



**INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL**

---



**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y  
ARQUITECTURA  
Unidad Ticomán  
“Ciencias de la Tierra”**

**MÉTODOS ESTOCÁSTICOS Y  
DETERMINÍSTICOS APLICADOS AL CÁLCULO  
DE RESERVAS Y VOLUMEN ORIGINAL DE  
HIDROCARBUROS  
CASO PRÁCTICO CAMPO TIZÓN BLOQUE II**

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE  
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

**VELÁZQUEZ ZÁRATE CLAUDIA GUADALUPE**

*DIRECTOR DE TESIS*

**GUERRERO CRUZ GILDARDO**

**CIUDAD DE MÉXICO, MÉXICO.**

**FEBRERO 2017**

---



OFICIO N° E.P. y T.198/2016/

Ciudad de México, a 22 de agosto de 2016.

**C. CLAUDIA GUADALUPE VELÁZQUEZ ZÁRATE  
PASANTE DEL PROGRAMA ACADÉMICO  
DE INGENIERÍA PETROLERA  
P R E S E N T E**

A continuación comunico a usted, el tema y contenido que deberá desarrollar en su tesis profesional, indicándole que tiene un año a partir de esta fecha para elaborarla.

**"MÉTODOS ESTOCÁSTICOS Y DETERMINÍSTICOS APLICADOS AL CÁLCULO DE RESERVAS Y VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS, CASO PRÁCTICO CAMPO TIZÓN BLOQUE II".**

**CONTENIDO**

- RESUMEN
- ABSTRACT
- INTRODUCCIÓN
- JUSTIFICACION
- I. ANTECEDENTES DEL CAMPO TIZÓN
- II. VALIDACIÓN PROPIEDADES PVT
- III. APLICACIÓN DE MÉTODO VOLUMÉTRICO PARA ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN ORIGINAL
- IV. APLICACIÓN DE MÉTODO PROBABILÍSTICO PARA LA ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN ORIGINAL
- V. APLICACIÓN DE LA ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIA PARA ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN ORIGINAL
- III. ESTIMACIÓN DE LAS RESERVAS DEL YACIMIENTO
- CONCLUSIONES
- RECOMENDACIONES

**ATENTAMENTE**  
"La Técnica al Servicio de la Patria"

  
**Ing. Saúl Milán Valdés**  
Subdirector Académico  
-Interino



**UNIDAD TICOMAN  
SUBDIRECCIÓN ACADÉMICA**

SMV\*gach

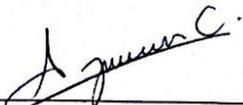


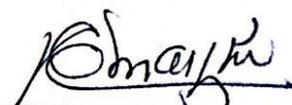
Ciudad de México, a 10 de febrero de 2017.

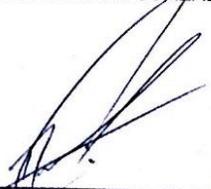
**ING. SAÚL MILÁN VALDÉS  
SUBDIRECTOR ACADÉMICO  
PRESENTE**

Por este conducto, hacemos constar que el Tema de Tesis Profesional, por la opción de **Tesis Individual "Métodos Estocásticos y Determinísticos Aplicados al Cálculo de Reservas y Volumen Original de Hidrocarburos, Caso Práctico Campo Tizón Bloque II"** presentado por la pasante del Programa Académico de **Ingeniería Petrolera, C. CLAUDIA GUADALUPE VELÁZQUEZ ZÁRATE**, fue revisado y aprobado por los suscritos considerándolo ampliamente desarrollado, por lo tanto esa Subdirección a su cargo, puede señalar fecha para realizar el Examen Oral.

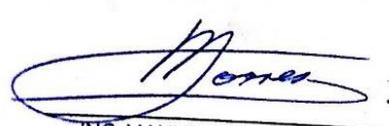
TITULARES

  
\_\_\_\_\_  
ING. AZUCENA CHAVIRA GONZÁLEZ

  
\_\_\_\_\_  
ING. ALBERTO ENRIQUE MORFIN FAURE

  
\_\_\_\_\_  
ING. ÁNGEL DE MARÍA CLAVEL MENDOZA

  
\_\_\_\_\_  
ING. GILDARDO GUERRERO CRUZ

  
\_\_\_\_\_  
ING. MANUEL TORRES HERNÁNDEZ



OFICIO N° E.P. y T.188/2016/

Ciudad de México, a 10 de agosto de 2016.

**ING. GILDARDO GUERRERO CRUZ  
PRESENTE**

En atención a la solicitud de la C. **CLAUDIA GUADALUPE VELÁZQUEZ ZÁRATE**, pasante del Programa Académico de **Ingeniería Petrolera** con base en el Reglamento de Titulación Profesional del I.P.N., Capítulo II, Artículo 5, Fracción II y el Artículo 7 Inciso I, se le informa que ha sido seleccionado para asesorar la tesis de la pasante mencionada, Por lo que solicito a usted se sirva proponer dentro de un plazo de 30 días calendario, el tema de tesis y contenido a desarrollar por la interesada.

Seguro de contar con su participación, lo saludo cordialmente.

**ATENTAMENTE**  
"La Técnica al Servicio de la Patria"

  
**Ing. Saúl Milán Valdés**  
Subdirector Académico  
Interino



c.c.p. Ing. Azucena Chavira González.- Jefa del Departamento de Formación Profesional Específica  
Interesada  
Archivo

**UNIDAD TICOMÁN  
SUBDIRECCIÓN ACADÉMICA**

*“A ti, viejo compañero mío, que has matado siempre con el corazón; a ti, el mejor matador de toros que ha habido nunca, te brindo el último toro de mi vida de torero y confío en que mi trabajo será digno de ti”.*

*Te extraño y te amo.*

*Tu Clau*

## Agradecimientos

*A mi institución y alma mater, el **Instituto Politécnico Nacional**, por brindarme todos los recursos para ser lo que por profesión demando este día.*

*A mis profesores, por ser de vital importancia en mi desarrollo académico.*

*A mi director de tesis, por tomarse la paciencia y esmero para revisar y juntos construir este trabajo.*

*A la Gerencia de Reservas de Hidrocarburos, en especial a Itza y Luis, por su apoyo y colaboración en esta tesis.*

*A mis amigos, por las risas, comidas, desvelos, horas de estudio y buenos momentos, Karla, Auri, Freddy, Fócil, Volta, etc.*

*A mi Enriqueto, una de las mentes más brillantes y hermosas que conozco, gracias por compartir estos años conmigo.*

*A mis tíos, los quiero demasiado y agradezco cada detalle y sonrisa que me han regalado. Gracias por cuidarnos siempre.*

*A mis hermanos: Ángel, Beto, Pao, Fátima, por preocuparse siempre por mí. Espero ser un buen ejemplo para ustedes, hoy y siempre.*

*A mi abuelita, gracias por tanto.*

*A mi madre, por su apoyo, consejos, regaños, bromas, paciencia y dedicación y por ser una de las mejores personas que he conocido.*

*A mi viejo, que se adelantó a preparar el carbón en el cielo para que todos lleguemos algún día y comamos como cada domingo, no tengo como agradecerte. Te extraño todo el tiempo. Te amo.*

## Resumen

La estimación de volúmenes de aceite y/o gas recuperables asociados a un proyecto definido y sus asignaciones a las categorías de incertidumbre pueden ser basadas en una o varias combinaciones de procedimientos analíticos. En el presente trabajo se muestran tres métodos aplicados al cálculo de volumen original del campo Tizón (yacimiento de gas y condensado), método volumétrico, probabilístico y ecuación de Balance de Materia, utilizados en diferentes etapas de desarrollo del mismo y se sugiere que al menos dos de estos métodos sean utilizados en conjunto para obtener una mayor certidumbre en los resultados y poder ejecutar el desarrollo del campo de una manera óptima.

## Abstract

The estimation of recoverable oil and / or gas volumes associated with a defined project and its assignments to uncertainty categories may be based on one or more combinations of analytical procedures. In the present work three methods are applied to the calculation of original volume of the field Tizón (gas condensate reservoir), volumetric method, probabilistic and equation of Material Balance, used in different stages of development of the same and it is suggested that at least two of these methods are used In order to obtain greater certainty in the results and to be able to execute the development of the field in an optimal way.

# Contenido

Índice de tablas e ilustraciones	12
Introducción	15
Justificación	17
Capítulo 1: Antecedentes del campo Tizón	21
1.1. Antecedentes del campo.	21
1.2 Interpretación sísmica y configuración estructural	23
1.3 Interpretación geológica y descripción del yacimiento	24
1.4 Petrofísica	26
1.5 Desarrollo del campo.	29
1.6 Historia de presión-producción	31
1.7 Volumen original y reservas de hidrocarburos.	36
Capítulo 2: Validación de propiedades PVT	38
2.1 Importancia de la información PVT	38
2.2 Validación PVT	39
2.2.1 Composición del fluido del yacimiento	41
2.2.2 Prueba de expansión a masa constante	41
2.2.3 Prueba de desigualdades o prueba de liberación diferencial	43
2.2.4 Pruebas de separadores	45
2.3 Clasificación del tipo de yacimiento por métodos de Alfredo León, Pérez H y Tiburcio Méndez	47
2.4 Análisis PVT para yacimientos de gas y condensado	54
2.4.1 Recombinación y análisis de las muestras de separador	54
2.4.2 Prueba de expansión a masa constante (CCE)	55
2.4.3 Prueba de agotamiento a volumen constante	57

2.5 Caso práctico de validación de PVT para el campo Tizón Bloque II	65
2.5.1 Método de Bashbush	65
2.5.1.1 Método de Bashbush aplicado al Caso práctico del campo Tizón Bloque II	69
2.5.2 Método de Hoffman-Crump	80
2.5.2.1 Método de Hoffman- Crump para el campo Tizón Bloque II	81
Capítulo 3. Estimación volumétrica por formula general	84
3.1 Ecuación volumétrica para yacimientos de gas	85
3.2.1 Área del yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK) del campo Tizón B-II	86
3.2.2 Determinación de propiedades petrofísicas del yacimiento a partir del análisis de registros geofísicos	87
Capítulo 4. Aplicación de método estocástico para la estimación del volumen original	92
4.1 Simulación de Montecarlo	92
4.2 Análisis de Riesgo	94
4.3 Metodología	94
4.3.1 Incertidumbre de Parámetros	95
4.3.1.1 Incertidumbre estructural	96
4.3.1.2 Contacto de los fluidos	97
4.3.1.3 Incertidumbre de Propiedades Petrofísicas	97
4.3.1.4 PVT para Bg	98
4.3.1.5 Análisis de sensibilidad	98
4.4 Ventajas y desventajas	100
4.5 Caso Práctico del método de Montecarlo para el campo Tizón BII	101
Capítulo 5. Aplicación de la Ecuación de Balance de Materia para estimación del Volumen Original	104
5.1 Ecuación de Balance de Materia	104
5. 2 Ecuación de Balance de Materia para yacimientos de Gas	106

5.3 Caso práctico del método de EBM para el campo Tizón	107
5.4 Propiedades del gas	108
5.4.1 Peso molecular aparente	108
5.4.2 Densidad de la mezcla	109
5.4.3 Volumen específico	110
5.4.4 Gravedad específica o peso específico	110
5.4.5 Factor de compresibilidad o desviación del gas (z)	111
5.4.6 Factor de volumen del gas (Bg)	116
Capítulo VI: Estimación de las Reservas del Yacimiento	119
6.1 Estimación de las reservas	119
6.2 Reservas de hidrocarburos	119
6.2.1 Reservas probadas	120
6.2.2 Reservas no probadas	121

## Índice de tablas e ilustraciones

Ilustración 1.1 Ubicación Geográfica del Campo Tizón (CNH, 2014).	21
Ilustración 1.2. Configuración estructural campos Cráter-Tizón JSK (CNH, 2014)	22
Ilustración 1.3. Información sísmica existente del proyecto, mostrando el Cubo Tizón (CNH, 2014)	23
Ilustración 1.4. Sección Sísmica NW-SE del Campo Tizón (CNH, 2014).	24
Ilustración 1.5 Distribución de tiempos y eventos geológicos, Campos Cráter-Tizón (CNH, 2014)	25
Ilustración 1.5. Cross Plot de Porosidad vs Densidad (CNH, 2014)	26
Tabla 1.1 Parámetros petrofísicos obtenidos a partir de la evaluación de registros geofísicos	27
Ilustración 1.7 Registro procesado del Campo Tizón en la edad productora JSK (CNH, 2014)	28
Ilustración 1.8 Ubicación de pozos en el yacimiento en JSK (PEMEX, 2017)	30
Ilustración 1.9 Cronología del desarrollo del campo Tizón Bloque II (PEMEX, 2017)	31
Ilustración 1.10 Historia de presión del Campo Tizón (PEMEX, 2016)	32
Ilustración 1.11 Historia de producción de aceite, Yacimiento KM (PEMEX, 2014)	33
Ilustración 1.12 Historia de producción de gas natural, Yacimiento KM (PEMEX, 2014)	34
Ilustración 1.13 Historia de producción de Aceite, Yacimiento JSK, (PEMEX 2017)	35
Ilustración 1.14 Historia de Producción de gas natural, Yacimiento JSK (PEMEX, 2017)	35
Tabla 1.2 Volúmenes originales y reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2017, Yacimiento KM	37

Tabla 1.3 Volúmenes originales y reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2016, Yacimiento JSK	37
Ilustración 2.1 Ejemplo grafico del proceso de expansión a masa constante	42
Ilustración 2.3 Diagrama de fases	48
Ilustración 2.4 Envoltentes de fase típicas de los fluidos	49
Ilustración 2.5 Diagrama de fases correspondiente a Tizón Bloque II	49
Tabla 2.1 Clasificación de diversos autores para yacimientos de aceite volátil	50
Tabla 2.2 Clasificación de diversos autores para yacimientos de gas y condensado	50
Tabla 2.3 Resultados del campo Tizón Bloque II considerados para la metodología de Alfredo G. León (SLB, 2009)	51
Ilustración 2.6 Gráfica de los resultados obtenidos del campo Tizón para la metodología de Alfredo León	52
Ilustración 2.7 Resultados obtenidos de la Metodología de Pérez Herrera para el campo Tizón	52
Tabla 2.4 Resultados del campo Tizón utilizados para metodología de Tiburcio Méndez López (SLB, 2009)	53
Ilustración 2.8 Resultados obtenidos del método de Tiburcio Méndez para el campo Tizón	53
Tabla 2.5 Resultados obtenidos de la prueba de expansión a masa constante del Campo Tizón (SLB, 2009)	57
Ilustración 2.9 Representación gráfica del procedimiento de Agotamiento a volumen constante	58
Tabla 2.6 Resultados obtenidos de la prueba de agotamiento a volumen constante en el Campo Tizón (SLB, 2009)	62
Tabla 2.6. Resultados obtenidos de la prueba agotamiento a volumen constante del Campo Tizón (SLB, 2009)	63

Tabla 2.7 Resultados obtenidos de la Prueba de agotamiento a volumen constante (SLB, 2009)	64
Ilustración 2.10 Constantes de equilibrio para el condensado "A" (BASHBUSH, 1981)	68
Ilustración 2.11 Resultados obtenidos a través del método Bashbush para el Campo Tizón Bloque I	79
Ilustración 2.13 Resultados obtenidos en la validación de Hoffman del caso Tizón	82
Tabla 3.1 Propiedades petrofísicas por pozo para el yacimiento JSK BII campo Tizón (PEMEX, 2017)	89
Tabla 3.2 Propiedades de la mezcla de gas para el yacimiento JSK BII campo Tizón	90
Tabla 4.1 Resultados obtenidos a través del método de Montecarlo para el campo Tizón	102
Ilustración 6.1 Clasificación de las Reservas de hidrocarburos (CRUZ G., 2012)	120
Ilustración 6.2 Diagrama para la evaluación de reservas de hidrocarburos (PEMEX, 2017)	124

## Introducción

El descubrimiento de un campo petrolero es el inicio de una serie de actividades que se realizan para poner en superficie aceite y/o gas natural de los yacimientos que lo conforman. Toda actividad realizada en un campo, ya sea la perforación, terminación de pozos, el diseño de instalaciones y los pronósticos de producción, están sustentados en los volúmenes originales y de reservas de hidrocarburos que se estimen desde su descubrimiento.

Se sabe que los volúmenes originales y reservas de hidrocarburos no son cantidades estáticas, si no que éstas presentan variaciones a medida que se va teniendo mayor información de los yacimientos, es decir, los valores de volúmenes y reservas pueden incrementarse o reducirse con el desarrollo del campo. Sin embargo, una buena etapa de caracterización inicial de los yacimientos, puede aminorar estas variaciones sustancialmente y permitir un planteamiento inicial del desarrollo del campo con mayor certidumbre.

Existen varios métodos de evaluación del volumen original y reservas de hidrocarburos, desde los métodos probabilísticos, volumétricos, por balance de materia y finalmente por la aplicación de simulación numérica de yacimientos. La aplicación de cada uno de ellos depende de la cantidad y calidad de la información del yacimiento con la que se disponga, así, por ejemplo, cuando un yacimiento es descubierto es conveniente aplicar un método probabilístico o uno volumétrico. El método probabilístico emplea rangos de propiedades petrofísicas y PVT del yacimiento, determinados a partir de datos del pozo descubridor y de las características de la roca del yacimiento y del fluido producido. Por otra parte, un método determinista son los métodos volumétricos, que emplean datos directos del pozo y son extrapolados al resto del área del yacimiento, es decir, las propiedades

petrofísicas son las mismas en cualquier parte del yacimiento. Ambos métodos, probabilísticos y volumétricos, pueden ser mejorados y ser aún más precisos a medida que se disponga de mayor información del yacimiento, lo cual se logra con la perforación de pozos de desarrollo. El método de balance de materia, normalmente se aplica cuando el yacimiento presenta una etapa considerable de explotación que permita tener producciones acumuladas de aceite y gas natural mismas que generan caídas de presión en el yacimiento. Este método involucra el flujo de los fluidos en el medio poroso y caídas de presión generadas por la extracción de la producción, por lo que su exactitud es mayor que la comparada con los métodos anteriores. Finalmente, los métodos numéricos de simulación son los más exactos, sin embargo, requieren de mucha información y de la aplicación de ecuaciones de estado, lógicamente de *software* especializado para estimar los volúmenes originales y reservas.

Dicho lo anterior, este trabajo tiene como objetivo mostrar la evolución que sufren los volúmenes originales y las reservas de aceite y gas natural mediante la aplicación de tres métodos de cálculo: el probabilístico, volumétrico y ecuación de balance de materia, se analizan y se explican las razones por las que los volúmenes varían. Conviene mencionar que a medida que se disponga de mayor información en el yacimiento la exactitud de los volúmenes originales y reservas presenta mayor certidumbre. Se toma como caso práctico el campo Tizón en el yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK), productor de gas y condensado.

## Justificación

La estimación de volúmenes de aceite y/o gas recuperables asociados a un proyecto definido y sus asignaciones a las categorías de incertidumbre pueden ser basadas en una o varias combinaciones de procedimientos analíticos. Tales procedimientos pueden ser aplicados utilizando un enfoque gradual (análisis de riesgo) y/o un enfoque de diversos escenarios; además, el método de evaluación del grado de incertidumbre relativa en estas estimaciones de cantidades recuperables debería aplicar ambos métodos: probabilísticos y determinísticos.

Los procedimientos análogos para la estimación de volúmenes recuperables se distribuyen en tres categorías principales: analogías, estimaciones volumétricas y otro tipo de análisis de producción.

En cada método, los resultados no son sólo un número de hidrocarburos recuperables, más bien son un rango que refleja los grados de incertidumbre existentes en el cálculo de volumen original y reservas, del prospecto que se pretende desarrollar. De manera que, si se aplican procedimientos adecuados, los evaluadores pueden definir estos volúmenes utilizando el escenario que más se adapte a las características del yacimiento. La confianza en estos resultados generalmente se incrementa cuando las estimaciones son calculadas con más de un procedimiento.

Las analogías son extensamente usadas en la estimación de volúmenes de hidrocarburos, particularmente en la exploración y etapas tempranas de desarrollo, cuando la información directamente usada para su cálculo es limitada. La metodología se basa en la suposición de que los yacimientos análogos son comparables respecto al yacimiento en cuestión y las propiedades de sus fluidos que controlan la recuperación de hidrocarburos.

Con la selección de analogías apropiadas, donde la base de datos de planes de desarrollo son comparables (tipo de pozo, espaciamento y simulación) y están disponibles, se puede obtener un perfil similar de producción entre ambos yacimientos.

Los yacimientos análogos están definidos por características que incluyen: profundidad, presión, temperatura, mecanismo de empuje, contenido original de fluido, gravedad específica, área, espesor, relación espesor neto-bruto, litología, porosidad, permeabilidad; y plan de desarrollo. Son también formados por las mismos, o muy parecidos, procedimientos de sedimentación, diagénesis, presión, temperatura, historia química y mecánica de los fluidos y deformación estructural.

La comparación de varios campos análogos puede mejorar el rango de incertidumbre en la estimación de volúmenes recuperables del yacimiento.

El método de estimación volumétrica utiliza propiedades del yacimiento y propiedades del fluido para calcular los volúmenes originales y luego estimar la porción recuperable de los mismos. Existen incertidumbres clave que afectan este cálculo:

- Geometría del yacimiento y trampas existentes.
- Características geológicas que definen el volumen de poro y la distribución de la permeabilidad.
- Evaluación de contactos entre fluidos.
- Tipos de fluido y saturaciones.

El volumen de roca se considera homogéneo en todo el yacimiento, es decir, las propiedades petrofísicas y PVT determinadas en el pozo descubridor son constantes en todo el yacimiento. Mientras la distribución espacial y la calidad del yacimiento impacta en la eficiencia de la recuperación, el cálculo de los volúmenes originales usualmente ocupa propiedades petrofísicas promedio.

La estimación del volumen original por balance de materia, es otro procedimiento, incluye los análisis del comportamiento de la presión y el vaciamiento del yacimiento debido a la extracción de los fluidos (aceite, gas y agua). El balance de materia puede proveer muy buenas estimaciones de las cantidades a recuperar y a cualquier presión del yacimiento. Incluso en situaciones complejas, como aquellas que incluyen yacimientos con inyección de agua, yacimientos con multicapas, comportamiento multifase, baja permeabilidad, etc.

Por otra parte, el análisis del cambio en los niveles de producción y las relaciones de producción contra tiempo, o producción contra producción acumulada, provee información suficiente para predecir los volúmenes recuperables. En algunos casos, antes que la declinación en los gastos de producción sea aparente, las tendencias en algunos de sus comportamientos como la relación gas-aceite, agua-aceite ó, condensado-gas, pueden ser extrapoladas a un límite económico para la estimación de las reservas.

En el caso de los métodos determinísticos, un valor discreto o un conjunto de valores para cada parámetro es seleccionado a través de la experiencia del evaluador, considerando los valores más apropiados para la categoría correspondiente.

En los métodos probabilísticos, el evaluador define una distribución que representa un completo rango de posibles valores para cada parámetro de entrada. Esta distribución es seleccionada aleatoriamente a fin de calcular una sola distribución que incluya los resultados de los volúmenes recuperables. Esta aproximación usualmente se aplica a los cálculos volumétricos en las etapas tempranas de explotación y desarrollo para establecer límites económicos. Cuando estos métodos probabilísticos se utilizan, los contrastes entre parámetros pueden dar la certeza de que los resultados no se salen del rango impuesto por los procesos existentes y las

incertidumbres comerciales, es decir, que el proyecto es apto o no lo es para su desarrollo.

Ambos métodos (determinístico y probabilístico) deben ser utilizados en conjunto para considerar los resultados como razonables y determinar la viabilidad de la ejecución de un proyecto de desarrollo de un campo y/o yacimiento petrolero.

# Capítulo 1: Antecedentes del campo Tizón

## 1.1. Antecedentes del campo.

Geográficamente el campo Tizón se ubica en el municipio de Centla del Estado de Tabasco; al Oeste de la población de Frontera; a 65 kilómetros al Noreste de la ciudad de Villahermosa, y al Noroeste de los campos Palapa, Luna y Cráter. Colinda con la llanura costera al Sur del Golfo de México, la ilustración 1.1 muestra la ubicación del campo Tizón.



**Ilustración 1.1 Ubicación Geográfica del Campo Tizón (CNH, 2014).**

El campo Tizón consta de dos yacimientos, uno en el Cretácico Medio (KM) descubierto por el pozo Tizón-1 en agosto de 1991; el otro en Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK), descubierto con la perforación del pozo Tizón-201 en noviembre de 2004. El campo se divide en cuatro bloques: el Bloque-I, productor en KM, los Bloques II y III productores en JSK; y el Bloque IV donde se perforó un pozo exploratorio que resultó improductivo. Sin embargo, los más importantes por su aportación de producción son los bloques I y II.

El Bloque-I, productor en el Cretácico Medio (KM) con una superficie de 6.0 km<sup>2</sup>, fue productor de gas y condensado, con cima a 5,880 y base a 5,930 metros verticales (mvbnm), profundidad a la cual se encuentra el CGA; en la actualidad el Bloque-I ya no es productor.

El Bloque-II del JSK cuenta con un área de 10.1 km<sup>2</sup>, actualmente es productor de gas y condensado, tiene un espesor bruto promedio alrededor de 100 metros verticales (mv), con cima a 6,150 metros y base a 6,250 metros verticales, donde se encuentra actualmente el contacto gas-agua (CGA).

El Bloque-III, con un área de 8.6 km<sup>2</sup>, actualmente se encuentra por debajo del contacto Agua-Aceite.

El Bloque-IV, con área de 4.0 km<sup>2</sup>, resultó improductivo, encontró su cima a 5,955 y base a 6,020 mv.

La ilustración 1.2, presenta la distribución de los bloques que conforman el campo Tizón.

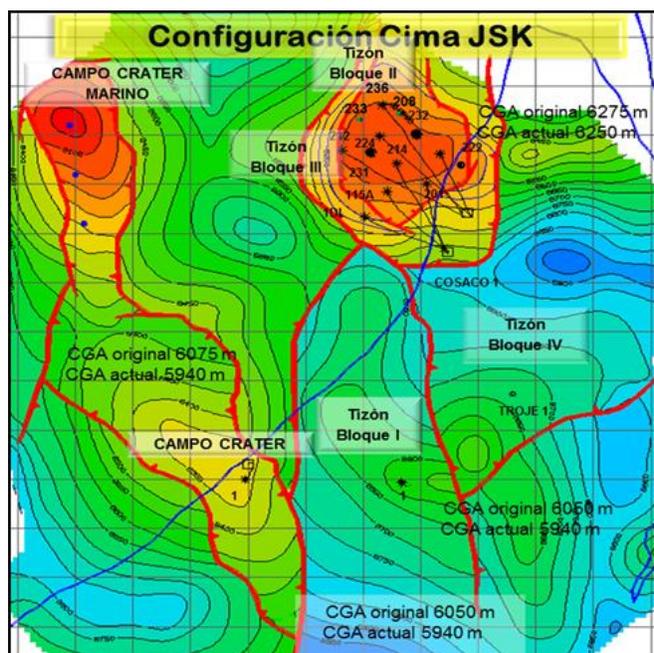


Ilustración 1.2. Configuración estructural campos Cráter-Tizón JSK (CNH, 2014)

## 1.2 Interpretación sísmica y configuración estructural

El modelo geográfico estructural está basado en los datos de subsuelo obtenidos de los pozos perforados y en la información sísmica 3D adquirida del cubo sísmico Tizón del año 2001 y reprocesada en 2008, en la ilustración siguiente se muestra el cubo sísmico del campo Tizón en la parte Noroeste.

