



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“ANÁLISIS DE LOS MODELOS DE ESTIMACIÓN DE
PRODUCCIÓN UTILIZADOS EN LOS YACIMIENTOS
PETROLEROS DE MÉXICO”**

T E S I S

para obtener el título de:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

CESAR MAURICIO CUBA NOGALES

Director de Tesis:

Ing. Gaspar Franco Hernández

México, agosto de 2012



ANÁLISIS DE LOS MODELOS DE ESTIMACIÓN DE PRODUCCIÓN UTILIZADOS EN LOS YACIMIENTOS PETROLEROS DE MÉXICO

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE GENERAL	1
NOMENCLATURA	4
1 INTRODUCCIÓN.....	6
2 IMPORTANCIA DE LA ESTIMACIÓN DE PERFILES DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	7
2.1 EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	7
2.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	11
2.3 CLASIFICACIÓN Y ESTIMACIÓN DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS	12
2.4 ESTADO ACTUAL DE LOS YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS EN MÉXICO.....	14
2.4.1 Región Marina Noreste	14
2.4.2 Región Marina Suroeste	16
2.4.3 Región Norte.....	18
2.4.4 Región Sur	20
3 MODELOS DE ESTIMACIÓN DE PERFILES DE PRODUCCIÓN EN LA INDUSTRIA PETROLERA ...	23
3.1 CURVAS DE DECLINACIÓN	25
3.1.1 Declinación hiperbólica	26
3.1.2 Declinación armónica.....	26
3.1.3 Declinación exponencial.....	27
3.1.4 Predicción del comportamiento.....	27
3.1.5 Información necesaria para la utilización de Curvas de Declinación	28
3.1.6 Herramientas computacionales en el mercado.....	28
3.2 BALANCE DE MATERIA.....	29
3.2.1 Mecanismos de producción	30
3.2.2 Ecuación de Balance de Materia General para Yacimientos de aceite.....	34
3.2.3 Ecuación de Balance de Materia General para Yacimientos de gas.....	38
3.2.4 Información necesaria para la utilización del Balance de Materia	43
3.2.5 Herramientas computacionales en el mercado.....	45
3.3 SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS	45
3.3.1 Modelos matemáticos.....	45

3.3.2	Solución a los modelos matemáticos: Discretización en tiempo y espacio	48
3.3.3	Clasificación de los simuladores	49
3.3.4	Información necesaria para la utilización de la Simulación Numérica	51
3.3.5	Herramientas computacionales en el mercado	53
3.4	VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE CADA MODELO DE ESTIMACIÓN	54
4	ANÁLISIS DE LOS MODELOS DE ESTIMACIÓN DE PRODUCCIÓN EN MÉXICO	57
4.1	RESUMEN DE LOS ANÁLISIS Y RESULTADOS	58
4.2	IDENTIFICACIÓN DE LA PROBLEMÁTICA Y DETERMINACIÓN DEL OBJETIVO	62
4.3	CONOCIMIENTO DE LOS MODELOS	62
4.4	INTEGRACIÓN DE LA INFORMACIÓN	62
4.4.1	Información existente	63
4.4.2	Solicitud de la Información	63
4.4.3	Calidad de la información recibida	65
4.5	DIAGNÓSTICO GENERAL DE LA INFORMACIÓN	66
4.5.1	Modelos de estimación de producción	69
4.5.2	Resto de la información	71
4.5.2.1	Yacimientos de aceite negro	71
4.5.2.2	Yacimientos de aceite ligero	74
4.5.2.3	Yacimientos de gas húmedo	76
4.5.2.4	Yacimientos de gas seco	78
4.5.2.5	Yacimientos de gas y condensado	80
4.6	ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN SEGÚN SU MODELO DE ESTIMACIÓN	82
4.6.1	Evaluación de la información de los yacimientos con Curvas de Declinación	82
4.6.2	Evaluación de la información de los yacimientos con Balance de Materia	85
4.6.3	Evaluación de la información de los yacimientos con Simulación Numérica	89
4.7	EVOLUCIÓN A UN MODELO MÁS SOFISTICADO	93
4.7.1	Análisis del Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo	94
4.7.2	Yacimientos que pueden mejorar su modelo de estimación	95
4.7.2.1	Yacimientos que pueden mejorar su modelo de estimación a Balance de Materia	96
4.7.2.2	Yacimientos que pueden mejorar su modelo de estimación a Simulación Numérica	97
4.7.3	Yacimientos que podrían mejorar su modelo de estimación	100
4.7.3.1	Yacimientos que podrían mejorar su modelo de estimación a Balance de Materia	100
4.7.3.2	Yacimientos que podrían mejorar su modelo de estimación a Simulación Numérica	103
4.7.4	Yacimientos que deben mejorar su modelo de estimación	109
4.7.4.1	Yacimientos que deben mejorar su modelo de estimación a Balance de Materia	110
4.7.4.2	Yacimientos que deben mejorar su modelo de estimación a Simulación Numérica	112
5	CONCLUSIONES	118

6	RECOMENDACIONES	119
	BIBLIOGRAFÍA	120
	GLOSARIO	122

NOMENCLATURA

A-P-C	Abkatún-Pol-Chuc.
B_g	Factor de volumen del gas.
B_o	Factor de volumen del aceite.
B_w	Factor de volumen del agua.
B-J	Bellota-Jujo.
C_g	Compresibilidad del agua.
C_o	Compresibilidad del gas.
C_w	Compresibilidad del aceite.
F	Producción de fluidos.
G	Volumen original de gas @ c. s.
G_i	Volumen acumulado de gas inyectado.
G_p	Producción acumulada de gas.
k	Permeabilidad.
kr G-O	Permeabilidad relativa gas-aceite.
kr W-G	Permeabilidad relativa agua-gas.
kr W-O	Permeabilidad relativa agua-aceite.
K-M-Z	Ku-Maloob-Zaap.
mmb	millones de barriles.
mmmpc	miles de millones de pies cúbicos.
N	Volumen original de aceite @ c. s.
N_p	Producción acumulada de aceite.
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo.
P	Presión.
P_b	Presión de burbuja del yacimiento.
P_{c G-O}	Presión capilar gas-aceite.
P_{c W-G}	Presión capilar agua-gas.
P_{c W-O}	Presión capilar agua-aceite.
Pr	Presión de rocío del yacimiento
PR-A	Poza Rica-Altamira.
P_{wf}	Presión de fondo fluyendo.
Py	Presión del yacimiento.
Q_g	Gasto de gas.
Q_{gi}	Gasto inicial de gas.
Q_o	Gasto de aceite.
Q_{oi}	Gasto inicial de aceite.
Q_w	Gasto de agua.
RGA	Relación gas-aceite.
R_p	Relación gas-aceite producida.
R_s	Relación de solubilidad de gas en aceite.
VPI	Valor presente de la inversión.
RMNE	Región Marina Noreste.
RMSO	Región Marina Suroeste.
RN	Región Norte.
RS	Región Sur.

VPN	Valor presente neto.
We	Entrada de agua.
W_i	Volumen acumulado de agua inyectado.
W_p	Producción de agua acumulada.
Z	Factor de desviación del gas.
γ_g	Densidad relativa del agua.
γ_o	Densidad relativa del gas.
γ_w	Densidad relativa del aceite.
μ_g	Viscosidad del gas.
μ_o	Viscosidad del aceite.
μ_w	Viscosidad del agua.
φ	Porosidad.
ρ_o	Densidad del aceite.
ρ_g	Densidad del gas.
ρ_w	Densidad del agua.

ANÁLISIS DE LOS MODELOS DE ESTIMACIÓN DE PRODUCCIÓN UTILIZADOS EN LOS YACIMIENTOS PETROLEROS DE MÉXICO

1 INTRODUCCIÓN

En la industria petrolera la valoración de cualquier proyecto depende de muchos factores; para ésto es indispensable realizar diferentes análisis y evaluaciones con el fin de determinar las mejores opciones de llevarlo a cabo, para maximizar la rentabilidad y factibilidad del mismo. Los proyectos en la industria petrolera son de diferente impacto y magnitud; desde un proyecto de exploración para toma de información sísmica, hasta un proyecto de explotación integral.

La rentabilidad y factibilidad de los proyectos pueden ser determinadas mediante un análisis o evaluación económica. En una evaluación económica se toman en cuentas diferentes factores que afectan el valor del proyecto, como por ejemplo: la inversión, gastos de operación, precios y las producciones de aceite y/o gas. Sin embargo, dichas variables cambian constantemente, por lo tanto deben ser estimadas a partir de una predicción de su comportamiento.

De dichas variables, la estimación de los perfiles de producción es la más importante, ya que de ella depende todo el plan de explotación del yacimiento o campo, desde el número de pozos a ser perforados y la construcción de instalaciones superficiales, hasta la planificación de procesos adicionales de recuperación; dicho de otra manera: las inversiones y los futuros gastos de operación.

Los perfiles de producción son además una variable con un alto grado de incertidumbre en las primeras etapas de desarrollo de un yacimiento y muchas veces esta incertidumbre no se reduce, ésto puede deberse a la falta de toma de información en dicho yacimiento, grandes heterogeneidades en sus propiedades, falta de actualización de la información, yacimientos con poco potencial de producción, entre otras; es por eso que se utilizan diferentes modelos para calcular y estimar estos perfiles de producción.

En la práctica profesional se utilizan diferentes modelos de estimación, cuya aplicación está en función de diferentes variables como lo son: propiedades de los fluidos y roca del yacimiento, etapa de vida del yacimiento, cantidad de información disponible, heterogeneidad del yacimiento, tipo de hidrocarburo, la capacidad e interés de los ingenieros, entre otras.

El objetivo principal de esta investigación es analizar el estado actual de los modelos de estimación de producción utilizados en los yacimientos del país, específicamente en el conocimiento de las bases con las que fueron desarrollados, la información necesaria para su aplicación y poder realizar las recomendaciones para una mejor aplicación de los mismos, que permitan reducir la incertidumbre en la predicción de perfiles de producción.

México es un país que actualmente cuenta con una gran cantidad de yacimientos; se tienen 1,328 yacimientos, en tierra y en mar, de gas y de aceite, en rocas carbonatadas y siliciclásticas; por esa gran diversidad entre los yacimientos es que la predicción de perfiles de producción debe ser obtenida utilizando la máxima información posible del yacimiento y la que más se adecue a las características propias del mismo. Dichas características son principalmente parámetros técnicos tales como comportamiento de las propiedades de los fluidos, propiedades roca-fluidos, historiales de producción, entre otras.

2 IMPORTANCIA DE LA ESTIMACIÓN DE PERFILES DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

2.1 EVALUACIÓN ECONÓMICA

En todas las actividades y a lo largo de nuestra vida, estamos escogiendo entre un sinnúmero de opciones, a veces eligiendo, de manera instintiva, la que consideramos más conveniente; sin embargo, para casos más complicados, nuestra intuición no será suficiente por lo que debemos establecer un procedimiento general que nos ayude a seleccionar la opción que producirá mejores resultados.

En la selección de la mejor alternativa, el analista es el responsable de realizar una evaluación que sustente la decisión del ejecutivo. Cuando se documentan oportunidades de inversión, es necesario analizar todas las opciones que se pueden presentar y decidir por la más factible, desde el punto de vista técnico-económico y con base en ésto, tomar la decisión más redituable.

Antes de hablar de los proyectos petroleros, definiremos primero lo que es un proyecto de inversión: Es una propuesta de acción técnico-económica para resolver una necesidad utilizando un conjunto de recursos los cuales pueden ser, humanos, materiales y tecnológicos. Nos permite saber si la idea es viable, si es posible realizarse y si dará ganancias en un plazo determinado.

Los proyectos petroleros están en función de muchas variables, tanto técnicas como económicas; a su vez, para realizar un adecuado análisis de cada proyecto se deben realizar evaluaciones del mismo y para realizar dichos análisis se necesita información. De manera general el proceso de desarrollo de un proyecto de explotación se describe en la siguiente figura. **Fig. 2.1.**



Fig. 2.1 Proceso de desarrollo de un proyecto petrolero.

Para poder iniciar un proyecto de explotación se necesita haber descubierto un nuevo prospecto de yacimiento a desarrollar. Posterior a eso la toma de información de ese yacimiento es importante, de primera instancia para estimar un volumen original de hidrocarburos. Una vez que se tiene estimado un volumen original del yacimiento, se decide su prioridad de explotación en función de dicho volumen y demás propiedades del mismo; algunas veces su explotación no es inmediata, otras veces se decide que el yacimiento es estratégico, por lo que realiza la toma de mayor información para reducir la incertidumbre en su volumen original.

Una vez que se tiene conocimiento de un volumen original y el yacimiento posee suficiente información se precede a estimar reservas del mismo, para ésto se necesita estimar perfiles de producción, de los cuales se obtendrá un factor de recuperación esperado en función de un límite económico que se establece para dicho yacimiento.

Posteriormente a la realización de diferentes estimaciones de volúmenes prosigue a realizarse una evaluación económica. La evaluación económica es un análisis de egresos e ingresos de un proyecto, con el fin de estimar la factibilidad y beneficios económicos que nos proporcionará dicho proyecto, por medio de un conjunto de estudios que permiten estimar las ventajas y desventajas que se derivan de asignar determinados recursos para la producción de bienes y servicios. Es el procedimiento a través del cual se determina si un proyecto generará flujos de efectivo positivos.

Para realizar una evaluación económica de un proyecto se deben determinar las fuentes de ingresos y egresos de dicho proyecto. Las cuatro principales variables de las cuales dependen estos ingresos y egresos son:

a) **Inversión:** Las inversiones en un proyecto son el capital; ya sea propio o de terceros, que se pone en juego con el objeto de obtener un beneficio, y deberán calcularse a precios constantes por año para el horizonte a evaluar, estas pueden ser: Estratégicas u Operacionales.

- **Inversión estratégica:** Es la inversión utilizada para incrementar la capacidad instalada y/o producción adicional a la actual.

- Perforación y terminación de pozos, tanto de exploración. Delimitación y desarrollo.
- Construcción de instalaciones superficiales.
- Instalación de Sistemas Artificiales de producción.
- Implementación de Recuperación Secundaria o Mejorada.

- **Inversión operacional:** Es la inversión utilizada para mantener en condiciones naturales o actuales de operación a la infraestructura productiva y de soporte relacionada:

- Modernización de instalaciones.
- Realización de estudios geológicos y geofísicos.
- Intervenciones a pozos.
- Protección ecológica.
- Seguridad industrial.
- Abandono de campos y taponamiento de pozos.

b) **Gastos de Operación:** Dinero que se gasta en el mantenimiento de las operaciones y de la producción, que van desde mantenimiento de equipos e instalaciones hasta sueldos de los empleados. Es responsabilidad del que está formulando la unidad de inversión, documentar con detalle todos los rubros del gasto de operación, para cada proyecto se deberá desglosar lo siguiente:

- Mano de obra.
- Reserva laboral.

- Perfil de consumo de gas.
 - Perfil de inyección de fluidos para procesos de recuperación adicional.
 - Perfil de fluido a tratar por efecto de la producción (agua, nitrógeno)
 - Materiales.
 - Servicios generales.
 - Otros.
- c) **Precio de los hidrocarburos:** Variable difícil de controlar, que cambia día a día y depende de la calidad del hidrocarburo, de la región que lo produce y muchos factores tanto económicos como políticos. La estimación de precios de los hidrocarburos en el mundo son determinados, aplicando un desplazamiento a un crudo marcador; existen 3 principales referencias para ésto:
- **Cesta OPEP:** Compuesta por siete tipos distintos de crudo y su precio medio es anunciado oficialmente en Viena por el secretario de la organización petrolera. Los integrantes de la cesta son los crudos “Saharan Blend” (Argelia), “Minas” (Indonesia), “Bonny Light” (Nigeria), “Arab Light” (Arabia Saudí), “Dubai” (Emiratos Árabes Unidos), “Tía Juana Light” (Venezuela) e “Istmo” (México).
 - **West Texas Intermediate:** Es un petróleo de mayor calidad que el Brent. Es el tipo de crudo de referencia en el mercado Estadounidense y cotiza en la New York Mercantile Exchange, pero dado que el crudo producido en Estados Unidos no se puede exportar pierde importancia como marcador de precios internacional.
 - **Brent Blend:** El crudo marcador dominante en el mercado internacional, es el tipo de crudo de referencia en los mercados europeos y para un 65% de las diferentes variedades de crudo mundial. El Brent es un petróleo de alta calidad, caracterizado por ser ligero (baja gravedad API) y dulce (bajo contenido de azufre). El Brent cotiza en el Internacional Petroleum Exchange (IPE) de Londres.

La estimación de los precios de los hidrocarburos en México son emitidas por la Gerencia de Precios de la Dirección Corporativa de Finanzas, las cuales corresponden al escenario medio de precios en donde se tiene un precio promedio de la mezcla de crudos de exportación en dólares por barril para el aceite y dólares por millar de pie cúbico para el gas. Después estos precios son llevados a nivel campo, de acuerdo a la calidad, costos de transporte y poder calórico del hidrocarburo correspondiente, resultando un precio promedio del proyecto.

- d) **Perfil de producción de hidrocarburos:** Sea en base a producción diaria, mensual o anual de fluidos, se refiere al volumen acumulado de producción del periodo de tiempo el que abarcará la evaluación, obtenidos a partir de un modelo de estimación de perfiles de producción.

Las cuatro variables representan tanto los egresos como los ingresos a partir de los cuales se realizará la evaluación económica. De estas cuatro variables, las que generalmente impactan más en el flujo de efectivo son el precio y la producción.

En la práctica profesional estos análisis se realizan cuando se inician proyectos o existe algún cambio en ellos, el análisis para el ejemplo es anual; sin embargo, puede realizarse semestral, mensual, semanalmente o incluso diariamente, dependiendo que tan específico se quiera realizar la evaluación.

Una vez que se tienen esta información se procede al cálculo de ingresos y del flujo efectivo antes de impuestos, se hace una diferencia de ingresos menos egresos; los ingresos son las ventas de hidrocarburos, mientras que los egresos incluyen tanto inversiones, como gastos de operación.

Fig. 2.2.

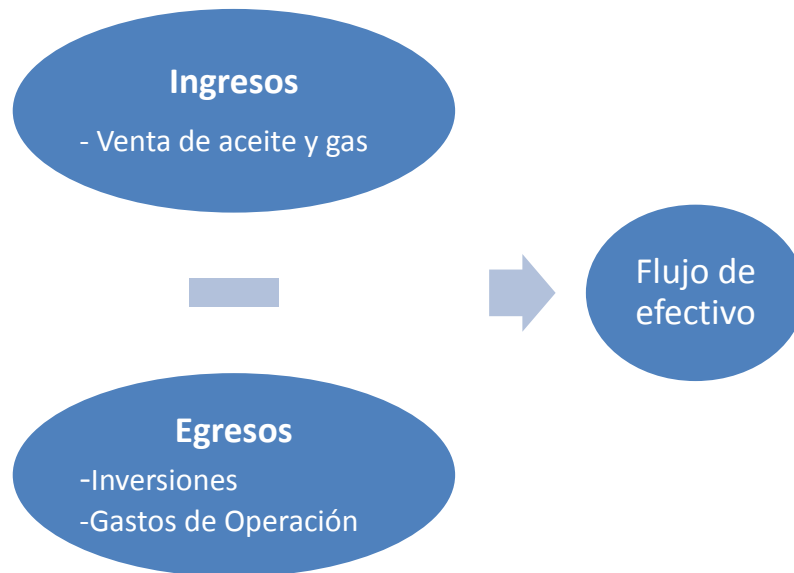


Fig. 2.2 Factores que intervienen en una evaluación económica.

Adicionalmente, los impuestos son otro tipo de egresos que incluyen: regalías, fondos sociales y de desarrollo y demás que apliquen e incluyan el modelo fiscal del país. Al resultado del descuento se le llama Flujo de efectivo después de impuestos.

Finalmente con esta información se puede realizar una evaluación económica apropiada, estimándose diferentes parámetros e indicadores económicos:

- **Valor Presente Neto:** Es el beneficio económico que se obtendrá en un período determinado por invertir en un proyecto. La suma de los flujos de efectivos netos descontados, es equivalente al Valor Presente Neto.
- **Valor Presente de la Inversión:** Es la inversión demandada en el proyecto aplicándole una tasa de descuento. Resulta de la suma de los egresos, descontados a una tasa de interés estipulada.
- **Índice de utilidad o relación VPN/VPI:** Es el cociente del Valor Presente Neto entre el Valor Presente de la Inversión, representa el beneficio dado como proporción del capital invertido.
- **Relación Costo Beneficio:** Es el beneficio dado como proporción del capital invertido y los costos generados. Indica cuántos pesos ingresan por cada peso que egresa.

- **Periodo de recuperación:** Es el tiempo, generalmente expresado en años, en el cual el proyecto recupera la inversión, incluyendo el costo de oportunidad del dinero.
- **Tasa Interna de Retorno:** Es una medida de la rentabilidad de una inversión, que muestra cuál sería la tasa de interés más alta a la que el proyecto no genera ni pérdidas ni ganancias, ésto es a un VPN=0.

En función de estos indicadores económicos finalmente se decide la importancia del yacimiento, así como la planeación de su futura explotación. Para que un proyecto de explotación se desarrolle no basta tener un flujo efectivo positivo, esta debe tener cierta magnitud, en función del esfuerzo y tiempo que se emplean para su desarrollo, ya que además muchas de sus variables siguen en constante cambio, por lo cual puede llegar a tener números negativos en cambios bruscos de estas variables, por lo cual se realizan análisis de riesgo y sensibilidad.

2.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Una vez estimados los ingresos, egresos e indicadores económicos del proyecto, como parte de una evaluación del proyecto, se debe realizar un análisis de sensibilidad.

Este análisis tiene como fin determinar cuáles son las variables que presentan mayor incertidumbre y afectan más la rentabilidad de nuestro proyecto. Cuando se realiza una evaluación del proyecto es muy importante realizar este análisis ya que con él podemos determinar los puntos críticos de nuestro proyecto, cuáles son las variables a las que se les debe prestar más atención y por lo tanto tratar de reducir su incertidumbre, ya que menor incertidumbre en nuestras variables se traduce en menor riesgo de nuestro proyecto.

El análisis de sensibilidad de un proyecto petrolero, se puede presentar de muchas formas en la industria petrolera es presentado en dos formas genéricas: a) Diagrama de Tornado y b) Diagrama de Araña. **Figs. 2.3 y 2.4.**

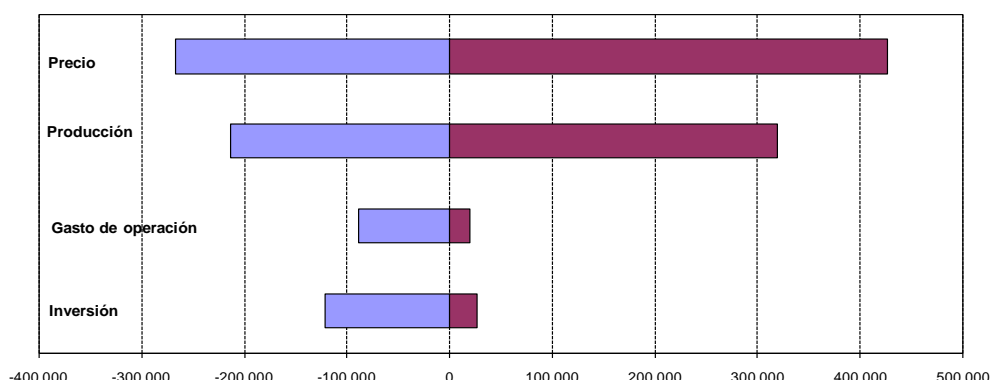


Fig. 2.3 Ejemplo típico de un Diagrama de Tornado.

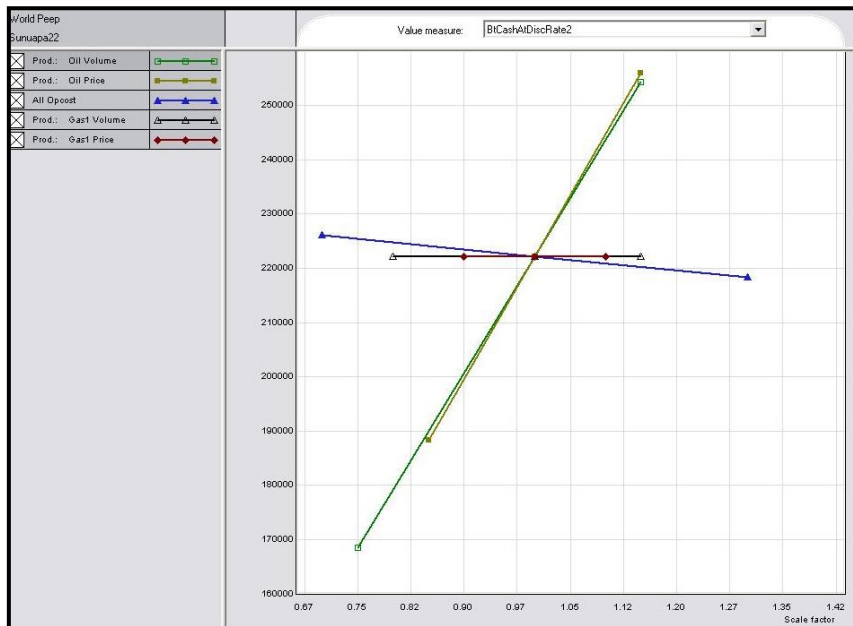


Fig. 2.4 Ejemplo típico de un Diagrama de Araña.

En las figuras anteriores, las variables con mayor sensibilidad en los proyectos petroleros son el precio de hidrocarburos y la producción de hidrocarburos, siendo las de mayor rango en el Diagrama de Tornado y de mayor pendiente en el Diagrama de Araña. El precio es una variable que no puede controlarse a manos de un ingeniero petrolero (aunque existen instrumentos como las coberturas financieras que ayudan a administrar ese riesgo); sin embargo, los volúmenes de hidrocarburos y las producciones de aceite y de gas que se pueden obtener de los yacimientos (reservas de hidrocarburos) si está en manos de un ingeniero petrolero y del resto del equipo multidisciplinario, para poder estimarlas y en la medida de lo posible tener mayor certidumbre de ellas.

2.3 CLASIFICACIÓN Y ESTIMACIÓN DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS

Un parámetro importante que determina la importancia de un yacimiento es el volumen de hidrocarburos que posee, pero siendo más específicos, el volumen recuperable económicamente rentable y a esto se le llama reservas.

El término reserva de hidrocarburos se define como el volumen de hidrocarburos económicamente rentable a recuperar de un yacimiento. A su vez las reservas están clasificadas de acuerdo a su incertidumbre económica y tecnológica en:

- Reservas Probadas: Estas reservas son aquellas cantidades de petróleo que por medio de análisis pueden ser estimados con una certeza racional que son comercialmente recuperables. En base a métodos probabilísticos debe existir al menos un 90% de probabilidad que las cantidades recuperables sean iguales o mayores a la estimación.
- Reservas Probables: En general son las reservas, que en base a métodos probabilísticos, existe al menos un 50% de probabilidad de que las reservas recuperables sean iguales o mayores a la estimada como probada.

- c) Reservas Posibles: En base a esto, a la hora de usar algún método probabilístico, debe existir por lo menos un 10% de probabilidad de que estos volúmenes sean iguales o superiores a las estimadas como probadas.

Como se vio al inicio del capítulo, para poder estimar reservas es necesario primero estimar un volumen original del yacimiento. La estimación de volúmenes originales se realiza por diferentes formas, desarrolladas en la industria petrolera, y aplicadas a diferentes condiciones, importancia y características de los yacimientos. Actualmente existen seis diferentes:

- **Análogo:** Cuando un yacimiento acaba de ser descubierto y se tiene información muy limitada de él, se utiliza la analogía atribuyendo propiedades y cierto comportamiento de un yacimiento cercano a este recién descubierto. Dado que las dimensiones de los yacimientos no son iguales este método es únicamente provisional.
- **Volumétricos:** Utilizándose las propiedades del yacimiento, este método es el más recurrente para la obtención de volúmenes originales ya que para su utilización se necesitan propiedades del yacimiento.
- **Probabilísticos:** Estos métodos utilizan funciones probabilísticas para la estimación de volumen original de hidrocarburos del yacimiento. En la práctica profesional se ha estimado que el comportamiento de una distribución Log-Normal es la más cercana a la distribución real del tamaño de los yacimientos.
- **Curvas de Declinación:** Modelo analítico que utiliza la tendencia de la producción tanto para la estimación de volúmenes originales como para perfiles de producción.
- **Balance de Materia:** Modelo analítico que utiliza propiedades de los fluidos para estimar, tanto volúmenes originales como perfiles de producción.
- **Simulación Matemática:** Modelo que requiere el uso de un software especializado, es el modelo y método más complejo que además de utilizarse para la estimación de volúmenes originales, también es utilizado para estimar los efectos de recuperación secundaria y mejorada, entre otros.

Cada método es aplicable para la estimación del volumen original in-situ; sin embargo depende de diferentes factores su utilización: Cantidad de información disponible, certidumbre de la información, etapas de vida del yacimiento, presupuesto del proyecto, importancia del proyecto, disponibilidad y capacidad de los ingenieros, disponibilidad de herramientas computacionales, entre otras.

El objetivo principal al momento de estimar reservas es el cálculo del volumen de hidrocarburos, que junto al factor de recuperación nos da como resultado la reserva a recuperar de ese yacimiento.

$$Re = VOIS \times Fr,$$

donde:

Re = Reserva o volumen recuperable.

VOIS = Volumen original in-situ.

Fr = Factor de recuperación.

Para obtener el factor de recuperación existen varios métodos; sin embargo, el más recurrente es el cociente de la producción acumulada entre el volumen original, y para el caso del factor de recuperación final, la producción acumulada final. Sin embargo, ese factor de recuperación final es imposible obtenerlo si no se tienen estimaciones de perfiles de producción.

2.4 ESTADO ACTUAL DE LOS YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS EN MÉXICO

El objetivo de esta investigación es el análisis de los modelos de estimación de perfiles de producción actuales de los yacimientos en México, así como el estado actual del conocimiento de sus propiedades, para esto es necesario analizar y conocer los diferentes tipos de yacimientos que existen en México, así como su localización, importancia, clasificación, volúmenes de hidrocarburos que posee, entre otras.

En México la única empresa encargada de la explotación de hidrocarburos es el organismo Subsidiario de Petróleos Mexicanos (Pemex), denominado Pemex Exploración y Producción (PEP). PEP administra todos los yacimientos de país por regiones, activos y campos. Las 4 regiones en las que PEP administra los yacimientos son: Región Marina Noreste, Región Marina Suroeste, Región Sur y Región Norte.

2.4.1 Región Marina Noreste

Geográficamente, la región se localiza en el Suroeste de la República Mexicana, en aguas territoriales nacionales, frente a las costas de los estados de Campeche, Yucatán y Quintana Roo. Abarca una superficie aproximada de 166,000 kilómetros cuadrados e incluye parte de la plataforma continental y el talud del Golfo de México. **Fig. 2.5.**



Fig. 2.5 Ubicación geográfica de la Región Marina Noreste

Fuente: PEP

La Región Marina Noreste está constituida por los activos integrales: Cantarell y Ku-Maloob-Zaap., como se puede ver en la **Fig. 2.6**. Estos dos activos actualmente poseen la mayoría de la producción de hidrocarburos de Pemex. La Región administra 28 campos con reservas remanentes, 14 de los cuales registran producción a enero del 2012. Los campos que no se encuentran en explotación son Kambesah y Után en Cantarell y Ayatsil, Baksha, Chapabil, Kayab, Nab, Numán, Pit, Pohp, Tekel, Tson, Utsil y Zazil-Ha en Ku-Maloob-Zaap.

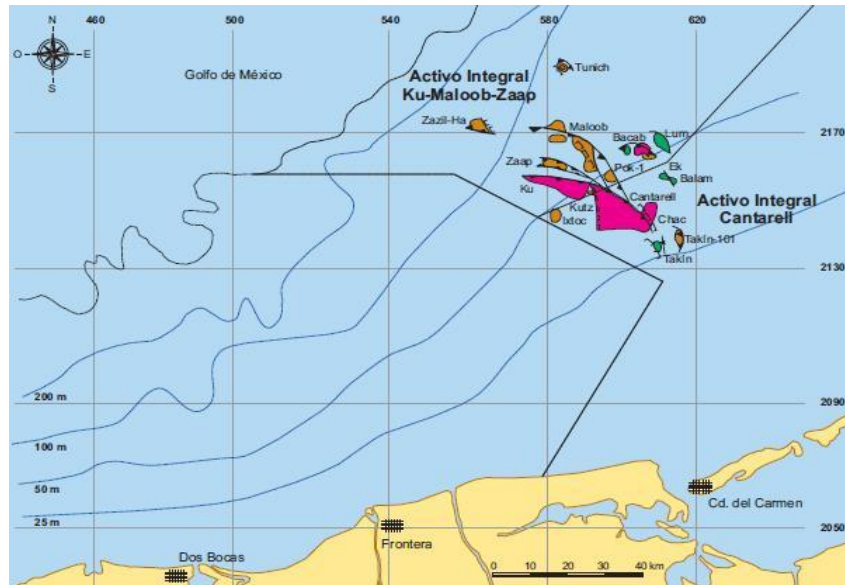


Fig. 2.6 Ubicación geográfica de los activos integrales de la Región Marina Noreste.

Fuente: PEP.

Los yacimientos de la Región Marina Noreste se encuentran principalmente en formaciones geológicas del Cretácico y Jurásico, teniendo también yacimientos de menor importancia en el Terciario. La región posee en total 45 yacimientos administrados dentro de los dos Activos de Producción, de estos yacimientos únicamente uno es de gas seco, el resto son de aceite negro.

Tabla 2.1.

Tabla 2.1 Total de yacimientos por activo y tipo de yacimiento de la RMNE, por número.

	Aceite negro	Gas seco	Total
RMNE	44	1	45
Cantarell	17	1	18
Ku-Maloob-Zaap	27	0	27

Fuente: CNH y PEP.

En cuanto a las reservas de hidrocarburos, las más grandes en México se encuentran en esta región, posee los yacimientos más grandes en el país y actualmente representan la principal región productora de aceite del país.

Los volúmenes de reservas probadas, al 1 de enero de 2012, alcanzan 6 mil 139 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Con respecto al año anterior presentan una reducción de 144 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, explicada principalmente por la producción en petróleo crudo equivalente de 530 millones de barriles que representan 39 por ciento de la producción nacional en petróleo crudo equivalente.

Respecto a las reservas 3P, su magnitud es de 12 mil 526 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, como se observa en la **tabla 2.2**.

Tabla 2.2 Composición de las reservas de la RMNE a enero del 2012.

	Aceite mmb	Gas mmmpc	Petróleo crudo equivalente mmbpce
Reserva 1P	5,528.0	2,848.7	6,139.4
Cantarell	2,024.9	1,300.9	2,342.4
Ku-Maloob-Zaap	3,503.1	1,547.7	3,796.9
Reserva 2P	8,527.7	3,791.4	9,343.0
Cantarell	3,442.4	1,789.9	3,882.2
Ku-Maloob-Zaap	5,085.3	2,001.5	5,460.8
Reserva 3P	11,595.3	4,438.6	12,526.3
Cantarell	4,844.8	2,081.8	5,352.3
Ku-Maloob-Zaap	6,750.4	2,356.9	7,173.9

Fuente: CNH y PEP.

2.4.2 Región Marina Suroeste

La Región Marina Suroeste ubica en aguas territoriales que comprenden la plataforma y talud continental del Golfo de México. Su extensión cubre un área superior a 352,390 kilómetros cuadrados. En la porción Sur, colinda con los estados de Veracruz, Tabasco y Campeche, hacia el Este con la Región Marina Noreste, y al Norte y Poniente está limitada por las aguas territoriales nacionales. **Fig. 2.7**.



Fig. 2.7 Ubicación geográfica de la Región Marina Suroeste.

Fuente: PEP.

La región está constituida por dos Activos de Producción: Abkatún-Pol-Chuc y Litoral de Tabasco, **fig. 2.8**. Los campos que integran a la Región Marina Suroeste son 71, de los cuales Kab, Piklis y Nen son campos recientemente descubiertos. Los campos de la Región Marina Suroeste son productores de aceite ligero y superligero, así como gas asociado.

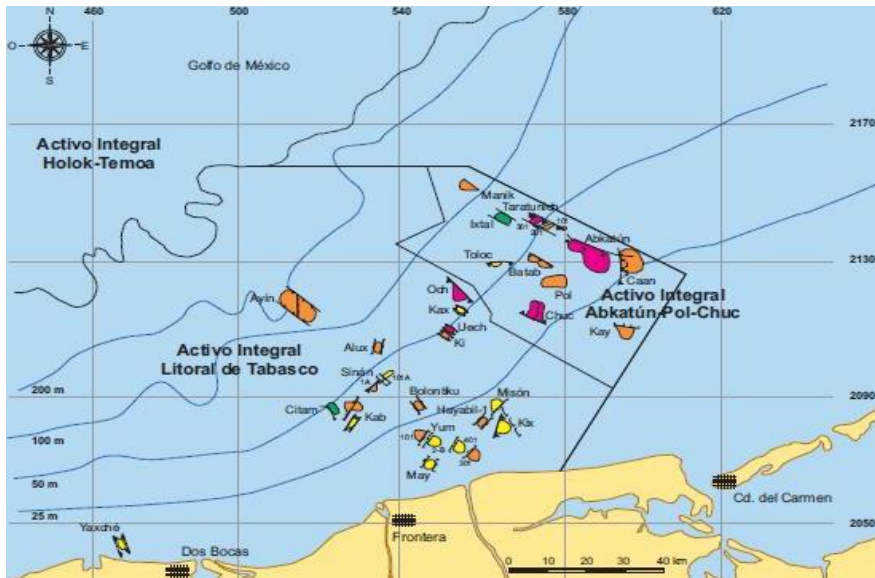


Fig. 2.8 Ubicación geográfica de los activos integrales de la Región Marina Suroeste.

