo consiste en verificar que el fluido producido no contenga residuos de las sustancias utilizadas durante la perforación, la terminación y, en su caso la estimulación. Se recomienda que se deje fluir el pozo un tiempo adicional, después de haber terminado el periodo de limpieza.

La etapa de producción normal consiste en que una vez limpio el pozo se hace fluir el separador, a través de un estrangulador hasta que se estabilice; una vez que el pozo está estabilizado se medirá cuidadosamente su producción y se tomara un registro de presión de fondo fluyendo.

En la etapa de la producción reducida es necesario que el pozo fluya sucesivamente a través de varios estranguladores de diámetro cada vez más reducidos, midiendo su producción y registrando su presión de fondo, hasta que el pozo se haya estabilizado para cada estrangulador, originando que la cantidad de gas libre dentro del yacimiento disminuya, con lo cual la composición del petróleo que fluye al pozo, será cada vez más cercana a la del aceite original del yacimiento.

Al lograr que en los 2 o 3 últimos estranguladores el valor de la RGA prácticamente no cambie, será un indicativo de que el pozo ha sido acondicionado exitosamente

La etapa de cierre del pozo deberá realizarse hasta que se estabilice, con esto se lograra alcanzar el equilibrio en el pozo, hasta alcanzar la presión estática, lo cual originara que el aceite del fondo del pozo, tenga una composición prácticamente igual a la del yacimiento.

1.5.1 Periodo de muestreo

El muestreo es preferible hacerlo en la etapa inicial de la vida del yacimiento, para reducir al mínimo la liberación del gas en solución y así obtener una muestra representativa.

Se deben programar un número suficiente de muestras para obtener las propiedades promedio de los fluidos del yacimiento. Cuando la presión del yacimiento es mayor que la presión de saturación, es el momento de tomar la muestra, una vez que se perforen más pozos en el yacimiento, la presión decrece, en caso de que la presión del yacimiento sea igual a la presión de saturación, se debe de tomar las muestras tan pronto como sea posible.

1.5.2 Selección de la profundidad de muestreo

Para yacimientos de aceite saturado, como regla general, las muestras de fondo se deben tomar en el punto medio de la formación productora. Para yacimientos de aceite bajosaturado, la selección de la profundidad de muestreo es menos crítica, ya que bastará con que la presión en el punto de muestreo sea mayor que la presión de saturación del fluido.

1.5.3 Tiempo de estabilización del pozo a muestrear

No existe una regla general para predecir el tiempo de estabilización de un pozo para poder tomar las muestras de fluido. Sin embargo se ha observado que el tiempo de estabilización depende de los factores siguientes:

- De las características termodinámicas del fluido del yacimiento.
- Del volumen de los fluidos del yacimiento que está a condiciones de dos fases, como resultado de producir el pozo con una presión de fondo fluyendo menor que la presión de saturación.
- Del número de reducciones del gasto necesarios para lograr la estabilización del pozo, la cual se alcanza una vez que se mantiene constante la RGA.
- De la kh , dependiendo del valor de la permeabilidad del yacimiento
- Del daño que tenga la formación (S)

1.6 Verificación de la calidad de las muestras de fluidos utilizadas para el análisis PVT

1.6.1 Parámetros de verificación en muestra de fluidos

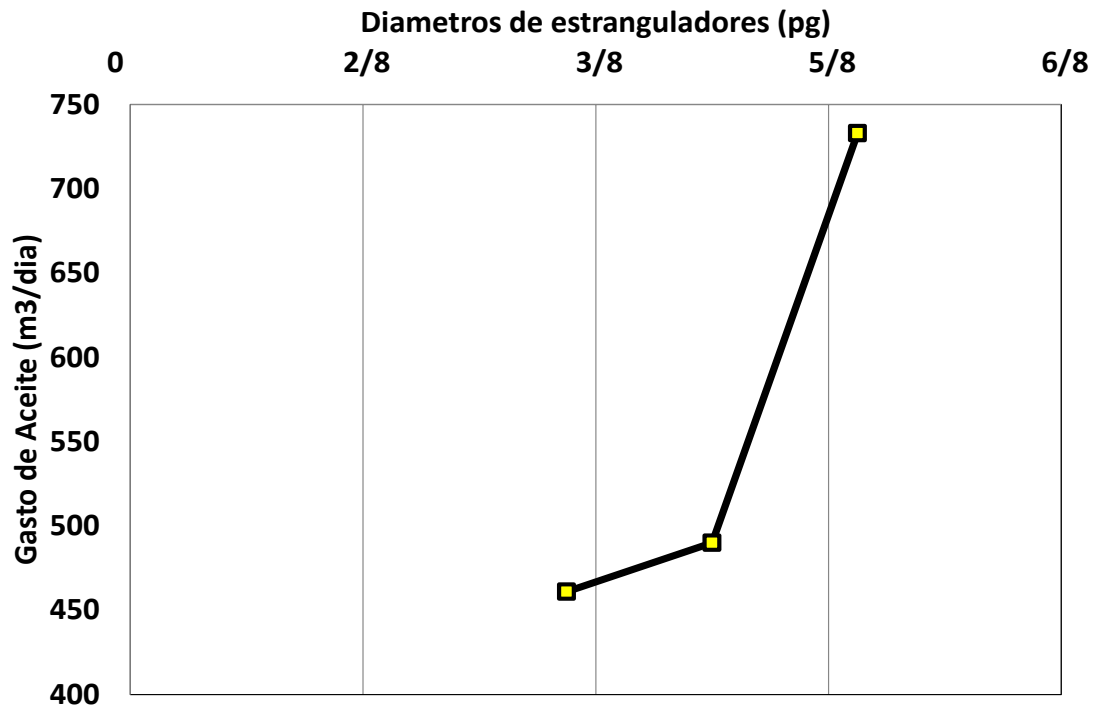
Es necesario asegurarse que las condiciones en el yacimiento, superficie y laboratorio sean las óptimas para tener muestras representativas del fluido original.

Antes del muestreo deberá efectuarse una serie de pruebas de productividad en el pozo con objeto de cuantificar la presión de fondo fluyendo a varios gastos de flujo, lo anterior permitirá seleccionar el pozo con mayor presión de fondo fluyendo a gasto estabilizado.

1.6.2 Criterios para determinar la validez del acondicionamiento del pozo.

- a) Se debe observar un incremento en los gastos de gas y de aceite con respecto al diámetro del estrangulador. Figura 1.2.
- b) La relación gas/aceite medida debe permanecer constante o mostrar una disminución apreciable en su variación, con respecto al diámetro del estrangulador (utilizar el diámetro menor).
- c) El gradiente y la densidad calculada debe estar acorde al registro de fondo cerrado y será otro punto de comparación.

Gasto Aceite vs Estranguladores



Gasto de gas vs Estranguladores

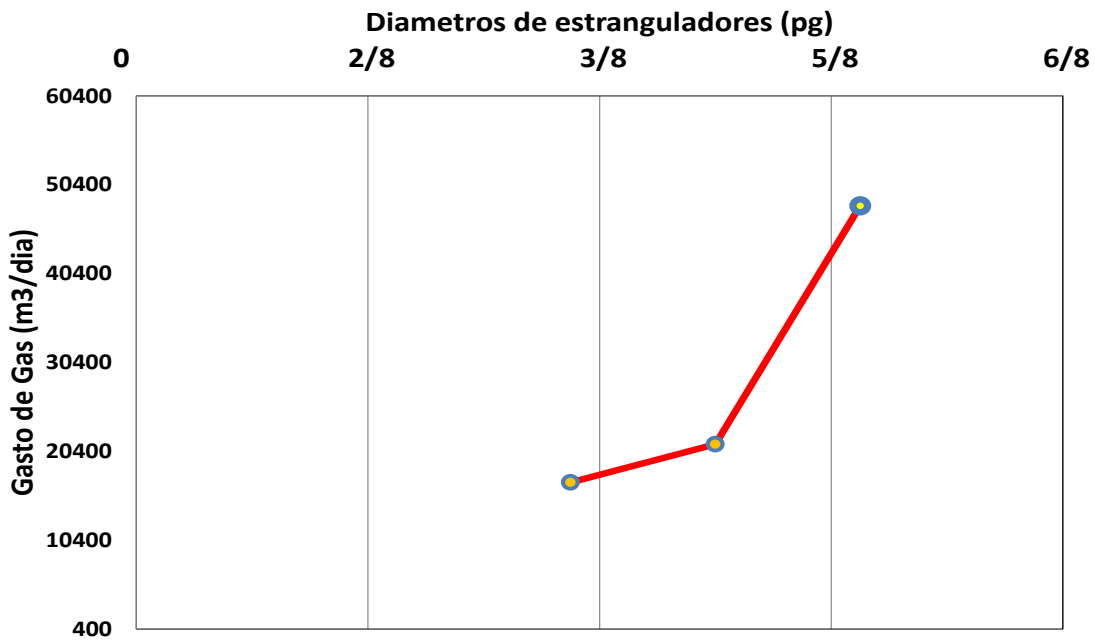


Fig. 1.2.- Comportamiento de los gastos de gas y aceite respecto al diámetro de estrangulador.

En la Figura 1.2 se hace la revisión de los gastos de aceite y de gas.- Al acondicionar un pozo se registran mediciones del gasto de aceite y de gas conforme se cambia el diámetro del estrangulador. Estos valores son graficados para determinar su comportamiento. A mayor diámetro de estrangulador deberá presentarse un incremento tanto en el gasto de gas como en el de aceite.

RGA vs estranguladores

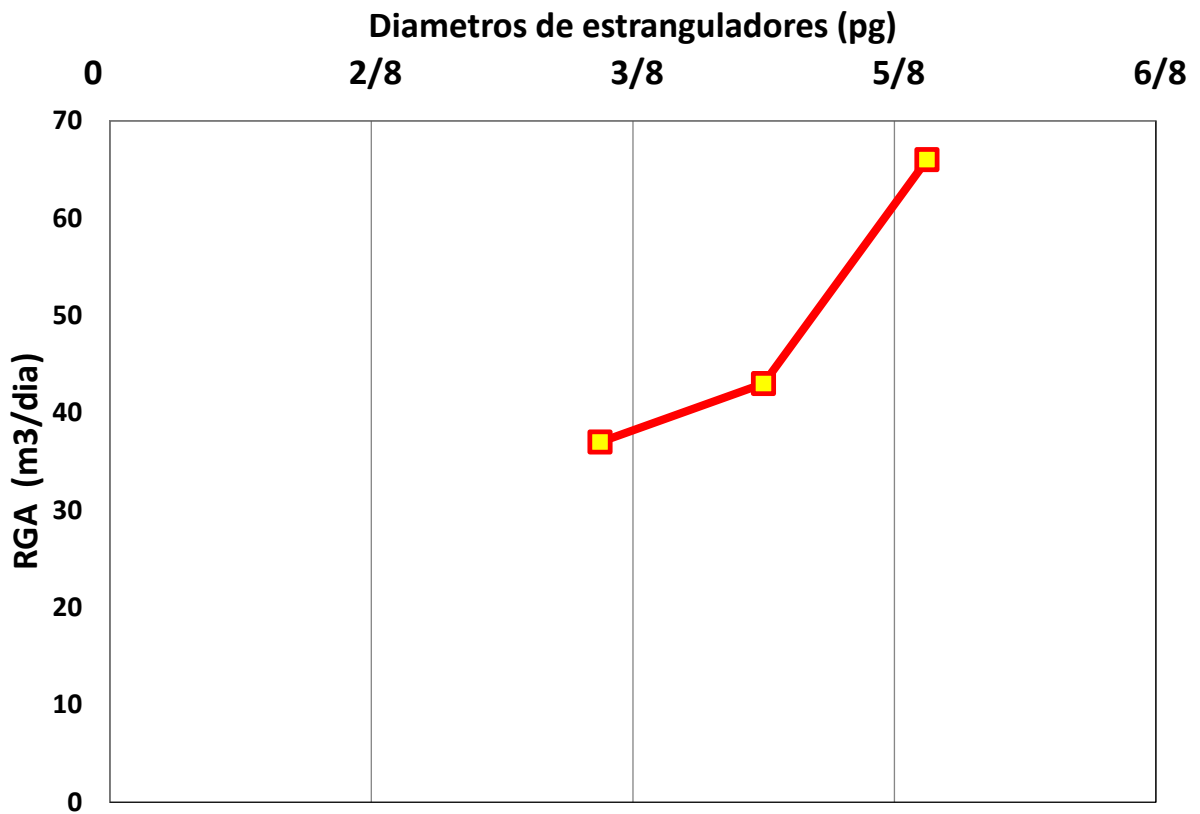


Fig. 1.3 Comparación de la relación gas/aceite con respecto al diámetro del estrangulador.

En la Figura 1.3 Para cada diámetro de estrangulador se mide la relación gas/aceite. Los valores obtenidos se grafican para observar la estabilización del pozo.

En caso de no observarse el anterior comportamiento, el pozo no se ha acondicionado

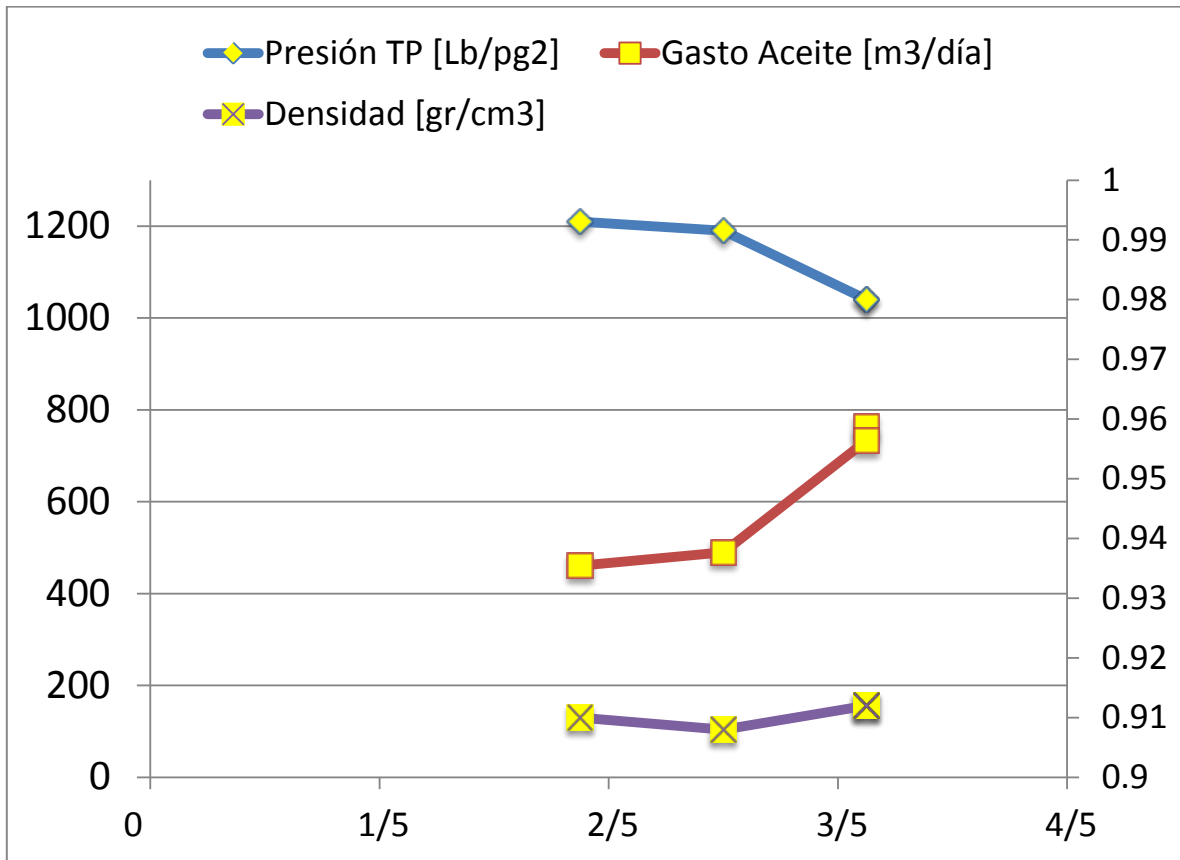


Fig. 1.4 Comportamiento RGA, gasto de aceite, presión en TP y densidad contra el diámetro del estrangulador.

En la Figura 1.4 se muestra la variación de la RGA, gasto de aceite, presión en TP y de la densidad del fluido contra los diámetros del estrangulador.

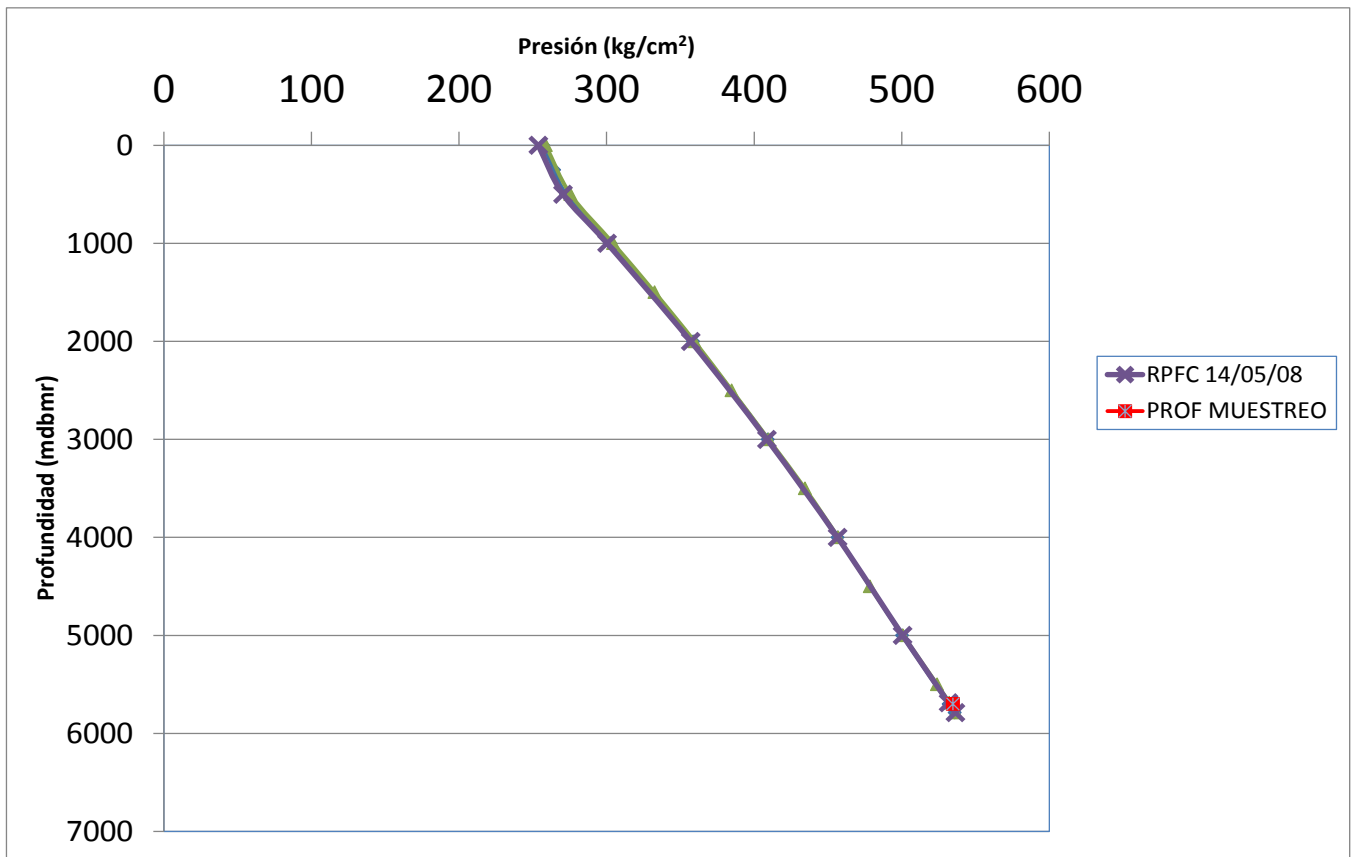


Fig. 1.5 Comportamiento de la presión (selección de profundidad de la muestra)

En la Figura 1.5 se muestra el comportamiento de los registros de presión de fondo estática, fluyente, y la profundidad de muestreo en relación con la profundidad.

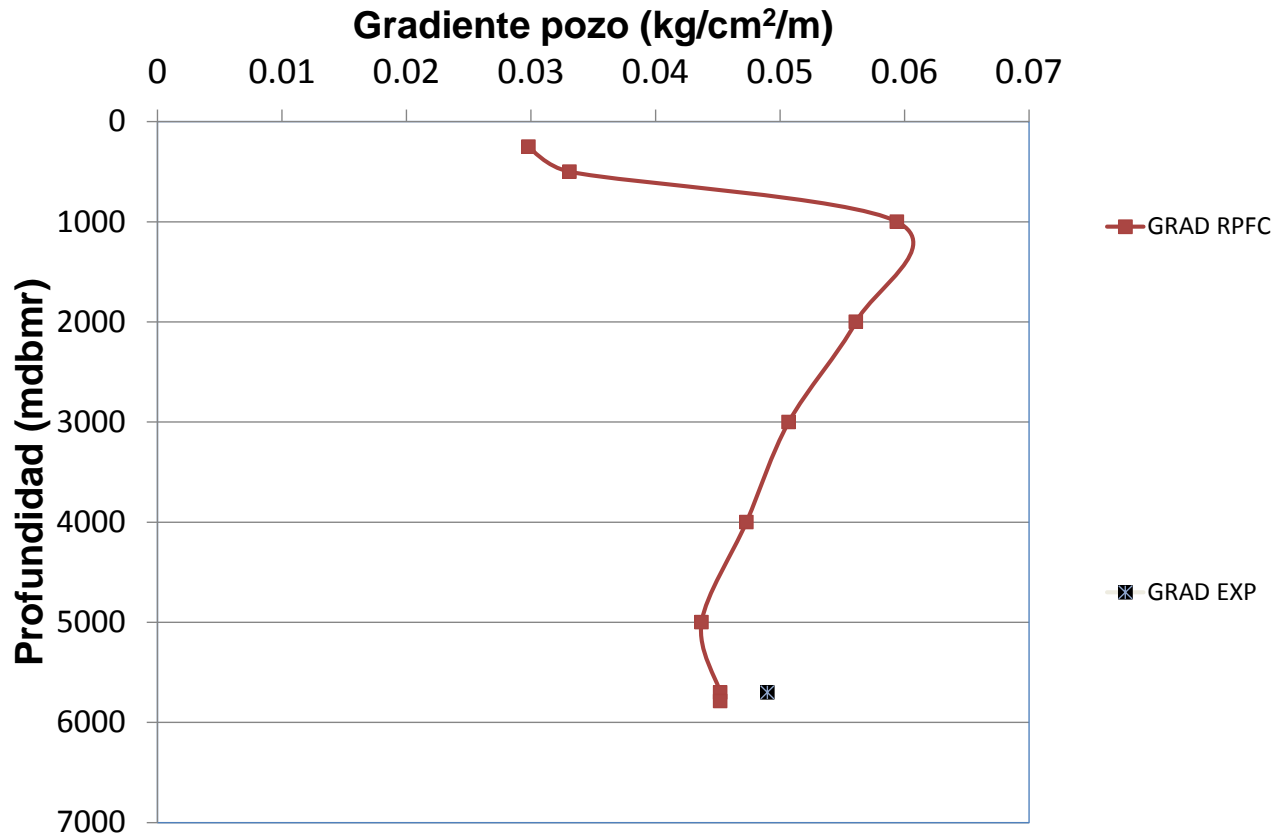


Fig. 1.6 Comportamiento del gradiente del pozo.

La Figura 1.6, Indica los cambios en el gradiente del pozo con la profundidad.

1.6.3 Revisión del registro de presiones estático y del registro de temperaturas.

1. A través del análisis del registro estático, del gradiente de presiones y del registro de temperaturas se determina si el fluido se ha recolectado en una sola fase. En la Figura 1.7 se muestra el registro estático, presión contra profundidad se observan dos pendientes; una que pertenece al fluido bajosaturado y la otra al fluido saturado. Si la profundidad del muestreo corresponde a la curva de bajosaturación, el fluido se encuentra en una sola fase, ya que, las muestras se recolectan en las cercanías del nivel de los disparos.

2. Información obtenida de los registros de presiones y temperaturas.

- a) Presión al punto de toma de muestra.
- b) Temperatura en el yacimiento para el estudio.
- c) Gradiente de presión a la profundidad del muestreo.
- d) Densidad del fluido a la profundidad del muestreo.
- e) Tipo de fluido y fase en la que se encuentra

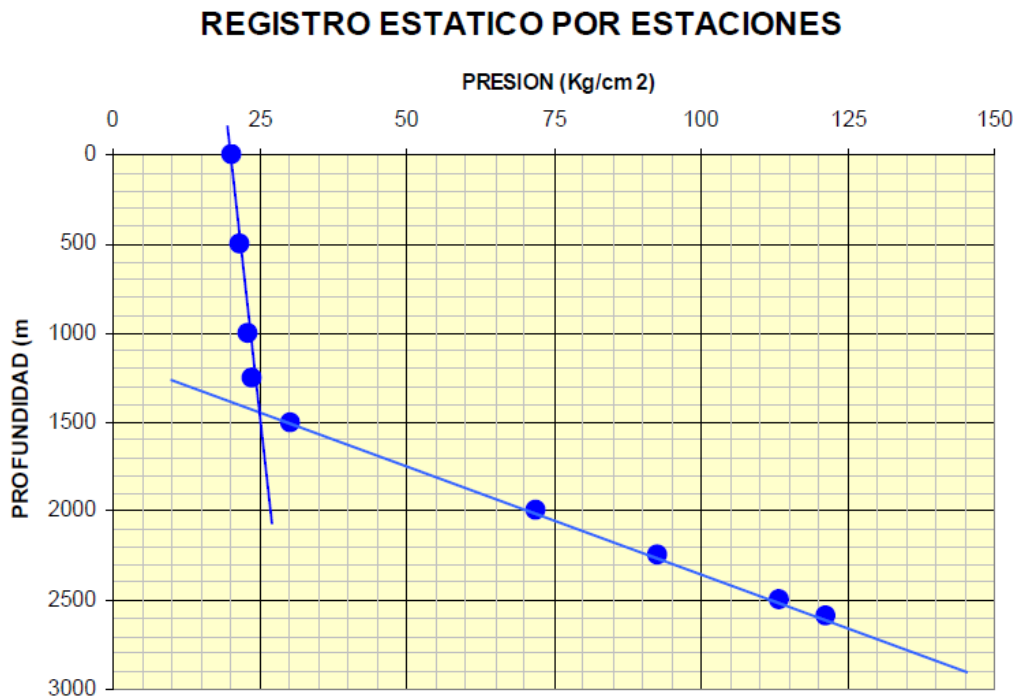


Fig. 1.7 Comportamiento de la presión con respecto a la profundidad para aceites.

REGISTRO ESTATICO POR ESTACIONES

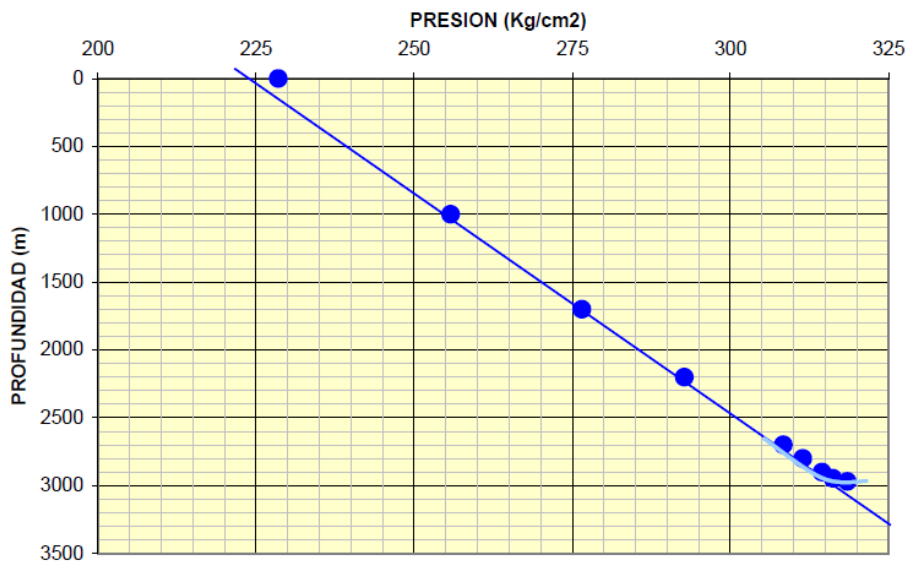


Fig. 1.8 Comportamiento de la presión con respecto a la profundidad para gas y condensado

Las Figuras 1.7 y 1.8 muestran dos ejemplos del registro estático por estaciones.

Una vez teniendo claros estos criterios mencionados es necesario verificar las condiciones de las mediciones de las muestras del pozo contra las del laboratorio:

RGA (muestra de pozo) contra RGA (laboratorio)

Densidad (muestra de pozo) contra RGA (laboratorio)

1.7 Metodología para caracterizar el fluido

I. Planeación de toma de la muestra de fluidos para análisis PVT:

Revise la disponibilidad de los datos de campo que tenga disponible.

Utilice información de campos análogos cercanos para establecer analogías y planear el muestreo de acuerdo al tipo de yacimiento y propiedades esperadas.

Calcule las propiedades del PVT de los fluidos del yacimiento a través de correlaciones en caso que el pozo sea exploratorio.

Seleccione los pozos que serán muestreados de acuerdo al comportamiento de la información: RGA, densidad, presión, propiedades del fluido, trampa, temperatura; considere el comportamiento característico por región o profundidad, para analizar si existen las variaciones de composición del fluido.

Defina el tipo yacimiento que será muestreado, para que se prepare el laboratorio y el equipo para la toma de las muestras.

Defina el tipo de muestreo (subsuelo o en superficie) que requiera realizar de acuerdo las características previamente analizadas.

Elabore un programa de muestreo detallado paso a paso de la toma de la muestra que incluya como mínimo lo siguiente:

- Características esperadas del yacimiento.
- Propiedades calculadas por correlaciones o de campo análogos.
- El equipo en campo que va a requerir considerando el espacio en la ubicación para colocarlo.
- Volumen mínimo requerido para poder analizar la muestra.
- Presión a la cual debe mantenerse el muestreo.
- Probables valores de estabilización del pozo.

II. Toma de la muestra en campo

- Lleve toda la información necesaria acerca del pozo.
- Realice el programa planeado y sea flexible de acuerdo a las condiciones que vaya presentando el pozo.

- Realice una bitácora de lo sucedido en el pozo, sin perder detalle en la operación al tomar la muestra, los cuales al analizar serán de gran importancia.
- Acondicione y estabilice el pozo realizando una prueba de producción, verifique que el pozo este fluyendo libre de agua y lodo.
- Evalúe la prueba de producción considerando RGA, P_{ff} , P_{fe} , Q_o , Q_g y densidad.
- Realice una RFC para asegurarse de la validés de la toma de la muestra.
- Utilice las gráficas especializadas para verificar la calidad de la muestra (profundidad vs presión gasto de aceite, gasto de gas, RGA, gradiente, presión).
- Verifique que la presión del yacimiento sea mayor que la presión de saturación antes de la toma de la muestra.
- Selecciones con precisión la profundidad donde será tomada la muestra.
- Verifique la presión y temperatura del muestrero al traspasar la muestra que se envía al laboratorio.

III. Análisis en el Laboratorio

- Realice la solicitud de Análisis del PVT de acuerdo al tipo de yacimiento y análisis hecho previamente.
- Seleccione un laboratorio serio y de prestigio.
- Seleccione los experimentos adecuados de acuerdo al tipo de yacimiento.
- Monitoree el avance del análisis PVT.
- Verifique los productos que le entregaran con el experimento seleccionado.

IV. Análisis y Validación de PVT

- Utilice un método adecuado para Clasificar el yacimiento (Criterios León A).
- Verifique la validés del Análisis PVT por métodos confiables.

- Utilice el método Bashbush para validar el análisis PVT.
- Utilice la ecuación de Estado Peng Robinson que valide el PVT.

Este procedimiento se muestra claramente en la Figura 1.10

1.8 Beneficios al caracterizar un fluido por medio de un PVT

- ❖ Garantiza la confiabilidad para desarrollar el campo.
- ❖ Garantiza el éxito en procesos de recuperación, comportamiento de flujo de los pozos y simulación de los yacimientos.
- ❖ Optimiza en tiempo y dinero el desarrollo de campos así como la reparación secundaria y mejorada.

1.8.1 Ventajas de tener bien definido los fluidos de hidrocarburos:

- ❖ Determinación de los fluidos producidos en función del tiempo, presión y temperatura.
- ❖ Datos de entrada para el diseño de instalaciones superficiales.
- ❖ Evaluación de los mecanismos de empuje en el yacimiento.
- ❖ El proceso de recuperación secundaria y/o mejorada juega un papel de suma importancia, ya que al tener información suficiente y confiable de un estudio PVT composicional, ayudará a evaluar las diferentes alternativas de explotación.
- ❖ Determinación de los factores de recuperación finales bajo diferentes consideraciones, mezclados con fluidos inyectados.
- ❖ Predicciones y determinación del movimiento de los fluidos y la energía que podría aportar cada uno de ellos.
- ❖ Detectar y proponer alternativas para comportamientos anómalos.

1.8.2 Los principales razones por lo cual las muestras no son confiables ni representativas son⁴:

- a) No existe un formato completo diseñado por la compañía operadora que se haya usado con continuidad y consistencia, por esta razón la falta información es pieza clave en el análisis del PVT.
- b) No se aplica procedimientos para la estabilización de los pozos antes de la toma de las muestras.
- c) No se aplican las normas para validar la muestra en campo
- d) Los elementos clave para juzgar la calidad de una muestra son la relación gas-aceite (RGA) o gas condensado de la última prueba estabilizada y la presión estática. Esta información causa fallas en la calidad de los análisis.
- e) No se recombina adecuadamente la muestra de fluidos para la recolección de superficie.
- f) Recolecta únicamente muestras de separador. Esta tendencia prejuzga la muestra. Existen suficientes criterios empíricos como el color del líquido, el RGA, el % de C_7^+ en el fluido original, el rango de gravedad $^\circ\text{API}$, el factor de volumen del aceite, para tener indicios sobre la naturaleza del aceite.
- g) Se han encontrado datos imposibles y totalmente incoherentes en los análisis y algunas veces estos han sido supuestos.
 - La observación de puntos de rocío a presiones de más de 351 kg/cm^2 (5000 lb/pg^2) es una imposibilidad física para estos yacimientos ya que en estas condiciones las fases tienen casi la misma densidad.
 - Igualmente la determinación de líquido retrógrado no tendría validez.

- Se han reportado presiones de saturación de un aceite en equilibrio con una capa de gas que son inferiores en miles de lb/pg^2 a la presión reportada para el yacimiento.
 - Hay datos de condensación de líquido retrogrado tan bajos que son menores del error experimental esperando para el tipo de equipo utilizado.
 - Muchas veces en los datos de los experimentos de agotamiento a volumen constante, se encuentran valores inconsistentes como por ejemplo, composición del gas a la presión de rocío con valores mayores a la presión del yacimiento. Esto es resultado de un proceso de cálculo realizado por un técnico no debidamente informado ni supervisado.
- h) La determinación de una presión de saturación a altas presiones y temperaturas no es factible visualmente con los equipos que se tienen disponibles. Estas determinaciones son difíciles con los métodos de expansión, debido a que la compresibilidad total varía muy lentamente por la cercanía de las densidades de las dos fases. Solamente los cálculos teóricos pueden y deben confirmar estos datos en estas situaciones.
- i) En los valores de RGA con gastos de producción de líquidos muy pequeñas, se pierde toda confianza en la recombinación de los fluidos ya que el error inherente en las medidas de campo en estas situaciones puede ser muy grande e invalidar todo el análisis. Es precisamente aquí que la intervención directa de los ingenieros es indispensable en la realización de todas las pruebas.

Una vez analizado todo el proceso desde la planeación, toma de la muestra, acondicionamiento, calidad de la muestra hasta validación Este trabajo propone una metodología integral, la cual se podrá aplicar tanto para petróleos volátiles y condensados como para otros tipos de yacimientos con sus respectivas consideraciones. Este procedimiento será esencial en la toma de cualquier muestra de fluidos y análisis PVT, asegurando la calidad y confiabilidad en los procesos posteriores

Esta metodología se muestra en la Figura 1.10 el cual muestra claramente el flujo de trabajo para la toma de muestras de fluidos y la solicitud de análisis PVT.

En la Figura 1.11 se muestra el flujo de trabajo que se debe seguir para caracterizar integralmente el fluido en un campo.