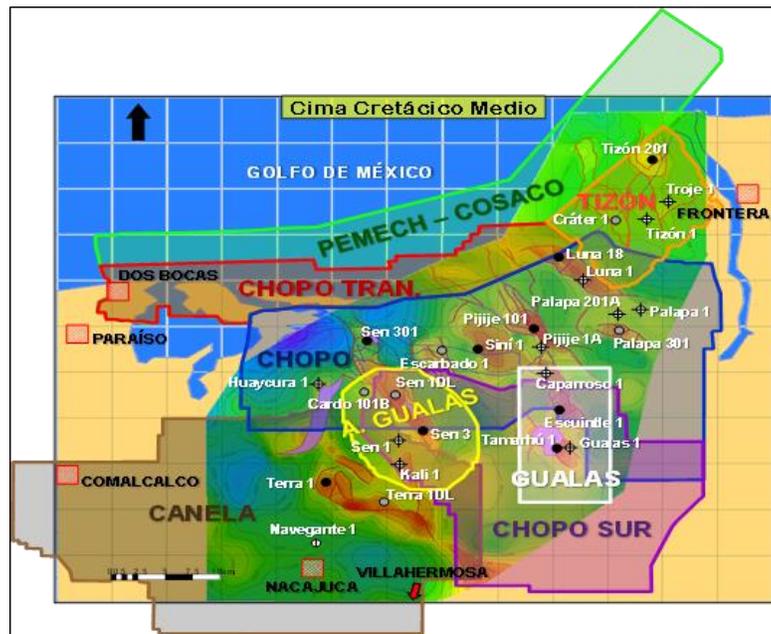


Ilustración 1.3. Información sísmica existente del proyecto, mostrando el Cubo Tizón (CNH, 2014)

En general, en la estructura del pozo Tizón 201, se observa un anticlinal alargado con dirección Sureste-Noroeste, con un área de 10.1 km<sup>2</sup>; está delimitada por el contacto gas-agua (6,250mvbnm) y fallas inversas.

El Bloque II del JSK, se caracteriza por ser una estructura casi plana, existiendo una diferencia estructural mínima de 5 a 15 metros entre los pozos. La correlación estructural del campo para el yacimiento JSK, muestra que los pozos han alcanzado de 50 a 80 metros verticales (mv) dentro del yacimiento, en una litología de dolomías con impregnación de hidrocarburos en porosidad intercrystalina, con porcentajes de más de 40 por ciento. La ilustración 1.4,

muestra una interpretación sísmica de las estructuras del KM y JSK con orientación Sureste-Noroeste, donde se aprecia la forma de la estructura.

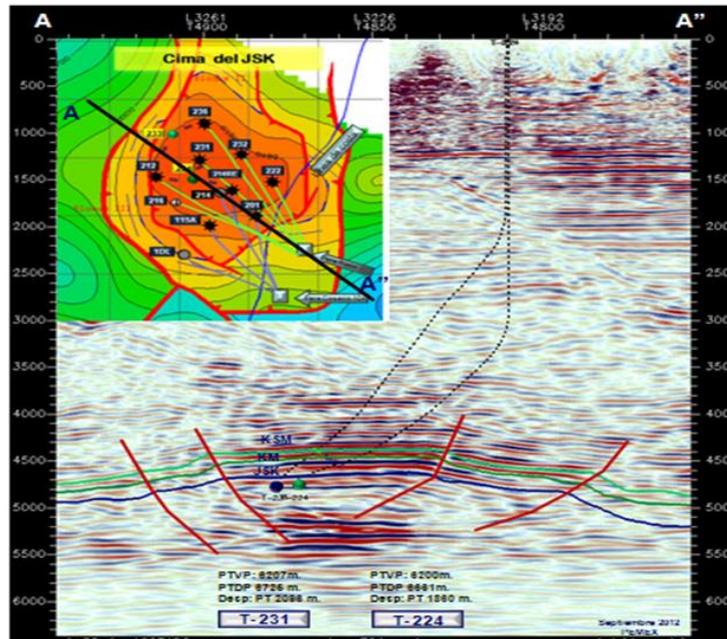


Ilustración 1.4. Sección Sísmica NW-SE del Campo Tizón (CNH, 2014).

### 1.3 Interpretación geológica y descripción del yacimiento

La columna geológica atravesada comprende del Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK) al Plio-Pleistoceno, con una profundidad máxima perforada de 7,004 metros desarrollados (md) o 6,311 metros verticales (mv) en los campos Cráter-Tizón. A continuación, se presenta una descripción de las formaciones:

La litología del JSK se compone por *Mudstone* a *Wackestone* color crema, café claro a oscuro, en ciertas partes esta recristalizado o dolomitizado. El yacimiento está constituido por dolomías micro a meso cristalinas en tonalidades claras, con impregnación de aceite en porosidades inter

crystalinas, depositados en facies de plataforma somera, en ambientes con niveles altos de energía. El Cretácico Medio (KM), se compone de Mudstone con foraminíferos planctónicos de color crema y café en diferentes tonalidades, ligeramente dolometizado o recristalizado en pequeños intervalos, con escasos nódulos y capas de pedernal negro y blanco depositado en cuencas de ambiente anóxico.

La formación de Cretácico Superior (KS), está constituido por margas y calizas porosas, arcillosas y fracturadas que contienen cuerpos de bentonita y bandas de pedernal. La ilustración 1.5, muestra algunas características litológicas de los campos Cráter-Tizón, así como una distribución de tiempos y eventos geológicos que se dieron a nivel Cretácico-Jurásico.

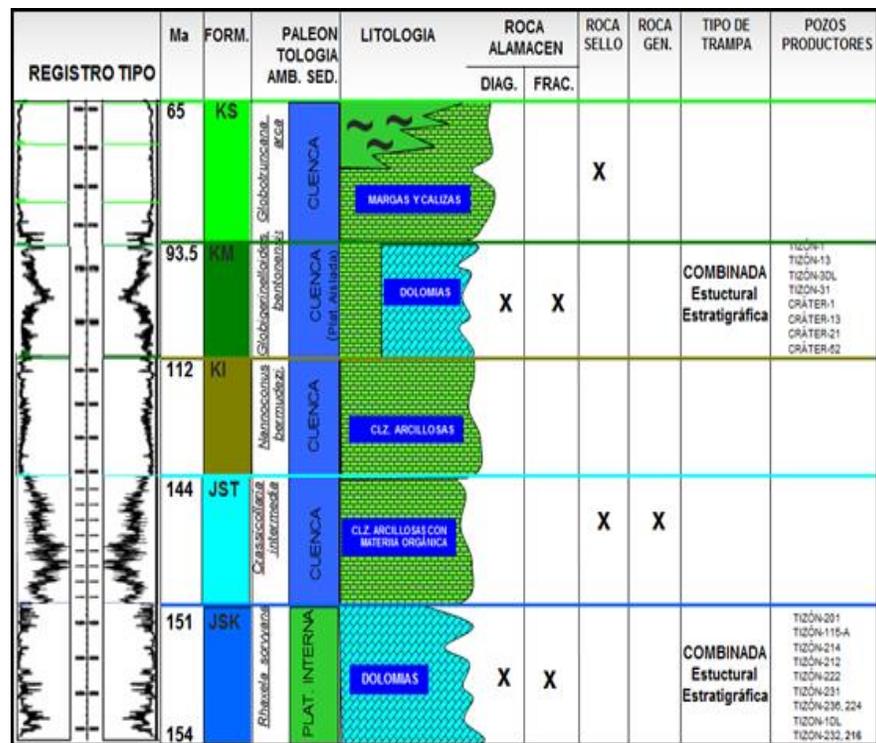
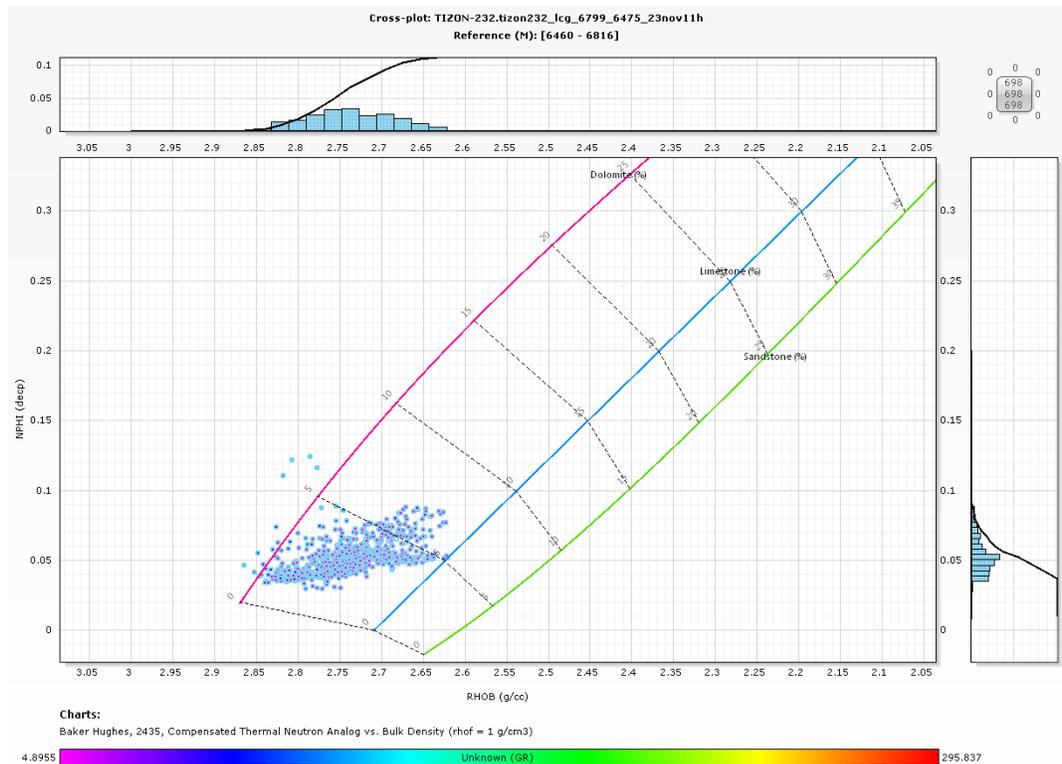


Ilustración 1.5 Distribución de tiempos y eventos geológicos, Campos Cráter-Tizón (CNH, 2014)

## 1.4 Petrofísica

La estimación de propiedades petrofísicas se realizó a partir de la información de registros geofísicos adquiridos durante la perforación de los pozos, los cuales se sometieron a un control de calidad y se calibraron con datos de núcleos y muestras de canal, con lo que se corroboró su confiabilidad.

El proceso de evaluación consistió, primeramente, en determinar el tipo de mineralogía presente para la formación JSK, empleando técnicas de *Cross Plot*, donde los valores de los registros de densidad y porosidad, fueron graficados en la carta para conocer la proporción de cada tipo de mineral que constituyen a la roca en la sección evaluada.



**Ilustración 1.5. Cross Plot de Porosidad vs Densidad (CNH, 2014)**

De este proceso se definió que la formación JSK está conformada por calizas dolomitizadas.

Posteriormente, se calcularon los volúmenes de caliza (Vcal), dolomía (Vdol), arcilla (Vsh), porosidad total (PHIT), porosidad intergranular (PIGN) y porosidad efectiva (PHIE).

Para el cálculo de la saturación de fluidos presentes en la formación evaluada, se usó el modelo de doble agua y los parámetros de ajuste considerados, tales como coeficiente de tortuosidad (a), factor de cementación (m), exponente de saturación (n), y salinidad, adoptaron los siguientes valores:

$$a = 1, m = 2.1, n = 2, \text{salinidad} = 200\text{mppm @ } 186.4^{\circ}\text{C}$$

Dichos resultados se presentaron en un registro combinado de curvas de saturación de fluidos y volumen litológico (Ilustración 1.7).

La tabla 1.1 presenta algunos datos usados y obtenidos durante la evaluación petrofísica del campo tanto para los yacimientos Cretácico Medio (KM) como para Jurásico Superior Kimmeridgiano.

Variable	Valor	Unidad
Salinidad del agua	200,000	ppm
Resistividad del agua	0.0125	ohms-m @ 182°C
Exponente de Saturación (n)	2.0	Adimensional
Exponente de Cementación (m)	2.1	Adimensional
Factor de Tortuosidad (a)	1.0	Adimensional
Porosidad ( $\phi$ KM)	3.1	Porcentaje
Porosidad ( $\phi$ JSK)	6.0	Porcentaje
Saturación de agua (Sw) KM	13.0	Porcentaje
Saturación de agua (Sw) JSK	11.0	Porcentaje
Espesor bruto (hn) KM	50.0	metros
Espesor bruto (hn) JSK	100.0	metros
Modelo de Saturación de agua	Doble agua	
Parámetros de corte:	$\phi=2\%$ , Sw=35, Vshl=35%	

**Tabla 1.1 Parámetros petrofísicos obtenidos a partir de la evaluación de registros geofísicos**

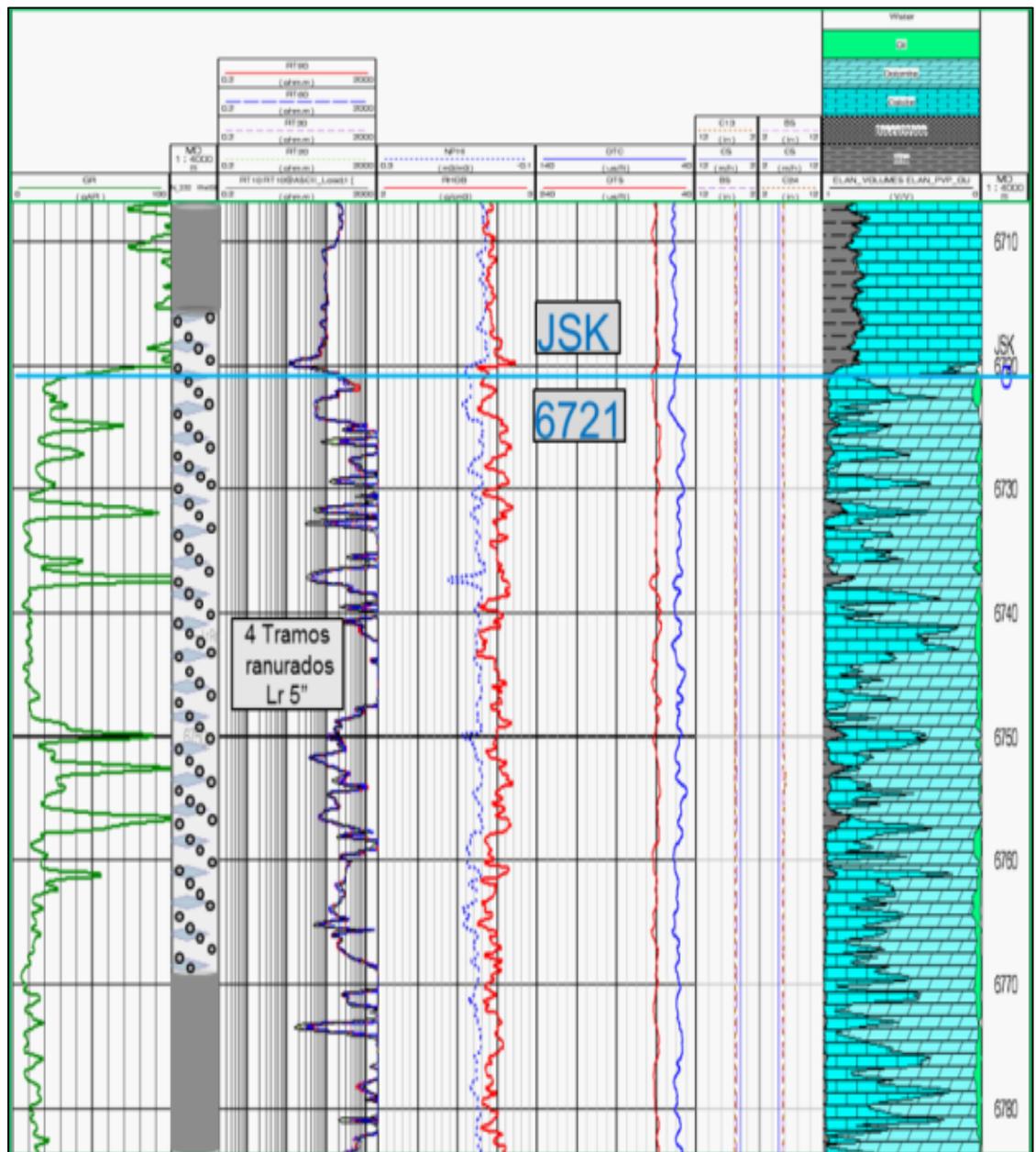


Ilustración 1.7 Registro procesado del Campo Tizón en la edad productora JSK (CNH, 2014)

El yacimiento productor del campo Tizón es, como ya se ha mencionado, dolomitizado, ubicando la selección de intervalos con potencial productivo a detectar las zonas con volumen de dolomía mayor al 75 por ciento, porosidad no menor al 4 por ciento, densidad mayor a 2.6 gr/cc y saturación de agua menor al 38 por ciento.

## 1.5 Desarrollo del campo.

El desarrollo de campo inició con el descubrimiento que se dio con la terminación del pozo exploratorio Tizón-1 en rocas del Cretácico Medio (KM). Hasta el 31 de mayo de 2016 se han perforado un total de 20 pozos, de éstos 2 pozos fueron exploratorios (T-1, T-201), 2 fueron delimitadores (T-1DL y 3DL) y 16 pozos fueron de desarrollo (13, 15, 31, 115, 115A, 208, 212, 214, 216, 222, 224, 231, 232, 233, 236 y 237). Del número total de pozos de desarrollo perforados 3 fueron improductivos, el 115 en el Bloque-II y los pozos 15 y 31 en el Bloque-I. Al referirse al número de pozos terminados por bloque, 14 alcanzaron la profundidad del yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK), es decir, se perforaron en el Bloque-II, y 5 pozos se terminaron en el Bloque-I productor en rocas del Cretácico Medio (KM). La ilustración 1.8, muestra la ubicación de los 14 pozos perforados y terminados en el bloque II.

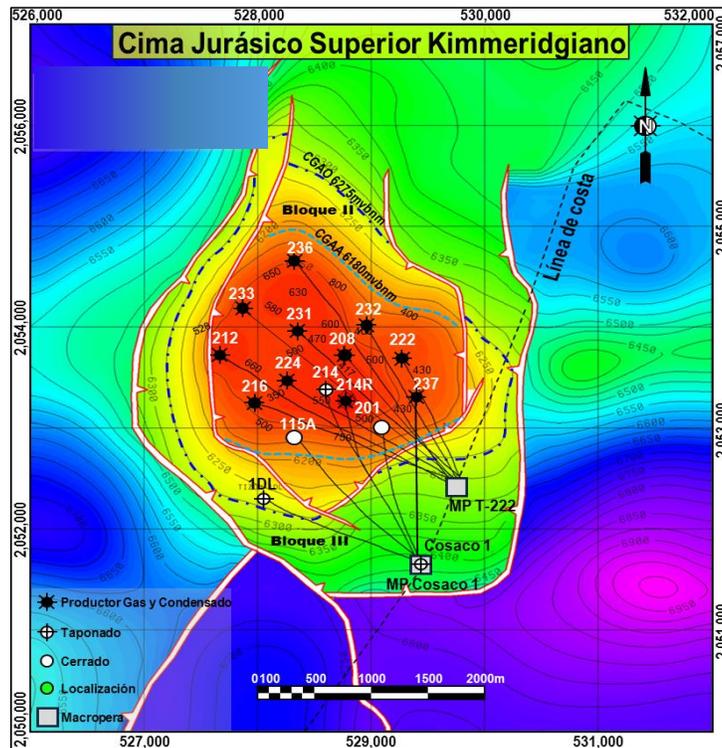


Ilustración 1.8 Ubicación de pozos en el yacimiento en JSK (PEMEX, 2017)

La historia de desarrollo y explotación del campo, se representa en seis importantes etapas: la primera etapa corresponde al descubrimiento del yacimiento. Después de esta etapa, en el año 1999, los pozos comienzan a presentar un flujo fraccional de agua ( $f_w$ ) mayor al 30 por ciento, los altos niveles de agua derivaron en la invasión de pozos y la caída de la producción, por lo que se tuvieron que cerrar algunos pozos (etapa tres). Posteriormente en la cuarta etapa, se perforó un pozo exploratorio en el Bloque II en JSK, sin embargo, no fue hasta 2006 cuando se intensifica el desarrollo de este bloque, comenzando la quinta etapa de explotación, es en esta etapa donde el campo experimenta un continuo crecimiento en la producción. A mediados de 2012, se ampliaron los diámetros de estrangulador de varios pozos del campo, aumentando considerablemente la producción; al tiempo que se continúa con el desarrollo.

Con la terminación del pozo T-208 en mayo de 2016 se concluyó el desarrollo del campo Tizón. En la actualidad, de los pozos perforados y terminados se encuentran en producción el 115A, 212, 214, 216, 222, 224, 231, 232, 233, 236 y 237 todos produciendo en el yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano, aportando una producción promedio de 28,998 barriles de aceite, 169.8 millones de pies cúbicos por día de gas natural y 2,634 barriles de agua por día.

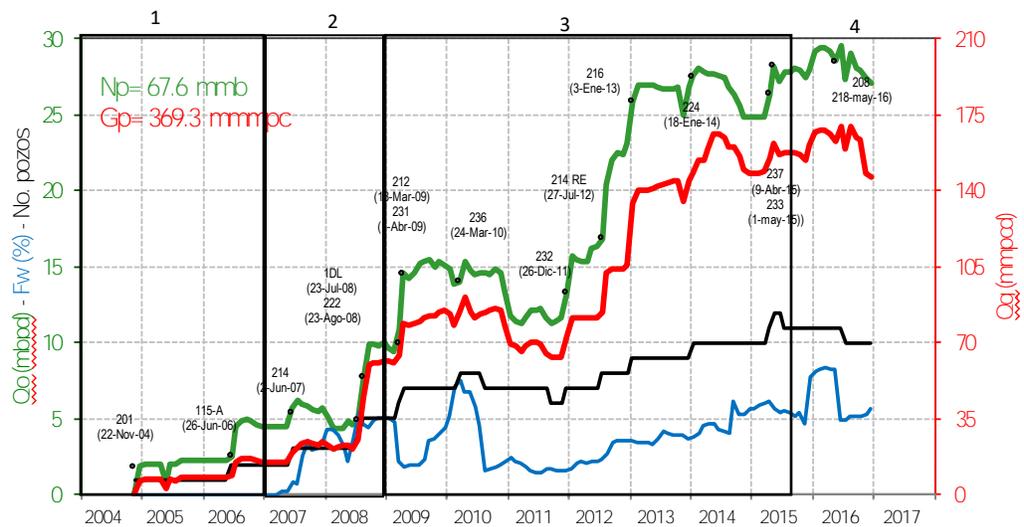


Ilustración 1.9 Cronología del desarrollo del campo Tizón Bloque II (PEMEX, 2017)

## 1.6 Historia de presión-producción

La presión inicial (Pi) en el yacimiento Cretácico Medio (KM) fue de 888.5 kg/cm<sup>2</sup> o 12,637.4 psia, la cual fue medida en el pozo exploratorio y descubridor Tizón-1. Mientras que para el yacimiento del Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK), la presión inicial (Pi) fue con de 879.4 kg/cm<sup>2</sup>, o 12,508.0 psia, obtenida durante la prueba de presión-producción realizada al pozo Tizón 201.

Las últimas mediciones de presión realizadas al campo reportan que las presiones actuales de los yacimientos son 560.0 kg/cm<sup>2</sup> o 7,965.1 psia para el caso del yacimiento Cretácico Medio (KM) y 660.0 kg/cm<sup>2</sup> o 9,387.4 psia para el Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK). Considerando que las presiones de rocío (Pr) para cada uno de los yacimientos, son de 335.0 kg/cm<sup>2</sup> para el yacimiento KM y 366.0 kg/cm<sup>2</sup> para el JSK. Esto significa entonces que ambos yacimientos se encuentran aún en etapa de baja saturación o de una sola fase, es decir, la presión del yacimiento es aún mayor que la presión de rocío y por tanto en el yacimiento aún existe una fase.

En la ilustración 1.10 se muestra el comportamiento de la presión que se ha tenido en los yacimientos KM y JSK, a partir del descubrimiento. Se aprecia, con la información con la que se dispone, que el yacimiento KM tiene una caída de presión ( $\Delta P$ ) de 328.5 kg/cm<sup>2</sup> y de 219.0 kg/cm<sup>2</sup> para el yacimiento JSK.

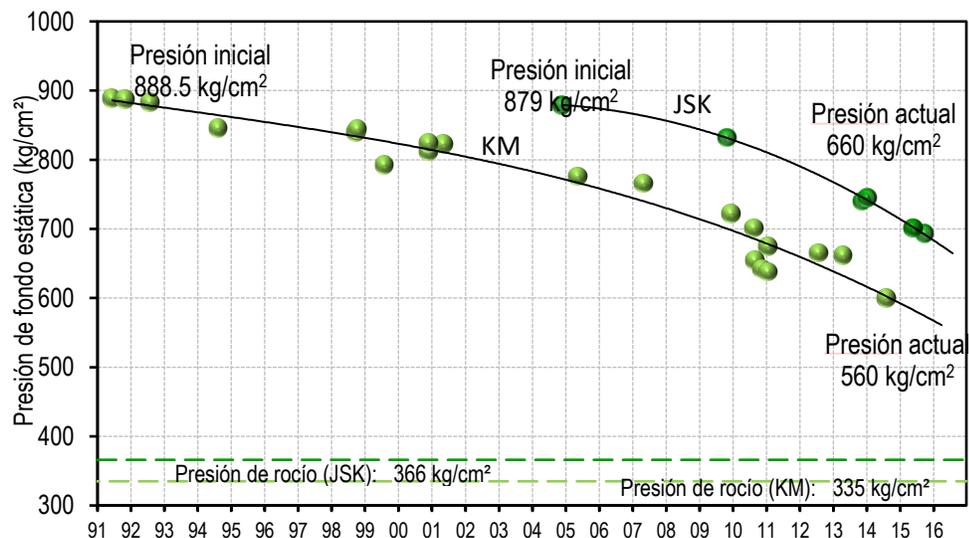


Ilustración 1.10 Historia de presión del Campo Tizón (PEMEX, 2016)

Con respecto a la historia de producción, se puede desglosar en dos yacimientos KM y JSK. El yacimiento Cretácico Medio (KM) inició su

producción en agosto de 1991, dejando de operar en abril de 2011, con su máximo nivel de producción en agosto del 2004 al alcanzar 3,809 barriles por día de aceite y 33.7 millones de pies cúbicos de gas natural. La producción acumulada que aportó este yacimiento, en el periodo mencionado, fue de 9.4 millones de barriles de aceite y 73.7 billones de pies cúbicos de gas natural. Las ilustraciones 1.11 y 1.12, presentan el comportamiento de las historias de producción de aceite y gas natural para ese yacimiento.