Fuente: PEP.

Los yacimientos de la Región Marina Suroeste están distribuidos principalmente en el Cretácico y Jurásico, teniendo una minoría en el Terciario. Como se observa en la **tabla 2.3**, la región posee 107 yacimientos administrados en sus tres activos integrales, dichos yacimientos son de diferentes tipos, siendo la mayoría de aceite negro.

Tabla 2.3 Total de yacimientos por activo y tipo de yacimiento de la RMSO, por número.

	Aceite negro	Aceite volátil	Gas húmedo	Gas seco	Gas y condensado	Total
RMSO	54	19	4	17	13	107
Abkatún-Pol-Chuc	30	5		1	5	41
Litoral de Tabasco	24	14	4	16	8	66

Fuente: CNH y PEP.

Al 1 de enero de 2012, las reservas probadas ascienden a 2 mil 116 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Las reservas 3P alcanzan 7 mil 54 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, registrando un aumento respecto al año anterior de 671 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, principalmente atribuido al descubrimiento de reservas adicionales en los campos Kab, Piklis y Nen. **Tabla 2.4**.

Tabla 2.4 Composición de las reservas de la RMSO a enero del 2012.

	Aceite mmb	Gas mmmpc	Petróleo crudo equivalente mmbpce
--	---------------	--------------	---

Reserva 1P	1,266.9	4,080.1	2,115.5
Abkatún-Pol-Chuc	413.8	833.6	571.0
Litoral de Tabasco	853.1	3,246.5	1,544.5
Reserva 2P	2,469.3	7,845.5	4,091.9
Abkatún-Pol-Chuc	983.8	1,618.8	1,290.4
Litoral de Tabasco	1,485.5	6,226.7	2,801.6
Reserva 3P	4,026.4	14,615.2	7,054.4
Abkatún-Pol-Chuc	1,141.4	1,708.8	1,464.0
Litoral de Tabasco	2,885.0	12,906.4	5,590.4

Fuente: CNH y PEP.

2.4.3 Región Norte

Territorialmente es la región con mayor área de Pemex Exploración y Producción, abarca 27 estados y comprende aproximadamente 1.8 millones de kilómetros cuadrados, incluyendo una porción terrestre y otra marina. Se localiza en la porción Norte de la República Mexicana y colinda al Norte con los Estados Unidos de América, al Sur con el río Tesechoacán del estado de Veracruz, al Oriente con la Isobata de 500 metros del Golfo de México y al Occidente con el Océano Pacífico.

Fig. 2.9.



Fig. 2.9 Ubicación geográfica de la Región Norte.

Fuente: PEP.

Administrativamente está conformada por cuatro Activos de Producción: Aceite Terciario del Golfo, Burgos, Poza Rica-Altamira y Veracruz, mostrados en la **fig. 2.10**. La distribución de los campos en la Región Norte es particular, se tiene que Burgos con 258 campos y Veracruz con 49

campos son productores principalmente de gas no asociado; mientras que los Activos Aceite Terciario del Golfo con 29 campos administrativos y Poza Rica-Altamira con 145 campos, ambos son productores de aceite negro principalmente.



Fig. 2.10 Ubicación geográfica de los Activos integrales de la Región Norte.

Fuente: PEP.

Los yacimientos de la Región Norte son principalmente del Terciario y teniendo como roca almacén Siliciclásticos con excepción de los yacimientos de la Faja de Oro. Como se observa en la **tabla 2.5**, la región administra 704 yacimientos, tomándose en cuenta que el número que posee el Activo Aceite Terciario del Golfo es únicamente con propósitos administrativos, ya que ese Activo posee un número enorme de cuerpos lenticulares donde se encuentran los hidrocarburos.

Tabla 2.5 Total de yacimientos por Activo y tipo de yacimiento de la RN, por número.

	Aceite negro	Gas húmedo	Gas seco	Gas y condensado	Total
RN	259	236	206	3	704
ATG *	29				29
Burgos	13	208	91	1	311
Poza Rica-Altamira	185	19	2	2	208
Veracruz	32	11	113		156

* El Activo ATG no contiene únicamente 29 yacimientos, está dividido en campos/yacimientos con propósitos administrativos.

Fuente: CNH y PEP.

Las reservas probadas al 1 de enero de 2012, ascienden a 1 mil 575 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Respecto a las reservas totales 3P, éstas se ubican en 18 mil 689 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. **Tabla 2.6**.

Tabla 2.6 Composición de las reservas de la RN a enero del 2012.

	Aceite	Gas	Petróleo crudo equivalente
--	--------	-----	----------------------------

	mmb	mmpc	mmbpce
Reserva 1P	813.1	3,858.3	1,575.2
ATG	568.3	880.8	743.0
Burgos	6.4	1,876.7	388.0
Poza Rica-Altamira	229.2	362.2	294.0
Veracruz	9.1	738.6	150.2
Reserva 2P	4,492.4	15,388.1	7,744.5
ATG	4,065.1	11,192.0	6,488.8
Burgos	8.8	2,689.2	557.3
Poza Rica-Altamira	404.3	620.3	514.5
Veracruz	14.3	886.5	183.9
Reserva 3P	11,499.1	33,958.1	18,689.0
ATG	10,947.1	28,397.4	17,036.6
Burgos	9.5	3,759.6	777.2
Poza Rica-Altamira	521.5	751.7	653.1
Veracruz	20.9	1049.3	222.1

Fuente: CNH y PEP.

2.4.4 Región Sur

Comprende la totalidad de los estados de Tabasco, Campeche, Chiapas, Yucatán y Quintana Roo y parte de Veracruz, Oaxaca, y Guerrero. Abarca un área de 390,000 kilómetros cuadrados y se ubica en la porción Sur de la República Mexicana, colinda al Norte con el Golfo de México; al Noroeste con la Región Norte en el paralelo 18° y el río Tesechoacán, al Oriente limita con el Mar Caribe, Belice y Guatemala y al Sur con el Océano Pacífico. **Fig. 2.11.**



Figura 2.11 Ubicación geográfica de la Región Sur.

Fuente: PEP.

La Región Sur está constituida por un cinco Activos de Producción: Bellota-Jujo, Cinco Presidentes, Macuspana, Muspac y Samaria-Luna, **fig. 2.12**. Las actividades de estos Activos abarcan desde las etapas exploratorias, incorporación de reservas y delimitación, hasta las fases de desarrollo, explotación y abandono de campos.

Al cierre del año 2011, la Región Sur tiene documentados 163 campos, siendo los Activos Cinco Presidentes y Macuspana los que administran el mayor número de campos con 44 y 42 respectivamente; sin embargo, varios de esos campos actualmente poseen reservas 3P iguales a cero, Cinco Presidentes tiene 23 campos con reservas 3P prácticamente nulas y Macuspana 33 campos en esa misma situación. Los Activos Bellota-Jujo y Muspac administran 34 y 25 campos, respectivamente, de los cuales 3 de Bellota-Jujo y 1 de Muspac poseen reservas 3P prácticamente nulas. Y por último el Activo Samaria-Luna administra 18 campos, de los cuales 5 poseen reservas 3P nulas.

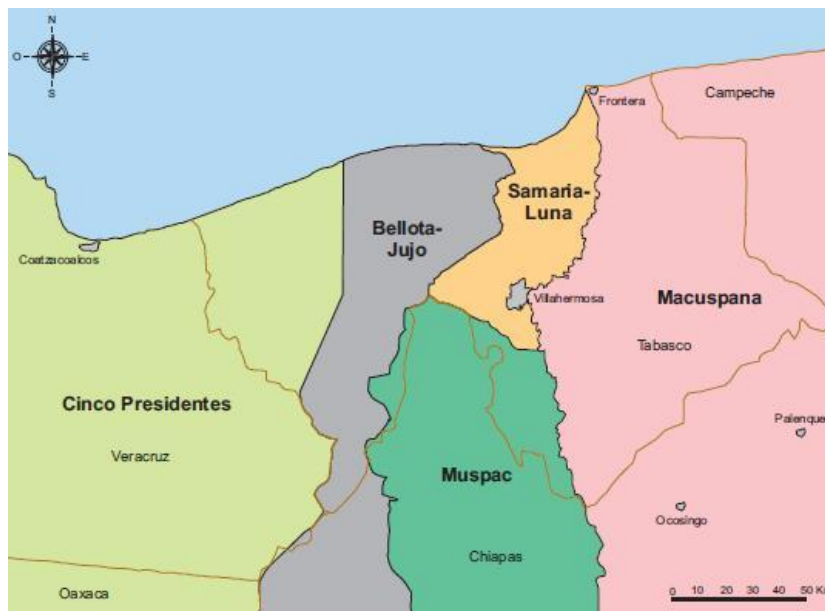


Fig. 2.12 Ubicación geográfica de los Activos integrales de la Región Sur.

Fuente: PEP.

La Región Sur posee yacimientos tanto en el Terciario como en el Cretácico, siendo la mayoría de sus yacimientos arenas del Terciario. Administra 472 yacimientos dentro de sus cinco Activos de Producción, **tabla 2.7**, con yacimientos principalmente de aceite negro.

Tabla 2.7 Total de yacimientos por Activo y tipo de yacimiento de la RS, por número.

	Aceite negro	Aceite volátil	Gas húmedo	Gas seco	Gas y condensado	Total
RS	174	82	66	94	56	472
Bellota-Jujo	40	34		2	6	82
Cinco Presidentes	61	12	15	2	2	92
Macuspana	28	4	51	86	25	194
Muspac	22	15		3	17	57

Samaria-Luna	23	17	1	6	47
--------------	----	----	---	---	----

Fuente: CNH y PEP.

Al cierre del año 2011, las reservas probadas 1P alcanzan 3 mil 980 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Hubo una incorporación exploratoria de 30 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y el éxito en el desarrollo de campos, principalmente en Bricol y el proyecto Delta del Grijalva.

La incorporación de reservas totales ó 3P, por actividades exploratorias, alcanzó 124 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, por lo que, las reservas totales ó 3P alcanzan 5 mil 568 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. **Tabla 2.8.**

Tabla 2.8 Composición de las reservas de la RS a enero del 2012.

	Aceite mmb	Gas mmpc	Petróleo crudo equivalente mmbpce
Reserva 1P	2,417.2	6,437.2	3,980.2
Bellota-Jujo	878.6	1,782.6	1,300.1
Cinco Presidentes	228.5	323.7	297.9
Macuspana	41.9	696.4	198.8
Muspac	117.0	769.4	300.1
Samaria-Luna	1,151.2	2,865.1	1,883.3
Reserva 2P	3,083.8	7,811.9	4,983.6
Bellota-Jujo	1,218.0	2,261.8	1,757.8
Cinco Presidentes	255.7	358.8	332.8
Macuspana	56.0	933.3	263.4
Muspac	156.4	923.4	375.5
Samaria-Luna	1397.8	3,334.5	2,254.1
Reserva 3P	3,491.8	8,628.9	5,567.7
Bellota-Jujo	1,319.3	2,427.6	1,898.4
Cinco Presidentes	326.5	470.1	416.9
Macuspana	70.9	1,124.5	321.8
Muspac	217.5	1,174.3	493.6
Samaria-Luna	1,557.5	3,432.4	2,437.0

Fuente: CNH y PEP.

3 MODELOS DE ESTIMACIÓN DE PERFILES DE PRODUCCIÓN EN LA INDUSTRIA PETROLERA

Para el desarrollo de la explotación de un yacimiento es importante tenerlo caracterizado y sobre todo mantenerlo actualizado, con la finalidad de poder estimar los perfiles de producción que puede aportar bajo diferentes esquemas de explotación en los que se deberán determinar la magnitud de las inversiones, gastos de operación, tamaño de las instalaciones superficiales, estudios, pozos y demás actividades necesarias para que su explotación sea posible.

En la industria petrolera, la estimación de perfiles de producción es de vital importancia, tanto para la planeación del desarrollo futuro del yacimiento, como para reclasificación de las reservas y el factor de recuperación que se espera obtener. Algunas de las principales utilidades de los modelos de estimación, son:

1. Determinar el volumen original de hidrocarburos.
2. Realizar programas y perfiles de producción, futuros, con diferentes escenarios de explotación.
3. Reevaluar las reservas y el factor de recuperación esperado.
4. Estimación de la magnitud de los mecanismos de producción.
5. Predecir el comportamiento de las propiedades del yacimiento.
6. Planificación del tiempo requerido para la explotación económica de las reservas probadas.
7. Selección del método de levantamiento artificial que pueda requerirse y el mejor momento para iniciarlo.
8. Ayuda en la selección del tipo, tamaño y demás características de las instalaciones superficiales.
9. Predicción de la presión del yacimiento para diferentes volúmenes de producción acumulada (N_p).
10. Detectar la presencia del influjo de agua antes de que los pozos produzcan agua.

Durante la vida productiva de un yacimiento, desde su descubrimiento hasta su desarrollo se pasan por diferentes procesos de estimación, como se comentó depende de la información disponible con la que se cuenta. **Tabla 3.1.**

Tabla 3.1 Evolución del modelo de estimación en un yacimiento a partir de su descubrimiento.

Proceso	Tiempo de duración	Observaciones
Analogía	Menos de una semana.	Contándose con poca información, lo más rápido y práctico es la analogía con otros yacimientos con propiedades semejantes en cuanto a roca y fluido.
Curvas de Declinación	De una a dos semanas.	Con cierto historial de producción, se pueden realizar diferentes análisis con Curvas de Declinación, dicha información debe ser constantemente actualizada.
Balance de Materia	De una a cuatro semanas.	Cuando ya se cuenta con más información del yacimiento es recomendable realizar análisis y estimaciones por medio de Balance de Materia.
Simulación Numérica	De dos semanas a varios meses.	Si el yacimiento ya cuenta con gran información y si él mismo lo requiere, se realizan corridas de simulación.

Sensibilidad	De cuatro semanas a varios meses.	Como fin de realizar diferentes escenarios de explotación se prosigue a realizar sensibilidad en los diferentes parámetros del yacimiento, además nos ayuda a identificar las que poseen mayor incertidumbre. Se puede utilizar diferentes herramientas para esto: simulación de Monte-Carlo, diagramas de tornado o araña, entre otras.
--------------	-----------------------------------	--

Fuente: Practical Reservoir Engineering, Kuwait Energy, 2012

Cada uno de los pasos requiere más tiempo que el anterior, pero en general se deben obtener valores similares con los de reservas (con un rango), para poder tomar como válido y aceptable ese proceso.

No siempre se siguen todos los pasos del proceso, éste depende de muchos factores, tanto económicos como técnicos, algunas veces debido a las características del yacimiento, éstos se quedan únicamente con un modelo por Curvas de Declinación o Balance de Materia, posterior a éste, pasar un proceso de sensibilidad de variables sin pasar por una Simulación Numérica.

- Para el caso de yacimientos con poca importancia, como en el caso de areniscas, puede bastar con una estimación por medio de Balance de Materia para tener una evaluación aceptable, sin la necesidad de llegar a una simulación.
- Para yacimientos maduros o que llegado un momento, ya no se realizan otros procesos de recuperación, por lo que la estimación por Curvas de Declinación llega a ser de gran precisión.
- Para muchos yacimientos de gas, el Balance de Materia o Curvas de Declinación pueden ser muy acertados, ya que estima las magnitudes los mecanismos de producción acertadamente y los yacimientos de gas rara vez son sometidos a procesos adicionales; sin embargo, debido a que este tipo de yacimientos poseen una declinación muy grande, pequeños cambios en su análisis, producen grandes cambios en sus resultados.
- Para yacimientos con altas heterogeneidades o con características muy particulares (como los que presentan condensación retrógrada) la Simulación Numérica es la más recomendable para la realización de estimaciones adecuadas y reducir la incertidumbre a niveles aceptables, como es el caso de los yacimientos naturalmente fracturados. Llegar a realizar análisis suponiendo propiedades, o simplemente omitiéndolas en el análisis puede llevarnos a realizar predicciones totalmente erradas, en otras palabras pérdida de tiempo y dinero.
- Para el caso de procesos de recuperación secundaria, tanto el Balance de Materia como la Simulación son capaces de incluirlos en su análisis; sin embargo, para procesos a gran escala y métodos de recuperación mejorada, la utilización de un simulador es indispensable.

A continuación se presentan los modelos mencionados, señalando una descripción de cada uno, información necesaria para su utilización y algunos sistemas de cómputo que permiten su utilización.

3.1 CURVAS DE DECLINACIÓN

Cuando un yacimiento ha estado produciendo durante un tiempo considerable, llegará a un punto donde la producción que ofrezca dicho yacimiento empezará a disminuir, de esa manera el yacimiento entrará en su etapa de declinación.

Las Curvas de Declinación son un modelo de estimación de perfiles de producción que utiliza datos de los historiales de producción de un campo o yacimiento para predecir su comportamiento futuro mediante un modelo gráfico y/o analítico. Un punto importante de utilizar las Curvas de Declinación es que todos los factores que influyeron en la curva conservan su eficacia durante la vida productiva del campo o yacimiento. En cuanto a la estimación de perfiles de producción utilizando propiedades e información del yacimiento, las Curvas de Declinación son el modelo más sencillo que existe en la práctica profesional y puede llegar a ser de gran precisión.

Existen diferentes tipos de variables que se pueden utilizar en las Curvas de Declinación, algunos comunes son:

- Contacto agua/aceite contra producción acumulada: Se utiliza cuando la rentabilidad de la producción está en función del corte de agua. Realizar extrapolaciones en línea recta de la tendencia puede resultar en graves errores, en caso de que el corte de agua sea muy grande, o, si se utiliza el corte de aceite, puede resultar en estimaciones demasiado grandes.
- Contacto agua/aceite o gas/aceite contra producción acumulada: Se utiliza en casos que se tenga entrada de agua o empuje de la capa de gas.
- Producción acumulada de gas contra producción acumulada de gas: Se utiliza cuando se conoce alguna de las dos (N_p o G_p), y se pretende estimar el comportamiento de la otra.
- Gasto de aceite o gas contra producción acumulada, tiempo o presión del yacimiento: Las curvas más comunes y comúnmente utilizadas para las estimaciones de producción, ya que esos parámetros son fácilmente medidos y en el caso del tiempo y el gasto de aceite se cuenta con un historial de su comportamiento.

En 1945, Arps crea los fundamentos del análisis de Curvas de Declinación proponiendo unas curvas matemáticas empíricas. La ecuación de declinación empírica de Arps representa la relación del gasto de aceite con el tiempo. **Ec. 3.1:**

$$Q(t) = \frac{Q_i}{(1 + bD_i t)^{1/b}}, \quad (3.1)$$

donde Q es el gasto de aceite o gas, para el tiempo de producción t , Q_i es el gasto de inicial y b y D_i son constantes, siendo D_i la declinación de yacimiento. La ecuación anterior puede ser reducida en dos casos especiales: Cuando $b=1$ y cuando $b=0$. En el caso de $b=0$ representa la declinación exponencial y $b=1$ representa la declinación armónica. Para el caso en que $0 < b < 1$ la ecuación anterior es definida como declinación hiperbólica.

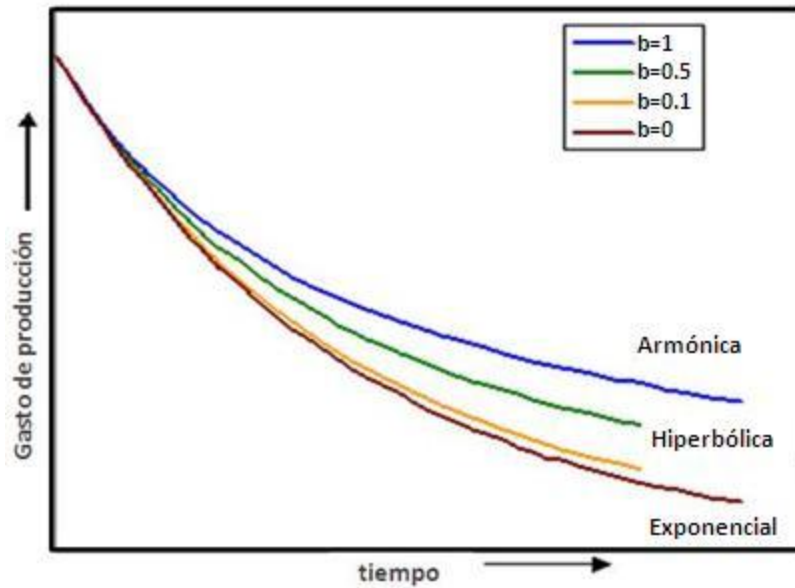


Fig. 3.1 Tipos de Curvas de Declinación.

3.1.1 Declinación hiperbólica

La declinación hiperbólica es la forma general de la ecuación de Arps, es cuando la b está entre 0 y 1, este tipo de curvas rara vez son utilizadas en la industria. Fig.3.2.

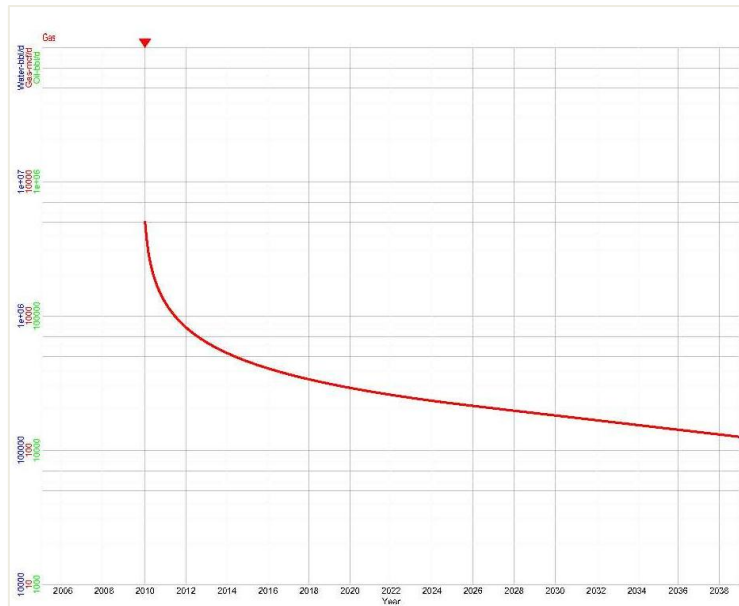


Fig. 3.2 Comportamiento de la declinación hiperbólica.

3.1.2 Declinación armónica

La declinación armónica es el caso especial de la declinación hiperbólica, cuando en la ecuación de Arps la b=1. Para la declinación de la producción de aceite o gas, puede ser expresada como la Ec. 3.2:

$$Q(t) = \frac{Q_i}{(1 + D_i t)} \quad (3.2)$$

Puede ser expresada en términos de la producción acumulada de aceite Np . **Ec. 3.3:**

$$Np = \frac{Q_{oi}}{D_i} \ln \frac{Q_o}{Q_{oi}}, \quad (3.3)$$

y para la producción acumulada de gas (Gp) se expresa como la **Ec. 3.4:**

$$Gp = \frac{Q_{gi}}{D_i} \ln \frac{Q_g}{Q_{gi}}. \quad (3.4)$$

Puede ser graficada en una tendencia de la producción acumulada y el logaritmo natural de Q/Q_i . Se puede estimar la producción máxima igualando $q=0$, asimismo obtener la producción acumulada al límite económico Q_{min} .

3.1.3 Declinación exponencial

La declinación exponencial es un caso especial de la declinación hiperbólica en la cual el exponente de la ecuación de Arps es cero, de esta manera la tendencia se hace lineal. La **Ec. 3.5** es la expresión matemática para la declinación exponencial para la producción de aceite:

$$Q(t) = Q_i e^{D_i t}. \quad (3.5)$$

También puede expresarse en términos de la producción acumulada de aceite. **Ec. 3.6:**

$$Np = \frac{1}{D_i} (Q_{oi} - Q_o), \quad (3.6)$$

mientras que la **Ec. 3.7** está en términos del gas:

$$Gp = \frac{1}{D_i} (Q_{gi} - Q_g). \quad (3.7)$$

3.1.4 Predicción del comportamiento

Utilizando las expresiones anteriores se puede obtener la producción máxima igualando $Q=0$ extrapolando el comportamiento de la producción para diferentes tiempos. También puede ser estimada la producción al límite económico Q_{min} con la ecuación anterior, dicho Q_{min} es estimado en función de diferentes características del yacimiento y es variable con el tiempo; y lo más importante, se puede estimar la producción final esperada, la cual es la suma del volumen producido a la fecha del análisis, más el volumen que se espera recuperar en un futuro, que son la reservas. **Fig. 3.3.**

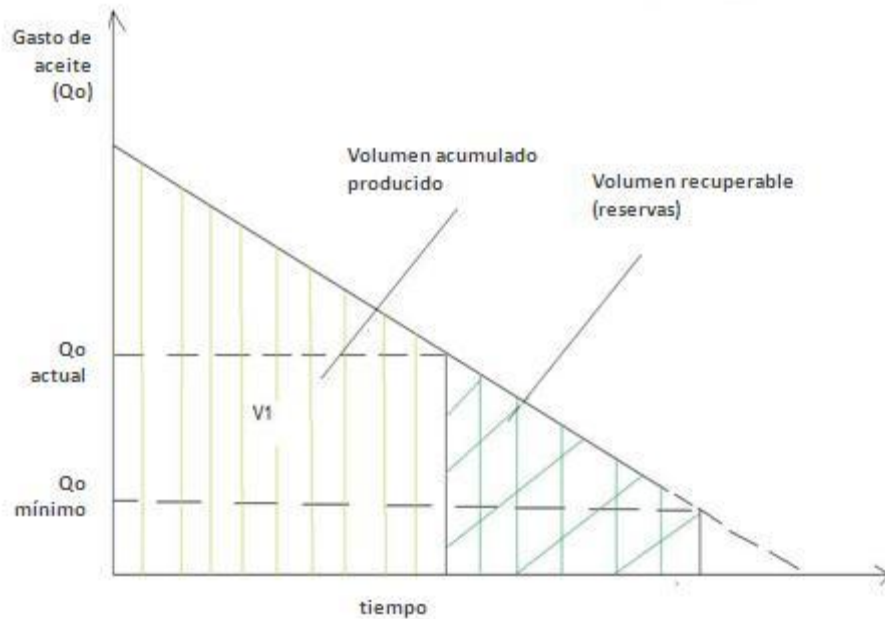


Fig. 3.3 Análisis de las Curvas de Declinación.

La extrapolación del comportamiento de la producción utilizando la declinación exponencial, es muy común en la industria petrolera, ya que muchos campos y yacimientos presentan un comportamiento que se puede ajustar y predecir de acuerdo a una tendencia lineal.

3.1.5 Información necesaria para la utilización de Curvas de Declinación

Como se señaló existen diferentes tipos de Curvas de Declinación que utilizan diferentes tipos de información y que sirven para estimar diferentes comportamientos. A continuación se describe la información necesaria para poder utilizar este modelo en una estimación de perfiles de producción:

Información del yacimiento

- En caso de utilizarse la presión en lugar del tiempo, se requiere el perfil de presiones del yacimiento o de presiones de fondo fluyendo del pozo.

Información de producción

- Historiales de producción de hidrocarburos.

Propiedades de los fluidos

- Únicamente en caso de no contar con uno de los historiales de producción de aceite o gas y si la presión del yacimiento es superior a la de saturación, comportamiento de la relación de solubilidad contra la presión.
- En caso de no contar con uno de los historiales y si el yacimiento está por debajo de la presión de saturación, comportamiento de la relación gas-aceite y relación de solubilidad contra la presión.

3.1.6 Herramientas computacionales en el mercado

A pesar de que análisis y estimaciones por Curvas de Declinación se pueden realizar en softwares convencionales como hojas de cálculo, en la industria petrolera existen diferentes softwares que

además de realizar análisis y gráficas por Curvas de Declinación también realizan diferentes análisis económicos, de sensibilidad y riesgo.

Algunas de las herramientas computacionales existentes se presentan a continuación:

PHD Win

Software de la empresa HD Petroleum Economic Evaluation Software enfocado al análisis económico, que entre sus diferentes herramientas incluye el análisis de Curvas de Declinación.

Merak

Software de la compañía Schlumberger. Sus principales funciones van orientadas a evaluaciones económicas, entre ellas: Análisis de sensibilidad e incertidumbre (Simulación de Montecarlo, diagrama de tornado, de araña). Una de sus herramientas es el análisis de Curvas de Declinación, capaz de manejar diferentes intervalos de declinación, diferentes variables de declinación, distinción por tipos de yacimiento, así como ser capaz de importar información de otros softwares de la misma compañía.

3.2 BALANCE DE MATERIA

El Balance de Materia es otro modelo utilizado en la industria petrolera para realizar estimaciones de perfiles de producción en yacimientos y campos petroleros. Este modelo es más exacto y acertado que las Curvas de Declinación, ya que es un análisis que requiere más información acerca del yacimiento, como son las propiedades de los fluidos y de la roca; sin embargo, este modelo aún tiene algunas suposiciones:

- Propiedades de los fluidos y de la roca son homogéneas, o sea, no cambian a lo largo del yacimiento. También llamado modelo Tanque.
- La producción e inyección de fluidos ocurre en un sólo punto de producción y un solo punto de inyección, o sea, no maneja información por pozos.
- No hay dirección para el flujo de fluidos.

Los modelos de Balance de Materia aplican la “Ley de Conservación de la Masa”, planteada en forma de una ecuación: **Ecuación de Balance de Materia** (de ahora en adelante EBM), que aplicada en la producción de hidrocarburos se expresa como la **Ec. 3.8**:

$$| \text{Volumen producido} | = | \text{Volumen inicial} | - | \text{Volumen remanente} | \quad (3.8)$$

Al decir Volumen producidos se incluye tanto el aceite y gas así como el agua, si es el caso; sin embargo, dado que en un yacimiento no existen espacios vacíos, la EBM se expresará en términos del volumen producido, contra el volumen que este mismo ocupaba en el yacimiento.

Debido a ser un modelo analítico y relativamente sencillo la EBM hace varias suposiciones para facilitar el proceso de solución sin que estas suposiciones afecten mucho los resultados. Algunas de las principales características y suposiciones de una EBM:

- La EBM representa un balance volumétrico aplicado a un volumen de control, definido como los límites iniciales de aquellas zonas ocupadas por hidrocarburos.
- 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 un equilibrio instantáneo dentro del yacimiento.
- La suma algebraica de todos los cambios volumétricos que ocurren en cada una de las zonas definidas dentro del volumen de control es igual a cero.
- Los cambios de volúmenes ocurren a partir de un tiempo $t=0$ a un tiempo $t=t$ cualquiera.
- Todos los volúmenes están expresados a condiciones de yacimiento.
- Homogeneidad del yacimiento: Tanto las propiedades de los fluidos como de la roca son las mismas en cualquier punto del yacimiento.
- La producción e inyección de fluidos es únicamente en un punto para cada uno.
- No hay dirección para el flujo de fluidos.

3.2.1 Mecanismos de producción

Como se vio, para poder utilizar la EBM es necesario aplicar la ley de conservación de la masa; sin embargo, el volumen remanente de dicha ecuación no es sencillo estimar. Cuando un volumen de hidrocarburos es extraído en el yacimiento no se queda un espacio vacío, sino que existen diferentes fuerzas que provocan o el movimiento de fluidos, la expansión de la formación y los fluidos o una combinación de diferentes fuerzas, dichas fuerzas son llamadas mecanismos de producción.

Los mecanismos de producción son fuerzas que afectan al yacimiento durante su explotación y afectan la producción del mismo debido al cambio en la presión inicial del yacimiento y la producción de fluidos del mismo. La EBM toma como principal base la magnitud de la aportación de estos mecanismos a la producción de fluidos, es decir los índices de empuje de cada mecanismo de producción.

La magnitud de cada uno de los mecanismos de producción depende del ritmo de producción, la caída de presión en el yacimiento, fluidos presentes en el yacimiento, así como también de la acción de los demás mecanismos. Por ejemplo, si el acuífero del yacimiento es Activo y además muy grande, las caídas de presión en el yacimiento serán mínimas, por lo que la magnitud de la expansión del aceite y su gas disuelto será menor, mientras que la entrada de agua tendrá una magnitud grande; asimismo, cuando el acuífero no es activo, la expansión de los fluidos es el mecanismo de mayor magnitud.

Expansión del gas disuelto o gas en solución

Este es el principal mecanismo de empuje para aproximadamente un tercio de todos los yacimientos de hidrocarburos del mundo. En un yacimiento de Empuje por gas en solución no existe capa de gas o Empuje hidráulico por lo tanto la energía para producir el aceite es proporcionada por la expansión del gas en solución. **Fig. 3.4.** A unos 5-10% de gas libre en el yacimiento, las burbujas se unen y el gas se mueve como una fase fluyente separada. Cuando esto ocurre, la producción de crudo cae y la producción de gas aumenta rápidamente debido al aumento de la permeabilidad relativa al gas.

La presión inicial del yacimiento está sobre la presión de burbuja; sin embargo, declinará rápidamente hasta el punto de burbuja debido a la producción. Durante este periodo, todo el gas en el yacimiento permanece en solución. A fin de que no se forme una capa de gas, la permeabilidad vertical debe ser pequeña.

La recuperación de aceite en yacimientos con este mecanismo usualmente está en el rango de 5 a 30 % del volumen original in-situ ^[1].

Los factores que tienden a favorecer una alta recuperación con este mecanismo incluyen alta gravedad API y baja viscosidad del aceite, alta R_s y homogeneidad de la formación. Algunas características de los yacimientos que presentan expansión del gas disuelto son:

- Caída rápida en la presión del yacimiento en la etapa temprana de su producción.
- Declinación de producción exponencial.
- No hay producción de agua, o es relativamente baja.
- La RGA aumenta rápidamente y luego disminuye conforme el gas se agota.
- El comportamiento del pozo requiere bombeo desde la etapa inicial.

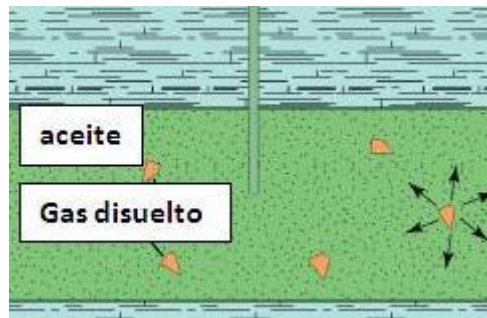


Fig. 3.4 Expansión del gas disuelto.

Expansión de la roca y del agua congénita

Todo material que sea sometido a esfuerzos normales va a presentar un cambio en sus dimensiones. Como es conocido los yacimientos siempre se encuentran sometidos a grandes presiones, ejercidas por las capas de rocas suprayacentes, esto genera un cambio de volumen tanto en la roca como en los fluidos que la saturan, cuando la presión es aliviada tanto la roca como los fluidos tenderán a expandirse hacia las zonas donde exista una menor presión, esta expansión generará un aumento en el volumen de los fluidos, pero a su vez generará una disminución del espacio poroso de la roca, esta disminución del espacio poroso de la roca hace una especie de fuelle que expulsa cierta cantidad del fluido que satura al espacio poroso.

Los yacimientos que presentan únicamente este tipo de mecanismo sólo llegan al 3% de factor de recuperación ^[1].

Algunas características de los yacimientos para la presencia de este empuje son:

- Yacimiento no consolidado.
- Yacimiento en sección de sobrepresión.
- No declina mientras el yacimiento se compacta, luego alta declinación de producción.

Expansión de la capa de gas

Presente únicamente cuando el yacimiento está saturado (presión actual menor que la presión de burbuja, $P < P_b$). Un yacimiento con empuje por capa de gas se caracteriza por presentar una capa de gas por encima del petróleo el cual posee una presión de yacimiento mayor o igual a la presión de burbuja, debe existir una buena permeabilidad vertical, ser de gran espesor y extensión. Al cumplirse la condición de presiones el gas se va a expandir, chocar con la parte superior de la estructura (trampa) lo que ocasionará un empuje hacia abajo del fluido y este actuará como si fuese un pistón desplazando el aceite hacia la zona donde se encuentre una zona de presión inferior, en nuestro caso al fondo del pozo para su consecuente producción.

Al existir la capa de gas, el petróleo se mantiene con la máxima cantidad de gas en solución, a medida que la presión del yacimiento disminuye por efecto de la producción del mismo, la capa de gas se expande provocando un desplazamiento inmiscible del aceite. **Fig. 3.5.**

El factor de recuperación promedio de este tipo de empuje es de aproximadamente 20 a 40% del volumen original in-situ ^[1].

Algunas de las características de los yacimientos para la presencia de la expansión de la capa de gas son:

- Baja viscosidad del aceite.
- Alta gravedad API del aceite.
- Alta permeabilidad de la formación.
- Gran diferencia de densidad entre el aceite y el gas.
- Declinación moderada en la presión del yacimiento.
- Producción de agua nula o mínima.
- Declinación moderada de producción.
- La RGA aumenta rápidamente en pozos altos estructuralmente.

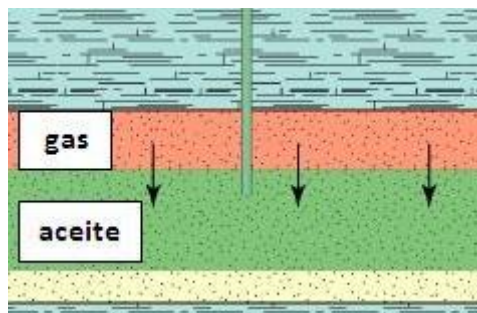


Fig. 3.5 Expansión del casquete de gas.