Metodología para toma de muestra de fluido y solicitud de análisis

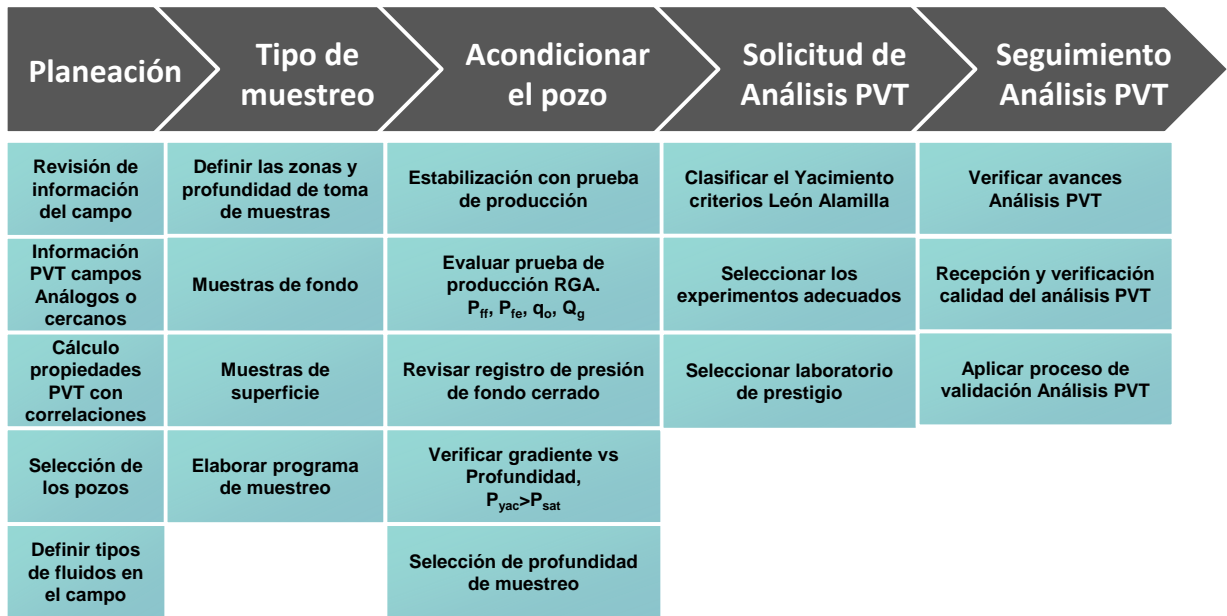


Fig. 1.9 Metodología para toma de muestras y solicitud análisis PVT

Metodología para caracterizar el fluido en un campo

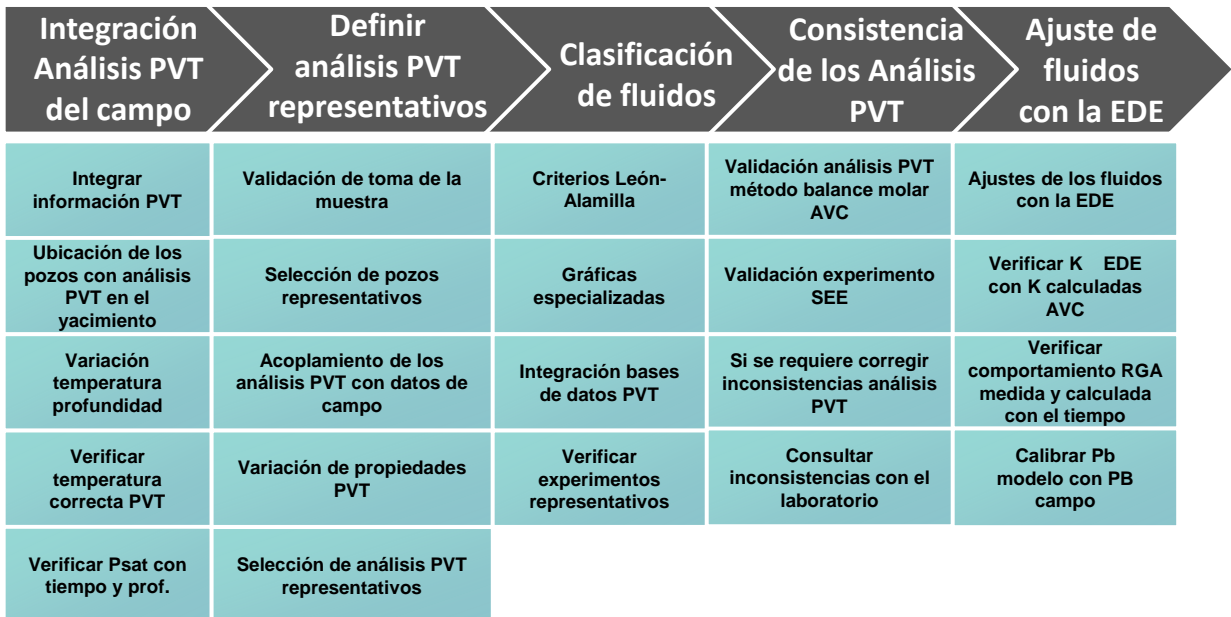


Fig. 1.10 Metodología para caracterizar fluidos en un campo

Capítulo 2

2. Clasificación de los Yacimientos para Campos en México:

2. Clasificación de los Yacimientos en México

Se revisaron los rangos de clasificación de los yacimientos que existen actualmente publicados en la literatura técnica internacional y se observó que no eran adecuados para clasificar los yacimientos de México¹, por lo cual se elaboró una nueva clasificación en la cual se modifican los rangos de clasificación publicados hasta la fecha, incorporándose un nuevo tipo de aceite que se denomina aceite ligero. De acuerdo a lo anterior la clasificación propuesta incluye el nuevo tipo de aceite quedando los yacimientos de aceite clasificados de la siguiente forma: aceite volátil, aceite ligero, y aceite negro, esta nueva propuesta de clasificación incluye no solamente los rangos de clasificación, sino también su comportamiento termodinámico a partir de gráficas especializadas.

La clasificación de los yacimientos propuesta por varios autores está basada en su diagrama de fase característico y en los rangos de propiedades de los fluidos típicas como por ejemplo el factor de volumen de aceite (B_o), relación gas aceite (RGA), contenido de la fracción C_7^+ , densidad del aceite y contenido de la fracción C_1 . En base a estos criterios los yacimientos se han clasificado de acuerdo a los fluidos que contienen en cinco tipos.

- 1).-Aceite negro
- 2).-Aceite Volátil
- 3).-Gas y Condensado
- 4).-Gas húmedo
- 5).-Gas seco

Sin embargo se ha visto que los fluidos que existen en los yacimientos de México, no son apropiadamente clasificados en especial los yacimientos de aceite, ya que existen aceites de tipo volátil, los cuales si se usan estos criterios se clasifican como de aceite negro, lo cual implica que no se tomen las medidas adecuadas desde el muestreo de los fluidos hasta el diseño de los experimentos adecuados para cada tipo de yacimientos, el no realizar los experimentos correctos va a

ocasionar serios errores desde el punto de vista de estudios de yacimientos y de instalaciones superficiales.

Esta situación motivó a que se revisarán los rangos de clasificación de fluidos publicados en la literatura técnica internacional y proponer una nueva clasificación que estuviera más adecuada a los yacimientos de México.

La clasificación de los yacimientos de acuerdo al tipo de fluidos que contienen es una tarea importante dentro de la administración de yacimientos, ya que la explotación cuidadosa de un yacimiento requiere el conocer qué tipo de fluidos contiene, esto tiene una relevancia especial para cuando los fluidos se encuentran en dos casos:

- 1) En el caso de los yacimientos que contienen fluidos de tipo crítico, los cuales se encuentran en la zona de transición entre gas y condensado y aceite volátil; para este tipo de fluidos, se requiere de un análisis detallado y definir si existen dos fases gas y líquido que estén coexistiendo en el yacimiento a condiciones iniciales para establecer la mejor estrategia de explotación del yacimiento, como por ejemplo, definir si se explota primero la zona de aceite y posteriormente la zona de gas y condensado, lo cual si no se toma en cuenta puede conducir a tener grandes diferencias con respecto a los factores de recuperación del aceite.

- 2) En el caso de los fluidos que se encuentran en la zona de transición entre aceite volátil y aceite negro, los fluidos deben de ser tratados con suma cautela, ya que si los fluidos tiene propiedades más parecidas a un aceite volátil, se debe de realizar el experimento de Agotamiento a Volumen Constante (AVC) y también el de Separación Diferencial (SD) para que se proporcionen los parámetros volumétricos (B_o , R_s , etc.) para realizar estudios de comportamiento de yacimientos, y el estudio AVC sería utilizado para hacer los estudios de simulación composicional, para el caso de que se realicen estudios de recuperación mejorada con inyección de gases.

2.1 Integración de la Información de los Análisis PVT

Se integró una base de datos con la información más representativa de los análisis PVT de fluidos de la Región Sur y de las Regiones Marinas, los fluidos se agruparon de acuerdo al tipo de fluidos existente. La Tabla 2.1, muestra un ejemplo de la información que se integró en la base de datos y se representa con fluidos característicos de cada tipo de yacimientos: a).-aceite negro, b).-aceite ligero, c).-aceite volátil y d).-gas y condensado, en la Tabla 2.1 se muestran las propiedades de los fluidos de los pozos: Pozo E, Pozo F, Pozo D y Pozo G, los cuales se agruparon de acuerdo a la clasificación propuesta en este estudio como se discutirá en las siguientes secciones.

	Gas y Condensado	Aceite Volátil	Aceite Ligero	Aceite Negro
POZO	Pozo E	Pozo F	Pozo D	Pozo G
Componente	Comp.	Comp.	Comp.	Comp.
	(% Mol)	(% Mol)	(% Mol)	(% Mol)
H ₂ S	0.170	0.000	0.635	1.030
CO ₂	2.770	1.260	1.972	1.850
N ₂	1.660	0.800	0.337	0.280
C ₁	68.540	62.140	37.997	28.840
C ₂	7.550	9.910	13.001	8.680
C ₃	3.720	4.620	7.311	6.220
iC ₄	0.860	0.890	1.201	0.960
nC ₄	1.650	1.960	3.369	3.340
iC ₅	0.780	0.830	1.003	1.210
nC ₅	0.830	0.970	1.645	1.290
C ₆	1.410	1.550	2.949	2.490
C ₇₊	10.060	15.070	28.580	43.810
Total	100.000	100.000	100.000	100.000
□C ₇ ⁺	0.824	0.826	0.8582	0.9287
PMC ₇ ⁺	184	178.78	222	315
Conc C ₂ -C ₆	16.8	20.73	30.479	24.19
Peso molecular promedio	39.0	47.0	85.0	155.7
Pi (kg/cm ²)	510.1	803.1	369.7	185.2
Temp yac (°C)	134.4	156.8	138.0	97.2
Profundidad (mbnm)	4600	4893	3985	2300
Pb / Pr (kg/cm ²)	454.3	357.2	235.0	150.8
Bob (m ³ /m ³) / Zg @ Pb	1.260	3.068	1.776	1.320
Rsb (m ³ /m ³) / (% cond max)	30.0	542.0	214.5	87.6
□ _b @ Pb / □ _g @ Pr (gr/cm ³)	0.402	0.428	0.612	0.790
μ _o @ Pb / μ _g @ Pr (cp)	0.062	0.270	0.269	2.320
RGA (m ³ /m ³)	752.9	538.0	214.0	72.1
ro @ ce (gr/cm ³)	0.808	0.813	0.867	0.912
Grav esp. aceite @ c.e. (°API)	43.7	42.5	31.7	23.6

Tabla 2.1 Información Importante de Fluidos Característicos

2.2 Criterios de Clasificación Existentes

Existen varios criterios de clasificación de los autores Méndez²⁴, Pérez Herrera²⁸, McCain²², Moses²⁵ y Cronquist¹⁰, los cuales se revisaron y se utilizaron para clasificar los yacimientos de México, en las Tablas 2.2, 2.3, y 2.4 se presenta la comparación de los rangos de clasificación de algunos parámetros representativos como:

- a).- Factor de volumen del aceite @ P_b
- b).- Relación gas aceite
- c).- Densidad del aceite
- d).-Contenido de la fracción C_7^+
- e).-Contenido de la fracción C_1
- f).-Contenido de las fracciones $C_2 - C_6$.

Como se puede observar, los rangos de clasificación en algunos casos son contrastantes como por ejemplo en el comportamiento de la RGA, Méndez da un límite menor de $200 \text{ m}^3/\text{m}^3$ para aceite negro, mientras que McCain establece que un valor menor de $356 \text{ m}^3/\text{m}^3$ sería un yacimiento de aceite negro, igualmente en el caso de la RGA para aceite volátil, Méndez propone un rango entre 200 a $1000 \text{ m}^3/\text{m}^3$ y McCain 356 a $587 \text{ m}^3/\text{m}^3$, estas diferencias en las propiedades del aceite hacen muy difícil la clasificación de los fluidos y pueden ocasionar errores importantes desde el muestreo de los fluidos, diseño de los experimentos apropiados para cada tipo de yacimiento, cálculo de las reservas, hasta desviaciones importantes en los pronósticos de la simulación numérica del yacimiento.

ACEITE NEGRO				
Propiedad	Méndez ¹	Pérez H. ²	McCain ³	Moses ⁴
Factor de volumen del aceite (B_o , m ³ /m ³)	< 2.0		< 2.0	< 2.0
Relación gas aceite (RGA, m ³ /m ³)	< 200	20 - 150	< 356	< 356
Densidad del aceite (gr/cm ³)	> 0.85		> 0.80	> 0.80
Densidad del aceite (°API)	< 34.9		< 45	< 45
Contenido de la fracción C ₇₊ (%)	> 20	36 - 48	> 20	
Contenido de la fracción C ₁ (%)		13 - 34		
Contenido C ₂ - C ₆		17 - 34		

Tabla 2.2 Comparación de los Criterios de Clasificación Propuestos por Varios Autores para Aceite Negro.

ACEITE VOLÁTIL					
Propiedad	Méndez ¹	Pérez H. ²	McCain ³	Moses* ⁴	Cronquist ⁵
Factor de volumen del aceite (B_o , m ³ /m ³)	> 2.0		> 2.0	> 2.0	> 1.75
Relación gas aceite (RGA, m ³ /m ³)	200 - 1000	150 - 600	356 - 587	356 - 534	267 - 623
Densidad del aceite (gr/cm ³)	0.75 - 0.85		< 0.83	< 0.8	< 0.83
Densidad del aceite (°API)	35 - 49.9		> 40	> 40	> 40
Contenido de la fracción C ₇₊ (%)	12.5 - 25.0	12 - 21	12.5 - 20	12.5 - 22	> 11
Contenido de la fracción C ₁ (%)		38 - 62		> 35	
Contenido C ₂ - C ₆		11 - 32			

* Se les denomina yacimientos cercanos al punto crítico

Tabla 2.3 Comparación de los Criterios de Clasificación Propuestos por Varios Autores para Aceite Volátil.

GAS Y CONDENSADO					
Propiedad	Méndez ¹	Pérez H. ²	McCain ³	Moses ⁴	Cronquist ⁵
Factor de volumen del aceite (B_o , m^3/m^3)					
Relación gas aceite (RGA, m^3/m^3)	500 - 15000	500 - 9000	356 - 587	534 - 26716	> 623
Densidad del aceite (gr/cm^3)	0.75 - 0.80		.74 - 0.83	0.74 - 0.83	
Densidad del aceite ($^{\circ}$ API)	45 - 57.1		40 - 60	40 - 60	
Contenido de la fracción C_{7+} (%)	3- 12.5	0 - 14	1 - 12.5	< 12.5	< 11
Contenido de la fracción C_1 (%)		62 - 88			
Contenido $C_2 - C_6$		10 - 24			

Tabla 2.4 Comparación de los Criterios de Clasificación Propuestos por Varios Autores para Gas y Condensado.

Para tratar de aclarar esta situación, se clasificaron los fluidos de acuerdo a los parámetros de cada fluido y se utilizaron los criterios de la referencias 24, 28, 22 y 25; no se utilizó la referencia 10 ya que no presenta rangos para aceite negro, se utilizó información de los pozos: Pozo A, Pozo B, Pozo C y Pozo D que se muestra en la Tabla 2.5, y se obtuvieron los resultados que se presentan en la Tabla 2.6, se puede observar que en algunos casos solamente una propiedad clasifica a los fluidos como aceite volátil y las demás como aceite negro.

Propiedad	Pozo A	Pozo B	Pozo C	Pozo D
Factor de volumen del aceite (B_o , m^3/m^3)	2.123	2.106	1.948	1.776
Relación gas aceite (RGA, m^3/m^3)	244	218.4	369	214
Densidad del aceite (gr/cm^3)	0.8247	0.8380	0.8549	0.8671
Densidad del aceite ($^{\circ}$ API)	38.0	37.4	34.0	31.7
Contenido de la fracción C_{7+} (%)	22.96	28.03	25.44	28.58
Contenido de la fracción C_1 (%)	47.21	41.17	48.05	38.00
Contenido $C_2 - C_6$	25.47	28.03	22.14	30.479

Tabla 2.5 Información General de los Análisis PVT Utilizados para Clasificar los Fluidos.

En el caso de los fluidos del Pozo A presentan un Bob de $2.123 \text{ m}^3/\text{m}^3$, RGA de $244 \text{ m}^3/\text{m}^3$, densidad del aceite de $38 \text{ }^\circ\text{API}$ y contenido de C_{7+} de 22.96% , de acuerdo a los criterios aplicados solamente Méndez²⁴ lo clasifica como aceite volátil y los demás autores lo clasifican como aceite negro, es importante comentar que en algunos casos solamente una propiedad cumple con un criterio de clasificación y las demás quedan ubicadas dentro de otro tipo de fluido, como se puede apreciar en la Tabla 2.6, de acuerdo con McCain²² únicamente cumple el B_o con el requisito para clasificarlo como aceite volátil ($B_{ob} > 2.0 \text{ m}^3/\text{m}^3$), los demás parámetros corresponden a aceite negro.

CLASIFICACION DIVERSOS AUTORES				
Propiedad	Pozo A	Pozo B	Pozo C	Pozo D
Méndez ²⁴	Aceite Volátil	Aceite Volátil	Aceite Negro	Aceite Negro
Pérez H. ²⁸	Aceite Negro	Aceite Negro	Aceite Volátil	Aceite Negro
McCain ²⁰	Aceite Negro	Aceite Negro	Aceite Negro	Aceite Negro
Moses ²⁵	Aceite Negro	Aceite Negro	Aceite Negro	Aceite Negro

Tabla 2.6 Resultados de la Clasificación de los Fluidos de Acuerdo a los Diversos

Los fluidos del Pozo C, presentan un B_{ob} de $1.948 \text{ m}^3/\text{m}^3$, RGA de $369 \text{ m}^3/\text{m}^3$, densidad del aceite de $34 \text{ }^\circ\text{API}$ y contenido de C_{7+} de 25.44% , de acuerdo a los criterios aplicados todos los autores lo clasifican como aceite negro, es importante comentar que en este caso solamente una propiedad cumple con un criterio de clasificación y las demás las clasifica como otro tipo de fluido, como se puede apreciar en la Tabla 2.6, de acuerdo con McCain²² únicamente cumple la RGA con

el requisito para clasificarlo como aceite volátil ($RGA > 369.0 \text{ m}^3/\text{m}^3$), los demás parámetros corresponden a aceite negro.

Es particularmente interesante mencionar el caso de los fluidos del Pozo B, el cual presenta un B_{ob} de $2.106 \text{ m}^3/\text{m}^3$, una RGA de $218 \text{ m}^3/\text{m}^3$, densidad del aceite de $37.4 \text{ }^\circ\text{API}$ y contenido de C_7^+ de 28.03% , de acuerdo a los criterios aplicados solamente Méndez²⁴ lo clasifica como aceite volátil y los demás autores lo clasifican como aceite negro, en este caso solamente el B_{ob} ($B_{ob} > 2.0$) cumple con el criterio de clasificación como aceite volátil de acuerdo con McCain²² y los demás parámetros lo clasifican aceite negro.

Con respecto a los fluidos del Pozo D, tienen un B_{ob} de $1.776 \text{ m}^3/\text{m}^3$, una RGA de $214 \text{ m}^3/\text{m}^3$, densidad del aceite de $31 \text{ }^\circ\text{API}$ y contenido de C_7^+ de 28.58% , en este caso todos los criterios aplicados lo clasifican como aceite negro, en este caso solamente la RGA ($RGA > 200 \text{ m}^3/\text{m}^3$) cumple con el criterio de clasificación como aceite volátil de acuerdo con Méndez²⁴ y los demás parámetros lo clasifican aceite negro.

Es muy importante utilizar gráficas para visualizar el comportamiento de los fluidos de acuerdo a los diversos criterios de clasificación, en las Figuras 2.1 y 2.2 se presenta la clasificación de los fluidos del Pozo A, de acuerdo a las referencias 24 y 22.

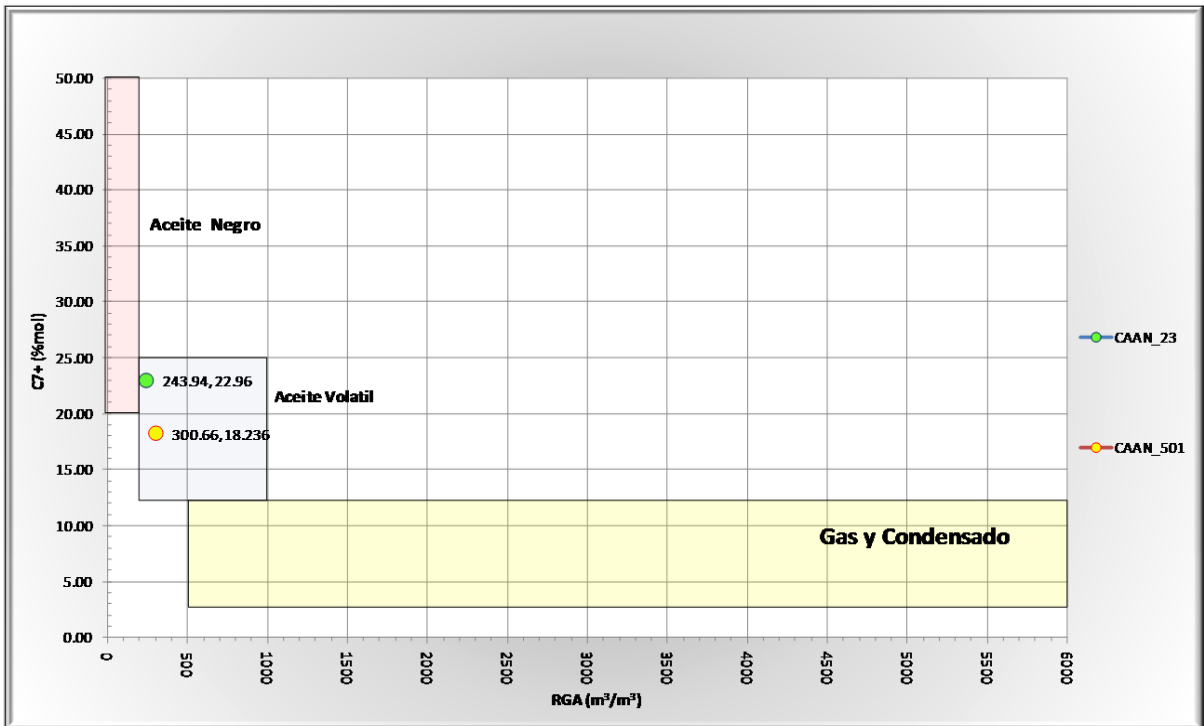


Fig. 2.1 Comportamiento de la RGA con la Fracción C_{7+} , para clasificar de los fluidos del Pozo A, de acuerdo a Méndez.

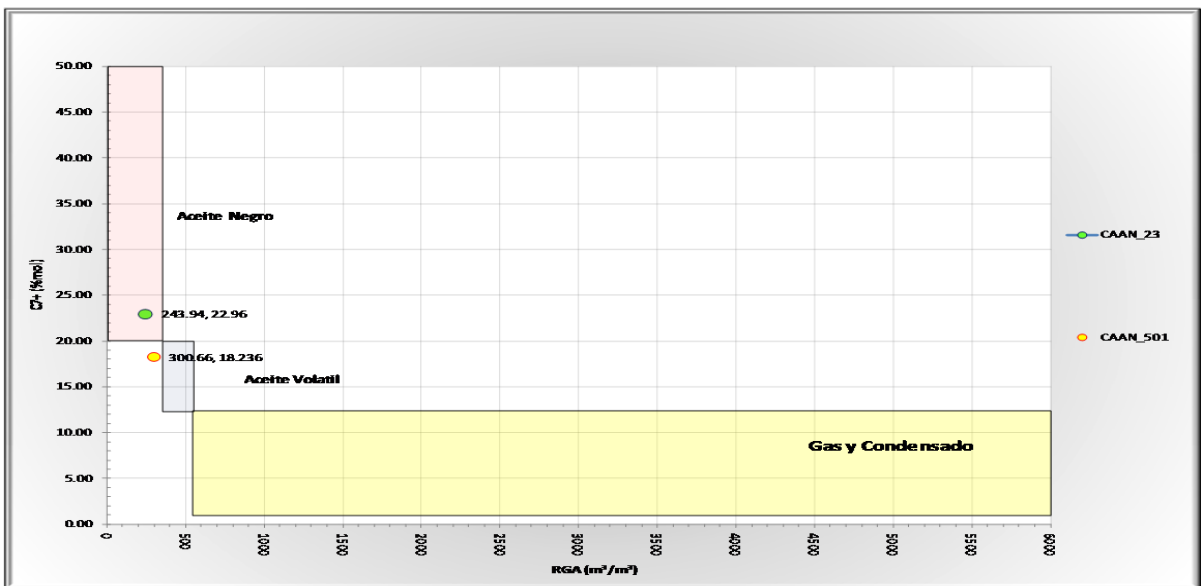


Fig. 2.2 Comportamiento de la RGA con la Fracción C_{7+} , para clasificar de los fluidos del Pozo A, de acuerdo a McCain.

Los criterios de clasificación deben de ser claros para que desde la toma de las muestras y el diseño de los experimentos de laboratorio sea adecuadamente realizado de acuerdo al tipo de fluidos de cada yacimiento. Cabe aclarar que algunos laboratorios utilizan los criterios de clasificación de McCain²² por ser los más reconocidos, sin embargo como se comentó anteriormente no son los más adecuados para clasificar los yacimientos de México, ya que algunos fluidos con comportamiento de aceite volátil se clasifican como de aceite negro, y solamente se realiza el experimento de separación diferencial convencional (SD) el cual es utilizado para aceites negros únicamente, utilizando este experimento se realizan los estudios de caracterización de fluidos con la ecuación de estado lo cual implica errores fuertes del comportamiento de los fluidos en los estudios de simulación de yacimientos.

Con respecto a este punto cabe aclarar que en los yacimientos con fluidos de tipo volátil es requisito indispensable realizar el estudio de agotamiento a volumen constante (AVC), el cual debe de utilizarse para los estudios de caracterización de fluidos con la ecuación de estado.

En la mayoría de los laboratorios cuando se realiza el AVC no se reportan los parámetros requeridos (B_o , R_s , B_t , etc.) para realizar estudios de balance de materia por lo cual se puede solicitar que se realice el experimento de SD, para contar con estos valores experimentales, sin embargo, si se trata de yacimientos con aceite de tipo volátil, se deberán hacer estudios de balance de materia composicionales. Con respecto a este punto es conveniente aclarar que el laboratorio del IMP realiza el experimento de separación diferencial a volumen constante (SDVC), el cual es en realidad el experimento AVC, y es el único laboratorio a nivel mundial que reporta los parámetros volumétricos (B_o , R_s , B_t , etc.) para los estudios de balance de materia utilizando el experimento AVC, en los demás laboratorios debe de solicitarse que se realice adicionalmente el experimento de separación diferencial.

2.3 Nueva Clasificación Propuesta para los Yacimientos de México¹

Como se comentó anteriormente, los criterios utilizados para clasificar los fluidos no son adecuados para clasificar los yacimientos de nuestro país, por lo cual de acuerdo a una revisión del comportamiento de los fluidos de las Regiones Sur y Marinas, se observó que era necesario ampliar los rangos de clasificación de aceite volátil de cuanto a la RGA, B_o , ρ_o , °API, porcentaje de la fracción C_{7+} y además incluir dentro de los criterios de clasificación el porcentaje del componente metano (C_1) y de la fracción $C_2 - C_6$ como se propone por Pérez H²⁸. Además, era necesario incluir un nuevo tipo de aceites que quedaban en la zona de transición entre aceite negro y aceite volátil, los cuales no quedaban debidamente clasificados y se les denominó como aceites ligeros, los nuevos rangos de clasificación se presentan en la Tabla 2.7.

CRITERIOS PROPUESTOS				
Propiedad	Aceite Negro	Aceite Ligero	Aceite Volátil	Gas y Condensado
Factor de volumen del aceite (B_o , m^3/m^3)	< 1.5	1.5 - 2.0	> 2.0	
Relación gas aceite (RGA, m^3/m^3)	< 130	130 - 200	200 - 550	550 - 10000
Densidad del aceite (gr/cm^3)	0.865	0.834- 0.865	< 0.834	0.731 -0.815
Densidad del aceite (°API)	< 32	32 - 38	> 38	42 - 62
Contenido de la fracción C_{7+} (%)	> 35	25 - 35	12.7 - 25	1 - 12.7
Contenido de la fracción C_1 (%)	< 44	32 - 44	44 - 64	> 64
Contenido $C_2 - C_6$	16 - 28	22 - 32	20 - 28	< 20

Tabla 2.7 Nuevos Criterios para la Clasificación de Fluidos

Se aplicó la nueva clasificación a los fluidos de los pozos: Pozo A, Pozo B, Pozo C y Pozo D, y quedaron clasificados de la siguiente manera aceite Volátil, para Pozo A y los demás fluidos quedaron como aceite ligero, Tabla 2.8, como se observa

los fluidos quedaron clasificados de una mejor forma. Los fluidos que quedan clasificados como aceite ligero su comportamiento es más parecido desde el punto de vista termodinámico a los fluidos de aceite volátil, por lo cual se recomienda realizar el experimento de agotamiento a volumen constante (AVC) para realizar los estudios de simulación composicional, y además solicitar el experimento de separación diferencial (SD) para obtener los parámetros requeridos para estudios de balance de materia.

CLASIFICACION DE FLUIDOS NUEVA PROPUESTA			
Propiedad	Aceite Volátil	Aceite Ligero	Aceite Negro
Pozo A			
Pozo B			
Pozo C			
Pozo D			

Tabla 2.8 Resultados de la Clasificación de los Fluidos de Acuerdo a la Nueva Propuesta

Los nuevos criterios de clasificación propuestos se pueden visualizar mejor mediante una gráfica que muestre el comportamiento de la RGA contra el contenido de la fracción C_7^+ , como se observa en la Figura 2.3, en la cual se clasificaron los fluidos del Pozo A y se observa que queda en la zona de aceite volátil lo cual es correcto. Otra gráfica especializada para clasificar los fluidos es la Figura 2.4 la cual indica un comportamiento de la presión de rocío o presión de burbuja contra la fracción C_7^+ , en esta Figura se observa que el contenido de la fracción C_7^+ va aumentando conforme los pozos pasan desde gas y condensado hasta aceite negro, y la presión de saturación para los tipos de aceite tiende a disminuir, de manera general se observa que los fluidos de gas y condensado tienen altas presiones de rocío.

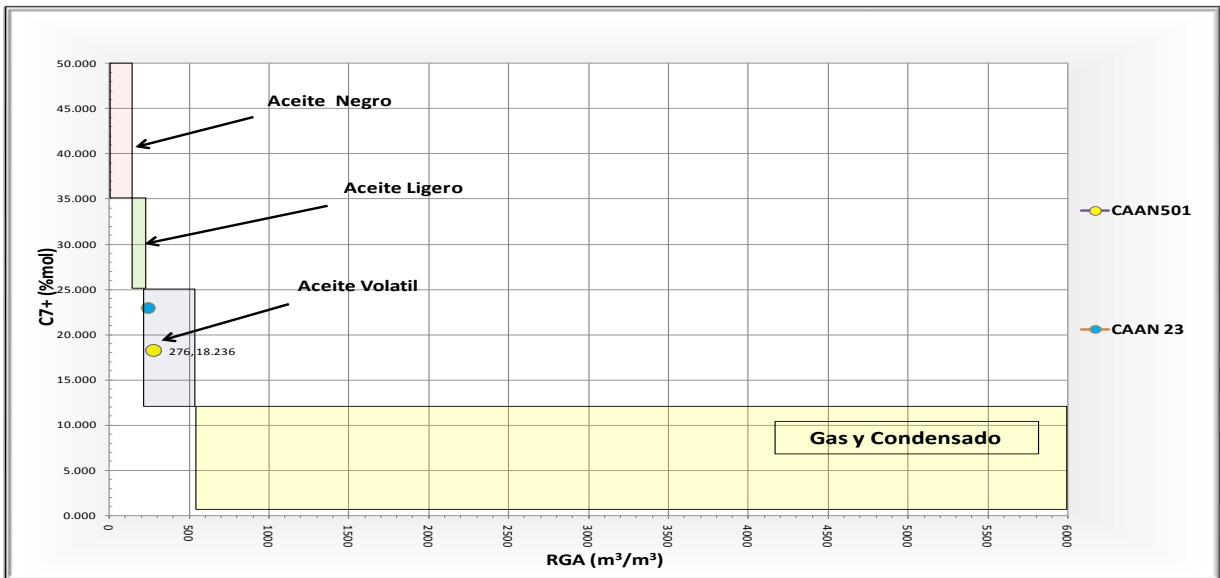


Fig. 2.3 Comportamiento de la relación gas aceite con la fracción C_{7+} , se ubican las regiones de aceite negro, aceite ligero, aceite volátil y gas y condensado.

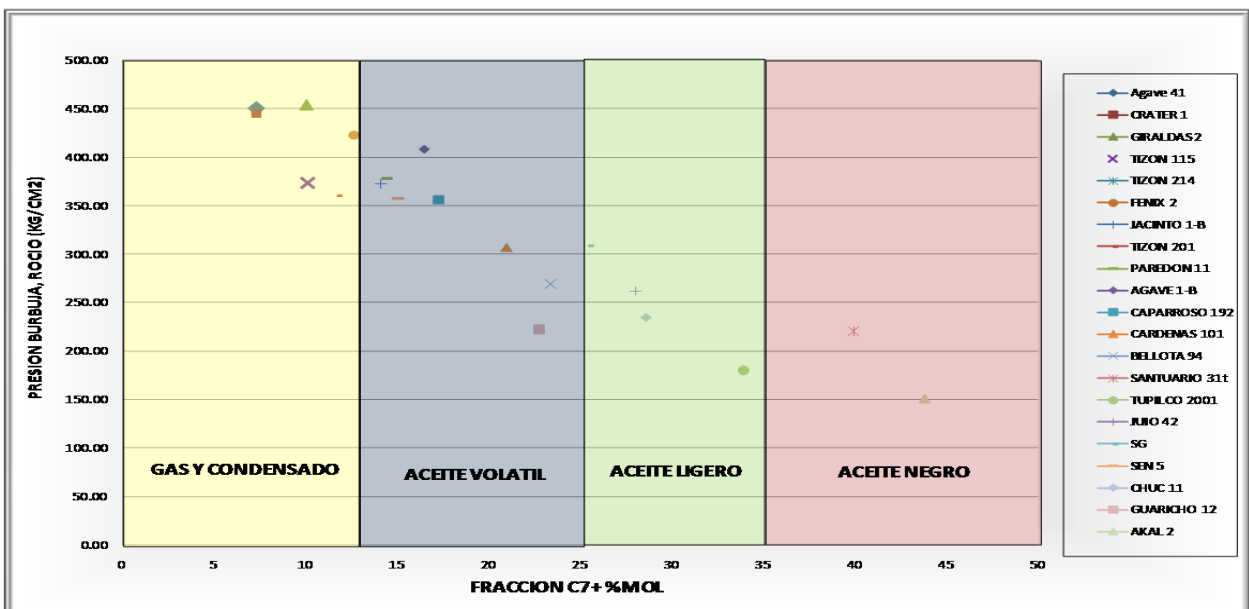


Fig. 2.4 Presión de saturación contra la fracción C_{7+} , se ubican las regiones de aceite negro, aceite ligero, aceite volátil y gas y condensado.

La Figura 2.5, muestra el comportamiento de la presión de saturación (presión de burbuja o de rocío) contra el peso molecular promedio de la mezcla de hidrocarburos, se puede observar las zonas de gas y condensado y aceite volátil

que indica que un peso molecular mayor a 44 gr/gr-mol es indicativo que se trata de un aceite volátil. La Figura 2.6, muestra el comportamiento de la presión de saturación (presión de burbuja o de rocío) contra el contenido $C_2 - C_6$ de la mezcla de hidrocarburos, en este caso un contenido $C_2 - C_6$ mayor de 18%, indica que se trata de un fluido de aceite volátil, con respecto a esta gráfica, es importante comentar que este criterio solo se aplica para definir las zonas de gas y condensado y aceite volátil, ya que conforme se vayan haciendo los aceites más pesados el contenido de la fracción $C_2 - C_6$, tiende a incrementarse.