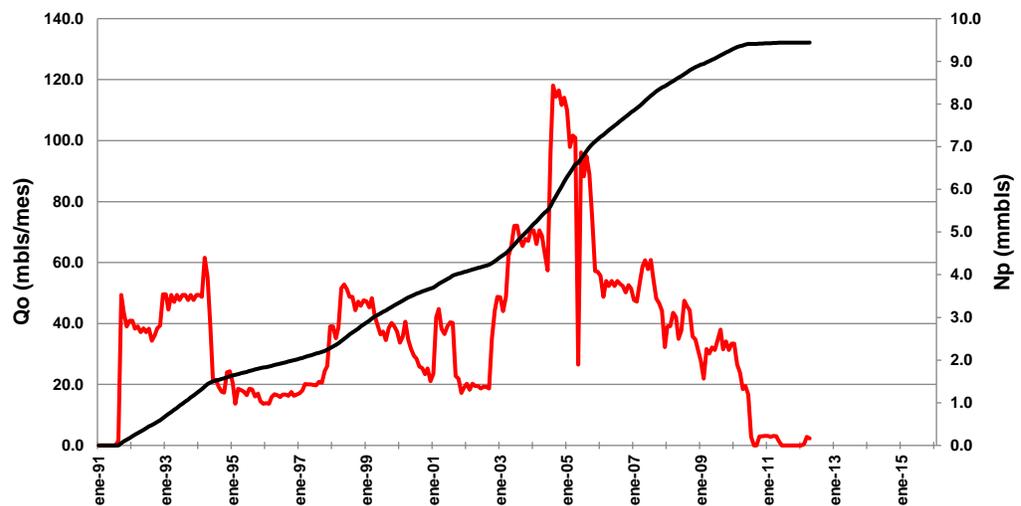


Ilustración 1.11 Historia de producción de aceite, Yacimiento KM (PEMEX, 2014)

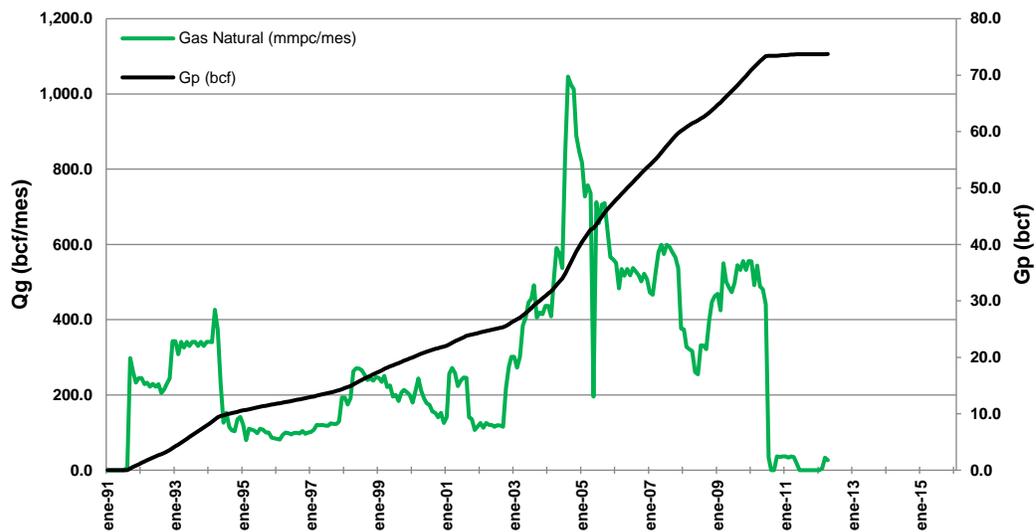
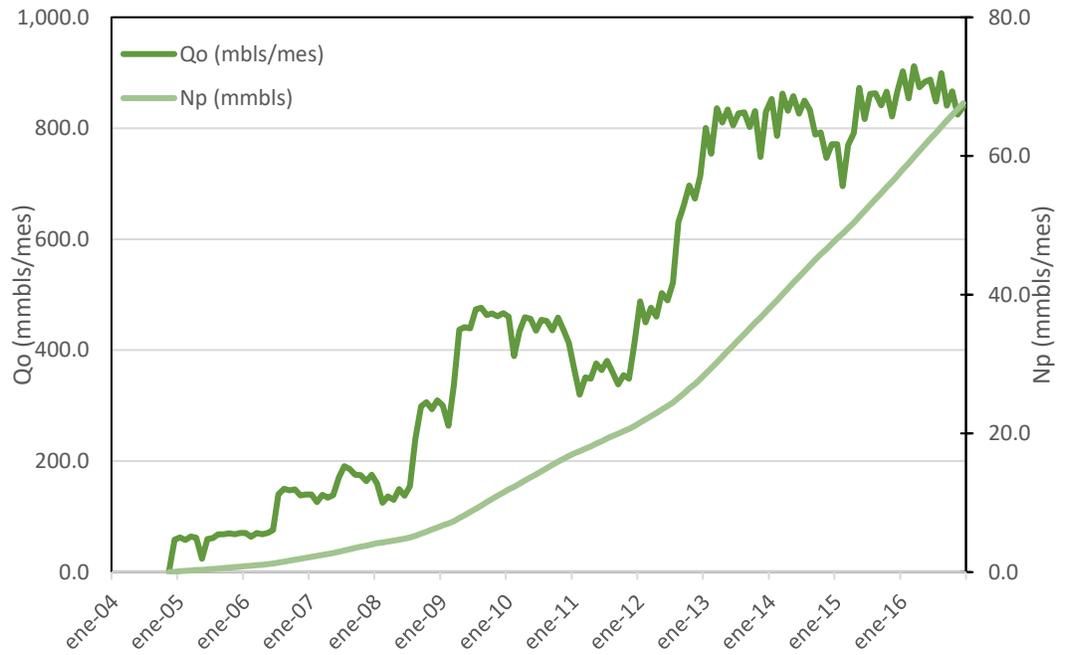
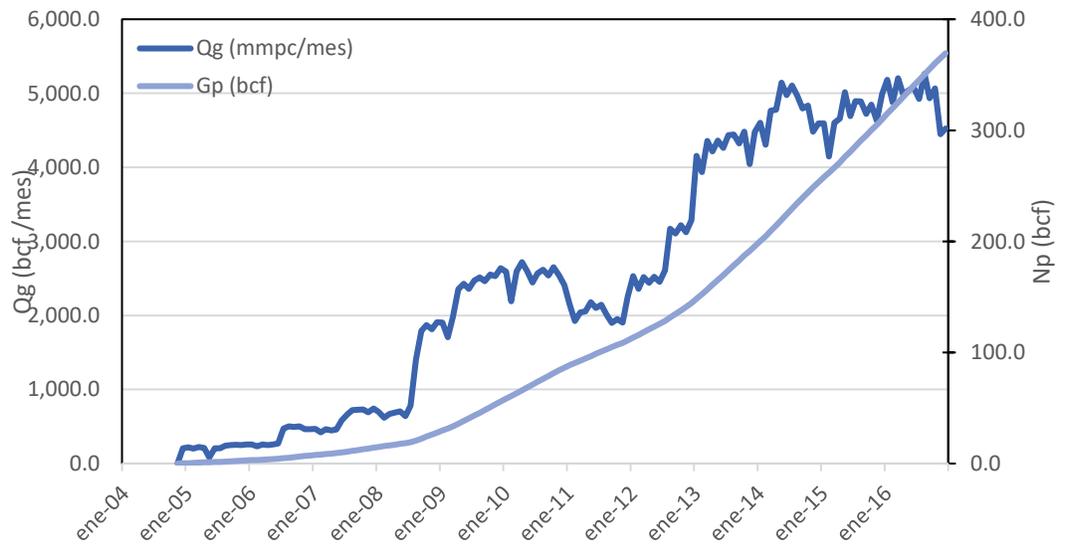


Ilustración 1.12 Historia de producción de gas natural, Yacimiento KM (PEMEX, 2014)

En cuanto al yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK), éste inició a producir en noviembre de 2004 y en la actualidad es el único yacimiento que sigue aportando producción en el campo Tizón. Los niveles máximos de producción de este yacimiento se han dado en junio de 2016 cuando se produjeron 29,593 barriles de aceite por día y 160.6 millones de pies cúbicos de gas natural por día. La producción acumulada del yacimiento JSK hasta abril de 2016 es de 64.2 millones de barriles de aceite y 350.4 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Las ilustraciones 1.13 y 1.14 ilustran el comportamiento de las historias de producción de aceite y gas natural para el yacimiento JSK.



**Ilustración 1.13 Historia de producción de Aceite, Yacimiento JSK, (PEMEX 2017)**



**Ilustración 1.14 Historia de Producción de gas natural, Yacimiento JSK (PEMEX, 2017)**

## 1.7 Volumen original y reservas de hidrocarburos.

Los volúmenes originales y reservas de hidrocarburos reportados al 1 de enero de 2017, se indican en la tabla 1.2 para el yacimiento Cretácico Medio (KM), mientras que en la tabla 1.3 corresponden al yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK) productor de gas y condensado. Se observa que para el caso del yacimiento Cretácico Medio (KM), éste ya ha sido explotando y por tanto el yacimiento ya no tiene reservas, se alcanzaron factores de recuperación de 48.3 por ciento para el caso del aceite y de 62.5 por ciento para el caso del gas natural, factores relativamente altos, pero se debe considerar que el yacimiento es de gas y condensado. Para el caso del yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK), el más importante del campo, presenta reservas remanentes 1P, 2P, 3P por 21.3 millones de barriles de aceite y 115.7 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, valores que permitirían alcanzar factores de recuperación totales, es decir, considerando la reserva remanente y producción acumulada, de 68.1 por ciento para el caso del aceite y de 65.8 por ciento para el caso del gas natural.

Categoría	Campo	Yacimiento	Volumen original		Reserva Remanente		Producción Acumulada		Factor de Recuperacion (%)	
			N(mmbbl)	G(bcf)	Aceite (mmbbl)	Gas (bcf)	Np (mmbbl)	Gp (bcf)	Aceite	Gas
<b>1P</b>	Tizón	KM Bloque I	19.5	118.1	0	0	9.4	73.8	48.3	62.5
<b>2P</b>	Tizón	KM Bloque I	19.5	118.1	0	0	9.4	73.8	48.3	62.5
<b>3P</b>	Tizón	KM Bloque I	19.5	118.1	0	0	9.4	73.8	48.3	62.5

**Tabla 1.2 Volúmenes originales y reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2017, Yacimiento KM**

Categoría	Campo	Yacimiento	Volumen original		Reserva Remanente		Producción Acumulada		Factor de Recuperacion (%)	
			N(mmbbl)	G(bcf)	Aceite (mmbbl)	Gas (bcf)	Np (mmbbl)	Gp (bcf)	Aceite	Gas
<b>1P</b>	Tizón	JSK Bloque II	131.3	708.2	21.3	115.7	64.2	350.4	48.9	49.5
<b>2P</b>	Tizón	JSK Bloque II	131.3	708.2	21.3	115.7	64.2	350.4	48.9	49.5
<b>3P</b>	Tizón	JSK Bloque II	131.3	708.2	21.3	115.7	64.2	350.4	48.9	49.5

**Tabla 1.3 Volúmenes originales y reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2016, Yacimiento JSK**

## Capítulo 2: Validación de propiedades PVT

Para el cálculo y manejo del volumen original y reservas de un yacimiento de hidrocarburos, es necesario el conocimiento detallado de las propiedades físicas y termodinámicas de los fluidos que el yacimiento pueda contener. Por tal razón en este capítulo se analiza cómo deben ser tratados y validados los parámetros PVT básicos para yacimientos de gas y condensado y aceite, y son fundamentales en cualquier cálculo de ingeniería de yacimientos.

Por consiguiente, los fluidos deben ser clasificados de acuerdo a su estructura molecular y su composición mediante métodos experimentales de laboratorio.

Tanto para estudios básicos de balance de materia, así como de simulación numérica y estimaciones volumétricas, es necesario contar con información PVT que represente confiablemente el comportamiento de los fluidos, de tal suerte que esta información cuando es validada, se utiliza para caracterizar a los mismos, efectuando balances composicionales al usar ecuaciones de estado.

### 2.1 Importancia de la información PVT

La necesidad de disponer de análisis PVT caracterizados y validados en la ingeniería petrolera son de suma importancia para:

- Estimación de volumen original de aceite y gas natural
- Conocer la composición de los fluidos y sus propiedades
- Entender el agotamiento del yacimiento

- Entender los requerimientos de procesos en superficie
- Seleccionar métodos de recuperación secundaria o mejorada en forma adecuada;
- Identificar los mercados y precios del producto
- Estudios de simulación numérica de yacimientos
- Conocer los cambios termodinámicos que sufre el fluido en superficie con las variaciones de presión y temperatura a lo largo de los procesos de recolección, transporte y separación.

## 2.2 Validación PVT

Es un estudio de laboratorio que se le realiza a las muestras de fluidos del yacimiento, recuperadas en el fondo del pozo o en la superficie para obtener sus propiedades fisicoquímicas al variar la presión, volumen y temperatura a través de distintos experimentos. Estos se realizan en el laboratorio con la finalidad de simular el comportamiento termodinámico de los hidrocarburos a condiciones de yacimiento y superficie.

Los experimentos básicos que deben realizarse de manera mínima en un estudio PVT composicional, a fin de caracterizar de manera adecuada el yacimiento son:

1. Separación flash.
2. Separación diferencial.
3. Determinación de la viscosidad,
4. Composición original de la mezcla de las dos fases (gas y líquida).
5. Pruebas de separación.

Los dos primeros pueden efectuarse mediante dos procedimientos; expansión a composición constante y agotamiento a volumen constante.

Normalmente los estudios de PVT en laboratorios y el comportamiento equilibrado de las fases de los fluidos del yacimiento son necesarios para caracterizar esos mismos fluidos y evaluar su actuación a diferentes niveles de presión. Existen muchos análisis de laboratorio que pueden ser aplicados en una muestra de fluido del yacimiento.

Es importante conocer la calidad con la que el análisis fue realizado, para esto, es necesario llevar a cabo una validación de este y definir su empleo como representativo del yacimiento. Esta validación debe realizarse previamente al ajuste de los parámetros de una ecuación de estado y contempla la revisión del tipo y condiciones de muestreo; datos de producción, presión y temperatura medidas en campo; métodos de análisis usados; supervisión del estudio y verificación de la composición, con lo que se evitara pérdidas innecesarias de tiempo al intentar ajustar datos inconsistentes.

Este último punto puede ser analizado mediante la aplicación de metodologías publicadas tales como las de *Hoffman-Crump* (1952), *Bashbush* (1981) y *Withson* (1983).

La cantidad de información determina el número de pruebas que pueden ser aplicadas en el laboratorio. En general, hay tres tipos de pruebas de laboratorio usadas para medir las muestras de hidrocarburos del yacimiento.

- Pruebas primarias:  
Son simples, incluyen la medición de la gravedad específica y la relación gas- aceite de los fluidos de hidrocarburos.
- Pruebas de rutina de laboratorio:  
Incluyen el análisis de la composición del sistema, la constante de expansión-composición, liberación diferencial, pruebas de separadores, agotamiento de volumen constante.
- Pruebas PVT especiales de laboratorio:

Estos tipos de pruebas son utilizadas para situaciones muy específicas.

### 2.2.1 Composición del fluido del yacimiento

La mayoría de los parámetros medidos en un estudio PVT del fluido del yacimiento pueden ser calculados con cierto grado de certidumbre desde la composición del mismo. Este tipo de estudio es la descripción más completa de un fluido de yacimiento que se puede hacer y nos da pauta para realizar estimaciones de volumen original de aceite y/o gas con mayor grado de certidumbre.

En el pasado, las composiciones de dichos fluidos eran usualmente medidas para estimar las separaciones realizadas de metano hasta hexano, se descubrió años más tarde que incluir los heptanos y los componentes más pesados como un solo componente permitía obtener el peso molecular promedio y la densidad de toda la mezcla; con las ecuaciones de estado más sofisticadas para calcular las propiedades de los fluidos, fue que permitieron llegar a dicha conclusión.

Es recomendable que los análisis composicionales del fluido del yacimiento deben incluir una separación de los componentes hasta  $C_{10}$  como mínimo. Actualmente se utilizan ecuaciones que implementan hasta  $C_{30}$  o más.

### 2.2.2 Prueba de expansión a masa constante

Actúan en gas y condensado o crudo para simular las relaciones de presión–volumen de esos sistemas de hidrocarburos. La prueba es llevada a cabo con el propósito de determinar:

- La presión de saturación (punto de burbuja o punto de rocío)
- Coeficientes isotérmicos de compresibilidad de la fase predominante en el fluido durante la presión de saturación
- Factores de compresibilidad de la fase gaseosa
- Volumen total de hidrocarburos como una función de la presión

El proceso experimental, como se muestra en la ilustración 2.1 que se presenta a continuación incluye la colocación de la muestra del fluido (aceite o gas) en una celda PVT visual a condiciones de yacimiento. La presión se reducirá paso a paso a temperatura constante mientras se remueve el mercurio de la celda, y el cambio en el volumen total de hidrocarburos ( $V_t$ ) es medido por cada incremento de presión.

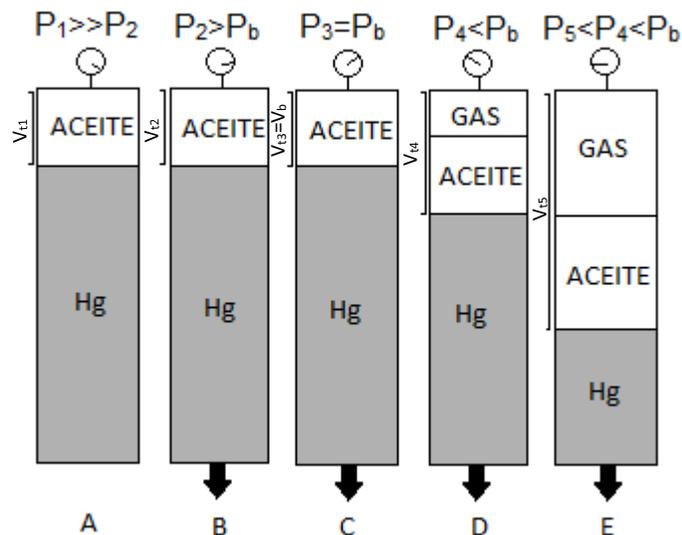


Ilustración 2.1 Ejemplo grafico del proceso de expansión a masa constante

La presión de saturación y el volumen correspondiente es observada y anotada y es usado como un volumen de referencia ( $V_{sat}$ ). El volumen del sistema de hidrocarburos como función de la presión de la celda es

reportada como el volumen de referencia. Este volumen es denominado *volumen relativo* y es expresado por la siguiente ecuación:

$$v_{rel} = \frac{v_t}{v_{sat}} \quad (2.1)$$

Donde  $v_{rel}$  es el volumen relativo;  $v_t$  es el volumen total de hidrocarburos y;  $v_{sat}$  es el volumen a la presión de saturación.

El volumen relativo es equivalente a uno en la presión de saturación. Esta prueba es comúnmente llamada relación presión-volumen, liberación flash, vaporización flash, o expansión flash.

Se debe hacer énfasis en que ningún material del hidrocarburo es removido de las celdas, es decir, la composición de la mezcla total de los hidrocarburos se mantiene intacta.

La información de volumen relativo usualmente requiere ser suavizada para corregir las inexactitudes de laboratorio cuando se mide el volumen de hidrocarburos que pertenece a las presiones de saturaciones y a las menores presiones utilizadas. Una función de compresibilidad adimensional, comúnmente llamada *Función Y*, es usada para la corrección de dichos valores. La *función Y* en su forma matemática es solamente definida por la presión de saturación y se dicta como sigue:

$$Y = \frac{P_{sat} - P}{P (V_{rel} - 1)} \quad (2.2)$$

Donde  $P_{sat}$  es la presión de saturación en psia;  $P$  es la presión en psia y;  $V_{rel}$  es el volumen relativo a la presión  $P$ .

### 2.2.3 Prueba de desigualdades o prueba de liberación diferencial

En el proceso de liberación diferencial, una solución de gas es liberada desde la muestra de aceite mientras ocurre una reducción de la presión,

cuando esto sucede es continuamente removido del contacto con el aceite, y antes de esto se establece un equilibrio con la fase líquida. Este tipo de liberación es caracterizada por la variación de los componentes totales del sistema de hidrocarburos.

La información experimental obtenida en esta prueba incluye:

- Volumen de gas en solución como función de la presión;
- La contracción en el volumen de aceite como función de la presión;
- Propiedades del gas evolucionado incluyendo la composición del gas liberado, el factor de compresibilidad del gas y la gravedad específica del gas;
- La densidad del aceite remanente como función de la presión.

La liberación diferencial es considerada la mejor prueba para describir el proceso de separación tomando lugar en el yacimiento y es también considerado para simular el comportamiento del flujo de hidrocarburos a condiciones por encima de la saturación crítica de gas. Como la saturación del gas alcanza la saturación crítica del gas, el gas liberado comienza a fluir, dejando atrás el aceite originalmente contenido en él. Esto es atribuido al hecho de que los gases tienen, en general, mayor movilidad que el aceite. De manera consecuente, este comportamiento sigue la secuencia de liberación diferencial.

La prueba es llevada a cabo en las muestras de aceite del yacimiento y considera la carga de celdas visuales PVT con una muestra de líquido a la presión de burbuja a temperatura de yacimiento. Como se muestra en la ilustración 2.2, la presión es reducida en pasos constantes, usualmente diez o quince niveles de presión, y todo el gas liberado es removido y su volumen es medido a condiciones estándar. El volumen de aceite remanente  $V_L$  es también medido a cada nivel de presión. Se debe hacer mención de que el

aceite remanente es sujeto a continuos cambios de composición y esto se convierte de manera progresiva más rico en los componentes más pesados.

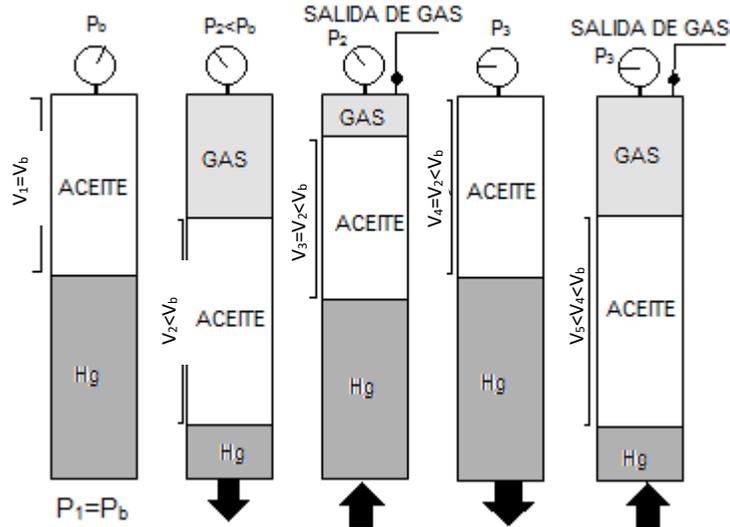


Ilustración 2.2 Representación gráfica de la prueba de desigualdades

El procedimiento anterior se continua hasta llegar a la presión atmosférica donde el volumen del aceite remanente es medido y convertido a un volumen a 60°F,  $V_{sc}$ . La diferencia de factores de formación del aceite  $B_{od}$  a todos los niveles de variaciones de presión es calculada dividiendo los volúmenes anotados  $V_L$ , entre el volumen de aceite residual  $V_{sc}$ .

$$B_{od} = \frac{V_L}{V_{sc}} \quad (2.3)$$

La relación de solubilidad gas aceite  $R_{sd}$  es también calculada por la división del volumen de gas en solución entre el volumen de aceite residual.

#### 2.2.4 Pruebas de separadores

La prueba de separadores es conducida para determinar los cambios en el comportamiento volumétrico del fluido del yacimiento, de manera que el

fluido pasa a través de separadores y después dentro del tanque de almacenamiento. El comportamiento volumétrico resultante es influenciado en gran medida por las condiciones de operación, por ejemplo, presiones y temperaturas, de las instalaciones de separación en superficie. El primer objetivo es, proveer la información esencial necesaria para determinar las condiciones superficiales de separación óptimas, las cuales maximizarán la producción de aceite en el tanque de almacenamiento. Aunado a esto, los resultados de la prueba, combinados apropiadamente con la información de la liberación diferencial, proporciona un medio de obtención de los parámetros PVT ( $B_g$ ,  $R_{cg}$ ) necesarios para los cálculos de ingeniería de yacimientos. Estas pruebas de separador son presentadas solo en el aceite original a la presión de burbuja.

La prueba incluye posicionar una muestra de hidrocarburos a su presión de saturación y temperatura del yacimiento en una celda PVT. El volumen de la muestra es medida como  $V_{sat}$ . La muestra de hidrocarburo después es desplazada y pasada por un sistema de *multietapas* de separadores de laboratorio, comúnmente de una a tres etapas. La presión y temperatura de estas etapas son puestas en conjunto para representar las actuales condiciones de separación superficial o al menos, las que deberían ser utilizadas. El gas liberado de cada etapa es removido y su gravedad específica y volumen a condiciones estándar son medidas. El volumen del aceite remanente en la última etapa (representando las condiciones del tanque de almacenamiento) es medido y grabado como  $(V_o)_{st}$ . Esta información experimental obtenida puede ser utilizada para determinar el volumen de formación del aceite, solubilidad del gas y el punto de burbuja con las siguientes ecuaciones:

$$B_{ofb} = \frac{V_{sat}}{(V_o)_{st}} \quad (2.4)$$

$$R_{sfb} = \frac{(V_g)_{sc}}{(V_o)_{st}} \quad (2.5)$$

Donde  $B_{ofb}$  es el factor de formación del aceite al punto de burbuja, medido por liberación flash (bls en el punto de burbuja / STB);  $R_{sfb}$  relación gas aceite al punto de burbuja por la liberación flash, en pies cúbicos estándar/STB;  $(V_g)_{sc}$  volumen total de gas removido de los separadores, pies cúbicos estándar. Este procedimiento es repetido en varias series de presión en diferentes separadores a una presión manejada. Es usualmente recomendable que las cuatro pruebas sean llevadas a cabo para determinar la presión óptima de separador, la cual es generalmente tomada del resultado de la que se presenta en el factor de formación de aceite mínimo. A la misma presión, la gravedad del aceite en el tanque de almacenamiento será máxima y el total del gas será desprendido.

### 2.3 Clasificación del tipo de yacimiento por métodos de Alfredo León, Pérez H y Tiburcio Méndez

Los yacimientos se clasifican, de acuerdo al tipo de fluidos que contienen, de aceite de bajo encogimiento (aceite negro), de aceite de alto encogimiento (aceite volátil), de gas y condensado, de gas húmedo y de gas seco.

Para propósitos de clasificación, se toma como base los diagramas de comportamiento de fase o envolvente de fase. Estas envolventes de fase, representan el comportamiento termodinámico de una mezcla natural de hidrocarburos generado por variaciones en la presión y temperatura.

Éste, se forma cuando la curva de puntos de burbuja y la curva de puntos de rocío, se unen en el denominado *punto crítico*, C, donde el líquido y el gas, coexisten en equilibrio. Dentro de esta envolvente pueden localizarse

todas las combinaciones de temperatura y presión en que la mezcla puede permanecer en dos fases en equilibrio, existiendo dentro de ella, las curvas de calidad que indican el porcentaje total de hidrocarburos que se encuentra en estado líquido. Esta curva está limitada por la *criconderterma* y *cricondenbara*, que son los niveles máximos de temperatura y presión, respectivamente, a las cuales los hidrocarburos pueden permanecer en dos fases de equilibrio.

Fuera de esta envolvente, los fluidos se encuentran en una sola fase, a la izquierda de la isoterma crítica se encuentra la región de líquidos y a la derecha la región de gases. Como se muestra en la ilustración siguiente:

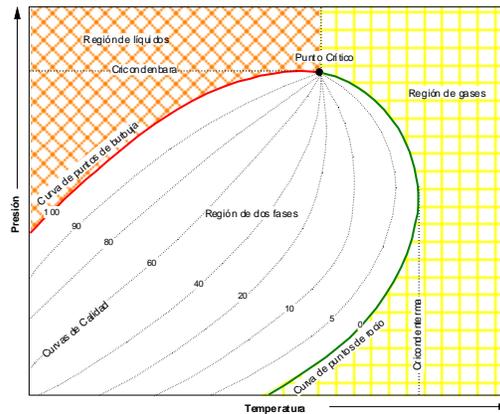
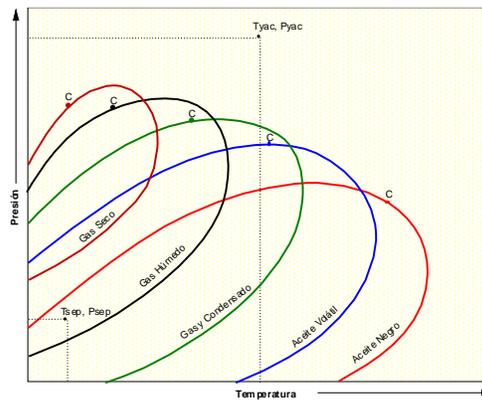


Ilustración 2.3 Diagrama de fases

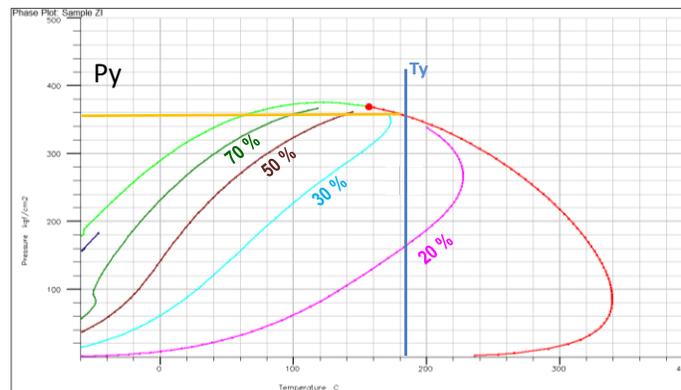
La envolvente de fases de una mezcla característica, permanece constante siempre y cuando la proporción de los componentes de la misma no se modifique, y va cambiando conforme la proporción de componentes se altere debido a la extracción preferencial de fluidos o a la inyección de alguno de ellos.

A excepción de los yacimientos de gas seco, en el resto, se obtienen dos fases en superficie al ser explotados. En la ilustración 2.4 se muestra de manera esquemática, las envolventes de fase de cada uno de estos yacimientos.