Empuje Hidráulico

Presente únicamente cuando el acuífero del yacimiento es activo. El empuje hidráulico es considerado el mecanismo natural de producción más eficiente en la industria petrolera. Una de las principales características de un acuífero activo es que la presión del yacimiento tiende a mantenerse constante o con una declinación muy pequeña, evitando el desprendimiento de gas e inducción de la capa de gas; sin embargo, un problema común es el gran incremento en la producción de agua. **Fig. 3.6.**

Al presentarse un incremento progresivo de la producción de agua debe verificarse que no se esté produciendo en o cerca del contacto, ya que ésto hace que se produzca una conificación impidiendo el flujo del hidrocarburo hacia el pozo; en la práctica profesional la opción más común es cerrar el pozo por cierto tiempo hasta que se vuelva a alcanzar el equilibrio del contacto y desaparezca dicha conificación, teniendo al pozo en producción intermitente.

Un buen manejo de este mecanismo puede generar hasta una recuperación hasta del 60% del Volumen original in-situ ^[1]; sin embargo, se requiere que se mantenga una relación efectiva entre la producción del yacimiento y el volumen del agua que debe desplazarse en él. El contacto agua debe mantenerse estable para que el espacio dejado por el hidrocarburo producido sea ocupado uniformemente por el agua y evitar la conificación de la misma.

Algunas de las características de los yacimientos para la presencia del empuje hidráulico son:

- La presión del yacimiento permanece alta.
- La producción de agua aumenta gradualmente.
- El comportamiento del pozo fluye hasta que la producción de agua es excesiva.
- La RGA de superficie es baja y relativamente constante.

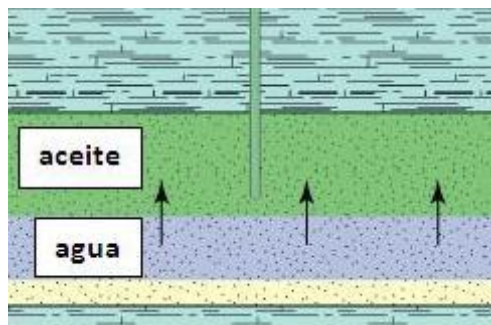


Fig. 3.6 Empuje hidráulico

Segregación Gravitacional

Una de las fuerzas fundamentales de la naturaleza, la gravedad, afecta directamente a los fluidos en los yacimientos, como es conocido la gravedad es la fuerza teórica de atracción que experimentan entre si los objetos con masa, es decir mientras más masa mayor será la fuerza ejercida sobre el cuerpo, también la fuerza de atracción gravitacional se ve afectada por la distancia entre los objetos.

Para el caso de nuestros yacimientos la gravedad genera una segregación o separación de los fluidos, dependiendo de sus masas, como los fluidos se encuentran saturando rocas a miles de pies de profundidad de la superficie, la fuerza ejercida por el núcleo másico de la tierra es mucho mayor, y esta diferencia de fuerzas sobre los fluidos genera la segregación gravitacional.

Los yacimientos con este tipo de mecanismo de producción llegan a tener un factor de recuperación del 80% del Volumen original in-situ ^[1].

Las características de producción que indican la presencia de segregación gravitacional son:

- Variaciones de la RGA con la estructura.
- Aparente mejora del comportamiento de la permeabilidad relativa al gas y al aceite.
- Aparente tendencia al mantenimiento de presión.

Algunas características del yacimiento con las cuales puede estar presente este empuje son:

- Capas con alto buzamiento o permeabilidad vertical mayor a la horizontal.
- Yacimiento Fracturado.
- Aceite de baja viscosidad.
- Rápida declinación de producción.
- Alta tasa de recobro pero frecuentemente con bajo volumen recuperado.

Combinación de empujes

Los yacimientos pueden producir con más de un mecanismo activo durante su vida productiva, uno él predominante, mientras que los otros actúan en menor medida; sin embargo, algunas veces más de un mecanismo es predominante en la producción. **Fig. 3.7.**

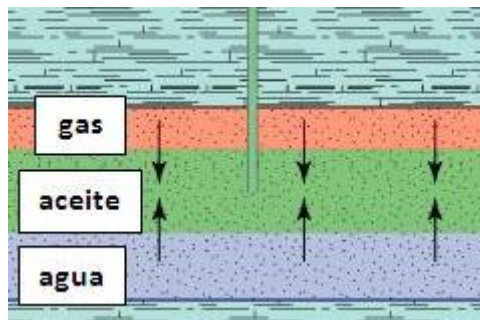


Fig. 3.7 Empujes combinados de casquete de gas e hidráulico.

3.2.2 Ecuación de Balance de Materia General para Yacimientos de aceite

Como se mencionó, la EBM está basada en la “Ley de conservación de la masa”, para el caso de yacimientos de aceite, la producción de fluidos y la combinación las diferentes fuerzas, se puede expresar en términos de la producción de fluidos. **Ec. 3.9:**

$$F = N(E_o + mE_g + E_{fw}) + WeBw . \quad (3.9)$$

También puede reemplazarse:

$$E_t = E_o + mE_g + E_{fw} , \quad (3.10)$$

donde:

N = Volumen original de aceite.

E_o = Expansión del aceite más gas disuelto.

mE_g = Expansión de la capa de gas.

E_{fw} = Expansión del agua congénita.

We = Entrada de agua.

Mientras F , que es la producción de fluidos (aceite, gas y agua), se expresa según la **Ec. 3.11**:

$$F = Np[B_o + (Rp - Rs)B_g] + WpB_w - W_iB_w - G_iB_g, \quad (3.11)$$

donde:

Np = Producción acumulada de aceite.

B_o = Factor de volumen de aceite.

Rs = Relación de solubilidad.

Rp = Relación gas-aceite producida.

B_g = Factor de volumen del gas.

Wp = Producción acumulada de agua.

B_w = Factor de volumen del agua.

W_i = Inyección acumulada de agua.

G_i = Inyección acumulada de gas.

El término F incluye también la inyección de fluidos al yacimiento, en caso de estar en una etapa de Recuperación Secundaria, siendo estos volúmenes negativos en la ecuación. Si el yacimiento está aún en su etapa de recuperación primaria, F se reduce a la expresión de la **Ec. 3.12**:

$$F = Np[B_o + (Rp - Rs)B_g] + WpB_w. \quad (3.12)$$

La utilización de los factores de volumen es para dejar todos los volúmenes a condiciones de yacimiento para poder compararlos con los otros términos.

Para dejar la EBM en términos únicamente de propiedades, se procede a estimar los mecanismos de producción:

- Expansión del aceite más la expansión del gas disuelto. **Ec. 3.13**:

$$E_o = (B_o - B_{oi}) + (R_{si} - Rs)B_g. \quad (3.13)$$

Simplificando términos:

$$E_o = B_t - B_{ti}, \quad (3.14)$$

siendo:

$$B_t = B_o + (R_{si} - Rs)B_g \quad \gamma \quad (3.15)$$

$$B_{ti} = B_{oi}. \quad (3.16)$$

- Expansión de la capa de gas. **Ec. 3.17**:

$$mE_g = mB_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right), \quad (3.17)$$

donde:

$$m = \frac{GB_{gi}}{NB_{oi}}, \quad (3.18)$$

donde:

m= fracción de volumen de la capa de gas inicial.

- Expansión de la roca y del agua congénita. **Ec. 3.19:**

$$E_{fw} = (1 + m)B_{oi} \left(\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right) \Delta P, \quad (3.19)$$

donde:

C_w, C_f = Compresibilidad del agua y de la formación, respectivamente.

S_{wi} = Saturación inicial de agua.

ΔP = Caída de presión.

Finalmente la EBM general puede ser escrita para un yacimiento de Aceite según el mecanismo de producción que esté presente. Como se dijo antes, mecanismos como la Expansión de aceite y gas disuelto y Expansión del Agua Congénita y de la roca siempre estarán presentes en cualquier yacimiento, durante alguna etapa de su producción. La forma general de la EBM para yacimientos de aceite es la **Ec. 3.20:**

$$F = N \left[B_t - B_{ti} + mB_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (1 + m)B_{oi} \left(\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right) \Delta P \right] + WeB_w \quad (3.20)$$

La forma general de la EBM contiene tres incógnitas: Volumen original de aceite (N), tamaño de la capa de gas (m) y la Entrada de agua. Para poder realizar una estimación de comportamiento del yacimiento es necesario no tener incógnitas. La N puede ser fácilmente calculada con algún método volumétrico, We puede ser estimada mediante la ecuación de L. T. Stanley y la m estimada mediante un método gráfico de EBM, que también pueden utilizarse para la We y la N.

Yacimientos de aceite bajosaturado

Los yacimientos de aceite bajosaturado, en los cuales todo el gas se encuentra disuelto en el aceite, la EBM toma una forma particular. Asumiéndose que no existe ninguna inyección (etapa de recuperación primaria), sin acuífero activo ($We=0$) y despreciándose la producción de agua, la EBM general queda como la **Ec. 3.21:**

$$Np[B_o + (Rp - Rs)B_g] = N \left\{ (B_t - B_{ti}) + \left[B_{oi} \left(\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right) \Delta P \right] \right\}. \quad (3.21)$$

La EBM también se puede expresar en términos de los factores de volumen. Simplificando términos: $Rp=Rs=R_{si}$ y $B_o=B_t$, la ecuación quedaría de la siguiente manera:

$$\frac{Np}{N} = \left(\frac{B_{oi}}{B_o} \right) C_e \Delta P, \quad (3.22)$$

donde:

$$C_e = \frac{C_w S_w + C_f}{1 - S_{wi}} \quad (3.23)$$

La única incógnita en la **Ec. 3.21** es el volumen original N , el cual puede ser estimado con algún método volumétrico, siendo así, dicha ecuación puede ser utilizada para realizar estimaciones de producción para diferentes caídas de presión, únicamente es necesario conocer el comportamiento de las demás propiedades para cada una de esas presiones.

Estimación de los perfiles de producción

Como se vio, la EBM es una aplicación de la Ley de Conservación de la Masa y su forma más general se expresa. **Ec. 3.24**:

$$F = N(E_o + mE_g + E_{fw}) + WeB_w \quad (3.24)$$

Otra forma de escribirlo es:

$$F = NE_t + WeB_w \quad (3.25)$$

En la industria se utilizan medios gráficos para la estimación de los parámetros desconocidos. Los métodos gráficos son una opción para encontrar las incógnitas que la EBM tiene y posterior a eso poder desarrollar una estimación del comportamiento del yacimiento. Algunos de los métodos gráficos son:

Método FE: Utilizado cuando existe empuje por expansión del gas en solución, asumiendo $We=0$. Se grafica F contra E_t , donde N es la pendiente de dicha gráfica. . **Ec. 3.26**.

$$F = NE_t \quad (3.26)$$

Método GASCAP: Utilizado para determinar m y N , asumiendo que $We=E_{fw}=0$. Se grafica F/E_o contra E_g/E_o , siendo mN la pendiente de esa gráfica y N la ordenada al origen. La EBM queda como la **Ec. 3.27**:

$$\frac{F}{E_o} = N + mN \frac{E_g}{E_o} \quad (3.27)$$

Método Havlena-Odeh: Utilizado para determinar We y N . Se grafica F/E_t contra We/E_t , siendo N la ordenada al origen. **Ec. 3.28**:

$$\frac{F}{E_t} = N + \frac{We}{E_t} \quad (3.28)$$

Método de Campbell: También utilizado para determinar N , se grafica F/E_t contra F , siendo N la ordenada al origen. **Ec. 3.29**:

$$\frac{F}{E_t} = F \quad (3.29)$$

3.2.3 Ecuación de Balance de Materia General para Yacimientos de gas

Yacimientos de gas volumétricos. Método P/Z

Los Yacimientos de gas sin entrada de agua (o empuje hidráulico) son también conocidos como Yacimientos Volumétricos, debido a que el único mecanismo de producción activo es la misma expansión del gas.

Partiendo de “Ley de conservación de la masa”, la EBM para yacimientos de Gas puede ser escrita de la siguiente manera. **Ec. 3.30:**

$$\left[\text{No. de moles de} \right]_{\text{gas producida}} = \left[\text{No. de moles de} \right]_{\text{gas inicial}} - \left[\text{No. de moles de} \right]_{\text{gas remanente}}, \quad (3.30)$$

matemáticamente:

$$np = ni - nr . \quad (3.31)$$

Utilizando la ecuación de los gases reales $n = \frac{PV}{ZRT}$ y sustituyéndola en la ecuación anterior obtenemos. **Ec. 3.32:**

$$\frac{P_{cs}G_p}{Z_{cs}RT_{cs}} = \frac{P_iV_i}{Z_iRT_y} - \frac{PV_i}{ZRT_y}, \quad (3.32)$$

donde:

P_{cs} , Z_{cs} , T_{cs} = Presión, factor de desviación del gas y temperatura a condiciones estándar, respectivamente.

G_p = Producción acumulada de gas.

P_i = Presión inicial del yacimiento.

V_i = Volumen Inicial de gas @ c_y .

Z_i = Factor de desviación del gas inicial.

Z = Factor de desviación del gas.

R = Constante universal de los gases.

T_y = Temperatura del yacimiento.

De la ecuación despejamos P/Z, y asumimos que $Z_{cs}=1$. **Ec. 3.33:**

$$\frac{P}{Z} = \frac{P_i}{Z_i} + \frac{P_{cs}T_y}{V_iT_{cs}}G_p . \quad (3.33)$$

Utilizando las definiciones de Factores de Volumen y despejando G_p , podemos reescribir la ecuación anterior. **Ec. 3.34:**

$$G_p = \frac{V_iT_{cs}P_i}{P_{cs}T_yZ_i} + \frac{V_iT_{cs}P}{P_{cs}T_yZ} . \quad (3.34)$$

Aplicando la definición de factor de volumen. **Ec. 3.35:**

$$Gp = \frac{V_i}{B_{gi}} + \frac{V_i}{B_g}, \quad (3.35)$$

puesto que $V_i/B_{gi} = G$. **Ec. 3.36:**

$$Gp = G - G \frac{B_{gi}}{B_g}. \quad (3.36)$$

Lo anterior, es una forma de obtener analíticamente el valor de G, únicamente conociendo la Gp, B_{gi} y B_g actual.

La ecuación anterior también puede ser escrita en términos de P y Z, sustituyendo B_{gi} y B_g por sus expresiones anteriores. **Ec. 3.37** y **Ec. 3.38:**

$$\frac{1}{B_{gi}} = \frac{T_{cs}P_i}{P_{cs}T_yZ_i} \quad (3.37)$$

$$\frac{1}{B_g} = \frac{T_{cs}P}{P_{cs}T_yZ} \quad (3.38)$$

Despejando P/Z queda la forma más común de EBM para yacimientos de gas Volumétricos. **Ec. 3.39:**

$$\frac{P}{Z} = \frac{P_i}{Z_i} \left(1 - \frac{Gp}{G}\right). \quad (3.39)$$

Estimación de los perfiles de producción

Tomando como base la ecuación 3.33, podemos expresarla en forma de la ecuación de una línea recta:

$$\begin{aligned} \frac{P}{Z} &= y & \frac{P_i}{Z_i} &= b \\ \frac{P_{cs}T_y}{V_iT_{cs}} &= m & Gp &= x \end{aligned}$$

Y de esta manera podemos hacer una gráfica. **Fig. 3.8:**

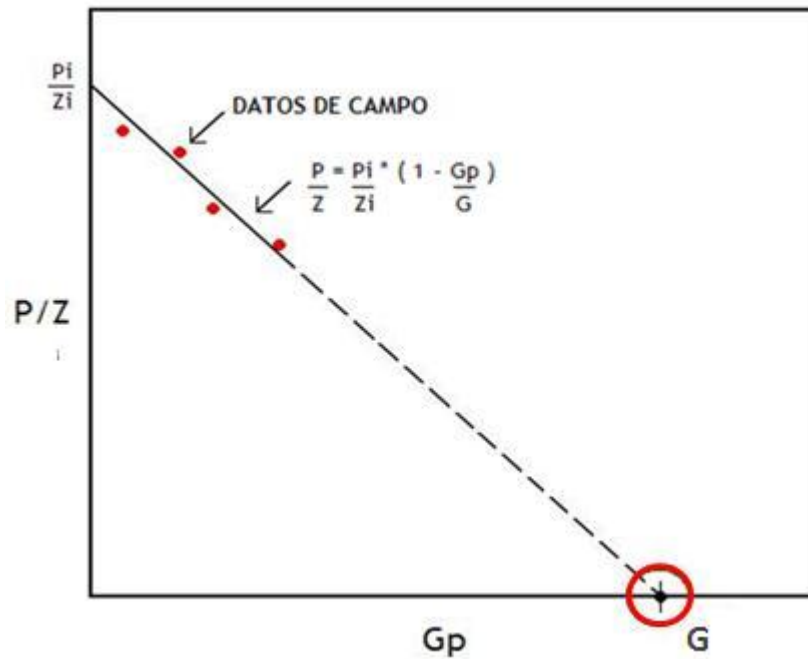


Fig. 3.8 Comportamiento de un yacimiento de gas volumétrico.

Para la construcción de la gráfica se necesita un historial de producción con las correspondientes presiones para esa producción, así como las propiedades necesarias para el cálculo de Z. Como se observa en gráfica, se puede obtener el valor de G extrapolando la recta para una $P/Z=0$.

Una vez conocida la pendiente (m) de la gráfica se puede realizar una predicción de producción para futuras presiones del yacimiento, únicamente se requiere el cálculo de Z para cada una de esas presiones. También es posible conocer la G_{pMax} del yacimiento conociéndose el límite económico del yacimiento.

Yacimientos de gas con entrada de agua

Manejando nuevamente el concepto de “Ley de conservación de la masa”, la EBM para yacimientos de Gas puede ser escrita como:

$$F = G(E_g + E_{wf}) + We, \quad (3.40)$$

donde:

G= Volumen original de gas.

E_{fw} = Expansión del agua congénita.

We= Entrada de agua.

F= Producción de fluidos, que es igual a:

$$F = GpB_g + WpB_w, \quad (3.41)$$

donde:

Gp= Producción acumulada de gas.

B_g = Factor de volumen del gas.

Wp= Producción acumulada de agua.

B_w = Factor de volumen del agua.

Para dejar la EBM en términos únicamente de propiedades, se procede a estimar los índices de empuje:

- Expansión del gas. **Ec. 3.42:**

$$E_g = B_g - B_{gi} . \quad (3.42)$$

- Expansión de la roca y del agua congénita. **Ec. 3.43:**

$$E_{fw} = B_{gi} \left(\frac{C_w S_w + C_f}{(1 - S_{wi})} \right) \Delta P . \quad (3.43)$$

De esta manera para un yacimiento de gas, sin ninguna inyección. **Ec. 3.44:**

$$GpB_g + WpB_w = G \left[(B_g - B_{gi}) + B_{gi} \left(\frac{C_w S_w + C_f}{(1 - S_{wi})} \right) \Delta P \right] + We . \quad (3.44)$$

Así, para un yacimiento de gas, sin ninguna inyección, donde la expansión de la roca y del agua, son despreciables. **Ec. 3.45:**

$$GpB_g + WpB_w = G(B_g - B_{gi}) + We. \quad (3.45)$$

Para cuando el gas no sea seco. **Ec. 3.46:**

$$Gp = Gdp + Npc Fc , \quad (3.46)$$

donde:

Gdp= Producción acumulada de gas seco.

Npc= Producción acumulada de condensado.

Fc= Factor de conversión del condensado, que se expresa de la siguiente manera:

$$Fc = \frac{132.79\gamma_c}{M_c} , \quad (3.47)$$

donde:

$$\gamma_c = \frac{141.5}{131.5 + ^\circ API} \quad (3.48)$$

y

$$M_c = \frac{6048}{^\circ API - 5.9} , \quad (3.49)$$

donde:

γ_c = Gravedad específica del condensado.

M_c = Peso molecular del condensado.

$^\circ API$ = Densidad API del condensado.

Predicción de comportamiento

La EBM para yacimientos de gas posee dos incógnitas: Volumen original de gas (G) y la entrada de Agua (We). Para el cálculo de We se utiliza la ecuación de L.T. Stanley. **Ec. 3.50:**

$$We = C \sum_{i=1}^{ni} \Delta P_i(t)_{ni+1-i}^{\alpha} \quad (3.50)$$

donde:

C= Constante de la entrada de agua.

α = Exponente empírico.

t= Número de periodo de tiempo, adimensional.

ni= Número de periodos.

Se ha encontrado que en la práctica profesional el Exponente empírico α depende de las geometrías de flujo de fluidos en el yacimiento. Tiene un valor entré 0.5 y 0.8, siendo 0.5 para flujo lineal y 0.8 para flujo radial. La ecuación de Stanley nos permite determinar We teniendo un historial del perfil de presiones de nuestro yacimiento.

Sustituyendo la ecuación de Stanley en la **Ec. 3.45** que es el modelo más común para una EBM de un yacimiento de gas. **Ec. 3.51:**

$$GpB_g + WpB_w = G(B_g - B_{gi}) + C \sum \Delta P(t)^{\alpha} \quad (3.51)$$

Dividiendo todo entre $(B_g - B_{gi})$. **Ec. 3.52:**

$$\frac{GpB_g + WpB_w}{(B_g - B_{gi})} = G + C \frac{\sum \Delta P(t)^{\alpha}}{(B_g - B_{gi})} \quad (3.52)$$

La ecuación queda modelada en forma de la ecuación de la línea recta siendo:

$$\begin{aligned} \frac{GpB_g + WpB_w}{(B_g - B_{gi})} &= y & C &= m \\ \frac{\sum \Delta P(t)^{\alpha}}{(B_g - B_{gi})} &= x & G &= b \end{aligned}$$

Un ejemplo típico de la forma de la ecuación puede apreciarse en la **Fig. 3.9**.

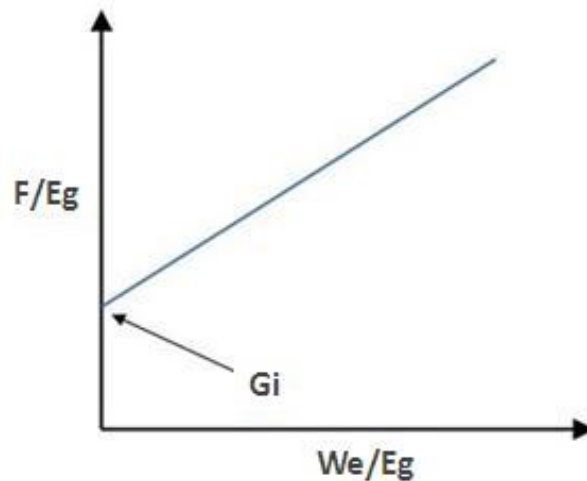


Fig. 3.9 Comportamiento de un yacimiento de gas con entrada de agua.

La gráfica anterior está construida con un conjunto de datos para cada valor puntual, a distintos tiempos de producción, siendo G_p , B_g , W_p , B_w , P y B_{gi} valores conocidos y obtenidos del historial de producción del yacimiento.

Como se puede observar, la G se puede obtener extrapolando la tendencia lineal del conjunto de datos graficados, y de esta manera se obtiene la ordenada al origen. Mientras que la pendiente (C en nuestra ecuación) también puede ser determinada a partir de la gráfica y con esto poder calcular W_e para cada periodo de tiempo, la otra incógnita de la EBM.

De esta manera, utilizando la **Ec. 3.52** se pueden obtener futuras predicciones de producción G_p y W_p para diferentes tiempos con sus caídas de presión. Obteniendo B_w y B_g de sus gráficas contra presión o extrapolando su comportamiento y la W_p se obtiene de la misma manera. Finalmente queda como única variable G_p , y así podemos ir prediciendo comportamientos de G_p y obteniendo cálculos de W_e para distintas caídas de presión.

3.2.4 Información necesaria para la utilización del Balance de Materia

Como se observó en los puntos anteriores, existen diferentes métodos gráficos y analíticos de Balance de Materia y estos están basados en el tipo de fluido que produce el yacimiento y en los mecanismos de producción actualmente activos en el yacimiento. De manera general, a continuación se describe la información requerida para utilizar un Balance de Materia en la estimación de perfiles de producción

Yacimientos de Aceite

Información del yacimiento

- Presión inicial y perfil de presión de la vida activa del yacimiento.
- En caso de ser un yacimiento en su etapa de bajosaturación, historiales de los contactos aceite-gas, si se cuentan con ellos.
- En caso de tener entrada de agua, alguna estimación de W_e si se cuenta con la información necesaria para estimarla.
- Saturaciones iniciales de los fluidos: aceite gas y agua.
- Compresibilidad de la formación.

Información de producción

- Producción acumulada de los fluidos: N_p , G_p y W_p .
- Si es el caso, volúmenes de inyección, de gas y/o agua: W_i y G_i .

Propiedades de los fluidos

- Comportamiento de las compresibilidad de los fluidos contra la presión: C_o , C_g y C_w .
- Historiales del comportamiento de los factores de volumen de los fluidos: B_o , B_g y B_w contra la presión o tiempo.
- Comportamiento de la RGA contra la presión.
- Comportamiento de la R_s contra la presión.
- Historial de la RGA producida (R_p).

Yacimientos de Gas

Información del yacimiento

- Presión inicial y perfil de presión de la vida activa del yacimiento.
- En caso de tener entrada de agua, alguna estimación de W_e si se cuenta con la información necesaria para estimarla o tipo de geometría de flujo presente, para la utilización de la ecuación de Stanley.
- Saturaciones iniciales de los fluidos: gas y agua.
- Compresibilidad de la formación.

Información de producción

- Producción acumulada de los fluidos: G_p y W_p .
- Si es el caso, producción acumulada de condensado N_{pc} .
- Si es el caso, historiales de inyección: W_i y/o G_i .

Propiedades de los fluidos

- Comportamiento de las compresibilidades de los fluidos contra la presión: C_g y C_w .
- Historiales del comportamiento de los factores de volumen de los fluidos: B_g y B_w contra la presión o tiempo.
- Comportamiento del factor de desviación del gas "Z" contra la presión.
- Si es el caso, propiedades del condensado: peso molecular, densidad °API y gravedad específica.

Yacimientos de Gas Volumétricos y sin Inyección (Método P/Z)

Información del yacimiento

- Presión inicial y perfil de presión de la vida activa del yacimiento.

Información de producción

- Producción acumulada de los fluidos: G_p y W_p .
- Si es el caso, producción acumulada de condensado N_{pc} .
- Si es el caso, historiales de inyección: W_i y/o G_i .

Propiedades de los fluidos

- Comportamiento de las compresibilidades de los fluidos contra la presión: C_g y C_w .

- Historiales del comportamiento de los factores de volumen de los fluidos: B_g y B_w contra la presión o tiempo.
- Comportamiento del factor de desviación del gas “Z” contra la presión.
- Si es el caso, propiedades del condensado: peso molecular, densidad °API y gravedad específica.

3.2.5 Herramientas computacionales en el mercado

El Balance de Materia es un modelo más complejo y analítico que las Curvas de Declinación, por eso mismo diferentes compañías han desarrollado una variedad de softwares para realizar análisis y estimaciones por Balance Materia.

ResBalance

Desarrollado para Windows. Entre sus características principales están: Manejo de los diferentes métodos gráficos (Havlena y Odeh, Campbell, entre otros), análisis, creación, importación y exportación de perfiles de presión, la información PVT es fácil de agregar, importación del perfil de comportamiento del acuífero o utilizar diferentes funciones incluidas en el software para crearlo.

MatBal

Pertenece a la compañía Weatherford. Entre sus capacidades incluye: Generación de perfiles de producción, coincidencia con la información histórica con o sin regresión lineal, capaz de manejar múltiples yacimientos y acuíferos, distinción entre los diferentes tipos de yacimientos, entre otras.

MBI (Material Balance with Interference)

Software de la compañía Schlumberger. Entre sus capacidades principales se encuentra la capacidad de realizar sensibilidad en las variables utilizadas para los análisis, posee una interfaz gráfica sofisticada, capaz de realizar estimaciones de perfiles de producción así como simular diferentes escenarios de los mismos.

3.3 SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS

La Simulación Matemática o Simulación Numérica es el modelo de estimación de producción más sofisticado y complejo que existe. La Simulación Numérica es un estudio completo del flujo de fluidos y sus cambios de fase a través del yacimiento, para esto, los ingenieros desarrollan modelos matemáticos para así poder predecir el comportamiento del yacimiento mediante diferentes condiciones de operación, desde simples operaciones en pozos hasta modelos de recuperación secundaria y algunos mucho más especializados, modelos de recuperación mejorada.

3.3.1 Modelos matemáticos

Los modelos matemáticos son desarrollados con el fin de simular el comportamiento de los fluidos en el medio poroso. Dichos modelos que se desarrollan, representan la transferencia de masa, y a

veces de energía, que ocurren en el medio poroso del yacimiento, a través de un conjunto de ecuaciones diferenciales y a su solución matemática.

Estas ecuaciones diferenciales, se obtienen de la aplicación de los principios de conservación de la masa y energía de un volumen elemental, representativo del volumen poroso. Al modelo matemático aplicado con estos conceptos se le llama Ecuación de Continuidad.

Para que el modelo matemático se complemente, adicionalmente se complementan de:

- Ecuaciones de Estado, que describan el comportamiento volumétrico y de las fases de los fluidos.
- Ecuación de movimiento de las fases a través del medio poroso, como lo son la ecuación de Darcy o la ecuación de Forcheimmer.
- Otras ecuaciones adicionales.

Todo el análisis parte de un volumen de control y la ley de conservación de la masa. **Ec. 3.53** y **Fig. 3.10**.

$$m_{entra} - m_{sale} = m_{acumulada} , \quad (3.53)$$

siendo m gasto másico por unidad de área, [masa/tiempo]. **Ec. 3.54**:

$$m_x = \rho v_x A . \quad (3.54)$$

donde:

v_x = velocidad en dirección "x".

ρ = densidad del fluido.

A = área transversal.

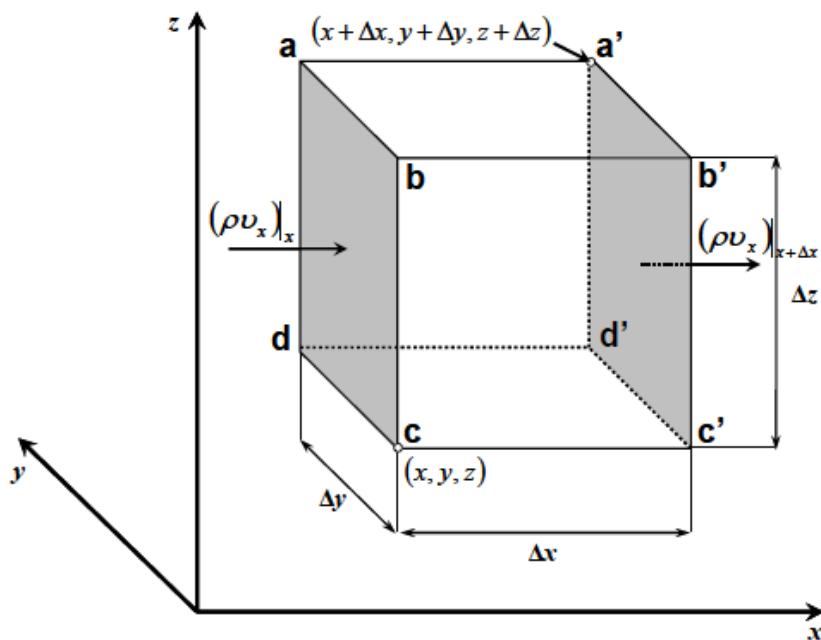


Fig. 3.10 Volumen de control.

Si S es la saturación del fluido dentro de ese volumen de control y ΦV_b es el volumen poroso que ocupa ese fluido, la masa acumulada dentro del volumen de control. **Ec. 3.55:**

$$m = \rho S \phi V_b. \quad (3.55)$$

Por lo tanto el cambio de la masa acumulada respecto al tiempo que le toma al fluido pasar a través del volumen de control sería. **Ec. 3.56:**

$$\frac{[(\rho S \phi)_{t+\Delta t} - (\rho S \phi)_t] * V_b}{\Delta t}. \quad (3.56)$$

Considerándose que la masa puede extraerse o inyectarse (q_m), la ecuación de conservación de la masa quedaría como la **Ec. 3.57:**

$$[\rho v_x A]_x + [\rho v_x A]_{x+\Delta x} \pm q_m = \frac{[(\rho S \phi)_{t+\Delta t} - (\rho S \phi)_t] * V_b}{\Delta t}, \quad (3.57)$$

siendo que $V_b = \Delta x \Delta y \Delta z$ y $A = \Delta y \Delta z$. Se divide todo entre $\Delta x \Delta y \Delta z$. **Ec. 3.58:**

$$\frac{[\rho v_x A]_x - [\rho v_x A]_{x+\Delta x}}{\Delta x} \pm \frac{q_m}{V_b} = \frac{[(\rho S \phi)_{t+\Delta t} - (\rho S \phi)_t]}{\Delta t}. \quad (3.58)$$

Aplicando la definición de límite en los términos extremos tenemos la **Ec. 3.59:**

$$\frac{\delta(\rho v)_x}{\delta x} \pm \frac{q_m}{V_b} = -\frac{\delta(\rho S \phi)}{\delta t}. \quad (3.59)$$

La **Ec. 3.59** es la Ecuación de Continuidad para la dirección "x". Análogamente, para la dirección "y" y "z". **Ec. 3.60:**

$$\frac{\delta(\rho v)_x}{\delta x} + \frac{\delta(\rho v)_y}{\delta y} + \frac{\delta(\rho v)_z}{\delta z} \pm \frac{q_m}{V_b} = -\frac{\delta(\rho S \phi)}{\delta t}. \quad (3.60)$$

Posteriormente a esto se utiliza una ecuación de movimiento de fluidos a través de medios porosos, para este caso utilizaremos la ecuación de Darcy. **Ec. 3.61:**

$$v_x = -\frac{k}{\mu} \frac{dP}{dx}. \quad (3.61)$$

Sustituyendo la ecuación de flujo de Darcy, utilizando otras ecuaciones de estado para describir propiedades de fluidos, considerando que sólo es un fluido ($S=1$) y que no existen cambios de permeabilidad, viscosidad a través del tiempo y utilizándose simplificaciones matemáticas en el desarrollo de la ecuación finalmente se tiene lo que es la ecuación de Difusividad. **Ec. 3.62:**

$$\frac{\delta^2 P}{\delta x^2} + \frac{\delta^2 P}{\delta y^2} + \frac{\delta^2 P}{\delta z^2} = \frac{\phi \mu c_T}{k} \frac{dP}{dt}. \quad (3.62)$$

Este es un ejemplo de lo que es un modelo matemático de ecuaciones diferenciales con sus respectivas suposiciones que posee al utilizar la ecuación de Darcy y las otras mencionadas. Existen diferentes modelos para diferentes aplicaciones.

3.3.2 Solución a los modelos matemáticos: Discretización en tiempo y espacio

Generalmente las ecuaciones diferenciales de flujo de fluidos en medios porosos no son lineales. En ciertas condiciones y con algunas suposiciones estas ecuaciones adquieren formas lineales permitiendo su solución mediante métodos analíticos comunes. Algunas de las suposiciones para poder resolverse analíticamente son:

- Régimen de flujo laminar.
- Una sola fase de fluidos.
- Geometría de flujo lineal.
- Fluido ligeramente compresible.
- Medio homogéneo.
- Alta transmisibilidad.
- Depreciación de efectos gravitacionales.
- Gastos de producción constantes.
- Espesor continuo.

Sin embargo, el caso común es que tengan que resolverse numéricamente, dar solución este conjunto de ecuación es, básicamente, tratar de representar las ecuaciones en puntos específicos de espacio y tiempo, para esto se utilizan métodos finitos, como diferencias finitas y elementos finitos, de esta manera las ecuaciones diferenciales son reemplazadas por un sistema algebraico de ecuaciones. Este sistema se genera al aplicar a un cierto nivel de tiempo, y así las ecuaciones de flujo se aproximan en determinados puntos. Para poder aplicar esto en un simulador es necesario dividir el yacimiento en una serie de bloques o celdas, a esto se le llama Discretización del yacimiento, **fig. 3.11**, en cada uno de estos bloques o celdas las propiedades de los fluidos y del yacimiento se consideran constantes.

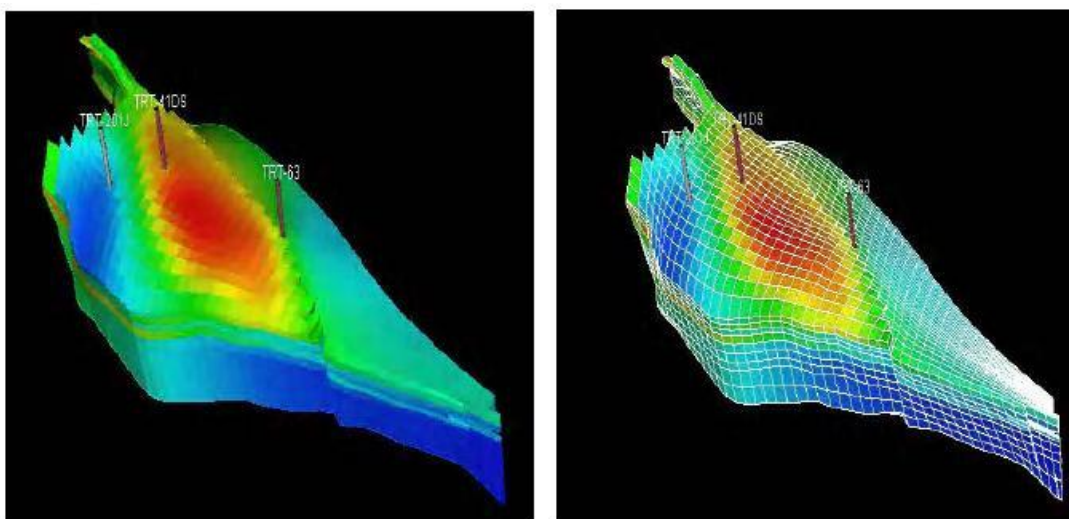


Fig. 3.11 Discretización del yacimiento en un simulador.