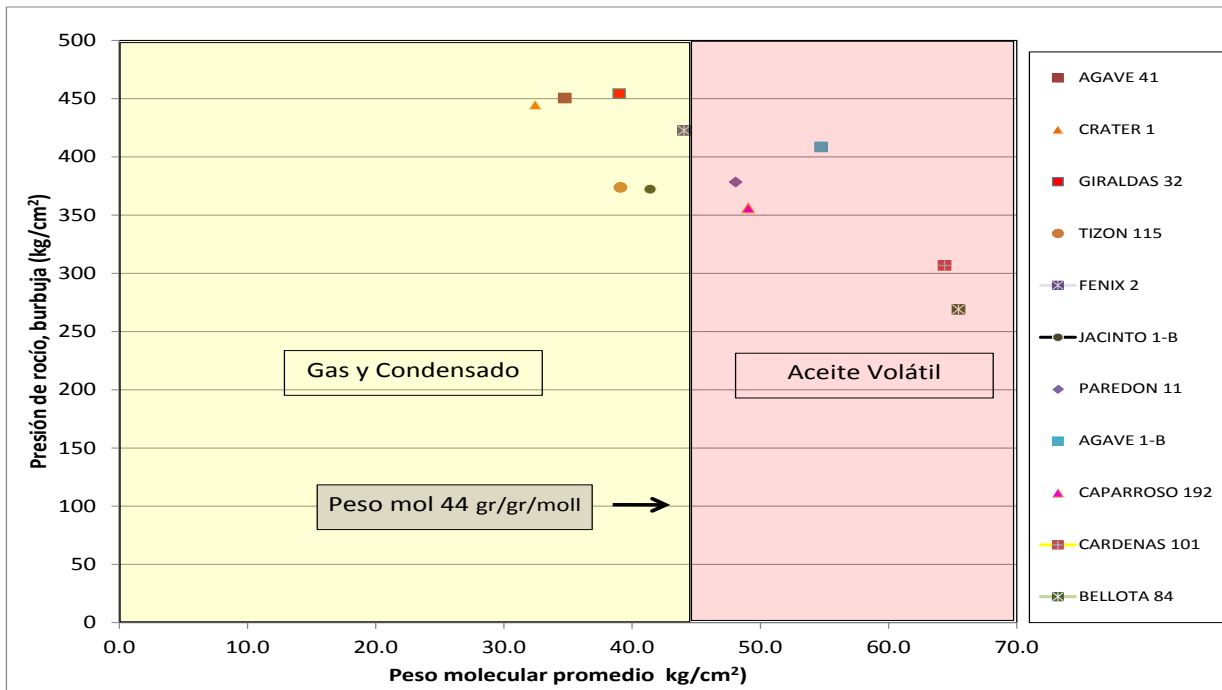


Fig. 2.5 Variación del peso molecular promedio con la presión de burbuja o de rocío. Se muestra la región de gas y condensado y aceite volátil.

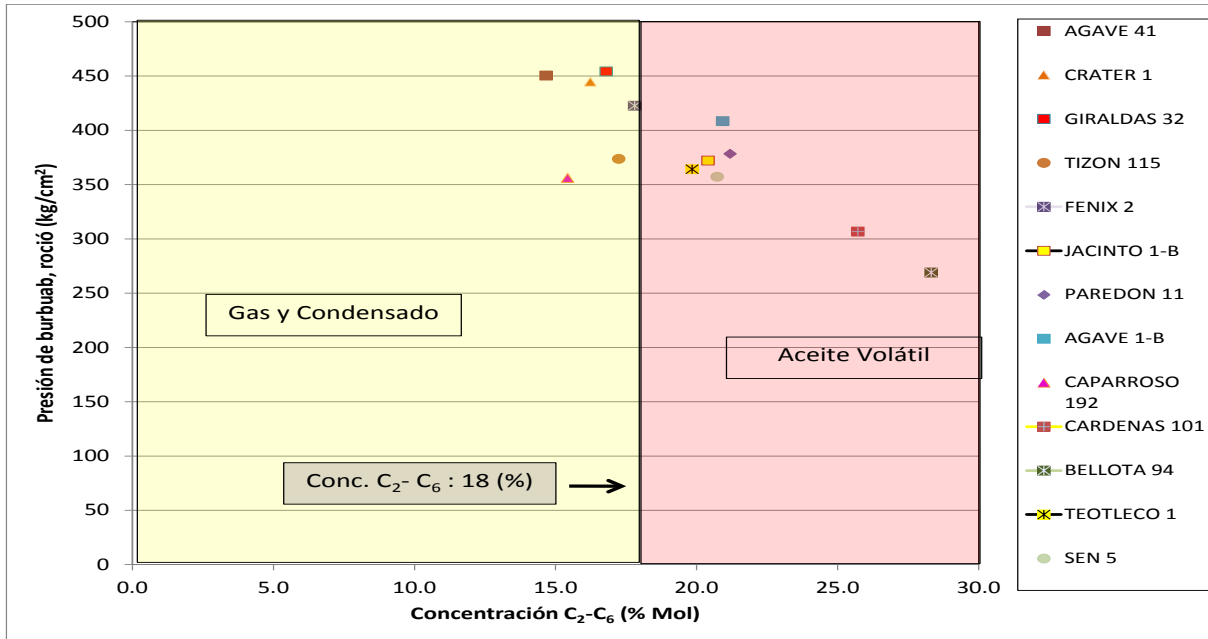


Fig. 2.6 Variación de la fracción C₂ - C₆ con la presión de burbuja o de rocío. Se muestra la región de gas y condensado y aceite volátil.

Para incorporar el comportamiento termodinámico de los fluidos a partir de la clasificación propuesta, se utilizó el método de Cronquist^{2,6}, mediante el cual se utilizan dos gráficas en las cuales se pueden comparar el comportamiento de los diversos tipos de aceite, estas gráficas son evaluar el comportamiento de la relación gas disuelto adimensional y el factor de volumen adimensional contra la presión adimensional, para construir las gráficas se utilizan las ecuaciones 2.1, 2.2 y 2.3, con este tipo de gráficas es posible evaluar el comportamiento termodinámico de los fluidos, y definir las zonas de negro, aceite ligero y aceite volátil.

$$B_{od} = \frac{B_{ob} - B_o}{B_{ob} - B_{ab}} \dots\dots\dots (2.1)$$

$$R_{pd} = \frac{R_p}{R_{sb}} \dots\dots\dots (2.2)$$

$$P_d = \frac{P}{P_b} \dots\dots\dots (2.3)$$

La Figura 2.7 muestra el comportamiento del factor de volumen adimensional contra la presión adimensional y la Figura 2.8 muestra el comportamiento de la

relación gas disuelto aceite adimensional contra la presión adimensional, en estas Figuras están representados algunos fluidos típicos de nuestro país, se puede observar que la zona de aceite negro, se ubica hacia la parte alta de las Figuras, la zona de aceite ligero en la parte central de la Figura y la parte baja se muestra el comportamiento de la zona de aceite volátil.

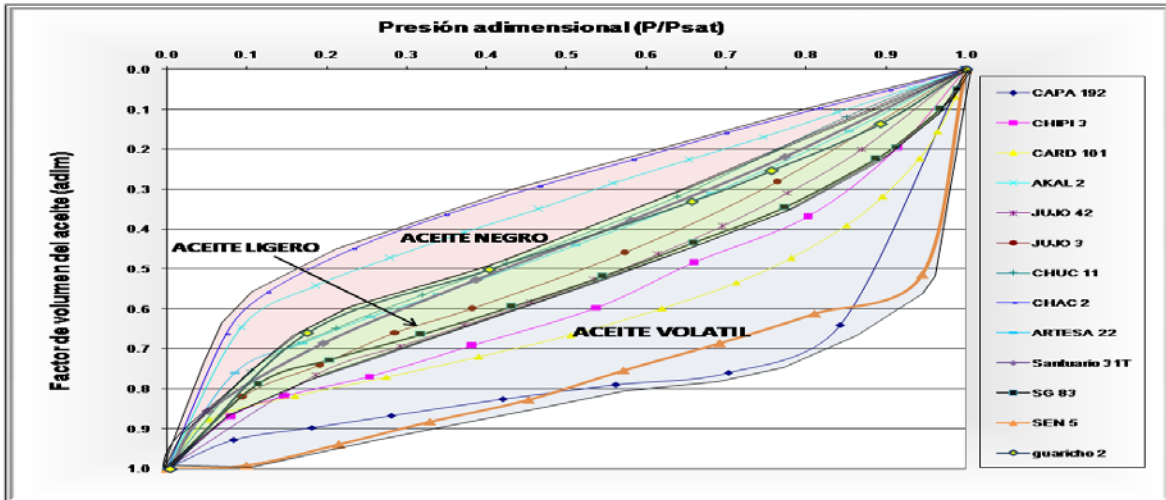


Fig. 2.7 Factor de volumen adimensional contra la presión adimensional, en esta Figura se ubican las regiones de aceite negro, aceite ligero y aceite volátil.

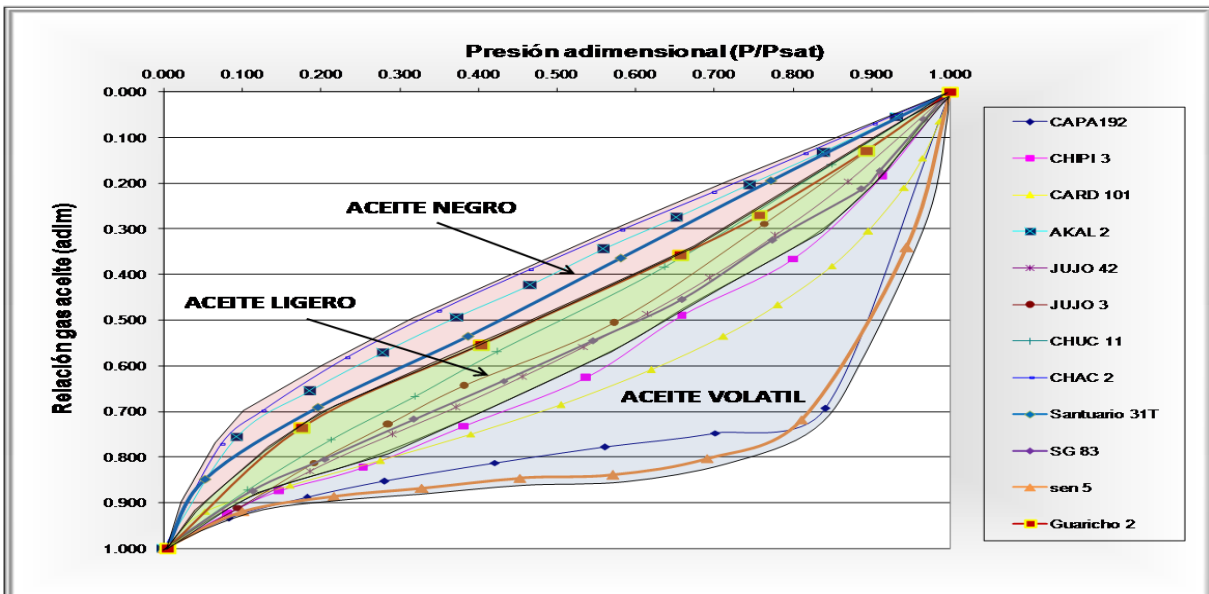


Fig. 2.8 Relación gas producida adimensional contra la presión adimensional, en esta Figura se ubican las regiones de aceite negro, aceite ligero y aceite volátil.

Una gráfica muy ilustrativa para poder clasificar los fluidos también, es la presentada en la Figura 2.9, en esta se tiene el comportamiento de la presión adimensional (ecuación 2.3) contra el volumen relativo de aceite, el cual se encuentra representado por la ecuación 2.4.

$$V_{ra} = \frac{V_a}{V_{as}} \dots\dots\dots(2.4)$$

Para construir esta Figura se utilizaron algunos fluidos típicos y el valor adicional de esta Figura es que se puede comparar el volumen relativo de aceite para los yacimientos de gas y condensado, en esta Figura se muestran la zona de aceite negro, hacia la parte alta de la Figura con aceites que tienen muy bajo encogimiento con valores entre 75 a 85 %, aceite ligero hacia la zona media de la Figura con encogimientos entre 50 a 75 % y aceite volátil con encogimiento entre 28 a 50 %, hacia la parte baja de la Figura se tiene la zona de gas y condensado, la cual indica que los fluidos de gas y condensado muy cercanos al punto crítico como el caso del campo Fénix, tienen valores de volumen relativo de aceite muy cercanos a los de aceite volátil como se puede observar su semejanza con los fluidos del pozo Paredón 11.

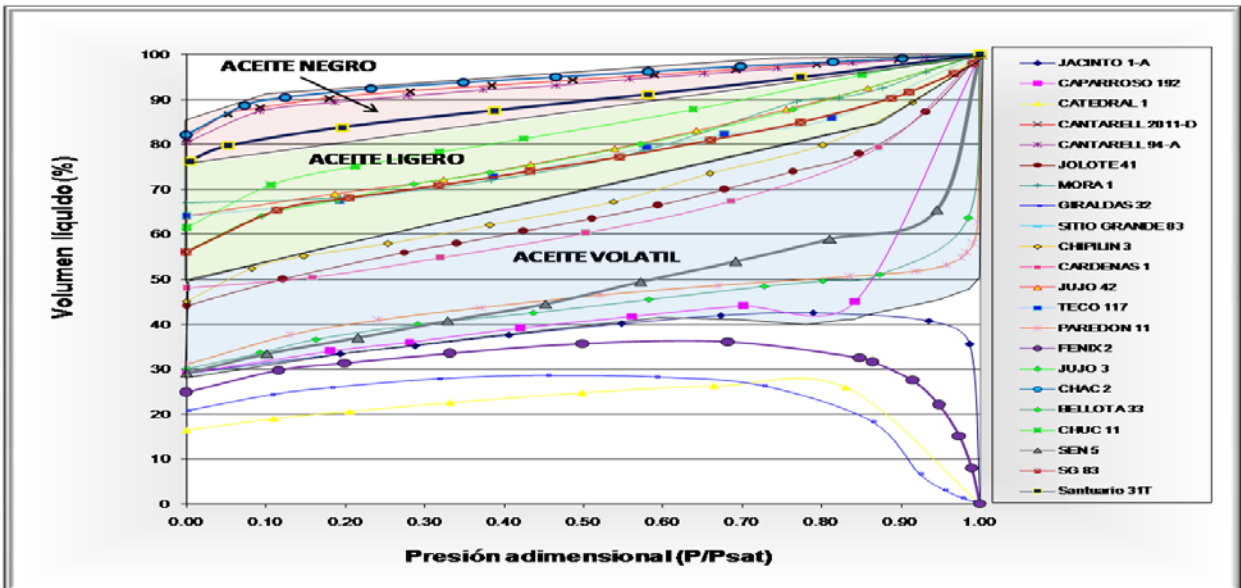


Fig. 2.9 Volumen relativo de aceite contra la presión adimensional, indicando las zonas de aceite negro, aceite ligero y aceite volátil, y gas y condensado.

Los criterios de clasificación propuestos también se pueden visualizar correctamente mediante un diagrama ternario de tres pseudocomponentes, el más ligero es por lo general el C_1 agrupado con el N_2 , los intermedios que agrupan el contenido de $C_2 - C_6$ agrupados con el CO_2 y el H_2S y la fracción C_7^+ como un tercer pseudocomponente, en la Figura 2.10, se presenta un diagrama ternario en el cual se representan las zonas de gas y condensado, aceite volátil, aceite ligero y aceite negro, en los cuales se ubicaron algunos fluidos característicos de nuestro país, cuyas propiedades se presentan en la Tabla 2.9.

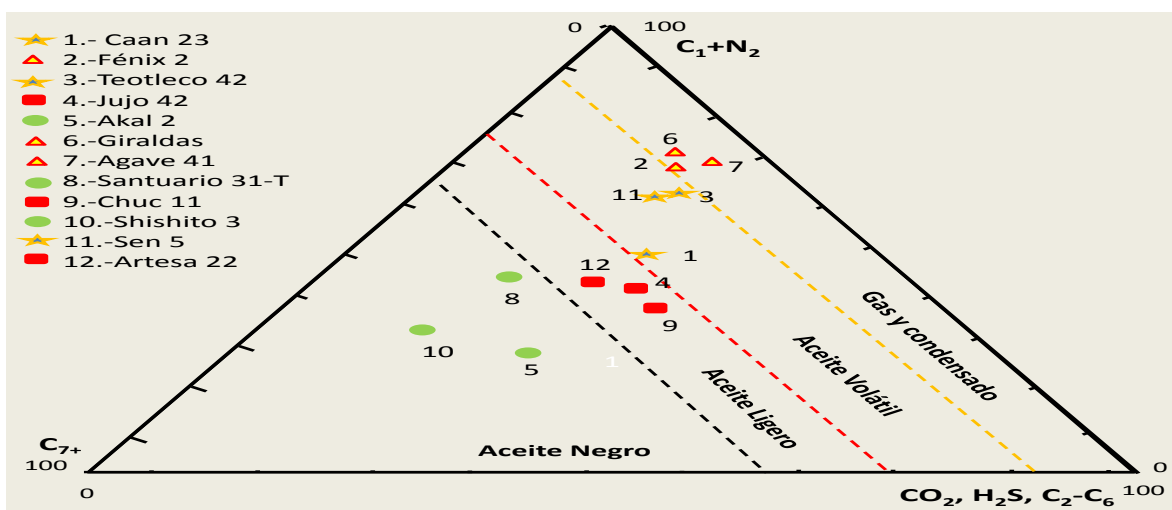


Fig. 2.10 Clasificación de los fluidos en base a su comportamiento ternario, se pueden observar las regiones de gas y condensado, aceite volátil, aceite ligero y aceite negro.

YACIMIENTO	POZO	PROFUNDIDAD	PRESION ORIGINAL	TEMPERATURA	PRESION DE BURBUJA/ROCIO	RGA	DENSIDAD ACEITE	COMPOSICION			PROPIEDADES C_7^+		TIPO DE YACIMIENTO	
								C_1+N_2	CO_2, H_2S, C_2-C_6	C_7^+	TOTAL	DENSIDAD RELATIVA C_7^+		PESO MOLECULAR C_7^+
		(mbnm)	(kg/cm^2)	($^{\circ}C$)	(kg/cm^2)	(m^3/m^3)	(gr/cm^3)/($^{\circ}API$)	(%)	(%)	(%)	(%)	(agua =1)	(gr/gr -mol)	
CAAN	CAAN 23	3796.0	347.9	150.0	288.0	243.9	0.8247 / 38.0	48.37	28.67	22.96	100.00	0.8443	196.0	Aceite Volátil
FENIX	FENIX 2	5943.0	610.2	156.0	422.6	601.0	0.8040 / 44.5	67.20	20.12	12.68	100.00	0.8310	191.0	Gas y Condensado
TEOTLECO	TEOTLECO 1	5540.0	563.3	153.9	364.1	477.9	0.8221 / 40.6	63.34	22.51	14.15	100.00	0.8321	175.3	Aceite Volátil
JUJO TECOMINOACAN	JUJO 42	5750.0	701.0	153.9	262.0	218.3	0.8380 / 37.4	41.69	30.28	28.03	100.00	0.8250	211.3	Aceite Ligero
CANTARELL	AKAL 2	2300.0	273.2	97.2	150.8	72.1	0.9123 / 23.6	29.12	27.07	43.81	100.00	0.9287	315.0	Aceite Negro
GIRALDAS	GIRALDAS 2	4600.0	510.1	134.4	454.3	752.9	0.8076 / 43.7	70.20	19.74	10.06	100.00	0.8240	184.0	Gas y Condensado
AGAVE	AGAVE 41	4225.0	491.0	130.0	450.4	1098.0	0.7938 / 46.7	69.85	22.83	7.32	100.00	0.8273	186.0	Gas y Condensado
SANTUARIO	SANTUARIO 31-T		314.7	102.5	220.4	100.7	0.8665 / 31.8	42.62	17.45	39.93	100.00		259.9	Aceite Negro
CHUC	CHUC 11	3985.0	369.7	138.0	235.0	214.0	0.8671 / 31.7	38.33	33.09	28.58	100.00	0.8582	222.0	Aceite Ligero
SHISHITO	SHISHITO 3	1400.0	147.7	64.2	132.0	77.4	0.8353 / 37.3	31.53	17.68	50.79	100.00	0.8569	196.3	Aceite Negro
SEN	SEN 5	4893.2	803.1	156.8	357.2	538.0	0.8130 / 42.5	62.94	21.99	15.07	100.00	0.8260	178.8	Aceite Volátil
ARTESA	ARTESA 22	3500.0	388.0	112.0	293.0	170.0	0.9003 / 25.7	43.66	26.16	30.17	100.00	0.8950	263.0	Aceite Ligero

Tabla 2.9 Clasificación de los Yacimientos en Base al Diagrama Ternario

Para evaluar mejor la utilidad de la clasificación propuesta, en la Figura 2.11, se muestra el comportamiento de la presión de rocío o de burbuja contra la profundidad, para los fluidos clasificados en la nueva propuesta, se puede observar que a mayor profundidad predominan los fluidos de gas y condensado y aceite volátil, los cuales presentan mayor presión de burbuja que los fluidos de aceite ligero y de aceite negro que por lo general se presentan a menor profundidad.

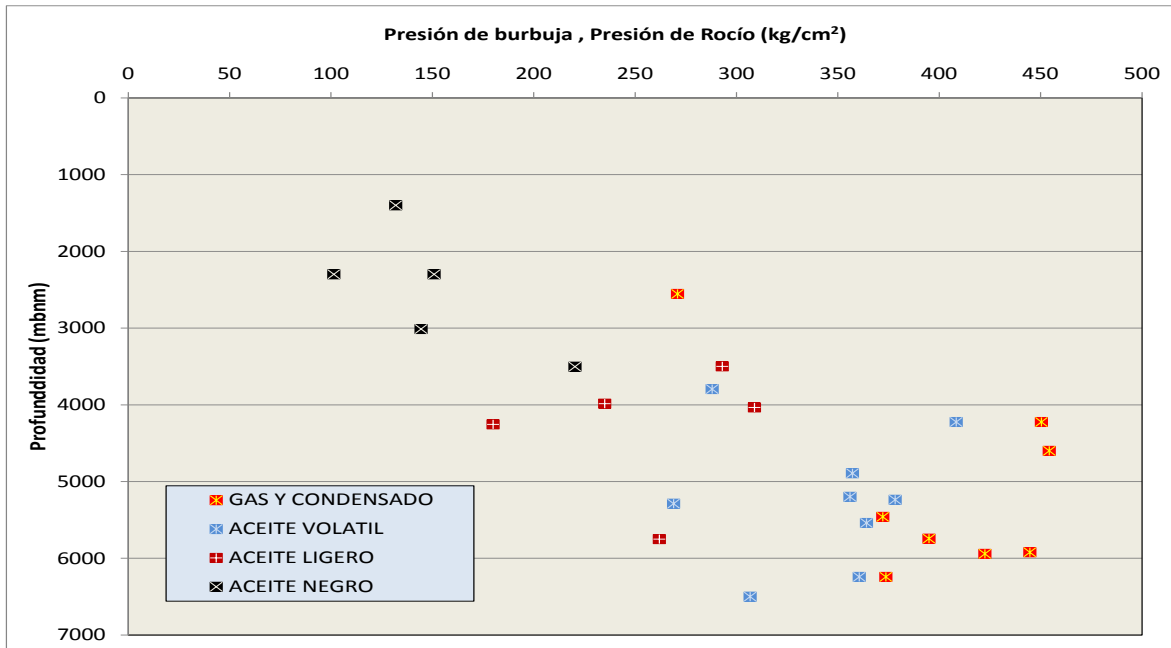


Fig. 2.11 Variación de la presión de burbuja o de rocío con la profundidad, para gas y condensado, aceite volátil, aceite ligero y aceite negro.

La Figura 2.12 muestra el comportamiento de la RGA contra la profundidad, se observa que por debajo de los 4,500 m de profundidad, predominan los fluidos de aceite volátil y de gas y condensado, siendo casos raros encontrar fluidos de aceite negro a estas profundidades, debido al craqueo molecular que sufren las moléculas debido a las altas temperaturas que se encuentran a grandes profundidades.

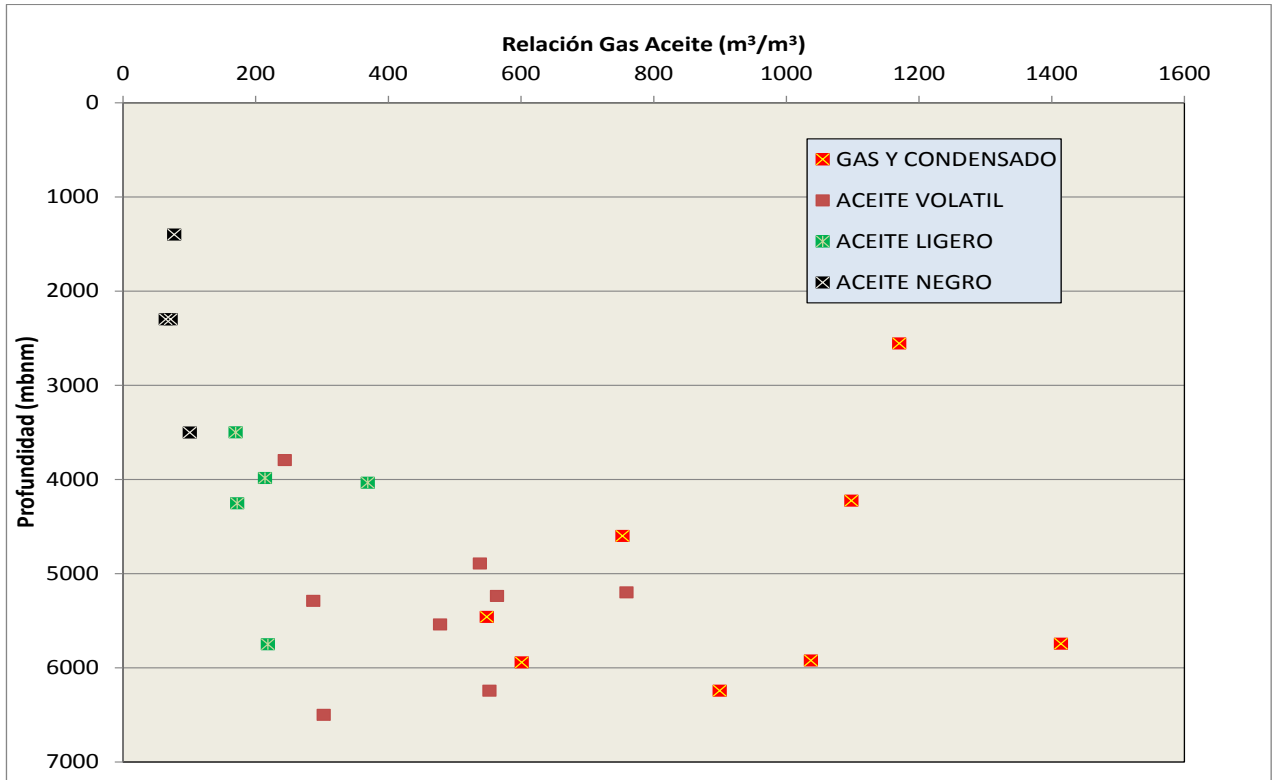


Fig. 2.12 Variación de la relación gas aceite con la profundidad, para gas y condensado, aceite volátil, aceite ligero y aceite negro.

El comportamiento de la densidad del aceite en °API contra la profundidad se presenta en la Figura 2.13, como se puede observar por debajo de los 4500 m predomina el aceite volátil con valores mayores a los 40 °API, siendo los yacimientos de gas y condensado los que presentan los mayores valores por lo general de más de 44 °API.

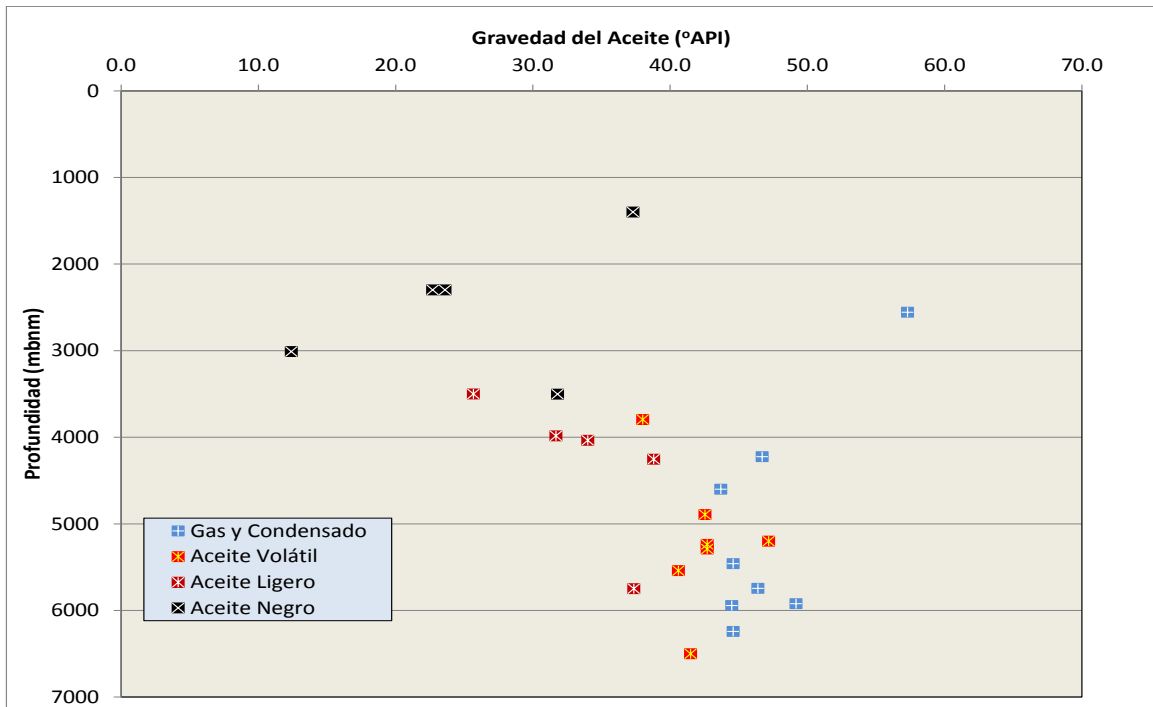


Fig. 2.13 Variación de la densidad en $^{\circ}$ API del gas o el aceite con la profundidad, para gas y condensado, aceite volátil, aceite ligero y aceite negro.

El comportamiento de la densidad de los fluidos a la presión de saturación contra la profundidad, se presenta en la Figura 2.14, en esta Figura se puede observar que a profundidades mayores de 5,000 m, se cruzan los valores de densidad del gas o del aceite volátil, con valores en el rango entre de 0.40 a 0.50 gr/cm^3 .

La variación de la viscosidad del fluido a la presión de saturación contra la profundidad, Figura 2.15, revela que a mayor profundidad se tienen valores menores de viscosidad alcanzando los yacimientos de gas y condensado valores menores de 0.1 cp .

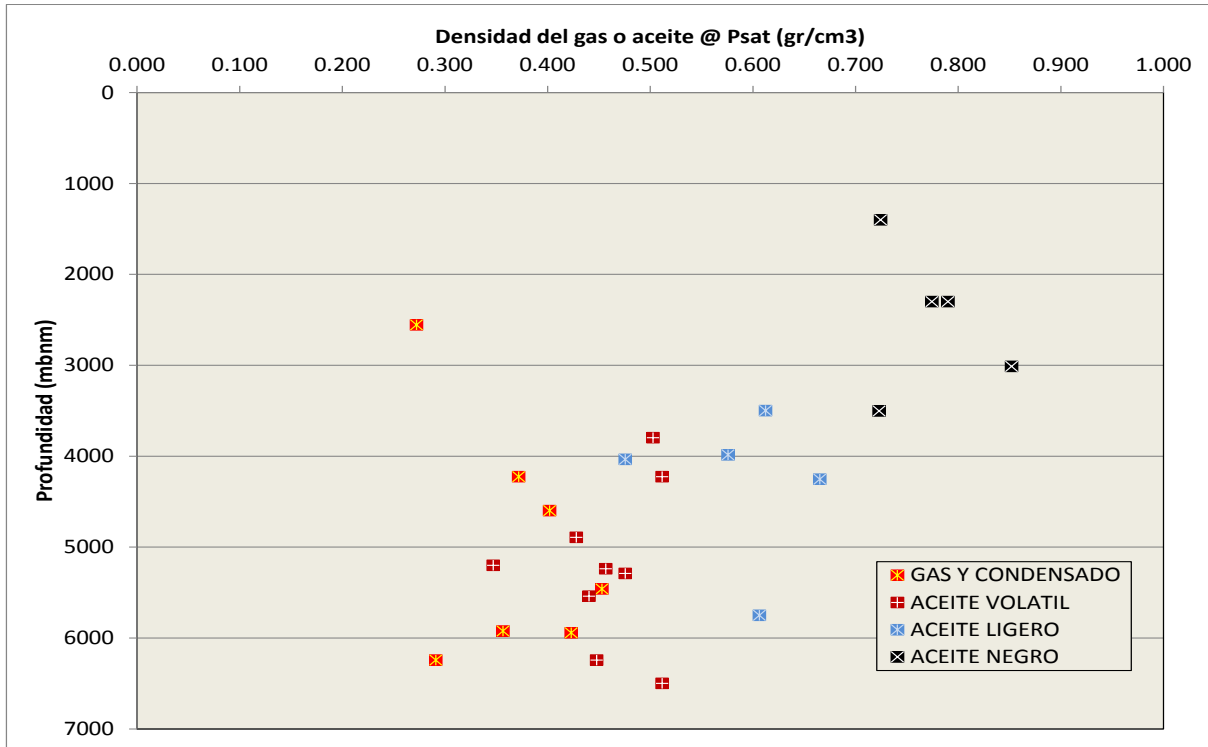


Fig. 2.14 Variación de la densidad del gas o del aceite a la presión de saturación con la profundidad, para gas y condensado, aceite volátil, aceite ligero y aceite negro.

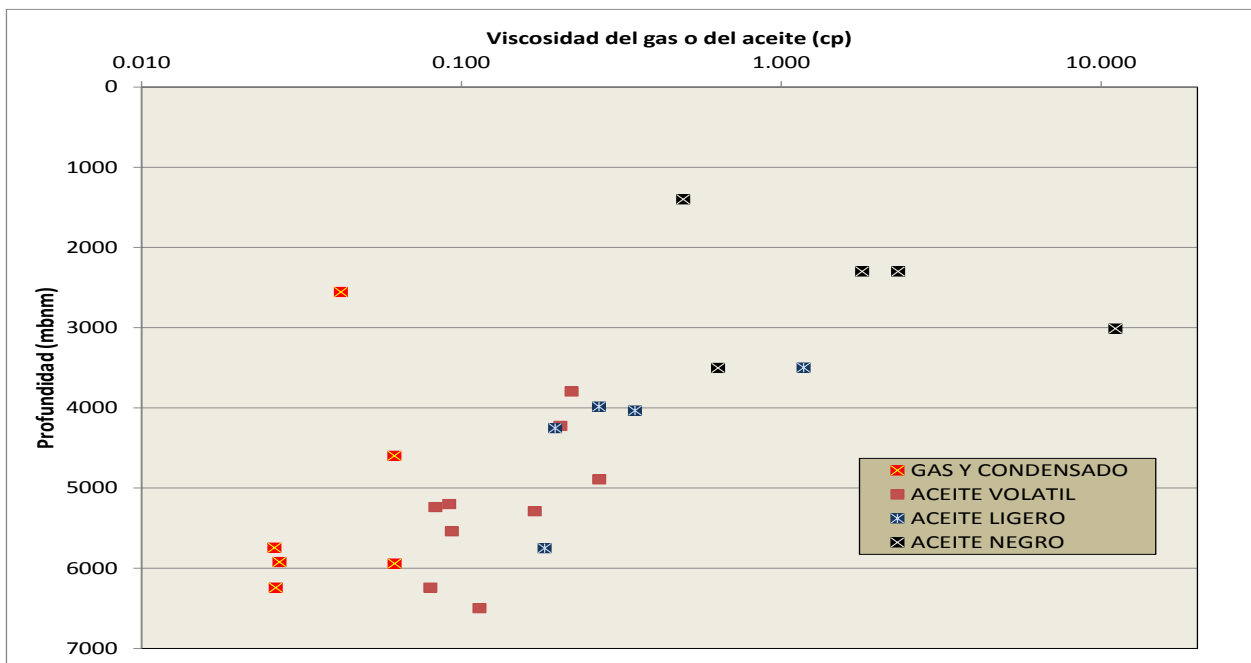


Fig. 2.15.-Variación de la viscosidad del gas o el aceite con la profundidad, para gas y condensado, aceite volátil, aceite ligero y aceite negro.