**Ilustración 2.4** Envoltentes de fase típicas de los fluidos

De acuerdo a los estudios de laboratorio PVT realizados para el campo Tizón Bloque II con datos del pozo 214, se ha podido determinar la envoltente de fases mostrado en la ilustración 2.5.



**Ilustración 2.5** Diagrama de fases correspondiente a Tizón Bloque II

Como se puede observar en la ilustración previa, el envoltente de fases muestra una presión de yacimiento muy cerca del punto crítico, por lo que dicha información puede prestarse a una confusión. Todo esto, porque existe una distancia relativamente corta entre los dos puntos mencionados anteriormente, es decir, podría interpretarse como un yacimiento de aceite volátil o uno de gas y condensado.

La clasificación de fluidos es fundamental para la buena caracterización de los mismos. Existen metodologías propuestas por diversos autores como

Tiburcio Méndez, Pérez Herrera, y Alfredo León que permiten identificar el tipo de fluido presente en los yacimientos ubicados en México. Los parámetros usados por estos autores son:

- Composición de la mezcla;
- Densidad;
- RGA;
- Saturación del líquido;
- Factor de volumen del aceite y gas.

En las siguientes tablas (Tabla 2.1, 2.2) se presentan la comparación de los rangos de clasificación de algunos de los parámetros mencionados correspondiente a cada autor para yacimientos de gas y condensado y aceite volátil.

Aceite volátil			
Propiedad	Méndez	Pérez	León
Factor de volumen del aceite	>2.0		> 2.0
Relación gas aceite (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	200-1000	150-600	200 - 550
Densidad del aceite (gr/cm <sup>3</sup> )	0.75-0.85		<0.834
Densidad del aceite (°API)	35-49.9		>38
Contenido de la fracción C <sub>7+</sub>	12.5-25.0	12- 21	12.7 - 25
Contenido de la fracción C <sub>1</sub>		38-62	44- 64
Contenido C <sub>2</sub> -C <sub>6</sub>		11 - 32	20- 28

**Tabla 2.1 Clasificación de diversos autores para yacimientos de aceite volátil**

Gas y condensado			
Propiedad	Méndez	Pérez	León
Relación gas aceite (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	500 - 15 000	500 - 900	550 - 10000
Densidad del aceite (gr/cm <sup>3</sup> )	0.75-0.80		0.731-0.815
Densidad del aceite (°API)	45- 57.1		42- 62
Contenido de la fracción C <sub>7+</sub>	3 - 12.5	0- 14	1- 12.7
Contenido de la fracción C <sub>1</sub>		62 - 88	>64
Contenido C <sub>2</sub> -C <sub>6</sub>		10 - 24	<20

**Tabla 2.2 Clasificación de diversos autores para yacimientos de gas y condensado**

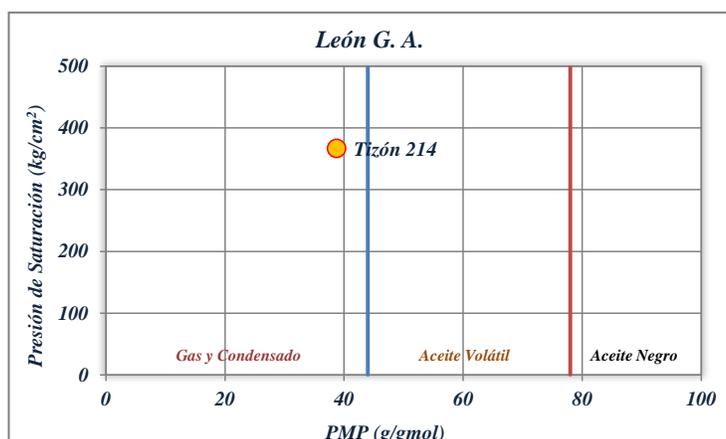
En el caso de Tizón, obtenemos las siguientes gráficas, al basarnos en la información obtenida a través de la muestra de fluido y sus características.

*Metodología de Alfredo León*

Datos del campo Tizón Bloque II			
Composición	(% Mol)	PM (g/mol)	PM Promedio
Nitrógeno	0.31	28.01	0.09
CO2	2.50	44.01	1.10
H2S	5.74	34.08	1.96
Metano	64.22	16.04	10.30
Etano	8.02	30.07	2.41
Propano	3.86	44.10	1.70
i-Butano	0.79	58.12	0.46
n-Butano	1.69	58.12	0.98
i-Pentano	0.70	72.15	0.51
n-Pentano	0.87	72.15	0.63
Pseudo-Hexanos	1.26	84.00	1.05
Heptanos y más (+)	10.04	175.02	17.57
Suma	100.00		38.76
P <sub>sat</sub>	366.30		
PM Promedio	38.76		
Concentración C2-C6	17.19		
RGA (m3/m3)	784.48		

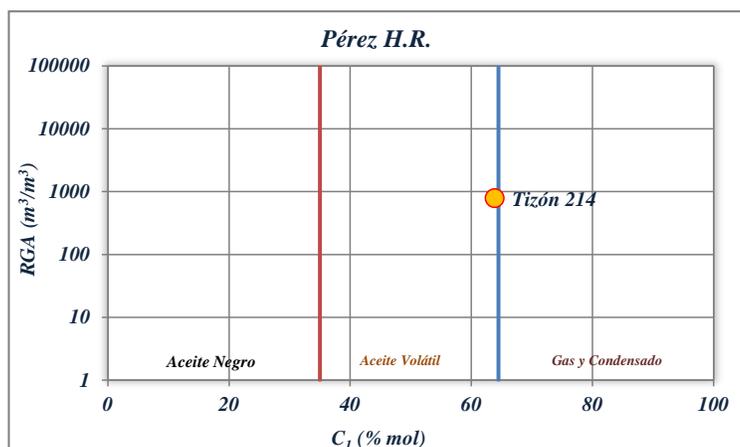
**Tabla 2.3 Resultados del campo Tizón Bloque II considerados para la metodología de Alfredo G. León (SLB, 2009)**

Al graficar estos datos, obtenemos que el yacimiento Tizón es un yacimiento de tipo gas y condensado.



**Ilustración 2.6** Gráfica de los resultados obtenidos del campo Tizón para la metodología de Alfredo León  
*Metodología de Pérez Herrera*

Para este autor, solo es necesario graficar el RGA contra el peso molecular promedio de la mezcla de componentes.



**Ilustración 2.7** Resultados obtenidos de la Metodología de Pérez Herrera para el Campo  
Tizón

*Metodología de Tiburcio Méndez*

Este autor, basa resultados obtenidos en el experimento de expansión a masa constante. Al graficar estos resultados obtenemos una curva, que

presenta tendencia hacia un fluido de Gas y Condensado para el campo Tizón.

Datos del campo Tizón Bloque II				
Del Estudio a Masa Constante				
	P (psia)	P (kg/cm <sup>2</sup> )	P <sub>d</sub>	Volumen Liquido Retrogrado %
P <sub>sat</sub>	5208.79	366.30	1.00	0.00
	5184.61	364.60	1.00	1.89
	5119.20	360.00	0.98	5.21
	5015.39	352.70	0.96	9.65
	4814.47	338.57	0.92	15.02
	4617.52	324.72	0.89	18.47
	4217.65	296.60	0.81	22.64
	3819.63	268.61	0.73	24.62
	3418.77	240.42	0.66	25.59
	3019.90	212.37	0.58	25.76
	2621.03	184.32	0.50	25.71
	2224.15	156.41	0.43	25.24
			0.00	16.53

Tabla 2.4 Resultados del campo Tizón utilizados para metodología de Tiburcio Méndez López (SLB, 2009)

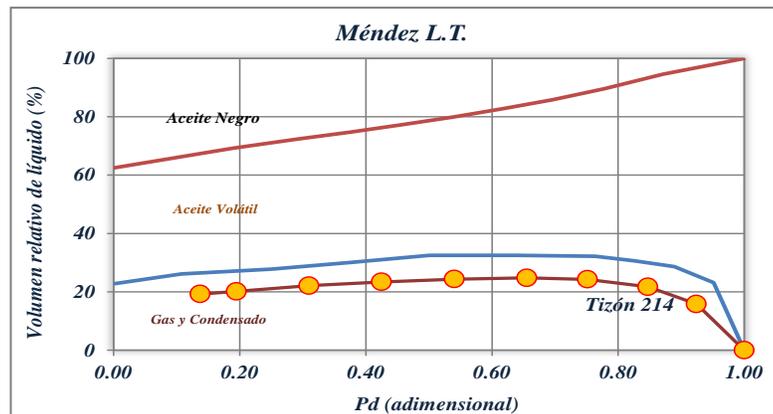


Ilustración 2.8 Resultados obtenidos del método de Tiburcio Méndez para el campo Tizón

Como podemos observar para estos tres autores y las clasificaciones creadas por ellos, los resultados arrojan que Tizón es un yacimiento de Gas y Condensado por lo que la validación del PVT debe ser aplicado para este tipo de yacimientos.

## 2.4 Análisis PVT para yacimientos de gas y condensado

En el laboratorio, un análisis estándar de una muestra de gas y condensado consiste en:

- Recombinación y análisis de las muestras de separador;
- Medición de la relación presión-volumen, prueba de expansión de masa constante;
- Prueba de agotamiento a volumen constante.

### 2.4.1 Recombinación y análisis de las muestras de separador

Obtener una muestra representativa de un yacimiento es considerablemente más difícil para un yacimiento de gas y condensado que uno de aceite convencional. La razón principal de esta dificultad es que el líquido podría condensarse en el yacimiento durante el proceso de muestreo, y si las proporciones representativas de ambos fluidos no son recuperadas entonces una composición errónea será la consecuencia de esto.

Debido a la posibilidad de las composiciones erróneas y también porque los volúmenes obtenidos son limitados, las técnicas de muestreo sub superficiales son raramente usadas. Por lo tanto, las técnicas superficiales se llevan a cabo y las muestras son obtenidas solo después de un periodo de estabilización del flujo. Durante estos periodos, los volúmenes de gas y líquido producidos en la separación superficial son precisamente medidos, y la muestra de fluido es recombinada en esas proporciones.

La composición de hidrocarburos de las muestras de separador es también determinada por cromatografía y una destilación fraccional a baja temperatura o en una combinación de ambos.

Con frecuencia, el gas en superficie es procesado para remover y licuar todos los componentes del hidrocarburo que son más pesados que el metano, estos líquidos son llamados *productos de planta* o *líquidos de planta*.

#### 2.4.2 Prueba de expansión a masa constante (CCE)

Esta prueba incluye la medición de las relaciones de presión-volumen del fluido del yacimiento a temperatura del yacimiento en una celda visual. Esta celda permite la observación del proceso de condensación que resulta del cambio de presiones. El proceso experimental de esta prueba es similar a los que se aplican al aceite negro. La prueba CCE está diseñada para proveer información sobre el punto de rocío  $P_d$  a la temperatura del yacimiento y el volumen total relativo  $V_{rel}$  del fluido del yacimiento como una función de la presión. El volumen relativo es igual a uno a la presión  $P_d$ . El factor de compresibilidad a las presiones mayores o iguales a las de saturación también se calcula en esta prueba. Solo es necesario medir de manera experimental el factor de compresibilidad  $z$  a una presión  $P_1$  y determinar el factor de desviación de gas de otra presión por la siguiente ecuación:

$$z = z_1 \left( \frac{p}{p_1} \right) \frac{V_{rel}}{(V_{rel})_1} \quad (2.6)$$

Donde  $z$  es el factor de desviación o de compresibilidad del gas a la presión  $P$ ;  $V_{rel}$  es el volumen relativo a la presión  $P$  y;  $(V_{rel})_1$  es el volumen relativo a la presión  $P_1$ .

Si el factor de compresibilidad del gas es medido a la presión de rocío, entonces:

$$z = z_d \left( \frac{p}{p_d} \right) V_{rel} \quad (2.7)$$

Donde  $z_d$  es el factor de compresibilidad del gas al punto de rocío;  $P_d$  es el punto de rocío y;  $P$  es la presión.

En el caso de Tizón, se comenzó cargando una muestra del fluido de yacimiento a una celda PVT a la temperatura de  $180.64^\circ \text{C}$  y una presión de  $872.10 \text{ kg/cm}^2$ . La presión se redujo en etapas y los cambios de volumen se presentan en la siguiente tabla. La presión de rocío obtenida fue de  $366.30 \text{ kg/cm}^2$  a la temperatura mencionada anteriormente. En la misma tabla se presentan los valores de factor  $z$ , y deposito del líquido retrogrado.

	Presión (kg/cm <sup>2</sup> )	Volumen Relativo (bbl/bbl)	Compresibilidad 1/(kg/cm <sup>2</sup> )	Factor z de desviación del gas	Depósito de Líquido Retrogrado (% vol a P <sub>d</sub> )
Pyac	<b>872.1</b>	<b>0.749</b>	<b>8.40E-05</b>	<b>1.651</b>	
	733.7	0.769	2.50E-04	1.475	
	644.28	0.79	4.09E-04	1.361	
	572.78	0.817	5.81E-04	1.271	
	514.58	0.849	7.63E-04	1.199	
	462.85	0.889	9.70E-04	1.135	
	406.85	0.947	1.26E-03	1.07	
	394.82	0.961	1.33E-03	1.057	
	382.5	0.977	1.41E-03	1.043	
	371.77	0.992	1.48E-03	1.031	
	369.64	0.995	1.50E-03	1.029	
P <sub>d</sub>	<b>366.3</b>	<b>1.000</b>	<b>1.52E-03</b>	<b>1.025</b>	<b>0.00</b>
	364.6	1.003			1.89
	360	1.01			5.21
	352.7	1.022			9.65
	338.57	1.048			15.02
	324.72	1.076			18.47
	296.6	1.146			22.64
	268.61	1.236			24.62
	240.42	1.354			25.59
	212.37	1.511			25.76
	184.32	1.725			25.71
	156.41	2.02			25.24

Tabla 2.5 Resultados obtenidos de la prueba de expansión a masa constante del Campo Tizón (SLB, 2009)

### 2.4.3 Prueba de agotamiento a volumen constante

Esta prueba es presentada en yacimientos de gas y condensado o de aceite volátil para simular el agotamiento y la variación composicional. La prueba provee una variedad de información importante y necesaria para los cálculos de ingeniería de yacimientos.

El procedimiento de laboratorio se enlista a continuación y se presenta un esquema en la ilustración 2.9:

1. Una muestra representativa del fluido original del yacimiento con una composición general de  $z_i$  es cargada en una celda visual PVT al punto de rocío  $P_d$ . La temperatura de la celda PVT se mantiene a la presión de yacimiento  $P$  durante todo el experimento. El volumen inicial  $V_i$  del fluido saturado se usa como fluido de referencia.
2. El factor inicial de compresibilidad del gas es calculado a través de la ecuación de los gases reales.

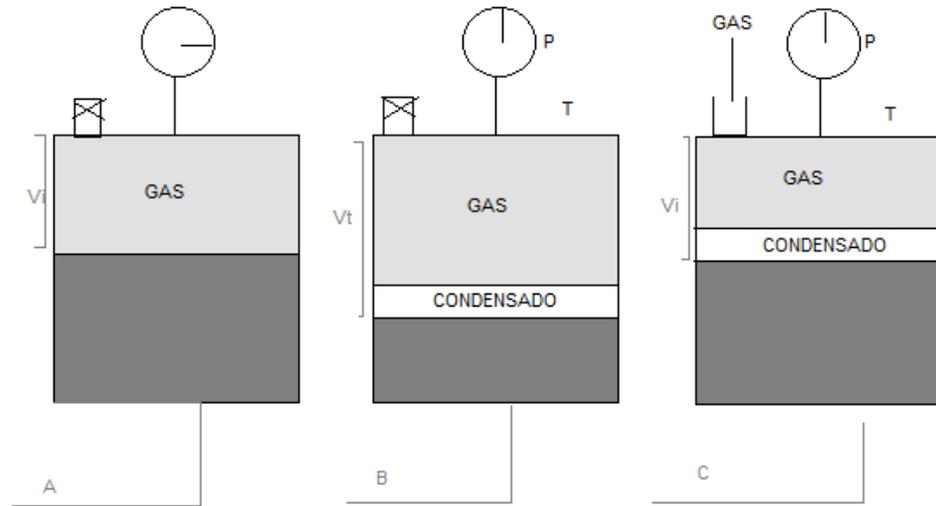


Ilustración 2.9 Representación gráfica del procedimiento de Agotamiento a volumen constante

$$z_d = \frac{P_d V_i}{n_i R T} \quad (2.8)$$

Donde  $P_d$  es el punto de rocío en psia;  $V_i$  es el volumen inicial en pies cúbicos;  $n_i$  es el número inicial de moles del gas en  $m/M_a$ ;  $R$  es la constante universal de gas, 10.73;  $T$  es la temperatura en  $^{\circ}R$ ;  $z_d$  es el factor de compresibilidad al punto de rocío.

3. La presión de la celda es reducida desde la presión de saturación a un nivel predeterminado  $P$  de la misma. Esto se logra a través de la extracción de mercurio de la celda (como se muestra en la tercera imagen de la ilustración 2.9). Durante el proceso, una segunda fase es formada (líquido retrogrado). El fluido en la celda es llevado a equilibrio y el volumen de gas  $V_g$  y volumen del líquido retrogrado  $V_L$  son visualmente medidos. Este volumen retrogrado es llamado un porcentaje del volumen inicial  $V_i$ , el cual básicamente representa la saturación del líquido retrogrado  $S_L$ :

$$S_L = \left( \frac{V_L}{V_i} \right) 100 \quad (2.9)$$

4. El mercurio es reinyectado en la celda PVT a presión constante mientras un equivalente del volumen del gas es removido. Cuando el volumen inicial  $V_i$  es alcanzado, la inyección de mercurio cesa. Este paso simula una producción de un yacimiento solo de gas, con el líquido retrogrado remanente inmóvil del yacimiento.
5. El gas removido es cargado en un equipo analítico donde su composición  $Y_i$  es determinada, y su volumen es medido a condiciones estándar ( $P_{sc}$  y  $T_{sc}$ ) y grabado como  $(V_{gp})_{sc}$ . Estos moles corresponden al gas producido ( $n_p$ ) que puede ser calculado por la siguiente expresión.

$$n_p = \frac{P_{sc}(V_{gp})_{sc}}{RT_{sc}} \quad (2.10)$$

6. El factor de compresibilidad a la presión y temperatura de la celda es calculado por la ecuación de los gases reales:

$$z = \frac{pV_i}{n_p RT} \quad (2.11)$$

Otra propiedad, el factor de compresibilidad de las dos fases, es también calculada. Dicho factor representa la compresibilidad total de todo el fluido remanente en la celda y es computarizado por la ley de los gases reales.

$$z_{dos\ fases} = \frac{pV_i}{(n_i - n_p) RT} \quad (2.12)$$

Donde  $(n_i - n_p)$  son los moles remanentes de fluido en la celda;  $n_i$  son los moles iniciales en la celda;  $n_p$  es el volumen de moles de gas removido de la celda.

El factor  $z$  de las dos fases es una propiedad significativa debido a que es usado cuando se realiza la gráfica  $p/z$  para evaluar la producción de gas y condensado.

La ecuación anterior puede ser escrita como sigue para fines de practicidad.

$$z_{dos\ fases} = \left( \frac{z_d}{P_d} \right) \left[ \frac{p}{1 - \left( \frac{G_p}{GIIP} \right)} \right] \quad (2.13)$$

Donde  $z_d$  es el factor de desviación del gas al punto de rocío;  $P_d$  es el punto de rocío [psia];  $P$  es la presión del yacimiento [psia];  $GIIP$  es

el volumen inicial de gas *in place* [ $p^3$ ];  $G_p$  es la producción acumulada de gas a la presión P [ $p^3$ ].

7. El volumen de gas producido como un porcentaje del gas inicial en el yacimiento es calculado dividiendo el volumen acumulado del gas producido entre el gas inicial en el yacimiento, ambos a condiciones estándar.

$$\%G_p = \frac{\sum G_p}{G} \quad (2.14)$$

El procedimiento anterior es repetido varias veces hasta que la prueba de presión mínima sea alcanzada, después de esto la cantidad y composición del gas y líquido retrogrado remanente en la celda son determinados.

Los resultados obtenidos de esta prueba en el campo Tizón se muestran en la tabla siguiente, se puede observar que se calculó una presión de abandono de 50.25 kg/cm<sup>2</sup> y el líquido recuperado acumulativo, es decir, el porcentaje del líquido inicial en el lugar a esta presión fue:

C3+	-	41.84%
C4+	-	37.29%
C5+	-	33.46%

<b>Presión (kg/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>P<sub>d</sub>=366.3</b>	<b>338.51</b>	<b>310.39</b>	<b>275.24</b>	<b>240.08</b>	<b>197.9</b>
Componente	%mol	%mol	%mol	%mol	%mol	%mol
Nitrógeno	0.325	0.36	0.371	0.376	0.376	0.373
Dióxido de Carbono	2.503	2.708	2.76	2.787	2.804	2.809
Sulfuro de Hidrogeno	5.894	3.899	3.859	3.853	3.866	3.899
Metano	63.899	69.791	71.17	72.151	72.659	72.341
Etano	7.952	8.307	8.921	8.293	8.326	8.416
Propano	3.832	3.89	3.818	3.729	3.687	3.808
i-Butano	0.779	0.771	0.752	0.72	0.697	0.727
n-Butano	1.683	1.641	1.599	1.538	1.467	1.542
i-Pentano	0.72	0.678	0.637	0.612	0.585	0.609
n-Pentano	0.935	0.872	0.812	0.763	0.726	0.754
Pseudo-Hexanos	1.264	1.12	1.015	0.932	0.896	0.918
Pseudo-Heptanos	1.387	1.149	1.005	0.937	0.913	0.939
Pseudo-Octanos	1.474	1.134	0.975	0.847	0.774	0.77
Pseudo-Nonanos	1.277	0.936	0.789	0.684	0.63	0.618
Pseudo-Decanos	1.013	0.691	0.566	0.49	0.448	0.428
Pseudo-Undecanos	0.754	0.467	0.378	0.324	0.296	0.278
C12+	4.309	1.586	1.202	0.964	0.849	0.772
Total	100	100	100	100	100	100
Masa Molar (g/mol)	38.81	29.68	28.12	27.08	26.54	26.5
Densidad(g/cm <sup>3</sup> )	0.00164	0.0012	0.0011	0.001	0.0011	0.0011
Densidad Relativa (Aire=1)	1.34	1.025	0.971	0.935	0.916	0.915
Visosidad (cP)	0.02623	0.02453	0.02315	0.0217	0.02041	0.01908
Cont. Calor bruto (104.N.m/m <sup>3</sup> )	5310.6	5204.2	5066.5	4965.2	4906.9	4931.9
Masa Molar C7+(g/mol)	175.1	137.35	134.88	132.74	131.51	129.87
Masa Molar C12+(g/mol)	247.63	197.26	195.75	193.99	193.1	192.5
Contenido de Líquido/Volumen						
C3+ (gal/Mcuft)	10.034	6.518	5.698	5.14	4.84	4.841
C4+ (gal/Mcuft)	8.984	5.452	4.651	4.118	3.829	3.797
C5+ (gal/Mcuft)	8.204	4.668	3.907	3.402	3.144	3.078
Contenido de Líquido/masa						
C3+ (lb/Mcu ft)	60.522	37.328	32.151	28.685	26.847	26.664
C4+ (lb/Mcu ft)	56.069	32.808	27.714	24.352	22.563	22.239
C5+ (lb/Mcu ft)	52.198	29.113	24.113	20.893	19.248	18.764

**Tabla 2.6 Resultados obtenidos de la prueba de agotamiento a volumen constante en el Campo Tizón (SLB, 2009)**

Presión (kg/cm <sup>2</sup> )	155.7	113.53	71.34	50.25	50.25 líquido
Componente	%mol	%mol	%mol	%mol	%mol
Nitrógeno	0.367	0.359	0.346	0.326	0.06
Dióxido de Carbono	2.805	2.767	2.7	2.629	0.64
Sulfuro de Hidrogeno	3.97	4.065	4.216	4.335	19.81
Metano	71.421	70.002	68.35	66.908	14.8
Etano	8.63	8.851	9.07	9.156	3.01
Propano	3.967	4.18	4.422	4.653	2.34
i-Butano	0.763	0.837	0.905	0.948	0.67
n-Butano	1.638	1.789	1.94	2.043	1.61
i-Pentano	0.647	0.714	0.802	0.887	0.95
n-Pentano	0.827	0.932	1.042	1.151	1.36
Pseudo-Hexanos	1.013	1.174	1.352	1.484	2.47
Pseudo-Heptanos	1.03	1.175	1.304	1.373	3.57
Pseudo-Octanos	0.846	0.98	1.164	1.356	5.17
Pseudo-Nonanos	0.646	0.732	0.84	0.951	5.19
Pseudo-Decanos	0.422	0.44	0.509	0.64	4.77
Pseudo-Undecanos	0.276	0.283	0.305	0.335	3.98
C12+	0.733	0.72	0.733	0.825	29.95
Total	100	100	100	100	100
Masa Molar (g/mol)	26.86	27.62	28.62	19.72	122.6
Densidad(g/cm <sup>3</sup> )	0.00113	0.00117	0.00121	0.00126	0.669
Densidad Relativa (Aire=1)	0.927	0.954	0.988	1.026	N/A
Viscosidad (cP)	0.01782	0.01654	0.01518	0.01441	N/A
Cont. Calor bruto (104.N.m/m <sup>3</sup> )	5017.7	5169.1	5349.1	5517.7	N/A
Masa Molar C7+(g/mol)	128.01	126.63	126.42	127.77	215.89
Masa Molar C12+(g/mol)	192.82	196.56	203.74	209.94	282.99
Contenido de Líquido/Volumen					
C3+ (gal/Mcuft)	5.051	5.476	6.012	6.595	-
C4+ (gal/Mcuft)	3.963	4.33	4.799	5.319	-
C5+ (gal/Mcuft)	3.203	3.498	3.898	4.372	-
Contenido de Líquido/masa					
C3+ (lb/Mcu ft)	27.724	30.026	33.017	36.418	-
C4+ (lb/Mcu ft)	23.114	25.169	27.878	31.011	-
C5+ (lb/Mcu ft)	19.437	21.146	23.521	26.43	-

**Tabla 2.6. Resultados obtenidos de la prueba agotamiento a volumen constante del Campo Tizón (SLB, 2009)**

Presión	Depósito de Líquido Retrogrado	Fluido Producido Acumulativo	Factor z de Desviación del Gas	Viscosidad del Gas	Densidad Relativa
(kg/cm <sup>2</sup> )	(%vol)	(%molar)		Cp	(Aire=1)
<b>Pd= 366.3</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1.025</b>	<b>0.02623</b>	<b>1.34</b>
<b>338.51</b>	15.83	4.39	1.004	0.02453	1.025
<b>310.39</b>	21.71	9.65	0.983	0.02315	0.971
<b>275.24</b>	24.26	17.25	0.96	0.0217	0.935
<b>240.08</b>	24.8	24.81	0.941	0.02041	0.916
<b>197.9</b>	24.34	35.91	0.923	0.01908	0.915
<b>155.71</b>	23.4	46.37	0.913	0.01782	0.927
<b>113.53</b>	22.1	58.48	0.914	0.01654	0.954
<b>71.34</b>	20.16	69.77	0.932	0.01518	0.988
<b>50.25</b>	19.25	76.57	0.946	0.01441	1.026

**Tabla 2.7 Resultados obtenidos de la Prueba de agotamiento a volumen constante (SLB, 2009)**

La fila que indica *Fluido Producido* proporciona la información de la fracción total de moles (de p<sup>3</sup>) en la celda (o yacimiento) que ha sido producido. Esto es la recuperación total que no ha sido separada en la superficie de las recuperaciones de gas y aceite.

El volumen del líquido abandonado se presenta como un porcentaje del volumen de poros:

$$S_o = (LDO)(1 - Swi) \quad (2.15)$$

Donde  $S_o$  es la saturación del líquido retrogrado, en %; LDO es el porcentaje del líquido abandonado, % y;  $Swi$  es la saturación inicial de agua, fracción.

## 2.5 Caso práctico de validación de PVT para el campo Tizón Bloque II

Dos muestras fueron recibidas en el Laboratorio de Propiedades de Fluidos de Oilphase-DBR en Ciudad del Carmen, Campeche, México. Luego de ser recibidas, se midió la presión de apertura a cada muestra en el laboratorio a temperatura ambiente. Cada muestra fue homogenizada a la temperatura de yacimiento por agitación continua durante cinco días.