Fuente: Rodríguez de la Garza, Fernando: "Fundamentos de la Simulación Numérica de Yacimientos", Facultad de Ingeniería UNAM, México, 2000.

Determinar el número adecuado de celdas es muy importante, ya que mientras mayor sean las divisiones, menores serán los errores de truncamiento; sin embargo, los tiempos de cómputo del simulador se incrementarán.

3.3.3 Clasificación de los simuladores

Existen muchos tipos de simuladores y diferentes criterios de clasificación. A continuación se presenta una figura con clasificaciones de los simuladores según el tipo de yacimiento, nivel de simulación, tipo de simulación, tipo de flujo en el yacimiento, número de dimensiones y geometría. **Fig. 3.12.**

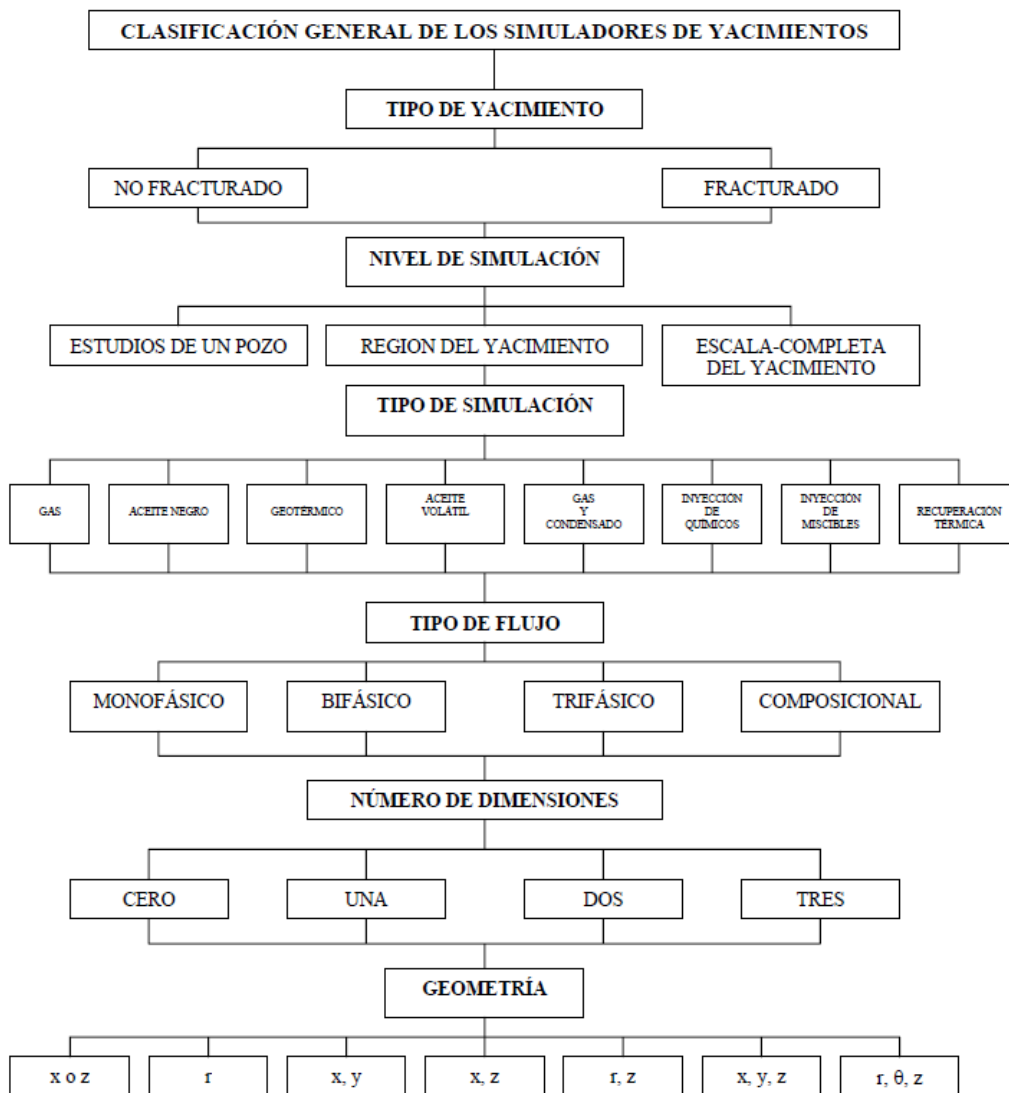


Fig. 3.12 Clasificación de los simuladores.

Fuente: Arana Ortiz, Víctor Hugo et al.: “Apuntes de Simulación Numérica de Yacimientos”, Facultad de Ingeniería UNAM, México.

Para la un mejor estimación de los perfiles de producción, se debe seleccionar el simulador que más se adecue a las propiedades y heterogeneidades del yacimiento. Además, la adecuada selección del simulador es de vital importancia para optimizar tanto el tiempo como los costos, ya que utilizar un potente simulador cuando el proceso a simular o el mismo yacimiento no lo requiera, se traduce en pérdidas monetarias y de tiempo.

Tipo de Yacimiento

Esta clasificación de tipo de yacimiento está en función de las condiciones de la formación. Los yacimientos no fracturados son aquellos que no han sufrido alteraciones en el estado de la roca por ningún efecto secundario, como es el caso de la mayoría de los yacimientos en areniscas. Los yacimientos fracturados son aquellos que por efectos naturales o inducidos, presentan “canales” o fracturas, las cuales incrementan drásticamente la permeabilidad de la formación facilitando el movimiento de los fluidos. A la permeabilidad resultante de estos efectos se le llama permeabilidad secundaria. Cuando se construye un modelo estático de un yacimiento y si este es fracturado es muy importante tener el modelo, tanto de la permeabilidad primaria, como de la secundaria, de esta manera hacer una distinción entre la permeabilidad provocada por las fracturas y la permeabilidad natural del yacimiento.

Nivel de Simulación

EL nivel de la simulación depende de los que se quiera simular y los resultados que se quieran obtener. Cuando la simulación es únicamente a nivel pozo puede que se quieran realizar estudios de fracturamiento hidráulico o uno similar a ese nivel. Cuando el nivel es una región, generalmente es para ver los efectos de algún proceso de recuperación adicional o sea una zona con características propias diferentes al resto del yacimiento. Finalmente, la simulación a nivel yacimiento es para ver todos los efectos antes mencionados y por supuesto, predecir el comportamiento de las propiedades de todo el yacimiento, la migración de los fluidos y en general todas las aplicaciones que la simulación puede tener.

Tipo de Simulación

El tipo de simulación hace referencia al tipo de fluido que el yacimiento produce y si es el caso, al tipo de fluido que se quiere utilizar en la recuperación adicional. La simulación de gas, de aceite negro, aceite volátil y de gas y condensado son la clasificación de yacimientos según sus diagramas de fase. Los demás son diferentes tipos de recuperación mejorada que se pueden utilizar en un yacimiento: Térmica para procesos como la inyección de vapor, inyección de químicos como lo pueden ser surfactantes y la inyección de miscibles como lo es la inyección de gas hidrocarburo.

Tipo de flujo

En la industria a veces un modelo convencional de simulación puede no ser el adecuado para nuestro yacimiento, esto generalmente es inexacto cuando el yacimiento va a entrar o está dentro de la región de dos fases, existe un acuífero muy activo o se presentan procesos de recuperación adicional.

Flujo monofásico es utilizado normalmente en yacimientos de gas y de aceite negro donde la presión del yacimiento está por encima de la de saturación y no posee un acuífero activo. El flujo bifásico es utilizado cuando 2 fluidos son activos dentro del yacimiento, esto es aceite con gas o agua. El flujo trifásico es cuando tanto aceite, gas y agua son incluidos en los procesos de la simulación y es requerido el conocimiento del comportamiento de las 3 fases.

La simulación composicional incluye procesos de recuperación adicional, generalmente procesos miscibles de inyección. La simulación composicional es cuando todo el proceso se realiza por cada

componente dentro de los fluidos dentro del yacimiento, para el caso del aceite en componentes pesados se utilizan pseudocomponentes y se obtienen modelos matemáticos por cada uno de estos componentes y pseudocomponentes. Generalmente en este tipo de simulaciones se incluye: CO₂, N₂, CO, H₂S, CH₄ hasta C₇₊. El pseudocomponente varía según la composición original del aceite, puede ser a partir del C₇ o del C₂₀, según el nivel al cual se quiera realizar el estudio.

Número de dimensiones y geometría

Como su nombre lo dice, son las dimensiones n las cuales se realizará el estudio. Por otro lado las geometrías más comunes en la simulación son la cartesiana (x, y, z) y la cilíndrica (r, θ, z) .

El nivel cero sería un modelo Tanque, como lo es el Balance de Materia, se utiliza para estimar volúmenes de hidrocarburo, presión del yacimiento, entrada de agua, entre otras.

La simulación en 1 dimensión se utiliza para investigar la sensibilidad del comportamiento del yacimiento a la variación de ciertos parámetros y evaluar la transmisibilidad.

La simulación en 2 dimensiones puede ser areal, transversal o radial. La areal (x, y) se utiliza cuando el espesor es muy pequeño, sirve también para determinar la entrada de agua, localizar la variación de ciertas propiedades de la roca, efectos de barrido de la inyección de agua o gas, entre otras. La transversal $(x/y/r, z)$ es utilizada cuando se realizan procesos de inyección en el casquete de gas, evaluación de las fuerzas gravitacionales, conificación del agua y para la obtención de curvas de permeabilidad relativa. La radial (r, θ) se utiliza para estudios a nivel pozo, ya que las celdas son pequeñas en la vecindad del pozo y es ahí donde existen mayores cambios en las propiedades.

En la actualidad el modelo en 3 dimensiones es el más utilizado ya que debido al enorme avance de la tecnología y desarrollos de herramientas computacionales, realizar modelos y estudios en 3 dimensiones no requiere mucho más trabajo a realizarlo en 1 ó 2, además que en el modelo de 3 dimensiones es donde se puede apreciar de forma más real nuestro yacimiento.

3.3.4 Información necesaria para la utilización de la Simulación Numérica

Siendo el modelo de estimación de perfiles de producción más complejo, ya que toma en cuenta las heterogeneidades del yacimiento, requiere de gran información para utilizarse, además, según sea e tipo de yacimiento y la magnitud de las heterogeneidades, requiere de información adicional con el fin de realizar un proceso más preciso y acercado a la realidad. A continuación se describe la información requerida para utilizar la Simulación Numérica de yacimientos para la estimación de perfiles de producción.

Yacimientos de Aceite

Información del yacimiento

- Presión inicial y perfil de presión de la vida activa del yacimiento.
- Historiales de los contactos agua-aceite, en caso de ser un yacimiento en su etapa de bajosaturación, historiales de los contactos aceite-gas.
- En caso de tener entrada de agua, alguna estimación de W_e si se cuenta con la información necesaria para estimarla.
- Saturaciones iniciales de los fluidos: aceite gas y agua.
- Curvas de permeabilidades relativas a los fluidos: Aceite gas y agua.

- Curvas de presión capilar: aceite-agua, gas-aceite y gas-agua.
- Comportamiento de las presiones de saturación.
- Compresibilidad de la formación.
- Tipo de geometría de flujo.
- Modelo estructural del yacimiento.
- Modelo geológico del yacimiento.
- Modelo petrofísico del yacimiento.
- Modelo sedimentológico del yacimiento.
- Modelo sísmico del yacimiento.
- Si es el caso, modelo de fracturas del yacimiento.
- Si es el caso, modelo de doble porosidad y doble permeabilidad.
- Número y posicionamiento de los pozos.
- Información de la terminación de los pozos: Coordenadas de disparos, tipo de terminación, características del aparejo de producción, etc.

Información de producción

- Historial de producción de los fluidos –aceite, gas y agua- por pozo.
- Producción acumulada de los fluidos- N_p , G_p y W_p - por pozo.
- Si es el caso, historiales de inyección por pozo.

Propiedades de los fluidos

- Comportamiento de las compresibilidad de los fluidos contra la presión: C_o , C_g y C_w .
- Historiales del comportamiento de los factores de volumen de los fluidos: B_o , B_g y B_w contra la presión o tiempo.
- Comportamiento de la RGA contra la presión.
- Comportamiento de la R_s contra la presión.
- Historial de la RGA producida.
- Comportamiento de la viscosidad de los fluidos contra la presión: μ_o , μ_g y μ_w .
- Densidad relativa de los fluidos: γ_o , γ_g y γ_w .

Yacimientos de Gas

Información del yacimiento

- Presión inicial y perfil de presión de la vida activa del yacimiento.
- Historiales de los contactos agua-gas, en caso de ser un yacimiento de gas y condensado y estar en su etapa de saturación, historial de contactos agua-aceite y aceite-gas.
- En caso de tener entrada de agua, alguna estimación de W_e si se cuenta con la información necesaria.
- Saturaciones iniciales de los fluidos: gas y agua.
- Curvas de permeabilidades relativas a los fluidos: gas y agua
- Curvas de presión capilar: y gas-agua.
- Comportamiento de las presiones de saturación.
- Compresibilidad de la formación.
- Tipo de geometría de flujo.
- Modelo estructural del yacimiento.
- Modelo geológico del yacimiento.

- Modelo petrofísico del yacimiento.
- Modelo sedimentológico del yacimiento.
- Modelo sísmico del yacimiento.
- Si es el caso, modelo de fracturas del yacimiento.
- Si es el caso, modelo de doble porosidad y doble permeabilidad.
- Número y posicionamiento de los pozos.
- Información de la terminación de los pozos: Coordenadas de disparos, tipo de terminación, características del aparejo de producción, etc.

Información de producción

- Producción acumulada de los fluidos: G_p y W_p .
- Si es el caso, producción acumulada de condensado N_{pc} .
- Si es el caso, historiales de inyección: W_i y/o G_i .

Propiedades de los fluidos

- Comportamiento de las compresibilidades de los fluidos contra la presión: C_g y C_w , si es el caso de la existencia de condensados, C_o contra presión.
- Historiales del comportamiento de los factores de volumen de los fluidos: B_g y B_w contra la presión o tiempo, si es el caso de la existencia de condensados, B_o contra presión.
- Comportamiento de la viscosidad de los fluidos contra la presión: μ_g y μ_w , si es el caso de la existencia de condensados, μ_o contra presión.
- Comportamiento del factor de desviación "Z" contra la presión.
- Densidad relativa de los fluidos γ_g , y γ_w , si es el caso, la densidad relativa del condensado γ_o .
- Si es el caso, propiedades adicionales del condensado: peso molecular, etc.

3.3.5 Herramientas computacionales en el mercado

Actualmente en el mercado existen diferentes simuladores con diferentes capacidades, a continuación se citaran algunos de los simuladores más comúnmente usados en la industria petrolera, así como características y capacidades de cada uno de ellos.

Eclipse 100

Simulador de aceite negro, capaz de simular 3 fases. Puede manejar modelos en mallas regulares (cartesianas) o en mallas cilíndricas, ambas en tres dimensiones. Sus esquemas de solución son IMPES (Presión implícita, saturaciones explícitas) o SS (totalmente implícito), capaz de resolver los sistemas de ecuaciones por medio de soluciones analíticas o iterativas.

Este simulador es comúnmente utilizado para simulaciones de agotamiento natural, también es capaz de realizar simulaciones para inyecciones naturales y polímeros. Tiene la opción de Compactación. También es capaz de realizar simulaciones a nivel pozo.

Eclipse 300

Simulador con capacidades superiores a su predecesor, capaz de realizar simulaciones composicionales de las 3 diferentes fases, además de poder realizar simulaciones térmicas.

Maneja modelos en mallas regulares y cilíndricas en tres dimensiones ambas. Sus esquemas de solución son el método IMPES e implícito adaptativo. Al igual que el Eclipse 100, es capaz de resolver sistemas de ecuaciones analítica o iterativamente.

Eclipse 300 tiene la capacidad de simular la transferencia de masa entre fases. Puede realizar simulaciones de inyecciones de gas miscible o inmisible. Recomendable para la simulación de yacimientos de aceite volátil o de gas y condensado. Capaz de manejar la inyección de CO₂ y la reducción interfacial.

Simbest II

Simulador pseudo-composicional de tres fases. Maneja modelos en mallas regulares y cilíndricas en tres dimensiones ambas. Su esquema de solución es el Implícito adaptativo. Capaz de manejar modelos con doble porosidad. Resuelve los sistemas de ecuaciones por métodos analíticos o iterativos.

El Simbest II es recomendable para simular agotamiento natural y para yacimientos de aceite volátil. Capaz de manejar problemas de pozos. Puede simular inyección de gas y/o agua e inyección de gases inertes, tales como el CO₂ y el N₂. Recomendable para utilizarlo en yacimientos fracturados, debido a su capacidad de manejar modelos de doble porosidad.

Therm

Simulador de aceite negro, de tres fases. Maneja modelos en mallas regulares y cilíndricas en tres dimensiones ambas Su esquema de solución es IMPES. Capaz de realizar simulaciones térmicas. Resuelve los sistemas de ecuaciones por métodos analíticos o iterativos. Therm es capaz de manejar procesos térmicos, tales como inyección de agua caliente (o vapor en forma cíclica o continua). Posee la opción de compactación. También recomendable para la simulación de procesos tales como la Combustión in-situ.

STAR

Un simulador geotérmico de la compañía Computer Modeling Group, capaz de realizar simulación en 3 fases y composicional, también es capaz de realizar simulación de procesos de recuperación mejorada como la inyección de químicos, además de poder realizar modelos de precipitación de parafinas y asfaltenos.

3.4 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE CADA MODELO DE ESTIMACIÓN

Cada uno de los modelos requiere diferente información, su nivel de precisión y dificultad es diferente, así como los costos para utilizarlos. A continuación se enlistan algunas de las ventajas y desventajas de los modelos de estimación.

Curvas de Declinación

Ventajas

1. Es un modelo que requiere poca información del yacimiento, por lo mismo es sencillo y útil en casos de emergencia donde se necesite tomar decisiones rápidamente.

2. A pesar de ser el modelo más sencillo y fácil de utilizar, en yacimientos o campos en etapa de declinación, llega a ser igual o más preciso que una simulación.
3. Al ser un modelo que depende del gasto de producción y producción acumulada, puede ser aplicado a nivel pozo, yacimiento y campo.
4. Debido a que únicamente utiliza la producción de fluidos, es preciso manejando las heterogeneidades del yacimiento, ya que estos están reflejados en la misma producción.

Desventajas

1. Puede ser muy impreciso si no se cuenta con un historial de producción grande.
2. Aplicable únicamente si se produce a un gasto constante
3. En yacimientos con gran mantenimiento de presión puede caer en grandes errores, si no se toma en cuenta la producción de agua.
4. No puede realizar predicciones de las propiedades del yacimiento ni de los fluidos.

Balance de Materia

Ventajas

1. En yacimientos con poca heterogeneidad los cálculos y estimaciones son muy precisas, que puede llegar a proporcionar respuestas rápidas en caso de necesitarlo.
2. Bastante preciso para la estimación de la magnitud de los mecanismos de empuje así como su comportamiento futuro.
3. modelo relativamente sencillo y económico.
4. Puede manejar métodos de recuperación secundaria, como inyección de gas y agua.

Desventajas

1. Debido a que considera el yacimiento como un modelo tanque, no es preciso manejando heterogeneidades
2. No toma en cuenta el número de pozos, ni sus características individuales.

Simulación Numérica

Ventajas

1. Modelo excelente para el manejo de mucha heterogeneidad en el yacimiento, realizando predicciones muy precisas.
2. También es capaz de manejar la porosidad y permeabilidad secundaria.
3. Puede ser tan preciso que incluso realiza predicciones en la composición de los fluidos.
4. Puede manejar predicciones utilizando algunos métodos de recuperación secundaria.
5. Para su uso incluye la existencia de pozos, así como las coordenadas a las cuales producen, por lo que también el número de pozos entra como una variable para la predicción del comportamiento del yacimiento.

Desventajas

1. Puede llegar a ser caro y requerir mucho tiempo para realizar predicciones.
2. Requiere una gran cantidad de información para poder realizar predicciones adecuadas.
3. Debido a que requiere un software especializado, puede llegar a no ser de fácil acceso en muchas partes.

Como se puede observar, cada uno de los modelos es aplicable para diferentes condiciones, tiempo y características del yacimiento. Generalmente su uso está en función en la etapa de vida

del yacimiento y con cuanta información se cuenta del mismo yacimiento (tabla 3.2), así como de que tan preciso se requiere hacer la predicción y los recursos disponibles. **Tabla 3.2.**

Tabla 3.2 Información necesaria para el uso de cada modelo de estimación.

		Tipo de información	
		Yacimiento	Producción
Curvas de Declinación	Perfiles de presión de yacimiento o de fondo fluyendo de cada pozo.		Historiales de producción de aceite y de gas.
Balance de Materia	Perfiles de presión de yacimiento. Presión inicial. Saturaciones iniciales de aceite, gas y agua. Compresibilidad de la formación. Estimación de la entrada de agua, si aplica.		Producciones acumuladas de aceite, gas y agua. Si es el caso, volúmenes de fluido inyectado (agua y/o gas).
Simulación Numérica	Perfiles de presión de yacimiento. Presión inicial. Saturaciones iniciales de aceite, gas y agua. Compresibilidad de la formación. Estimación de la entrada de agua, si aplica. Curvas de permeabilidad relativa. Curvas de presión capilar. Modelo estático integral. Número y posicionamiento de pozos y características de terminación de cada uno.		Historiales de producción de aceite y de gas. Si es el caso, historiales de inyección.

		Tipo de información	
		Propiedades de los fluidos	
Curvas de Declinación	Únicamente en caso de no contar con un historial de producción de gas, se puede utilizar historiales de Rs y RGA para estimar las producciones de gas.		
Balance de Materia	Comportamiento de las compresibilidades de los fluidos. Comportamiento de los factores de volumen de los fluidos. Comportamiento de la RGA y de la Rs. Historial de la Rp.		
Simulación Numérica	Comportamiento de las compresibilidades de los fluidos. Comportamiento de los factores de volumen de los fluidos. Comportamiento de la viscosidad de los fluidos. Comportamiento de la RGA y de la Rs. Historial de la Rp. Densidad relativa de los fluidos. Comportamiento del factor de desviación "Z".		

4 ANÁLISIS DE LOS MODELOS DE ESTIMACIÓN DE PRODUCCIÓN EN MÉXICO

Para realizar esta investigación se desarrollo una metodología de investigación, que fue desde identificar los principales modelos para estimar perfiles de producción, la información que necesaria para aplicar dichos modelos y los tipos de yacimiento a los que aplican, hasta el análisis, evaluación y recomendaciones particulares a los yacimientos. **Fig. 4.1.**

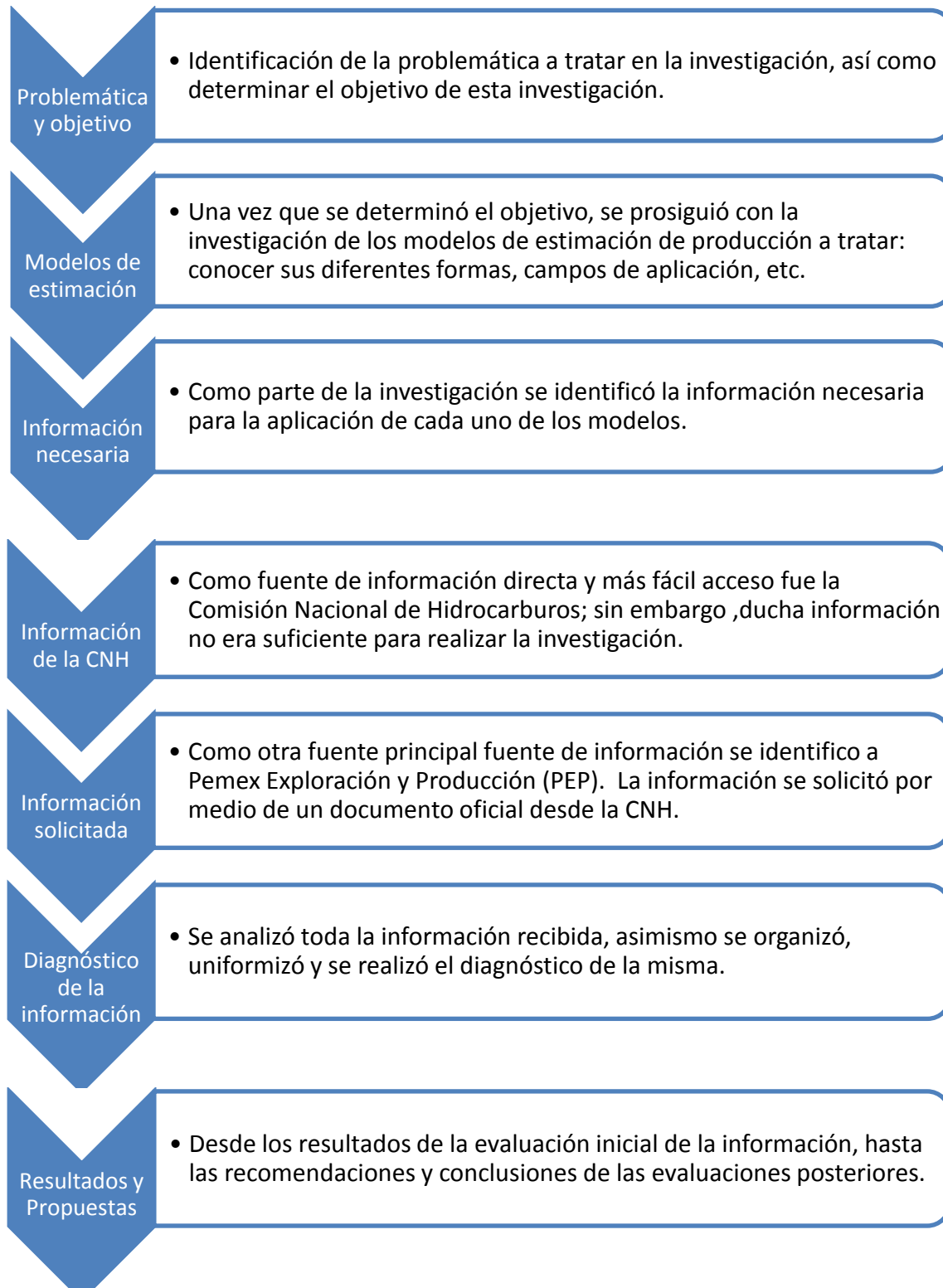


Figura 4.1 Diagrama de los pasos de la metodología de investigación.

4.1 RESUMEN DE LOS ANÁLISIS Y RESULTADOS

A continuación se presenta el resumen de todo el capítulo, desde el análisis de la suficiencia de información hasta las propuestas de evolución de modelo de estimación. Se recibió información de 1,297 yacimientos de los cuales 125 no poseían un modelo de estimación de producción por lo que se excluyeron de los análisis correspondientes. En esta investigación se analizaron un total de 1,172 yacimientos que tienen sus estimaciones de producción por uno de los modelos analizados, **tabla 4.1** a la **tabla 4.3**. Se evaluó la información de cada yacimiento de acuerdo al modelo que utilizaron para la estimación de sus producciones. Además, se analizó la información de los yacimientos para poder evolucionar a un modelo de estimación más sofisticado, para estos análisis posteriores los volúmenes del Activo Aceite Terciario del Golfo fueron descartados debido a ciertas características que esa región posee.

Tabla 4.1 Resumen del análisis de la información de los yacimientos por su modelo de estimación actual y posible evolución a uno más sofisticado, por número de yacimientos.

TOTAL DE YACIMIENTOS REPORTADOS						
1,297						
SIN MODELO 125	CON MODELO					
	1,172					
	Curvas de Declinación		Balance de Materia		Simulación Numérica	
	987		82		103	
	Información suficiente	Sin Información Suficiente	Información suficiente	Información Suficiente	Información suficiente	Sin Información Suficiente
	753	234	59	23	87	16
	ATG	Pueden mejorar a Balance de Materia				
29	958					
	Puede	No Puede				
	162	796				
	Pueden mejorar a Simulación Numérica					
	1040					
	Curvas de Declinación		Balance de Materia			
	958		82			
	Puede	No Puede	Puede	No Puede		
	48	910	22	60		

Fuente: Datos CNH y PEP.

Tabla 4.2 Resumen del análisis de la información de los yacimientos por su modelo de estimación actual y posible evolución a uno más sofisticado, por volúmenes remanentes de aceite, en mmb.

VOLUMEN REMANENTE TOTAL DE ACEITE						
213,891						
SIN MODELO 1,435	CON MODELO					
	212,456					
	Curvas de Declinación		Balance de Materia		Simulación Numérica	
	132,127		12,082		68,247	
	Información suficiente	Sin Información Suficiente	Información suficiente	Información Suficiente	Información suficiente	Sin Información Suficiente
	118,273	13,854	7,201	4,881	67,217	1,030
	ATG	Pueden mejorar a Balance de Materia				
81,288	50,839					
	Puede	No Puede				
	25,107	25,732				
	Pueden mejorar a Simulación Numérica					
	62,921					
	Curvas de Declinación		Balance de Materia			
	50,839		12,082			
	Puede	No Puede	Puede	No Puede		
	7,294	43,545	4,191	7,891		

Fuente: Datos CNH y PEP.

Tabla 4.3 Resumen del análisis de la información de los yacimientos por su modelo de estimación actual y posible evolución a uno más sofisticado, por volúmenes remanentes de gas, en mmmpc.

VOLUMEN REMANENTE TOTAL DE GAS						
183,018						
SIN MODELO 1,518	CON MODELO 181,500					
	Curvas de Declinación 116,340		Balance de Materia 24,879		Simulación Numérica 40,281	
	Información suficiente 105,247	Sin Información Suficiente 11,093	Información suficiente 11,829	Información Suficiente 13,050	Información suficiente 38,168	Sin Información Suficiente 2,113
ATG 37,497	Pueden mejorar a Balance de Materia 78,844					
	Puede 34,091	No Puede 44,752				
	Pueden mejorar a Simulación Numérica 103,722					
	Curvas de Declinación 78,844		Balance de Materia 24,879			
	Puede 8,790	No Puede 70,054	Puede 6,699	No Puede 18,180		

Fuente: Datos CNH y PEP.

Como resultados de estos análisis tenemos:

- El 76% de los yacimientos con Curvas de Declinación posee la información suficiente para utilizar dicho modelo de estimación, ésto es el 89.5% del volumen remanente de aceite y 90.4% de volumen remanente de gas del total valuado en Curvas de Declinación.
- El 72% de los yacimientos con Balance de Materia posee la información suficiente para utilizar dicho modelo de estimación, ésto es únicamente el 59,6% del volumen remanente de aceite y el 47.5% del volumen remanente de gas del total valuado en Balance de Materia.
- El 84.5% de los yacimientos con Simulación Numérica posee la información suficiente para utilizar dicho modelo de estimación, ésto es el 98.5% del volumen remanente de aceite y el 94.8% del volumen remanente de gas del total valuado en Simulación Numérica.
- Fuera del análisis de información suficiente, los volúmenes de ATG tuvieron sus propios análisis por campo administrativo estando fuera del resto. Se llegó a la conclusión de que todos deberían evolucionar mínimo a un modelo de Balance de Materia, posiblemente apoyado con el modelo de Declinación actual, lo difícil de realizar unos modelos adecuados, será dividir en mayores regiones estos campos con el fin de que las propiedades tanto de fluidos como del yacimiento sean representativas de cada región.
- El 17% de los yacimientos valuados con Curvas de Declinación (sin ATG) poseen información suficiente para evolucionar su modelo de estimación a Balance de Materia, éstos representan casi el 50% del total del volumen remanente de aceite y el 43.1% del total del volumen remanente de gas valuado con este modelo.
- El 5% de los yacimientos valuados con Curvas de Declinación (sin ATG) poseen información suficiente para evolucionar su modelo de estimación a Simulación Numérica, éstos

representan alrededor del 14.4% total del volumen remanente de aceite y 11.1% del total del volumen remanente de gas valuado con este modelo.

- El 27% de los yacimientos valuados con Balance de Materia poseen información suficiente para evolucionar su modelo de estimación a Simulación Numérica, éstos representan alrededor del 34.7% total del volumen remanente de aceite y el 26.9% del total del volumen remanente de gas valuado con este modelo.
- En general se tiene que el 76% de los yacimientos poseen la información suficiente para el modelo de estimación que tienen actualmente, éste es 90.7% del volumen remanente total de aceite y el 85.6% del volumen remanente total de gas de los 1,158 yacimientos analizados en esta investigación.

Además del análisis de la información de los yacimientos, también se analizaron ciertas características de los yacimientos, con las cuales se determinó si deberían evolucionar su modelo de estimación a uno más sofisticado. **Tabla 4.4** a la **tabla 4.6**.

Tabla 4.4 Resumen del análisis de los yacimientos que deben mejorar su modelo de estimación uno más sofisticado, por número de yacimientos.

YACIMIENTOS TOTALES DEL OFICIO								
1,297								
SIN MODELO	CON MODELO							
125	1,172							
	Curvas de Declinación			Balance de Materia		Simulación Num.		
	987			82		103		
	ATG	Deben Mejorar a Balance de Materia						
	29	221 / 958						
		Puede	No Puede					
		32	189					
		Deben Mejorar a Simulación Numérica						
		186 / 1,040						
		Curvas de Declinación			Balance de Materia			
		958			82			
		137		821	49		33	
		Puede	No Puede	No	Puede	No Puede	No	
		25	112	deben	18	31	deben	

Fuente: Datos CNH y PEP.

Tabla 4.5 Resumen del análisis de los yacimientos que deben mejorar su modelo de estimación uno más sofisticado, por volúmenes remanentes de aceite, en mmb.

VOLUMEN REMANENTE TOTAL DE ACEITE								
213,891								
SIN MODELO	CON MODELO							
1,435	212,456							
	Curvas de Declinación			Balance de Materia		Simulación Num.		
	132,127			12,082		68,247		
	ATG	Deben mejorar a Balance de Materia						
	81,288	10,905 / 50,839						
		Puede	No Puede					
		1,415	9,490					
		Deben mejorar a Simulación Numérica						
		37,688 / 62,921						
		Curvas de Declinación			Balance de Materia			
		50,839			12,082			
		30,934		19,905	10,837		1,245	
		Puede	No Puede	No	Puede	No Puede	No	
		5,160	25,773	deben	3,540	7,297	deben	

Fuente: Datos CNH y PEP.

Tabla 4.6 Resumen del análisis de los yacimientos que deben mejorar su modelo de estimación uno más sofisticado, por volúmenes remanentes de gas, en mmmpc.

VOLUMEN REMANENTE TOTAL DE GAS						
183,018						
SIN MODELO	CON MODELO					
1,518	181,500					
	Curvas de Declinación			Balance de Materia		Simulación Num.
	116,340			24,879		40,281
	Deben mejorar a Balance de Materia					
	10,418 / 78,844					
	Puede	No Puede				
	3,027	7,391				
	Deben mejorar a Simulación Numérica					
	67,663 / 103,723					
	Curvas de Declinación			Balance de Materia		
	78,844			24,879		
	45,728		33,116	21,935		2,944
	Puede	No Puede	No deben	Puede	No Puede	No deben
	5,464	40,264		5,184	16,751	

Fuente: Datos CNH y PEP.

Como resultados de estos análisis tenemos:

- Existen 221 yacimientos con Curvas de Declinación deberían evolucionar a su modelo de estimación por lo menos a Balance de Materia, éste es únicamente el 8,3% del volumen remanente total de aceite y 8.4% del volumen remanente total de gas del total atribuido a los yacimientos con Curvas de Declinación.
- De estos yacimientos únicamente 32 cuentan con suficiente información para mejorar su modelo de estimación a Balance de Materia, estos yacimientos son el 14.5% del total de este análisis, representan el 13% del volumen remanente total de aceite y el 29% del volumen remanente total de gas de los yacimientos. Por otro lado, el resto carece de información suficiente para evolucionar su modelo a Balance de Materia, éstos completan el 87% y 71% del volumen remanente total de aceite y de gas respectivamente atribuidos en este análisis.
- Del total de 1,040 yacimientos con Curvas de Declinación o Balance de Materia (sin ATG) como su modelo de estimación actual, 186 de ellos debería mejorar su modelo de estimación a Simulación Numérica, estos son el 17.8% del total de yacimientos de este análisis y representan el 33.6% del volumen remanente total de aceite y el 53% del volumen remanente total de gas de este análisis.
- De los 186 yacimientos que deben evolucionar a Simulación Numérica, 137 tiene Curvas de Declinación con su modelo actual y 49 Balance de Materia. Los de Curvas de Declinación representan el 82.3% del volumen remanente total de aceite y el 67.6% del volumen remanente total de los 186 yacimientos.
- De estos yacimientos que deben evolucionar su modelo 43 poseen información suficiente para hacerlo, éstos representan el 20.8% del volumen remanente total de aceite y el 15.7% del volumen remanente total de gas de los 186 yacimientos.

- De los 137 yacimientos con Curvas de Declinación que deberían mejorar a Simulación Numérica 25 poseen información suficiente para hacerlo, éstos representan el 16.7% del volumen remanente total de aceite y el 11.9% del volumen remanente total de gas de estos 137 yacimientos.
- De los 49 yacimientos con Balance de Materia que deberían mejorar a Simulación Numérica 18 poseen información suficiente para hacerlo, éstos representan el 32.7% del volumen remanente total de aceite y el 23.6% del volumen remanente total de gas de estos 49 yacimientos.

4.2 IDENTIFICACIÓN DE LA PROBLEMÁTICA Y DETERMINACIÓN DEL OBJETIVO

Como se dijo, la alta incertidumbre en la estimación de perfiles de producción es un problema en la explotación de los yacimientos. Como parte del trabajo que un ingeniero petrolero puede realizar, es reducir la incertidumbre realizando estimaciones más precisas, utilizando modelos de estimación más adecuados, así como la constante actualización de la información utilizada en los modelos para hacerlos más confiables.