El comportamiento del metano (C_1) contra la profundidad, Figura 2.16, revela que los yacimientos de gas y condensado y aceite volátil, tienen valores más altos de este componente, este valor va disminuyendo conforme los fluidos se van haciendo más pesados teniendo los valores menores los yacimientos de aceite negro.

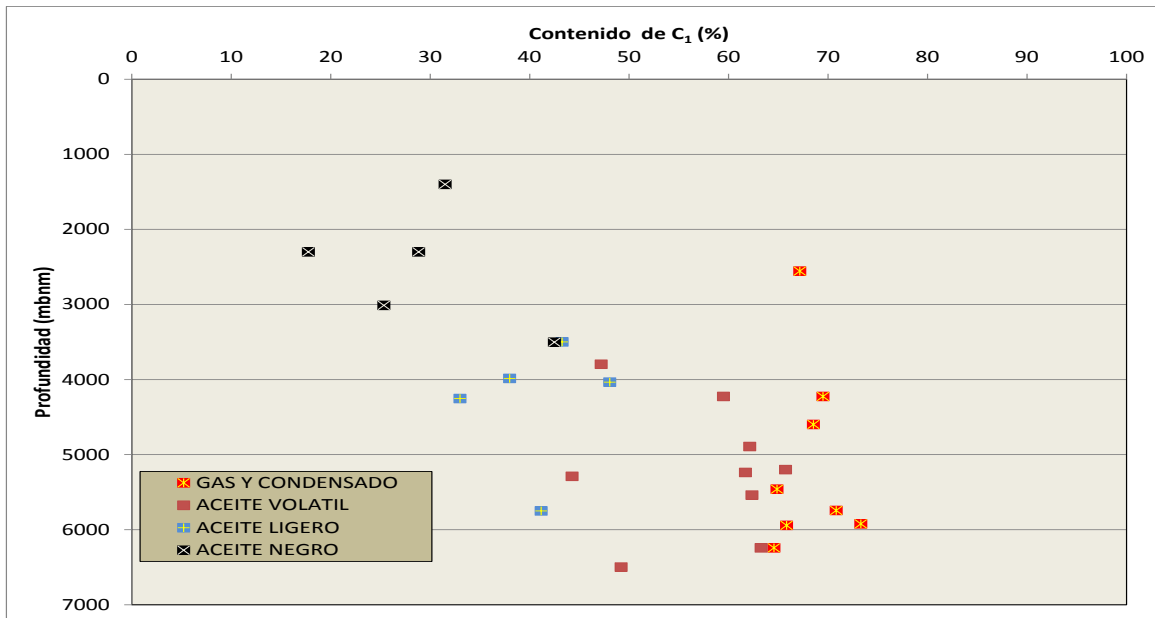


Fig. 2.16 Variación del contenido de C_1 con la profundidad, para gas y condensado, aceite volátil, aceite ligero y aceite negro.

La Figura 2.17 muestra el comportamiento de la fracción C_7^+ con la profundidad, el contenido de esta fracción va aumentando conforme los fluidos se van haciendo más pesados y el contenido de esta fracción va cambiando desde gas y condensado hasta aceite volátil.

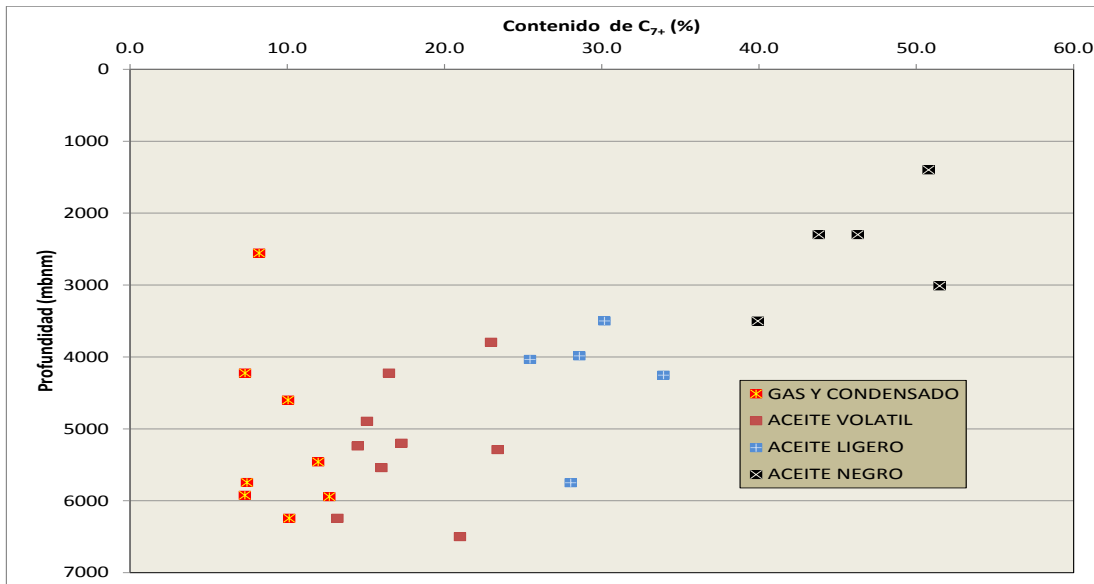


Fig. 2.17 Variación del contenido de C₇₊ con la profundidad, para gas y condensado, aceite volátil, aceite ligero y aceite negro.

La Figura 2.18 indica el comportamiento del contenido de la fracción C₇₊ contra su peso molecular, se observa que el peso molecular tiene un incremento a medida que los fluidos se van haciendo más pesados, presentando los valores mayores los aceites negros y los menores los fluidos de gas y condensado. Es importante comentar que el peso molecular tienen diferencias apreciables ya que se han observado diferencias con respecto a este valor entre los laboratorios que realizan análisis PVT, el peso molecular de la fracción más pesada es un parámetro sumamente importante para realizar estudios de fluidos con la ecuación de estado.

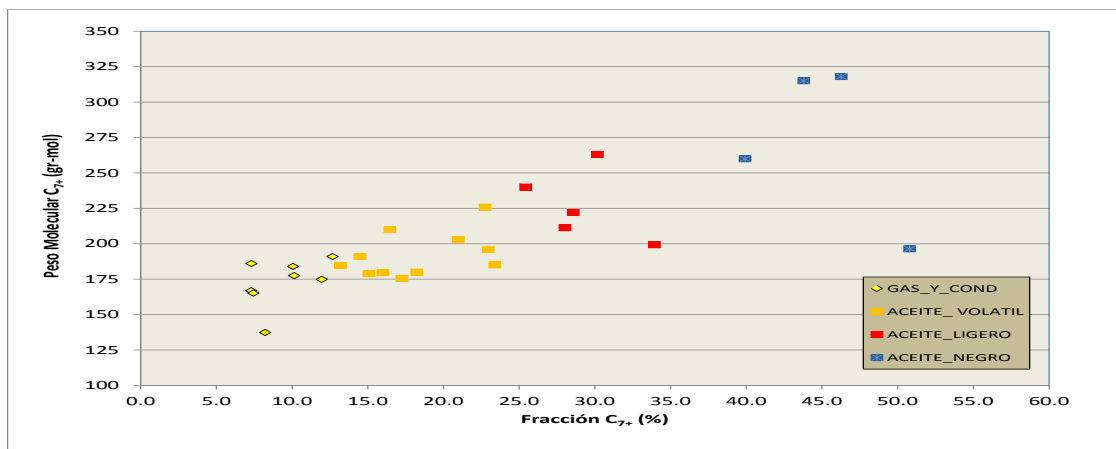


Fig. 2.18 Variación de la fracción C₇₊ con el peso molecular de la fracción C₇₊, para gas y condensado, aceite volátil, aceite ligero y aceite negro.

Capítulo 3

3. Selección de experimento

3.1 Selección de experimento correcto

El objetivo del análisis PVT es el obtener el comportamiento termodinámico de los hidrocarburos, a las condiciones del yacimiento y a las de superficie. Por consiguiente estos análisis PVT deben efectuarse empleando, muestras representativas de los fluidos contenidos en el yacimiento, por lo que elegir el correctamente el experimento basado en una correcta clasificación determinara los productos deseado de acuerdo al tipo de yacimiento.

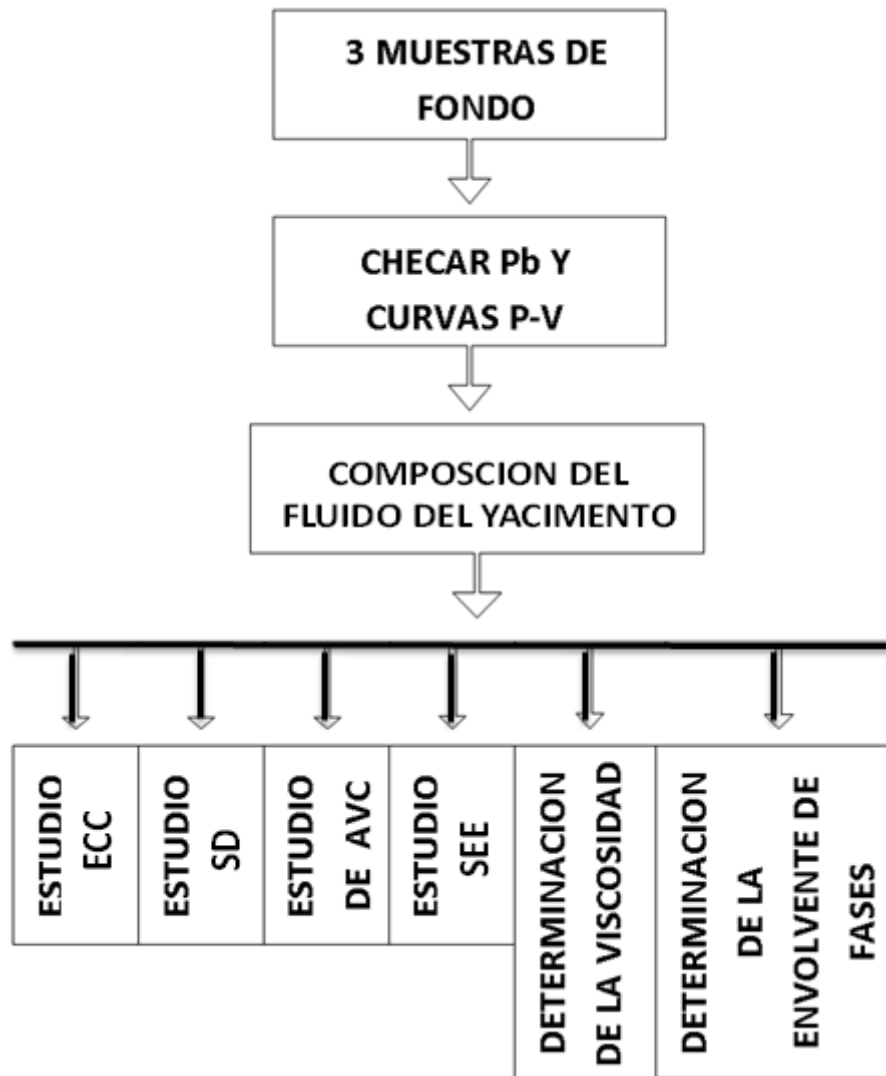


Fig.3.1 Experimentos para muestra de fluidos validada¹⁸.

En la Figura 3.1 indica el flujo de la muestra hacia los experimentos que deben aplicarse después de ser correctamente clasificado el yacimiento.

Fundamentalmente, existen tres pruebas principales de laboratorio para los análisis PVT:

- Expansión a composición constante.
- Separación diferencial convencional.
- Agotamiento a volumen constante.

3.1.1 Análisis composicional de fluidos

Básicamente existen 2 técnicas para analizar la composición de muestras de hidrocarburos, cromatografía y destilación³².

La cromatografía es básicamente utilizada para analizar muestras de gases, en este método el gas es transportado a través de una columna absorbente por un gas inerte, la columna absorbente retarda selectivamente los componentes de la muestra de acuerdo con su coeficiente de solubilidad, hasta formar en la columna bandas de los diferentes componentes en el gas portador.

El detector responde a la masa del componente presente y se calibra utilizando cantidades conocidas de hidrocarburos de composición bien definida.

Se requieren varias corridas utilizando diferentes columnas para obtener las fracciones de los hidrocarburos más pesados, generalmente se analiza hasta una fracción C_{7+} en el análisis de gases.

En el análisis por destilación fraccionada, se separan los componentes hidrocarburos, vaporizando la mezcla y condensado los vapores de acuerdo a sus diferentes temperaturas de ebullición.

Este análisis se lleva a cabo en un equipo de destilación Polbielniak y el procedimiento básicamente consiste en pasar la muestra en un matraz de destilación sumergido en nitrógeno líquido.

El matraz es retirado del nitrógeno líquido y los hidrocarburos se calientan progresivamente, de tal manera que los hidrocarburos con mayor presión de vapor empiezan a salir de la mezcla y ascienden por la columna (aislada al vacío) y al llegar a la superficie se condensan ya que existe un condensador en la parte superior de la columna, de esta manera los vapores que ascienden hacia la parte superior de la columna se condensan formando un líquido (reflujo) que desciende hacia la parte baja de la columna.

3.1.2 Expansión a Composición Constante (Separación Flash)

Este experimento se realiza para todos los tipos de fluido.

Consiste básicamente en llevar la celda PVT a una presión mayor que la presión inicial del yacimiento, y reducir la presión en una serie de etapas sin extraer gas de la celda PVT. Esta prueba tiene por objetivo determinar la presión de saturación a temperatura del yacimiento, y determinar las propiedades PVT del gas y del aceite a presiones mayores que la presión de saturación²⁰, Figura 3.2.

Procedimiento:

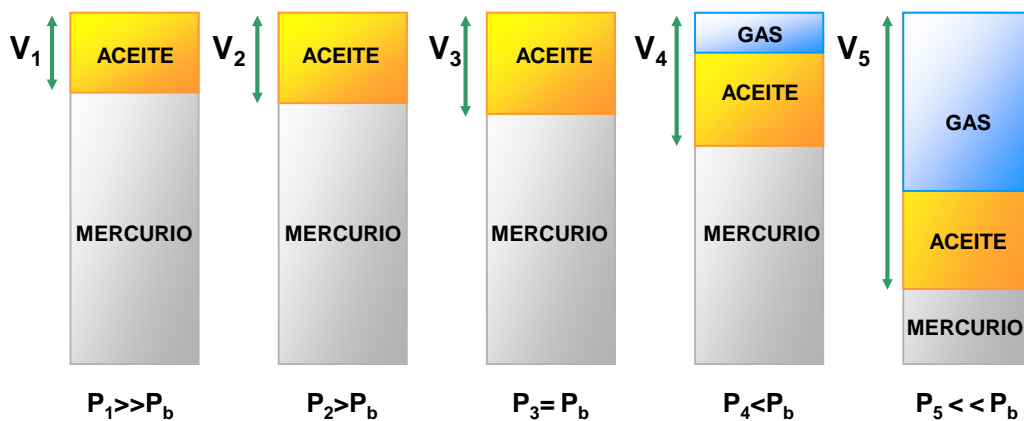


Fig. 3.2 Experimento Expansión a Composición Constante²⁰

Datos medidos:

- Presión de Saturación (burbuja o rocío)
- Volumen Relativo.
- Factor Z Del Gas (Gas y Condensado).
- Saturación de Líquido.
- Viscosidad de gas o del aceite
- Densidad de gas o aceite
- Compresibilidad de Fluidos

Datos para ajuste:

- Presión de Saturación. (Burbuja o Rocío)
- Volumen Relativo.
- Factor Z Del Gas (Gas y Condensado).
- Saturación de Líquido.
- Densidad del gas o del aceite
- Viscosidad del aceite o gas.

RESULTADOS DE LA SEPARACION FLASH A COMPOSICION CONSTANTE A 152 °C

PRESION (Kg/cm ²)	VOLUMEN RELATIVO (ADIM.)	FACTOR DE VOLUMEN DEL (m ³ /m ³)	DENSIDAD DEL ACEITE A C.Y. (gr/cm ³)	COMPRESIBILIDAD DEL ACEITE x10-4 (1/kg/cm ²)
400	0.9520	1.879	0.5865	-----
350	0.9669	1.909	0.5775	3.109
325	0.9756	1.926	0.5723	3.200
300	0.9870	1.948	0.5657	3.310
275	0.9955	1.965	0.5609	3.460
262	1.0000	1.974	0.5584	3.567
250	1.0198	-----	-----	-----
225	1.0688	-----	-----	-----
200	1.1353	-----	-----	-----

Presión de saturación = 262 (KG/CM²)

Coefficiente de expansión térmica de la muestra original = 0.001103 (1/°C)

Tabla 3.1 Resultados para Expansión a Composición Constante

3.1.3 Separación Diferencial Convencional

Este experimento se utiliza para los aceites negros y consiste básicamente en que a partir de la presión de saturación y a una temperatura de yacimiento constante, se depresiona la celda PVT en una serie de etapas y en cada una de ellas se extrae todo el gas que se genera en la celda, el cual se mide y se determina su composición y sus propiedades. Esta prueba tiene por objetivo determinar las propiedades debajo de su presión de saturación²⁰.

Procedimiento:

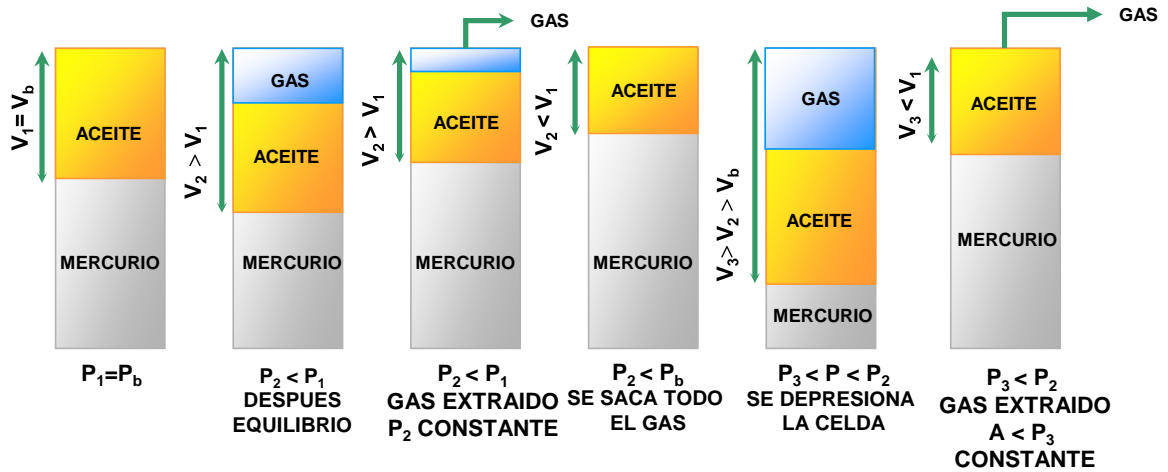


Fig. 3.3 Experimento Separación Diferencial Convencional²⁰

Datos medidos:

- Factor de Volumen De Aceite.
- Relación Gas Disuelto - Aceite.
- Densidad del Aceite.
- Factor Z del Gas.
- Densidad del Gas.
- Viscosidad del Aceite
- Viscosidad del Gas.
- Factor de volumen del gas

Datos para ajuste:

- Presión de Saturación.
- Factor de Volumen del gas o del aceite

- Relación Gas - Aceite Disuelto.
- Densidad del Aceite y del gas.
- Factor Z del Gas.
- Viscosidad del aceite y del Gas.

P (Kg/cm ²)	Rs (m ³ /m ³)	Bo (m ³ /m ³)	Bg (m ³ /m ³) x10 ⁻³	Bt (m ³ /m ³)	ρo (gr/cm ³) @ c..y.	Gpa (%)	ρrg (aire=1)	Z (adim.)	Vrl (%)	ρg (gr/cm ³)
262	264.16	1.974	-----	1.974	0.5584	0.00	-----	-----	100.00	-----
200	187.98	1.731	6.743	2.244	0.5985	15.17	0.9370	0.8557	87.66	0.1295
150	130.32	1.577	8.074	2.658	0.6278	32.06	0.8850	0.8687	79.89	0.1019
100	94.12	1.456	13.390	3.732	0.6599	50.71	0.9000	0.8841	73.73	0.0612
75	71.71	1.404	16.803	4.638	0.6701	60.01	0.9300	0.9000	71.12	0.0502
50	49.63	1.333	24.827	6.659	0.6894	71.44	0.9810	0.9176	67.51	0.0364
25	23.54	1.264	46.894	12.548	0.7035	85.35	1.0350	0.9381	64.03	0.0217
0	0.00	1.109	-----	-----	0.7682	100.00	1.1500	1.0000	5619	-----

Densidad del aceite residual = 0.8522 (gr/cm³) = 34.54 (°API)

Coefficiente de expansión térmica del aceite residual = 0.000785 (1/°C)

Tabla 3.2 Resultados Separación Diferencial Convencional²⁰

3.1.4 Agotamiento a Volumen Constante

Este experimento se realiza para todos los yacimientos de aceite de tipo ligero, volátil y gas y condensado.

Consiste básicamente en que a partir de la presión de saturación y a una temperatura de yacimiento constante, se depresiona la celda PVT en una serie de etapas y en cada una de ellas se extrae solamente una parte del gas formado, tomando como referencia el volumen de hidrocarburos que se tiene a la presión de saturación. Esta prueba tiene como objetivo determinar las propiedades del gas y del aceite a presiones debajo de su presión de saturación²⁰.

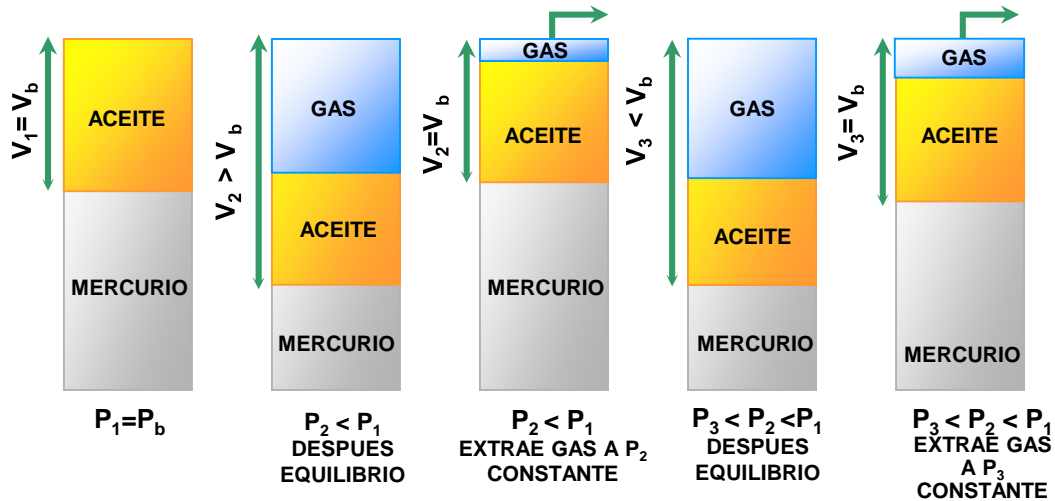


Fig. 3.4 Experimento Agotamiento a Volumen Constante²⁰

Datos medidos:

- Presión de Burbuja ó de Rocío.
- Moles Extraídas.
- Factor Z De Gas Extraído.
- Saturación de Líquido.
- Composición de Gas Extraído en Cada Etapa
- Viscosidades de Gas y Líquido.
- Densidad de Líquido y del gas.

Datos para ajuste:

- Moles producidas acumuladas.
- Factor Z del Gas (Gas Y Condensado).
- Densidad del líquido y del gas.
- Saturación de Líquido.

- Viscosidad del Aceite o del gas.
- Presión de Roció ó de Burbuja

RESULTADOS EXPERIMENTO DE AGOTAMIENTO A VOLUMEN CONSTANTE GAS Y CONDENSADO								
Componente	6010	5100	4100	3000	2000	1200	700	700
H2S	0	0	0	0	0	0	0	0
C02	2.31	2.42	2.48	2.53	2.58	2.62	2.66	0.63
N2	1.37	1.55	1.61	1.66	1.63	1.55	1.43	0.1
C1	65.83	70.74	73.8	75.59	75.83	74.85	72.92	11.16
C2	8.03	8.17	8.21	8.39	8.63	9.05	9.44	3.34
C3	4.17	4.11	4.04	4.02	4.15	4.47	4.95	3.06
IC4	0.78	0.73	0.7	0.69	0.73	0.82	0.91	0.82
NC4	1.84	1.7	1.62	1.59	1.67	1.86	2.08	2.25
IC5	0.75	0.67	0.62	0.6	0.62	0.7	0.8	1.24
NC5	1.08	0.97	0.89	0.84	0.86	0.96	1.07	1.99
C6	1.16	1.1	1.03	0.86	0.78	0.82	0.92	2.89
C7+	12.68	7.84	5	3.23	2.52	2.3	2.82	72.52
	100	100	100	100	100	100	100	100
Peso molecular C7 +	191	154	139	128	120	115	113	210
Densidad rei C7+	0.831	0.804	0.789	0.778	0.77	0.765	0.763	0.842
Factor de desviación Z								
Gas equilibrio	1.212	1.054	0.967	0.927	0.93	0.952	0.97	
Dos fases	1.212	1.113	1.021	0.932	0.844	0.739	0.612	
Efluente producido								
gas acuamulativo del inicial	0	7.551	18.904	34.904	51.949	66.933	76.48	

Tabla 3.3 Resultados Agotamiento a Volumen Constante²⁰

3.1.5 Separación en etapas en superficie

Este experimento se realiza para todos los tipos de fluidos que existen en los yacimientos.

Consiste básicamente en que a partir de la presión de saturación y a una temperatura de yacimiento constante, se envía una muestra de hidrocarburos de una celda PVT a un equipo que reproduce las condiciones de presión y de temperatura que se tiene en las baterías de separación. Esta prueba tiene como objetivo determinar las propiedades del gas y del aceite que se tienen a las condiciones de separación en el campo. Es

importante tener varios experimentos a diferentes condiciones de presión y temperatura, para poder determinar las condiciones óptimas de separación.

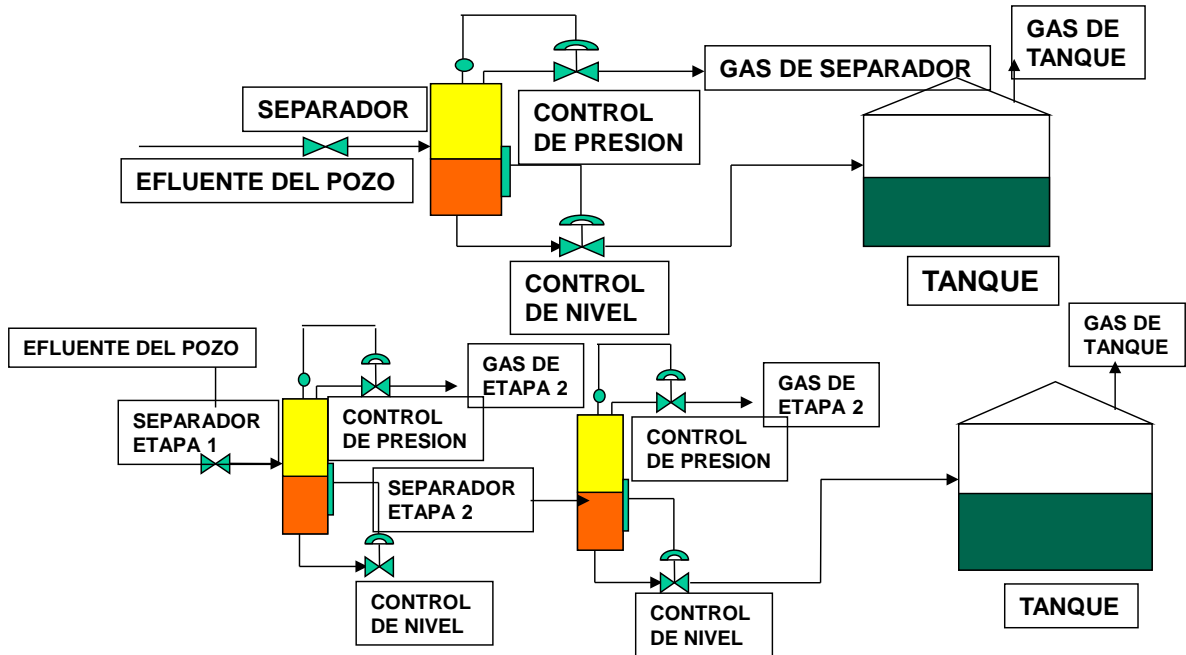


Fig. 3.5 Separación en Etapas en Superficie²⁰

Datos Medidos

- RGA
- Factor encogimiento
- Den relativa del gas
- Gas producido acumulado

3.1.6 Prueba de Viscosidad del Aceite

Este experimento se realiza para todos los tipos de yacimientos.

La prueba de viscosidad del aceite se realiza a presiones por arriba y por debajo de la presión de saturación en un viscosímetro de tipo canica, el cual ha sido calibrado previamente.

Los valores de viscosidad a presiones por arriba y por debajo de la presión de saturación deben de ser las mismas que se tiene en el experimento de separación diferencial o de agotamiento a volumen constante.

En este equipo solo se mide la viscosidad del aceite, la viscosidad del gas es calculada mediante correlaciones.

3.2 Productos que se obtiene de cada uno de los diferentes experimentos es la siguiente.

- **Agotamiento a Composición Constante:**

Composición original

La presión de saturación

La compresibilidad del líquido a presiones arriba de la presión de saturación.

El volumen relativo al volumen de fluido (aceite o gas) a la presión de saturación.

La compresibilidad de la fase líquida, cuando los componentes ligeros han sido liberados.

El factor de compresibilidad del gas liberado.

- **Separación Diferencial:**

1.- El volumen relativo al volumen residual.

2.- El volumen de gas liberado durante cualquier decremento de presión, el cual puede ser convertido a una relación gas disuelto.

3.- Densidad del aceite.

4.- Factor de compatibilidad de gas.

5.- Densidad de gas

6.- La viscosidad del aceite empleando el viscosímetro apropiado.

- **Agotamiento a Volumen Constante:**

1.- La posición de saturación, ya sea punto de burbuja o punto de rocío.

2.- La compresibilidad del gas extraído o producido en cada etapa.

3.- La saturación del líquido como fracción del volumen de la celda.

4.- La composición del gas extraído en cada etapa.

5.- El peso molecular y la densidad relativa de la fracción pesada del gas en cada etapa.

6.- La viscosidad del vapor.

7.- La composición del líquido en la última etapa de presión.

8.- El peso molecular del líquido en la última etapa de presión.

9.- La viscosidad del líquido empleando el viscosímetro apropiado.

- **Estudio de Separadores en Etapas**

1.- El encogimiento del aceite al llevarlo a las condiciones de superficie, como un resultado de la liberación del gas.

2.- La densidad del aceite residual y la densidad del gas liberado.

3.- Para el caso de un yacimiento de gas y condensado la cantidad del líquido recuperado a condiciones de tanque.

4.- Relaciones gas- líquido a cada etapa de presión.

5.- Relación gas- liquido total.

3.3 Experimentos que deben Realizarse en el laboratorio

De acuerdo al tipo de Yacimientos se debe elegir correctamente los experimentos que se deben realizar, en la tabla siguiente, se resumen los experimentos que deben tomarse en cuenta al realizar la clasificación del yacimiento.

Aceite Negro	Aceite Volátil	Aceite ligero	Gas y Condensado	Gas Seco	Gas Húmedo
Composición original.	Composición original.	Composición original.	Composición original.	Composición original.	Composición original.
Prueba Expansión a composición constante (ECC)	Expansión a composición constante (ECC) Agotamiento a volumen constante (AVC)	Expansión a composición constante (ECC) Agotamiento a volumen constante (AVC)	Expansión a composición constante (ECC) Agotamiento a volumen constante (AVC)	Expansión a composición constante (ECC) Separación en etapas en superficie	Expansión a composición constante (ECC)
Liberación Diferencial	Separación diferencial (si se requiere)	Separación diferencial (si se requiere)	Separación en etapas en superficie		Separación en etapas en superficie
Separación en etapas en superficie	Separación en etapas en superficie	Separación en etapas en superficie	Prueba de Viscosidad		
Prueba de Viscosidad	Prueba de Viscosidad	Prueba de Viscosidad			

Tabla 3.4 Experimentos de acuerdo al Tipo de Yacimientos^{14, 20}

En **resumen** los experimentos se solicitaran al laboratorio de acuerdo a la clasificación de los fluidos.

Una vez validadas las muestras en el laboratorio, se produce a realizar los diferentes experimentos, dependiendo del tipo de fluido ya sea aceite o gas.

En **aceite negro** se realizaran:

- Composición original del fluido
- Expansión a Composición Constante.
- Separación Diferencial.
- Estudio de Separadores en Etapas
- Prueba de viscosidad

En **aceite volátil o de aceite ligero** deberán de realizarse los siguientes experimentos.

- Composición original del fluido
- Expansión a Composición Constante.
- Agotamiento a Volumen Constante.
- Separación diferencial.(en caso que se requiera conocer los factores volumétricos)
- Estudio de Separadores en Etapas.
- Prueba de viscosidad

Para yacimientos de **gas y condensado** deben realizarse:

- Composición original del fluido.
- Expansión a Composición Constante.
- Agotamiento a Volumen Constante.
- Viscosidad del gas.
- Estudio de Separadores en Etapas.
- Prueba de viscosidad.

La finalidad de realizar estos experimentos es conocer las propiedades PVT de los fluidos del yacimiento. En cada uno de los experimentos, se obtiene información del fluido que es de gran trascendencia en todos los estudios que se realicen para la mejor explotación de los campos.

3.4 Posibles Errores en los análisis experimentales

La incertidumbre en los análisis experimentales puede deberse a las siguientes razones en general:

- 1) Que la muestra más representativa del fluido, obtenida por muestreo de fondo o de superficie, en realidad no represente el verdadero fluido del yacimiento.
- 2) Se observa que muestras de fluido de un yacimiento de diferentes pozos, muestreados relativamente en un mismo tiempo, exhiban diferencias significativas en sus propiedades. Como por ejemplo las presiones de saturación puedan variar de 400 kg/cm^2 a 450 kg/cm^2 . Si esto pasa, lo más seguro es que no se pueden obtener buenas aproximaciones en las propiedades del yacimiento, o que existen variaciones de los fluidos a real o verticalmente o que los yacimientos estén compartimentalizado.
- 3) El verdadero problema es decidir que muestra es la que mejor representa el fluido original del yacimiento, y obtener así los datos que mejor se ajusten. Esto es lo que se llama tener consistencia en las muestras.
- 4) Otro problema es el equipo usado, el cual no cumpla con las especificaciones correctas, aunado al error humano que está presente, ya que entre menos experiencia en el manejo del equipo, el error será mayor.
- 5) Es importante que antes de ajustar caracterizar un fluido con la ayuda de una ecuación de estado, se tenga la certeza de que es el fluido que mejor representa las características del yacimiento. Efectuando lo anterior, la ecuación de estado puede usarse posteriormente dentro de un simulador numérico y se obtendrán resultados confiables.
- 6) El método o análisis más eficiente para detectar variaciones en composición en los yacimientos de aceite volátil, ligero ó de gas y condensado, es el llamado Agotamiento a Volumen Constante. Además es un método eficiente para validar el análisis hecho en el laboratorio, al observar posibles cruces de las curvas de valores K o constantes de equilibrio, que significa que alguna medición es errónea principalmente en la composición del gas, o en algunas propiedades de los fluidos medidas erróneamente.

Capítulo 4

4. Corrección de B_o y RGA por condiciones de separación.

4.1 Corrección de RGA y B_o

Es necesario aplicar una corrección a los valores de RGA y B_o para realizar diversos cálculos de volumen de manera efectiva, los cuales se usara en distintos cálculos y aplicaciones.

Después de investigar diversos métodos de corrección, se concluye que los dos mejores métodos para corregir B_o y RGA son los siguientes:

- Philip L. Moses³⁰.
- Muhammad A. Al-Marhoun²⁶.

Debido a que representan de mejor manera las condiciones originales .Siendo el más usado en la industria el de Muhammad²⁰.

El estudio de un yacimiento debería consistir de las siguientes 5 pruebas:

- Relaciones Presión/Volumen: Es una expansión a composición constante del fluido a temperatura del yacimiento, durante la cual se mide la presión a presiones mayores que la presión de saturación; se mide la compresibilidad del fluido en una sola fase, por debajo de la presión de saturación y el volumen en función de la presión.
- Separación diferencial: Esta prueba mide la cantidad de gas disuelto en función de la presión y el encogimiento del aceite conforme se va liberando el gas. También se miden las propiedades del gas, como el peso específico y el factor de desviación. La densidad del aceite, también es medida en función de la presión.
- Agotamiento a volumen constante.- Esta prueba tiene como objetivo determinar las propiedades del gas y del aceite, a presiones por abajo de la presión de saturación, la compresibilidad del líquido, el volumen relativo y el factor de compresibilidad.