El gas del flash obtenido a partir de la prueba flash hasta la condición atmosférica de la muestra monofásica fue utilizado para el Análisis Composicional utilizando cromatografía de gas y obtener la composición del fluido de yacimiento.

El estudio de expansión a masa constante se llevó a cabo a la temperatura de yacimiento 180.64°C. La presión de saturación fue de 366.30 kg/cm<sup>2</sup>.

La prueba de agotamiento a volumen constante fue llevada a cabo a la temperatura de yacimiento antes mencionada. El líquido recuperado acumulativo como se muestra en la sección 2.4.3 del presente trabajo.

### 2.5.1 Método de Bashbush

El método de Bashbush consiste en efectuar un balance de materia donde la composición del líquido y los valores K o relaciones de equilibrio, son calculadas a diferentes presiones, basándose en la información que se obtiene del experimento de agotamiento a volumen constante.

Se calculan composiciones de líquido, constantes de equilibrio K y peso molecular de la fracción más pesada a diferentes presiones.

La información utilizada para este proceso es la siguiente:

- Composición inicial del fluido
- Composición del efluente producido para cada etapa de presión
- Factor de desviación “z” del gas
- Cantidad de gas desplazado (por ciento, mol) en cada etapa
- Volumen en la fase líquida en la celda PVT

El procedimiento, es aplicado para yacimientos de gas y condensado, y aceite volátil. Para este último es necesario conocer el peso molecular del fluido original y la densidad a la presión de saturación.

La relación de equilibrio ( $K_i$ ) se define como la relación que guarda la fracción mol ( $Y_i$ ) de la fase gas de un componente, con su fracción mol de la fase líquida ( $X_i$ ):

$$K_i = \frac{Y_i}{X_i} \quad (2.16)$$

Como primer paso se define el número de total de moles ( $N_t$ ) del sistema en función del volumen inicial de la celda PVT ( $V$ ). Resultado de la relación de presión de rocío ( $P_d$ ) y el producto resultante del factor de compresibilidad por la temperatura del yacimiento.

$$N_t = \frac{p_d}{10.732 z_d T_y} \quad (2.17)$$

Posteriormente y para cada etapa de agotamiento, se determina el número de moles remanentes en la celda ( $N_j$ ) como función de la cantidad de masa producida a un nivel de agotamiento dado ( $W_{sp}$ ).

$$N_j = N_t \frac{1 - W_{sp}}{100} \quad (2.18)$$

A continuación, se calcula el número de moles de la fase vapor ( $N_i$ ) tomando en cuenta la ley de los gases reales. El volumen de la fase gaseosa es la

diferencia entre el volumen inicial de la celda ( $V_i$ ) y el volumen ocupado por el líquido ( $R_{LVi}$ ) a la presión correspondiente. El número de moles de la fase líquida ( $N_i$ ) es la diferencia entre el número de moles remanentes ( $N_j$ ) y el número de moles de la fase vapor ( $(Ng)_j$ ).

$$(Ng)_j = \frac{P_j \left(1 - \frac{R_{LV}}{100}\right)}{10.732 Z_j T_j R} \quad (2.19)$$

$$(Ni)_j = N_j - (Ng)_j \quad (2.20)$$

$$Z_{2pc} = \frac{P_j}{10.732 N_j T_j} \quad (2.21)$$

Se obtiene después, el número de moles extraídos en cada etapa de agotamiento ( $S_j$ ) en función de la cantidad de masa producida en dos etapas subsecuentes.

$$S_j = \frac{W_{spj} - W_{spj-1}}{100} N_t \quad (2.21)$$

Después, se efectúa, para cada componente o pseudocomponente de la mezcla, un balance de materia, es decir, los moles iniciales de cada componente son la sumatoria de los moles de cada uno de ellos en la fase vapor, más los moles en la fase líquida, más los moles producidos.

*Moles iniciales del componente*

*= Moles del componente en la fase de vapor*

*+ Moles del componente en la fase líquida*

*+ Moles producidos del componente*

ó

$$(Y_i)_{1Nt} = (Y_i)_j(Ng)_j + (X_i)_j(Ni)_j + (Y_i)_jS_j \quad (2.22)$$

Finalmente, la relación de equilibrio de cada componente ( $K_i$ ), se obtiene (ecuación 2.16) dividiendo la fracción mol de la fase vapor ( $Y_i$ ) reportada en el análisis PVT, entre la fracción mol calculada de cada componente en la fase líquida ( $X_i$ ).

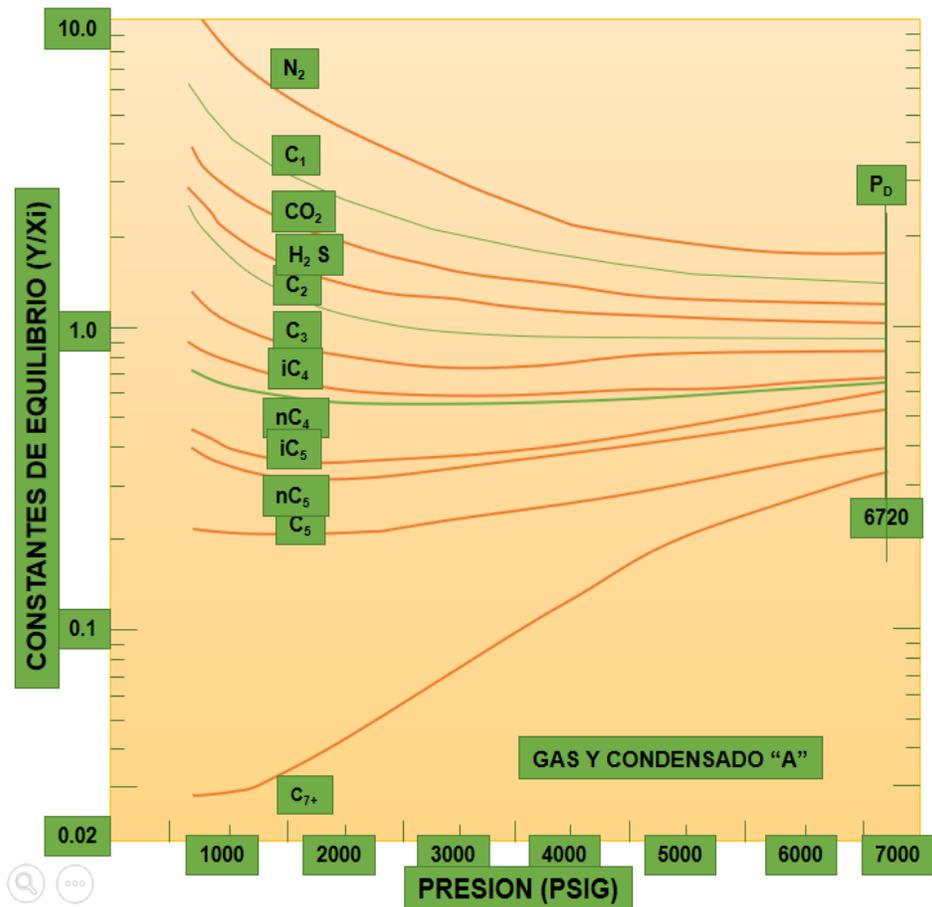


Ilustración 2.10 Constantes de equilibrio para el condensado "A" (BASHBUSH, 1981)

Al graficar el logaritmo de los valores  $K$  de cada uno de los componentes contra la presión a la que fue evaluada cada una de las etapas del agotamiento, las líneas deben presentar una tendencia suavizada y sin que

exista un cruce entre ellas. Si este requisito no se cumple, significa que el análisis de K presenta inconsistencia.

#### 2.5.1.1 Método de Bashbush aplicado al Caso práctico del campo Tizón Bloque II

Siguiendo el proceso anteriormente mencionado, como primer paso se deben hacer los cálculos para la obtención de la composición efluente de la mezcla. En la tabla siguiente se muestran los resultados:

COMPOSICION EFLUENTE									Líquido		
Presión (kg/cm <sup>2</sup> )	<b>366.3</b>	<b>338.5</b>	<b>310.4</b>	<b>275.2</b>	<b>240.1</b>	<b>197.9</b>	<b>155.7</b>	<b>113.5</b>	<b>71.3</b>	<b>50.3</b>	<b>50.3</b>
Presión (psia)	<b>5208.7</b>	<b>4813.6</b>	<b>4413.7</b>	<b>3913.9</b>	<b>3413.9</b>	<b>2814.1</b>	<b>2214.1</b>	<b>1614.3</b>	<b>1014.4</b>	<b>714.5</b>	<b>714.5</b>
H <sub>2</sub> S	5.894	3.899	3.859	3.853	3.866	3.899	3.97	4.065	4.216	4.335	19.81
Nitrógeno	0.325	0.36	0.371	0.376	0.376	0.373	0.367	0.359	0.346	0.326	0.06
CO <sub>2</sub>	2.503	2.708	2.76	2.787	2.804	2.809	2.805	2.767	2.7	2.629	0.64
Metano	63.899	69.791	71.17	72.151	72.659	72.341	71.421	70.002	4.216	66.908	14.8
Etano	7.952	8.307	8.291	8.293	8.326	8.416	8.63	8.851	68.35	9.156	3.01
Propano	3.832	3.89	3.818	3.729	3.687	3.808	3.967	4.18	9.07	4.653	2.34
i-Butano	0.779	0.771	0.752	0.72	0.697	0.727	0.763	0.837	4.422	0.948	0.67
n-Butano	1.683	1.641	1.599	1.538	1.467	1.542	1.638	1.789	0.905	2.043	1.61
i-Pentano	0.72	0.678	0.637	0.612	0.585	0.609	0.647	0.714	1.94	0.887	0.95
n-Pentano	0.925	0.872	0.812	0.763	0.726	0.754	0.827	0.932	0.802	1.151	1.36
Pseudo-Hexanos	1.264	1.12	1.015	0.932	0.896	0.918	1.013	1.174	1.042	1.484	2.47
Heptanos y más (+)	10.214	4.377	3.713	4.24	3.91	3.805	3.953	4.33	6.207	5.48	52.27
Total	99.99	98.41	98.80	99.99	100.00	100.00	100.00	100.00	104.22	100.00	99.99

Como paso siguiente tenemos la obtención del peso molecular de cada componente:

PESO MOLECULAR DEL COMPONENTE A DIFERENTES PRESIONES											
Presión (kg/cm <sup>2</sup> )	<b>366.3</b>	<b>338.5</b>	<b>310.4</b>	<b>275.2</b>	<b>240.1</b>	<b>197.9</b>	<b>155.7</b>	<b>113.5</b>	<b>71.3</b>	<b>50.3</b>	<b>50.3</b>
Presión (psia)	<b>5208.7</b>	<b>4813.6</b>	<b>4413.7</b>	<b>3913.9</b>	<b>3413.9</b>	<b>2814.1</b>	<b>2214.1</b>	<b>1614.3</b>	<b>1014.4</b>	<b>714.5</b>	<b>714.5</b>
H <sub>2</sub> S	34.08	34.08	34.08	34.08	34.08	34.08	34.08	34.08	34.08	34.08	34.08
Nitrógeno	28.01	28.01	28.01	28.01	28.01	28.01	28.01	28.01	28.01	28.01	28.01
CO <sub>2</sub>	44.01	44.01	44.01	44.01	44.01	44.01	44.01	44.01	44.01	44.01	44.01
Metano	16.04	16.04	16.04	16.04	16.04	16.04	16.04	16.04	16.04	16.04	16.04
Etano	30.07	30.07	30.07	30.07	30.07	30.07	30.07	30.07	30.07	30.07	30.07
Propano	44.1	44.1	44.1	44.1	44.1	44.1	44.1	44.1	44.1	44.1	44.1
i-Butano	58.12	58.12	58.12	58.12	58.12	58.12	58.12	58.12	58.12	58.12	58.12
n-Butano	58.12	58.12	58.12	58.12	58.12	58.12	58.12	58.12	58.12	58.12	58.12
i-Pentano	72.15	72.15	72.15	72.15	72.15	72.15	72.15	72.15	72.15	72.15	72.15
n-Pentano	72.15	72.15	72.15	72.15	72.15	72.15	72.15	72.15	72.15	72.15	72.15
Pseudo-Hexanos	86.18	86.18	86.18	86.18	86.18	86.18	86.18	86.18	86.18	86.18	86.18
Heptanos y más (+)	180.28	163.11	154.95	144.94	138.36	128.68	119.47	114.14	114.14	106.87	101.975

Ahora, se obtiene el peso molecular de la mezcla.

PESO MOLECULAR DE LA MEZCLA											
Presión (kg/cm <sup>2</sup> )	<b>366.3</b>	<b>338.5</b>	<b>310.4</b>	<b>275.2</b>	<b>240.1</b>	<b>197.9</b>	<b>155.7</b>	<b>113.5</b>	<b>71.3</b>	<b>50.3</b>	<b>50.3</b>
Presión (psia)	<b>5208.7</b>	<b>4813.6</b>	<b>4413.7</b>	<b>3913.9</b>	<b>3413.9</b>	<b>2814.1</b>	<b>2214.1</b>	<b>1614.3</b>	<b>1014.4</b>	<b>714.5</b>	<b>714.5</b>
H <sub>2</sub> S	2.01	1.33	1.32	1.31	1.32	1.33	1.35	1.39	1.44	1.48	6.75
Nitrógeno	0.09	0.10	0.10	0.11	0.11	0.10	0.10	0.10	0.10	0.09	0.02
CO <sub>2</sub>	1.10	1.19	1.21	1.23	1.23	1.24	1.23	1.22	1.19	1.16	0.28
Metano	10.25	11.19	11.42	11.57	11.65	11.60	11.46	11.23	0.68	10.73	2.37
Etano	2.39	2.50	2.49	2.49	2.50	2.53	2.60	2.66	20.55	2.75	0.91
Propano	1.69	1.72	1.68	1.64	1.63	1.68	1.75	1.84	4.00	2.05	1.03
i-Butano	0.45	0.45	0.44	0.42	0.41	0.42	0.44	0.49	2.57	0.55	0.39
n-Butano	0.98	0.95	0.93	0.89	0.85	0.90	0.95	1.04	0.53	1.19	0.94
i-Pentano	0.52	0.49	0.46	0.44	0.42	0.44	0.47	0.52	1.40	0.64	0.69
n-Pentano	0.67	0.63	0.59	0.55	0.52	0.54	0.60	0.67	0.58	0.83	0.98
Pseudo-Hexanos	1.09	0.97	0.87	0.80	0.77	0.79	0.87	1.01	0.90	1.28	2.13
Heptanos y más (+)	18.41	7.14	5.75	6.15	5.41	4.90	4.72	4.94	7.08	5.86	53.30
Peso molar promedio	39.65	28.65	27.27	27.61	26.83	26.47	26.55	27.10	41.01	28.61	69.78

Después de estas estaciones se calculan los moles iniciales S<sub>j</sub>:

	Moles iniciales Sj										
Presión (kg/cm <sup>2</sup> )	<b>366.3</b>	<b>338.5</b>	<b>310.4</b>	<b>275.2</b>	<b>240.1</b>	<b>197.9</b>	<b>155.7</b>	<b>113.5</b>	<b>71.3</b>	<b>50.3</b>	<b>50.3</b>
Presión (psia)	<b>5208.7</b>	<b>4813.6</b>	<b>4413.7</b>	<b>3913.9</b>	<b>3413.9</b>	<b>2814.1</b>	<b>2214.1</b>	<b>1614.3</b>	<b>1014.4</b>	<b>714.5</b>	<b>714.5</b>
H <sub>2</sub> S	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02
Nitrógeno	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CO <sub>2</sub>	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Metano	0.40	0.05	0.04	0.04	0.05	0.06	0.06	0.05	0.00	0.04	0.01
Etano	0.05	0.01	0.00	0.00	0.01	0.01	0.01	0.01	0.04	0.01	0.00
Propano	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
i-Butano	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
n-Butano	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
i-Pentano	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
n-Pentano	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Pseudo-Hexanos	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Heptanos y más(+)	0.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04
Peso molar promedio	0.63	0.00	0.05	0.06	0.06	0.08	0.08	0.07	0.06	0.06	0.08
suma		0.06	0.05	0.06	0.06	0.08	0.08	0.07	0.06	0.06	0.08
Sj	0.00	0.07	0.05	0.06	0.07	0.08	0.09	0.08	0.09	0.10	0.10
Comprobación		<b>-0.0047</b>	<b>-0.0035</b>	<b>-0.0031</b>	<b>-0.0035</b>	<b>-0.0043</b>	<b>-0.0046</b>	<b>-0.0041</b>	<b>-0.0341</b>	<b>-0.0352</b>	<b>-0.0263</b>

Los moles en la celda Ngj son calculados:

MOLES EN CELDA Ngj											
Presión (kg/cm <sup>2</sup> )	<b>366.3</b>	<b>338.5</b>	<b>310.4</b>	<b>275.2</b>	<b>240.1</b>	<b>197.9</b>	<b>155.7</b>	<b>113.5</b>	<b>71.3</b>	<b>50.3</b>	<b>50.3</b>
Presión (psia)	<b>5208.7</b>	<b>4813.6</b>	<b>4413.7</b>	<b>3913.9</b>	<b>3413.9</b>	<b>2814.1</b>	<b>2214.1</b>	<b>1614.3</b>	<b>1014.4</b>	<b>714.5</b>	<b>714.5</b>
H <sub>2</sub> S		0.02	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.00	0.01	0.01	0.04
Nitrógeno		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CO <sub>2</sub>		0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.00	0.00	0.01	0.01	0.00
Metano		0.29	0.26	0.23	0.20	0.15	0.11	0.06	0.01	0.18	0.03
Etano		0.03	0.03	0.03	0.02	0.02	0.01	0.01	0.22	0.02	0.01
Propano		0.02	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.00	0.03	0.01	0.00
i-Butano		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
n-Butano		0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00
i-Pentano		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
n-Pentano		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Pseudo-Hexanos		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01
Heptanos y más (+)		0.02	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.00	0.02	0.01	0.11
Suma		0.41	0.36	0.32	0.27	0.21	0.15	0.09	0.33	0.27	0.21
Ngj		0.43	0.38	0.33	0.28	0.22	0.16	0.10	0.04	-0.02	-0.08
Comprobación		<b>0.0216</b>	<b>0.0173</b>	<b>0.0113</b>	<b>0.0096</b>	<b>0.0076</b>	<b>0.0053</b>	<b>0.0033</b>	<b>-0.2890</b>	<b>-0.2888</b>	<b>-0.2896</b>

Los moles producidos acumulados son parte principal de este procedimiento:

MOLES PRODUCIDOS ACUMULADOS											
Presión (kg/cm <sup>2</sup> )	<b>366.3</b>	<b>338.5</b>	<b>310.4</b>	<b>275.2</b>	<b>240.1</b>	<b>197.9</b>	<b>155.7</b>	<b>113.5</b>	<b>71.3</b>	<b>50.3</b>	<b>50.3</b>
Presión (psia)	<b>5208.7</b>	<b>4813.6</b>	<b>4413.7</b>	<b>3913.9</b>	<b>3413.9</b>	<b>2814.1</b>	<b>2214.1</b>	<b>1614.3</b>	<b>1014.4</b>	<b>714.5</b>	<b>714.5</b>
H <sub>2</sub> S		0.00	0.00	0.01	0.01	0.01	0.02	0.02	0.01	0.01	0.03
Nitrógeno		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CO <sub>2</sub>		0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Metano		0.05	0.08	0.12	0.17	0.22	0.28	0.33	0.11	0.15	0.16
Etano		0.01	0.01	0.01	0.02	0.03	0.03	0.04	0.05	0.06	0.06
Propano		0.00	0.00	0.01	0.01	0.01	0.01	0.02	0.01	0.01	0.02
i-Butano		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
n-Butano		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.00	0.00	0.01
i-Pentano		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
n-Pentano		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Pseudo-Hexanos		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01
Heptanos y más (+)		0.00	0.00	0.01	0.01	0.01	0.02	0.02	0.01	0.01	0.05
suma		0.06	0.11	0.17	0.23	0.31	0.39	0.46	0.21	0.27	0.35
Moles acumuladas		0.07	0.12	0.18	0.25	0.33	0.41	0.49	0.57	0.65	0.73
Comprobación		<b>0.0047</b>	<b>0.0082</b>	<b>0.0113</b>	<b>0.0148</b>	<b>0.0191</b>	<b>0.0237</b>	<b>0.0278</b>	<b>0.3562</b>	<b>0.3729</b>	<b>0.3748</b>

Los moles de condensado son calculados y se obtuvieron los resultados mostrados en la siguiente tabla:

MOLES DE CONDENSADO											
Presión (kg/cm <sup>2</sup> )	<b>366.3</b>	<b>338.5</b>	<b>310.4</b>	<b>275.2</b>	<b>240.1</b>	<b>197.9</b>	<b>155.7</b>	<b>113.5</b>	<b>71.3</b>	<b>50.3</b>	<b>50.3</b>
Presión (psia)	<b>5208.7</b>	<b>4813.6</b>	<b>4413.7</b>	<b>3913.9</b>	<b>3413.9</b>	<b>2814.1</b>	<b>2214.1</b>	<b>1614.3</b>	<b>1014.4</b>	<b>714.5</b>	<b>714.5</b>
H <sub>2</sub> S		0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.01	-0.03
Nitrógeno		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CO <sub>2</sub>		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01
Metano		0.06	0.06	0.05	0.04	0.03	0.01	0.01	0.28	0.07	0.21
Etano		0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.00	0.00	-0.22	-0.03	-0.02
Propano		0.01	0.01	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	-0.02	0.00	0.00
i-Butano		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.01	0.00	0.00
n-Butano		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
i-Pentano		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
n-Pentano		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Pseudo-Hexanos		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Heptanos y más (+)		0.04	0.05	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.03	0.04	-0.10
suma		0.15	0.16	0.14	0.13	0.11	0.09	0.07	0.09	0.08	0.07
NI (moles aceite)		0.16	0.17	0.16	0.14	0.12	0.09	0.08	0.06	0.04	0.02
Comprobación		<b>0.0091</b>	<b>0.0100</b>	<b>0.0129</b>	<b>0.0110</b>	<b>0.0088</b>	<b>0.0064</b>	<b>0.0043</b>	<b>-0.0317</b>	<b>-0.0487</b>	<b>-0.0497</b>

Como sabemos los componentes K, son obtenidos a través de los moles calculados en la fase líquida y la fracción molar de los mismos; en la siguiente tabla se muestran los resultados:

COMPOSICION DE CONDENSADO Xi									Calculado	Experimental	
Presión (kg/cm <sup>2</sup> )	<b>366.3</b>	<b>338.5</b>	<b>310.4</b>	<b>275.2</b>	<b>240.1</b>	<b>197.9</b>	<b>155.7</b>	<b>113.5</b>	<b>71.3</b>		Error
Presión (psia)	<b>5208.7</b>	<b>4813.6</b>	<b>4413.7</b>	<b>3913.9</b>	<b>3413.9</b>	<b>2814.1</b>	<b>2214.1</b>	<b>1614.3</b>	<b>1014.4</b>		(Composición Original)
H <sub>2</sub> S		12.02	11.91	12.73	13.85	15.54	17.91	20.74	20.74	0.16	-12860.12
Nitrógeno		0.20	0.18	0.16	0.13	0.09	0.05	0.00	0.00	0.39	101.07
CO <sub>2</sub>		1.72	1.64	1.56	1.35	1.08	0.71	0.34	0.34	0.47	27.18
Metano		41.70	39.70	36.61	30.65	24.03	15.83	6.96	6.96	13.78	49.48
Etano		6.41	6.60	6.70	6.41	5.82	4.69	3.33	3.33	4.20	20.66
Propano		3.45	3.70	4.03	4.18	3.95	3.56	2.99	2.99	3.44	13.18
i-Butano		0.77	0.82	0.94	1.02	1.00	0.97	0.84	0.84	0.94	10.23
n-Butano		1.73	1.86	2.09	2.35	2.30	2.22	2.00	2.00	2.29	12.83
i-Pentano		0.82	0.93	1.04	1.17	1.20	1.24	1.21	1.21	1.29	6.08
n-Pentano		1.05	1.21	1.40	1.58	1.65	1.66	1.60	1.60	1.69	5.27
Pseudo-Hexanos		1.66	1.94	2.26	2.53	2.76	2.92	2.96	2.96	3.11	4.72
Heptanos y más (+)		28.49	29.52	30.49	34.78	40.56	48.24	57.03	57.03	68.23	16.41
Suma		<b>100.0000</b>	<b>99.99</b>								

Finalmente se obtienen los factores K y posteriormente se grafican los mismos.

	FACTORES K							Calculado	Experimental
Presión (kg/cm <sup>2</sup> )	<b>366.3</b>	<b>338.5</b>	<b>310.4</b>	<b>275.2</b>	<b>240.1</b>	<b>197.9</b>	<b>155.7</b>	<b>113.5</b>	
Presión (psia)	<b>5208.7</b>	<b>4813.6</b>	<b>4413.7</b>	<b>3913.9</b>	<b>3413.9</b>	<b>2814.1</b>	<b>2214.1</b>	<b>1614.3</b>	
H <sub>2</sub> S		0.32	0.32	0.30	0.28	0.25	0.22	0.20	25.41
Nitrógeno		1.84	2.11	2.39	2.92	4.01	7.77	-86.13	0.92
CO <sub>2</sub>		1.58	1.68	1.79	2.07	2.60	3.94	8.08	5.89
Metano		1.67	1.79	1.97	2.37	3.01	4.51	10.06	5.08
Etano		1.30	1.26	1.24	1.30	1.44	1.84	2.66	2.11
Propano		1.13	1.03	0.92	0.88	0.96	1.11	1.40	1.22
i-Butano		1.01	0.91	0.77	0.68	0.73	0.79	0.99	0.89
n-Butano		0.95	0.86	0.74	0.63	0.67	0.74	0.90	0.78
i-Pentano		0.83	0.68	0.59	0.50	0.51	0.52	0.59	0.55
n-Pentano		0.83	0.67	0.55	0.46	0.46	0.50	0.58	0.55
Pseudo-Hexanos		0.67	0.52	0.41	0.35	0.33	0.35	0.40	0.38
Heptanos y más (+)		0.15	0.13	0.14	0.11	0.09	0.08	0.08	0.06

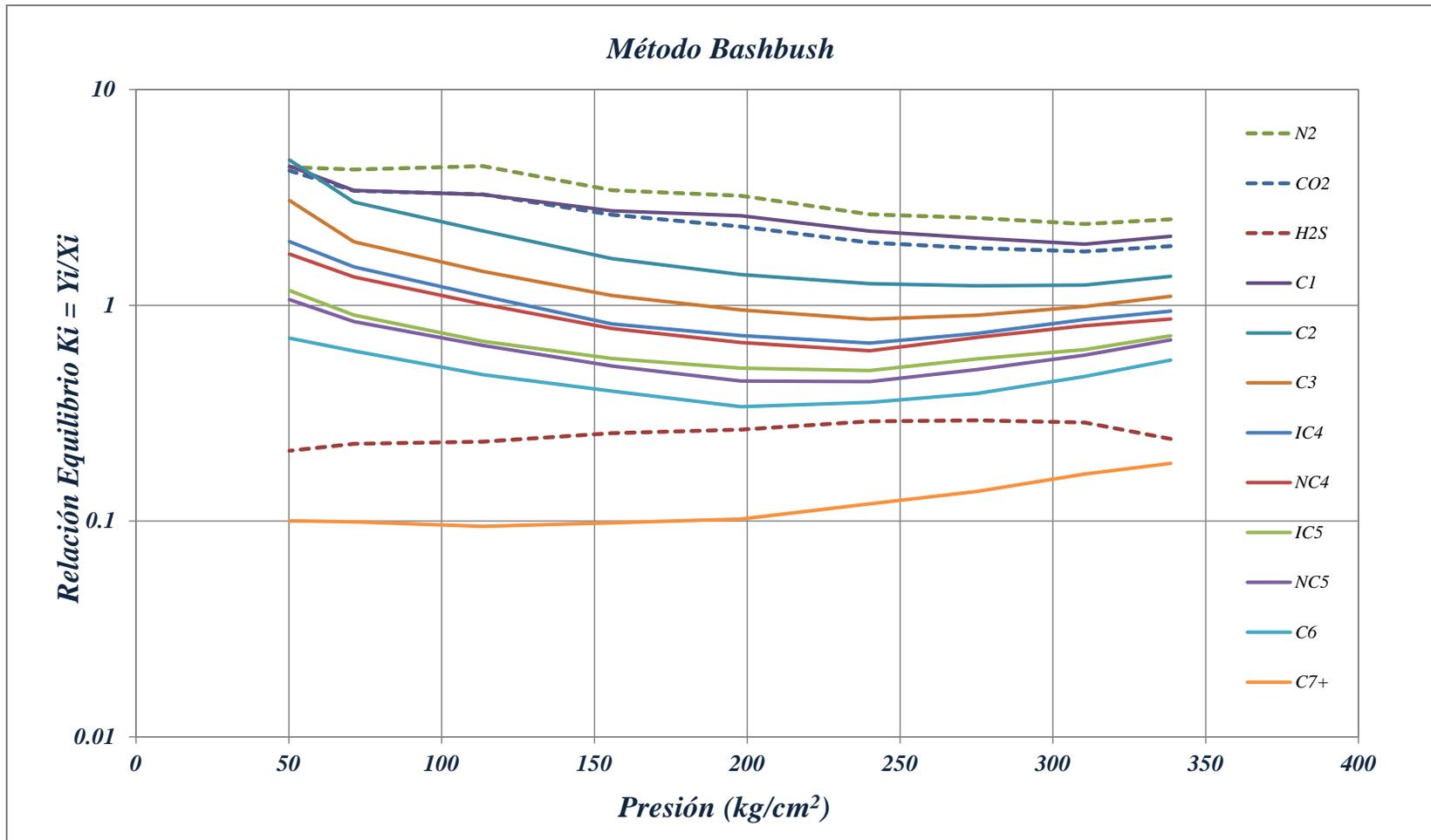


Ilustración 2.11 Resultados obtenidos a través del método Bashbush para el Campo Tizón Bloque I

Como se puede observar en la gráfica, no se presentan cruces entre líneas con lo cual se puede deducir que el análisis PVT no presenta inconsistencias.