Con la problemática definida, se planteó el objetivo principal de esta investigación: analizar el estado actual de los modelos de estimación de producción utilizados en los yacimientos del país, específicamente en el conocimiento de las bases con las que fueron desarrollados, la información necesaria para su aplicación y poder realizar las recomendaciones para una mejor aplicación de los mismos, que permitan reducir la incertidumbre en la predicción de perfiles de producción.

4.3 CONOCIMIENTO DE LOS MODELOS

Una parte importante de la investigación fue identificar los modelos existentes para poder realizar estimaciones de perfiles de producción así como la información necesaria que cada uno necesita para poder utilizarse, cuándo son aplicables, etc. Como se mencionó en el capítulo anterior, existen diferentes formas de realizar estimaciones de perfiles de producción y su utilización de éstos generalmente está en función del tiempo, características del yacimiento, las prioridades que se tengan, entre otras. La parte más importante de etapa de la investigación fue identificar la información necesaria para la aplicación y uso de cada modelo de estimación, así como los diferentes tipos de modelos particulares de cada uno y sus variaciones según el tipo de yacimiento.

4.4 INTEGRACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Se identificaron las posibles fuentes de la información para realizar la investigación, identificando 2: Pemex Exploración y Producción (PEP de ahora en adelante) y la Comisión Nacional de Hidrocarburos que ésta última contaba con información relacionada con reservas, proyectos de recuperación secundaria y mejorada, propiedades de los yacimientos, entre otras.

Se observó que la cantidad de información para el Balance de Materia y la Simulación Numérica grandes muy diferente a la que requiere las Curvas de Declinación, y si el yacimiento se encuentra por debajo de la presión de saturación requiere un mayor conocimiento de propiedades.

4.4.1 Información existente

Para una apropiada integración de la información se verificó que tanto Región, Activo, Campo y nombre del Yacimiento coincidieran para manejar la información en una misma base de datos, ésto para todas las fuentes de información utilizadas en esta investigación.

Como resultado del análisis de la información necesaria para cada modelo de estimación, se realizó una recopilación de la información existente en la Comisión, a pesar que toda la información podría ser solicitada al operador se realizó este trabajo con el fin evitar el rechazo en la solicitud de la información. Para ésto se revisó la siguiente información:

- **Información de Reservas:**
 - Producciones acumuladas.
 - Volúmenes originales.
 - Reservas 1P de aceite, gas y petróleo crudo equivalente.
 - Reservas 2P de aceite, gas y petróleo crudo equivalente.
 - Reservas 3P de aceite, gas y petróleo crudo equivalente.

- **Información que se tenía en la CNH:**
 - Tipo de yacimiento (siliciclastos o carbonatos).
 - Litología del yacimiento.
 - Profundidad promedio del yacimiento.
 - Temperatura del yacimiento.
 - Presión inicial del yacimiento.
 - Presión Actual del yacimiento.
 - Presión de saturación del yacimiento.

Mucha de la información que se recopiló fue a nivel campo. Si se obtuvo información a nivel yacimiento; sin embargo, gran parte era únicamente de los principales yacimientos del país. La principal fuente de información fue las de reservas, obteniéndose información importante para la investigación como el número total de yacimientos del país, tipo de fluido que producen, volumen original, producción acumulada, entre otras.

La fecha a la cual está referenciada la información utilizada en esta investigación es al 1 de enero de 2012.

4.4.2 Solicitud de la Información

Como se comentó, se requería más información para poder realizar el diagnóstico, el contenido del documento oficial en el cual se solicitaba la información faltante para el desarrollo de esta investigación fue el siguiente:

La información y preguntas hechas en el documento fueron:

1. Modelo de estimación de producción.

- I) Modelo utilizado para la estimación de producción: Curvas de Declinación, Balance de Materia o Simulación Numérica.
 - a. Si el modelo utilizado es Balance de Materia, método utilizado (GASCAP, Havlena-Odeh, Cambell, P/Z, etc.).
 - b. Si el modelo utilizado es Simulación Numérica, señalar el tipo de simulación (aceite negro, aceite volátil, gas, composicional, etc.)
 - II) Herramienta utilizada para estimar el perfil de producción.
 - III) Encargado de realizar la predicción, es decir, PEMEX o compañía externa.
2. Mecanismos de producción actuales.
3. Información de los pozos operando, señalar si se cuenta con:
- I) La profundidad promedio de la cima y base de los disparos de todos los pozos.
 - II) La presión de fondo fluyendo actual de todos los pozos.
 - III) El factor de daño a la formación de todos los pozos.
 - IV) El historial de producción de aceite (o condensado) de todos los pozos (donde aplique).
 - V) El historial de producción de gas de todos los pozos (donde aplique).
 - VI) El historial de producción de agua de todos los pozos (donde aplique).
 - VII) El historial de ritmos de inyección de todos los pozos inyectoros (donde aplique).
4. Modelo estático del yacimiento, señalar la fecha de actualización y la herramienta utilizada para obtener los modelos siguientes:
- I) Modelo estructural del yacimiento.
 - II) Modelo de fracturas del yacimiento (donde aplique).
 - III) Modelo geológico del yacimiento.
 - IV) Modelo petrofísico del yacimiento.
 - V) Modelo sedimentológico del yacimiento.
 - VI) Modelo sísmico del yacimiento.
 - VII) Modelo estático del yacimiento.
 - VIII) Modelo de doble porosidad del yacimiento (donde aplique).
 - IX) Modelo de doble permeabilidad del yacimiento (donde aplique).
5. De la presión y los contactos del yacimiento, señalar si se cuenta con lo siguiente:
- I) El histórico de presión estática.
 - II) El histórico de la profundidad del contacto agua-aceite (donde aplique).
 - III) El histórico de la profundidad del contacto agua-gas (donde aplique).
 - IV) El histórico de la profundidad del contacto gas-aceite (donde aplique).
6. De las propiedades roca-fluidos del yacimiento, señalar si se cuenta con lo siguiente:
- I) Las curvas de permeabilidad relativa aceite-gas (donde aplique).
 - II) Las curvas de permeabilidad relativa agua-aceite (donde aplique).
 - III) Las curvas de permeabilidad relativa agua-gas (donde aplique).
 - IV) Las curvas de presión capilar aceite-gas (donde aplique).
 - V) Las curvas de presión capilar agua-aceite (donde aplique).
 - VI) Las curvas de presión capilar agua-gas (donde aplique).

7. De las propiedades de los fluidos del yacimiento, señalar si se cuenta con:
- I) La envolvente de fases.
 - II) Gráficas con respecto a la presión de:
 - a. Relación gas-aceite (donde aplique).
 - b. Relación gas aceite producida.
 - c. Relación de solubilidad.
 - d. Compresibilidad del aceite (donde aplique).
 - e. Compresibilidad del gas (donde aplique).
 - f. Compresibilidad del agua (donde aplique).
 - g. Factor de volumen del aceite (donde aplique).
 - h. Factor de volumen del gas (donde aplique).
 - i. Factor de volumen del agua (donde aplique).
 - j. Viscosidad del aceite (donde aplique).
 - k. Viscosidad del gas (donde aplique).
 - l. Viscosidad del agua (donde aplique).
 - m. Factor de desviación "Z" del gas (donde aplique).
 - n. Densidad del aceite (donde aplique).
 - o. Densidad del gas (donde aplique).
 - p. Densidad del agua (donde aplique).
 - q. Composición del aceite (donde aplique).
 - r. Composición del gas (donde aplique).
 - III) Densidad relativa del aceite (donde aplique).
 - IV) Densidad relativa del gas (donde aplique).
 - V) Densidad relativa del agua (donde aplique).
 - VI) Salinidad del agua.
8. Recuperación secundaria y/o mejorada en el yacimiento.
- I) Tipo de método de recuperación secundaria y/o mejorada utilizado: inyección de agua, de CO₂, de gas hidrocarburo, de químicos, de vapor, combustión *in-situ*, etc.
 - II) Estatus del proyecto (en ejecución o en planeación).
 - III) Fecha real o programada de inicio de la inyección.
 - IV) Fecha real o programada de fin de la inyección.
9. Señalar si se cuenta con un programa de trabajo para la actualización de los modelos de estimación de producción.

Como puede observarse, por lo que se refiere a los numerales 3, 5, 6, 7 y 9 únicamente se solicitó se señalaran si se contaba con la información. Dicha información se solicitó se entregara por yacimiento en un archivo de Excel en forma de tabla.

4.4.3 Calidad de la información recibida

La información recibida en el documento oficial de PEP poseía un gran número de inconsistencias, tanto propias de la misma información como comparadas a las demás fuentes.

A pesar de ser un reporte oficial de Pemex, existen inconsistencias respecto a la información entregada para reservas y en otros reportes a la Comisión.

La primera inconsistencia encontrada fue en el número de yacimientos. En reservas al 1 de enero de 2012 se tienen 1,328 yacimientos registrados, mientras que en el documento oficial de diciembre de 2012 se tienen registrados 1,297 yacimientos, además que existían algunos yacimientos repetidos, dichos errores fueron eliminados para evitar confusiones y resultados erróneos. Para fines de esta investigación se trabajará únicamente con los yacimientos del documento oficial de diciembre de 2012.

Con base en la demás información recopilada se verificó si el yacimiento tenía su presión menor a la de saturación (donde aplicara y donde se tuviera la información de las presiones), encontrando que muchos yacimientos con su presión por debajo de la de saturación, no contaban con la información referente al otro fluido (Contactos, gastos de producción, entre otros) y muchos traía la leyenda de “No aplica”, siendo ésto, totalmente inconsistente con la información recibida en el documento oficial anterior.

Otra inconsistencia fue referente a la información de los contactos, muchos yacimientos reportan como inexistentes siendo que, se identificaron yacimientos con presión por debajo de la de saturación por lo que ya presentan casquete de gas y en el documento se señalan como “No aplica”.

Referente a los historiales de producción, algunos yacimientos reportan estos puntos como “No aplica”, mientras que en reservas ya se tienen registros en la producción acumulada de ese yacimiento.

Referente a las actividades de recuperación secundaria y mejorada, en 3 yacimientos se indica que información referente a gastos de inyección no aplican en dichos yacimientos, especificando después que existen o existieron actividades de ese tipo.

Como último detalle existían inconsistencias ortográficas, obligó a que se uniformizara la información de los archivos antes de ser trabajados.

4.5 DIAGNÓSTICO GENERAL DE LA INFORMACIÓN

Para esta investigación se están considerando 1,297 yacimientos, que fueron los reportados en el documento oficial que contenía la información y preguntas antes mencionadas, por lo que los demás yacimientos que aparecen en reservas fueron excluidos de los análisis.

Dichos yacimientos están distribuidos en 13 Activos de Producción dentro de las 4 regiones del país. Además, este diagnóstico también incluirá volúmenes remanentes tanto de aceite como de gas correspondientes a esos yacimientos, debido a que una variable importante para los futuros análisis fueron dichos volúmenes.

El tipo de fluido productor de los yacimientos de México es variado, siendo la mayoría de aceite negro, de gas húmedo y de gas seco. A su vez éstos están distribuidos en las cuatro Regiones y 13 Activos de la siguiente manera. **Tabla 4.7:**

Tabla 4.7 Número de yacimientos por tipo de fluido por Región y por Activo.

Análisis de los modelos de estimación de producción utilizados en los yacimientos petroleros de México

	Aceite negro	Aceite volátil	Gas húmedo	Gas seco	Gas y condensado	Total
RMNE	42	0	0	0	0	42
Cantarell	15	0	0	0	0	15
Ku-Maloob-Zaap	27	0	0	0	0	27
RMSO	53	17	3	16	14	103
Abkatún-Pol-Chuc	30	5	0	1	5	41
Litoral de Tabasco	23	12	3	15	9	62
RN	253	0	233	193	3	682
ATG *	29	0	0	0	0	29
Burgos	13	0	203	90	1	307
Poza Rica-Altamira	181	0	19	2	2	204
Veracruz	30	0	11	101	0	142
RS	177	79	67	95	52	470
Bellota-Jujo	39	32	0	2	6	79
Cinco Presidentes	61	11	15	2	2	91
Macuspana	31	4	52	87	21	195
Muspac	23	15	0	3	17	58
Samaria-Luna	23	17	0	1	6	47
TOTAL	525	96	303	304	69	1,297

* El Activo ATG no contiene únicamente 29 yacimientos, está dividido en campos/yacimientos con propósitos administrativos.

Fuente: Datos CNH y PEP.

La mayoría de los yacimientos se encuentran en las regiones Norte y Sur, concentrando cerca del 90% del total nacional. Por otro lado, la minoría se encuentra en las regiones marinas; sin embargo, a pesar de eso la importancia de sus yacimientos es elevada debido a los volúmenes que maneja. **Tablas 4.8 y 4.9.**

Tabla 4.8 Volumen remanente de aceite por tipo de yacimiento, Región y Activo, en mmb.

	Aceite negro	Aceite volátil	Gas húmedo	Gas seco	Gas y condensado	Total
RMNE	58,589.2					58,589.2
Cantarell	23,425.5					23,425.5
Ku-Maloob-Zaap	35,163.7					35,163.7
RMSO	15,689.5	2,901.9			2,750.8	21,342.2
Abkatún-Pol-Chuc	10,643.2	814.7			38.8	11,496.7
Litoral de Tabasco	5,046.3	2,087.2			2,712.0	9,845.5
RN	105,031.0				342.5	105,373.5

Análisis de los modelos de estimación de producción utilizados en los yacimientos petroleros de México

ATG	81,287.6				81,287.6
Burgos	92.4			292.4	384.8
Poza Rica-Altamira	23,010.2			50.1	23,060.3
Veracruz	640.8				640.8
RS	18,286.4	8,939.9		1,360.0	28,586.3
Bellota-Jujo	3,949.5	5,759.6		166.8	9,875.9
Cinco Presidentes	5,017.4	200.8		9.3	5,227.5
Macuspana	82.4	64.3		182.7	329.4
Muspac	2,309.4	755.2		870.9	3,935.5
Samaria-Luna	6,927.7	2,160.0		130.3	9,218.0
TOTAL	197,596.1	11,841.8	0.0	0.0	4,453.3

Fuente: Datos CNH y PEP.

Tabla 4.9 Volumen remanente de gas por tipo de yacimiento, Región y por Activo, en mmmpc.

	Aceite negro	Aceite volátil	Gas húmedo	Gas seco	Gas y condensado	Total
RMNE	18,691.6					18,691.6
Cantarell	10,361.1					10,361.1
Ku-Maloob-Zaap	8,330.5			23,583.0		8,330.5
RMSO	11,590.7	5,642.8	2,465.2	1,826.5	12,481.4	34,006.6
Abkatún-Pol-Chuc	8,666.2	1,315.9		31.2	410.3	10,423.6
Litoral de Tabasco	2,924.5	4,326.9	2,465.2	1,795.3	12,071.1	23,583.0
RN	72,016.7		8,125.3	5,519.8	455.4	86,117.2
ATG	37,496.6					37,496.6
Burgos	239.7		7,278.5	2,729.7	165.3	10,413.2
Poza Rica-Altamira	33,908.9		442.0	1,064.4	290.1	35,705.4
Veracruz	371.5		404.8	1,725.7		2,502.0
RS	18,019.4	16,038.3	978.9	1,089.9	8,075.8	44,202.3
Bellota-Jujo	4,000.0	8,488.4		12.8	592.7	13,093.9
Cinco Presidentes	3,732.2	130.2	166.8	33.6	116.3	4,179.1
Macuspana	64.1	67.0	812.1	896.5	1,440.7	3,280.4
Muspac	3,723.9	1,554.0		142.1	5,194.3	10,614.3
Samaria-Luna	6,499.2	5,798.7		4.9	731.8	13,034.6
TOTAL	120,318.4	21,681.1	115,69.4	8,436.2	21,012.6	183,017.7

Fuente: Datos CNH y PEP.

La distribución de los volúmenes en los diferentes tipos de yacimiento nos muestra de manera indirecta la importancia de ciertos Activos y Regiones. Las Regiones que poseen mayores volúmenes de aceite son la Marina Noreste y la Norte. Por otro lado, los volúmenes de aceite de la

Región Sur son muy pequeños, pero muchos yacimientos de esa región son de aceite ligero y superligero.

Las regiones que poseen gran número de yacimientos, como Burgos o Macuspana, poseen volúmenes muy pequeños comparados a nivel nacional, tanto en aceite como en gas por lo que su valor e importancia son inferiores comparados a los volúmenes de las regiones marinas. El único Activo con volúmenes y número de yacimientos elevados es Poza Rica-Altamira de la Región Norte.

A nivel nacional en volúmenes de gas, el de Activo Aceite Terciario del Golfo es una porción importante además el Activo que posee los mayores volúmenes de gas es Samaria-Luna, el cual incremento sus volúmenes drásticamente del 2010 para el 2011. Por otro lado, el Activo Burgos posee volúmenes inferiores comparados a otros Activos y Regiones, el Activo Poza Rica-Altamira posee más del triple de volumen de gas, mientras que Cantarell posee volúmenes similares; sin embargo, posee una producción acumulada de gas que sobrepasa por mucho a la que tiene Burgos.

4.5.1 Modelos de estimación de producción

De los 1,297 yacimientos que se reportaron en el documento oficial, se tienen yacimientos con estimaciones de producción por los 3 modelos (Curvas de Declinación, Balance de Materia y Simulación Numérica). **Fig. 4.2.**

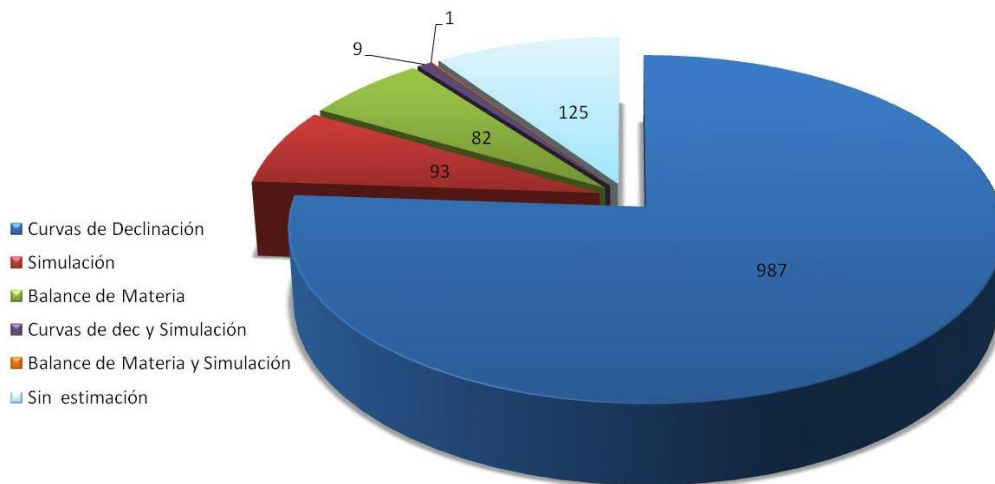


Fig. 4.2 Número de Yacimientos por modelo de estimación.

Fuente: Datos CNH y PEP.

Como se observa en la gráfica anterior, existen 10 yacimientos que reportaron dos modelos de estimación utilizados para sus perfiles: Simulación Numérica y el otro Balance de Materia y Curvas de Declinación, para fines de esta investigación, se quedaran agrupados únicamente en el grupo de Simulación Numérica.

Como parte del objetivo de esta investigación se tiene el evaluar la información necesaria para los modelos de estimación de producción, por lo que los 125 yacimientos que no reportaron modelo de estimación no fueron utilizados en la investigación, además de que el resto de la información que reportaron fue escasa reportándose que son yacimientos sin explotarse actualmente, quedando 1,172 yacimientos de los 1,297 reportados en el documento oficial.

Desde el punto de volúmenes y por modelos de estimación, de los 213,891.2 mmb únicamente 1,435.4 mmb pertenecen a los 125 yacimientos fuera del análisis de esta investigación, siendo 212,455.8 mmb de los 1,172 yacimientos el 99.33% valuados dentro uno de los 3 modelos de estimación desarrollados en esta investigación. **Tabla 4.10.**

Tabla 4.10 Volúmenes remanentes de aceite por modelos de estimación y tipo de fluido productor, en mmb.

	Aceite negro	Aceite volátil	Gas húmedo	Gas seco	Gas y condensado	Total
Curvas de Declinación	126,224.1	4,450.3			1,452.5	132,126.9
Balance de Materia	6,696.3	2,866.5			2,518.8	12,081.6
Simulación Numérica	63,328.1	4,480.1			439.1	68,247.3
Sin modelo	1,347.6	44.9			42.9	1,435.4
Total	197,596.1	11,841.8	0.0	0.0	4,453.3	213,891.2

Fuente: Datos CNH y PEP.

Mientras que para el gas, de los 183,017.7 mmmcp de volumen remanente, 181,499.6 mmmcp están valuados dentro los 1,172 yacimientos con algún modelo de estimación de producción desarrollado en esta investigación, siendo el 99.17% del volumen total analizado. **Tabla 4.11.**

Tabla 4.11 Volúmenes remanentes de gas por modelos de estimación y tipo de fluido productor, en mmmcp.

	Aceite negro	Aceite volátil	Gas húmedo	Gas seco	Gas y condensado	Total
Curvas de Declinación	84,546.6	8,102.0	9,926.8	6,721.2	7,043.7	116,340.3
Balance de Materia	6,235.8	7,171.2	309.5	285.6	10,876.7	24,878.8
Simulación Numérica	28,704.9	6,339.0	1,127.8	1,387.8	2,721.0	40,280.5
Sin modelo	831.1	68.9	205.3	41.6	371.2	1,518.1
Total	120,318.4	21,681.1	11,569.4	8,436.2	21,012.6	183,017.7

Fuente: Datos CNH y PEP.

Dado que el objetivo de esta investigación es evaluar los modelos de estimación, los yacimientos que no reportaron un modelo de estimación fueron descartados de futuros análisis. De ésta manera los yacimientos y volúmenes a ser analizados en esta investigación quedan de la siguiente manera. **Tabla 4.12:**

Tabla 4.12 Yacimientos y sus volúmenes de aceite y gas remanentes con modelos de estimación de producción.

	Yacimientos número	N remanente mmb	G remanente mmmcp
Curvas de Declinación	987	68,247.3	40,280.5
Balance de Materia	82	12,081.6	24,878.8
Simulación	103	132,126.9	116,340.3

Numérica

Total	1,172	212,455.8	181,499.6
--------------	--------------	------------------	------------------

Fuente: Datos CNH y PEP.

4.5.2 Resto de la información

De los 1,172 yacimientos que se analizaron, existen hasta 7 diferentes combinaciones de mecanismos de producción de los 5 posibles presentes en un yacimiento; sin embargo, hay mecanismos particulares que no son aplicables a todo tipo de yacimientos, es por eso que se realiza un análisis particular por tipo de yacimiento.

Referente a las propiedades de los fluidos, la cantidad de información que poseen es variada y diferente por cada tipo de yacimiento y Región en la que se ubican. En cuanto a yacimientos de gas seco y húmedo se eliminaron los puntos que hacen referencia a propiedades de aceite y respecto a la presión de saturación.

Podemos mencionar que 25,072.6 mmb de aceite y 8,296.6 mmpc de gas se encuentran en 132 yacimientos sin explotación, mientras que 415 mmb y 1,290 mmpc de volúmenes remanentes se encuentran en 102 yacimientos que actualmente no producen.

4.5.2.1 Yacimientos de aceite negro

Los yacimientos de aceite negro son los más importantes en la industria nacional ya que poseen los volúmenes más importantes y los yacimientos con mayor potencial.

Este tipo de yacimientos pueden presentar todos los tipos de mecanismos de producción, esto depende del tiempo de explotación que lleve y particularmente del nivel de su presión estática.

Tabla 4.13.

Tabla 4.13 Mecanismos de producción actuales de los yacimientos de aceite negro.

	Yacimientos número	N remanente mmb	G remanente mmpc
Expansión del Gas Libre	2	413.6	538.2
Exp. Gas libre, E. Hidráulico, Seg. Grav.	4	29,416.8	12,351.7
Expansión del Gas en Solución	142	92,013.9	47,570.0
Exp. Gas Sol. y Gas libre	3	3,414.7	2,294.5
Exp. Gas Sol., Gas Libre y E. Hidráulico	2	695.0	864.3
Exp. Gas Sol., We y Seg. Grav.	5	5,443.3	6,234.7
Expansión Roca-Fluidos	92	20,784.6	29,391.3
Empuje Hidráulico	107	15,642.3	12,043.4
E. Hidráulico y Exp. Gas Libre	1	682.2	269.9
E. Hidráulico y Exp. Gas Sol.	6	3,175.2	3,261.2
E. Hidráulico y Seg. Grav.	2	499.0	100.8
Sin explotar	60	23,795.7	4,357.6
Sin producción	32	272.2	209.7
Total	458	196,248.5	119,487.3

Fuente: Datos CNH y PEP.

De los 458 yacimientos de aceite negro, la mayoría presentan Expansión Roca-Fluidos, Empuje Hidráulico y Expansión del Gas Disuelto, mientras la Expansión de Gas Libre (yacimientos con su $P_y < P_b$) y las diferentes combinaciones de empujes una minoría siendo únicamente 25 el total. Casi la mitad del volumen remanente de aceite está en yacimientos con Expansión del Gas en Solución, ésto debido nuevamente a los volúmenes de los yacimientos del Activo Aceite Terciario del Golfo.

Adicionalmente de la información antes mencionada, se reporta información respecto a los pozos, modelo estático, historiales y comportamiento de propiedades de los fluidos. **Tabla 4.14.**

Tabla 4.14 Información de propiedades del yacimiento, roca-fluidos, fluidos e historiales por volumen remanente de aceite y número de yacimientos de aceite negro.

	Se tiene		No se tiene		No Aplica		
	número	mmb	número	mmb	número	mmb	
Información por Pozo	Cima y base de los disparos	337	185,948.0	112	10,139.0	9	161.5
	Pwf	147	65,658.4	303	130,555.6	8	34.5
	Daño	74	47,144.1	375	149,060.1	9	44.3
	Historiales Q_o	301	166,008.7	85	4,508.0	72	25,731.8
	Historiales Q_g	289	145,155.0	103	25,574.5	66	25,519.0
	Historiales Q_w	282	157,542.8	120	13,459.7	56	25,246.0
Información del Modelo estático	Modelo estructural	266	112,567.4	192	83,681.1	-	-
	Modelo geológico	263	111,056.4	195	85,192.1	-	-
	Modelo petrofísico	260	112,261.9	198	83,986.6	-	-
	Modelo sedimentológico	226	103,492.2	232	92,756.3	-	-
	Modelo sísmico	235	103,337.8	223	92,910.7	-	-
	Modelo estático integral	256	102,460.4	202	93,788.1	-	-
	Modelo de fracturas	78	62,766.3	263	120,506.1	117	12,976.1
	Modelo de doble Porosidad	66	70,584.2	213	103,637.5	179	22,026.8
	Modelo de doble K	22	25,397.0	222	106,460.7	214	64,390.8
	Py	200	103,282.6	247	91,100.9	11	1,865.0
Historiales	Cont W-O	109	66,132.6	239	26,726.8	110	103,389.1
	Cont G-O	31	38,628.8	212	27,994.5	215	129,625.2
	Kr G-O	81	76,307.0	338	109,017.9	39	10,923.6
Propiedades Roca-Fluidos	Kr W-O	114	77,664.5	304	107,658.1	40	10,925.9
	Kr W-G	30	20,409.7	306	116,978.4	112	58,860.4
	Pc G-O	66	74,059.4	337	108,574.3	55	13,614.8
	Pc W-O	113	86,844.6	307	98,495.1	38	10,908.8
	Pc W-G	32	22,885.8	298	105,761.5	128	67,601.2
Propiedades	Envolvente fases	148	105,958.1	286	88,459.4	24	1,831.0

Análisis de los modelos de estimación de producción utilizados en los yacimientos petroleros de México

de los fluidos	PvsRGA	194	130,517.7	227	63,113.4	37	2,617.4
	PvsRp	255	183,120.8	161	9,465.6	42	3,662.1
	PvsRs	164	119,023.4	269	75,336.6	25	1,888.5
	PvsC _o	173	128,044.0	253	66,123.6	32	2,080.9
	PvsC _g	145	108,257.0	286	86,099.6	27	1,891.9
	PvsC _w	74	47,728.0	349	141,518.5	35	7,002.0
	PvsB _o	221	139,153.6	205	55,014.0	32	2,080.9
	PvsB _g	206	132,419.2	227	61,940.8	25	1,888.5
	PvsB _w	47	42,144.7	376	147,101.8	35	7,002.0
	Pvsμ _o	204	132,448.9	222	61,718.7	32	2,080.9
	Pvsμ _g	117	104,166.2	314	89,689.2	27	2,393.1
	Pvsμ _w	47	42,071.9	376	147,174.6	35	7,002.0
	PvsZ	125	89,731.3	281	95,201.2	52	11,316.0
	Pvsp _o	213	138,394.2	213	55,773.4	32	2,080.9
	Pvsp _g	180	133,642.8	248	60,159.8	30	2,445.9
	Pvsp _w	39	29,110.6	384	160,135.9	35	7,002.0
	PvsComp-o	96	62,894.4	326	130,215.8	36	3,138.3
	PvsComp-g	120	73,235.1	300	119,370.5	38	3,642.9
	γ _o	139	129,310.0	287	64,857.6	32	2,080.9
	γ _g	152	124,363.2	279	69,492.2	27	2,393.1
	γ _w	80	87,132.1	344	102,700.7	34	6,415.7
Programa de actualización	304	103,834.7	143	91,142.7	11	1,271.1	

Fuente: Datos CNH y PEP.

Analizando la tabla anterior se puede apreciar que casi todos los yacimientos tienen documentada su información de terminación y presión de todos sus pozos, por otro lado, la información referente al daño (Skin Factor) está completa únicamente en 74 de los yacimientos. Referente los historiales de producción se puede apreciar que hay un gran número de yacimientos que reportan no tener todos los historiales registrado y según la información recibida.

Referente al modelo estático del yacimiento se observa que alrededor de 260 yacimientos cuentan con toda la información para construir el modelo estático completo, una cantidad menor no posee ni modelo Sísmico ni sedimentológico, siendo el primero indispensable para poder tener un modelo estático adecuado.

La información referente a contactos se analizarán respecto al estado de la presión del yacimiento y el resto de las propiedades se analizaran conforme al modelo de estimación.

Cabe mencionar que la información respecto a las propiedades del agua es escasa. Finalmente respecto al programa de actualización del modelo de estimación se reportan 11 yacimientos donde especifican "No aplica" siendo incongruente ya que estos yacimientos si poseen un modelo.

Los yacimientos de aceite negro poseen los volúmenes más importantes tanto de aceite como de gas, por lo tanto es importante tener bien caracterizados los yacimientos que poseen los mayores

volúmenes con el fin de poder conocerlo y reducir la incertidumbre de su comportamiento durante su vida productiva.

Las grandes diferencias en la distribución de los volúmenes y el conocimiento de sus propiedades se debe al Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo, Veracruz, Cantarell y Ku-Maloob-Zaap principalmente, los cuales concentran la mayor parte de los volúmenes y el conocimiento de las propiedades de los yacimientos en dichos Activos es variada.

Mientras que del Activo Aceite Terciario del Golfo únicamente 3 yacimientos/campos administrativos poseen gran conocimiento de las propiedades de los fluidos y del modelo estático del yacimiento, mientras que el resto tiene carencias enormes de información.

Los grandes yacimientos de las Regiones Marinas poseen prácticamente toda su información y es debido a ésto que grandes volúmenes de aceite se encuentran con toda su información.

4.5.2.2 Yacimientos de aceite ligero

Al igual que los yacimientos de aceite negro, los de aceite volátil pueden presentar los 5 mecanismos de producción y además presentarlos en tiempos menores de producción debido a su cercanía de su presión a la región de dos fases. **Tabla 4.15.**

Tabla 4.15 Mecanismos de producción actuales de los yacimientos de aceite volátil.

	Yacimientos número	N remanente mmb	G remanente mmmpc
Expansión del Gas Libre	1	2,609.9	2,675.7
Expansión del Gas en Solución	12	768.0	1,059.6
Exp. Gas Sol. y Gas Libre	6	578.4	869.0
Exp. Gas Sol., Gas Libre y E. Hidráulico	1	130.0	125.6
Expansión Roca-Fluidos	18	2,098.6	4,299.3
Segregación Gravitacional	2	122.7	164.0
Empuje Hidráulico	27	3,920.9	9,293.2
E. Hidráulico y Exp. Gas Sol.	3	338.0	895.4
Sin explotar	17	1,180.5	2,067.1
Sin producción	2	49.9	163.3
Total	89	11,796.9	21,612.2

Fuente: Datos CNH y PEP.

De los 89 yacimientos de aceite ligero que se trabajaron en la investigación los 3 mecanismos de producción predominantes fueron los mismos que en los de aceite negro. Los yacimientos con mecanismos combinados fueron únicamente 10, por Expansión del Gas Libre a pesar de tener únicamente un yacimiento, éste posee importantes volúmenes de hidrocarburos.

A continuación en la **tabla 4.16** se reporta el resto de información solicitada respecto a este tipo de yacimientos, al igual que los yacimientos de aceite negro se reporta tanto información del aceite como del gas.

Tabla 4.16 Información de propiedades del yacimiento, roca-fluidos, fluidos e historiales por volumen remanente de aceite y número de yacimientos de aceite volátil.

	Se tiene		No se tiene		No Aplica		
	número	mmb	número	mmb	número	mmb	
Información por Pozo	Cima y base de los disparos	81	11,448.7	3	98.5	5	249.7
	Pwf	47	8,395.8	37	3,151.4	5	249.7
	Daño	44	8,739.2	39	2,792.1	6	265.6
	Historiales Q _o	67	10,227.8	9	343.2	13	1,225.9
	Historiales Q _g	67	10,227.8	10	351.7	12	1,217.4
	Historiales Q _w	66	10,207.9	9	343.2	14	1,245.8
Información del Modelo estático	Modelo estructural	80	11,280.8	9	516.1	-	-
	Modelo geológico	80	11,280.8	9	516.1	-	-
	Modelo petrofísico	81	11,338.7	8	458.2	-	-
	Modelo sedimentológico	69	8,093.6	20	3,703.3	-	-
	Modelo sísmico	80	11,280.8	9	516.1	-	-
	Modelo estático integral	80	11,280.8	9	516.1	-	-
	Modelo de fracturas	46	9,303.3	25	1,991.2	18	502.4
	Modelo de doble Porosidad	25	7,291.0	38	2,803.6	26	1,702.3
Historiales	Modelo de doble K	15	2,956.9	49	4,705.1	25	4,134.9
	Py	61	10,343.5	23	1,213.3	5	240.1
	Cont W-O	46	9,040.2	33	2,012.6	10	744.1
Propiedades Roca-Fluidos	Cont G-O	4	6,982.4	33	3,902.3	52	912.2
	Kr G-O	44	8,676.5	36	2,208.2	9	912.2
	Kr W-O	44	8,676.5	36	2,208.2	9	912.2
	Kr W-G	20	2,727.1	37	3,038.6	32	6,031.2
	Pc G-O	27	6,982.4	53	3,902.3	9	912.2
	Pc W-O	32	7,348.6	50	3,565.3	7	883.0
	Pc W-G	19	3,026.9	38	2,738.8	32	6,031.2
Propiedades de los fluidos	Envolvente Psat	50	9,916.6	34	1679.0	5	201.3
	PvsRGA	62	10,761.5	22	834.1	5	201.3
	PvsRp	67	11,042.6	17	553.0	5	201.3
	PvsRs	56	10,167.4	28	1,428.2	5	201.3
	PvsC _o	52	9,384.7	32	2,210.9	5	201.3
	PvsC _g	43	8,131.5	41	3,464.1	5	201.3
	PvsC _w	4	682.8	80	10,912.8	5	201.3
	PvsB _o	58	9,966.3	26	1,629.3	5	201.3
	PvsB _g	55	9,758.5	29	1,837.1	5	201.3
	PvsB _w	7	1,188.5	77	10,407.1	5	201.3
	Pvsμ _o	54	9,614.2	30	1,981.4	5	201.3
	Pvsμ _g	49	9,434.6	33	2,131.8	7	230.5

Análisis de los modelos de estimación de producción utilizados en los yacimientos petroleros de México

Pvs μ_w	3	207.8	81	11,387.8	5	201.3
PvsZ	59	10,857.7	23	708.7	7	230.5
Pvs ρ_o	59	10,857.7	25	737.9	5	201.3
Pvs ρ_g	51	8,934.6	31	2,631.8	7	230.5
Pvs ρ_w	4	224.7	75	7,419.1	10	4,153.1
PvsComp-o	48	9,207.3	36	2,388.3	5	201.3
PvsComp-g	51	9,878.5	31	1,687.9	7	230.5
γ_o	61	10,116.2	23	1,479.4	5	201.3
γ_g	57	9,310.0	25	2,256.4	7	230.5
γ_w	38	4,511.9	46	7,083.7	5	201.3
Programa de actualización	78	10,674.3	10	996.6	1	126.0

Fuente: Datos CNH y PEP.

Analizando esta información, 13 de los yacimientos aún no se encuentran en explotación (los yacimientos donde “No aplica” Q_o) y aparentemente casi todos los yacimientos en explotación poseen producciones de agua.

En cuanto al modelo estático, la gran mayoría cuenta con toda la información necesaria para tener un Modelo Estático completo. Existen más yacimientos sin modelo sedimentológico reportado y el número de yacimientos con fracturas reportados es grande.

Con comportamientos cercanos a las presiones de saturación, los yacimientos de aceite volátil tienden a formar un casquete de gas secundario y debido a ésto, es importante poseer información de gas en estos yacimientos.

En cuanto a volúmenes, estos yacimientos poseen la mayor información de sus fluidos y del yacimiento en general, lo cual reafirma la razón de que debido a que poseen aceites ligeros y superligeros y el tipo de yacimientos que son, es muy importante tener debidamente caracterizado tanto al fluido como a la roca.