- Viscosidad: La viscosidad que es la resistencia al flujo, debe ser medida en función de la presión a la temperatura del yacimiento.

Estas cuatro pruebas son realizadas a la temperatura del yacimiento, y los resultados describen el comportamiento del fluido tal y como existe en el yacimiento.

- Las pruebas en el separador, describen el rendimiento de los hidrocarburos a condiciones de superficie, una o más pruebas deberían de realizarse en el separador para determinar el comportamiento del fluido a medida que pasa por las tuberías y finalmente en el tanque de almacenamiento. El factor de volumen por condiciones flash a la presión de burbuja B_{ofb} , el factor de volumen para cada etapa de separación B_{os} y la relación gas aceite RGA, son medidas durante este tipo de pruebas. Para determinar la presión óptima de separación, se recomienda realizar cuatro pruebas de este tipo, se considera usualmente la que tenga el menor factor de volumen y la máxima densidad °API. A las condiciones óptimas de separación en el tanque de almacenamiento, el peso específico del aceite será un máximo y la RGA en el separador y en el tanque de almacenamiento serán un mínimo. Para algunos tipos de crudos del continente; la presión óptima se encuentra entre los 6.3 y 8.4 kg/cm² (90 y los 120 lb/pg²), algunas condiciones de producción en el campo no permiten la operación del separador a condiciones óptimas. Si la línea de recolección de gas se encuentra a 7 kg/cm² (100 lb/pg²) manométrica, la primera etapa del separador debe ser operada a la misma presión o más. Por lo tanto un segundo separador debe ser colocado en la dirección del flujo para conseguir un factor de volumen casi óptimo. La presión óptima de la segunda etapa del separador debe ser determinada experimentalmente mediante un análisis PVT en el laboratorio o mediante cálculos de relaciones de equilibrio de radio determinadas a partir de la composición del fluido mediante programas de cómputo.

A medida que la presión del yacimiento va disminuyendo y el gas es liberado, el factor de volumen del aceite del yacimiento se reduce. Para tomar en cuenta el experimento

de separación en etapas y tener un factor de volumen más real, este debe ser medido en función de la presión del yacimiento, colocando un gran volumen de aceite en una celda PVT disminuyendo la presión en la etapa de liberación diferencial a la temperatura del yacimiento. En cada nivel de la liberación diferencial de presión, las muestras se pasan a través de un separador o separadores a condiciones atmosféricas y se toman mediciones del Factor de Volumen y de la relación gas/aceite, con el fin de graficar una curva del B_o como de R_s en función de la presión del yacimiento es necesario contar con suficientes niveles de presiones en cada etapa del yacimiento¹⁵.

La gráfica del factor de volumen y de la relación gas/aceite debe ser corregida por condiciones de separación, el ajuste de la información diferencial a condiciones flash, funciona razonablemente bien pero en la mayoría de los casos no se hace corrección alguna.

La Relación gas-aceite y el factor de volumen del aceite por lo general se obtienen de pruebas flash o de pruebas de liberación diferencial, pero ni la liberación diferencial ni la liberación flash son capaces de representar el flujo de fluidos dentro del yacimiento. Por lo que es necesario ajustar la información obtenida por cualquiera de las dos pruebas para poder aproximarse al comportamiento de los fluidos dentro del yacimiento.

4.2 Proceso Diferencial Flash³⁰

El agotamiento y la producción del yacimiento está formada por dos procesos diferentes o una combinación de ambos: La liberación diferencial se define como un proceso mediante el cual el gas es removido del aceite. En contraste, en una liberación flash del gas, el gas permanece en contacto con el aceite hasta que se alcanza el equilibrio entre las dos fases.

El proceso de liberación diferencial: es una combinación de ambos procesos (liberación diferencial y flash) instantáneos por debajo de la presión de burbuja mientras que hay una permeabilidad muy baja o no hay permeabilidad en la fase gaseosa, el proceso principalmente es flash. A medida que el gas en el yacimiento alcanza la saturación

crítica, el gas comienza a fluir. Esto es lo que se le conoce como la liberación diferencial del gas. Aunque una gran parte del gas permanece dentro del yacimiento a medida que la presión disminuye. Por lo que la liberación del gas comienza como una liberación diferencial y pronto se convierte en una combinación de ambos procesos. A medida que la presión sigue disminuyendo cada vez más, el gas fluye hacia una liberación diferencial. Una vez que el aceite y el gas entran a la tubería de producción, el gas y el aceite fluyen juntos hasta el separador, el primer separador alcanza el equilibrio. El proceso de separación en el yacimiento es simulado en el laboratorio como un proceso de separación diferencial. La separación flash es simulada en el laboratorio como una prueba de separador, se requiere de una unión de ambos métodos para acondicionar el fluido. En el laboratorio la separación diferencial consiste en una serie de 10 a 15 liberaciones e innumerables separaciones flash, lo cual es equivalente a una verdadera separación diferencial. En cada nivel de presión el gas es extraído de la celda y medido, el volumen de aceite sobrante también es medido en cada serie de separación de presión. Este proceso se lleva a cabo hasta llegar a la presión atmosférica. El aceite sobrante al llegar a condiciones atmosféricas es medido y transformado al volumen equivalente a 60°F [16°C], al volumen remanente se le conoce como aceite remanente. El volumen de aceite en cada una de las presiones del experimento se divide entre el volumen de aceite remanente a 60°F [15.6°C].

La tabla 4.1 y la Figura 4.1 ilustran esa información. Los volúmenes de gas disuelto también son divididos entre el volumen del aceite remanente para calcular la relación gas/aceite. La información en la Tabla 4.1 y Figura 4.2 es reportada de manera convencional.

La curva de encogimiento ahora tiene un valor de 1 a la presión de burbuja y menores a 1 para presiones menores, tal como en la Figura 4.3. A medida que la presión disminuye y se libera el gas el aceite se encoge. La gráfica de encogimiento del aceite describe el volumen original en el yacimiento a medida que disminuye la presión.

Una vez que se el comportamiento del aceite en el yacimiento disminuye la presión, se debe de llevar a la superficie a través de los separadores y finalmente al tanque de

almacenamiento. Esta es una separación flash. La mayoría de los estudios del fluido del yacimiento incluyen pruebas en separadores para simular el proceso de liberación flash. La Tabla 4.2 es un típico ejemplo de pruebas en separadores. Durante la prueba el factor de volumen del aceite es medido y resulta del volumen del gas y del aceite disueltos, entrando en el pozo a la temperatura y presión del yacimiento dividido entre el volumen del aceite en el tanque de almacenamiento después de haber pasado a través del separador.

El factor de volumen es B_o pero debido a que los separadores dan como resultado una separación flash deberíamos añadir una f al B_o quedando como B_{of} . En la mayoría de los estudios de fluidos, estas mediciones solo se toman a la presión de burbuja. El B_o a la presión de burbuja es B_{ofb} . Para poder realizar cálculos de balance de materia se necesitan los valores de B_{of} a presiones más bajas del yacimiento. Desde un punto de vista técnico el método ideal es colocar una gran cantidad de aceite en una celda y elevar su temperatura a la del yacimiento y depresionar con un proceso de separación diferencial para simular el depresionamiento del yacimiento, en cierto valor de presión unos cientos de lb/pg^2 por debajo de la presión de burbuja, una parte del aceite se toma y se bombea a través de un separador para obtener el factor de volumen flash B_{of} a la presión más baja del yacimiento, este proceso debe repetirse hasta conseguir una gráfica de B_{of} contra la presión del yacimiento, esta información a menudo es obtenida en el laboratorio, este método que por lo general es el más acertado para obtener información¹⁵. La mayoría de los estudios solo incluyen los valores del B_{ofb} , el factor de volumen a la presión de burbuja, los valores de B_{of} para presiones menores deberán ser obtenidos de otras maneras, se hizo la propuesta de un método matemático para poder obtenerlo, el método consiste en multiplicar el factor de volumen a la presión de burbuja por el factor de encogimiento a distintas presiones del yacimiento obtenidas previamente.

El factor de encogimiento fue calculado, dividiendo el factor del volumen específico entre el factor de volumen a presión de burbuja, si combinamos ambos cálculos se

puede empezar con la gráfica del volumen específico y ajustarla a condiciones flash como se muestra en la Ecuación 4.1

$$B_o = B_o(B_{ofb}/B_{odb}) \dots\dots\dots(4.1)$$

Este cálculo está ilustrado en la Figura 4.4. Para realizar cálculos de balance de materia debemos de contar con el gas en el separador y del tanque en función de la presión del yacimiento. Estos valores se expresan en pies cúbicos estándar por barril y se le denomina R_{sf} , la prueba en el separador nos da este valor a la presión de burbuja R_{sfb} a medida que la presión disminuye en el yacimiento el gas es liberado de la solución por lo que la cantidad de gas es ahora menor. La separación diferencial nos dice cuánto gas fue liberado del aceite en el yacimiento: $(R_{sdb} - R_{sd})$ en donde R_{sdb} es la cantidad de gas disuelto a la presión de burbuja medida de la vaporización diferencial y R_{sb} es el gas disuelto en las distintas etapas del experimento.

Las unidades de R_{sdb} y R_{sb} son pies cúbicos estándar por barril de aceite remanente , Debido a que tenemos que tener el gas disuelto en términos de pies cúbicos estándar por barril de aceite muerto, en términos del tanque de almacenamiento.

$(R_{sdb} - R_{sb})(B_{ofb}/B_{odb})$ Entonces el gas que aún queda en solución es:

$$R_s = R_{sfb} - (R_{sdb} - R_{sb})(B_{ofb}/B_{odb}), \dots\dots\dots(4.2)$$

En pies cúbicos estándar por barril, para cada presión analizada durante la liberación diferencial, R_s debe ser calculada con esta ecuación, este cálculo está ilustrado en la Figura 4.5.

Es una práctica común utilizar los datos de la separación-diferencial para cálculos de balance de materia. Los valores de B_{od} y R_{sd} usualmente son más elevados que los valores correspondientes a las pruebas de separador .La información de la separación diferencial debe ser transformada a las condiciones flash de separación antes de poder realizar los cálculos.

Un segundo procedimiento, descrito y que no requiere que se lleve a cabo la prueba de liberación diferencial, es el procedimiento que establece que B_{of} y R_{sf} equivalentes a B_{ofb} y R_{sfb} calculadas a partir de la correlación de Standing o correlaciones similares.

$$B_{of} = B_{ofb}(B_{of'}/B_{ofb'}) , \text{ y } R_{sf} = R_{sfb}(R_{sf'}/R_{sfb'}) , \dots\dots\dots(4.3)$$

<u>Presión</u> (psig)	<u>Solución RGA, *</u> R_{sg}	<u>Volumen de aceite relativo</u> B_{∞}^{**}
2,620	854	1,600
2,350	763	1,554
2,100	684	1,515
1,850	612	1,479
1,600	544	1,445
1,350	479	1,412
1,100	416	1,382
850	354	1,351
600	292	1,320
350	223	1,283
159	157	1,244
0	0	1,075
	@ 60 °F	1,000

* Metros cúbicos de gas a 14.65 psia y 60°F por barril de petróleo residual a 60°F
 ** Barriles de petróleo a presión y la temperatura indicada por barril de petróleo residual a 60°F

Tabla 4.1 Separación diferencial a 220 °F

Presión del separador (lb/pg ²)	Temperatura (°F)	RGA, R _{S/b} *	Tanque de reservas de petróleo por gravedad (° API a 60 °F)	Bo, B _{O/b} **
50	75	737		
a 0	75	<u>41</u>	40.5	1.481
		778		
100	75	676		
a 0	75	<u>92</u>	40.7	1.474
		798		
200	75	602		
a 0	75	<u>178</u>	40.4	1.483
		780		
300	75	549		
a 0	75	<u>246</u>	40.1	1.495
		795		

* RGA: en pies cúbicos de gas a 14.65 lb/pg² y 60 °F por barril del tanque de reservas de petróleo

** Bo: son barriles de petróleo saturado a 2,620 lb/pg² y 220 °F por barril de petróleo en el tanque de reservas a 60 °F

Tabla 4.2 Pruebas de separador

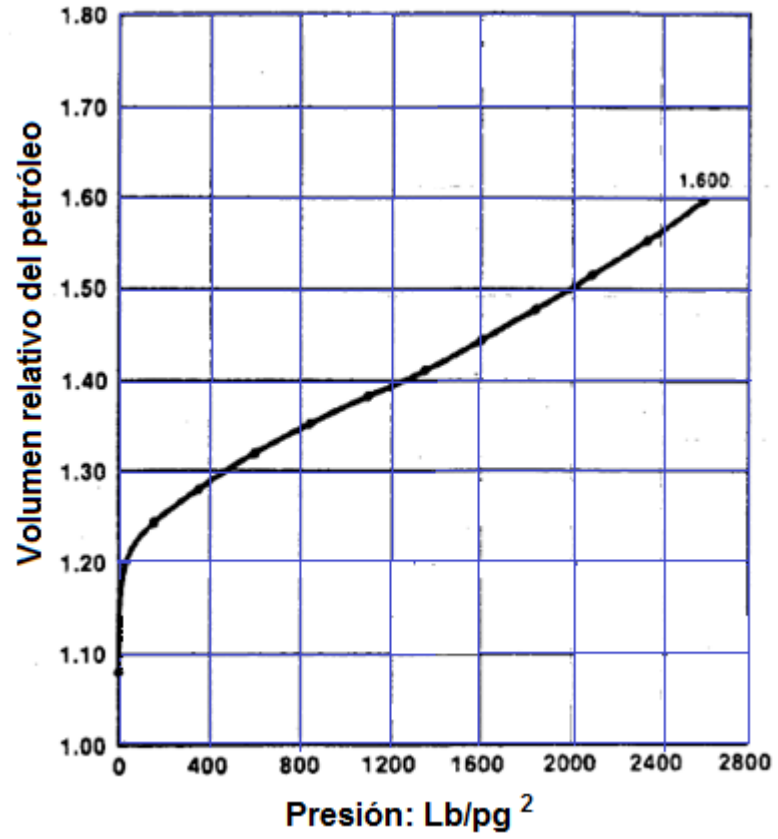


Fig. 4.1 Volumen relativo del petróleo contra la presión

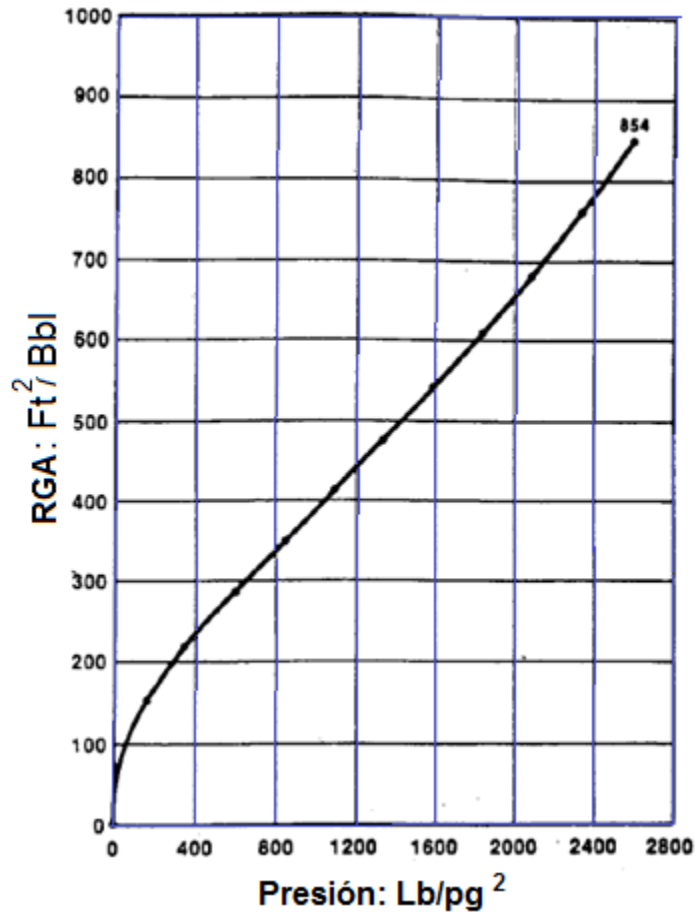


Fig. 4.2 Ajuste de gas en curva solución a las condiciones de separación

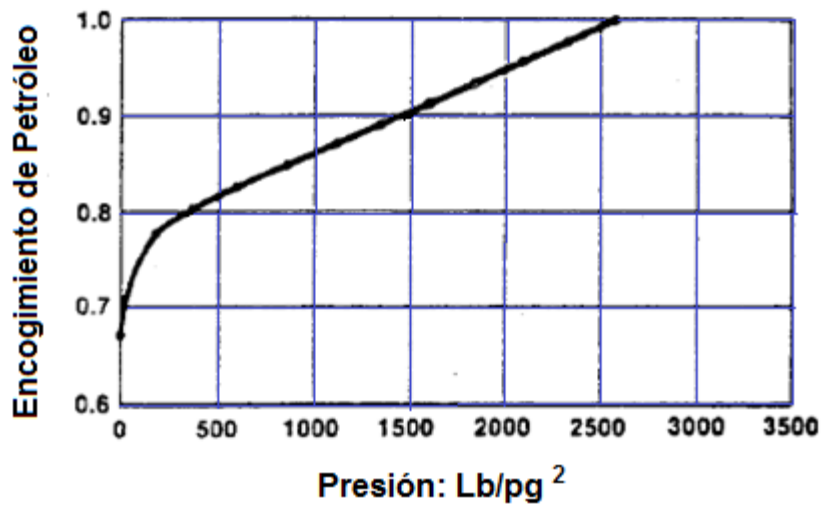


Fig. 4.3 Curva de encogimiento de Petróleo

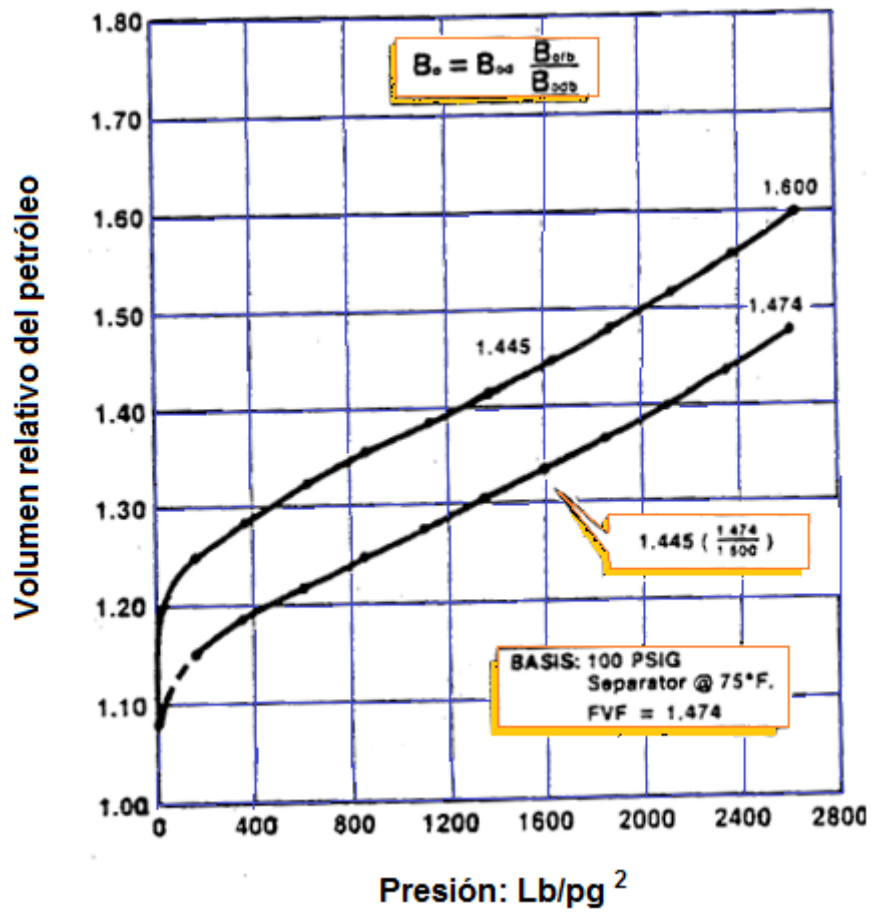


Fig. 4.4 Ajuste de la curva de volumen relativo de petróleo a las condiciones de separador

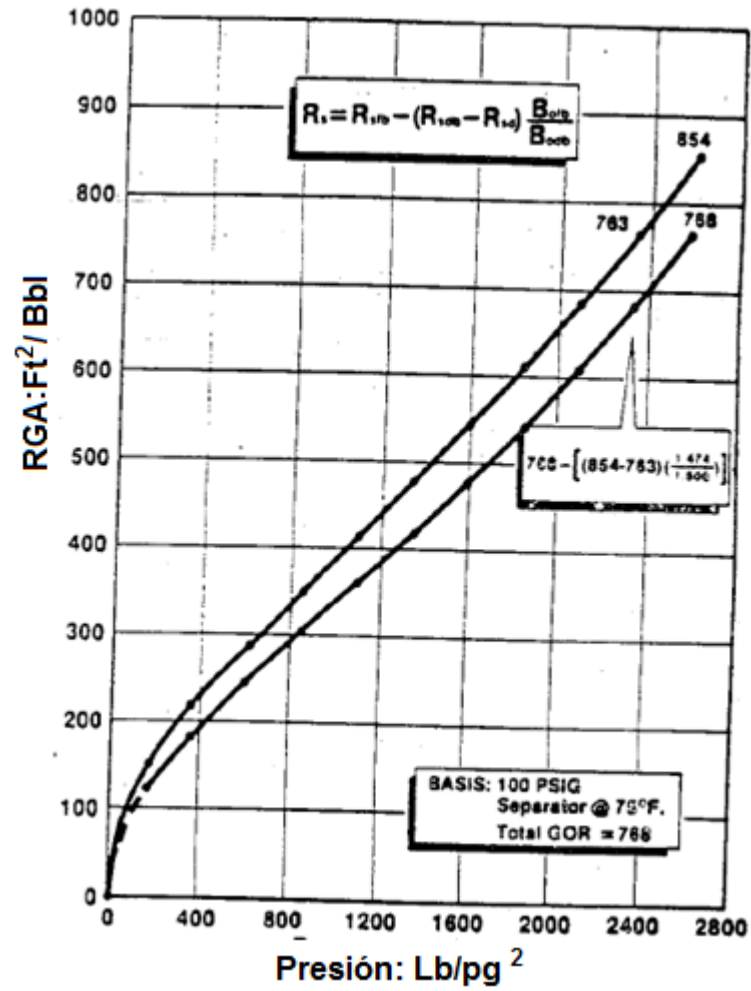


Fig. 4.5 Ajuste de la curva RGA a las condiciones de separador

4.3 Método de Phillip L. Moses

Este trabajo muestra las condiciones bajo las cuales debería trabajar el separador y datos PVT que deberían ser utilizados para cálculos de ingeniería de yacimientos.

Para los valores B_{of} y R_{sf} que no se encuentran disponibles por debajo de la presión de burbuja, existe la necesidad de calcular B_{of} y R_{sf} (flash) de la información obtenida en los reportes de laboratorio. Utilizamos el procedimiento descrito por el autor^{4,2}, dependiendo del fluido del yacimiento y dado que la liberación diferencial se lleva a cabo en el laboratorio no describe en todos los casos verdaderamente lo que ocurre en el yacimiento, por lo que se pueden llegar a obtener valores negativos de R_{sf} , si se aplica el procedimiento a presiones bajas.

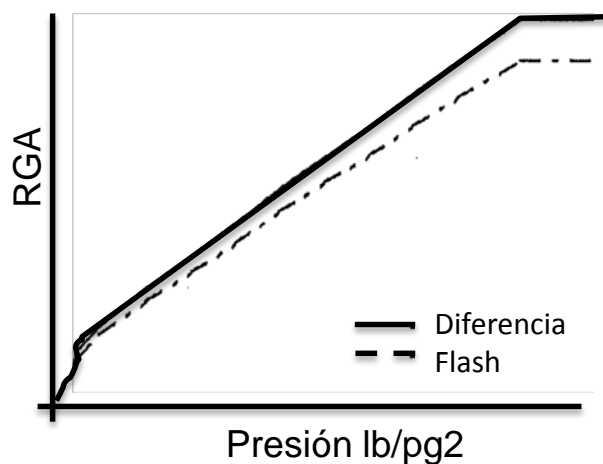
$$R_{sf} = (R_{sdb}/R_{sd})(B_{ofb}/B_{odb}) , \dots \dots \dots (4.4)$$

La R_{sd} puede resultar mucho mayor que R_{sfb} a bajas presiones. La cantidad de gas liberado por el proceso de separación diferencial excede a la cantidad de gas que se podría liberar de la separación flash a la presión de burbuja.

4.4 Método Muhammad^{4.1}

Como se muestra en la Fig. 4.6. La solución flash no es la misma que la solución por liberación diferencial. De una manera similar el valor de B_o de la liberación flash no corresponde con el valor de B_o de la liberación diferencial, como se muestra en la Fig. 4.7 Por lo que sin importar el método de liberación utilizado, se deben de hacer algunas correcciones para poder predecir el comportamiento del fluido dentro del yacimiento.

Cualquiera que sea el proceso de liberación del gas dentro del yacimiento, dependiendo de su ubicación en algunos casos se da de manera diferencial en otros de manera flash, o en algunos otros no se da de ninguna de las dos maneras.



Curvas típica de RGA

Fig. 4.6 Gráfica típica de R_s

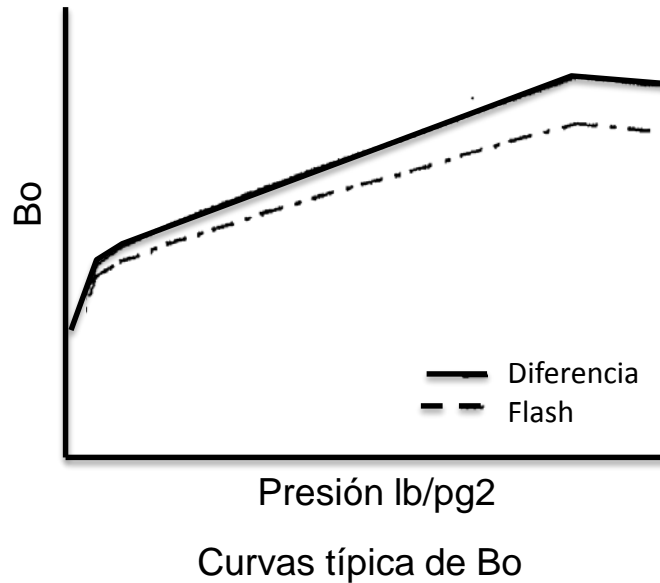


Fig.4.7 Gráfica típica de B_o

Las propiedades de los fluidos que se obtienen de las pruebas de liberación diferencial y flash se les conocen como las propiedades combinadas de los fluidos. Esta información es utilizada para calcular los valores de R_s y B_o a presiones menores a la presión de burbuja.

Metodología Método propuesto por Muhammad

Supone lo siguiente:

-Las propiedades obtenidas de la prueba de separación diferencial a presión de burbuja son corregidas a propiedades obtenidas a presión de burbuja de liberación flash. Esto incluye a R_s , B_o y a las densidades relativas del gas y del aceite.

-Las propiedades obtenidas de la última separación diferencial a la presión atmosférica no necesitan corrección alguna. Ya que a esto se le considera una liberación flash.

Las propiedades que se encuentran entre la presión de burbuja y la presión atmosférica son corregidas proporcionalmente, es necesario ajustar R_s , B_o y las densidades relativas del gas y del aceite.

La solución corregida de R_s a presiones menores a la de burbuja es evaluada con la siguiente ecuación:

$$R_{sfi} = R_{sdi} (R_{sbf} / R_{sdb}), \dots \dots \dots (4.5)$$

La solución corregida de B_o a presiones menores a la de burbuja es evaluada con la siguiente ecuación:

$$B_{oi} = B_{bof} + C_1 (B_{odb} - B_{obf}) \dots \dots \dots (4.6)$$

Dónde:

$$C_1 = (B_{odb} - B_{oi})(B_{odb} - B_{odn}) \dots \dots \dots (4.7)$$

La solución corregida de la densidad relativa del gas a presiones por debajo de la presión de burbuja es evaluada con la siguiente ecuación:

$$\gamma_{gi} = \gamma_{gfi} + d_1 (\gamma_{gdn-1} - \gamma_{gfi}) \dots \dots \dots (4.8)$$

Dónde:

$$d_1 = (\gamma_{gd1} - \gamma_{gdf}) (\gamma_{gd1} - \gamma_{gdf}) / (\gamma_{gd1} - \gamma_{gdn1}), \dots \dots \dots (4.9)$$

Donde γ_{gdn-1} es la densidad relativa del gas a la menor presión, con un valor de R_s diferente de cero.

La densidad relativa del aceite corregida y la densidad API a presiones menores a las de burbuja se pueden obtener con las siguientes ecuaciones.

$$\gamma_{oi} = \gamma_{ofi} + C_1 (\gamma_{od} - \gamma_{ofi}), \dots \dots \dots (4.10)$$

$$\gamma_{API} = 141.5 / \gamma_{oi} - 131.5 \dots \dots \dots (4.11)$$

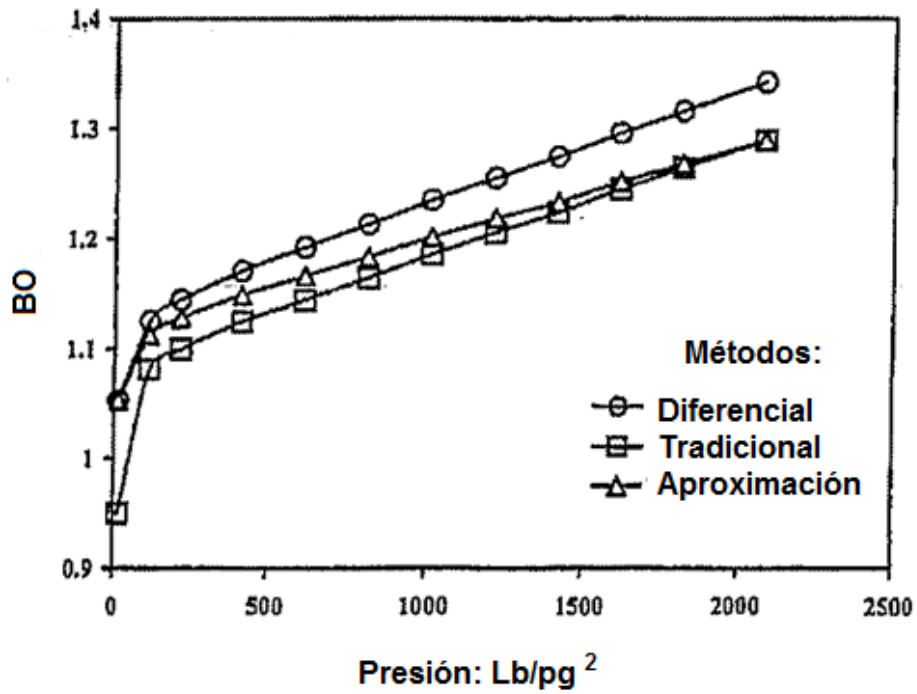


Fig.4.8 Ajustes de B_o a condiciones del separador.

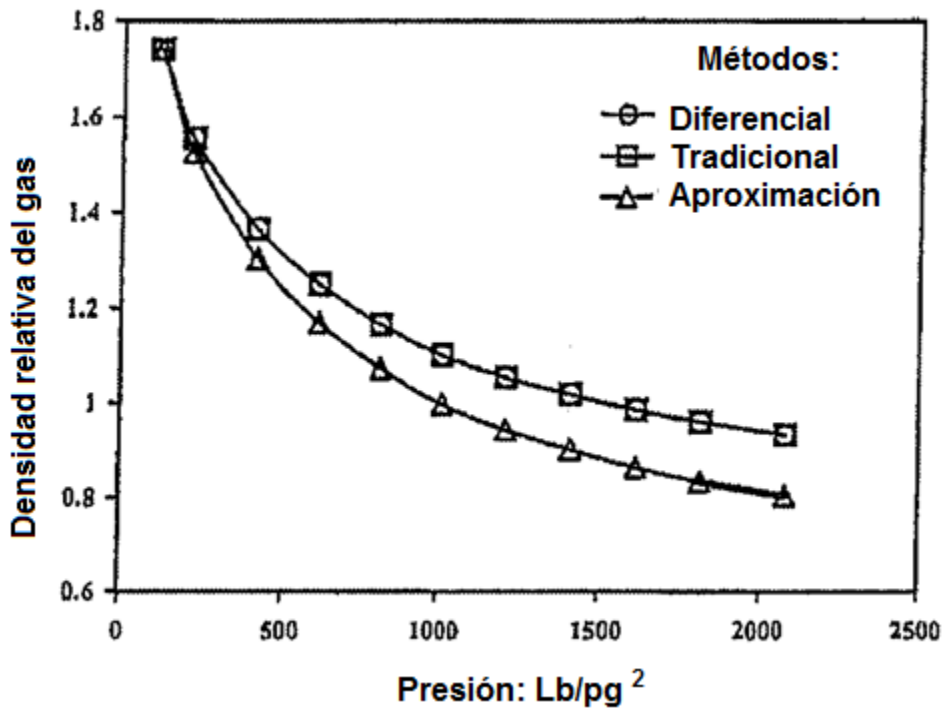


Fig.4.9 Ajuste de la densidad relativa del gas a condiciones del separador.

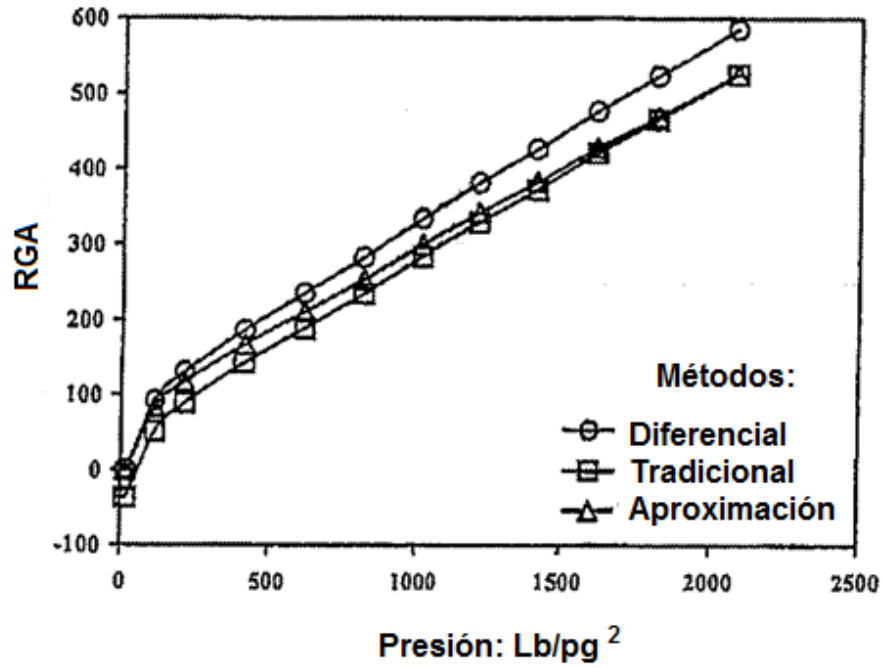


Fig. 4.10 Ajustes de R_s a condiciones del separador.