### 2.5.2 Método de Hoffman-Crump

El método de Hoffman-Crump relaciona el logaritmo del producto de la relación de equilibrio por la presión correspondiente a una etapa de agotamiento (KP), contra un factor de caracterización  $b$ , el cual es característico de un hidrocarburo en particular y es función de su temperatura de ebullición ( $T_b$ ) quedando definido por la ecuación siguiente:

$$B = b \left( \frac{1}{T_b} - \frac{1}{T} \right) \quad (2.24)$$

Donde:

$$b = \frac{(\log P_C - \log 17.7)}{\left( \frac{1}{T_b} - \frac{1}{T_c} \right)} \quad (2.23)$$

Ha sido determinado empíricamente de manera que al graficar el logaritmo del producto KP de un hidrocarburo específico contra su factor de caracterización B, tiende a dar una línea recta.

Este método tiene como base lo desarrollado por S.E. Buckley (1942), donde se especifica que existe una analogía entre el producto KP y la presión de vapor de una sustancia pura contra el recíproco de la temperatura absoluta, proporciona líneas rectas sobre intervalos de temperatura; en caso de no obtener valores PVT consistentes, debe corregirse mediante un procedimiento de balance composicional.

### 2.5.2.1 Método de Hoffman- Crump para el campo Tizón Bloque II

Usando valores cromatógrafos de los datos obtenidos en laboratorio y haciendo los cálculos anteriormente mencionados aplicados a cada variación de presión tomada de los resultados de la prueba de agotamiento a volumen constante; se tiene para el caso de la Prueba de Hoffman:

CRITERIO DE HOFFMAN (PRUEBA C.V.D.)						
Presión (psia)						
	4813.61		4413.74		3913.91	
Componente	b(1/Tb - 1/T)	Log(Ki*P)	b(1/Tb - 1/T)	Log(Ki*P)	b(1/Tb - 1/T)	Log(Ki*P)
CO2	2.9542208	3.9577684	2.9542208	3.8953985	2.9542208	3.8591985
N2	3.2698744	4.082673	3.2698744	4.0233629	3.2698744	3.9996657
C1	3.0183645	4.0041518	3.0183645	3.9296149	3.0183645	3.9055988
C2	2.5229701	3.8169855	2.5229701	3.7398144	2.5229701	3.6845723
C3	2.1226148	3.7257803	2.1226148	3.6404573	2.1226148	3.5482935
i-C4	1.8350747	3.6568014	1.8350747	3.5800772	1.8350747	3.4642764
n-C4	1.7509816	3.6200192	1.7509816	3.551765	1.7509816	3.445941
i-C5	1.4811602	3.5430198	1.4811602	3.4413214	1.4811602	3.3454413
n-C5	1.4191159	3.5234728	1.4191159	3.4154975	1.4191159	3.2966981
C6	1.1134326	3.4298249	1.1134326	3.3160488	1.1134326	3.185537
C7+	-	2.9509259	-	2.864094	-	2.7314545
	0.5330923		0.3382972		0.2023861	
Presión (psia)						
	3413.93		2814.138		0	
Componente	b(1/Tb - 1/T)	Log(Ki*P)	b(1/Tb - 1/T)	Log(Ki*P)	b(1/Tb - 1/T)	Log(Ki*P)
CO2	2.9542208	3.8258946	2.9542208	3.8168457	0	0
N2	3.2698744	3.9566483	3.2698744	3.9590455	0	0
C1	3.0183645	3.8791784	3.0183645	3.8668674	0	0
C2	2.5229701	3.6357208	2.5229701	3.5936896	0	0
C3	2.1226148	3.4708406	2.1226148	3.4306319	0	0
i-C4	1.8350747	3.3600976	1.8350747	3.3112545	0	0
n-C4	1.7509816	3.3246108	1.7509816	3.2792494	0	0
i-C5	1.4811602	3.2327015	1.4811602	3.1604984	0	0
n-C5	1.4191159	3.1819002	1.4191159	3.1007835	0	0
C6	1.1134326	3.0850201	1.1134326	2.9818757	0	0
C7+	-	2.6147587	-	2.4609703	0	0
	0.1300715		0.0981206			

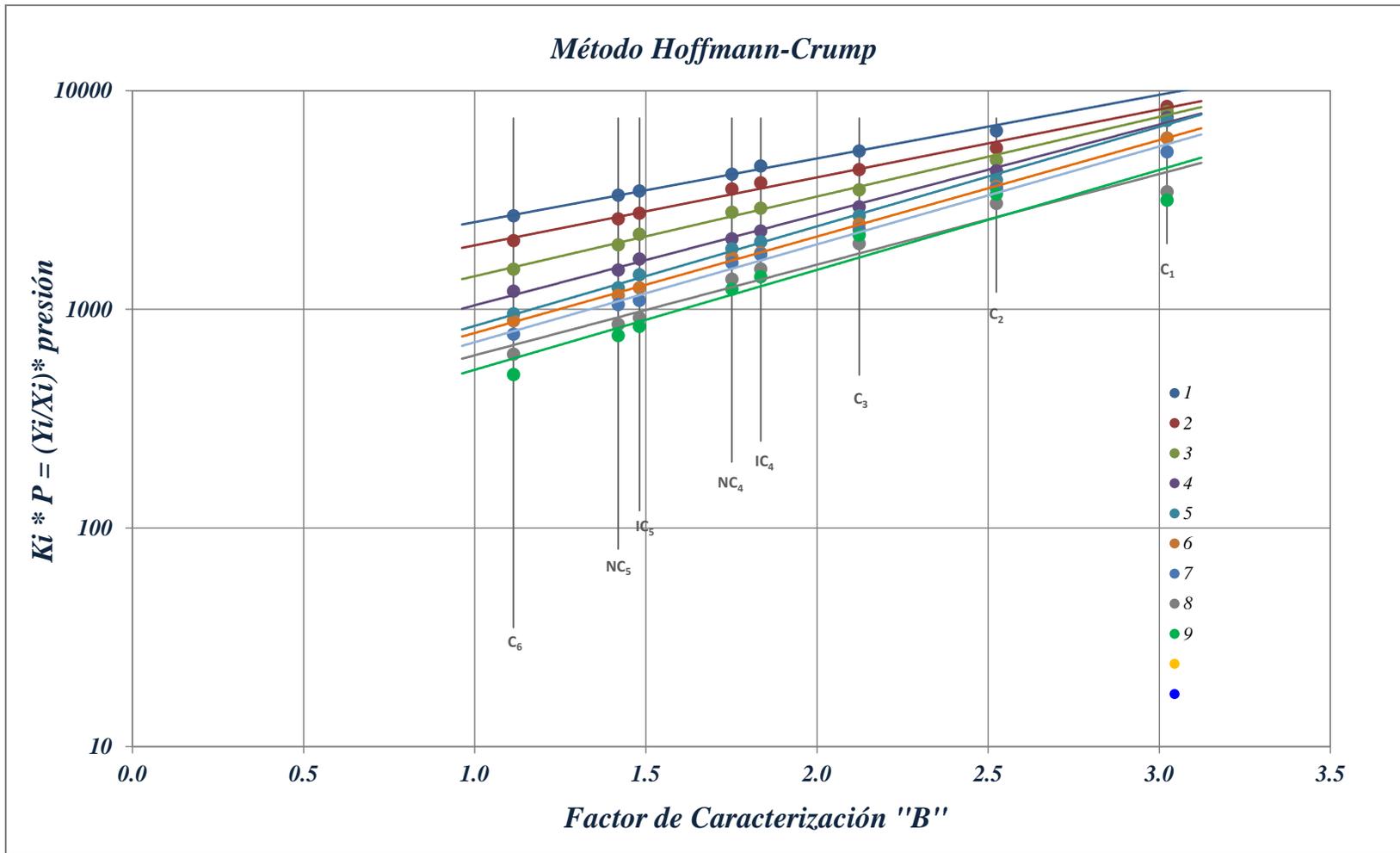


Ilustración 2.13 Resultados obtenidos en la validación de Hoffman del caso Tizón

Como podemos observar, en el gráfico que presenta los resultados del campo Tizón, se demuestra una consistencia en el método Hoffman para la validación del PVT, esto, al no mostrar cruces entre líneas de cada componente ni uniones en las mismas, por lo que el PVT del campo Tizón Bloque II se puede considerar como validado y puede ser usado con un alto grado de certidumbre en cualquier evaluación de Ingeniería de yacimientos y producción.

### Capítulo 3. Estimación volumétrica por formula general

La estimación volumétrica es el método usado para determinar la cantidad de hidrocarburos contenidos en las rocas de un yacimiento, éste se aplica en etapas tempranas de explotación de un yacimiento. El método se fundamenta en estudios estáticos de yacimiento, es decir, en un modelo geológico que describe la geometría del yacimiento y donde se establecen las propiedades petrofísicas y PVT del mismo.

La información mínima requerida para la estimación del volumen original de aceite y/o gas de un yacimiento incluye, no de manera limitada, la interpretación sísmica, registros geofísicos de pozo para determinar las propiedades petrofísicas, análisis de núcleos, presiones estáticas y dinámicas en el fondo del pozo e información de los fluidos (aceite, gas y agua), análisis PVT, pruebas de presión, etc. Esta información normalmente es usada para desarrollar un modelo geológico estático a partir del cual se generan diferentes tipos de mapas, secciones stratigráficas, mapas de correlaciones, entre otros. Estos mapas ayudan a establecer la extensión de área del yacimiento y a identificar las discontinuidades del mismo, como pliegues, fallas, y/o contactos gas-agua, agua-aceite.

Los diferentes tipos de mapas de superficie, usualmente están dibujados con relación a alguna formación y/o yacimiento conocido o algún marcador en particular. Son construidos con líneas que conectan puntos de la misma elevación y así poder representar la estructura geológica.

Entre los mapas más importantes están los mapas de isopacas, que son construidos con líneas del mismo espesor neto impregnado de gas o aceite, esto permite, que el volumen poroso del yacimiento pueda ser estimado por un método de planimetría considerando las áreas entre las líneas de

isopacas y usando una técnica para el cálculo del volumen original de aceite y/o gas de manera muy aproximada.

Los métodos volumétricos son aproximaciones valiosas que dan una buena idea de la cantidad de hidrocarburos contenidos en las rocas de los yacimientos. Sin embargo, estos métodos no consideran variables tales como el flujo de los fluidos en el medio poroso y las caídas de presión generadas por la extracción de la producción, es decir, las evaluaciones son a condiciones estáticas, por lo que a medida que se disponga de mayor información es recomendable la utilización de métodos que combinan datos petrofísicos y PVT con el flujo de los fluidos y las caídas de presión generadas por la extracción de aceite y/o gas. No obstante, los métodos volumétricos para la evaluación del volumen original de hidrocarburos son cálculos muy aproximados siempre y cuando las variables utilizadas en las ecuaciones tengan una certeza razonable de certidumbre, es decir, que datos petrofísicos y PVT, estén validados por un grupo multidisciplinario que este participando en la evaluación de los yacimientos.

### 3.1 Ecuación volumétrica para yacimientos de gas

Dado que el campo Tizón es productor de gas y condensado, utilizaremos para la estimación del volumen original de gas, la ecuación volumétrica para yacimientos de gas, la cual está definida como:

$$G = \frac{A h \phi (1 - S_w)}{B g_i} \quad (3.1)$$

Donde G es el volumen original de gas en metros cúbicos; A representa el área del yacimiento en metros cuadrados; h es el valor del espesor neto impregnado en metros;  $\phi$  es la porosidad en fracción;  $S_{wi}$  denota la

saturación inicial de agua en fracción;  $B_{gi}$  es el factor de volumen de gas en  $m^3/m^3$ .

Es normal que el volumen original de gas, así como la producción se reporta en pies cúbicos ( $p^3$ ), por lo que para convertir de metros cúbicos [ $m^3$ ] a pies cúbicos [ $p^3$ ] se utiliza un factor de 35.3146, es decir,  $1 m^3$  tiene  $35.3146 p^3$ .

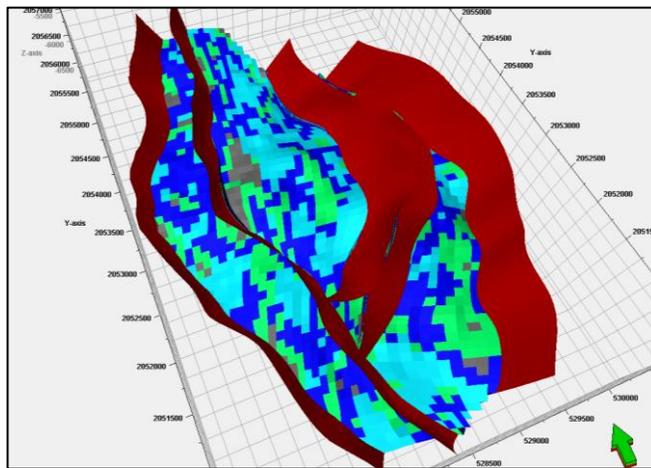
Las variables utilizadas en la ecuación 3.1 son determinadas a partir de datos del yacimiento o del pozo, así tenemos que el área (A) se determina a partir de datos sísmicos con la que se obtiene la geometría del yacimiento sin olvidar considerar el contacto agua-aceite del yacimiento; el espesor neto impregnado (h) es determinado a partir de los registros geofísicos de los pozos, al espesor bruto del yacimiento (cima – base) se le aplica una relación neto-bruto, con la cual se reduce el espesor a un espesor con hidrocarburos y a este último espesor se le aplican los parámetros de corte y se reduce al espesor neto impregnado. Las variables porosidad ( $\phi$ ) y saturación de agua son determinadas a partir del análisis de los registros geofísicos empleando varias metodologías (Archie, Doble Agua, Simandoux, etc.), finalmente el factor de volumen de gas ( $B_{gi}$ ), se determina a partir de la composición de una muestra de gas tomada en la superficie (análisis cromatográfico).

### 3.2.1 Área del yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK) del campo Tizón B-II

El modelo geográfico estructural del JSK BII del campo Tizón está basado en los datos de subsuelo obtenidos de los pozos perforados y en la información sísmica 3D adquirida del cubo sísmico Tizón del año 2001 y reprocesada en 2008. El Bloque II del JSK, se caracteriza por ser una estructura casi plana, existiendo una diferencia estructural mínima de 5 a 15 metros entre los pozos.

En general, en la estructura del pozo Tizón 201, se observa un anticlinal alargado con dirección NW-SE y fallas inversas.

El área del yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK) B-II, fue estimada a partir de la interpretación sísmica 3D del yacimiento con la que se determinó la geometría, además se consideró un contacto original agua-gas a 6,250 mvbnm. Mediante el uso de *software* especializado se estimó un área del yacimiento de 10.1 km<sup>2</sup>, misma que se utilizó en la estimación del volumen original de gas. La ilustración 3.1 muestra las dimensiones del yacimiento donde se aprecia las fallas geológicas del bloque. Sin embargo, se ha comprobado que las fallas geológicas son permeables, es decir, existe comunicación en todo el yacimiento.



**Ilustración 3.1 Determinación del área del yacimiento JSK BII campo Tizón**

### 3.2.2 Determinación de propiedades petrofísicas del yacimiento a partir del análisis de registros geofísicos

La interpretación de los registros geofísicos del pozo es la herramienta más usada para estimar las propiedades petrofísicas de la roca del yacimiento. El uso de ecuaciones volumétricas requiere de datos como espesor neto

impregnado, porosidad y saturación de agua, variables que intervienen en el cálculo del volumen original de aceite y o gas.

Los registros geofísicos adquiridos durante la perforación de los pozos, fueron sometidos a un control de calidad y fueron calibrados con datos de núcleos de los mismos pozos y muestras de canal, con lo que se corroboró su confiabilidad. Para el cálculo de la saturación de fluidos presentes en la formación evaluada, se usó el modelo *Doble Agua*. Este método provee una descripción más comprensiva de los fluidos en el medio poroso para formaciones con alto contenido de lutitas. Los parámetros de ajuste considerados, tales como coeficiente de tortuosidad ( $a$ ), factor de cementación ( $m$ ), exponente de saturación ( $n$ ), y salinidad, adoptaron los siguientes valores; mismos que fueron determinados a partir de un estudio petrofísico realizado a un núcleo del pozo T-201.

$$a= 1, m= 2.1, n= 2, \text{salinidad}= 200 \text{ mppm a } 186^{\circ}\text{C}$$

Asimismo, los parámetros de corte utilizados en la evaluación de los registros fueron: porosidad ( $\phi$ ) 2 por ciento; saturación de agua ( $S_w$ ) 35 por ciento y volumen de arcilla ( $V_{shl}$ ) 35 por ciento. La tabla 3.1 muestra los parámetros petrofísicos evaluados para los pozos que disponen de un set completo de registros y que se ubican en el Bloque II del campo Tizón. En esta tabla se puede apreciar que el pozo Tizón-201 muestra las mejores propiedades petrofísicas del yacimiento. De la evaluación petrofísica se concluye que el yacimiento productor del campo Tizón está dolomitizado, por lo que las selecciones de intervalos de pozos con potencial productivo deben considerar las siguientes características: dolomía mayor al 75 por ciento, porosidad mayor al 4 por ciento y saturación de agua menor al 38 por ciento.

Para cuestiones de cálculo volumétrico se tomaron las propiedades del pozo 201, mismas que se ilustran en la tabla, es decir, espesor neto

impregnado de 93.5 metros, porosidad de 5.9 por ciento y saturación de agua de 13.0 por ciento, estos valores se aplican en los 10.1 kilómetros cuadrados del área del yacimiento, lo que significa que los valores petrofísicos se mantienen constantes en toda el área del yacimiento. Recordemos que el pozo T-201 fue el pozo descubridor en el Bloque II del JSK y por lo tanto utilizaremos esta información para la evaluación volumétrica. Es importante recalcar que la primera evaluación realizada debe ser hecha con los datos del pozo descubridor; sin embargo, esta debe ajustarse a medida que se disponga de mayor información.

Pozo	Cima	Base	Espesor bruto (m)	Rel. neto- bruto	Espesor neto (m)	$\phi$ (%)	Sw (%)	Arcilla (%)	
<b>115A</b>	6,174	6,231	57	0.646	36.8	5.0	12.8	3.3	
<b>1DL</b>	6,260	6,302	42	0.241	10.1	2.7	14.8	1.9	
<b>201</b>	6,164	6,323	159	0.588	93.5	5.9	13.0	1.0	
<b>214</b>	6,143	6,225	82	0.613	50.3	5.5	8.4	3.1	
<b>222</b>	6,153	6,176	23	0.314	7.2	4.2	15.1	8.7	
<b>231</b>	6,143	6,207	64	0.629	40.3	4.6	12.6	2.5	
<b>232</b>	6,162	6,227	65	0.699	45.4	3.5	11.6	1.0	
<b>236</b>	6,147	6,179	32	0.116	3.7	5.9	22.1	1.2	
Propiedades promedio del yacimiento					<b>35.9</b>	<b>4.7</b>	<b>13.8</b>		

Tabla 3.1 Propiedades petrofísicas por pozo para el yacimiento JSK BII campo Tizón (PEMEX, 2017)

### Factor de volumen del gas (Bgi)

Este es un factor que relaciona el volumen de gas a condiciones de yacimiento, es decir, a presión y temperatura del yacimiento, con el volumen de la misma masa del gas a las condiciones de superficie, es decir, a presión y temperatura a condiciones normales o de superficie (14.7 psia y 60°F), y está dado por la ecuación:

$$Bg = 0.02827 \frac{zT}{P} \quad (3.2)$$

Donde z es el factor de desviación o compresibilidad del gas (adim); T es la temperatura del yacimiento (°R) y P es la presión del yacimiento (psia).

Ahora bien, el factor de compresibilidad **z** lo podemos determinar a partir de una muestra de gas (cromatográfico) y considerando las condiciones de presión y temperatura del yacimiento. La tabla 3.2, muestra la composición de una muestra de la mezcla de gas del campo Tizón BII, a partir de la cual se determinó **z** utilizando el peso molecular (PM), temperatura crítica (Tc) y la presión crítica (Pc).

Componente	Formula	Mol (%)	Fracc Mol	Hcs. (%)	% Mol Hcs.	PM Comp.	PM Aparente	Tc (°R)	Tpc (°R)	Pc (psia)	Ppc (psia)
<b>Nitrógeno</b>	N <sub>2</sub>	0.313	0.00313	0.000	0.000	28.013	0.088	239.3	0.749	507.5	1.588
<b>Metano</b>	CH <sub>4</sub>	64.218	0.64218	64.218	0.702	16.043	10.302	343.0	220.268	666.4	427.949
<b>Bióxido Carbono</b>	CO <sub>2</sub>	2.501	0.02501	0.000	0.000	44.010	1.101	547.6	13.695	1071.0	26.786
<b>Etano</b>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	8.022	0.08022	8.022	0.088	30.070	2.412	549.6	44.088	706.5	56.675
<b>Acido Sulfhídrico</b>	H <sub>2</sub> S	5.743	0.05743	0.000	0.000	34.076	1.957	672.4	38.613	1306.0	75.004
<b>Propano</b>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	3.862	0.03862	3.862	0.042	44.097	1.703	665.7	25.710	616.0	23.790
<b>i-Butano</b>	iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.786	0.00786	0.786	0.009	58.124	0.457	734.1	5.770	527.9	4.149
<b>n-Butano</b>	nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	1.689	0.01689	1.689	0.018	58.124	0.982	765.3	12.926	550.6	9.300
<b>i-Pentano</b>	iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.702	0.00702	0.702	0.008	72.151	0.507	828.8	5.818	490.4	3.443
<b>n-Pentano</b>	nC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.869	0.00869	0.869	0.010	72.151	0.627	845.5	7.347	488.6	4.246
<b>Hexano</b>	nC <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	1.255	0.01255	1.255	0.014	86.178	1.082	913.3	11.462	436.9	5.483
<b>Heptanos+</b>	nC <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	10.040	0.10040	10.040	0.110	100.204	10.060	972.4	97.626	396.8	39.839
		<b>100.000</b>	<b>1.000</b>	<b>91.443</b>	<b>1.000</b>		<b>31.277</b>	<b>Tpc=</b>	<b>386.446</b>	<b>Ppc=</b>	<b>638.412</b>

Tabla 3.2 Propiedades de la mezcla de gas para el yacimiento JSK BII campo Tizón

El factor de compresibilidad  $z$  obtenido a partir de correlaciones es de 1.631. Considerando que la presión inicial del yacimiento es de 872.1 kg/cm<sup>2</sup> (12,404.2 psia) y una temperatura de 180.6 °C (817.1 °R). Ahora, sustituyendo valores en la ecuación 3.2, tendremos:

$$Bg = 0.02827 \frac{1.631 * 817.1}{12,404.2} = 0.00303 p^3/p^3$$

Ahora tomando como base la ecuación 3.1 y sustituyendo los valores petrofísicos adquiridos del pozo 201 (debido a que fue el pozo exploratorio), se tiene:

$$G = \frac{10,100,000 * 93.5m * .059 (1 - 0.13)}{0.00303} = 15,997.85x10^6m^3$$

Considerando el factor anteriormente mencionado de 35.3146 para convertir de m<sup>3</sup> a p<sup>3</sup> tendremos:

$$15,997.85x10^6m^3 * 35.3146 = 564.9x10^9pie^3$$

Este el volumen original de gas del yacimiento JSK B-II del campo Tizón y fue la primera evaluación realizada con datos de un solo pozo, es decir, las propiedades petrofísicas y PVT se consideran constantes, por lo que a medida que se cuente con mayor información el volumen original presentará mejores aproximaciones. Recordemos que, a mayor cantidad de información, el yacimiento dará mayor certidumbre a las evaluaciones del volumen original y reservas de hidrocarburos.

## Capítulo 4. Aplicación de método estocástico para la estimación del volumen original

Un método estocástico es aquel donde se generan distribuciones de parámetros, de un conjunto de datos o circunstancias y estas no siempre conducen a una misma salida, es decir, está gobernado por la casualidad o probabilidad.

### 4.1 Simulación de Montecarlo

La simulación de Montecarlo es una herramienta de análisis basado en variaciones estadísticas de probabilidad y la relación de los valores de parámetros clave entre sí, incluyendo las reservas de gas y aceite, inversión de capital, y diversos factores económicos. Montecarlo es parte un análisis de riesgo y es algunas veces, utilizado en conjunto con diferentes tipos de análisis.

Un proceso sofisticado de evaluación de las reservas, y a su vez del volumen original, debería ser determinado no solo por el método determinístico, debido a los errores y a la incertidumbre de la estimación se podría utilizar la Simulación de Montecarlo.

El procedimiento de estimación comprende tres etapas principales. En la primera etapa, la clave es la información de entrada (área, espesor, porosidad, etc.) que es tratada como variables estadísticas, y el resultado de la simulación es una distribución de probabilidades que está en función del volumen original de hidrocarburos.

En la segunda etapa, las reservas técnicas deben ser estimadas. Podría haber muchas suposiciones por el procedimiento de producción para un

yacimiento (mecanismo de empuje, sistema hidrodinámico, comportamiento de los fluidos, inyección de agua, etc). Cada escenario puede ser modelado aplicando como entrada parámetros que funcionen como variables estadísticas. Este método es llamado “multiescenario” en la literatura. La simulación resultante de cada escenario, es decir, la tercera etapa, es una función de distribución de probabilidades (FDP). Mientras, que el valor esperado del FDP reconstruye los resultados determinísticos y nos da una base para la evaluación del proyecto, el rango del FDP es proporcional a la incertidumbre de la estimación. Estimar la probabilidad en cada escenario podría ofrecer una Distribución de Probabilidades de las reservas.

El problema fundamental en la estimación de reservas, es el volumen de hidrocarburos que puede ser económicamente recuperable del yacimiento.

Los métodos de simulación de Montecarlo han venido ganando terreno en la industria petrolera, gracias a que ingenieros, geo-científicos, y especialistas han querido evaluar los prospectos desde otra perspectiva involucrando métodos que consideren incertidumbre en los resultados. Entre las comunes aplicaciones de dicho método están la estimación del volumen de hidrocarburos recuperables de un yacimiento, pronóstico de producción y flujo de ingresos para un pozo o un campo, evaluación de la entrada de agua y la comparación de los valores netos presentes de inversión. En cada caso, el usuario debe prescribir distribuciones estadísticas para los parámetros de entrada. Seleccionar estas distribuciones es a menudo el aspecto más difícil de la simulación. Mientras la experiencia y los principios fundamentales deben guiarnos, la información del campo debe existir para que sea factible crear la distribución adecuada para desarrollarlo.