4.5.2.3 Yacimientos de gas húmedo

Los yacimientos de gas húmedo son generalmente dominados por el mecanismo de Expansión de Gas Libre y después por Empuje Hidráulico; para el inicio de su explotación presentan Expansión de Roca-Fluidos como todos los yacimientos. **Tabla 4.17.**

Tabla 4.17 Mecanismos de producción actuales de los yacimientos de gas húmedo.

	Yacimientos número	N remanente mmb	G remanente mmmpc
Expansión del Gas Libre	7	0.0	2,556.8
Expansión Roca-Fluidos	232	0.0	8,225.6
Empuje Hidráulico	9	0.0	92.3
Sin explotar	6	0.0	149.2
Sin producción	28	0.0	340.2
Total	282	0.0	11,364.1

Fuente: Datos CNH y PEP.

Según el documento oficial de PEP, de los 282 yacimientos de gas húmedo que se trabajaron su mayoría presenta Expansión Roca-Fluidos, algo muy común en yacimientos de gas ya que la Expansión de Gas Libre es el mecanismo más común en los yacimientos de gas. Únicamente 9 yacimientos presentan Empuje Hidráulico mientras que 7 sólo la Expansión del Gas es significativa. De los yacimientos sin mecanismo reportado 28 corresponden a yacimientos sin explotar mientras que 6 son yacimientos sin producción actualmente.

Para analizar los yacimientos de gas seco y húmedo se descartaron las propiedades que hacen referencia al aceite, por lo que el volumen de información analizado se redujo. **Tabla 4.18.**

Tabla 4.18 Información de propiedades del yacimiento, roca-fluidos, fluidos e historiales por volumen remanente de gas y número de yacimientos de gas húmedo.

	Se tiene		No se tiene		No Aplica		
	número	mmb	número	mmb	número	mmb	
Información por Pozo	Cima y base de los disparos	269	11,096.4	13	267.7	0	-
	Pwf	16	2,877.3	256	8,261.7	10	162.6
	Daño	14	2,870.0	258	8,269.0	10	162.6
	Historiales Q_g	273	8,705.0	6	131.4	3	2,465.2
	Historiales Q_w	49	922.9	220	7,750.9	13	2,627.8
Información del Modelo Estático	Modelo estructural	187	10,557.2	95	744.4	-	-
	Modelo geológico	182	10,216.2	100	1,085.4	-	-
	Modelo petrofísico	170	9,903.6	112	1,398.0	-	-
	Modelo sedimentológico	178	10,102.2	104	1,199.4	-	-
	Modelo sísmico	192	10,148.8	90	1,152.8	-	-
	Modelo estático integral	187	10,557.2	95	744.4	-	-
	Modelo de fracturas	6	365.2	58	1,060.8	218	9,875.6
	Modelo de doble Porosidad	0	0.0	15	529.4	267	10,772.2
	Modelo de doble K	0	0.0	15	529.4	267	10,772.2
	Historiales	Py	47	837.4	223	7,892.5	12
Cont W-G		19	483.8	55	1,110.8	208	9,707.0
Propiedades Roca-Fluidos	Kr W-G	3	2,465.2	64	1,439.3	215	7,397.1
	Pc W-G	3	2,465.2	64	1,439.3	215	7,397.1
Propiedades de los fluidos	Pvs C_g	21	1,601.7	45	2,290.6	216	7,409.3
	Pvs C_w	1	1,127.8	65	2,764.3	216	7,409.5
	Pvs B_g	27	1,702.6	38	2,189.5	217	7,409.5
	Pvs B_w	1	1,127.8	64	2,764.3	217	7,409.5
	Pvs μ_g	23	1,609.9	42	2,282.2	217	7,409.5
	Pvs μ_w	0	0.0	65	3,892.1	217	7,409.5

Análisis de los modelos de estimación de producción utilizados en los yacimientos petroleros de México

PvsZ	24	2,791.2	41	1,100.9	217	7,409.5
Pvsp _g	22	1,453.8	43	2,438.3	217	7,409.5
Pvsp _w	1	1,127.8	64	2,764.3	217	7,409.5
Y _g	40	3,200.9	25	691.2	217	7,409.5
Y _w	21	1,729.8	44	2,162.3	217	7,409.5
Programa de actualización	257	10,762.8	14	376.2	11	162.6

Fuente: Datos CNH y PEP.

La cantidad de información de estos yacimientos fue muy reducida, tanto en historiales de presión, información de daño, propiedades roca-fluidos y de los fluidos. Afortunadamente referente a historiales de producción y actualización de programas de actualización de los modelos de predicción se tiene la mayoría reportada como existente, dado que la mayoría de estos yacimientos poseen Curvas de Declinación como su modelo de estimación.

Concentrados principalmente en la región Norte, los yacimientos de gas húmedo generalmente son explotados sin mucho conocimiento de sus características y su comportamiento; sin embargo, existen yacimientos que por manejar volúmenes importantes, la toma de información si es mucho mayor que en el resto.

Enormes volúmenes de estos yacimientos poseen carencias de información y éste es debido a que se explotan en base a un modelo de Curvas de Declinación, en las cuales no es necesario tener conocimientos grandes del yacimiento ni de sus fluidos.

4.5.2.4 *Yacimientos de gas seco*

Al igual que los yacimientos de gas húmedo, los de gas seco presentan comportamientos similares en su vida productiva, siendo la expansión de roca, gas y empuje hidráulico los principales mecanismos posibles en presentarse. **Tabla 4.19.**

Tabla 4.19 Mecanismos de producción de los yacimientos de gas seco.

	Yacimientos número	N remanente mmb	G remanente mmmpc
Expansión del Gas libre	3	0.0	1,648.0
Expansión Roca-Fluidos	212	0.0	5,638.8
Empuje Hidráulico	1	0.0	0.0
Sin explotar	36	0.0	849.3
Sin producción	31	0.0	258.5
Total	283	0.0	8,394.6

Fuente: Datos CNH y PEP.

De los 283 yacimientos de gas seco trabajados en la investigación, 212 tienen Expansión Roca-Fluidos, presentando únicamente uno con Empuje Hidráulico.

A diferencia de los demás tipos de yacimientos, los yacimientos de gas seco poseen menor tipo de información, tanto en historiales como en propiedades roca-fluidos y de fluidos. **Tabla 4.20.**

Tabla 4.20 Información de propiedades del yacimiento, roca-fluidos, fluidos e historiales por volumen remanente de gas y número de yacimientos de gas seco.

	Se tiene		No se tiene		No Aplica		
	número	mmb	número	mmb	número	mmb	
Información por Pozo	Cima y base de los disparos	266	8,082.8	14	152.3	3	142.1
	Pwf	116	8,099.3	164	4,696.8	3	142.1
	Daño	110	3,381.4	170	4,853.7	3	142.1
	Historiales Q_g	233	6,104.1	31	304.5	19	1,968.6
	Historiales Q_w	43	1,627.6	220	4,758.1	20	1,991.5
Información del Modelo Estático	Modelo estructural	184	6,606.4	99	1,770.8	-	-
	Modelo geológico	183	6,600.5	100	1,776.7	-	-
	Modelo petrofísico	192	6,699.5	91	1,677.7	-	-
	Modelo sedimentológico	183	6,600.5	100	1,776.7	-	-
	Modelo sísmico	209	6,825.9	74	1,551.3	-	-
	Modelo estático integral	179	6,221.5	104	2,155.7	-	-
	Modelo de fracturas	8	316.2	82	2,855.4	193	5,205.6
	Modelo de doble Porosidad	5	25.3	27	2,436.4	251	5,915.5
	Modelo de doble K	0	0.0	32	2,461.7	251	5,915.5
Historiales	Py	151	3,059.3	120	4,521.8	12	796.1
	Cont W-G	38	1,132.6	147	3,719.1	98	3,525.5
Propiedades Roca-Fluidos	Kr W-G	46	1,970.8	134	2,371.0	103	4,035.4
	Pc W-G	48	3,035.2	134	2,371.0	101	2,971.0
Propiedades de los fluidos	PvsC _g	81	1,923.4	90	3,318.5	112	3,135.3
	PvsC _w	0	0.0	147	4,971.0	136	3,406.2
	PvsB _g	83	1,934.1	89	3,311.3	111	3,131.8
	PvsB _w	0	0.0	173	5,268.3	110	3,108.9
	Pvsμ _g	86	1,967.9	87	3,300.4	110	3,108.9
	Pvsμ _w	0	0.0	172	5,264.8	111	3,112.4
	PvsZ	89	2,979.9	83	2,265.5	111	3,131.8
	Pvsp _g	86	1,945	86	3,300.4	111	3,131.8
	Pvsp _w	0	0.0	171	5,241.9	112	3,135.3
	Y _g	93	2,537.3	79	2,708.1	11	3,131.8
	Y _w	7	12.2	163	4,168.8	113	4,196.2
	Programa de actualización	259	7,230.7	12	648.1	12	498.4

Fuente: Datos CNH y PEP.

La información en estos yacimientos fue limitada, para ciertas propiedades del agua fue mínima, siendo que la mayoría de estos yacimientos se comportan de una manera volumétrica y no

ameritan la toma de información y también poseía la mayoría de la información. Una diferencia respecto a los de gas húmedo fue que información referente al Modelo Estático, teniéndose en promedio alrededor de 180 yacimientos con toda la información para la construcción de un Modelo Estático adecuado.

La explotación de estos yacimientos se hace con los mínimos costos, por lo que toma de mucha información, pruebas de laboratorio y otro tipo de actividades son rara vez realizadas.

4.5.2.5 Yacimientos de gas y condensado

Los yacimientos de gas y condensado son capaces de presentar diferentes combinaciones de mecanismos, dado que tienen una etapa de vida donde se encuentran en la región de dos fases.

Tabla 4.21.

Tabla 4.21 Mecanismos de producción actuales de los yacimientos de gas y condensado.

	Yacimientos		N remanente		G remanente	
	número	mmb	número	mmb	número	mmb
Expansión del Gas libre	1	42.6				
Expansión Roca-Fluidos	20	3,206.8				
Empuje Hidráulico	17	971.0				
Sin explotar	13	96.4				
Sin producción	9	93.6				
Total	60	4,410.4				

Fuente: Datos CNH y PEP.

Como se observa el número de yacimientos con Empuje Hidráulico son 17 de los 60 totales de gas y condensado trabajados en la investigación. Por otro lado 20 son Expansión Roca-Fluidos y uno únicamente con Expansión del Gas.

Para este tipo de yacimientos se analizó también la información respecto al aceite. **Tabla 4.22.**

Tabla 4.22 Información de propiedades del yacimiento, roca-fluidos, fluidos e historiales por volumen remanente de gas y número de yacimientos de gas y condensado.

		Se tiene		No se tiene		No Aplica	
		número	mmb	número	mmb	número	mmb
Información por Pozo	Cima y base de los disparos	51	20,040.0	8	559.5	1	41.9
	Pwf	31	18,643.8	28	1,955.7	1	41.9
	Daño	22	16,290.6	37	4,308.9	1	41.9
	Historiales Q_o	37	9,350.7	6	509.1	17	10,781.6
	Historiales Q_g	36	9,505.1	12	848.2	12	10,288.1
	Historiales Q_w	35	9,339.8	12	534.3	13	10,767.3
Información del Modelo estático	Modelo estructural	45	19,186.5	15	1,454.9	-	-
	Modelo geológico	45	19,186.5	15	1,454.9	-	-
	Modelo petrofísico	45	19,128.2	15	1,513.2	-	-

Análisis de los modelos de estimación de producción utilizados en los yacimientos petroleros de México

	Modelo sedimentológico	43	18,998.7	17	1,642.7	-	-
	Modelo sísmico	49	19,205.5	11	1,435.9	-	-
	Modelo estático integral	44	19,126.3	16	1,515.1	-	-
	Modelo de fracturas	21	9,085.5	35	10,947.0	4	608.9
	Modelo de doble Porosidad	9	4,750.3	33	14,647.0	18	1,244.1
	Modelo de doble K	3	289.6	37	17,593.2	20	2,758.6
Historiales	Py	39	19,314.0	17	1,228.2	4	99.2
	Cont G-O	1	718.6	15	865.5	44	19,057.3
	Cont W-G	15	5,036.7	27	4,458.2	18	11,146.5
Propiedades Roca-Fluidos	Kr G-O	24	28.7	32	468.6	4	20,144.1
	Kr W-O	18	16,717.0	36	3,568.3	6	356.1
	Kr W-G	21	13,709.9	34	6,536.5	5	395.0
	Pc G-O	17	12,438.5	37	7,809.1	6	393.8
	Pc W-O	17	15,607.6	38	4,561.4	5	472.4
	Pc W-G	16	15,607.6	39	4,676.5	5	357.3
	Envolvente Psat	28	15,595.1	23	4,652.5	9	393.8
Propiedades de los fluidos	PvsRGA	26	14,861.6	18	5,491.5	16	288.3
	PvsRp	38	9,084.2	11	10,703.1	11	854.1
	PvsRs	24	19,605.1	27	622.7	9	413.6
	PvsC _o	16	8,416.5	23	11,297.7	21	927.2
	PvsC _g	24	4,111.1	28	12,874.4	8	3,655.9
	PvsC _w	2	7,212.5	50	13,169.3	8	259.6
	PvsB _o	8	303.9	20	20,077.9	32	259.6
	PvsB _g	29	2,301.1	23	10,118.8	8	8,221.5
	PvsB _w	1	10,357.3	51	10,024.5	8	259.6
	Pvsμ _o	10	18.0	20	20,363.8	30	259.6
	Pvsμ _g	23	7,042.0	29	7,917.4	8	5,682.0
	Pvsμ _w	1	16,411.0	51	3,970.8	8	259.6
	PvsZ	32	18.0	20	20,363.8	8	259.6
	Pvsp _o	10	18,759.0	26	1,622.8	24	259.6
	Pvsp _g	29	2,643.7	23	12,573.0	8	5,424.7
	Pvsp _w	1	17,993.6	51	2,388.2	8	259.6
	PvsComp-o	20	18.0	23	20,363.8	17	259.6
	PvsComp-g	26	5,869.8	26	13,798.8	8	972.8
	γ _o	27	8,485.7	17	11,896.1	16	259.6
	γ _g	33	9,242.1	19	10369.9	8	1,029.4
γ _w	14	19,044.9	38	1,336.9	8	259.6	
	Programa de actualización	50	20,017.4	9	598.5	1	25.5

Fuente: Datos CNH y PEP.

Para los yacimientos de gas y condensado se tomó en cuenta tanto información de gas como de líquido. A pesar de que no todos los yacimientos están en la región de dos fases, es indispensable conocer la información del líquido ya que durante la vida productiva del yacimiento, eventualmente llegará a la región de 2 fases. De los 69 yacimientos totales del documento oficial, 60 fueron los que tenían modelo de estimación.

4.6 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN SEGÚN SU MODELO DE ESTIMACIÓN

Los análisis siguientes en esta investigación fueron los principales y más importantes, debido a la gran cantidad de información, tanto en número de yacimientos trabajados como en propiedades de cada uno, el procesamiento de la información fue exhaustivo y se realizó yacimiento por yacimiento. Finalmente se decidió trabajar la información de la siguiente manera:

- Primero se hizo una distinción por modelo de estimación de producción, para poder realizar análisis de los yacimientos por cada uno de los modelos.
- Para seguir a la evaluación de la información se utilizó información filtrada por tipo de modelo de estimación y éstos mismos se volvieron a filtrar por tipo de fluido productor, con los cuales se prosiguió a hacer la evaluación de la información.

4.6.1 Evaluación de la información de los yacimientos con Curvas de Declinación

Las Curvas de Declinación es el modelo de estimación más utilizado en el país con 987 yacimientos, presentes en todas las Regiones y Activos. **Fig. 4.3.**

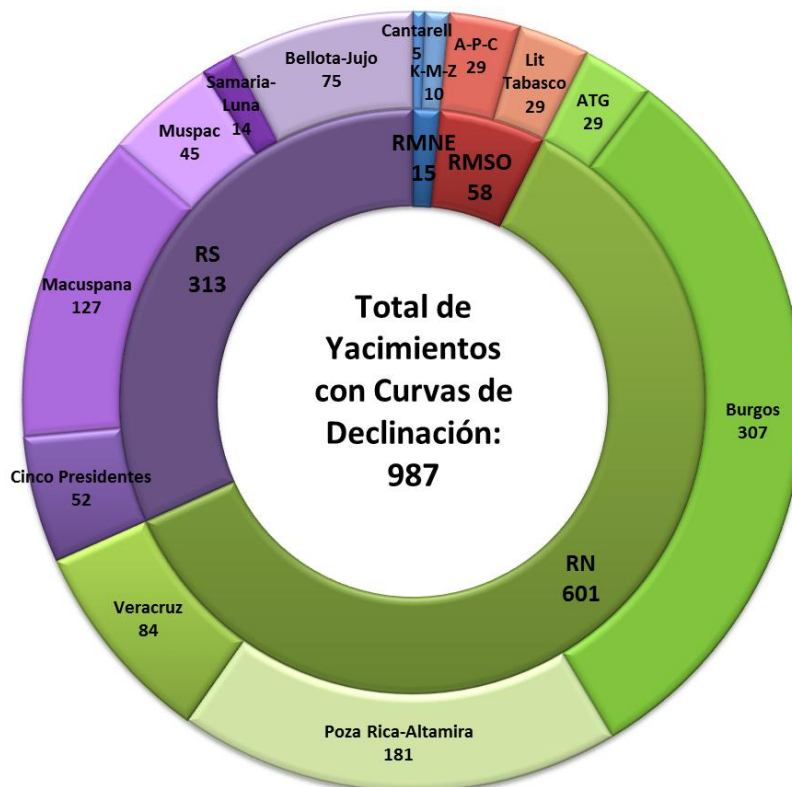


Fig. 4.3 Distribución de yacimientos con Curvas de Declinación por Región y Activo.

Fuente: Datos CNH y PEP.

En la gráfica se aprecia la cantidad de yacimientos de la Región Norte con sus producciones valuadas en Curvas de Declinación, siendo únicamente 53 yacimientos de toda la Región los que utilizan otro modelo de estimación.

Para continuar con el análisis es importante distinguir el tipo de fluido que produce cada yacimiento para realizar un apropiado análisis. **Tabla 4.23.**

Tabla 4.23 Suficiencia de la información de los yacimientos con Curvas de Declinación.

Información suficiente	Yacimientos número	N remanente mmb	G remanente mmmpc
No	234	13,854.0	11,093.3
Aceite negro	143	12,713.9	4,774.0
Aceite volátil	18	956.8	1,750.0
Gas húmedo	8	0.0	1,468.8
Gas seco	48	0.0	1,998.3
Gas y condensado	17	183.3	1,102.2
Si	753	118,272.9	105,247.0
Aceite negro	249	113,510.2	79,773.5
Aceite volátil	42	3,493.5	6,352.0
Gas húmedo	254	0.0	8,458.0
Gas seco	185	0.0	4,722.0
Gas y condensado	23	1,269.2	5,941.5
Total	987	132,126.9	116,340.3

Fuente: Datos CNH y PEP.

Con el 61% del volumen remanente de aceite y del volumen remanente de gas, las Curvas de Declinación se posicionan nuevamente como el modelo más recurrente para la estimación de perfiles de producción.

Más del 90% del volumen total de aceite con Curvas de Declinación se ubica en yacimientos de aceite negro, de los 132,126.9 mmb 81,287.6 pertenecen al Activo Aceite Terciario del Golfo. Un mínimo de volumen para yacimientos de aceite volátil y menor aún para los de gas y condensado.

En cuanto a los volúmenes de gas también son dominados por los pertenecientes al Aceite Terciario del Golfo y además Veracruz. A pesar de que todos los yacimientos del Activo Burgos están valuados en Curvas de Declinación sus volúmenes son marginales comparados a los que posee Veracruz y Aceite Terciario del Golfo.

La principal razón de la carencia de información en los yacimientos de aceite negro son los historiales de producción de aceite, 68 de los 143 yacimientos aún no están en explotación. Algunos de los yacimientos si reportaron perfiles de presión, o incluso historiales de producción de Gas (aunque suene ilógico) o comportamiento de la Rs y RGA, pero no tenían el otro para poder estimar volúmenes de aceite, por otro lado, 10 de los 249 yacimientos que contaban con historiales de producción de aceite para utilizar Curvas de Declinación no contaban ni con historiales de producción de gas, ni comportamiento de Rp, de RGA ni de Rs para estimar los volúmenes de gas, por lo que son posibles yacimientos donde exista quema del mismo. En el resto

de los 249 se contaba tanto con historiales de aceite y de gas o comportamiento de Rp, RGA o Rs y obtener los volúmenes de ambos fluidos.

Son 60 yacimientos los que tienen sus producciones valuadas con Curvas de Declinación, de los cuales, 18 no contaban con toda información mientras que 42 contaban con los historiales y demás información para utilizar este modelo, la razón de la insuficiencia de información fue la misma que en los yacimientos de aceite negro, no contaban con ningún historial de producción. Por otro lado, los 42 yacimientos aprobados contaban tanto con historiales de aceite como de gas y muchos además con de comportamiento de Rp, RGA y Rs.

Al igual que en los demás modelos de estimación, se agrupó los de gas húmedo y gas seco. A pesar de que los yacimientos de gas húmedo deberían contar con información referente a aceite, ni siquiera en reservas están registradas producciones acumuladas de aceite, por eso se analizaron junto a los de gas seco.

Son en total 56 los yacimientos con información faltante, 48 de gas seco y 8 de gas húmedo, de un total de 495 yacimientos de gas, 233 de gas seco y 262 de gas húmedo. Los 56 yacimientos no contaban con información referente a los historiales de producción de gas, siendo la mayoría, 47 de ellos, yacimientos sin entrar aún en explotación.

Los 17 yacimientos de gas y condensado con información deficiente no reportan historiales de producción de gas ni de aceite, salvo 2 que reportan tener historiales de aceite; sin embargo, ninguno de los 40 yacimientos posee comportamiento de RGA para poder obtener volúmenes de gas. En cambio, los 23 yacimientos que cuentan con historial de gas, la mayoría cuenta con historiales de aceite, salvo 1 yacimiento.

De los 280 yacimientos con información deficiente 234 son de Curvas de Declinación, siendo que la evaluación anterior de este modelo de estimación fue básicamente respecto a historiales de producción de ambos tipos de hidrocarburos (donde aplicara), en otras palabras la carencia de los historiales de producción fue el factor en común de este tipo de yacimientos.

Como se mencionó, no necesariamente estos yacimientos no hayan podido realizar una estimación por este modelo ya que la información que se solicitó fue la existencia de historiales de producción por pozo, no un historial general de todo el yacimiento, el cual es muy probable que haya sido el utilizado para realizar el modelo de estimación, ya que sin producciones es imposible utilizar Curvas de Declinación.

Otra manera de poder realizar estos análisis por Curvas de Declinación es por medio de analogía con otros yacimientos, ésto es utilizar el comportamiento de otro yacimiento con características semejantes para realizar la estimación de perfiles de producción en dicho yacimiento que aún no entra en producción. Sin embargo, en la práctica profesional es indispensable llevar los registros de producción por pozo, ya que de esta manera nos permite realizar estimaciones de producción por cada pozo, además de una general del yacimiento nos permite estimar volúmenes, tiempo de vida e incluso una declinación propia de cada uno.

Realizar una estimación con producciones totales del yacimiento no es errada y puede que sea muy adecuada en yacimientos con pocos pozos; sin embargo, realizarlo a nivel pozo puede llegar a ser más acertado ya que ningún pozo posee las mismas características de producción y realizar

estimaciones de producción por Curvas de Declinación requiere un mínimo de esfuerzo y herramientas para hacerse.

Finalmente, se recomienda que se lleve el registro de la producción individual de todos los pozos productores, así como realizar modelos de estimación individuales de Curvas de Declinación por cada pozo y una general para el yacimiento, ya que, como se mencionó, utilizar Curvas de Declinación requiere un mínimo de esfuerzo, no requiere un software sofisticado e incluso un análisis sencillo se puede realizar sin necesidad de una computadora.

4.6.2 Evaluación de la información de los yacimientos con Balance de Materia

De los 1,172 yacimientos con modelo de estimación de producción, únicamente 82 fueron reportados con Balance de Materia, siendo el modelo de estimación menos recurrente para la estimación de producciones. Se utilizaron cinco diferentes métodos de Balance de Materia para realizar las estimaciones, además de 20 de ellos no se reportó un método específico. **Fig. 4.4.**

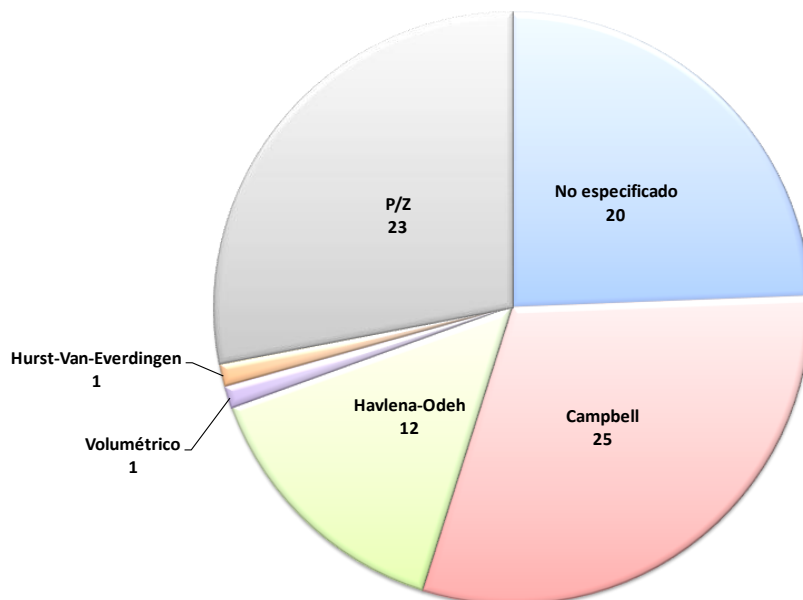


Fig. 4.4 Tipos de Balance de Materia utilizados.

Fuente: Datos CNH y PEP.

Como se observa el método de Balance de Materia más utilizado es el de Campbell, particularmente adecuado para yacimientos con empujes combinados. El método P/Z es el más recurrente para yacimientos de gas, dado que en muchos la expansión del gas es el único empuje presente.

Los yacimientos con Balance de Materia principalmente se encuentran en las Regiones Sur y Marina Suroeste, teniendo 6 en la Marina Noreste y ninguno en la Región Norte. **Fig. 4.5.**

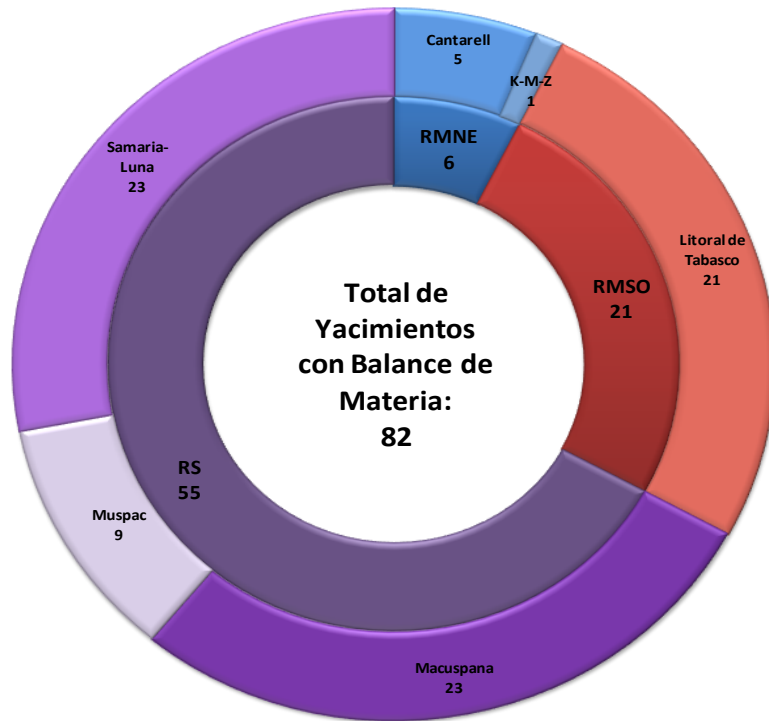


Fig. 4.5 Distribución de yacimientos con Balance de Materia por Región y Activo.

Fuente: Datos CNH y PEP.

La distribución por método utilizado en cada uno de los Activos también es particular, siendo Campbell el único método utilizado en el Activo Samaria-Luna, el método P/Z el único utilizado en yacimientos de Macuspana y Havlena-Odeh el único utilizado en Muspac. **Tabla 4.24.**

Tabla 4.24 Distribución de los yacimientos con Balance de Materia por método utilizado en cada activo y región.

	Campbell	Havlena-Odeh	P/Z	Volumétrico	Hurst-Van- Everdingen	No Especificado	Total
RMNE				1		5	6
Cantarell						5	5
K-M-Z				1			1
RMSO	2	3			1	15	21
Lit. de Tabasco	2	3			1	15	21
RS	23	9	23				55
Macuspana			23				23
Muspac		9					9
Samaria-Luna	23						23
TOTAL	25	12	23	1	1	20	82

Fuente: Datos CNH y PEP.

Son 5 los tipos de Balance de Materia utilizados para las estimaciones de producción, principalmente por el método de Campbell, Havlena-Odeh y P/Z para los yacimientos de gas. Existen ciertos yacimientos que no especifican el método particular de Balance de Materia que utilizan, tanto en algunos yacimientos de Litoral de Tabasco como los de Cantarell están en ese grupo.

Como se aprecia ningún perfil de producción de yacimientos de la Región Norte se encuentra evaluado con Balance de Materia. Los mismos Activos de Producción Litoral de Tabasco, Macuspana y Samaria-Luna son los que tienen más del 75% de los yacimientos con Balance de Materia.

La evaluación de la información para los yacimientos de aceite fue basado en la información mencionada en el punto 3.2.4, mientras que para los yacimientos de gas variaban según si el yacimiento era volumétrico o no. **Tabla 4.25.**

Tabla 4.25 Suficiencia de la información de los yacimientos con Balance de Materia.

Información suficiente	Yacimientos número	N remanente mmb	G remanente mmpc
No	23	4,881.0	13,049.9
Aceite negro	7	2,582.9	2,766.6
Aceite volátil	5	275.5	807.9
Gas húmedo	1	0.0	23.0
Gas seco	2	0.0	271.8
Gas y condensado	8	2,022.6	9,180.6
Si	59	7,200.6	11,828.9
Aceite negro	14	4,113.4	3,469.2
Aceite volátil	16	2,591.0	6,363.3
Gas húmedo	18	0.0	286.5
Gas seco	2	0.0	13.8
Gas y condensado	9	496.2	1,696.1
Total	82	12,081.6	24,878.8

Fuente: Datos CNH y PEP.

Con únicamente el 6% del volumen remanente de aceite y el 12% del volumen remanente de gas, el Balance de Materia es el modelo de estimación menos utilizado, tanto a nivel yacimiento, como en porcentaje de volúmenes remanentes.

Observándose los volúmenes de para los yacimientos de aceite se observa que yacimientos con RGA elevadas son los que están evaluados con este modelo de estimación, además de que un considerable volumen de yacimiento de gas y condensado están sustentados con este modelo.

De los 21 yacimientos de aceite negro con Balance de Materia, 14 de ellos contaban con suficiente información para poder utilizar este modelo de estimación, mientras que los otros 7 carecían de información, principalmente falta de comportamiento de propiedades de los fluidos.

De los yacimientos que no poseen la información suficiente, 4 de 7 fue debido a que carecen totalmente del comportamiento de todas las propiedades de los fluidos contra la presión. Por otro lado, los otros 3 yacimientos si poseen suficiente información, con el único detalle de que ya se encuentran en una etapa de saturación ($P_y < P_b$) y además no cuentan con el comportamiento de las propiedades del gas más importantes, como el caso de B_g , la cual es indispensable para realizar un análisis de Balance de Materia para un yacimiento en esta etapa, puede que la razón de no poseer esta información es que se especifica que aún no existe contacto gas-aceite y que el

principal mecanismo de empuje es la entrada de agua, algo que no concuerda con la información recibida anteriormente donde se tiene claro que la presión del yacimiento ya está por debajo de la de saturación y la presión ha caído demasiado como para que el empuje hidráulico sea el único mecanismo de empuje, por lo que los la expansión del gas disuelto y del casquete de gas no es despreciable.

Para el caso de los yacimientos de aceite volátil, 16 de los 21 poseen suficiente información para el modelo, mientras que 5 carecen de información. Para los 5 yacimientos sin información suficiente las razones fueron las mismas, se reporta que no poseen comportamiento de las principales propiedades de los fluidos contra la presión, como B_o o B_g , para el caso de los que aún no están en explotación no poseen ninguna información del comportamiento de las propiedades de los fluidos.

De los 4 yacimientos de gas seco y 19 de gas húmedo, 3 de ellos no poseen con suficiente información (1 de gas húmedo y 2 de gas seco) mientras que la mayoría si tenía lo suficiente para utilizar Balance de Materia. Para realizar el análisis de los yacimientos de gas se realizó en función de si es Volumétrico o posee una entrada de agua. Ningún yacimiento reportó empuje hidráulico, siendo que 17 de ellos reportan su estado como "Sin producción", a pesar de eso, los 3 yacimientos carentes de información están en los otros 6 yacimientos que sí reportan mecanismos de producción activos, uno de ellos aún sin explotarse. Estos 3 yacimientos no reportan existencia de comportamiento de propiedades de los fluidos, siendo Z y B_g las principales.

Se tienen 17 yacimientos de gas y condensado con Balance de Materia como el modelo para sustentar sus producciones, 10 de esos yacimientos aún no se encuentran en explotación, mientras que uno reporta ya no tener producciones. Fueron 8 los yacimientos con deficiencia de información para este método, mientras que 9 registraron suficiente información para utilizar Balance de Materia. El Método P/Z no necesita muchas propiedades de fluidos para su uso, como el caso de B_g , fueron 2 los yacimientos con este método y ambos presentan la información suficiente para este. Por otro lado, los 8 yacimientos con deficiencias en su información se debió a la falta del comportamiento de las propiedades de los fluidos, hablando particularmente de B_g y Z , propiedades indispensables para el Balance de Materia.

El Balance de Materia requiere diferente información, según los mecanismos de producción activos, tipo de fluidos producidos y la presión del yacimiento, además de que requiere más cantidad de información que Curvas de Declinación para su uso. Las carencias de información fueron variadas para cada tipo de yacimiento; sin embargo, los 23 yacimientos con información faltante, dicha información fue comportamiento de propiedades de los fluidos, desde algunos que carecen de una sola, sea B_g o Z , hasta otros que carecen totalmente del conocimiento del comportamiento de las propiedades de dicho yacimiento.

Es un hecho que sin el comportamiento de dichas propiedades, es imposible realizar estimaciones por Balance de Materia, pero dichas carencias y el efecto de algunas varía.

Se dio el caso de 3 yacimientos de aceite negro que se determinó que se encuentran en la etapa de saturación y en la información del último documento oficial se reportan como yacimiento en estado de bajosaturación (una de las inconsistencias de la información), por lo tanto el comportamiento de propiedades como B_g , que es indispensable en un análisis de Balance de Materia para este tipo de yacimientos, fue reportada como "no aplica".

Por otro lado, los otros 20 yacimientos presentaron deficiencias de información del comportamiento de propiedades muy importantes para el Balance de Materia, como el caso de B_o para yacimientos de aceite y B_g para los de gas y R_s para yacimientos de aceite y de gas y condensado. Se desconoce qué tipo de información se utilizó para realizar las estimaciones, ya que a pesar de que se utilizó MBAL para realizar la estimación en esos 20 yacimientos, los factores de volumen siguen siendo información indispensable para el uso de la misma herramienta.

La recomendación general de este análisis es la toma de información, pruebas de laboratorios, desde análisis de núcleos, hasta PVT y según sea conveniente únicamente el uso de correlaciones para obtener el comportamiento de cada propiedad necesaria para poder utilizar adecuadamente Balance de Materia. Para el caso particular de un yacimiento con empuje hidráulico y carente de la información de las propiedades del agua, es recomendable contar con dicha información para realizar una estimación adecuada de la entrada de agua.

4.6.3 Evaluación de la información de los yacimientos con Simulación Numérica

De los 1,172 yacimientos analizados, fueron 103 los que reportaron Simulación Numérica como modelo de estimación de producción. Además, de solicitar el método de estimación, también se pidió el tipo de método particular utilizado, esto para el caso de Simulación y Balance de Materia. **Fig. 4.6.** Las simulaciones composicionales fueron en yacimientos de gas y condensado, aceite negro y volátil.

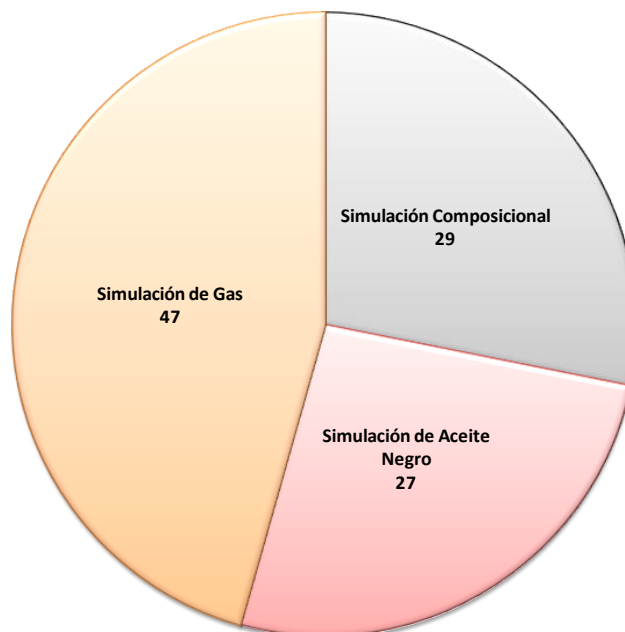


Fig. 4.6 Tipos de simulación utilizadas.