La siguiente Tabla 4.3 muestra datos de campo de los cuales es posible utilizar algún método para realizar correcciones de los valores de RGA y B_o por condiciones de separador, en este ejemplo se utilizaron dos autores:

Datos del Reporte PVT		
Presión	B _o	Rs(m ³ /m ³)
335	2.81	498.4
350	2.50	328.5
300	1.67	140.6
250	1.48	98.0
200	1.38	80.0
150	1.32	76.9
100	1.26	66.0
75	1.22	57.3
40	1.14	40.0
25	1.10	24.0
0	1.01	0.0

Datos del experimento de Separador	
B _{ob} =	2.42
R _{si} =	481.5

Moses	Muh ammad
481.5	481.5
335.4	317.3
173.8	135.9
137.2	94.7
121.7	77.3
119.0	74.3
109.6	63.8
102.1	55.3
87.3	38.6
73.5	23.2
52.9	0.0

Tabla 4.3 Corrección de RGA por condiciones de separador en datos de Campo

En las siguientes Fig. 4.9 y 4.10 se observa claramente el cambio al realizar las correcciones por condiciones de separador. Esta da como consecuencia que el uso de estos parámetros tendrá errores significativos si no se corrigen correctamente

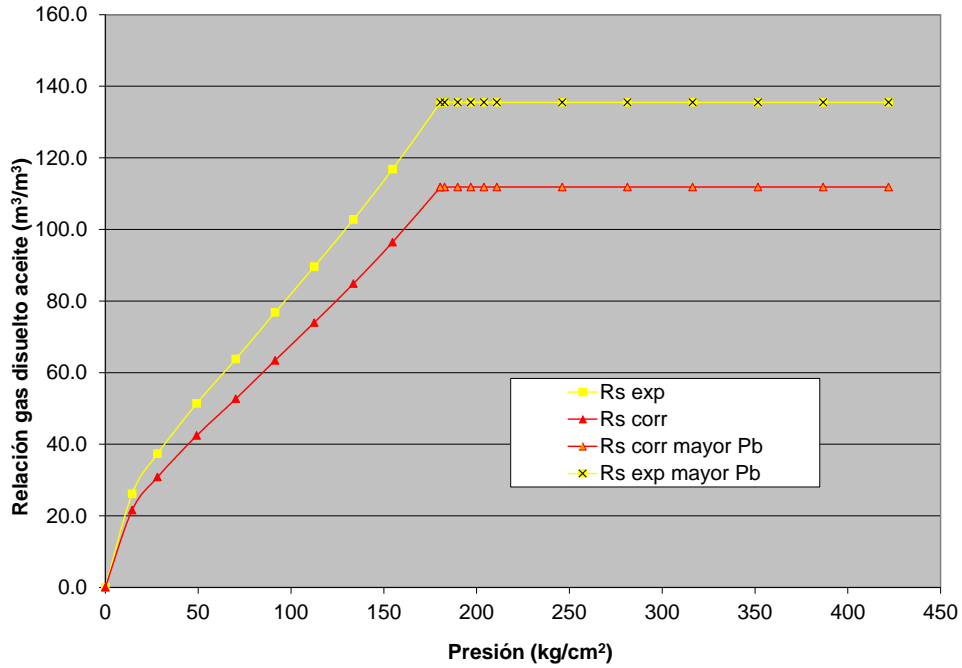


Fig. 4.11 Ejemplo de campo de correcciones del B_0 por condiciones de separador.

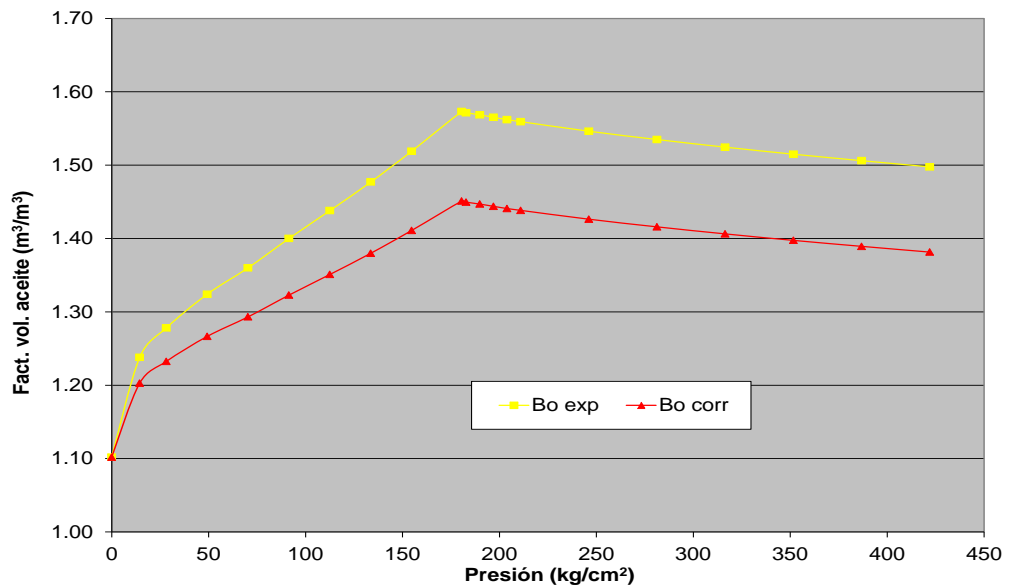


Fig. 4.12 Ejemplo de campo de correcciones del RGA por condiciones de separador.

Capítulo 5

5. Validación de análisis PVT mediante técnica de balance molar para aceite volátil y gas y condensado.

5.1 Metodología para Validar el PVT (Presión- Volumen – Temperatura)

Después de analizar diversas metodologías³³, se llegó a la conclusión que la metodología del Dr. Bashbush⁵ es una de las mejores metodologías por su practicidad, certeza para validación y corregir (si se requiere de acuerdo a los criterios que se explican en este trabajo) en yacimientos de gas y condensado y aceite volátil.

El cálculo de esta validación consiste básicamente en efectuar un balance molar para cuantificar las moles de gas extraído, de gas en la celda, y de líquido en cada etapa de AVC, al tomar como base la presión de rocío o la presión de burbuja.

El método es un balance de materia que permite calcular a diferentes presiones los Valores-K, la composición del aceite y el peso molecular de sus componentes, basándose en la información obtenida de una prueba de agotamiento de presión a volumen constante.

Así mismo mediante esta técnica es posible reducir los tiempos para caracterizar, detectar errores experimentales, ajustar los parámetros de una ecuación de estado y utilizar los valores k calculados directamente en programas de simulación.

Descripción del método⁵

El método consiste en la aplicación de un método de balance de materia a los moles de fluido iniciales en la celda a la presión de saturación. El objetivo es obtener la composición del aceite en la celda que en conjunto con la composición del gas permite obtener los Valores-K.

Una vez que se conocen las moles de gas en la celda, de gas extraído y de líquido en la celda, es posible calcular la composición del líquido en cada etapa del experimento y los valores K (Constantes de Equilibrio) a diferentes presiones, basándose en la información que se obtiene del experimento de AVC. La relación de equilibrio o constante de equilibrio se define como la relación que guarda la fracción mol de la fase gas de un componente, con su fracción mol de la fase líquida.

5.2 Metodología del Procedimiento para validar el PVT

El procedimiento está dividido en 8 etapas⁵.

1. En la primera etapa se obtienen las moles totales que existen por unidad de volumen en la celda PVT. Durante la aplicación del procedimiento el volumen se cancela y no es un parámetro dentro de la ecuación.

Para aceites volátiles es necesario conocer la densidad a la presión de burbuja y el peso molecular aparente del fluido original del yacimiento. Para un condensado retrograda la presión de rocío y el sufijo del factor de desviación, ya que la ley de los gases ideales.

Las etapas de las 2 a la 6 se repiten en cada nivel de agotamiento de presión en el cual se cuenta con la composición del gas producido.

2. El número de moles remanentes en la celda se obtienen en función de la cantidad de masa producida.

3. El número de moles de la fase gaseosa se calcula aplicando la ley general de los gases reales. El volumen de la fase gaseosa en la celda PVT es la diferencia entre el volumen inicial y el volumen ocupado por el aceite a la presión correspondiente.

El número de moles de la fase líquida es la diferencia entre las moles remanentes en la celda menos las moles de gas que quedan en la celda PVT.

Una manera de verificar la precisión de los datos experimentales es calculando el factor de desviación de las dos fases para los yacimientos de gas y condensado. Este factor Z de las dos fases se reporta comúnmente en los análisis PVT de los yacimientos de gas y condensado.

4. El número de moles liberados en cada etapa de presión se obtiene en función de la cantidad de masa producida en dos etapas consecutivas.

Las dos etapas siguientes se aplican a cada componente o pseudo-componente incluidos en el análisis PVT.

5. Se realiza un balance de materia por componente de la cantidad de masa que se produce y permanece en la celda PVT.

Moles iniciales de cada componente (i) = moles de cada componente (i) en la fase de gas en la celda PVT + Moles de cada componente (i) en la fase líquida en la celda PVT + moles producidos de gas de cada componente (i).

6. La relación de equilibrio del componente (i) K_i a la presión correspondiente se obtiene dividiendo la fracción mol del componente (i) en la fase de vapor (y_i) reportada en el análisis PVT, entre la fracción mol del componente (i) de la fase líquida (x_i), calculada en el paso 5.

7. Una vez calculadas las relaciones de equilibrio es conveniente extrapolar las gráficas para obtener los valores-K correspondientes a la presión de saturación (burbuja o rocío). Los valores extrapolados deben de ser corregidos para ajustarse a las limitaciones a esta presión, a la cual la suma de las concentración mol para la primera gota de líquido (para gas) y de la primera burbuja de gas (líquidos es igual a 1).

8. La última etapa consiste en el cálculo del peso molecular de la fracción C_{7+} en el líquido. El peso molecular y el número de moles del fluido a la presión de saturación se conocen de la primera etapa. Se calcula la masa original en la celda, esta se divide en fase gaseosa y fase líquida, con la medición del peso molecular de la fase de vapor es posible calcular el peso molecular y la masa de la fase de vapor.

Restando la masa del vapor de la masa total en la celda, al inicio en la etapa de agotamiento de presión correspondiente, se obtiene la masa de la fase líquida. Finalmente tomando en cuenta la composición, el número de moles y la masa de la fase líquida en la celda, es posible calcular ambas, la masa molecular de la fase líquida y el peso molecular de la fracción C_{7+} en el líquido

5.3 Base matemática de la metodología para validar el PVT

Las ecuaciones que describen el procedimiento son las siguientes

$$N_T = \frac{P_D}{10.732 Z_D T_Y} \dots\dots\dots(5.1)$$

2.-Moles de fluido que queda en la etapa j-ésima de agotamiento

$$N_j = N_T \left(1 - \frac{WSP_j}{100} \right) \dots\dots\dots(5.2)$$

3.-Moles de gas, moles de líquido y cálculo del factor de desviación dos fases

$$(N_g)_j = \frac{P_j(1-RLV/100)}{10.732 Z_j T_j} \dots\dots\dots(5.3)$$

$$(N_l)_j = N_j - (N_g)_j \dots\dots\dots(5.4)$$

$$(Z_{2pc})_j = \frac{P_j}{10.732 N_j T_j} \dots\dots\dots(5.5)$$

4.-Número de moles retirados en la etapa j-ésima de agotamiento

$$S_j = \frac{WSP_j - WSP_{j-1}}{100} N_T \dots\dots\dots(5.6)$$

5.- Balance de materia para el componente i en la etapa j-ésima de agotamiento

$$(y_i)_1 N_t = (y_i)_j (N_g)_j + (x_i)_j (N_l)_j + (y_i)_j S_j \dots\dots\dots(5.7)$$

Resolviendo para X_i

$$(x_i)_j = \frac{(y_i)_1 - (y_i)_j [(N_g)_j + S_j]}{(N_l)_j} \dots\dots\dots(5.8)$$

6.- Relación de equilibrio

$$K_i = \left[\frac{y_i}{x_i} \right]_j \dots\dots\dots(5.9)$$

Los pasos 5 y 6 se aplican para cada componente en cada una de las etapas de agotamiento

7.- Extrapolación de curvas para valores de k a la presión de rocío o presión de burbuja.

8.-Balance de masas para obtener el peso molecular del líquido y el peso molecular de la fracción pesada (C₇⁺) en el líquido

Para el cálculo de la masa total del sistema es igual a la masa del líquido más la masa del vapor, en un experimento de agotamiento a volumen constante

$$m_t = m_{lc} + m_{vc} + m_{gext}$$

La masa de líquido que queda en la celda es:

$$m_{lj} = m_{t1} - \sum_{j=1}^n m_{gextj} - m_{gcj}$$

Notar que la masa extraída en cada etapa se puede calcular como:

$$m_{gextj} = \Delta n_{pj} * M_{gj}$$

Dónde:

m_{gextj} =masa extraída del gas en la etapa j

Δn_{pj} =Moles extraídas de gas en cada etapa j

M_{gj} =Peso molecular del gas en la etapa j.

Las moles iniciales de líquido o gas en la celda se pueden calcular como sigue:

$$m_{t1} = N_{tg,l} * M_{l,g1}$$

Dónde:

M_{t1} =Masa de gas total en la etapa 1

$N_{tg,l1}$ =Moles de gas o liquido en la etapa 1 del experimento

M_{lg1} =Peso molecular del gas o del líquido en la etapa 1 del experimento

5.4 Variación de la Temperatura con la profundidad

Es necesario tener en cuenta, que la temperatura es afectada considerablemente por la profundidad, los cambios litológicos y procesos químicos en los diferentes tipos de formación que atraviesa el pozo van afectando de manera considerable esta. Por lo tanto para realizar el balance molar se debe tomar la temperatura al nivel medio de los disparos, verificando que el gradiente de temperatura se comporte de manera estable al estar en la zona del yacimiento como se muestra en la Figura 5.1

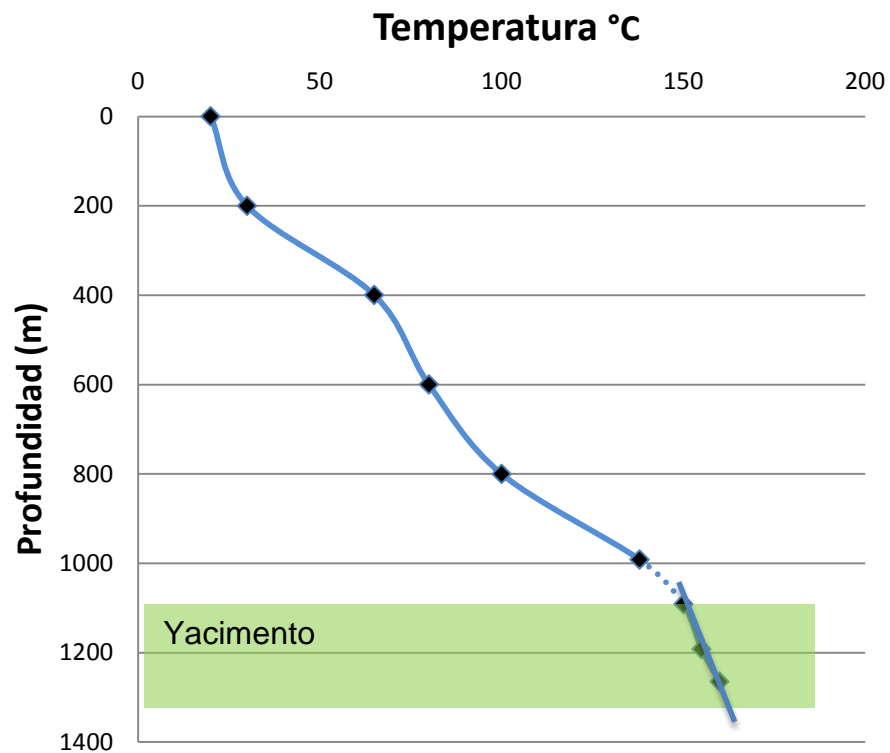


Fig. 5.1 Variación de la temperatura con la presión

5.5 Determinación de la producción acumulada de gas en porcentaje molar a partir del porcentaje en volumen reportado en los análisis PVT

Debido a que los análisis PVT composicionales reportados, generalmente reportan la producción acumulada de gas obtenida del experimento a volumen constante en porcentaje volumen y no en porcentaje molar de gas con respecto a las moles totales, como es requerido por los simuladores PVT composicionales para caracterizar los fluidos, se propone este procedimiento para calcular el porcentaje molar.

El laboratorio reporta el porcentaje de gas producido Gp.

- 1) Se calcula las moles totales por volumen de aceite a la presión saturación.

$$N_{t@sat} = \frac{\rho_o@P_{sat}}{M_o@P_{sat}} \dots\dots\dots(5.10)$$

La cual se calcula a partir de la relación entre la densidad del aceite a la presión de saturación entre el peso molecular del aceite a la presión saturación.

- 2) Determinar las moles totales de gas por volumen de aceite @ condiciones estándar.

$$N_{tg} = \frac{N_{t@P_{sat}}}{B_o@P_{sat}} \dots\dots\dots(5.11)$$

Esta se calcula a partir de la relación entre las moles totales por volumen de aceite entre el factor de volumen del aceite a la presión saturación.

- 3) Es necesario tener el dato del volumen de gas que puede producirse por volumen de aceite @ condiciones estándar, el cual es un dato reportado $R_{s@P_{sat}}$.

- 4) Se debe calcular el número de moles producidas de gas por volumen de aceite @ condiciones estándar.

$$N_{pg} = \frac{R_{s@P_{sat}}}{22450} \dots\dots\dots(5.12)$$

Volumen ocupado por 1 gr-mol de gas =22450
 Esta se calcula dividiendo la relación gas disuelto a la presión de saturación entre la constante.

- 5) Posteriormente se debe calcular la relación entre el número de moles de gas producidas entre el número de moles totales.

$$RN_{tgP} = \frac{N_{pg}}{N_{tg}} \dots\dots\dots(5.13)$$

Esta se calcula a partir de la relación entre número de moles producidas de gas por volumen de aceite @ condiciones estándar divididas entre las moles totales de gas por volumen de aceite @ condiciones estándar

- 6) Finalmente de calcula las moles totales de gas por volumen de aceite @ condiciones estándar.

$$N_{ptg} = G_p * RN_{tgp} \dots \dots \dots (5.14)$$

Este se calcula multiplicando el porcentaje de gas producido por el porcentaje de gas producido.

5.6 Consistencia de los datos experimentales para la validación del PVT

La consistencia de los datos experimentales puede ser revisada de varias maneras

La primera prueba se puede realizar de una manera sencilla, graficando la composición del gas producido contra la presión, debe obtenerse curvas suaves, si hay saltos en la gráfica usualmente corresponde a un error experimental.

Para los fluidos de gas y condensado esta grafica se puede extender hasta el punto de rocío, utilizando la composición del fluido. Para aceites volátiles la gráfica no puede extenderse hasta la presión de burbuja .La composición de la primer burbuja de gas es muy diferente de la composición del aceite en la celda. Este es el caso también para aceites cercanos a sus condiciones críticas. La composición del gas obtenida en la extrapolación de los Valores-K debe utilizarse en los siguientes casos.

Una segunda revisión, se aplica a yacimientos de gases y condensado, utilizando el factor de desviación Z de las dos fases. Los valores calculados (etapa tres), no debe de ser mayor de una milésima en todos los casos, esta condición no es tan severa, pero si se satisface no es prueba concluyente de consistencia de los datos experimentales.

Todos los análisis PVT composicionales incluyen la composición de líquido remanente en la celda al final de la prueba de agotamiento. Esta composición de líquido debe de ser comparada contra la composición calculada. Para la mayoría de los componentes con una concentración molar superior a 0.4 %, la diferencia entre la composición calculada y la medida debe ser de 1 %.

Otra grafica útil se puede generar con la composición calculada del líquido contra la presión. De igual manera inflexiones en la gráfica se pueden interpretar como errores experimentales.

La verificación más sensitiva e importante en la consistencia de los datos experimentales es una gráfica de las relaciones de equilibrio contra presión, obtenida por medio de este procedimiento. Las gráficas deben ser paralelas y sin saltos ni cruzarse. La curva superior correspondiente a las relaciones K debe corresponder al nitrógeno siguiendo las curvas de metano y de dióxido de carbono después ya sea la curva de etano o ácido sulfhídrico.

Al graficar el logaritmo de los valores K de cada uno de los componentes contra la presión a la que fue evaluada en cada una de las etapas de agotamiento, las líneas deben presentar una tendencia suavizada (sin jorobas o inflexiones bruscas en las curvas de los componentes) y sin que se crucen entre ellas, respetando el orden de acuerdo a su peso molecular.

El procedimiento disminuye el tiempo necesario para realizar la caracterización de un fluido y permite identificar y corregir los errores más comunes encontrados en el PVT, los cuales se han detectado como los siguientes tres:

1. Errores en la composición principalmente en los componentes no hidrocarburos.
2. Errores en la densidad del gas y del aceite, sobre todo cuando no se calculan directamente y se determinan por balance en masa.
3. Errores en la medición de la saturación de aceite en la celda PVT, la cual es una fuente de error en los yacimientos de gas y condensado.

Al graficar el logaritmo de los valores K de cada uno de los componentes contra la presión a la que fue evaluada en cada una de las etapas de agotamiento, las líneas deben presentar:

- Una tendencia suavizada (sin jorobas o inflexiones bruscas en las curvas de los componentes)
- Sin que se crucen entre ellas.
- Respetar el orden de las curvas en función de su peso molar
- Tiene una tendencia horizontalmente en las ordenadas hacia la unidad

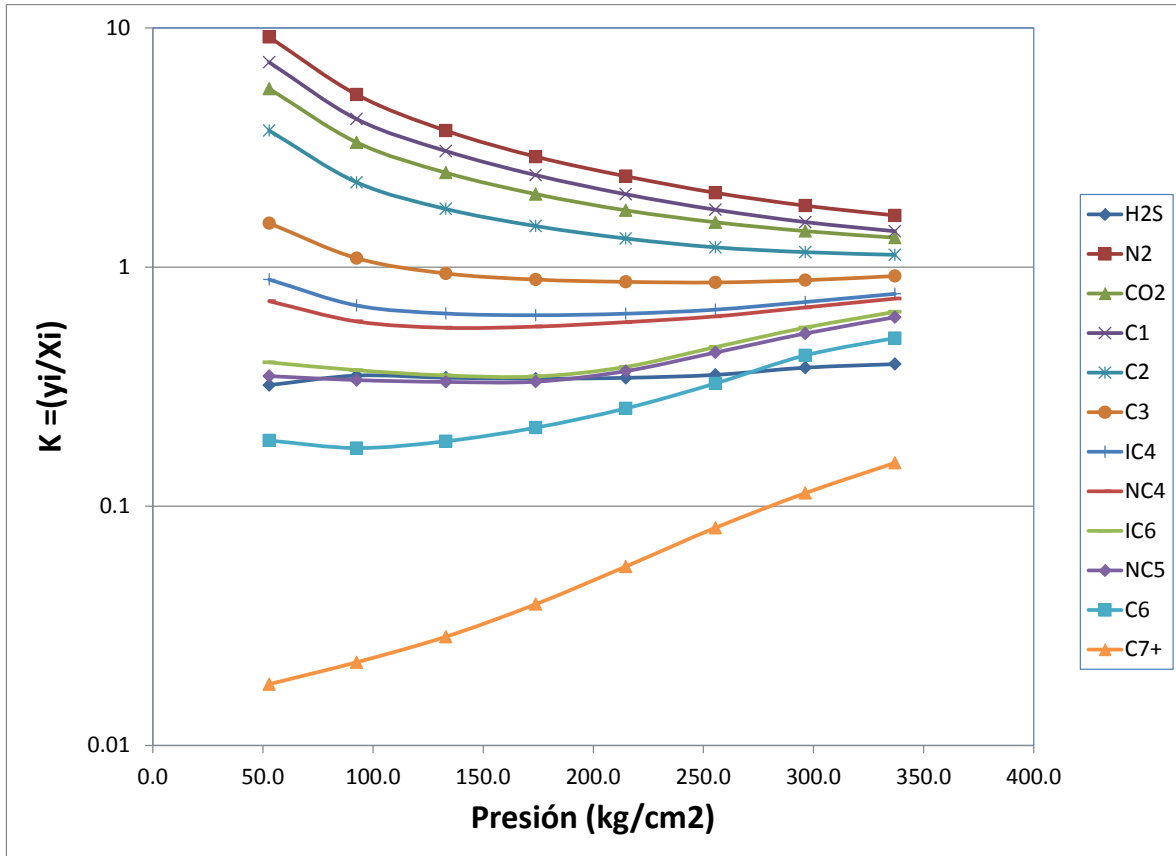


Fig. 5.2 Constantes de equilibrio contra presión en Lb/pg^2

La Figura 5.2 muestra la gráfica de valores k por componente contra las presiones para ser evaluada con los criterios anteriormente mencionados.

A continuación se muestran ejemplos de Campo donde se aplicó este procedimiento

En ejemplo uno, inicialmente que tiene la composición original por componente y en función de la presión como se muestra en la Tabla 5.1

Composición Original										
Presión (Kg/cm ²)	357	338	289	247	204	162	118	77	36	36
Presión (lb/pg ²)	5079	4802	4110	3512	2901	2299	1672	1099	512	512
	X _i	Y _i	Y _i	Y _i	Y _i	Y _i	Y _i	Y _i	Y _i	X _i
Presión (lb/pg ²)	5079	4802	4110	3512	2901	2299	1672	1099	512	Presión (lb/pg ²)
H ₂ S	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
CO ₂	1.260	1.350	1.380	1.400	1.420	1.450	1.480	1.500	1.510	0.530
N ₂	0.820	1.020	1.040	1.040	1.020	1.000	1.000	0.950	0.890	0.260
C ₁	62.120	72.170	73.800	74.540	74.920	74.910	74.290	72.780	68.430	22.120
C ₂	9.910	9.990	10.120	10.270	10.470	10.740	11.140	11.700	12.510	4.950
C ₃	4.620	4.270	4.250	4.290	4.360	4.490	4.730	5.160	6.090	3.160
IC ₄	0.890	0.770	0.750	0.750	0.750	0.770	0.820	0.910	1.150	0.900
NC ₄	1.960	1.650	1.610	1.600	1.610	1.650	1.740	1.950	2.510	2.110
IC ₅	0.830	0.650	0.620	0.600	0.600	0.600	0.630	0.700	0.960	1.250
NC ₅	0.970	0.750	0.710	0.690	0.680	0.690	0.720	0.800	1.100	1.510
C ₆	1.550	1.090	1.000	0.950	0.910	0.890	0.910	1.000	1.420	3.330
C ₇ ⁺	15.070	6.290	4.720	3.870	3.260	2.810	2.540	2.550	3.430	59.880
	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000

Tabla 5.1 Composición original del Yacimiento ej1

Se calcula el peso molecular promedio con los pesos moleculares por componente como se muestra en la Tabla 5.2

Peso molecular promedio										
Componente										
H ₂ S	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
CO ₂	0.555	0.594	0.607	0.616	0.625	0.638	0.651	0.660	0.665	0.233
N ₂	0.230	0.286	0.291	0.291	0.286	0.280	0.280	0.266	0.249	0.073
C ₁	9.964	11.576	11.838	11.956	12.017	12.016	11.916	11.674	10.976	3.548
C ₂	2.980	3.004	3.043	3.088	3.148	3.230	3.350	3.518	3.762	1.488
C ₃	2.037	1.883	1.874	1.892	1.923	1.980	2.086	2.276	2.686	1.394
IC ₄	0.517	0.448	0.436	0.436	0.436	0.448	0.477	0.529	0.668	0.523
NC ₄	1.139	0.959	0.936	0.930	0.936	0.959	1.011	1.133	1.459	1.226
IC ₅	0.599	0.469	0.447	0.433	0.433	0.433	0.455	0.505	0.693	0.902
NC ₅	0.700	0.541	0.512	0.498	0.491	0.498	0.519	0.577	0.794	1.089
C ₆	1.336	0.939	0.862	0.819	0.784	0.767	0.784	0.862	1.224	2.870
C ₇ ⁺	26.942	8.685	5.995	4.915	3.964	3.322	2.940	2.906	3.864	115.006
	46.999	29.384	26.841	25.874	25.042	24.569	24.470	24.906	27.039	128.352

Tabla 5.2 Peso promedio por componente ej.1

Datos					
	Presión (lb/pg ²)	Mol Prod. Acum (%)	Sat. Líquido (%)	Factor Z (adim)	Densidad Aceite (gr/cm ³)
P_b	5079.384	0	100		0.428
	4802.094	1.57	65.34	0.984	0.502
	4109.58	7.38	58.9	0.942	0.537
	3512.34	14.06	53.85	0.919	0.568
	2900.88	23.23	49.36	0.905	0.594
	2299.374	34.15	44.48	0.902	0.628
	1672.272	45.38	40.75	0.91	0.659
	1099.206	58.31	36.87	0.93	0.687
	511.92	71.12	33.42	0.957	0.711

Tabla 5.3 Datos para cálculo de moles producida ej.1

Con los datos de presión, moles producidas acumuladas, saturación de líquido, factor z y densidad del aceite, como se observa Tabla 5.3, se calcula:

Las moles producidas en la celda

$$N_j = N_t(1 - WSP/100)..... (5.15)$$

Moles de gas en la celda

$$N_g = P_j (1 - RLV/100)/(10.732 * Z_j * T_r).....(5.16)$$

Moles de líquido

$$N_l = N_j - N_{gi}.....(5.17)$$

Z en dos fases

$$Z_2F = P_j/(10.732 * N_j * T_r).....(5.18)$$

Moles extraídas

$$S_j = N_t * (WSP_j - WSP_j - 1) * 100.....(5.19)$$

Para calcular moles totales y moles extraídas acumuladas, como muestra la Figura 5.4

Moles en celda totales	Moles de gas en celda	Moles de líquido	Moles Ext.	Balance moles tot. Celda	Moles totales	Moles Ext. Acum.
0.56825439	0	0.56825439	0	0.56825439	0.56825439	0
0.559332796	0.205624519	0.353708278	0.00892159	0.559332796	0.56825439	0.00892159
0.526317216	0.218083309	0.308233908	0.03301558	0.526317216	0.56825439	0.04193717
0.488357823	0.214659417	0.273698406	0.03795939	0.488357823	0.56825439	0.07989657
0.436248895	0.197721295	0.238527601	0.05210893	0.436248895	0.56825439	0.13200549
0.374195516	0.172624935	0.201570581	0.06205338	0.374195516	0.56825439	0.19405887
0.310380548	0.133118435	0.177262113	0.06381497	0.310380548	0.56825439	0.25787384
0.236905255	0.09163993	0.145265325	0.07347529	0.236905255	0.56825439	0.33134914
0.164111868	0.044403026	0.119708842	0.07279339	0.164111868	0.56825439	0.40414252

Tabla 5.4 Cálculo de moles extraídas acumuladas ej.1

Es necesario considerar: la temperatura densidad peso molar y moles totales en la celda para iniciar el balance molar como se observa en la Tabla 5.5

Temperatura	153.8	°C
Temperatura	768.84	°R
Densidad	26.7072	Lb/P ³
Peso molecular	46.999	Lb/Lb/MOL
Moles en celda	0.56825439	Mol/P ³

Tabla 5.5 Parámetros necesarios para el cálculo molar ej.1

Con estos datos es posible iniciar el balance molar y calcular las moles extraídas en cada etapa como se muestra en la Tabla 5.6

Moles Iniciales	Moles extraídas en cada etapa								
	5079	4802	4110	3512	2901	2299	1672	1099	512
H ₂ S	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
CO ₂	0.0072	0.0001	0.0005	0.0005	0.0007	0.0009	0.0009	0.0011	0.0011
N ₂	0.0047	0.0001	0.0003	0.0004	0.0005	0.0006	0.0006	0.0007	0.0006
C ₁	0.3530	0.0064	0.0244	0.0283	0.0390	0.0465	0.0474	0.0535	0.0498
C ₂	0.0563	0.0009	0.0033	0.0039	0.0055	0.0067	0.0071	0.0086	0.0091
C ₃	0.0263	0.0004	0.0014	0.0016	0.0023	0.0028	0.0030	0.0038	0.0044
IC ₄	0.0051	0.0001	0.0002	0.0003	0.0004	0.0005	0.0005	0.0007	0.0008
NC ₄	0.0111	0.0001	0.0005	0.0006	0.0008	0.0010	0.0011	0.0014	0.0018
IC ₅	0.0047	0.0001	0.0002	0.0002	0.0003	0.0004	0.0004	0.0005	0.0007
NC ₅	0.0055	0.0001	0.0002	0.0003	0.0004	0.0004	0.0005	0.0006	0.0008
C ₆	0.0088	0.0001	0.0003	0.0004	0.0005	0.0006	0.0006	0.0007	0.0010
C ₇ ⁺	0.0856	0.0006	0.0016	0.0015	0.0017	0.0017	0.0016	0.0019	0.0025
	0.5683	0.0089	0.0330	0.0380	0.0521	0.0621	0.0638	0.0735	0.0728

Tabla 5.6 Moles extraídas en cada etapa ej.1

El siguiente paso será calcular las moles de gas en la celda, como se observa en la Tabla 5.7

Moles de gas en celda									
Presión (lb/pg ²)	5079	4802	4110	3512	2901	2299	1672	1099	512
H ₂ S	0	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
CO ₂	0	0.0028	0.0030	0.0030	0.0028	0.0025	0.0020	0.0014	0.0007
N ₂	0	0.0021	0.0023	0.0022	0.0020	0.0017	0.0013	0.0009	0.0004
C ₁	0	0.1484	0.1609	0.1600	0.1481	0.1293	0.0989	0.0667	0.0304
C ₂	0	0.0205	0.0221	0.0220	0.0207	0.0185	0.0148	0.0107	0.0056
C ₃	0	0.0088	0.0093	0.0092	0.0086	0.0078	0.0063	0.0047	0.0027
IC ₄	0	0.0016	0.0016	0.0016	0.0015	0.0013	0.0011	0.0008	0.0005
NC ₄	0	0.0034	0.0035	0.0034	0.0032	0.0028	0.0023	0.0018	0.0011
IC ₅	0	0.0013	0.0014	0.0013	0.0012	0.0010	0.0008	0.0006	0.0004
NC ₅	0	0.0015	0.0015	0.0015	0.0013	0.0012	0.0010	0.0007	0.0005
C ₆	0	0.0022	0.0022	0.0020	0.0018	0.0015	0.0012	0.0009	0.0006
C ₇ ⁺	0	0.0129	0.0103	0.0083	0.0064	0.0049	0.0034	0.0023	0.0015
	0.0000	0.2056	0.2181	0.2147	0.1977	0.1726	0.1331	0.0916	0.0444

Tabla 5.7 Moles de gas en la celda por componente ej.1

Posteriormente de calcula las moles extraídas acumuladas como se muestra en la Tabla 5.8

Moles extraídas acumuladas									
Presión (lb/pg ²)	5079	4802	4110	3512	2901	2299	1672	1099	512
H ₂ S	0	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
CO ₂	0	0.0001	0.0006	0.0011	0.0018	0.0027	0.0037	0.0048	0.0059
N ₂	0	0.0001	0.0004	0.0008	0.0014	0.0020	0.0026	0.0033	0.0040
C ₁	0	0.0064	0.0308	0.0591	0.0981	0.1446	0.1920	0.2455	0.2953
C ₂	0	0.0009	0.0042	0.0081	0.0136	0.0203	0.0274	0.0360	0.0451
C ₃	0	0.0004	0.0018	0.0034	0.0057	0.0085	0.0115	0.0153	0.0197
IC ₄	0	0.0001	0.0003	0.0006	0.0010	0.0015	0.0020	0.0027	0.0035
NC ₄	0	0.0001	0.0007	0.0013	0.0021	0.0031	0.0043	0.0057	0.0075
IC ₅	0	0.0001	0.0003	0.0005	0.0008	0.0012	0.0016	0.0021	0.0028
NC ₅	0	0.0001	0.0003	0.0006	0.0009	0.0013	0.0018	0.0024	0.0032
C ₆	0	0.0001	0.0004	0.0008	0.0013	0.0018	0.0024	0.0031	0.0042
C ₇ ⁺	0	0.0006	0.0021	0.0036	0.0053	0.0070	0.0087	0.0105	0.0130
	0	0.0089	0.0419	0.0799	0.1320	0.1941	0.2579	0.3313	0.4041

Tabla 5.8 Moles extraídas acumuladas por componente ej.1

A continuación se calcula las moles de líquido calculadas que ilustra la Tabla 5.9

Moles de líquido calculadas									
Presión (lb/pg ²)	5079	4802	4110	3512	2901	2299	1672	1099	512
H ₂ S	0	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
CO ₂	0	0.0043	0.0036	0.0030	0.0025	0.0019	0.0015	0.0010	0.0006
N ₂	0	0.0025	0.0020	0.0016	0.0013	0.0010	0.0007	0.0005	0.0003
C ₁	0	0.1982	0.1612	0.1339	0.1067	0.0791	0.0621	0.0408	0.0273
C ₂	0	0.0349	0.0300	0.0261	0.0220	0.0175	0.0141	0.0096	0.0057
C ₃	0	0.0171	0.0152	0.0136	0.0119	0.0100	0.0085	0.0062	0.0038
IC ₄	0	0.0034	0.0031	0.0028	0.0026	0.0023	0.0020	0.0016	0.0010
NC ₄	0	0.0076	0.0069	0.0064	0.0058	0.0051	0.0046	0.0037	0.0025
IC ₅	0	0.0033	0.0031	0.0029	0.0027	0.0025	0.0023	0.0020	0.0015
NC ₅	0	0.0039	0.0037	0.0035	0.0032	0.0030	0.0027	0.0024	0.0018
C ₆	0	0.0065	0.0062	0.0060	0.0057	0.0055	0.0052	0.0048	0.0040
C ₇ ⁺	0	0.0721	0.0732	0.0737	0.0739	0.0738	0.0736	0.0728	0.0711
	0	0.3537	0.3082	0.2737	0.2385	0.2016	0.1773	0.1453	0.1197