## 4.2 Análisis de Riesgo

La palabra “riesgo” ha empezado a sonar con mayor regularidad en estos tiempos en la literatura petrolera, no siempre tiene que ser debido a la tendencia de su aplicación.

Alrededor de numerosas palabras y frases asociadas con el análisis de riesgo es el análisis de decisión, asesoramiento de riesgo, manejo del riesgo, optimización del riesgo y planeación estratégica, etc. Algunas veces esta palabra es solo cualitativa, sin embargo, es mejor enfocarla de manera cuantitativa.

Los análisis de decisión, en un sentido más amplio, incluye identificación de problemas, especificación de los objetivos y contrastes, modelado, análisis de incertidumbre, análisis de sensibilidad, y reglas que rigen una decisión.

Generalmente hablando, un análisis de riesgo y la asesoría que conlleva está referida a la cuantificación de la incertidumbre, casi siempre en el contexto de posibles inversiones. En la industria petrolera, a pesar de que muchos de los análisis puedan pertenecer al tamaño de las reservas, costo de capital, producción, realmente el enfoque es hacia el valor monetario perdido o ganado.

## 4.3 Metodología

Para los cálculos volumétricos, los diferentes tipos de volumen que pueden ser computados son:

- Espesor de volumen de roca
- Espesor neto
- Volumen poroso neto
- Volumen de los diferentes fluidos del yacimiento

En nuestro caso utilizaremos un modelo como el mencionado en el capítulo anterior en la ecuación 3.1, tomando como referencia que el yacimiento de estudio es uno de gas y condensado; y que las variables que utilizaremos para la aplicación del método de Montecarlo en la evaluación de del volumen original son básicamente variables petrofísicas y PVT.

$$G = \frac{Ah\phi(1 - S_w)}{Bgi} \quad (3.1)$$

Los elementos mayores considerados en la ecuación previa son la relación espesor neto bruto, la porosidad, la saturación de los fluidos (en este caso agua) y el área que ocupa el yacimiento.

La identificación de cuales de estos elementos son más importantes que el resto puede ayudar a enfocar recursos en los problemas relevantes del cálculo, considerar el nivel adecuado de detalles técnicos, puede convertirse en un aliado para salvar tiempo y dinero.

El principal objetivo de este método de cálculo es obtener la incertidumbre de la función objetiva.

#### 4.3.1 Incertidumbre de Parámetros

Cuando se construye un modelo geológico, se tiene que ir a través de la evaluación superficial, incluyendo la interpretación de información sísmica, interpretar información de registros geofísicos, establecer modelos geológicos conceptuales, construir un modelo de yacimiento 3D y, la estimación de tipos de fluidos en las diferentes áreas. Después de esto, es importante reconocer que en cada paso a realizar existe incertidumbre: en la información utilizada, la selección de cual información debe incluir y la interpretación de la misma. En un análisis de incertidumbre es importante

también incluir todas estas incertidumbres en la cadena de valor que va desde la interpretación sísmica al volumen y valores calculados.

Las incertidumbres incluidas en el análisis de incertidumbre de volúmenes *in place* son:

- Incertidumbre estructural
- Contactos de los fluidos
- Propiedades Petrofísicas
- Estudios de PVT

#### 4.3.1.1 Incertidumbre estructural

Las principales fuentes de incertidumbre estructural incluyen:

1. Un modelo de velocidad
2. Tiempo de interpretación
3. Interpretación de fallas

La incertidumbre en el modelo de velocidades puede ser definida asignando distribuciones de probabilidad a los parámetros del modelo. Los parámetros de entrada pueden ser constantes, funciones o mapas. Estos últimos, son particularmente usados para incorporar variaciones reales como incrementos en la incertidumbre que se encuentra en la información de pozo y la inmersión de la profundidad. Estos mapas son basados en pozos de correlación. La selección de tiempo de interpretación es necesaria para la planificación adecuada de la entrega para con los compromisos laborales que se tengan, es importante considerarla basándose en la información que se tiene al momento de hacer la simulación y las iteraciones necesarias para la misma. Por otro lado, la interpretación de fallas permite tener un

panorama más grande respecto a la incertidumbre estructural considerando situaciones geológicas que puedan poner en riesgo el cálculo volumétrico.

#### 4.3.1.2 Contacto de los fluidos

Es importante no solo incluir la incertidumbre en el contacto gas-agua dado por las suposiciones subyacentes, también la incertidumbre que generan estas suposiciones. Muchas veces, esta información también es tomada de los pozos análogos y pierde veracidad cuando este método es considerado. Es por eso que se debe hacer un análisis que permita conocer los valores de incertidumbre o la afectación dentro del modelo de simulación a emplear.

#### 4.3.1.3 Incertidumbre de Propiedades Petrofísicas

Las porosidades del modelo del yacimiento son obtenidas a través de las porosidades calibradas de los registros geofísicos. La incertidumbre es resultado de la consideración de una distribución a real de porosidades. Las porosidades consideradas son promedios verticales sobre el espesor del yacimiento. La porosidad es un elemento clave para el volumen poroso del yacimiento y por lo tanto para la base de recursos del campo. La porosidad define los volúmenes de los fluidos movibles dentro del yacimiento, la medida de la porosidad efectiva de la roca del yacimiento es también requerida. Existen dos, fuentes importantes de incertidumbre de porosidad, la primera es debida a las medidas obtenidas de las herramientas de registros geofísicos, su procesado e interpretación; la otra se refiere al muestreo de los pozos. Adicional a esto, el impacto de la porosidad tiende a ser independiente de la relación de tendencias de la estructura y contactos, por lo que se necesita ser calculada de manera separada. De la

misma manera, existen dos fuentes importantes de incertidumbre para la saturación de agua. El espesor es tomado muchas veces a través de un pozo de correlación, sin embargo, es más fiable el tomarlo directamente de los pozos. De la misma manera, la saturación de agua es calculada tomando en cuenta el área que se ha producido en un historial de producción del pozo, esto, tomando como base el contacto gas-agua.

#### 4.3.1.4 PVT para Bg

Las muestras de fluido son retribuidas desde la mayoría de los segmentos con pozos. Aquí las incertidumbres en el factor de expansión Bg es relativamente pequeña esto principalmente por la incertidumbre en los resultados de laboratorio. Los fluidos cambian significativamente a lo largo del campo, y entonces es una incertidumbre más grande en los segmentos donde no existen muestras de fluido. Esta incertidumbre es estimada usando información desde los pozos perforados y la variación en las propiedades de los fluidos a lo largo del yacimiento.

#### 4.3.1.5 Análisis de sensibilidad

Antes de un análisis de incertidumbre y determinar los parámetros que estén afectados por la incertidumbre misma, es importante hacer un análisis de sensibilidad. Este análisis es frecuentemente realizado para obtener un mejor entendimiento de la influencia de las variables en las distribuciones de incertidumbre. La propuesta principal es identificar esos parámetros y/o procesos que son fuertemente influenciados por los resultados de la simulación del modelo dado, y promover la tendencia de análisis de esas

correlaciones. La grafica de tornado es un resultado del análisis de sensibilidad y muestra los mayores elementos.

Petrel® es un *software* que promueve diversos tipos de análisis de sensibilidad, entre ellos el mencionado anteriormente.

El proceso basado de sensibilidad del modelo dado es determinado por la alteración de las variables de uno de los procesos a la vez, cuando esto se ha realizado, el total de iteraciones debe ser igual al número de procesos parametrizados multiplicado por el valor de entrada en el número de muestras. Este método difiere del método de sensibilidad por variables que son determinadas a través de la selección de una variable de entre el conjunto de variables y alternando su valor mientras se mantienen las otras como un valor base. Esto está hecho para cada variable en turno de manera que el número total de iteraciones sea equivalente al número de variables multiplicadas por el número de muestras por variable que ha sido tomada como valor de entrada.

Suponiendo,  $A$ ,  $h$ ,  $\emptyset$ ,  $Sw$ , y  $B_{gi}$  como parámetros de entrada y  $G$  como la salida.

Durante la fase de preparación, los analistas determinan la distribución de probabilidad (DP) de los parámetros de entrada a la luz de los valores en la relación entre lo geológico y lo técnico. La teoría de la probabilidad describe muchas distribuciones de probabilidad, pero aquellas distribuciones abstractas que no pueden ser analizadas por el evaluador es mejor no aplicarlas debido a que podrían arruinar los esfuerzos del modelo.

Es optimo utilizar las distribuciones de probabilidad conocidas: normal o log normal.

Una vez que se han especificado los valores para cada parámetro de entrada, se puede calcular un valor para la salida. Cada parámetro es

considerado una variable aleatoria. Una iteración consiste en seleccionar un valor para cada valor de entrada y calcular la salida.

Una simulación es la sucesión de cientos de miles de iteraciones, mientras los valores de salida son obtenidos. Después de esto, los valores de salida son agrupados en un histograma como parte de una función acumulada de distribución.

## 4.4 Ventajas y desventajas

Algunos de los usos de la simulación de Montecarlo son:

- Los resultados contienen la máxima información obtenida comparada en cualquier escenario a diferencia de una aproximación determinística.
- La simulación hace énfasis en el modelo subyacente con sus respectivas suposiciones y ayuda al usuario a cuantificar e incorporar información histórica.
- Los resultados nos permiten responder preguntas como ¿Qué tan frecuente es la salida con mayor presencia en los resultados?, ¿Qué alternativa es la más riesgosa?, ¿Alguna alternativa depende de otra?; etc.
- Los análisis de sensibilidad revelan los parámetros clave y ayudan a cuantificar el valor de la información adicional.

Entre las desventajas de este método se encuentran:

- Los usuarios deben tener en mente el uso de algún *software*
- El lenguaje probabilístico y estadístico puede ser una barrera para entender y explicar los resultados
- Los resultados son tan buenos como lo sea el modelo de suposiciones de entrada.

## 4.5 Caso Práctico del método de Montecarlo para el campo Tizón BII

Con ayuda de un *Software* especializado se hizo un modelado espacial 3D. Para este caso se contaron con el pozo principal, y diez pozos más que sirvieron para dicho modelado. Como se ha mencionado, el yacimiento se encuentra en una formación de calizas dolometizadas

Para el modelo del caso Tizón Bloque II se utilizaron variaciones en los parámetros de entrada obtenidos a través de los registros geofísicos existentes de diferentes pozos de correlación, en los valores de saturación se presenta una variación del 10 por ciento al 25 por ciento de saturación inicial de agua, considera también una porosidad que va del 4 por ciento al 8 por ciento por ser una formación de calizas dolomitizadas. En el caso de la relación de espesor neto utilizamos un rango que va del 20 por ciento al 40 por ciento respecto al espesor bruto.

Se utilizó un modelo de 5000 iteraciones considerando el método de muestreo Montecarlo.

Se consideran tres escenarios, uno con 10 por ciento de probabilidad, uno con el 50 por ciento de probabilidad y uno con 90 por ciento de probabilidad, es decir, uno pesimista, el ideal y el optimista.

En la imagen siguiente se presenta el variograma obtenido después de las iteraciones mencionadas. En el eje vertical se encuentran los niveles de probabilidad de cada dato, en el eje horizontal se presentan los valores obtenidos del cálculo de volumen original de gas.

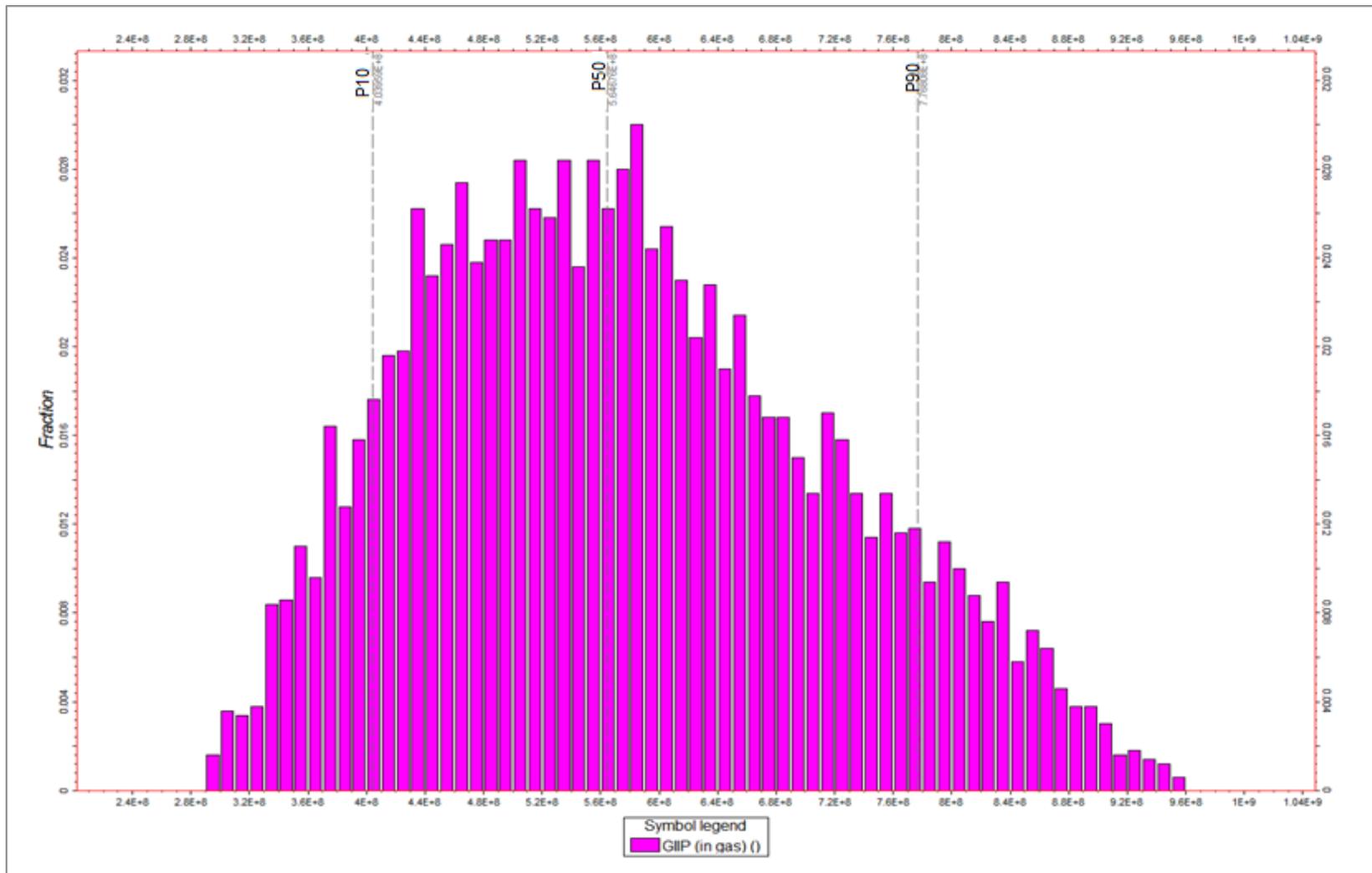
Se observa también que en el escenario pesimista se encuentra un volumen original de 403.9 bcf; en el escenario ideal se tiene un volumen de 564.7bcf y en el caso del escenario optimista obtenemos un volumen de 779.8 bcf.

Cabe mencionar que el principio de los modelos probabilísticos es variar los parámetros tantas veces sea posible y encontrar un promedio de los resultados para poder considerar ese dato como el correcto. Sin embargo, es personal la decisión de tomar el valor conveniente para cada yacimiento y principalmente para los costos económicos que amerita el desarrollo y la rentabilidad del proyecto.

En la tabla siguiente se muestran los valores obtenidos a través del método probabilístico tomando tres escenarios posibles.

<b>Percentil</b>	<b>Volumen original de gas</b>
<b>P 10</b>	403.9
<b>P 50</b>	564.6
<b>P 90</b>	776.8

**Tabla 4.1 Resultados obtenidos a través del método de Montecarlo para el campo Tizón**



## Capítulo 5. Aplicación de la Ecuación de Balance de Materia para estimación del Volumen Original

### 5.1 Ecuación de Balance de Materia

La técnica de balance de materia para el cálculo de volumen original de gas y/o aceite, intenta matemáticamente equilibrar los cambios en el volumen del yacimiento como resultado de la producción que originó una declinación de la presión, entre los fluidos que originalmente estuvieron contenidos en él y los remanentes.

La extracción de aceite o gas, origina la entrada de fluidos provenientes del casquete de gas o del acuífero, de la expansión de los fluidos del yacimiento y de la expansión de la roca, los cuales ocupan el espacio poroso liberado por el aceite o gas.

Es una herramienta básica para interpretar y predecir el comportamiento de los yacimientos, utilizando un modelo *tipo cilindro*, en el cual se establece que el yacimiento debe estar siempre en condiciones equilibradas.

La Ecuación de Balance de Materia (EBM), se deriva como el balance volumétrico que iguala la producción acumulada de fluidos (aceite, gas y agua) expresada como un vaciamiento, y la expansión de los fluidos como resultado de la caída de presión en el yacimiento.

Esta fórmula fue desarrollada en 1941 por J. Schilthuis y establece que la diferencia entre la cantidad de fluidos iniciales y la cantidad de fluidos remanentes en el yacimiento es igual a la cantidad de fluidos producidos.

$$\left| \begin{array}{c} \text{Volumen de fluidos} \\ \text{iniciales en el yacimiento} \\ \text{[mmbls], [bcf]} \end{array} \right| - \left| \begin{array}{c} \text{Volumen de fluidos} \\ \text{producidos} \\ \text{[mmbls], [bcf]} \end{array} \right|$$

$$= \left| \begin{array}{c} \text{Volumen de fluidos} \\ \text{remanentes} \\ \text{[mmbls], [bcf]} \end{array} \right|$$

La literatura presenta diversos estudios sobre la forma general de la EBM, sin embargo, casi todos están basados en la presentación original desarrollada en 1941.

En su forma más simple, la **EBM** está estructurada para mantener el balance de todos los fluidos que entran, salen y se acumulan en el volumen de la roca. Debido a que este se considera constante, es decir, la suma algebraica de los cambios de volumen del gas, aceite, casquete y agua debe ser igual a cero. Así mismo, la suma algebraica de todos los cambios volumétricos que ocurren en cada una de las zonas definidas dentro del volumen del control es igual a cero (casquete de gas, contacto casquete de gas aceite, aceite, contacto agua-aceite, acuífero, etc).

Para el análisis volumétrico se definen tres zonas: la zona de aceite, la zona de gas y la zona de agua que existe dentro del volumen de control.

Una de las principales suposiciones es que las tres fases (aceite, gas y agua) siempre están en equilibrio instantáneo dentro del yacimiento.

Los cambios de volúmenes ocurren a partir de un tiempo  $t=0$  a un tiempo  $t=x$  cualquiera. Primero, se procede a definir los volúmenes iniciales en cada una de las zonas, luego los volúmenes remanentes al tiempo  $t=x$ , y por último la diferencia entre estos representa la disminución en cada zona. Posteriormente se sigue con una serie de manipulaciones matemáticas para llegar a la ecuación generalizada de balance de materia. Todos los volúmenes están expresados a condiciones de yacimiento.

## 5. 2 Ecuación de Balance de Materia para yacimientos de Gas

La ecuación de Balance de Materia básica para un yacimiento de gas puede ser escrita como:

$$\begin{aligned} &|\mathbf{Moles\ iniciales\ de\ gas}| && (5.1) \\ &= |\mathbf{Moles\ remanentes\ de\ gas}| \\ &+ |\mathbf{Moles\ producidos\ de\ gas}| \end{aligned}$$

Los tres mecanismos típicos que contribuyen a la producción del gas son: la expansión del gas, cambios en la formación y agua connata debida al cambio de presión y el acuífero activo.

La ecuación anterior la podemos describir como:

$$n_i = n_r + n_p \quad (5.2)$$

Donde  $n$  son los moles del gas, los subíndices  $i, r$  y  $p$  se refieren a inicial, remanente y producido respectivamente.

La ecuación 5.2 la podemos arreglar:

$$n_p = n_i + n_r \quad (5.3)$$

En términos de unidades de superficie, la ecuación 5.3 quedaría:

$$Gp = G - G\left(\frac{B_{gi}}{B_g}\right) \quad (24.4)$$

Alternativamente, la ecuación 5.4 puede ser derivada de la ecuación general de balance de materia para yacimientos de gas, la cual está definida como:

$$G_p B_g + W_p B = G_i [B_g - B_{gi}] + \frac{G_i B_{gi}}{1 - S_w} [C_w S_w + C_f] \Delta P + W_e B_w \quad (5.5)$$

Para yacimientos con entrada de agua, como es el caso del yacimiento Tizón B-II y asumiendo que los efectos de compresibilidad del agua y de la formación son despreciables, tendremos:

$$G B_{gi} - (G - G_p) B_g = W_e - W_p B_w \quad (5.6)$$

Donde:

$$G = \frac{G_p B_g + (W_e - W_p B_w)}{B_g - B_{gi}} \quad (25)$$

Que es la ecuación de Balance de materia para yacimientos de gas con entrada de agua y la cual aplicaremos al yacimiento B-II del campo Tizón.

### 5.3 Caso práctico del método de EBM para el campo Tizón

Considerando que el yacimiento JSK Bloque II del campo Tizón cuenta con acuífero activo, se utiliza la ecuación 5.7 mencionada en la sección anterior.

Con base en el análisis cromatográfico del gas que se muestra en la siguiente tabla, proporcionado en el capítulo dos, y tomando en cuenta las formulas existentes para el cálculo de propiedades de los gases. Dicho esto, se pretende obtener el factor de compresibilidad del gas para poder realizar el cálculo de  $B_g$  y aplicar la EBM para yacimientos de gas y condensado.

Componente	Formula	Mol (%)
<b>Nitrógeno</b>	N <sub>2</sub>	0.313
<b>Metano</b>	CH <sub>4</sub>	64.218
<b>Bióxido Carbono</b>	CO <sub>2</sub>	2.501
<b>Etano</b>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	8.022
<b>Ácido Sulfhídrico</b>	H <sub>2</sub> S	5.743
<b>Propano</b>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	3.862
<b>i-Butano</b>	iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.786
<b>n-Butano</b>	nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	1.689
<b>i-Pentano</b>	iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.702
<b>n-Pentano</b>	nC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.869
<b>Hexano</b>	nC <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	1.255
<b>Heptanos+</b>	nC <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	10.04
		<b>100</b>

Con base en la información de la tabla siguiente, se puede calcular el peso molecular de cada componente del gas, la temperatura crítica y la presión crítica de los mismos. Posteriormente se lleva a cabo el cálculo de las propiedades del gas. Estas últimas se obtienen de la siguiente manera:

## 5.4 Propiedades del gas

### 5.4.1 Peso molecular aparente

Está definido matemáticamente por la ecuación:

$$Ma = \sum_{i=1} y_i M_i \quad (5.8)$$

Donde  $M_a$  es el peso molecular aparente de la mezcla (lb/lb-mol);  $Y_i$  la fracción molar del componente  $i$  en la mezcla de gas; y  $M_i$ , el peso molecular del componente  $i$  en la mezcla.

En nuestro ejemplo, el cálculo se puede observar en la tabla que continúa.

Componente	Formula	Mol (%) (y <sub>i</sub> )	Fracc Mol	Hcs. (%)	% Mol Hcs.	Peso molecular (M <sub>i</sub> )	PM Aparente (Y <sub>i</sub> M <sub>i</sub> )
<b>Nitrógeno</b>	N <sub>2</sub>	0.313	0.00313	0	0	28.013	0.088
<b>Metano</b>	CH <sub>4</sub>	64.218	0.64218	64.218	0.702	16.043	10.302
<b>Bióxido Carbono</b>	CO <sub>2</sub>	2.501	0.02501	0	0	44.01	1.101
<b>Etano</b>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	8.022	0.08022	8.022	0.088	30.07	2.412
<b>Ácido Sulfhídrico</b>	H <sub>2</sub> S	5.743	0.05743	0	0	34.076	1.957
<b>Propano</b>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	3.862	0.03862	3.862	0.042	44.097	1.703
<b>i-Butano</b>	iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.786	0.00786	0.786	0.009	58.124	0.457
<b>n-Butano</b>	nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	1.689	0.01689	1.689	0.018	58.124	0.982
<b>i-Pentano</b>	iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.702	0.00702	0.702	0.008	72.151	0.507
<b>n-Pentano</b>	nC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.869	0.00869	0.869	0.01	72.151	0.627
<b>Hexano</b>	nC <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	1.255	0.01255	1.255	0.014	86.178	1.082
<b>Heptanos+</b>	nC <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	10.04	0.1004	10.04	0.11	100.204	10.06
		<b>100</b>	<b>1</b>	<b>91.443</b>	<b>1</b>		<b>31.277</b>

#### 5.4.2 Densidad de la mezcla

La densidad de una mezcla de gas ideal se calcula reemplazando el peso molecular del componente puro, por el peso molecular aparente de la mezcla de gas:

$$\rho_g = \frac{PM_a}{RT} \quad (5.9)$$

Donde  $\rho_g$  es la densidad de la mezcla de gas en lb/pe<sup>3</sup>;  $M_a$  el peso molecular aparente;  $T$  la temperatura para una cantidad de  $n$  moles de gas en °R y;  $R$  es la constante universal de los gases (10.73 lb-p<sup>3</sup>/lb-mol-°R).

Considerando que la temperatura del yacimiento es de 817°R y el peso molecular aparente anteriormente calculado es 31.277, la presión de 12,404.2 lb/pg<sup>2</sup> (psia), obtenemos una densidad de la mezcla:

$$\rho_g = \frac{\frac{12,404.2lb}{pg^2} * 31.277 \frac{lb}{lb - mol}}{10.73 \frac{lb - p^3}{lb - mol - ^\circ R} * 817.1^\circ R} = 44.25 lb/pie^3$$

### 5.4.3 Volumen específico

Se define como el volumen ocupado por la unidad de masa del gas. Para un gas ideal, esta propiedad se calcula aplicando la ecuación:

$$v = \frac{RT}{PMa} = \frac{1}{\rho_g} \quad (5.10)$$

Donde  $v$  es el volumen específico en  $pie^3/lb$ , y  $\rho_g$  es la densidad de la mezcla de gas en  $lb/pie^3$ .

$$v = \frac{1}{44.25 lb/pie^3} = 0.0224 pie^3/lb$$

### 5.4.4 Gravedad específica o peso específico

Es la relación entre la de densidad del gas y la del aire. Ambas densidades se miden y expresan a la misma presión y temperatura, a condiciones normales matemática se escribe:

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{aire}} \quad (5.11)$$

Como el comportamiento de la mezcla de gas y aire se describe por la ecuación de gases ideales, la gravedad específica se puede expresar de la manera siguiente:

$$\gamma_g = \frac{\frac{PMa}{RT}}{\frac{PM_{aire}}{RT}} \quad (5.12)$$

Simplificando:

$$\gamma_g = \frac{Ma_g}{Ma_{aire}} \quad (5.13)$$

Donde  $\gamma_g$  es la gravedad específica del gas;  $\rho_{aire}$  es la densidad del aire;  $Ma_{aire}$  es el peso molecular aparente del aire ( $28.96 \frac{lb}{lb-mol}$ );  $Ma_g$  es el peso molecular aparente del gas en  $\frac{lb}{lb-mol}$ ; Psc es la presión estándar en psia; y Tsc la temperatura estándar en °R.

Entonces quedaría nuestro caso práctico:

$$\gamma_g = \frac{44.25 \frac{lb}{lb-mol}}{28.96 \frac{lb}{lb-mol}} = 1.539$$

#### 5.4.5 Factor de compresibilidad o desviación del gas (z)

El factor de desviación z, es la relación entre el volumen real ocupado por un gas a una presión y temperatura dada con respecto a un volumen de gas que ocuparía a la misma presión y temperatura si este fuera un gas ideal.

$$z = \frac{V_{actual}}{V_{ideal}} \quad (5.14)$$

Este factor no es una constante y varía conforme existen cambios en la composición del gas, la presión y la temperatura.

A baja presión las moléculas de gas se encuentran relativamente alejadas, y las condiciones de comportamiento de gas ideal tienen más probabilidades de cumplirse. A este tipo de presiones, el factor  $z$  presenta una tendencia aproximada a 1; por otra parte, a presión moderada, las moléculas están suficientemente cercanas como para ejercer cierta atracción entre ellas. Esta atracción hace que el volumen real sea algo menor que el volumen predicho por la ecuación de gas ideal, es decir, el factor  $z$  sea inferior al valor unitario.