Fuente: Datos CNH y PEP.

La mayoría de las simulaciones de gas fueron hechas en yacimientos de Veracruz, mientras que únicamente 2 fueron en: yacimiento Lakach y Narváez. **Fig. 4.7.**



Fig. 4.7 Distribución de los yacimientos con Simulación Numérica por Región y Activo.

Fuente: Datos CNH y PEP.

De las 27 simulaciones de aceite negro, una fue registrada en un yacimiento de aceite volátil, el resto en yacimientos de aceite negro, distribuidas principalmente en yacimientos de las Regiones Marinas Noreste, Marina Suroeste y Norte.

Las simulaciones composicionales fueron hechas para yacimientos de aceite negro, volátil y de gas y condensado, en yacimientos distribuidas en las Regiones Marina Noreste, Marina Suroeste y Sur.

Tabla 4.26.

Tabla 4.26 Distribución de los yacimientos con Simulación Numérica por método utilizado en cada activo y región.

	Simulación de aceite negro	Simulación composicional	Simulación de gas	Total
RMNE	11	10	0	21
Cantarell	2	3		5
Ku-Maloob-Zaap	9	7		16
RMSO	8	12	1	21
Abkatún-Pol-Chuc	5	5		10
Litoral de Tabasco	3	7	1	11
RN	7	0	45	52
Burgos				0

Análisis de los modelos de estimación de producción utilizados en los yacimientos petroleros de México

Poza Rica-Altamira	2			2
Veracruz	5		45	50
RS	1	7	1	9
Bellota-Jujo		1		1
Cinco Presidentes				0
Macuspana	1	1	1	3
Muspac				0
Samaria-Luna		5		5
TOTAL	27	29	47	103

Fuente: Datos CNH y PEP.

Se realizó un análisis exhaustivo de la información recibida en los yacimientos con Simulación Numérica, con el fin de determinar si su información era la adecuada para cada uno de los modelos, dado que en este modelo se tuvo más cuidado y se realizó el análisis propiedad por propiedad, yacimiento por yacimiento. **Tabla 4.27.**

Tabla 4.27 Suficiencia de la información de los yacimientos con Simulación Numérica.

Información suficiente	Yacimientos número	N remanente mmb	G remanente mmmpc
No	16	1,029.8	2,112.9
Aceite negro	2	55.8	29.1
Aceite volátil	3	889.1	1,305.5
Gas seco	10	0.0	110.7
Gas y condensado	1	84.9	667.6
Si	87	67,217.5	38,167.6
Aceite negro	43	63,272.3	28,675.8
Aceite volátil	5	3,591.0	5,033.5
Gas húmedo	1	0.0	1,127.8
Gas seco	36	0.0	1,277.1
Gas y condensado	2	354.2	2,053.4
Total	103	68,247.3	40,280.5

Fuente: Datos CNH y PEP.

La Simulación Numérica es el modelo más utilizado en yacimientos con volúmenes grandes, como es el caso de Carbonatos y Brechas del Cretácico. Los 103 yacimientos con Simulación, que no es ni el 10% de los yacimientos, poseen volúmenes muy importantes, con el 32% del volumen remanente de aceite y el 22% del volumen remanente de gas.

Los principales volúmenes de yacimientos de aceite pertenecen a los yacimientos de las Regiones Marinas, particularmente de Cantarell, Ku-Maloob-Zaap, Abkatún-Pol-Chuc, Litoral de Tabasco y Samaria Luna. Por otro lado, el volumen atribuido a yacimientos de gas húmedo pertenece a 47 yacimientos, 45 de ellos a Veracruz, yacimientos que poseen un importante volumen en producción acumulada. El volumen reportado de gas húmedo pertenece únicamente al yacimiento Lakach. Los volúmenes atribuidos a yacimientos de gas y condensado pertenecen únicamente a 3

yacimientos importantes, ubicados 2 en el campo May en el Litoral de Tabasco y el otro en el campo Costero del Macuspana, yacimientos con importantes volúmenes de gas.

De los 103 yacimientos con Simulación Numérica, 72 yacimientos contaron con lo mínimo para poder utilizar una simulación como modelo de estimación, mientras que 31 yacimientos no contaban con toda la información necesaria para una poder usarla. El análisis particular se realizó por el tipo fluido producido.

Los yacimientos de aceite negro con Simulación Numérica en total fueron 45, 36 de los cuales poseían la suficiente información para realizar una Simulación Numérica, mientras que 9 fueron los que no poseían suficiente información. Para el caso de los 2 yacimientos por simulación de aceite negro carecían totalmente de propiedades de los fluidos tales como factores de volumen, Rs, viscosidades, entre otras. Además, otros 12 yacimientos junto con estos 2 no poseían ninguna información respecto a curvas de presión capilar ni de permeabilidad relativa, como se mencionó antes, no son indispensables para la simulación; sin embargo, es recomendable incluirlas al simulador, mientras más información alimente la simulación mejores aproximaciones tendrá en el comportamiento del yacimiento.

El yacimiento con simulación de aceite negro, carente del comportamiento de todas las propiedades de fluidos contra la presión, no es adecuado ni para un análisis por Balance de Materia, además de que tampoco posee perfil de presiones del yacimiento. Seguramente se realizó la simulación con propiedades puntuales únicamente. Para los 2 yacimientos con simulación composicional. El primero carece del comportamiento de muchas propiedades de los fluidos, entre las cuales están los factores de volumen, composición de fluidos. El segundo indica no tener el comportamiento de propiedades del gas.

Tres de los yacimientos (entre los cuales están los 2 antes mencionados de simulación composicional) carecen de información respecto a curvas de presión capilar y permeabilidad relativa, que como se dijo anteriormente, no son indispensables, pero si recomendable utilizarlas en el simulador.

De los 47 yacimientos de gas con Simulación Numérica, 37 cuentan con información suficiente para está, por otro lado 10 de ellos tienen carencias en la información. Como se mencionó anteriormente 45 de los 47 yacimientos son de Veracruz y se encuentran en areniscas, los 10 yacimientos con información faltante se encuentran en ese grupo. La información que faltó fue el modelo estático del yacimiento, se indica que no tiene modelo sedimentológico, petrofísico, geológico, estructural ni sísmico, tener un modelo estático es indispensable para realizar una Simulación Numérica, siendo el modelo estructural, geológico y sísmico los indispensables para tener un modelo estático adecuado.

Únicamente 3 yacimientos de gas y condensado que tienen sus producciones estimadas por Simulación Numérica, los 3 son composicionales. El yacimiento que no cuenta con la información necesaria fue debido a que no posee comportamiento de la composición de los fluidos contra la presión, además de que carece de información sobre curvas de presión capilar y permeabilidad relativa e historial del contacto agua-gas. Los otros 2 yacimientos tampoco posee información sobre curvas de presión capilar y permeabilidad relativa y algunas propiedades del aceite, pero sus presiones aún se encuentran alejadas de la de saturación.

Fueron 16 los yacimientos clasificados con carencia de información para el uso de Simulación Numérica. Nuevamente falta del comportamiento de propiedades de los fluidos fue una de las razones por las cuales fueron evaluados de esta manera; sin embargo, existen otros 2 tipos de carencias de información.

Una de las carencias fue referente al modelo estático del yacimiento y los demás modelos que se necesitan para su construcción, fueron 10 los yacimientos con estas carencias, todos ellos de gas, los que no reportan existencia de esta información.

Al igual que en el caso del Balance de Materia, se desconoce qué clase de información o artificio se utilizó para sustituir la información faltante para poder utilizar el modelo de estimación. Puede que se haya utilizado uno de correlación y no se haya reportado como propio del yacimiento, puede que la información entregada en el documento oficial anterior haya sido errónea y si se cuenta con dicha información o en el caso de las propiedades, se haya tomado como constante sin cambio contra la presión.

La prioridad para el desarrollo y evolución de los modelos de estimación es la toma de información. Para el caso de los yacimientos con falta del comportamiento de las propiedades de los fluidos, un análisis PVT es indispensable para poder alimentar de manera correcta al simulador. Para los yacimientos sin modelo estático 7 de ellos fueron reportados como yacimientos sin explotar, 2 yacimientos que se encuentran en explotación y uno sin producción actual, por lo que la toma apropiada de información es importante, al menos la obtención de un modelo geológico, estructural y sísmico para poder obtener un modelo estático apropiado y en caso de que las características sean muy semejantes al de otro yacimiento reportar dichos modelos como existentes para dicho yacimiento.

4.7 EVOLUCIÓN A UN MODELO MÁS SOFISTICADO

Parte del objetivo de esta investigación, no sólo era un análisis de los modelos de estimación de producción y la información necesaria para su utilización, si no también hacer las debidas recomendaciones y propuestas respecto a éstos mismos, por lo tanto no únicamente se evaluaron los yacimientos por los modelos particulares de cada uno, sino también se evaluó su información para los otros modelos que son más sofisticados que el que posee, con el fin de llevar a todos los yacimientos a un modelo de estimación de producción adecuado para sus características propias.

El análisis que se hará a será respecto a:

- Los yacimientos que tienen información suficiente para mejorar y cambiar su modelo de estimación a uno más sofisticado,
- Los yacimientos que carecen de cierta información, con la cual podrían mejorar y cambiar su modelo a uno más sofisticado y
- Los yacimientos carente de mucha información pero que deberían mejorar y cambiar su modelo de estimación debido a ciertos factores.

Como puede verse, los yacimientos que posean un modelo de Simulación Numérica y tengan suficiente información quedan fuera de estas recomendaciones, ya que poseen el modelo de estimación más sofisticado y la información suficiente para utilizarlo.

La situación actual del Activo Aceite Terciario del Golfo es muy especial, ya que como se ha mencionado no posee únicamente 29 yacimientos, posee una cantidad enorme de cuerpos almacenadores de hidrocarburos, independientes unos de otros; por lo que no sería adecuado analizarlos junto al resto de los yacimientos, dado que los volúmenes de cada campo administrativo son enormes; adicionalmente, las propiedades petrofísicas de la roca y las propiedades de los fluidos poseen rangos enormes de variación a lo largo del Canal y, por ésta razón es que se realizan análisis específicos para el caso de los volúmenes del Aceite Terciario del Golfo, estos análisis y recomendaciones son expuestos a continuación.

Dentro de los análisis posteriores al siguiente, se realiza una jerarquización en los resultados de cada análisis y esto hace en función del volumen remanente de aceite de los yacimientos.

4.7.1 Análisis del Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo

Como se sabe, el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo no posee únicamente 29 campos/yacimientos, el canal de Chicontepec posee una cantidad inmensa de cuerpos arenosos lenticulares y Pemex decidió separarlos únicamente en 29 campos/yacimientos con propósitos administrativos.

Casi la mitad del volumen remanente de aceite pertenece al Activo Aceite Terciario del Golfo y debido a que este activo actualmente posee condiciones de recuperación muy extremas, se tomó la decisión de trabajar este análisis de manera específica para los volúmenes pertenecientes al Activo Aceite Terciario del Golfo, de ésta manera los 29 campos/yacimientos administrativos de este activo quedarán fuera de los futuros análisis. **Tabla 4.28.**

Tabla 4.28 Análisis de los volúmenes remanentes del Activo Aceite Terciario del Golfo que pueden mejorar su modelo a Balance de Materia.

	Yacimientos número	N Rem mmb	G Rem mmmpc
No Puede mejorar	11	40,139.4	20,908.1
Puede mejorar	18	41,148.2	16,588.5
Total	29	81,287.6	37,496.6

Fuente: Datos CNH y PEP.

Dado que un modelo de Balance de Materia requiere mínimo esfuerzo y poseen suficiente información para evolucionar su modelo es recomendable evolucionar todo el activo mínimo a Balance de Materia, priorizando las regiones con mayores volúmenes y menores heterogeneidades en las propiedades roca y roca-fluidos. **Tabla 4.29.**

Tabla 4.29 Campos administrativos del activo Aceite Terciario del Golfo con volúmenes mayores que pueden mejorar su modelo a Balance de Materia.

Región	Activo	Campo	N Rem mmb	G Rem mmmpc
RN	ATG	Furbero	5254.8	2,622.7
RN	ATG	Amatitlán	4772.8	2,385.6
RN	ATG	Humapa	4455.0	1,557.8
RN	ATG	Miquetla	3871.7	1,920.3
RN	ATG	Pdte. Alemán	3299.4	1,271.6

RN	ATG	Remolino	2462.8	719.6
RN	ATG	Tajín	2254.2	726.4
RN	ATG	Ahuatepec	2012.6	603.8
RN	ATG	Corralillo	1837.5	749.8
RN	ATG	Aragón	1762.8	597.0
RN	ATG	Agua Nacida	1705.0	852.4
RN	ATG	Coyotes	1619.6	432.4
RN	ATG	Agua Fría	1498.9	688.0
RN	ATG	Escobal	1329.9	392.9
RN	ATG	Coapechaca	969.9	465.7
RN	ATG	Soledad	899.1	204.8
RN	ATG	Coyula	850.4	381.7

Fuente: Datos CNH y PEP.

De los 18 campos administrativos de Activo Aceite Terciario del Golfo únicamente uno presenta un volumen muy pequeño comparado a los demás, Soledad Norte con únicamente 291,8 mmb. A pesar de que los cuerpos arenosos poseen características propias, tanto en fluidos y especialmente en roca, realizar evaluaciones y estimaciones por medio de este modelo puede llegar a ayudar a aclarar las altas incertidumbres que se tiene en todos los yacimientos de Chicontepec.

Es importante aclarar que existen 3 yacimientos administrativos de Activo Aceite Terciario del Golfo que puede mejorar su modelo a uno de Simulación Numérica. **Tabla 4.30.**

Tabla 4.30 Campos administrativos del activo Aceite Terciario del Golfo con volúmenes mayores que pueden mejorar su modelo a Simulación Numérica.

Región	Activo	Campo	N remanente mmb	G remanente mmmpc
RN	ATG	Tajín	2,254.2	726.4
RN	ATG	Agua Fría	1,498.9	688.0
RN	ATG	Coapechaca	969.9	465.7

Fuente: Datos CNH y PEP.

Los volúmenes de Activo Aceite Terciario del Golfo nuevamente representan una gran porción de los volúmenes analizados. Debido a la gran falta de información y debido a la situación actual de dicho activo no se recomienda, por ahora, realizar un estudio de Simulación, además de que ya se hicieron las recomendaciones correspondientes para su mejora a Balance de Materia de todos ellos. Los 3 campos administrativos pueden mejorar su modelo a uno de simulación, la realización de estudios de simulación en ellos puede ayudar de manera significativa la apropiada planeación de explotación de estos otros 26 yacimientos/campos administrativos de Activo Aceite Terciario del Golfo; sin embargo, dado las condiciones de los yacimientos de Chicontepec difícilmente una simulación pueda ser representativa a menos que se realicen a un nivel minúsculo.

4.7.2 Yacimientos que pueden mejorar su modelo de estimación

Como se mencionó, existen yacimientos que poseen suficiente información para mejorar su modelo de estimación de producción a uno más sofisticado, para el mejor de los casos, comparar el método actual con el más sofisticado y ajustar la estimación de los perfiles de producción con

ambos modelos. Cabe mencionar nuevamente que el Activo Aceite Terciario del Golfo queda fuera de los siguientes análisis.

4.7.2.1 Yacimientos que pueden mejorar su modelo de estimación a Balance de Materia

Los únicos yacimientos aplicables para este análisis fueron los de Curvas de Declinación, de los cuales, 162 de los 958 yacimientos cuentan con suficiente información para poder realizar estimaciones de producción por este modelo. **Tabla 4.31.**

Tabla 4.31 Volúmenes remanentes de los yacimientos que pueden y aún no pueden mejorar su modelo a Balance de Materia.

	Yacimientos número	N remanente mmb	G remanente mmmpc
No Puede mejorar	796	25,732.4	44,752.3
Aceite negro	281	23,276.1	22,325.7
Aceite volátil	29	1,103.2	2,107.1
Gas húmedo	257	0.0	8,549.9
Gas seco	192	0.0	5,142.0
Gas y condensado	37	1,353.1	6,627.6
Puede mejorar	162	25,106.9	34,091.4
Aceite negro	82	21,660.4	24,725.2
Aceite volátil	31	3,347.1	5,994.9
Gas húmedo	5	0.0	1,376.9
Gas seco	41	0.0	1,578.3
Gas y condensado	3	99.4	416.1
Total	958	50,839.3	78,843.7

Fuente: Datos CNH y PEP.

Para el caso de los yacimientos de gas seco y húmedo, se evaluaron en función del método gráfico P/Z que necesitan el comportamiento de Z, para el resto de los yacimientos, contar con información como el comportamiento de B_o , B_g y R_s fue indispensable para tomarse como adecuado para el uso de Balance de Materia en dicho yacimiento.

Puede que estos 180 yacimientos estén adecuados con Curvas de Declinación y este modelo sea el que estime más acertadamente sus producciones, pero el Balance de Materia es un modelo rápido y relativamente sencillo de utilizarse ya que no es necesario una herramienta computacional especializada para utilizarlo, por lo que es recomendable realizar modelos de estimación con Balance de Materia en dichos yacimientos, además, de que el conocer las propiedades del yacimiento ayuda para futuros proceso que se requiera hacer en ellos.

Por otro lado tenemos 796 yacimientos sin poseen suficiente información para mejorar su modelo a uno de Balance de Materia, cada yacimiento posee su propio nivel de información por lo que algunos no necesitan de mucho para poder cumplir con la suficiencia de información y mejorar su modelo.

Como se mencionó, como parte del objetivo de esta investigación se encuentra en realizar recomendaciones respecto a los análisis realizados y una jerarquización en los resultados. La

recomendación para este análisis y posteriores serán los 15 yacimientos con volúmenes remanentes de aceite mayores de cada grupo de resultados. **Tabla 4.32.**

Tabla 4.32 Yacimientos con volúmenes mayores que pueden mejorar su modelo a Balance de Materia.

Región	Activo	Campo	Yacimiento	N remanente mmb	G remanente mmmpc
RN	PR-A	Poza Rica	Tamabra	3,391.5	2,892.8
RN	PR-A	Cacalilao	KS	2,878.2	8,770.4
RMNE	Cantarell	Nohoch	BTPK	1,394.5	655.2
RMSO	A-P-C	Pol	Bp-ks	1,306.3	1,552.0
RN	PR-A	Tamps. Const.	Tamps. Inf. A	966.2	686.7
RN	PR-A	Tamps. Const.	San Andrés	915.0	259.8
RS	B-J	Puerto Ceiba	KS-KI	914.6	585.5
RN	PR-A	San Andrés	San Andrés	833.7	1,232.3
RMNE	K-M-Z	Utsil	BTPKS	811.1	136.6
RS	B-J	Bricol	JSK B-II	668.7	751.1
RMNE	K-M-Z	Maloob	JSK	640.6	288.2
RS	Cinco Pres.	Ogarrio	Bloque-A	634.7	596.3
RS	B-J	Cárdenas	JKS	631.7	1,145.2
RS	B-J	Paredón	KI-JST-JSK	475.0	1,188.2
RN	PR-A	Arenque	Tamps. Inf. A	368.5	439.7
TOTAL	-	-	-	16,830.3	21,180.0

Fuente: Datos CNH y PEP.

Estos 15 yacimientos representan el 67% de los 25,106.9 mmb, volumen que puede mejorar a Balance de Materia. Los yacimientos más importantes son Tamabra del campo Poza Rica y la formación KS del campo Cacalilao representando el 25% del volumen total de los 162 yacimientos, mientras que los primeros 7 yacimientos (con volúmenes mayores a 900 mmb) representan el 47% del total.

A pesar de esta jerarquización de importancia de los yacimientos por medio de su volumen remanente y las condiciones que se necesita para realizar un modelo por Balance de Materia, se sigue recomendando evolucionar los 162 yacimientos a Balance de Materia, ya que no necesitan información adicional para hacerlo.

4.7.2.2 Yacimientos que pueden mejorar su modelo de estimación a Simulación Numérica

Para este análisis entraron tanto los yacimientos con Curvas de Declinación como de Balance de Materia, se tomaron en cuenta los mismos criterios que en las evaluaciones anteriores, comportamiento de las propiedades de los fluidos, modelo estático y gastos de producción fueron los factores determinantes para esta evaluación. **Tabla 4.33.**

Tabla 4.33 Volúmenes remanentes de los yacimientos que pueden y aún no pueden mejorar su modelo a Simulación Numérica.

Yacimientos número	N remanente mmb	G remanente mmmpc
-----------------------	--------------------	----------------------

Análisis de los modelos de estimación de producción utilizados en los yacimientos petroleros de México

No Puede mejorar	970	51,434.9	88,234.2
Aceite negro	362	44,391.3	47,634.8
Aceite volátil	55	3,099.7	5,945.9
Gas húmedo	279	0.0	10,210.5
Gas seco	220	0.0	6,631.6
Gas y condensado	54	3,943.9	17,811.4
Puede mejorar	70	11,486.0	15,488.3
Aceite negro	22	7,241.5	5,651.9
Aceite volátil	26	4,217.1	9,327.3
Gas húmedo	2	0.0	25.8
Gas seco	17	0.0	374.3
Gas y condensado	3	27.4	109.0
Total	1040	62,920.9	103,722.5

Fuente: Datos CNH y PEP.

Los 54 yacimientos que poseen información suficiente para evolucionar su modelo de estimación a Simulación representan el 18% del total de volumen remanente de aceite y el 15% del volumen remanente de gas con Curvas de Declinación y Balance de Materia.

Yacimientos con Curvas de Declinación: De los 958 yacimientos con Curvas de Declinación 48 yacimientos son los que tienen suficiente información para mejorar su modelo hasta uno de Simulación, todos éstos también pueden mejorar su modelo a uno de Balance de Materia. **Tabla 4.34.**

Tabla 4.34 Volúmenes remanentes de los yacimientos con Curvas de Declinación que pueden y aún no pueden mejorar su modelo a Simulación Numérica.

	Yacimientos número	N remanente mmb	G remanente mmmpc
No Puede mejorar	910	43,544.7	70,054.1
Aceite negro	348	39,807.2	42,476.4
Aceite volátil	44	2,285.0	4,273.8
Gas húmedo	261	0.0	9,908.3
Gas seco	217	0.0	6,351.9
Gas y condensado	40	1,452.5	7,043.7
Puede mejorar	48	7,294.6	8,789.6
Aceite negro	15	5,129.3	4,574.5
Aceite volátil	16	2,165.3	3,828.2
Gas húmedo	1	0.0	18.5
Gas seco	16	0.0	368.4
Total	958	50,839.3	78,843.7

Fuente: Datos CNH y PEP.

Yacimientos con Balance de Materia: Son 22 los yacimientos con Balance de Materia que tienen suficiente información para evolucionar su modelo de estimación a uno de Simulación Numérica. **Tabla 4.35.**

Tabla 4.35 Volúmenes remanentes de los yacimientos con Balance de Materia que pueden y aún no pueden mejorar su modelo a Simulación Numérica.

	Yacimientos número	N remanente mmb	G remanente mmmpc
No Puede mejorar	60	7,890.2	18,180.1
Aceite negro	14	4,584.1	5,158.4
Aceite volátil	11	814.7	1,672.1
Gas húmedo	18	0.0	302.2
Gas seco	3	0.0	279.7
Gas y condensado	14	2,491.4	10,767.7
Puede mejorar	22	4,191.4	6,698.7
Aceite negro	7	2,112.2	1,077.4
Aceite volátil	10	2,051.8	5,499.1
Gas húmedo	1	0.0	7.3
Gas seco	1	0.0	5.9
Gas y condensado	3	27.4	109.0
Total	82	12,081.6	24,878.8

Fuente: Datos CNH y PEP.

Como resultado final tenemos 70 yacimientos que poseen información suficiente para poder evolucionar su modelo hasta uno de Simulación Numérica, todos ellos tienen ciertas carencias de información, particularmente hablando de propiedades del agua y curvas de permeabilidad relativa y presión capilar; sin embargo, es posible el desarrollo de un modelo de simulación. Por otro lado, tenemos 970 yacimientos que no poseen suficiente información para evolucionar su modelo (910 de Curvas de Declinación y 60 de Balance de Materia); sin embargo, el nivel de información que cada yacimiento posee no es el mismo, por lo que analizarán y se evaluarán nuevamente en el siguiente punto.

Los 15 yacimientos con mayores volúmenes de los 70 yacimientos de los resultados de este análisis son los siguientes. **Tabla 4.36.**

Tabla 4.36 Yacimientos con volúmenes mayores que pueden mejorar su modelo a Simulación Numérica.

Región	Activo	Campo	Yacimiento	N remanente mmb	G remanente mmmpc
RMNE	Cantarell	Nohoch	BTPK	1,394.5	655.2
RS	Bellota-Jujo	Puerto Ceiba	KS-KI	914.6	585.5
RS	Bellota-Jujo	Bricol	JSK B-II	668.7	751.1
RMNE	Cantarell	Sihil	BTPK-22g	654.9	212.2
RMNE	K-M-Z	Maloob	JSK	640.6	288.2
RS	Bellota-Jujo	Cárdenas	JSK	631.7	1,145.2
RS	Sam-Luna	Sen	KS-KM B- IV	537.1	1,474.7
RS	Sam-Luna	Caparroso-Pijije- Escuintle	KS-KM-KI	535.0	1,260.2
RMNE	K-M-Z	Bacab	JSK	504.5	161.5
RMNE	Cantarell	Ixtoc	BTPK	397.9	446.5

Análisis de los modelos de estimación de producción utilizados en los yacimientos petroleros de México

RN	PR-A	Arenque	Tamps. Inf. A	368.5	439.7
RS	Sam-Luna	Sen	KS-KM-JSK B-I-II-III	353.4	969.0
RMNE	Cantarell	Chac	BTPK	341.8	175.7
RMNE	Cantarell	Kutz	BTPK	284.3	138.9
RS	B-J	Chinchorro	JSK B- I-II-III	207.0	246.2
TOTAL	-	-	-	8,434.5	8,949.8

Fuente: Datos CNH y PEP.

Los yacimientos con mayores volúmenes y suficiente información para evolucionar a una Simulación Numérica son únicamente de las Regiones Sur y Marina Noreste, yacimientos principalmente del Cretácico y JKS, además representan más del 70% del volumen total de este análisis fuera de los de Activo Aceite Terciario del Golfo. Los primeros dos yacimientos poseen volúmenes mucho mayores que el resto representando el 20% del total, siendo Nohoch el más importante de todos. El resto de los yacimientos poseen volúmenes menores a 200 mmb cada uno.

De este grupo de yacimientos que pueden mejorar a Simulación Numérica, 2 quedaron fuera de este análisis debido a que aún no poseen volúmenes de reservas ni volumen original estimado.

4.7.3 Yacimientos que podrían mejorar su modelo de estimación

Como se mencionó en el punto anterior, existen yacimientos que cuentan con información adicional importante, además de la que su modelo requiere, algunos de ellos cuentan con suficiente información para evolucionar su modelo de estimación y otros pueden evolucionar su modelo de estimación con mínima información adicional, por esta razón se realizará la siguiente evaluación de información. Para analizar y presentar los resultados de esta evaluación de información se hará por tipo de modelo al cual puede mejorar.

4.7.3.1 Yacimientos que podrían mejorar su modelo de estimación a Balance de Materia

Del análisis anterior, quedan 796 yacimientos con Curvas de Declinación que no cuentan con suficiente información para evolucionar su modelo a Balance de Materia y a continuación se hará un análisis de lo que éstos necesitan para poder evolucionar su modelo de estimación. **Tabla 4.37.**

Tabla 4.37 Volúmenes remanentes de los yacimientos con información faltante para mejorar su modelo a Balance de Materia.

	Yacimientos número	N remanente mmb	G remanente mmpc
Aceite negro	281	23,276.1	22,325.7
Aceite volátil	29	1,103.2	2,107.1
Gas húmedo	257	0.0	8,549.9
Gas seco	192	0.0	5,142.0
Gas y condensado	37	1,353.1	6,627.6
Total	796	25,732.4	44,752.3

Fuente: Datos CNH y PEP.

El Balance de Materia está basado enteramente en propiedades de los fluidos, por lo que con un adecuado PVT todos los yacimientos podrían ser capaces de desarrollar un modelo con Balance de Materia; sin embargo, los análisis PVT no son la única forma de obtener estimaciones de las propiedades, también puede recurrirse a correlaciones.

Para el caso de todos los yacimientos de aceite y los de gas y condensado que se encuentran en la región de dos fases, se consideraron ciertos comportamientos de propiedades de ambos fluidos, como es B_o y B_g **Tablas 4.38 y 4.39**.

Tabla 4.38 Comportamiento de propiedades faltantes de yacimientos de aceite negro para mejorar su modelo a Balance de Materia.

	Yacimientos número	N remanente mmb	G remanente mmmpc
B_o	3	305.5	376.0
B_o, R_s	47	8,007.5	14,931.6
R_p	12	21.2	21.9
R_s	33	3,109.9	2,321.6
R_s , propiedades del gas	7	59.1	37.4
R_s, R_p	6	120.8	37.3
Sin ningún comportamiento	173	11,652.1	4,599.9
Total	281	23,276.1	22,325.7

Fuente: Datos CNH y PEP.

Tabla 4.39 Comportamiento de propiedades faltantes de yacimientos de aceite volátil para mejorar su modelo a Balance de Materia.

	Yacimientos número	N remanente mmb	G remanente mmmpc
B_g	2	49.9	163.3
B_o	2	149.2	302.4
B_o, R_s	4	325.5	719.4
R_s	3	0.0	0.0
Sin ningún comportamiento	18	578.6	922.0
Total	29	1,103.2	2,107.1

Fuente: Datos CNH y PEP.

En la tabla anterior, se puede observar las propiedades faltantes de los yacimientos de aceite, tanto negro como volátil, necesarias para poder evolucionar a un modelo de Balance de Materia. Varios yacimientos necesitan poca información para poder mejorar su modelo de estimación a uno de Balance de Materia, para el caso de R_p se puede obtener a partir de historiales de producción, mientras que para las demás propiedades una correlación o si el yacimiento lo permite, un análisis PVT.

Por otro lado, son 173 yacimientos los que no cuentan con ninguna información referente al comportamiento de los fluidos, por lo que, para que esos un análisis PVT sería la mejor opción para la obtener el comportamiento de sus propiedades si el yacimiento lo amerita y si realmente será rentable el realizar este estudio.

Los yacimientos de gas seco, húmedo y de gas y condensado con presión por encima de la de saturación se consideró la posibilidad de realizar el Balance de Materia por el método P/Z, por lo

que el comportamiento de Z contra la presión, es la propiedad importante. **Tablas 4.40, 4.41 y 4.42.**

Tabla 4.40 Comportamiento de propiedades faltantes de yacimientos de gas húmedo para mejorar su modelo a Balance de Materia.

	Yacimientos número	N remanente mmb	G remanente mmpc
Z	257	0.0	8,549.9

Fuente: Datos CNH y PEP.

Tabla 4.41 Comportamiento de propiedades faltantes de yacimientos de gas seco para mejorar su modelo a Balance de Materia.

	Yacimientos número	N remanente mmb	G remanente mmpc
Z	192	0.0	5,142.0

Fuente: Datos CNH y PEP.

Para el caso de los yacimientos de gas seco y húmedo la propiedad necesaria para realizar un Balance de Materia es el comportamiento de Z, por lo que una correlación puede ser lo más adecuado para poder utilizar un modelo de Balance de Materia por el método gráfico P/Z en los yacimientos.

Tabla 4.42 Comportamiento de propiedades faltantes de yacimientos de gas y condensado para mejorar su modelo a Balance de Materia.

	Yacimientos número	N remanente mmb	G remanente mmpc
B _o	15	917.0	5,416.5
B _o , R _s	1	16.4	181.8
R _s	1	0	0.1
Sin ningún comportamiento	20	419.7	1,029.2
Total	37	1,353.1	6,627.6

Fuente: Datos CNH y PEP.

Para el caso de los yacimientos de gas y condensado, propiedades respecto al aceite son las faltantes, ya que los 17 yacimientos enlistados ahí se encuentran en la región de 2 fases, por otro lado los otros 20 yacimientos no reportan ninguna propiedad PVT, por lo que sería recomendable realizar un estudio de PVT para esos yacimientos.

Los 15 yacimientos con mayores volúmenes de la región poseen más del 50% del volumen total de aceite de los 796 yacimientos restantes. **Tabla 4.43.**

Tabla 4.43 Yacimientos con volúmenes mayores que aún no pueden mejorar su modelo a Balance de Materia y la información faltante de cada uno.

Región	Activo	Campo	Yacimiento	N remanente mmb	G remanente mmpc	Comportamientos faltantes
RN	PR-A	Pánuco	KS	3,281.9	9548.0	Bo, Rs
RN	PR-A	Ébano Chapacao	KS	1,694.8	2,500.5	Bo, Rs
RMNE	K-M-Z	Tson	BTPK	963.0	235.2	Todos

Análisis de los modelos de estimación de producción utilizados en los yacimientos petroleros de México

RN	PR-A	Toteco Cerro Azul	El Abra	881.2	496.6	Todos
RMNE	K-M-Z	Pohp	BTPK	822.9	163.8	Todos
RS	Cinco Pres.	Cinco Presidentes	Encanto-AN	662.3	506.0	Rs
RS	Sam-Luna	Samaria	ARENAS 6-4-1	647.2	35.8	Bo, Rs
RMSO	Lit. Tabasco	Xulum	K	633.4	76.0	Todos
RMSO	A-P-C	Kastelan	K	614.3	79.9	Todos
RS	Cinco Pres.	Magallanes- Tucán-Pajonal	AREA CENTRAL	600.2	238.3	Bo, Rs
RMSO	A-P-C	Kach	K	586.3	76.5	Todos
RN	PR-A	Sur Chinampa Norte de Amatlán	El Abra	504.9	297.2	Todos
RMNE	K-M-Z	Pohp	JSK	443.3	88.2	Todos
RMNE	K-M-Z	Nab	BTPK	408.0	33.0	Todos
RN	PR-A	Tepetate Norte Chinampa	El Abra	393.4	199.3	Todos
TOTAL	-	-	-	13,137.1	14,574.3	

Fuente: Datos CNH y PEP.

Los 2 yacimientos con volúmenes más importantes pertenecen al activo de Producción Poza Rica-Altamira, siendo el más importante el yacimiento del Cretácico del campo Pánuco, ambos representan casi el 20% del total de volumen de aceite y únicamente tienen deficiencias de información en el comportamiento de 2 propiedades de los fluidos. Los siguientes 3 yacimientos carecen del comportamiento de las propiedades más importantes de los fluidos y son poco más del 10% del volumen total de aceite de este análisis. Como se observa el resto de los yacimientos poseen carencias tanto en el comportamiento de algunas propiedades como en todas.

La aplicación de un modelo de Balance de Materia es recomendable para todos estos yacimientos, a pesar de que posiblemente las Curvas de Declinación representen mejor su comportamiento, la toma de información y análisis de este tipo pueden ayudar a mejorar y corregir el otro modelo.

4.7.3.2 Yacimientos que podrían mejorar su modelo de estimación a Simulación Numérica

Existe un gran número de yacimientos que no posee prácticamente nada de información, pero también hay otros yacimientos que poseen cierta información y únicamente carecen del conocimiento del comportamiento de algunas propiedades, por lo que con una correlación podría bastar para poder obtener el comportamiento de dicha propiedad para después poder realizar estimaciones de producción con Simulación Numérica.

De los 1,040 yacimientos con Curvas de Declinación o Balance de Materia, 70 de ellos cuentan con la mínima información para mejorar su modelo a uno de Simulación, mientras los otros 970 yacimientos tienen carencias de información, y estos últimos yacimientos serán los analizados en este punto.

Los yacimientos de Balance de Materia y Curvas de Declinación que no poseen suficiente información para mejorar su modelo a uno de Simulación son 970, los cuales representan 51,435 mmb de volumen remanente de aceite y 88,234 mmpc de volumen remanente de gas. **Tablas 4.44, 4.45 y 4.46.**

Tabla 4.44 Volúmenes remanentes de los yacimientos con información faltante para mejorar su modelo a Simulación Numérica.

	Yacimientos número	N remanente mmb	G remanente mmmpc
Aceite negro	362	44,391.3	47,634.8
Aceite volátil	55	3,099.7	5,945.9
Gas húmedo	279	0.0	10,210.5
Gas seco	220	0.0	6,631.6
Gas y condensado	54	3,943.9	17,811.4
Total	970	51,434.9	88,234.2

Fuente: Datos CNH y PEP.

Tabla 4.45 Volúmenes remanentes de los yacimientos de Curvas de Declinación con información faltante para mejorar su modelo a Simulación Numérica.

	Yacimientos número	N remanente mmb	G remanente mmmpc
Aceite negro	348	39,807.2	42,476.4
Aceite volátil	44	2,285.0	4,273.8
Gas húmedo	261	0.0	9,908.3
Gas seco	217	0.0	6,351.9
Gas y condensado	40	1,452.5	7,043.7
Total	910	43,544.7	70,054.1

Fuente: Datos CNH y PEP.

Tabla 4.46 Volúmenes remanentes de los yacimientos de Balance de Materia con información faltante para mejorar su modelo a Simulación Numérica.

	Yacimientos número	N remanente mmb	G remanente mmmpc
Aceite negro	14	4,584.1	5,158.4
Aceite volátil	11	814.7	1,672.1
Gas húmedo	18	0.0	302.2
Gas seco	3	0.0	279.7
Gas y condensado	14	2,491.4	10,767.7
Total	60	7,890.2	18,180.1

Fuente: Datos CNH y PEP.