Tabla 5.9 Moles de líquido calculadas por componente ej.1

Consecutivamente se debe calcular el porcentaje mol de líquido como se muestra en el Tabla 5.10

Porcentaje de líquido (% Mol)									
Presión (lb/pg ²)	5079	4802	4110	3512	2901	2299	1672	1099	
H ₂ S									
CO ₂		1.2054	1.1596	1.1134	1.0502	0.9474	0.8452	0.6826	
N ₂		0.6987	0.6350	0.5839	0.5376	0.4724	0.4001	0.3248	
C ₁		56.0240	52.3141	48.9200	44.7444	39.2235	35.0185	28.0847	
C ₂		9.8615	9.7366	9.5498	9.2341	8.6932	7.9681	6.6329	
C ₃		4.8323	4.9315	4.9806	5.0091	4.9768	4.7769	4.2985	
IC ₄		0.9628	1.0075	1.0400	1.0828	1.1205	1.1130	1.0753	
NC ₄		2.1480	2.2541	2.3446	2.4439	2.5502	2.5737	2.5186	
IC ₅		0.9392	1.0063	1.0735	1.1433	1.2429	1.2977	1.3653	
NC ₅		1.1034	1.1882	1.2670	1.3625	1.4760	1.5505	1.6425	
C ₆		1.8290	2.0114	2.1851	2.4091	2.7073	2.9343	3.2779	
C ₇ ⁺		20.3956	23.7556	26.9421	30.9830	36.5898	41.5220	50.0970	
		100.0000	100.0000	100.0000	100.0000	100.0000	100.0000	100.0000	100.0000

Tabla 5.10 Porcentaje mol de líquido por componente ej.1

En este punto es posible comparar el porcentaje mol del líquido calculado con el experimental, y sacar el error como se observa en la Tabla 5.11

Calculado	Experimental	
512	512	Error
0.4983	0.530	-5.9763
0.2500	0.260	-3.8410
22.8014	22.120	3.0806
4.7582	4.950	-3.8757
3.2041	3.160	1.3958
0.8756	0.900	-2.7120
2.0918	2.110	-0.8627
1.2527	1.250	0.2197
1.5286	1.510	1.2327
3.3530	3.330	0.6898
59.3863	59.880	-0.8246
100.0000	100.000	

Tabla 5.11 Comparación del porcentaje mol de líquido por componente ej.1

Finalmente se hace el cálculo de las constantes de equilibrio que es el producto para hacer la validación y correcciones como se muestra en la Tabla 5.12

Cálculo de las Constantes de equilibrio									
Presión (lb/pg ²)	5079	4802	4110	3512	2901	2299	1672	1099	512
H ₂ S									
CO ₂		1.120	1.190	1.257	1.352	1.530	1.751	2.197	3.030
N ₂		1.460	1.638	1.781	1.897	2.117	2.500	2.925	3.560
C ₁		1.288	1.411	1.524	1.674	1.910	2.121	2.591	3.001
C ₂		1.013	1.039	1.075	1.134	1.235	1.398	1.764	2.629
C ₃		0.884	0.862	0.861	0.870	0.902	0.990	1.200	1.901
IC ₄		0.800	0.744	0.721	0.693	0.687	0.737	0.846	1.313
NC ₄		0.768	0.714	0.682	0.659	0.647	0.676	0.774	1.200
IC ₅		0.692	0.616	0.559	0.525	0.483	0.485	0.513	0.766
NC ₅		0.680	0.598	0.545	0.499	0.467	0.464	0.487	0.720
C ₆		0.596	0.497	0.435	0.378	0.329	0.310	0.305	0.424
C ₇ ⁺		0.308	0.199	0.144	0.105	0.077	0.061	0.051	0.058

Tabla 5.12 Constantes de equilibrio ej.1

Con las constantes es posible graficar las curvas a evaluar como se observa en la Fig. 5.3

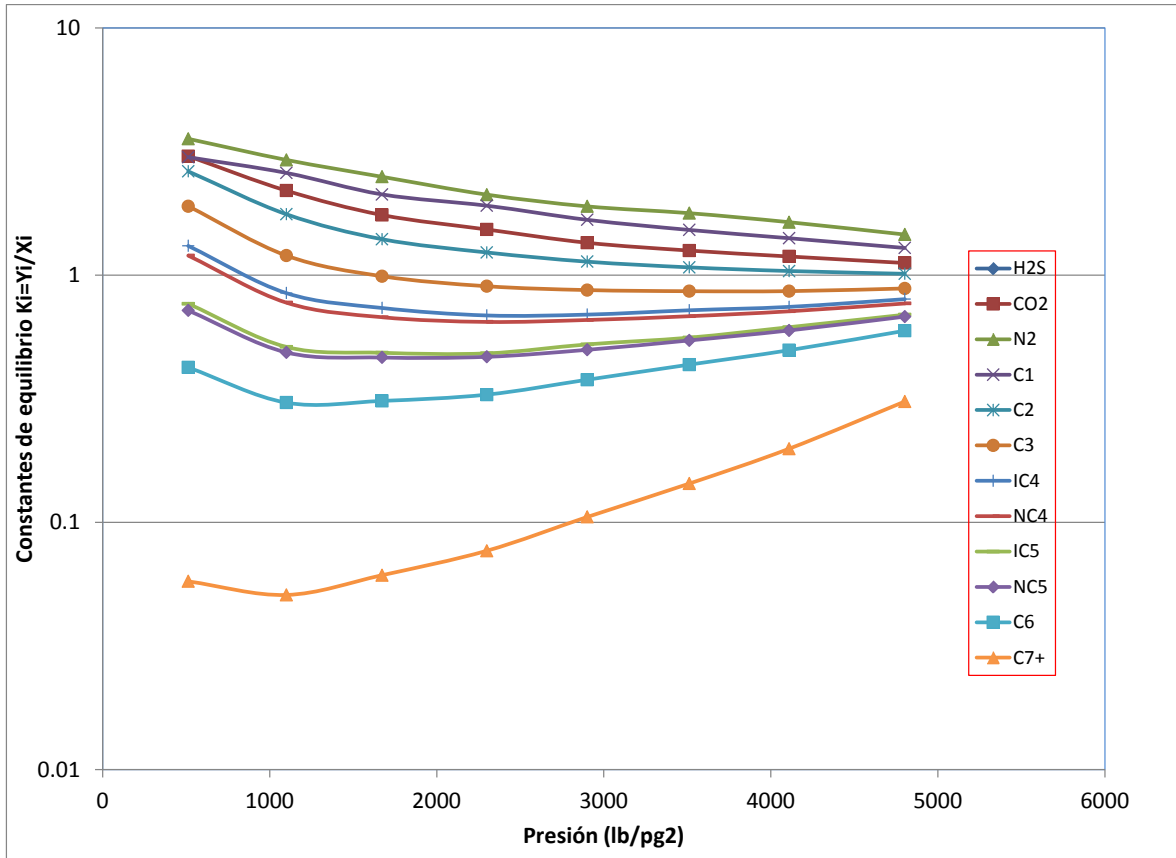


Fig.5.3 Grafica de las constantes de equilibrio ej.1

El siguiente ejemplo muestra el procedimiento para un pozo de gas y condensado.

Una vez que se tiene la composición original por componente y en función de la presión como se muestra en la Tabla 5.13

Líquido	COMPOSICION EFLUENTE							LIQUIDO
Presión (kg/cm2)	422.6	358.6	288.3	211.0	140.6	84.4	49.2	49.2
Presión (lb/pg2)	6010	5100	4100	3000	2000	1200	700	700
Ácido Sulfhídrico	1.37	1.55	1.61	1.66	1.63	1.55	1.43	0.10
Nitrógeno	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Dióxido de carbono	2.31	2.42	2.48	2.53	2.58	2.62	2.66	0.63
Metano	65.83	70.74	73.80	75.59	75.83	74.85	72.92	11.16
Etano	8.03	8.17	8.21	8.39	8.63	9.05	9.44	3.34
Propano	4.17	4.11	4.04	4.02	4.15	4.47	4.95	3.06
Iso-Butano	0.78	0.73	0.70	0.69	0.73	0.82	0.91	0.82
n-Butano	1.84	1.70	1.62	1.59	1.67	1.86	2.08	2.25
Iso-Pentano	0.75	0.67	0.62	0.60	0.62	0.70	0.80	1.24
n-Pentano	1.08	0.97	0.89	0.84	0.86	0.96	1.07	1.99
Hexanos	1.16	1.10	1.03	0.86	0.78	0.82	0.92	2.89
Heptanos y más(+)	12.68	7.84	5.00	3.23	2.52	2.30	2.82	72.52
Total	100.00	100	100	100	100	100	100	100

Tabla 5.13 Composición original del Yacimiento ej.2

Se calcula el peso molecular promedio con los pesos moleculares por componente como se muestra en la Tabla 5.14

Peso molecular promedio								
Presión (kg/cm2)	422.6	358.6	288.3	211.0	140.6	84.4	49.2	49.2
Presión (lb/pg2)	6010	5100	4100	3000	2000	1200	700	700
Ácido Sulfhídrico	0.47	0.53	0.55	0.57	0.56	0.53	0.49	0.03
Nitrógeno	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Dióxido de carbono	1.02	1.07	1.09	1.11	1.14	1.15	1.17	0.28
Metano	10.56	11.35	11.84	12.12	12.16	12.01	11.70	1.79
Etano	2.41	2.46	2.47	2.52	2.60	2.72	2.84	1.00
Propano	1.84	1.81	1.78	1.77	1.83	1.97	2.18	1.35
Iso-Butano	0.45	0.42	0.41	0.40	0.42	0.48	0.53	0.48
n-Butano	1.07	0.99	0.94	0.92	0.97	1.08	1.21	1.31
Iso-Pentano	0.54	0.48	0.45	0.43	0.45	0.51	0.58	0.89
n-Pentano	0.78	0.70	0.64	0.61	0.62	0.69	0.77	1.44
Hexanos	1.00	0.95	0.89	0.74	0.67	0.71	0.79	2.49
Heptanos y más(+)	24.22	12.07	6.95	4.13	3.02	2.65	3.19	152.29
Pmol prom	44.36	32.83	28.00	25.34	24.44	24.49	25.44	163.35

Tabla 5.14 Peso promedio por componente ej.2

Dato Pesión (lb/pg ² abs)	Dato Pesión (lb/pg ² abs)	Dato Factor Z (adim)	Dato Mol Prod. (acun)	Dato Vol liq (% liq)
423.7	6024.7	1.2120	0.000	0.00
359.7	5114.7	1.0540	7.551	32.40
289.4	4114.7	0.9670	18.904	36.00
212.0	3014.7	0.9270	34.904	35.60
141.7	2014.7	0.9300	51.949	33.50
85.4	1214.7	0.9520	66.933	31.20
50.3	714.7	0.9700	76.480	29.60

Tabla 5.15 Datos para cálculo de moles producida ej.2

Con los datos de presión, moles producidas acumuladas, saturación de líquido, factor z y densidad del aceite, como se observa Tabla 5.15, se calcula:

Las moles producidas en la celda

$$N_j = N_t(1 - WSP/100)..... (5.20)$$

Moles de gas en la celda

$$N_g = P_j (1 - RLV/100)/(10.732 * Z_j * T_r).....(5.21)$$

Moles de líquido

$$N_l = N_j - N_{gi}.....(5.22)$$

Z en dos fases

$$Z_2^F = P_j/(10.732 * N_j * T_r).....(5.23)$$

Moles extraídas

$$S_j = N_t * (WSP_j - WSP_j - 1) * 100.....(5.24)$$

Para calcular moles totales y moles extraídas acumuladas, como muestra la Figura 5.16

Moles extraídas acumuladas						
Presión (kg/cm ²)	422.6	288.3	211.0	140.6	84.4	49.2
Presión (lb/pg ²)	6010	4100	3000	2000	1200	700
Ácido Sulfhídrico		0.0018	0.0034	0.0051	0.0064	0.0073
Nitrógeno		0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Dióxido de carbono		0.0028	0.0052	0.0078	0.0102	0.0117
Metano		0.0822	0.1547	0.2322	0.2994	0.3411
Etano		0.0093	0.0173	0.0261	0.0343	0.0397
Propano		0.0046	0.0085	0.0127	0.0167	0.0196
Iso-Butano		0.0008	0.0015	0.0022	0.0030	0.0035
n-Butano		0.0019	0.0034	0.0051	0.0068	0.0080
Iso-Pentano		0.0007	0.0013	0.0019	0.0026	0.0030
n-Pentano		0.0010	0.0019	0.0027	0.0036	0.0042
Hexanos		0.0012	0.0020	0.0028	0.0036	0.0041
Heptanos y más(+)		0.0070	0.0100	0.0126	0.0147	0.0163
		0.1133	0.2092	0.3114	0.4012	0.4584

Tabla 5.16 Cálculo de moles extraídas acumuladas ej.2

Es necesario considerar: la temperatura densidad peso molar y moles totales en la celda para iniciar el balance molar como se observa en la Tabla 5.17

Temperatura	156	°C
Temperatura	772.8	°R
Densidad	26.7072	Lb/P ³
Peso molecular	46.999	Lb/Lb/MOL
Moles en celda	0.5994	Mol/P ³

Tabla 5.17 Parámetros necesarios para el cálculo molar ej.2

Con estos datos es posible iniciar el balance molar y calcular las moles extraídas en cada etapa como se muestra en la Tabla 5.18

	Moles iniciales	Moles extraídas en cada etapa				
Presión (kg/cm ²)	422.6	288.3	211.0	140.6	84.4	49.2
Presión (lb/pg ²)	6010	4100	3000	2000	1200	700
Ácido Sulfhídrico	0.0082	0.0011	0.0016	0.0017	0.0014	0.0008
Nitrógeno	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Dióxido de carbono	0.0138	0.0017	0.0024	0.0026	0.0024	0.0015
Metano	0.3946	0.0502	0.0725	0.0775	0.0672	0.0417
Etano	0.0481	0.0056	0.0080	0.0088	0.0081	0.0054
Propano	0.0250	0.0027	0.0039	0.0042	0.0040	0.0028
Iso-Butano	0.0047	0.0005	0.0007	0.0007	0.0007	0.0005
n-Butano	0.0110	0.0011	0.0015	0.0017	0.0017	0.0012
Iso-Pentano	0.0045	0.0004	0.0006	0.0006	0.0006	0.0005
n-Pentano	0.0065	0.0006	0.0008	0.0009	0.0009	0.0006
Hexanos	0.0070	0.0007	0.0008	0.0008	0.0007	0.0005
Heptanos y más(+)	0.0760	0.0034	0.0031	0.0026	0.0021	0.0016
Pmol prom	0.5994	0.0680	0.0959	0.1022	0.0898	0.0572

Tabla 5.18 Moles extraídas en cada etapa ej.2

El siguiente paso será calcular las moles de gas en la celda, como se observa en la Tabla 5.19

Moles de gas en la celda						
Presión (kg/cm ²)	422.6	288.3	211.0	140.6	84.4	49.2
Presión (lb/pg ²)	6010	4100	3000	2000	1200	700
Ácido Sulfhídrico		0.0053	0.0042	0.0028	0.0016	0.0009
Nitrógeno		0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Dióxido de carbono		0.0081	0.0064	0.0045	0.0028	0.0017
Metano		0.2423	0.1909	0.1317	0.0792	0.0456
Etano		0.0270	0.0212	0.0150	0.0096	0.0059
Propano		0.0133	0.0102	0.0072	0.0047	0.0031
Iso-Butano		0.0023	0.0017	0.0013	0.0009	0.0006
n-Butano		0.0053	0.0040	0.0029	0.0020	0.0013
Iso-Pentano		0.0020	0.0015	0.0011	0.0007	0.0005
n-Pentano		0.0029	0.0021	0.0015	0.0010	0.0007
Hexanos		0.0034	0.0022	0.0014	0.0009	0.0006
Heptanos y más(+)		0.0164	0.0082	0.0044	0.0024	0.0018
		0.3284	0.2525	0.1737	0.1058	0.0625

Tabla 5.19 Moles de gas en la celda por componente ej.2

Posteriormente se calcula las moles extraídas acumuladas como se muestra en la Tabla 5.20

Moles extraídas acumuladas						
Presión (kg/cm ²)	422.6	288.3	211.0	140.6	84.4	49.2
Presión (lb/pg ²)	6010	4100	3000	2000	1200	700
Ácido Sulfhídrico		0.0018	0.0034	0.0051	0.0064	0.0073
Nitrógeno		0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Dióxido de carbono		0.0028	0.0052	0.0078	0.0102	0.0117
Metano		0.0822	0.1547	0.2322	0.2994	0.3411
Etano		0.0093	0.0173	0.0261	0.0343	0.0397
Propano		0.0046	0.0085	0.0127	0.0167	0.0196
Iso-Butano		0.0008	0.0015	0.0022	0.0030	0.0035
n-Butano		0.0019	0.0034	0.0051	0.0068	0.0080
Iso-Pentano		0.0007	0.0013	0.0019	0.0026	0.0030
n-Pentano		0.0010	0.0019	0.0027	0.0036	0.0042
Hexanos		0.0012	0.0020	0.0028	0.0036	0.0041
Heptanos y más(+)		0.0070	0.0100	0.0126	0.0147	0.0163
		0.1133	0.2092	0.3114	0.4012	0.4584

Tabla 5.20 Moles extraídas acumuladas por componente

A continuación se calcula las moles de líquido calculadas que ilustra la Tabla 5.21

Moles de líquido calculadas						
Presión (kg/cm ²)	422.6	288.3	211.0	140.6	84.4	49.2
Presión (lb/pg ²)	6010	4100	3000	2000	1200	700
Ácido Sulfhídrico		0.0011	0.0006	0.0003	0.0001	0.0001
Nitrógeno		0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Dióxido de carbono		0.0029	0.0022	0.0015	0.0009	0.0005
Metano		0.0700	0.0490	0.0307	0.0159	0.0078
Etano		0.0119	0.0096	0.0070	0.0043	0.0025
Propano		0.0071	0.0064	0.0051	0.0035	0.0023
Iso-Butano		0.0016	0.0015	0.0012	0.0009	0.0006
n-Butano		0.0038	0.0036	0.0030	0.0023	0.0018
Iso-Pentano		0.0017	0.0017	0.0015	0.0012	0.0010
n-Pentano		0.0025	0.0025	0.0023	0.0019	0.0016
Hexanos		0.0024	0.0028	0.0028	0.0025	0.0023
Heptanos y más(+)		0.0526	0.0578	0.0590	0.0589	0.0579
		0.1577	0.1376	0.1143	0.0923	0.0784

Tabla 5.21 Moles de líquido calculadas por componente

Consecutivamente se debe calcular el porcentaje mol de líquido como se muestra en el Tabla 5.22

Porcentaje de líquido (% mol)							LIQUIDO
Presión (kg/cm ²)	422.6	288.3	211.0	140.6	84.4	49.2	49.2
Presión (lb/pg ²)	6010	4100	3000	2000	1200	700	700
Ácido Sulfhídrico		0.7151	0.4580	0.2850	0.1348	0.067	0.100
Nitrógeno		0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000
Dióxido de carbono		1.8511	1.6328	1.3290	0.9468	0.589	0.630
Metano		44.3871	35.5675	26.8165	17.2410	9.965	11.160
Etano		7.5374	6.9836	6.1172	4.6300	3.250	3.340
Propano		4.5140	4.6337	4.4453	3.8375	2.992	3.060
Iso-Butano		0.9954	1.0638	1.0436	0.9275	0.809	0.820
n-Butano		2.4332	2.6277	2.6465	2.4760	2.249	2.250
Iso-Pentano		1.0997	1.2203	1.2987	1.2905	1.243	1.240
n-Pentano		1.5892	1.8177	1.9690	2.0208	2.041	1.990
Hexanos		1.5040	2.0035	2.4300	2.7375	2.925	2.890
Heptanos y más(+)		33.3739	41.9913	51.6193	63.7576	73.870	72.520
		100.0000	100.0000	100.0000	100.0000	100.000	100.000

Tabla 5.22 Porcentaje mol de líquido por componente

En este punto es posible comparar el porcentaje mol del líquido calculado con el experimental, y sacar el error como se observa en la Tabla 5.23

Calculado	Experimental	Error
0.067	0.100	33.14
0.000	0.000	
0.589	0.630	6.53
9.965	11.160	10.71
3.250	3.340	2.69
2.992	3.060	2.22
0.809	0.820	1.33
2.249	2.250	0.03
1.243	1.240	-0.21
2.041	1.990	-2.57
2.925	2.890	-1.21
73.870	72.520	-1.86
100.000	100.000	

Tabla 5.23 Comparación del porcentaje mol de líquido por componente

Finalmente de hace el cálculo de las constantes de equilibrio que es el producto para hacer la validación y correcciones como se muestra en la Tabla 5.24

Calculo de las constantes de equilibrio						
Presión (kg/cm ²)	422.6	288.3	211.0	140.6	84.4	49.2
Presión (lb/pg ²)	6010	4100	3000	2000	1200	700
Ácido Sulfhídrico		2.2515	3.6243	5.7193	11.5020	21.3888
Nitrógeno						
Dióxido de carbono		1.3397	1.5494	1.9413	2.7671	4.5174
Metano		1.6626	2.1253	2.8277	4.3414	7.3178
Etano		1.0892	1.2014	1.4108	1.9546	2.9046
Propano		0.8950	0.8676	0.9336	1.1648	1.6543
Iso-Butano		0.7032	0.6486	0.6995	0.8841	1.1247
n-Butano		0.6658	0.6051	0.6310	0.7512	0.9247
Iso-Pentano		0.5638	0.4917	0.4774	0.5424	0.6438
n-Pentano		0.5600	0.4621	0.4368	0.4751	0.5242
Hexanos		0.6848	0.4293	0.3210	0.2995	0.3145
Heptanos y más(+)		0.1498	0.0769	0.0488	0.0361	0.0382

Tabla 5.24 Constantes de equilibrio

Con las constantes es posible graficar las curvas a evaluar como se observa en la Fig. 5.4

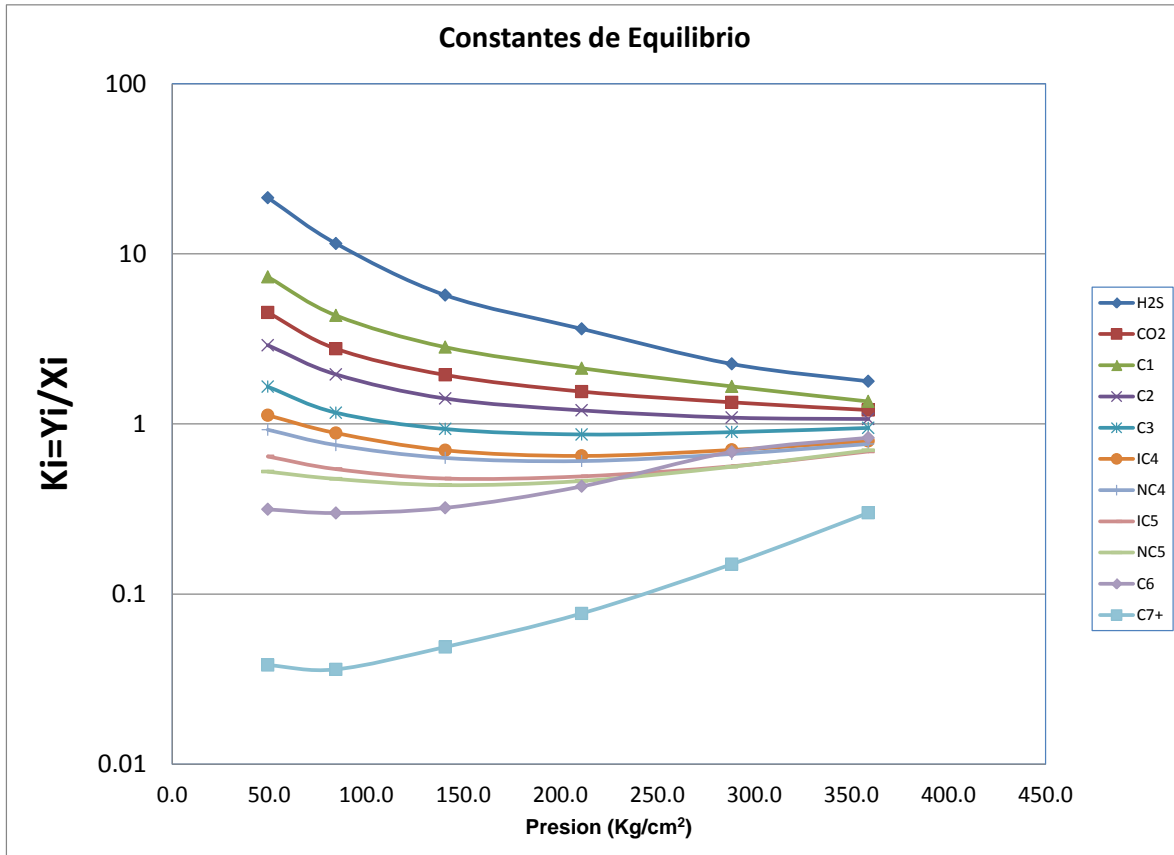


Fig.5.4 Grafica de las constantes de equilibrio

Conclusiones

El propósito principal de este trabajo proporciona una metodología clara para caracterizar el fluido de manera integral desde la planeación, toma de muestra, acondicionamiento del pozo, clasificación adecuada, selección de experimentos hasta la validación del PVT por métodos de balance molares ya probados y efectivos.

Este, incluye procedimientos y consejos basados en experiencias de campo y problemas detectados a lo largo del tiempo.

Basa su información en datos de yacimientos de la industria petrolera mexicana, como un esfuerzo para caracterizar los fluidos de México.

Muestra una nueva propuesta para clasificar yacimientos en campos mexicanos.

La caracterización del fluido es realmente compleja y no debe tomarse con sencillez, puesto que es la base de recuperaciones y simulaciones de alta complejidad.

Enfoca su estudio para yacimientos de petróleo volátil, gas y condensado

El trabajo contiene las mejores prácticas para corregir los Bo y RGA por condiciones de separador.

Indica de manera sencilla, los experimentos y productos obtenidos que se deben realizar de acuerdo al tipo de Yacimiento.

Ilustra el procedimiento con datos de campo

Propone un programa de uso práctico para caracterizar el fluido de manera integral

Recomendaciones (líneas de investigación por realizar)

Realizar una metodología para crear PVT sintéticos para campos que carecen de esta información.

Probar otros métodos para automatizar las correcciones en las contaste de equilibrio para la validación por métodos de balance molar.

Continuar esta metodología aplicando técnicas de balance de materia.

Extender estos análisis a otros tipos de yacimientos, cuando se tenga información de la composición en procesos diferenciales

Proponer un formato estándar para la planeación y reporte de análisis del PVT

Incorporar información de equipos de vanguardia para la medición de viscosidad del petróleo

Realizar una base de datos de fluidos regional para México

Realizar un estudio con los principales factores con los cuales varia las composición del fluido en México

Realizar metodología similar para otros tipos de yacimientos

Estandarizar e implantar la metodología de la caracterización integral del fluido en los activos

Adiestrar al recurso humano en este tipo de procedimiento y metodologías que se traducirán que operación y procesos exitosos.

Nomenclatura

AVC	=	Agotamiento a volumen constante
AV	=	Aceite Volátil
B_o	=	Factor de volumen del aceite
B_{ob}	=	Factor de volumen del aceite a presión de burbuja
B_{obd}	=	Factor de volumen del aceite a presión de burbuja liberado diferencialmente a condiciones del yacimiento
B_{obf}	=	Factor de volumen a presión de burbuja por liberación flash del separador al tanque de almacenamiento
B_{od}	=	Factor de volumen obtenido en la liberación diferencial
B_t	=	Factor de volumen de la fase mixta
EDE	=	Ecuación de estado
$^{\circ}F$	=	Grados Fahrenheit
g	=	Grados
GC	=	Gas y condensado
i	=	i-ésimo componente de la mezcla de hidrocarburos
K	=	Constante de equilibrio
lb	=	Libras
$N_{t@sat}$	=	Moles totales por volumen de aceite a la presión saturación
N_{tg}	=	Moles totales de gas por volumen de aceite @ condiciones estándar
N_{pg}	=	Moles producidas de gas por volumen de aceite @ condiciones estándar
N_{ptg}	=	Moles totales de gas por volumen de aceite @ condiciones estándar
p	=	presión
pb	=	presión de burbuja
Pd	=	Presión adimensional
pc	=	Presión crítica
pg	=	Pulgadas

- PM = Peso molecular (lb/lbmol)
- RN_{tgP} = Número de moles de gas producidas entre el número de moles totales
- R_s = Relación gas-aceite
- R_{sb} = Relación gas-aceite a presión de burbuja
- R_{sbd} = R_s obtenida mediante liberación diferencial a presión de burbuja
- R_{sbf} = R_s a presión de burbuja obtenida a condiciones del separador.
- R_{sd} = R_s obtenida en la prueba de liberación diferencial
- T = Temperatura
- T_c = Temperatura crítica
- TY = Temperatura del yacimiento
- V_a = Volumen del aceite a presión de yacimiento y temperatura de yacimiento en el experimento de agotamiento a volumen constante, (cm³).
- V_{as} = Volumen de aceite a presión de saturación en el experimento agotamiento a volumen constante, (cm³).
- V_{ra} = Volumen relativo del aceite (%).
- γ_{api} = Densidad API, densidad en el tanque
- γ_g = Densidad del gas
- γ_{gd} = Densidad relativa del gas obtenido por liberación diferencial
- γ_{gf} = Densidad relativa del gas obtenido en el separador
- γ_o = Densidad relativa del aceite
- γ_{ob} = Densidad relativa del aceite a presión de burbuja
- γ_{od} = Densidad relativa del aceite obtenida por liberación diferencial
- γ_{of} = Densidad relativa del aceite obtenido a condiciones del separador
- γ_{op} = Densidad relativa del aceite a presión y temperatura del yacimiento

Caracterización Integral de Fluidos de los Yacimientos Petroleros Nomenclatura

V = Volumen

VLR = Volumen del líquido residual

x = Composición de la fase líquida

y = Composición de la fase gas

z = Factor de compresibilidad del gas

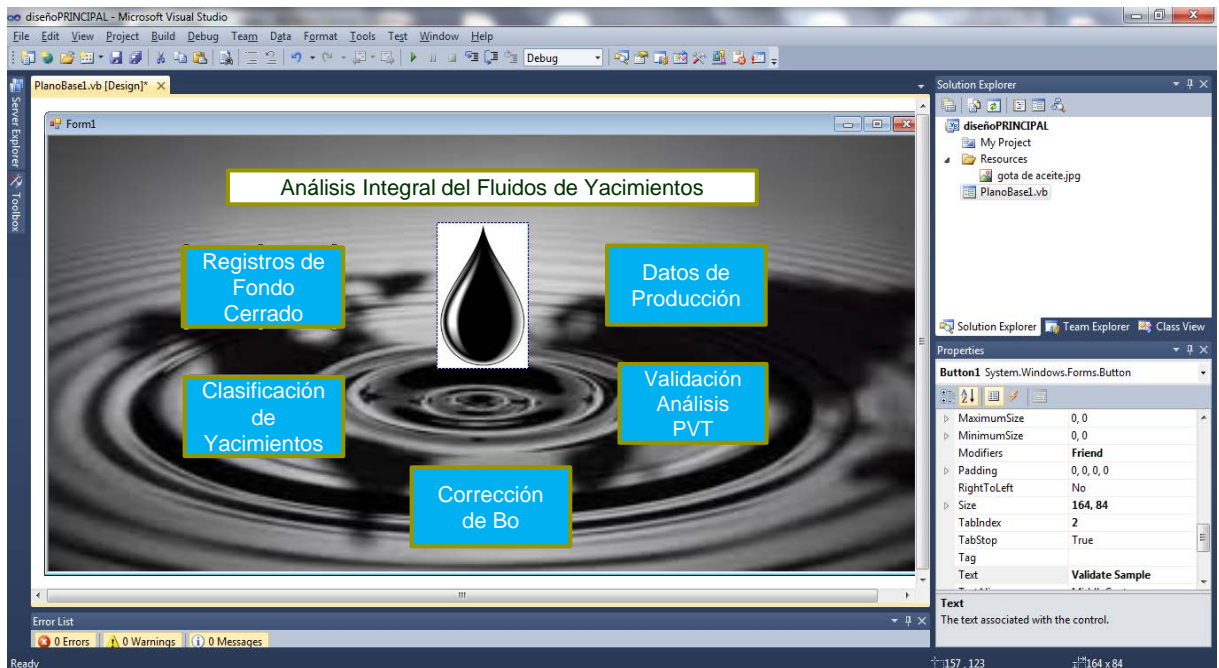
Referencias Bibliográficas

- 1 Alamilla C.N., León G.A., García H: F. "Clasificación de los Yacimientos en México: Un Nuevo Enfoque", Asociación de Ingenieros Petroleros de México, Congreso Mexicano del Petróleo 2012, México D.F
- 2 American Petroleum Institute API 44 Recommended Practice for Sampling Petroleum Reservoir Fluids. second edition, Abril 2003
- 3 Amyx,J.M Bass D.M, Petroleum Reservoir Engineering 1978
- 4 Asociación de ingenieros Petroleros, cursos cortos análisis PVT del Campo GEOME 1998
- 5 Bashbush Jose L., "A Method to Determine K-Values from Laboratory Data and Its Applications" SPE 10127, Dallas, Texas, Octubre 1981.
- 6 Castillo P. P.F., Samaniego V. F., Bashbush B. J.L., León G.A., "Validación de Análisis PVT Composicionales", Asociación de Ingenieros Petroleros de México, XLIV Congreso Nacional, Cancún Quintana Roo, Septiembre 2006
- 7 Castillo Pulido F. "Validación de análisis PVT composicionales", UNAM 2005
- 8 Corona Becerra A. "Validación automatizada de análisis PVT composicionales, UNAM 2003
- 9 Cronquist CH.: "Dimensionless PVT Behavior of Gulf Coast Reservoir Oils" SPE 4100, San Antonio Texas, Octubre 1972.
- 10 Cronquist CH.: "Evaluating and Producing Volatile Oil Reservoirs", World Oil, p 162-166, Abril de 1979.
- 11 Cruz A.P.J., León G.A.: "Programa para la Validación de los Análisis PVT Composicionales CONCOMPVT Versión 1.0", Reporte Interno, Coordinación de Diseño de Explotación Samaria Luna, Activo Integral Samaria Luna, Gerencia de Proyectos de Explotación Sur, STE, Villahermosa Tab. Marzo 2011.
- 12 Curtis, H Whitson, Evaluating Constant –Volume Depletion Data,SPE ,1983
- 13 Dake L.P, Fundamentals of Reservoir Engineering 1978
- 14 Danesh, A, PVT and Phase behavior of Petroleum Reservoir Fluid, Elsevier, 1998.
- 15 Dodson, C. R Goodwill and Mayer E.H "Application of Laboratory. PVT, Data to Reservoir Engineering Problems, JPT, 1953
- 16 Drohmn J.K trengove , RD ,Goldthorpe , W.H : "Enhancing the Evaluation of PVT Data" , artículo OSEA 88174
- 17 Drohmn J.K trengove , RD ,Goldthorpe W.H: "On the Quality of Data from Standard Gas-Condensate PVT Experiments SPE 17768
- 18 Fong Aguilar, José Luis, Caracterización composicional, la importancia de la discretización de la información y estudios PVT para la simulación matemática, 1990

- 19 Gonzalo Rojas, Ingeniería de Yacimientos de gas y condensado ,2da edición 2005
- 20 León G. "Termodinámica y PVT, 2010
- 21 León G. A., Samaniego V.F., Martínez G.B:"Influencia de la Consistencia de los Resultados PVT en la Caracterización de Fluidos Mediante la Ecuación de Estado", presentado en el XXXIX Congreso Nacional de la AIPM, Villahermosa Tab., Junio 2001.
- 22 McCain W.D: "The Properties of Petroleum Fluids", Second Edition, PennWell Books, Tulsa Oklahoma, 1990.
- 23 McCain, W.: The Properties of Petroleum Fluids, PennWell Books, 1990.
- 24 Méndez L.T., Teyssier S. J.: "Caracterización de Fluidos de Yacimientos Petroleros", Revista Instituto Mexicano del Petróleo, Vol X1 No 4, Octubre 1979.
- 25 Moses P.L.:" Engineering Applications of Phase Behavior of Crude Oil and Condensate Systems", Journal of Petroleum Technology, Julio 1986.
- 26 Muhammad A.M.: "Adjustment of Differential Liberation Data to Separator Conditions", SPE Reservoir Evaluation& Engineering, 2003.
- 27 Pedersen, K.S.,Fredenslund, A. andThomassen, P,;Properties of Oil and Natural Gases., Gulf Publishing Co., 1989.
- 28 Pérez H. R., Flamenco L. F.: "Análisis de los Estudios PVT Composicionales en Yacimientos de la Región Sur.", Preparado para el XLIV Congreso Nacional de la A.I.P.M., Primer Congreso y Exposición Internacional del Petróleo en México, Cancún 2006.
- 29 Phase behavior of petroleum Reservoir fluids, Pedersen Christensen 2006
- 30 Phillip L. Moses, Engineering Applications of Phase Behavior of Crude Oil and Condensate Systems, 1986
- 31 Phillip L. Moses,Aplicaciones del Comportamiento de Fases del Crudo y Sistemas de Gas y Condensado" de Julio de 1986
- 32 Pedersen, L. Blilie y K.K. Meisingset, PVT calculations on petroleum reservoir fluid using measured and estimated compositional data for the plus fracción , K.S., 1992
- 33 Whitson, C.H, and Brule, M.R : Phase Behavior, SPE monograph Vol. 20, 2000.