En altas presiones, las moléculas se ven obligadas a estar juntas, y las fuerzas repulsivas entran en juego, el volumen real es mayor que el volumen ideal y por lo tanto el factor volumétrico del gas es mayor a 1;  $z$ , es un factor de corrección introducido en la ecuación de los gases ideales que puede ser obtenido a partir de:

$$z = \frac{V}{\frac{[nRT]}{p}} \quad (5.15)$$

Los estudios sobre factores de compresibilidad o factor de desviación de los gases naturales de distintas composiciones, han mostrado que pueden generalizarse con bastante aproximación cuando se expresan en función de las dos propiedades adimensionales siguientes.

- Presión Pseudoreducida ( $P_{pr}$ )
- Temperatura Pseudoreducida ( $T_{pr}$ )

La temperatura pseudocrítica y presión pseudocrítica son usadas para determinar las condiciones pseudoreducidas, dadas por:

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \quad (5.16)$$

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \quad (5.17)$$

Donde:

$$P_{pc} = \sum Y_j P_{cj} \quad (5.18)$$

$$T_{pc} = \sum Y_j T_{cj} \quad (5.19)$$

Dónde,  $P_{pr}$  es la presión Pseudoreducida,  $P$  es la presión,  $P_{pc}$  es la presión pseudocrítica,  $T_{pr}$  es la temperatura pseureducida,  $T$  es la temperatura,  $T_{pc}$  es la temperatura pseudocrítica,  $Y_j$  es la fracción mol de la mezcla,  $T_{cj}$  es la temperatura crítica de la mezcla,  $P_{cj}$  es la presión crítica de la mezcla.

Componente	Formula	Mol (%) (yi)	Fracc Mol	Hcs. (%)	% Mol Hcs.	Peso molecular (Mi)	PM Aparente (YiMi)	Tc (°R)	Tpc (°R)	Pc (psia)	Ppc (psia)
<b>Nitrógeno</b>	N <sub>2</sub>	0.313	0.00313	0	0	28.013	0.088	239.3	0.749	507.5	1.588
<b>Metano</b>	CH <sub>4</sub>	64.218	0.64218	64.218	0.702	16.043	10.302	343	220.268	666.4	427.949
<b>Bióxido Carbono</b>	CO <sub>2</sub>	2.501	0.02501	0	0	44.01	1.101	547.6	13.695	1071	26.786
<b>Etano</b>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	8.022	0.08022	8.022	0.088	30.07	2.412	549.6	44.088	706.5	56.675
<b>Ácido Sulfhídrico</b>	H <sub>2</sub> S	5.743	0.05743	0	0	34.076	1.957	672.4	38.613	1306	75.004
<b>Propano</b>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	3.862	0.03862	3.862	0.042	44.097	1.703	665.7	25.71	616	23.79
<b>i-Butano</b>	iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.786	0.00786	0.786	0.009	58.124	0.457	734.1	5.77	527.9	4.149
<b>n-Butano</b>	nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	1.689	0.01689	1.689	0.018	58.124	0.982	765.3	12.926	550.6	9.3
<b>i-Pentano</b>	iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.702	0.00702	0.702	0.008	72.151	0.507	828.8	5.818	490.4	3.443
<b>n-Pentano</b>	nC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.869	0.00869	0.869	0.01	72.151	0.627	845.5	7.347	488.6	4.246
<b>Hexano</b>	nC <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	1.255	0.01255	1.255	0.014	86.178	1.082	913.3	11.462	436.9	5.483
<b>Heptanos+</b>	nC <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	10.04	0.1004	10.04	0.11	100.204	10.06	972.4	97.626	396.8	39.839
		<b>100</b>	<b>1</b>	<b>91.443</b>	<b>1</b>		<b>31.277</b>	<b>Tpc=</b>	<b>386.446</b>	<b>Ppc=</b>	<b>638.412</b>

Con los valores de ciertos parámetros de entrada tales como presión y temperatura. Considerando que el yacimiento presentó una variación en las temperaturas, se calculan estas variaciones como distintas Presiones Pseudoreducida y como no existe cambio en la temperatura, la temperatura Pseudoreducida se mantiene.

Presión (psia)	Ppr (psia)	Temperatura °R	Tpr °R
<b>12404.2</b>	19.578	817.1	2.11537496
<b>11831.00</b>	18.531	817.1	2.11537496
<b>11759.94</b>	18.42	817.1	2.11537496
<b>10593.9</b>	16.59	817.1	2.11537496
<b>9954.00</b>	15.59	817.1	2.11537496

Con ayuda del grafico de Standing and Katz, se puede determinar el valor de Z, ubicando la Presión Pseudoreducida en alguno de los ejes (vertical u horizontal) y la Temperatura Pseudoreducida en las curvas contenidas en el gráfico. Se hace hincapié en que Standing and Katz no considera valores de N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> o H<sub>2</sub>S.

Los valores obtenidos, se presentan en la tabla siguiente:

Presión (psia)	Ppr (psia)	Temperatura °R	Tpr °R	z
<b>12404.2</b>	19.578	817.1	2.11537496	1.63
<b>11831.00</b>	18.531	817.1	2.11537496	1.60
<b>11759.94</b>	18.42	817.1	2.11537496	1.60
<b>10593.9</b>	16.59	817.1	2.11537496	1.53
<b>9954.00</b>	15.59	817.1	2.11537496	1.49

En la realidad no existen los gases ideales, sin embargo, muchos gases cerca de la temperatura y presiones atmosféricas se aproximan a la perfección. El gas ideal puede definirse como el gas cuyo volumen se reduce a la mitad al duplicarse la presión y cuya presión se dobla si se

duplica la temperatura manteniendo el volumen constante, esto fue mencionado en los enunciados de Boyle y Charles Mariote. En muchos casos, los gases naturales que pertenecen al área de la Ingeniería Petrolera, se han observado que, si el volumen del gas se comprime a la mitad, la presión es menor del doble de la presión inicial, es decir, el gas a comparación del gas ideal es mayormente compresible.

#### 5.4.6 Factor de volumen del gas (Bg)

Este es un factor que relaciona el volumen de gas a condiciones de yacimiento, es decir, a presión y temperatura del yacimiento, con el volumen de la misma masa del gas a las condiciones de superficie, que es la presión y temperatura a condiciones normales (14.7 psia y 60°F) y está dado por la ecuación:

$$Bg = \frac{V_{gas} (P_y T_y)}{V_{gas} (P_s, T_s)} \quad (5.20)$$

De la ecuación 63, sabemos que el volumen de un gas real está dado por:

$$V = \frac{znRT}{P} \quad (5.21)$$

Sustituyendo la ecuación 69 en 68, obtendremos:

$$Bg = \frac{\frac{znRT}{P}}{\frac{z_{cs} nRT_{cs}}{P_{cs}}} \quad (5.22)$$

Considerando que  $z_{cs}=1$  y simplificando 3.47, quedaría.

$$Bg = \frac{P_{cs} zT}{T_{cs} P} \quad (5.23)$$

Como  $P_{cs}=14.7$  psia y  $T_{cs}= 520^{\circ}R$ , entonces:

$$Bg = 0.02827 \frac{zT}{P} \quad (5.24)$$

Donde Bg está expresado en  $\text{pie}^3/\text{p}^3$ .

Cuando  $P_{cs}=1.033$   $\text{kg}/\text{cm}^2$  y  $T_{cs}=293$  K, entonces:

$$Bg = 0.003526 \frac{zT}{P} \quad (5.25)$$

Donde Bg esta expresado en  $\text{m}^3/\text{m}^3$

Con la información anterior se prosigue a hacer el cálculo de Bg para los diferentes datos de presión, en la tabla que sigue se muestran los resultados obtenidos:

Presión (psia)	Ppr (psia)	Temperatura °R	Tpr °R	z	Bg (Pie <sup>3</sup> /pie <sup>3</sup> )
<b>12404.38</b>	19.578	817.1	2.11537496	1.63	.00303
<b>11831.00</b>	18.531	817.1	2.11537496	1.60	.00312
<b>11759.94</b>	18.42	817.1	2.11537496	1.60	.00314
<b>10593.9</b>	16.59	817.1	2.11537496	1.53	.00333
<b>9954.00</b>	15.59	817.1	2.11537496	1.49	.00334

Con estos datos, se puede obtener el valor del volumen original de hidrocarburos utilizando la ecuación 40.

$$G = \frac{GpBg + (We - WpBw)}{Bg - Bgi}$$

Y sustituyendo los datos de entrada del campo Tizón Bloque II, obtenemos:

$$W_e = 3.1522 \text{ mmbbls}$$

$$W_p = 2.3481 \text{ mmbbls}$$

$$G_p = 350.44 \text{ bcf}$$

$$B_{gi} = .00303$$

$$B_g = .00334$$

$$B_w = 1$$

$$G = \frac{(350.44 \times 10^9)(.00334) + (3.1522 \times 10^6 - 2.3481 \times 10^6 * 1)}{.00334 - .00303}$$
$$= 708.1 \times 10^9 \text{ pie}^3$$

Este es el resultado obtenido del cálculo de volumen original de gas en pies<sup>3</sup> a través del método de Ecuación de Balance de Materia.

## Capítulo VI: Estimación de las Reservas del Yacimiento

### 6.1 Estimación de las reservas

Existen muchos estándares Nacionales e Internacionales para la estimación de las reservas y su evaluación. Siempre es decisión de la empresa elegir el método que se aplicará dependiendo de la regulación existente de los países donde la compañía opere. Normalmente, el método más usado es el aplicado por la Society of Petroleum Engineers (SPE) que se conoce como Petroleum Resources Management System (SPE, 2007) (Por su traducción al español: “*Sistema de Manejo de los Recursos Petroleros*”).

### 6.2 Reservas de hidrocarburos

Son las cantidades de hidrocarburos que se prevé sean recuperadas comercialmente, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo, de acumulaciones conocidas, en un periodo de tiempo, a condiciones definidas. Estas, deben estar descubiertas, ser recuperables, comerciales y ser sustentadas (a la fecha en la que se evaluaron) en uno o más proyectos de desarrollo.

Las reservas poseen un valor económico asociado a las inversiones, a los costos de operación y mantenimiento, a los pronósticos de producción y a los precios de venta de los hidrocarburos.

La certidumbre depende principalmente de la cantidad y calidad de la información petrofísica, geológica, geofísica y de ingeniería, así como la disponibilidad de esta información al tiempo de la estimación e interpretación.

Clasificación de las reservas de hidrocarburos

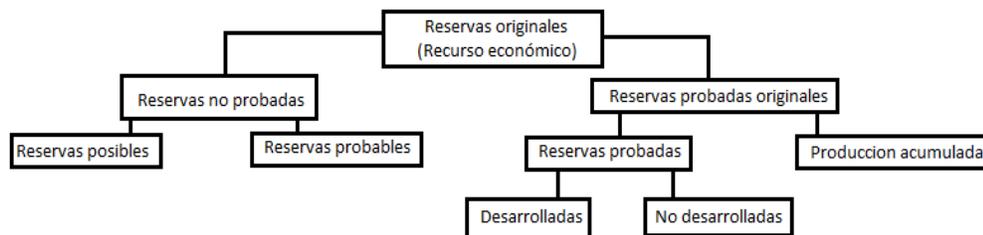


Ilustración 6.1 Clasificación de las Reservas de hidrocarburos (CRUZ G., 2012)

### 6.2.1 Reservas probadas

De acuerdo a la Securities Exchange Commission (SEC), las reservas probadas son cantidades estimadas de aceite crudo, gas natural y líquidos del gas natural, las cuales, mediante datos de geociencias y de ingeniería, demuestran que sean recuperadas en años futuros comercialmente bajo condiciones económicas viables, métodos de operación y regulaciones gubernamentales existentes a una fecha específica. Son clasificadas en desarrolladas y no desarrolladas. La determinación de esta cantidad es a través de datos geológicos y de ingeniería, tales como, gastos iniciales y declinaciones, factores de recuperación y estimaciones volumétricas, relaciones gas aceite o rendimientos de líquidos.

Las reservas son consideradas probadas si la productividad comercial del yacimiento está apoyada por datos de producción reales o pruebas de producción concluyentes. Pueden asignarse de acuerdo a registros de pozo y análisis de núcleos, así mismo puede ser realizado un análisis de pozos de correlación.

La magnitud del volumen incluye el volumen delimitado por la perforación y el contacto con los fluidos, incluye las porciones no perforadas del yacimiento que puedan ser razonablemente juzgadas como comercialmente productoras. Las reservas a producirse mediante métodos

de recuperación secundaria o mejorada, se incluyen en esta categoría, solo cuando se tiene un resultado exitoso a través de una prueba piloto representativa.

Las reservas probadas son aquellas que sustentan los proyectos de inversión, aportan la producción y tienen mayor certidumbre que las probables y posibles.

**Reservas desarrolladas.** Son aquellas reservas que se espera sean recuperables de pozos ya existentes, incluyendo las reservas detrás de la tubería. En el caso de las reservas que requieran o estén asociadas a la recuperación secundaria o mejorada, solo son consideradas como desarrolladas cuando los costos utilizados sean menores y la respuesta de producción sea la pensada durante la planeación del proyecto.

**Reservas no desarrolladas.** Son las reservas que se espera sean recuperadas a través de pozos nuevos en áreas sin perforar o donde la inversión económica es mayor para terminar los pozos existentes y/o construir las instalaciones para iniciar la producción y transporte.

### 6.2.2 Reservas no probadas

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos que han sido evaluados a condiciones atmosféricas, al extrapolar características y parámetros del yacimiento más allá de los límites de certidumbre razonable, o de suponer pronósticos de gas con escenarios tanto técnicos como económicos que no son los que existen al momento de la evaluación. Los volúmenes de hidrocarburos descubiertos comercialmente producibles, pueden ser clasificados como reservas no probadas.

**Reservas probables.** Son el tipo de reservas no probadas para las cuales el análisis de la información geológica y de ingeniería del yacimiento sugiere

que son más factibles de ser comercialmente recuperables; se incluyen en esta clasificación aquellas reservas ubicadas en formaciones con potencial productor y que han sido inferidas a través de registros geofísicos, pero los datos y las pruebas no han sido contundentes.

En el caso de recuperación secundaria y/o mejorada, las reservas son probables cuando un proyecto o prueba piloto ha sido planeado, pero aún no ha sido realizado y las características del yacimiento parecen favorables para ser rentables.

Las siguientes condiciones conducen a clasificar las reservas como probables:

- I. Reservas localizadas en áreas donde la formación productora aparece separada por fallas geológicas, y la interpretación indica que este volumen se encuentra en una posición estructuralmente más alta que la del área probada.
- II. Reservas asociadas a futuras intervenciones, estimulaciones, cambio de equipo u otros procedimientos mecánicos; cuando estas medidas no han sido exitosas al aplicarse en pozos que tienen un comportamiento similar y que han sido aplicados en yacimientos con características semejantes.
- III. Reservas incrementales en formaciones productoras, donde análisis de los datos indican que existen reservas adicionales a las clasificadas como probadas.
- IV. Reservas adicionales asociadas a pozos intermedios, y que pudieran haber sido clasificadas como probadas si se hubiera desarrollado el campo con un espaciamiento menor entre pozos.

**Reservas posibles.** Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos factible su recuperación comercial que las reservas probables.

Pueden incluir los siguientes casos:

- I. Reservas basadas en interpretaciones geológicas y que pueden existir en áreas adyacentes a las reservas probables dentro del mismo yacimiento.
- II. Reservas ubicadas en formaciones que parecen estar impregnadas de hidrocarburos, con base al análisis de núcleos y registro de pozos.
- III. Reservas adicionales por perforación intermedia, la cual está sujeta a incertidumbre técnica.
- IV. Reservas incrementales atribuidas a esquemas de recuperación secundaria o mejorada cuando un proyecto o prueba piloto está planeado, pero no se encuentra operando, y las características de la roca fluido son tales que existe duda sobre la ejecución del proyecto.
- V. Reservas en un área de la formación productora que parece estar separada del área probada por fallas geológicas y la interpretación indica que la zona de estudio se encuentra más baja de las acumulaciones de reservas probadas o probables.

**Petróleo crudo equivalente.** Es una forma utilizada a nivel internacional para reportar el inventario total de hidrocarburos. Su valor resulta de adicionar los volúmenes de aceite crudo, condensados, líquidos en planta y del gas seco equivalente a líquido.

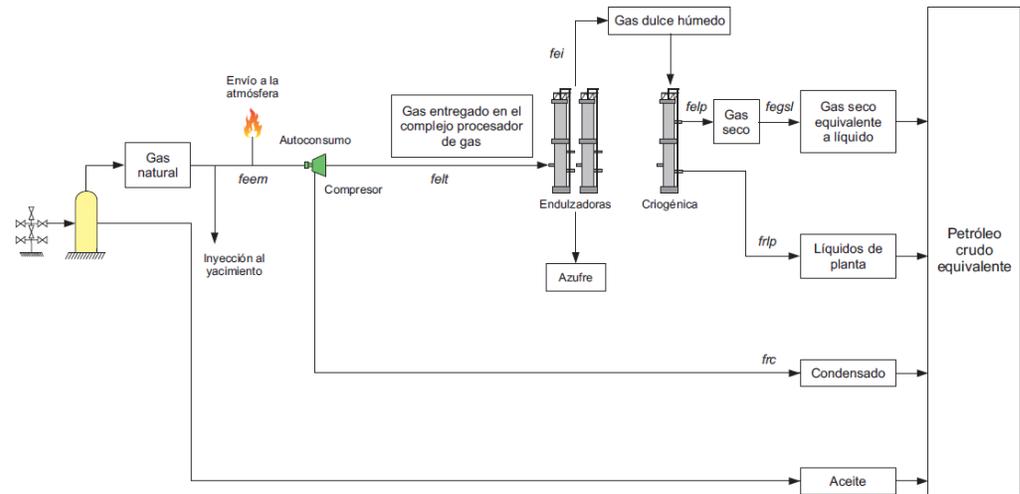


Ilustración 6.2 Diagrama para la evaluación de reservas de hidrocarburos (PEMEX, 2017)

Este tipo de yacimientos se encuentran en fase gaseosa a las condiciones iniciales de presión y temperatura; al caer la presión por debajo de la presión de rocío, ocurre una condensación retrograda del gas en el yacimiento. Esto se debe a que la temperatura de estas acumulaciones es mayor que la temperatura crítica de la mezcla, pero menor que su criconderterma.

Estos yacimientos presentan las siguientes características iniciales:

- Relación gas aceite de 500 a 15 000 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>
- Densidades del líquido producido de 41 a 57°API (de 0.82 a 0.75 gr/cm<sup>3</sup>)
- Contenido de componentes pesados (C<sub>7+</sub>) en el fluido original menor al 11%

En virtud de que se obtiene una gran cantidad de líquidos en el separador, la parte operativa de Pemex Exploración y Producción comercializa este condensado como aceite crudo. Por lo que en el procedimiento de cálculo se obtiene una reserva de aceite crudo igual a la reserva de condensado obtenido a través del gas en el separador.

**Volumen original del gas natural a condiciones atmosféricas (G):** Se calcula dividiendo el volumen original del gas medido a condiciones de yacimiento entre el factor de volumen original del gas.

$$G = \frac{GBgi}{Bgi} \quad (6.126)$$

Para la obtención de G en el campo Tizón, se aplicaron los tres métodos ocurridos en los capítulos previos, para fines prácticos utilizaremos aquel volumen que fue calculado por el método volumétrico y por balance de materia. El valor obtenido es de 708.1 bcf.

**Volumen original de condensado (N):** Se calcula multiplicando el volumen original de gas a condiciones atmosféricas por la riqueza de condensados.

$$N = G R_c \quad (6.2)$$

$$N = 708.1bcf * 185.4 bls/mmcf = 131.3 \times 10^6 bls$$

La riqueza de los condensados es obtenida a través del RGA del PVT específicamente en la prueba de separadores, el valor utilizado es de 1,041.0 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>, multiplicado por 0.1781, de manera que obtenemos el inverso del factor de conversión de 5.615 que es la relación entre p<sup>3</sup>/bls ya que lo se necesita es la relación condensado-gas y no lo opuesto, para obtener la conversión de m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> a bls/bcf.

**Factor de recuperación del gas (Frg):** La recuperación de hidrocarburos de un yacimiento depende de muchos factores, entre otros, de las variaciones en las propiedades petrofísicas de las rocas, propiedades de los fluidos, mecanismos de expulsión que imperan en el yacimiento y ritmo de explotación; este factor se puede calcular utilizando los siguientes métodos:

- Aplicación de modelos numéricos
- Estudios de predicción de comportamiento
- Curvas de declinación
- Pruebas de desplazamiento
- Empirico-Estadísticos

**Reserva original de gas natural (ROGN).** Es igual al volumen original de gas menos el volumen de gas remanente a la presión de abandono. También se obtiene multiplicando el volumen original del gas, medido a condiciones atmosféricas, por el factor de recuperación del gas.

$$ROGN = G Fr_g \quad (6.3)$$

Para el cálculo de la reserva original de gas natural, se considera un factor de recuperación del 65.8%. Por lo que:

$$ROGN = 708.1 \text{ bcf} * .658 = 466.0 \text{ bcf}$$

Reserva original de aceite (ROA): Es igual al volumen original de aceite menos el volumen original de aceite remanente a la presión de abandono. Se obtiene de igual manera multiplicando el volumen original de aceite por el factor de recuperación de aceite.

$$ROA = A Fr_a \quad (6.4)$$

Para el cálculo de la reserva original de aceite, se considera un factor de recuperación del 65.1. Por lo que:

$$ROA = 131.3 \text{ mmbbls} * .651 = 85.5 \text{ mmbbls}$$

Si consideramos la producción acumulada del yacimiento la cual asciende a  $G_p=350.4 \text{ bcf}$  y  $N_p=64.2 \text{ mmbbls}$ , entonces las reservas remanentes son:

Para el caso del gas:

$$RRGN = ROGN - GP \quad (6.5)$$

$$RRGN = 466.0bcf - 350.4 bcf = 115.6 bcf$$

Para el caso del aceite:

$$RRA = ROA - Np \quad (6.6)$$

$$RRA = 85.5 mmbls - 64.2 mmbls = 21.3 mmbls$$

# Conclusiones y Recomendaciones

- La utilización de cualquier método para la estimación del volumen original de gas y/o aceite, brinda una buena aproximación del contenido de hidrocarburos existente en el yacimiento, siempre y cuando la información, ya sea petrofísica, PVT, sísmica, geológica, etc., este validada y aprobada por el grupo que participa en el estudio del yacimiento.
- Para la realización de este trabajo en la estimación del volumen original, se aplicaron tres métodos: el método volumétrico, probabilístico y el de Ecuación de Balance de Materia. De estos tres métodos se concluye que el método volumétrico se debe aplicar en la etapa inicial de desarrollo de un yacimiento, cuando se dispone de pocos pozos e información limitada, se debe tener en cuenta que las propiedades petrofísicas y PVT utilizadas son las mismas en cualquier porción del yacimiento, situación que en la realidad no sucede, por lo que es necesario que a medida que se disponga de mayor información, este método se complemente con cualquier otro.
- El método probabilístico o Montecarlo, fue otro de los métodos empleados en este trabajo, ventajas de este, es que utiliza un rango de parámetros de todas las variables que intervienen en el cálculo, ya sean variables petrofísicas ( $\phi$ ,  $S_w$ ,  $h$ ), sísmicas (Area) ó PVT ( $B_{gi}$  o  $B_{oi}$ ) y el cálculo se efectúa haciendo diferentes iteraciones con los rangos utilizados para cada variable. Para emplear este método es indispensable disponer de información de varios pozos para establecer los rangos de las variables que intervienen en el cálculo. Otra de las ventajas es que se obtienen escenarios de la estimación

del volumen original de gas, el P10 (percentil 10) que se interpreta como una probabilidad del 90 por ciento que se dé ese escenario; el P50 (percentil 50), donde la probabilidad es del 50 por ciento que suceda el escenario y finalmente el P90 (percentil 90) donde el escenario tiene una probabilidad del 10 por ciento. En términos generales es un método confiable y para cuestiones prácticas normalmente se utiliza el escenario P50, sin embargo, esto no significa que los escenarios P10 y P50 no se puedan dar.

- Por otra parte, la utilización de la ecuación de Balance de Materia es una alternativa muy confiable para la estimación del volumen original de un yacimiento. Este método normalmente es aplicable en etapas avanzadas de explotación, donde el yacimiento presenta caídas de presión ( $\Delta P$ ) originadas por la extracción de fluidos del yacimiento (aceite, gas y agua). A diferencia de los dos métodos anteriores, este método es dinámico ya que considera el flujo de los fluidos en el medio poroso por lo que su exactitud es mayor.
- La evaluación o estimación del volumen original de gas para el yacimiento JSK B-II por los métodos mencionados con anterioridad, arrojó los siguientes resultados:

• Método	• G(bcf)
• Volumétrico	• 564.9
• Probabilístico P50	• 564.6
• EBM	• 708.1

- La diferencia existente entre el volumen original del probabilístico respecto al obtenido por Balance de Materia es de alrededor 20 por ciento o 124 miles de millones de pies cúbicos, la razón es que la EBM considera características más descriptivas del yacimiento mientras que los otros solo consideran el espesor neto impregnado del yacimiento. Después de observar esta diferencia se volvieron a

analizar los registros geofísicos y se confirmó la probabilidad de que el yacimiento Jurásico Tithoniano este en comunicación con el Jurásico Kimmeridgiano y que este aportando hidrocarburos al mismo.

- El yacimiento JSK B-II del campo Tizón se ha caracterizado como un yacimiento de gas y condensado. Las características de este tipo de yacimientos es que presentan altos factores de recuperación cuando son explotados de manera óptima. Se espera que el yacimiento presente valores de 65.8 por ciento de factor de recuperación para el gas y de 65.1 por ciento para el aceite, lo que significó que sería explotado de manera adecuada.
- De acuerdo a las condiciones actuales de presión el yacimiento aún está en etapa de bajosaturación, es decir, únicamente existe una fase en el yacimiento.

# Referencias

- *A method to determine K-Values from Laboratory Data and its Applications*, Dallas, Tx, Bashbush J.L. October 1981.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos (2014). *Campo Tizón Ronda Cero*, Ciudad de México, CNH.
- Cruz Guerrero G. (2012). *Apuntes de Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*, Ciudad de México, PEMEX.
- Fan, L et al. *Understanding Gas Condensate Reservoirs*, SLB Outfield, Moscú, Schlumberger (En Ingles).
- Schlumberger, *Reporte Estudio PVT/ gas condensado, Tizón 214*, (2009), Campeche, México, SLB.
- SPE 219: *Equilibrium Constants for a Gas-Condensate System*, Houston Tx. Hoffman A.E., Crump J.S., Hocott C.R., October 1952
- SPE 10067-PA: *Evaluating Constant-Volume Depletion Data*, Withson, Stein B, Norwegian Inst. Of Technology, 1983.
- SPE 15765: *Practical Limitations in Obtaining PVT Data for Gas Condensate Systems*, D. G. P. Eyton
- SPE 18571: *Reservoir Fluid Property Correlations—State of the Art*, W.D. McCain Jr.,\* (TEXT)
- SPE 18760: *QUALITY ASSURANCE FOR PVT SAMPLING AND TESTING - ENDICOTT FIELD, ALASKA* By M,W,Pcwak, P.K Pande and G. Swanson\*,
- SPE 91505: *On the Validation of PVT Laboratory Experiments*, Houston Tx, Samaniego V.F., Bashbush J.L., León G.A., et al. Septiembre 2004.
- SPE 101449: *Reservoir Fluid Properties – State of The Art and Outlook for Future Development*, M. Al-Marhoun.

- PEMEX (2005). *El libro de las reservas*, PEMEX, México. Edición 2005.
- PEMEX (2014). *El libro de las reservas*, PEMEX, México. Edición 2014.
- PEMEX (2015). *El libro de las reservas*, PEMEX, México. Edición 2015.
- PEMEX (2016). *El libro de las reservas*, PEMEX, México. Edición 2016.
- PEMEX (2016). *Campo Tizón, Proyecto de Explotación: Delta de Grijalva*, PEMEX PEP, México.
- PEMEX (2017). *El libro de las reservas*, PEMEX, México. Edición 2017.