Anexo A

Tutorial de uso del Programa para Caracterizar el Fluido de Yacimientos Petroleros



APENDICE A

Creación de Yacimiento y pozos

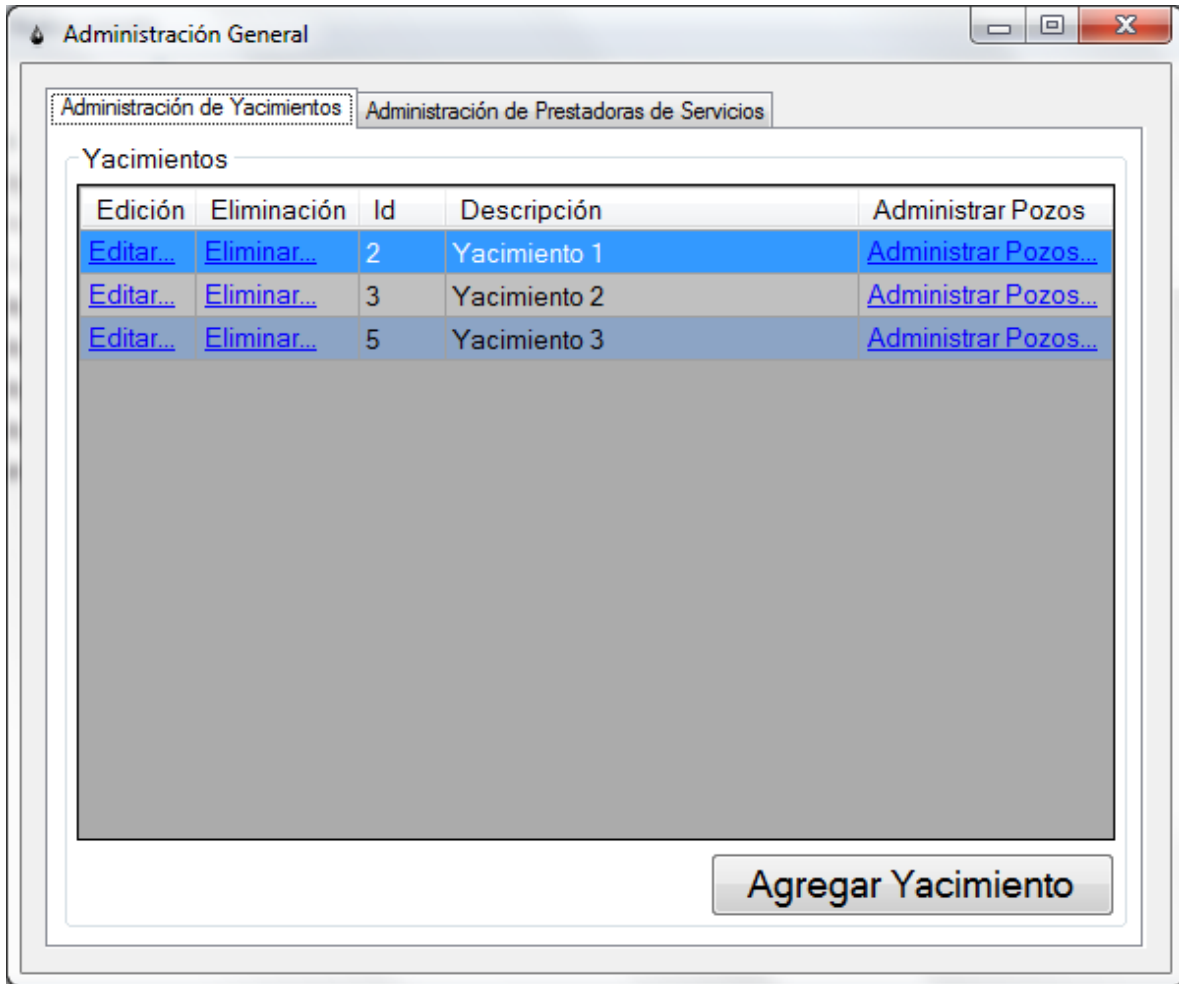


Fig. A.1 Nombre del Yacimiento

En la Figura A.1 de se crea el nombre del yacimiento, con el cual se trabajará para caracterizar el fluido.

Creación de prestadoras de servicios que intervienen

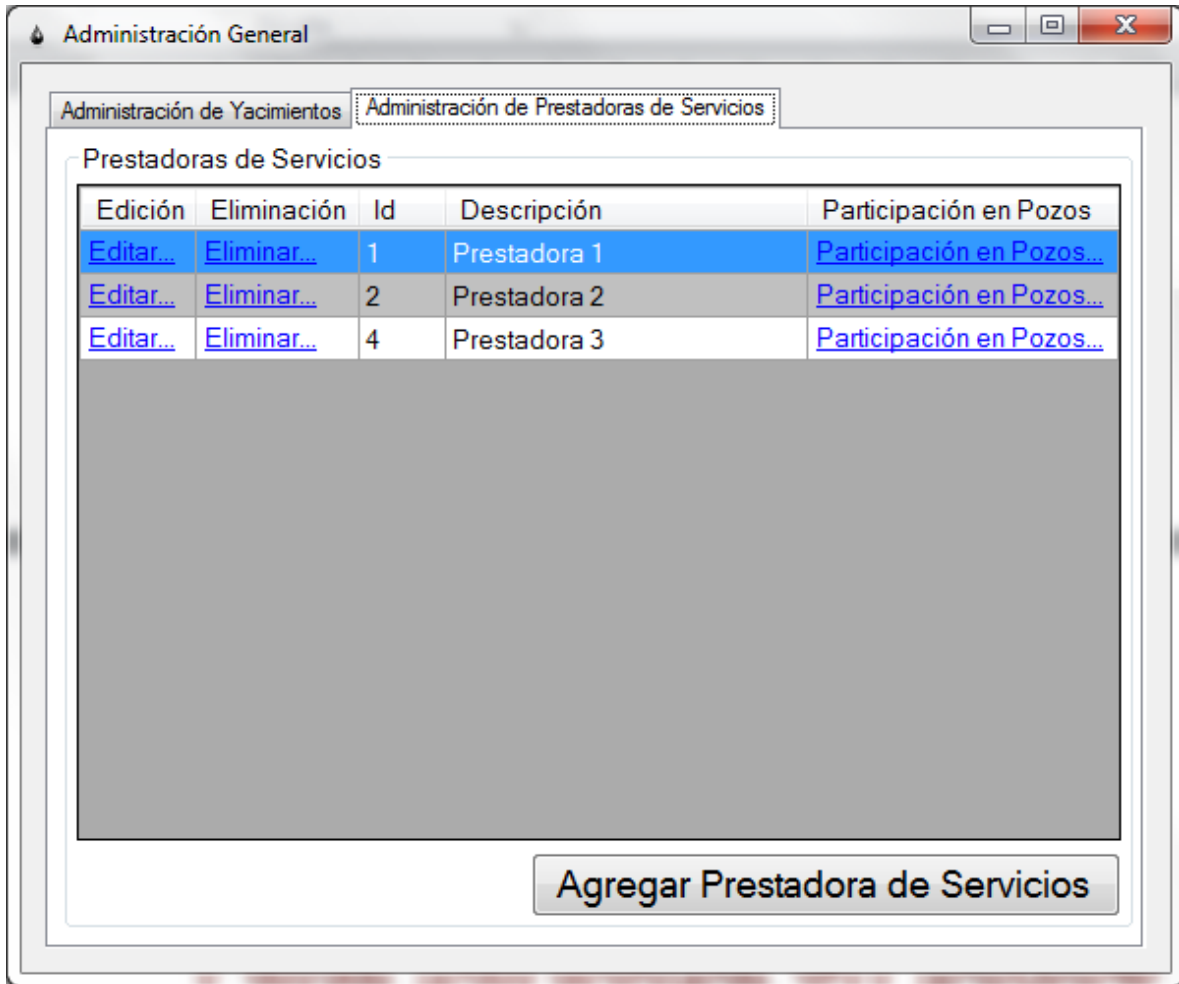


Fig. A.2 Nombre de la Prestadora de servicio

En la Figura A.2 se crea los nombres de las prestadoras de servicios que intervendrán en los estudios que se realicen en cada pozo del yacimiento, teniendo la facilidad de comparar resultados, en el caso que se requiera analizar productos tomados al mismo pozo por diferentes prestadoras de servicios.

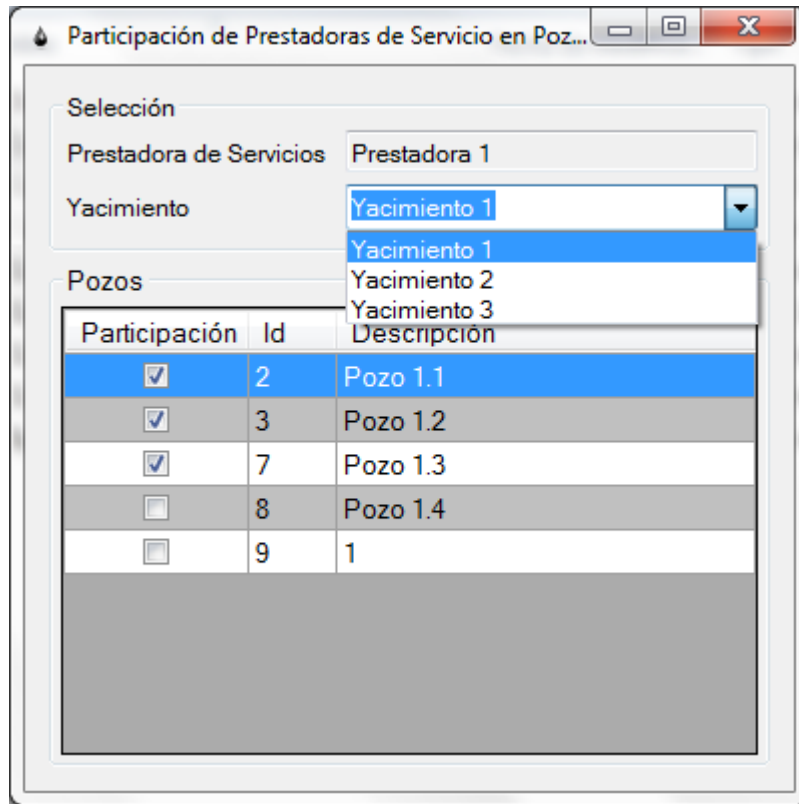


Fig. A.3 Participación de pozos

En la A.3 una creada y elegida una prestadora de servicios se elige en que pozos participará con algún servicio u análisis.

Una vez creado el yacimiento se procede a determinar el número de pozos que serán analizados.

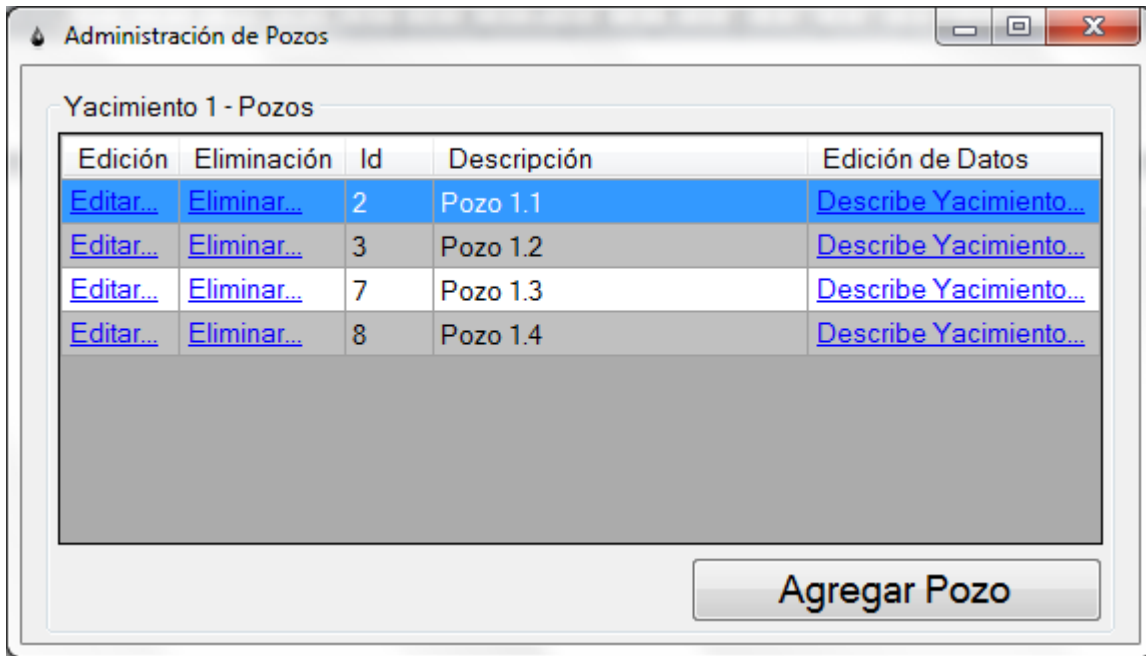


Fig. A.4 Pozos analizados en el Yacimiento

En las Figura A.4 Se crean los pozos que serán analizados dentro de yacimiento elegido.

Como se abordó en los capítulos anteriores se debe tomar un RCF (registro de fondo cerrado) para la toma correcta de la muestra, estos datos deben ser capturados para el pozo y prestadora de servicios elegido, como se muestra en la Fig. A.5.

A.3 Registros de fondo cerrado.

Administración de Datos

Prestadora de Servicios: Prestadora 1

Muestreo PVT | Muestreo RGA | Datos de Caracterización | Composición Bashbush

	Profundidad (m)	Presión (cerrado) psi	Temperatura (°C)	Presión cerrado Kg/cm2	Gradiente de presión	Gradiente de temperatura
▶	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	1.10	2.10	0.14	0.07	0.15	0.06
	1.20	2.20	0.13	0.14	0.15	0.12
	1.30	2.30	0.12	0.21	0.16	0.16
	1.40	2.40	0.12	0.28	0.17	0.20
	1.50	2.50	0.12	0.35	0.18	0.23
	1.60	2.60	0.11	0.42	0.18	0.26
	2.00	3.00	4.00	0.21	0.11	2.00
	4.00	5.00	6.00	0.35	0.09	1.50
	5.00	3.00	4.00	0.21	0.04	0.80
*						

Fig. A.5 Datos del registro de fondo cerrado

Como se muestra en la Fig. A.5, el programa da la opción de graficar los datos, y compara por prestadoras de servicios.

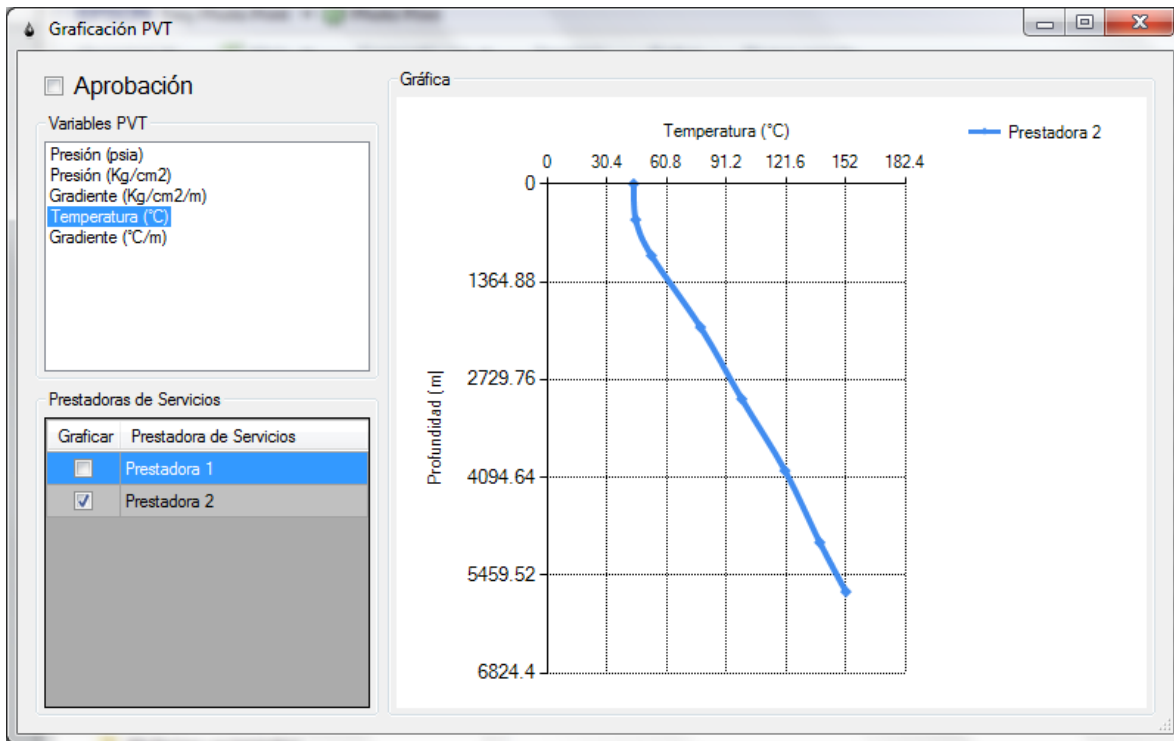


Fig. A.A Graficas de validación de RFC

En la Figura A.6 es posible graficar profundidad contra:

- Presión (kg/cm²) o (Lb/pg²)
- Temperatura (°C)
- Gradiente de Temperatura
- Gradiente de Presión

En esta misma aplicación es posible comparar las gráficas mencionadas en la Figura A.6 con distintas prestadoras de servicio como se observa en la Figura A.7.

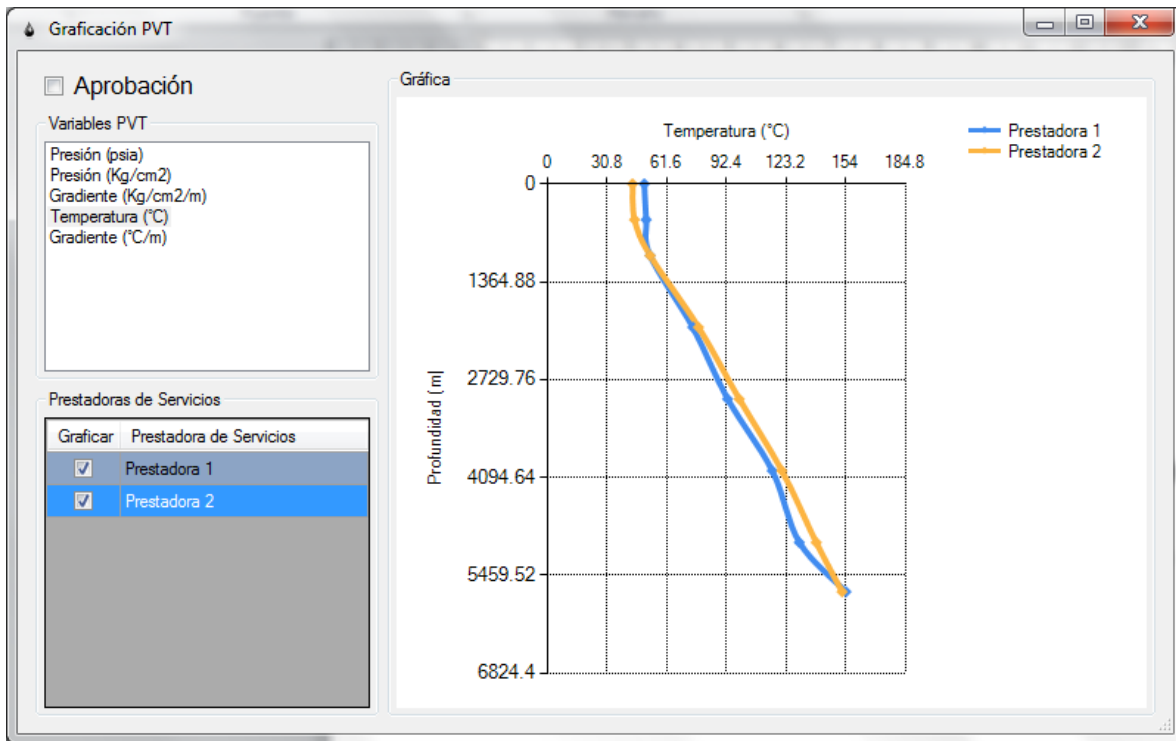


Fig.A.7 Compara graficas entre prestadoras de servicios

Una vez que las gráficas fueron validadas por el usuario, el programa pide una validación “Aprobación” cuando el usuario llena esta casilla significa que ha aprobado esta primera revisión y el programa le dejará continuar caracterizando el fluido.

En caso que varias revisiones del usuario no haya sido “aprobadas” el programa impedirá continuar con la caracterización

Una vez terminada esta primera inspección visual de la presión, temperatura y gradiente y siendo aprobadas por el usuario, el siguiente paso es las pruebas de producción.

A.4 Pruebas de Producción

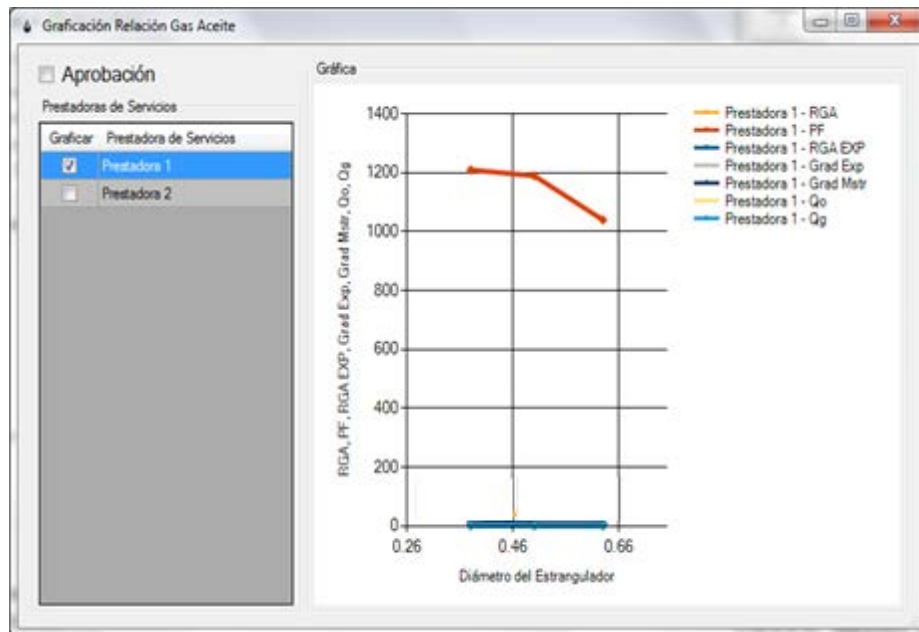


Fig. A.8 Graficas de Producción

En la Fig. A.8 se puede graficar los diámetros de estrangulador contra

- RGA
- RGA experimental
- Gasto de Gas
- Gasto de Aceite

Al igual que en la Fig. A.7, estas graficas tendrán que ser validadas por el usuario “aprobación” para que dé acceso a continuar caracterizando el fluido.

A.5 Clasificación del Yacimiento

A continuación el usuario clasificará de manera automática por los diversos criterios existentes y la nueva propuesta presentados en el capítulo 2 de este trabajo.

Administración de Datos

Prestadora de Servicios: Prestadora

Muestreo PVT | Muestreo RGA | Datos de Caracterización | Composición Bashbush

Volúmen del aceite (Bo, m3/m3) 1.2

Relación gas / aceite (m3/m3) 400

Densidad del aceite (gr/cm3) 78.

Densidad del aceite (°API) 40

Contenido de la fracción C1 (%) 41

Contenido de la fracción C2 - C6 20

Contenido de la fracción C7+ (%) 15

Guardar Graficar

Clasificar

Fig. A.9 Entrada de datos para clasificar el yacimiento

En la Figura A.9, el usuario debe poner las propiedades requeridas del fluido en estudio, de acuerdo al pozo y la prestadora de servicios, para continuar debe oprimir el botón “clasificar”.

Clasificación del Pozo

Resultado de la Evaluación

	Autor	Aceite Negro	Aceite Ligero	Aceite Volátil	Gas y Condensado
▶	Mendez	X			
	Perez H.				X
	McCain	X			
	Moses	X			
	Nuevos Criterios	X			

Tipo de Pozo sugerido: **Aceite Negro**

Pruebas recomendadas: Recomendaciones para Aceite Negro:
 * Expansión a Composición Constante
 * Separación Diferencial
 * Estudio de Separadores en Etapas

Fig. A.10 Clasificación automática

En la Figura A.10, el programa da la clasificación automática por los autores Mendez²⁴, Perez H²⁸, McCain²², Moses²⁵, nueva propuesta.¹ la cual da al usuario la facilidad de contar con varios criterios a la vez y tener la certeza en su clasificación.

Así mismo una vez que el programa clasifica por diversos autores, da las recomendaciones de los experimentos a realizar.

A.6 Correcciones de B_o y RGA²⁶

El usuario tiene la facilidad de corregir los valores de RGA y B_o por condiciones de separador.

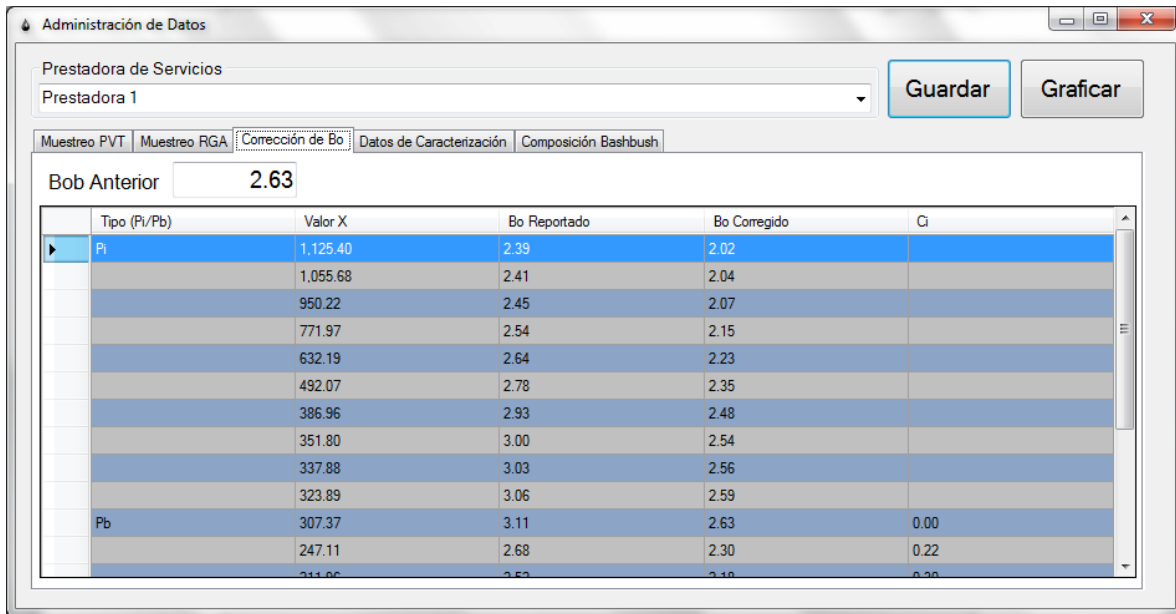


Fig. A.11 Corrección de Bo

En la Figura A.11 el usuario debe cargar los datos requeridos provenientes del PVT, una vez completado el programa calculara los valores corregidos para el B_o afectado por condiciones de separador.

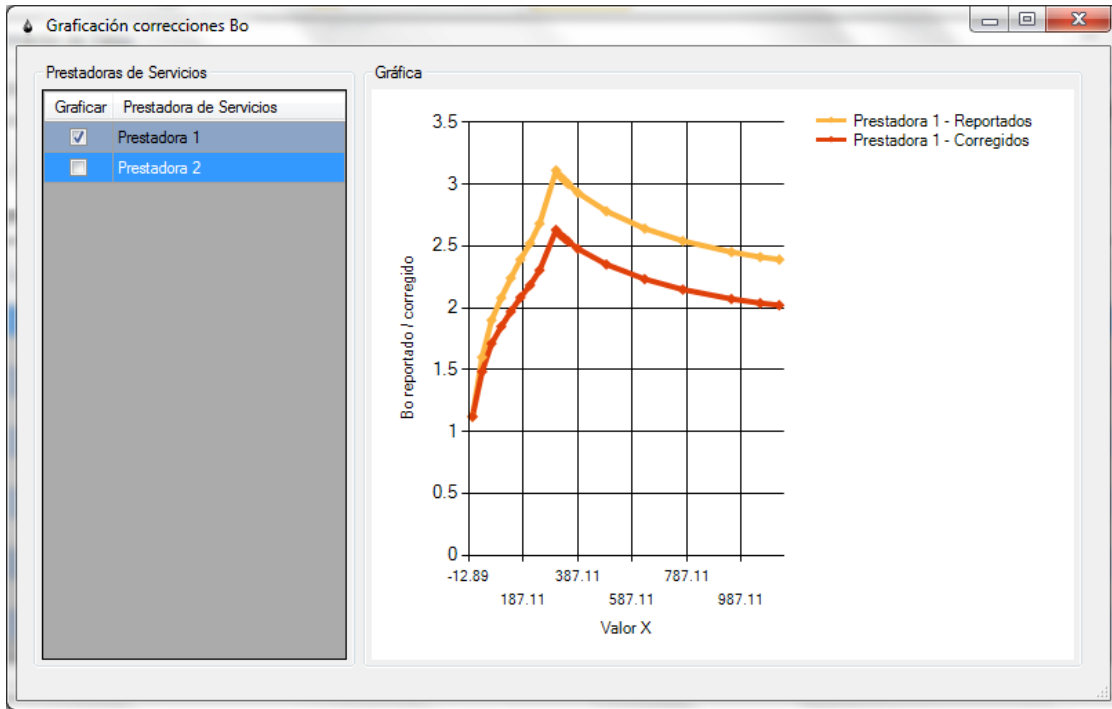


Fig. A.12 Grafica de corrección de factor de volumen de petróleo

A.7 Validación automática del PVT⁵

Para finalizar, el programa calcular a partir de balance molar y la composición original las constantes de equilibrio con las cuales es posible validar el PVT e incluso corregirlo.

Administración de Datos

Prestadora de Servicios: Prestadora 1

Muestreo PVT | Muestreo RGA | Datos de Caracterización | Composición Bashbush

Temperatura OC: 153.80

	Líquido	Presión (Kg/cm2)	Presión (lb/pg2)	H2S	CO2	N2	C1	C2	C3	IC4	NC4	IC5	NC5	C6	C7+	Peso Mol C7+	MPA	Sat Liq	Factor Z	Dens Aceite
<input type="checkbox"/>	357.00	5,076.54	0.00	1.26	0.80	62.14	9.91	4.62	0.89	1.96	0.83	0.97	1.55	15.07	178.78	0.00	100....	0.00	0.43	
<input type="checkbox"/>	338.00	4,806.36	0.00	1.35	1.02	72.17	9.99	4.27	0.77	1.65	0.65	0.75	1.09	6.29	138.07	1.57	65.34	0.98	0.50	
<input type="checkbox"/>	289.00	4,109.58	0.00	1.38	1.04	73.80	10.12	4.25	0.75	1.61	0.62	0.71	1.00	4.72	127.01	7.38	58.90	0.94	0.54	
<input type="checkbox"/>	247.00	3,512.34	0.00	1.40	1.04	74.54	10.27	4.29	0.75	1.60	0.60	0.69	0.95	3.87	121.59	14.06	53.85	0.92	0.57	
<input type="checkbox"/>	204.00	2,900.88	0.00	1.42	1.02	74.92	10.47	4.36	0.75	1.61	0.60	0.68	0.91	3.26	118.21	23.23	49.36	0.91	0.59	
<input type="checkbox"/>	162.00	2,303.64	0.00	1.45	1.00	74.91	10.74	4.49	0.77	1.65	0.60	0.69	0.89	2.81	115.76	34.15	44.48	0.90	0.63	
<input type="checkbox"/>	118.00	1,677.96	0.00	1.48	0.96	74.33	11.14	4.73	0.82	1.74	0.63	0.72	0.91	2.54	113.95	45.38	40.75	0.91	0.66	
<input type="checkbox"/>	77.00	1,094.94	0.00	1.50	0.91	72.82	11.70	5.16	0.91	1.95	0.70	0.80	1.00	2.55	112.66	58.31	36.87	0.93	0.69	
<input type="checkbox"/>	36.00	511.92	0.00	1.51	0.80	68.52	12.51	6.09	1.15	2.51	0.96	1.10	1.42	3.43	111.63	71.12	33.42	0.96	0.71	
<input checked="" type="checkbox"/>	36.00	511.92	0.00	0.53	0.26	22.12	4.95	3.16	0.90	2.11	1.25	1.51	3.30	59.88	192.06	0.00	0.00	0.00	0.00	
*	<input type="checkbox"/>																			

Fig. A.13 Datos de entrada para validación del PVT

En la figura A.13 el usuario tendrá que poner todos los datos provenientes de reporte PVT para validar el mismo, una vez completado el llenado de los datos, debe de guardar y graficar.

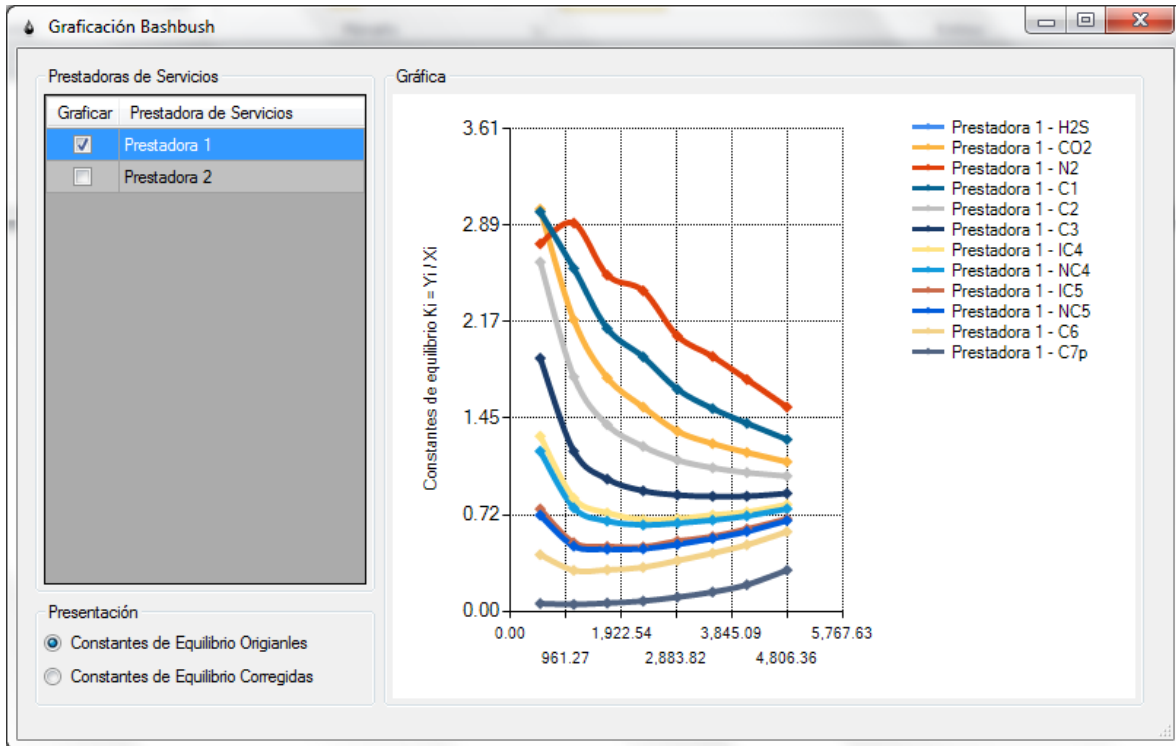


Fig. A.14 Validación del PVT a través de las K's

En la Figura A.14 el usuario podrá visualizar las constantes de equilibrio que el programa ya ha calculado para posteriormente corregir en caso necesario.