El análisis de la información de estos yacimientos fue extenso, debido al tipo y cantidad de información que se evaluó para la Simulación Numérica. Se analizó en función de los 3 principales grupos de información: Modelo estático, historiales de producción y comportamiento de las propiedades de los fluidos. Siguiendo con la metodología del análisis se prosigue a analizar los volúmenes del Activo Aceite Terciario del Golfo.

El siguiente análisis determinará qué información requiere cada uno de esos yacimientos para poder mejorar su modelo a uno de Simulación Numérica. Se realizó el análisis en función de 3 principales grupos de información: Modelo estático, historiales del yacimiento y propiedades de los fluidos.

Modelo estático del yacimiento: Para este grupo de información se analizaron los puntos de: Modelo estructural, geológico, petrofísico, sedimentológico, sísmico y modelo estático integral. De manera general se clasificó la información en: Modelo estático incompleto, sin modelo estático, con modelo estático. **Tablas 4.47 y 4.48.**

Tabla 4.47 Estado del modelo estático de yacimientos con Curvas de Declinación, por número de yacimientos y volúmenes remanentes de aceite y gas.

	Yacimientos número	N remanente mmb	G remanente mmmpc
Con modelo	462	17,430.0	30,886.5
Sin modelo	306	7,524.5	9,388.1
Modelo incompleto	142	18,590.2	29,779.5
Total	910	43,544.7	70,054.1

Fuente: Datos CNH y PEP.

Tabla 4.48 Estado del modelo estático de yacimientos con Balance de Materia, por número de yacimientos y volúmenes remanentes de aceite y gas.

	Yacimientos número	N remanente mmb	G remanente mmmpc
Con modelo	34	7,406.6	16,748.3
Sin modelo	8	201.6	823.7
Modelo incompleto	18	282.0	608.1
Total	60	7,890.2	18,180.1

Fuente: Datos CNH y PEP.

Historiales de producción: Se tomó en cuenta, tanto historiales de producción de aceite, de gas e historiales de inyección para los casos en los que apliquen. **Tablas 4.49 y 4.50.**

Tabla 4.49 Historiales faltantes de yacimientos con Curvas de Declinación, por número de yacimientos y volúmenes remanentes de aceite y gas.

	Yacimientos número	N remanente Mmb	G remanente mmmpc
Ningún historial	140	10,546.6	4,905.8
Todos los historiales	652	21,954.6	35,206.9
Sin Q_g	79	8,753.9	26,208.8
Sin Q_i	3	1,530.8	1,993.5
Sin Q_o	36	758.8	1,739.1
Total	910	43,544.7	70,054.1

Fuente: Datos CNH y PEP.

Tabla 4.50 Historiales faltantes de yacimientos con Balance de Materia, por número de yacimientos y volúmenes remanentes de aceite y gas.

	Yacimientos número	N remanente mmb	G remanente mmmpc
Ningún historial	17	4,332.7	11,756.5
Todos los historiales	41	3,557.5	6,148.8
Sin Q_g	2	0.0	274.8
Total	60	7,890.2	18,180.1

Fuente: Datos CNH y PEP.

Para poder realizar un ajuste de historiales en la Simulación Numérica es indispensable los historiales de producción, si se tiene bastante tiempo produciendo se puede utilizar las producciones acumuladas por año; sin embargo, lo más adecuado sería utilizar los historiales que se tengan, aunque no estén completos.

Comportamiento de las propiedades de los fluidos: Se tomaron en cuenta las propiedades indispensables para una Simulación Numérica, las mismas utilizadas en la primera evaluación. **Tablas 4.51 y 4.52.**

Tabla 4.51 Comportamiento de propiedades faltantes de yacimientos con Curvas de Declinación.

	Yacimientos número	N remanente mmb	G remanente mmmpc
C_g	13	716.6	979.7
Propiedades del gas	35	1,271.8	1,477.0
Propiedades del aceite	3	58.0	378.9
R_s	18	1,687.7	1,495.1
Z	3	415.9	742.3
Z, R_s	25	5,563.2	4,923.9
μ_s	2	476.4	1,190.2
Muchas propiedades	53	5,482.9	9,821.8
Todas las propiedades	705	19,673.2	37,140.1
Ninguna	53	8,199.0	11,905.1
Total	910	43,544.7	70,054.1

Fuente: Datos CNH y PEP.

Tabla 4.52 Comportamiento de propiedades faltantes de yacimientos con Balance de Materia.

	Yacimientos número	N remanente mmb	G remanente mmmpc
B_o	2	122.9	354.7
C_s	3	768.9	1,221.9
Propiedades del gas	9	2,177.2	3,581.4
Propiedades del aceite	1	6.5	18.0
Muchas propiedades	12	3,386.1	10,509.4
Todas las propiedades	9	769.5	1,002.4
Ninguna	24	659.1	1,492.3
Total	60	7,890.2	18,180.1

Fuente: Datos CNH y PEP.

Lo primero a destacar de las tablas anteriores es que 77 yacimientos (53 de Curvas de Declinación y 24 de Balance de Materia) no tienen carencias de información respecto al comportamiento de propiedades de los fluidos.

Como se observa en las tablas anteriores, 714 (705 de Curvas de Declinación y 9 de Balance de Materia) yacimientos no cuentan con ningún comportamiento de propiedades de los fluidos importante, otros 65 (53 de Curvas de Declinación y 12 de Balance de Materia) poseen muchas carencias, entre las cuales están los factores de volumen y las viscosidades, 48 de ellos no poseen información de uno de los fluidos presentes en el yacimiento y finalmente el resto carece de poca información respecto a los fluidos. Para poder obtener un resultado final en este análisis se integraron todos los análisis anteriores. **Tablas 4.53, 4.54 y 4.55.**

Tabla 4.53 Resumen de la información faltante de los yacimientos que aún no pueden mejorar su modelo a Simulación Numérica.

	Yacimientos número	N remanente mmb	G remanente mmmpc
Modelo estático	65	7,699.4	12,805.5
Pocas props. fluidos	53	7,075.4	10,869.0
Pocas props. y modelo estático	24	1,222.9	1,202.1
Historiales	12	1,158.7	591.9
Muchas props. fluidos, modelo estático	251	7,766.1	8,863.5
Muchas props Fluidos	431	16,602.5	36,094.9
Muchas props. fluidos, modelo estático e historiales	134	9,909.9	17,728.3
Total	970	51,434.9	88,155.2

Fuente: Datos CNH y PEP.

Tabla 4.54 Resumen de la información faltante de los yacimientos con Curvas de Declinación que aún no pueden mejorar su modelo a Simulación Numérica.

	Yacimientos número	N remanente mmb	G remanente mmmpc
Modelo estático	43	7,215.8	11,410.7
Pocas props. fluidos	40	3,999.9	5,702.1
Pocas props. y modelo estático	24	1,222.9	1,202.1
Historiales	10	983.2	494.4
Muchas props. fluidos, modelo estático	247	7,766.1	8,826.5
Muchas props. fluidos	412	12,446.9	24,611.0
Muchas props. fluidos, modelo estático e historiales	134	9,909.9	17,728.3
Total	910	43,544.7	69,975.1

Fuente: Datos CNH y PEP.

Tabla 4.55 Resumen de la información faltante de los yacimientos con Balance de Materia que aún no pueden mejorar su modelo a Simulación Numérica.

	Yacimientos número	N remanente mmb	G remanente mmmpc
Modelo estático	22	483.6	1,394.8
Pocas props. fluidos	13	3,075.5	5,166.9
Historiales	2	175.5	97.5
Muchas props. fluidos, Modelo estático	4	0.0	37.0
Muchas props. fluidos	19	4,155.6	11,483.9
Total	60	7,890.2	18,180.1

Fuente: Datos CNH y PEP.

Analizando a los 910 yacimientos de Curvas de Declinación y los 60 de Balance de Materia, podemos observar que muchos de esos yacimientos tienen carencias de información enormes para un modelo de Simulación, desde algunas propiedades de los fluidos hasta la construcción de un modelo estático integral.

Se tiene 65 yacimientos con falta de un modelo estático integral, de los cuales la mayoría son de aceite negro y gas húmedo, estos últimos no proporcionan beneficios económicos como los yacimientos de aceite por lo que una inversión para mejorar a un modelo de Simulación o es la opción más rentable.

Son 431 yacimientos que carecen del conocimiento del comportamiento de muchas de las propiedades de los fluidos del yacimiento la cual puede ser eliminada con un análisis PVT o el uso de correlaciones.

Únicamente 12 yacimientos son los que tienen poca falta de información y es respecto a los historiales de producción por pozo, que bien puede utilizarse historiales de todo el yacimiento o registros de producción acumulada para hacer el ajuste de historiales en el simulador, sin embargo, lo más recomendable sería tener registros de historiales por pozo para tener un ajuste de historiales más adecuado.

Son 53 los yacimientos que tienen falta del conocimiento de algunas propiedades del yacimiento, sea utilizando analogía con fluidos de otros yacimientos, correlaciones o hasta la realización de análisis PVT permitirían que estos yacimientos tener la información para evolucionar su modelo hasta uno de simulación.

Finalmente los yacimientos con mayores carencias de información, 251 con desconocimiento del comportamiento de muchas propiedades de los fluidos y falta de un modelo estático y otros 136 sin ninguna información, para la toma de toda esta información se requiere mucho tiempo, esfuerzo y dinero por lo que en un punto posterior se analizará que tan necesario es dicha toma de información para estos yacimientos.

Pasando a la priorización de la evolución de modelos de estimación tenemos a los de mayor volumen. De los 15 yacimientos con mayores volúmenes 2 son de gas y condensado, el resto de aceite ligero. **Tabla 4.56.**

Tabla 4.56 Yacimientos con volúmenes mayores que aún no pueden mejorar su modelo a Simulación Numérica y la información faltante de cada uno.

Región	Activo	Campo	Yacimiento	Modelo actual	N remanente mmb	G remanente mmpc
RN	PR-A	Poza Rica	Tamabra	Curvas Dec.	3,391.5	2,892.8
RN	PR-A	Pánuco	KS	Curvas Dec.	3,281.9	9,548.0
RN	PR-A	Cacalilao	KS	Curvas Dec.	2,878.2	8,770.4
RN	PR-A	Ebano Chapacao	KS	Curvas Dec.	1,694.8	2,500.5
RMSO	A-P-C	Pol	BT-KS	Curvas Dec.	1,306.3	1,552.0
RN	PR-A	Tamps. Const.	Tamps. Inf. A	Curvas Dec.	966.2	686.7
RMNE	K-M-Z	Tson	BTPK	Curvas Dec.	963.0	235.2
RMSO	Tabasco	Tsimin	Jurasico	Balance de Materia	957.7	4,740.9
RN	PR-A	Tamps. Const.	San Andrés	Curvas Dec.	915.0	259.8
RMSO	Tabasco	Xux	Jurásico	Balance de Materia	906.7	3,888.4
RN	PR-A	Toteco Cerro Azul	El Abra	Curvas Dec.	881.2	496.6

Análisis de los modelos de estimación de producción utilizados en los yacimientos petroleros de México

RN	PR-A	San Andrés	San Andrés	Curvas Dec.	833.7	1,232.3
RMNE	K-M-Z	Pohp	BTPK	Curvas Dec.	822.9	163.8
RMNE	K-M-Z	Utsil	BTPKS	Curvas Dec.	811.1	136.6
RS	Muspac	Sitio Grande	KS-KM-KI	Balance de Materia	788.7	1,259.1
TOTAL	-	-	-	-	21,398.9	38,363.1

Región	Activo	Campo	Yacimiento	Estado de la información		
				Modelo estático	Historiales faltantes	Comportamiento faltantes
RN	PR-A	Poza Rica	Tamabra	Incompleto	Ninguno	Z, Rs
RN	PR-A	Pánuco	KS	Incompleto	Qg	Todos
RN	PR-A	Cacalilao	KS	Incompleto	Qg	Ninguno
RN	PR-A	Ebano Chapacao	KS	Incompleto	Qg	Todos
RMSO	A-P-C	Pol	BT-KS	Completo	Qi	Muchos
RN	PR-A	Tamps. Const.	Tamps. Inf. A	Incompleto	Ninguno	Ninguno
RMNE	K-M-Z	Tson	BTPK	Completo	Todos	Todos
RMSO	Tabasco	Tsimin	Jurasico	Completo	Todos	Muchos
RN	PR-A	Tamps. Const.	San Andrés	Incompleto	Ninguno	Ninguno
RMSO	Tabasco	Xux	Jurásico	Completo	Todos	Muchos
RN	PR-A	Toteco Cerro Azul	El Abra	Completo	Ninguno	Todos
RN	PR-A	San Andrés	San Andrés	Completo	Ninguno	Z, Rs
RMNE	K-M-Z	Pohp	BTPK	Completo	Todos	Todos
RMNE	K-M-Z	Utsil	BTPKS	Completo	Todos	Ninguno
RS	Muspac	Sitio Grande	KS-KM-KI	Completo	Ninguno	Props. gas
-	-	-	-	-	-	-

Fuente: Datos CNH y PEP.

De los 970 yacimientos, los 15 con mayores volúmenes representan el 41% del volumen total atribuido a dichos yacimientos, siendo los primeros 5 los más importantes (4 de Poza Rica-Altamira y uno del Abkatún-Pol-Chuc) representando el 24.5% del total, los 4 yacimientos de Poza Roca-Altamira poseen grandes carencias de información; sin embargo, el yacimiento BT-KS del campo Pol posee como principal carencia comportamiento de los fluidos lo cual puede ser solucionado con un análisis PVT.

4.7.4 Yacimientos que deben mejorar su modelo de estimación

Hablando en términos técnicos, todos los yacimientos deberías mejorar al modelo más sofisticado posible, ya que el objetivo principal en la explotación de un yacimiento es obtener el factor de recuperación más alto y para esto no basta una recuperación por energía natural del yacimiento, si no que se necesita recurrir métodos de recuperación adicional. Sin embargo, en la práctica profesional esto no es aplicable, ya que no todos los yacimientos poseen la misma importancia ni poseen ciertas características que los hacen candidatos para llevarlos a una Simulación Numérica. Además, muchos yacimientos poseen ciertas características que hacen que su modelo de estimación no sea el más adecuado para el yacimiento, en adición a esto, el poder tener otro

modelo de estimación puede ayudar a realizar mejores ajustes en los perfiles de producción utilizando ambos modelos.

4.7.4.1 Yacimientos que deben mejorar su modelo de estimación a Balance de Materia

Para todo yacimientos al inicio de su explotación es recomendable llevarlo por lo menos hasta un modelo de Balance de Materia, ya que las Curvas de Declinación pueden tener mucha incertidumbre debido al poco tiempo que tiene el yacimiento en explotación y únicamente se utilizan al inicio como apoyo mientras se obtiene mayor información de los yacimientos, además de que, la apertura de nuevos pozos productores, uso de proceso de recuperación secundario o mejorada no son aplicables para este tipo de análisis. Además, conforme se conozca el comportamiento de ciertas propiedades del yacimiento, este mismo puede ser candidato a evolucionar nuevamente su modelo de estimación a uno de Simulación Numérica.

Existen 221 yacimientos que se clasificaron en este análisis debido a ciertas características que presentan. De ese grupo, 189 yacimientos no poseen suficiente información, pero deben evolucionar su modelo de estimación, a continuación se priorizaran los yacimientos que deben mejorar su modelo con base en el Volumen Remanente de dicho yacimiento. Mientras que los otros 32 yacimientos poseen información suficiente para mejorar su modelo. **Tabla 4.57.**

Tabla 4.57 Volúmenes remanentes de los yacimientos que deben mejorar su modelo a Balance de Materia.

	Yacimientos número	N remanente Rem mmb	G remanente mmpc
No puede mejorar	189	9,490.3	7,390.6
Aceite negro	70	8,371.2	2,835.2
Aceite volátil	20	973.9	1,846.0
Gas húmedo	31	0.0	457.8
Gas seco	54	0.0	1,260.3
Gas y condensado	14	145.2	991.3
Puede mejorar	32	1,415.1	3,026.9
Aceite negro	10	1,316.5	474.3
Aceite volátil	6	94.9	80.6
Gas húmedo	2	0.0	1,337.4
Gas seco	13	0.0	1,093.2
Gas y condensado	1	3.7	41.4
Total	221	10,905.4	10,417.5

Fuente: Datos CNH y PEP.

Yacimientos que si pueden mejorar su modelo

Los 3 yacimientos con mayor volumen representan el 84% del volumen total atribuido a esos 32 yacimientos, siendo un volumen muy importante. La prioridad de mejorar su modelo de estimación recae en esos 3 yacimientos. **Tabla 4.58.**

Tabla 4.58 Yacimientos con volúmenes mayores que deben y pueden mejorar su modelo a Balance de Materia

Región	Activo	Campo	Yacimiento	N remanente mmb	G remanente mmmpc
RMNE	K-M-Z	Utsil	BTPKS	811.1	136.6
RS	B-J	Tajón	KS	216.8	141.2
RS	B-J	Tajón	KM	182.0	118.5
RS	Cinco Pres.	Brillante	Mioceno	39.1	22.8
RS	B-J	Tupilco	Mioceno Superior	35.5	22.3
RS	B-J	Mayacaste	Cretácico Inferior	29.6	11.1
RS	B-J	Palangre	JSK BLOQUE I-B	24.1	24.4
RS	B-J	Yagual	KM-KI BLOQUE II	23.7	23.1
RS	B-J	Chinchorro	KM-KI BLOQUE I	17.2	22.4
RS	B-J	Chinchorro	KM-KI BLOQUE II	11.6	15.1
TOTAL	-	-	-	1,390.7	537.5

Fuente: Datos CNH y PEP.

Los primeros 15 yacimientos representan el 98% del volumen total atribuido a estos 32 yacimientos, siendo 5 de éstos sin valores de reservas; sin embargo, los volúmenes a partir del cuarto yacimiento son muy pequeños comparados con los primeros.

Yacimientos que aún no pueden mejorar su modelo

Los 189 yacimientos representan 9,490 mmb de Volumen Remanente. Muchos yacimientos de éstos poseen volúmenes relativamente importantes, los primeros 15 yacimientos tienen volúmenes mayores a 181 mmb y éstos representan 6,523 mmb siendo cerca del 68% del volumen total de estos 189 yacimientos, la mayoría de estos yacimientos no poseen información alguna respecto a las propiedades de los fluidos, por lo que sería recomendable la obtención de dicha información. **Tabla 4.59.**

Tabla 4.59 Comportamiento de propiedades faltantes de los yacimientos con volúmenes remanentes

	Yacimientos	N remanente mmb	G remanente mmmpc
B _o	6	518.1	947.0
B _o , Rs	7	328.3	703.8
Todas	91	8,643.9	4,021.7
Z	85	0.0	1,718.1
Total	189	9,490.3	7,390.6

Fuente: Datos CNH y PEP.

Para los yacimientos de aceite y de gas y condensado son pocos los que requieren poca información, 91 de ellos no poseen ningún comportamiento de las propiedades PVT, mientras que a 13 únicamente les falta B_o y/o Rs. Por otro lado los yacimientos de gas únicamente necesitan el comportamiento de Z para poder utilizar el método gráfico P/Z de Balance de Materia.

Como en el resto de los análisis, los quince yacimientos con volúmenes mayores de los yacimientos que deben mejorar su modelo de estimación a Balance de Materia y aún no poseen toda la información se encuentran a continuación. **Tabla 4.60.**

Tabla 4.60 Yacimientos con volúmenes mayores que deben y aún no pueden mejorar su modelo a Balance de Materia y la información faltante de cada uno.

Región	Activo	Campo	Yacimiento	N	G	Comportamientos faltantes
				remanente mmb	remanente mmpc	
RMNE	K-M-Z	Tson	BTPK	963.0	235.2	Todas
RMNE	K-M-Z	Pohp	BTPK	822.9	163.8	Todas
RMSO	Lit. Tabasco	Xulum	K	633.4	76.0	Todas
RMSO	A-P-C	Kastelan	K	614.3	79.9	Todas
RMSO	A-P-C	Kach	K	586.3	76.5	Todas
RMNE	K-M-Z	Pohp	JSK	443.3	88.2	Todas
RMNE	K-M-Z	Nab	BTPK	408.0	33.0	Todas
RN	PR-A	Jurel	Tamps. Inf.	357.7	602.3	Todas
RMSO	Lit. Tabasco	Amoca	Plioceno I-M	284.4	109.4	Todas
RMNE	K-M-Z	Zazil-Ha	BTPK	261.2	42.2	Todas
RMSO	A-P-C	Alak	KS-KM-KI	260.6	87.8	Todas
RMNE	K-M-Z	Numan	BTPK	257.5	21.6	Todas
RS	Sam-Luna	Carrizo	Arenas 1-4-6	229.5	12.9	Todas
RMSO	Lit. Tabasco	Tecoalli	Plioceno Inf.	220.2	154.1	Todas
RMSO	A-P-C	Tumut	Jurasico	181.2	199.0	Bo
TOTAL	-	-	-	6,523.5	1,981.9	

Fuente: Datos CNH y PEP.

Como se observa estos yacimientos carecen totalmente del comportamiento de sus propiedades por lo que para mejorar su modelo es necesario estimarlas sea por estudios de laboratorio, analogía con yacimientos cercanos o utilizando correlaciones.

Como recomendación final de este análisis, se recomienda que todos los 221 yacimientos evolucionen su modelo de estimación de producción, empezando por los enlistados en las tablas anteriores, ya que realizar análisis por Balance de Materia requiere un mínimo de esfuerzo y no es necesaria una herramienta computacional especializada para su utilización. Una parte de los yacimientos ya tienen lo necesario para mejorar su modelo, mientras que se recomienda que a los 189 yacimientos carentes de información y en particular a los yacimientos de los cuales no se conoce el comportamiento de ninguna de sus propiedades, la toma de información por: realización de pruebas de laboratorio, análisis PVT de sus fluidos y uso de correlaciones con el fin de poder llevar la estimación de sus producciones a un nivel más adecuado para esos yacimientos.

4.7.4.2 Yacimientos que deben mejorar su modelo de estimación a Simulación Numérica

La Simulación Numérica es el modelo más complejo y sofisticado que existe para la estimación de perfiles de producción y del comportamiento del yacimiento, debido a esto es que en esta investigación se utilizó como el mejor modelo para la estimación de producción; sin embargo, para

que un yacimiento deba tener un modelo de este tipo, debe tener características específicas como:

- Alta heterogeneidad en el yacimiento: Que exista una gran variación de sus propiedades en pequeños cambios de coordenadas.
- Estar en proceso de recuperación adicional: Dentro de los cuales están los procesos de Recuperación Secundaria y Recuperación Mejorada.

De los 1,070 yacimientos con Curvas de Declinación y Balance de Materia, 201 yacimientos entran en los grupos anteriormente mencionados.

De los 186 yacimientos que se evaluaron que deben de mejorar a Simulación Numérica, 43 de ellos poseen suficiente información para mejorar su modelo de estimación a uno de Simulación, mientras que 143 yacimientos aún necesitan información adicional para evolucionar su modelo. **Tablas 4.61, 4.62 y 4.63.**

Tabla 4.61 Volúmenes remanentes de los yacimientos que deben mejorar su modelo a Simulación Numérica.

	Yacimientos número	N remanente mmb	G remanente mmmpc
No puede mejorar	143	33,070.2	57,015.2
Aceite negro	83	27,606.8	36,746.1
Aceite volátil	26	2,309.5	4,777.4
Gas húmedo	5	0.0	37.2
Gas seco	3	0.0	15.0
Gas y condensado	26	3,153.9	15,439.5
Puede mejorar	43	8,700.2	10,647.6
Aceite negro	15	5,107.3	2,694.6
Aceite Volátil	24	3,565.5	16,109.3
Gas húmedo	1	0.0	18.5
Gas y condensado	3	27.4	109.0
Total	186	41,770.4	67,662.8

Fuente: Datos CNH y PEP.

Tabla 4.62 Volúmenes remanentes de los yacimientos con Curvas de Declinación que deben mejorar su modelo a Simulación Numérica.

	Yacimientos número	N remanente mmb	G remanente mmmpc
No puede mejorar	112	25,773.4	40,263.9
Aceite negro	71	23,476.1	32,084.0
Aceite volátil	19	1,627.7	3,423.0
Gas húmedo	5	0.0	37.2
Gas seco	3	0.0	15.0
Gas y condensado	14	669.6	4,704.7
Puede mejorar	25	5,160.4	5,463.9
Aceite negro	8	2,995.1	1,617.2

Aceite volátil	16	2,165.3	12,112.0
Gas húmedo	1	0.0	18.5
Total	137	30,933.8	45,727.8

Fuente: Datos CNH y PEP.

Tabla 4.63 Volúmenes remanentes de los yacimientos con Balance de Materia que deben mejorar su modelo a Simulación Numérica.

	Yacimientos número	N remanente mmb	G remanente mmmpc
No puede mejorar	31	7,296.8	16,751.3
Aceite negro	12	4,130.7	4,662.1
Aceite volátil	7	681.8	1,354.4
Gas y condensado	12	2,484.3	10,734.8
Puede mejorar	18	3,539.8	5,183.7
Aceite negro	7	2,112.2	1,077.4
Aceite volátil	8	1,400.2	3,997.3
Gas y condensado	3	27.4	109.0
Total	49	10,836.6	21,935.0

Fuente: Datos CNH y PEP.

Yacimientos que si pueden mejorar su modelo

Los 15 yacimientos con mayor volumen en este grupo de 43 son 6,661 mmb, lo cual representa el 77% del volumen atribuido a este grupo. **Tabla 4.64.**

Tabla 4.64 Yacimientos con volúmenes mayores que deben y pueden mejorar su modelo a Simulación Numérica.

Región	Activo	Campo	Yacimiento	Modelo actual	N remanente mmb	G remanente mmmpc
RMNE	Cantarell	Nohoch	BTPK	Curvas Dec.	1,394.5	655.2
RMNE	Cantarell	Sihil	BTPK-22g	Balance de Materia	654.9	212.2
RMNE	K-M-Z	Maloob	JSK	Curvas Dec.	640.6	288.2
RS	B-J	Cárdenas	JSK	Curvas Dec.	631.7	1145.2
RS	Sam-Luna	Sen	KS-KM B- IV	Balance de Materia	537.1	1474.7
RMNE	K-M-Z	Bacab	JSK	Balance de Materia	504.5	161.5
RMNE	Cantarell	Ixtoc	BTPK	Balance de Materia	397.9	446.5
RS	Sam-Luna	Sen	KS-KM-JSK B-I- II-III	Balance de Materia	353.4	969.0
RMNE	Cantarell	Chac	BTPK	Curvas Dec.	341.8	175.7
RMNE	Cantarell	Kutz	BTPK	Balance de Materia	284.3	138.9
RS	B-J	Chinchorro	JSK BLOQUE I- II-III	Curvas Dec.	207.0	246.2
RS	B-J	Bellota	KM-JSK B-NTE	Curvas Dec.	193.5	287.0
RS	Sam-Luna	Terra	JSK	Balance de	188.8	517.6

				Materia		
RMSO	Lit. Tabasco	Sinán	K	Balance de Materia	166.2	76.1
RS	B-J	Bricol	JSK B-I	Curvas Dec.	165.2	232.6
TOTAL	-	-	-	-	6,661.4	7,026.6

Fuente: Datos CNH y PEP.

Nohoch aparece nuevamente en este análisis, por lo que además de tener la información debería mejorar su modelo a Simulación por las características que presenta y representar el mayor volumen de este grupo. Los siguientes 5 yacimientos poseen volúmenes menores al de Nohoch; sin embargo, éstos representan el 34% del total de volumen de aceite analizado en este punto y junto a Nohoch son el 50% del total.

Yacimientos que aún no pueden mejorar su modelo

Como parte del análisis por yacimiento se vieron las propiedades faltantes de cada uno, tanto generales como los que son de Curvas de Declinación y los que son de Balance de Materia. Son 143 yacimientos en este análisis, de los cuales 112 son con Curvas de Declinación y 31 con Balance de Materia. **Tablas 4.65, 4.66 y 4.67.**

Tabla 4.65 Resumen de la información faltante de los yacimientos que aún no pueden mejorar a Simulación Numérica.

	Yacimientos número	N remanente mmb	G remanente mmpc
Modelo estático	16	6,147.4	11,261.4
Pocas props. fluidos	31	5,636.6	8,824.1
Pocas props. y modelo estático	7	541.0	623.7
Historiales	5	303.3	243.4
Muchas props. fluidos, Modelo estático	18	5,507.4	4,212.7
Muchas props. fluidos	38	6,568.3	16,164.9
Toda la información	28	8,366.2	15,685.0
Total	143	33,070.2	57,015.2

Fuente: Datos CNH y PEP.

Tabla 4.66 Resumen de la información faltante de los yacimientos con Curvas de Declinación que aún no pueden mejorar a Simulación Numérica.

	Yacimientos número	N remanente mmb	G remanente mmpc
Modelo estático	11	5,711.9	10,249.1
Pocas props. fluidos	22	3,085.5	4,332.6
Pocas props. y modelo estático	7	541.0	623.7
Historiales	3	127.8	145.9
Muchas props. fluidos, Modelo estático	18	5,507.4	4,212.7
Muchas props. fluidos	23	2,433.6	5,014.9
Toda la información	28	8,366.2	15,685.0
Total	112	25,773.4	40,263.9

Fuente: Datos CNH y PEP.

Tabla 4.67 Resumen de la información faltante de los yacimientos con Balance de Materia que aún no pueden mejorar a Simulación Numérica.

	Yacimientos número	N remanente mmb	G remanente mmmpc
Modelo estático	5	435.5	1,012.3
Pocas props. fluidos	9	2,551.1	4,491.5
Historiales	2	175.5	97.5
Muchas props. fluidos	15	4,134.7	11,150.0
Total	31	7,296.8	16,751.3

Fuente: Datos CNH y PEP.

Los 143 yacimientos representan 33,070 mmb y los 15 yacimientos con mayores volúmenes en este análisis son el 60% del volumen total de aceite, lo cual es 19,790 mmb.

Son 36 yacimientos con Curvas de Declinación los más cercanos a mejorar su modelo a uno de Simulación, ya que tienen carencias de información en comportamiento de los fluidos e historiales de producción, que pueden ser solucionadas desde el uso de correlaciones e ajuste de historiales con producciones acumuladas, hasta análisis PVT y registros de producción por pozo. El resto de los yacimientos requiere mucho más tiempo, esfuerzo y dinero para tener la información necesaria para mejorar su modelo.

Por otro lado, en los yacimientos con Balance de Materia únicamente 5 no poseen modelo estático y el resto tiene carencias en el comportamiento de propiedades de los fluidos e historiales de producción. **Tabla 4.68.**

Tabla 4.68 Yacimientos con volúmenes mayores que deben y aún no pueden mejorar su modelo a Simulación Numérica y la información faltante de cada uno.

Región	Activo	Campo	Yacimiento	Modelo actual	N remanente mmb	G remanente mmmpc
RN	PR-A	Poza Rica	Tamabra	Curvas Dec.	3,391.5	2,892.8
RN	PR-A	Pánuco	KS	Curvas Dec.	3,281.9	9,548.0
RN	PR-A	Cacalilao	KS	Curvas Dec.	2,878.2	8,770.4
RN	PR-A	Ebano				
RN	PR-A	Chapacao	KS	Curvas Dec.	1,694.8	2,500.5
RN	PR-A	Tamps. Const.	Tamps. Inf. A	Curvas Dec.	966.2	686.7
RMSO	Lit. Tabasco	Tsimin	Jurasico	Balance de Materia	957.7	4740.9
RN	PR-A	Tamps. Const.	San Andrés	Curvas Dec.	915.0	259.8
RMSO	Lit. Tabasco	Xux	Jurásico	Balance de Materia	906.7	3888.4
RN	PR-A	San Andrés	San Andrés	Curvas Dec.	833.7	1232.3
RS	Muspac	Sitio Grande	KS-KM-KI	Balance de Materia	788.7	1259.1
RS	Cinco Pres.	Cinco Presidentes	Encanto-AN	Curvas Dec.	662.3	506.0
RS	Sam-Luna	Samaria	ARENAS 6-4-1	Curvas Dec.	647.2	35.8
RS	Cinco Pres.	Ogarrio	Bloque-A	Curvas Dec.	634.7	596.3

Análisis de los modelos de estimación de producción utilizados en los yacimientos petroleros de México

RS	Muspac	Cactus	Dolomía	Balance de Materia	617.4	1172.0
RMSO	A-P-C	Kastelan	K	Curvas Dec.	614.3	79.9
TOTAL	-	-	-	-	19790.3	38168.9

Región	Activo	Campo	Yacimiento	Estado de la información		
				Modelo estático	Historiales faltantes	Comportamientos faltantes
RN	PR-A	Poza Rica	Tamabra	Incompleto	Ninguno	Z, Rs
RN	PR-A	Pánuco	KS	Incompleto	Qg	Todos
RN	PR-A	Cacalilao	KS	Incompleto	Qg	Ninguno
RN	PR-A	Ebano Chapacao	KS	Incompleto	Qg	Todos
RN	PR-A	Tamps. Const.	Tamps. Inf. A	Incompleto	Ninguno	Ninguno
RMSO	Lit. Tabasco	Tsimin	Jurasico	Completo	Todos	Muchos
RN	PR-A	Tamps. Const.	San Andrés	Incompleto	Ninguno	Ninguno
RMSO	Lit. Tabasco	Xux	Jurásico	Completo	Todos	Muchos
RN	PR-A	San Andrés	San Andrés	Completo	Ninguno	Z, Rs
RS	Muspac	Sitio Grande	KS-KM-KI	Completo	Ninguno	Props. gas
RS	Cinco Pres.	Cinco Presidentes	Encanto-AN	No tiene nada	Ninguno	Muchos
RS	Sam-Luna	Samaria	ARENAS 6-4-1	Completo	Ninguno	Todos
RS	Cinco Pres.	Ogarrio	Bloque-A	Completo	Ninguno	Rs
RS	Muspac	Cactus	Dolomía	Completo	Ninguno	Props. gas
RMSO	A-P-C	Kastelan	K	No tiene nada	Todos	Todos
-	-	-	-	-	-	-

Fuente: Datos CNH y PEP.

Los principales volúmenes analizados en el punto 4.7.3.2 aparecen nuevamente, los primeros 5 yacimientos pertenecen a Poza Rica-Altamira y presentan un proyecto en etapa de planeación de inyección de agua el primero y el resto de vapor. Los otros yacimientos presentados en este análisis en su mayoría se deben también a un proceso de recuperación adicional.

La carencia de información en estos yacimientos es grande y variada, desde tener el modelo estático incompleto y carencia del comportamiento de muchas propiedades, hasta únicamente faltarle información respecto al modelo estático o sólo comportamiento de las propiedades de los fluidos. Los principales yacimientos tienen un modelo estático incompleto y carencias en la información del comportamiento de los fluidos en 3 de ellos.

Como resultados de este análisis, no todos los yacimientos que deben mejorar pueden hacerlo y profundizando en el análisis se quitaron de este grupo a los volúmenes del activo Aceite Terciario del Golfo debido a la heterogeneidad de sus formaciones.

Además estos modelos de estimación de producción deben ser constantemente actualizados con la nueva información que se vaya obteniendo del campo o yacimiento durante su explotación, con el fin de reducir la incertidumbre en dichas estimaciones.

5 CONCLUSIONES

- Los modelos de estimación de producción son indispensables, tanto para el desarrollo futuro de un yacimiento, como para la estimación de reservas.
- Cada modelo posee características propias, diferente cantidad de información necesaria, complejidad y aplicaciones adicionales a las de estimar producciones, por lo que la selección de modelo depende de la cantidad de información disponible y procesos a realizarse.
- México posee una gran cantidad y gama de yacimientos, cada uno con sus características propias, tanto en fluidos, litologías, tamaño, ambientes de explotación y demás características que hace que cada uno tenga una planeación propia para su explotación.
- Con bases técnicas únicamente, todo yacimiento es candidato a tener el modelo más sofisticado y con la menor incertidumbre para la estimación de sus perfiles de producción que le permita realizar estimaciones de producción para diferentes escenarios de explotación.
- Un ingeniero petrolero además de tomar en cuenta factores técnicos, también debe tomar en cuenta factores económicos, que le permita la mejor planeación para la explotación de los yacimientos.
- No todos los yacimientos poseen la misma importancia, dicha importancia está en función de muchos factores, tanto económicos como técnicos, uno de los factores más importantes es el volumen remanente de hidrocarburos que posee.
- Para la mejora de su modelo de estimación se debe tomar en cuenta la importancia del yacimiento desde el punto de vista de planes de explotación, cantidad y calidad de información, factores económicos, características del yacimiento, entre otras.
- Las propuestas hechas en esta investigación son en base a la información con la que se desarrolló.
- Es necesario incrementar la calidad de la información con la finalidad de mejorar su modelo de estimación.
- Ciertos yacimientos poseen características como presentar procesos de recuperación adicional, fracturamiento, entre otras; debido a esto deben evolucionar su modelo de estimación a uno más sofisticado. De este grupo, existen yacimientos que ya cuentan con información suficiente para evolucionar su modelo de estimación.

6 RECOMENDACIONES

Se recomienda analizar la factibilidad de que todos los yacimientos cuenten como mínimo con un modelo de estimación por Balance de Materia, apoyada con Curvas de Declinación mientras el yacimiento es debidamente conocido y caracterizado.

Realizar estimaciones de producción en los yacimientos por más de un modelo de estimación, con el fin de llevar a cabo ajustes al modelo más adecuado y si se da el caso, utilizar uno u otro en diferentes periodos de explotación.

Iniciar el proceso de evolución de modelo de estimación en los yacimientos según la importancia y valoración de éstos mismos, las sugerencias presentadas en esta investigación están basadas principalmente en los volúmenes de aceite más grandes.

La creación de un sistema único en la industria nacional, que contenga toda la información técnica y no-técnica de todos los yacimientos del país, con el fin de poder tener acceso a dicha información de una manera práctica, rápida, eficiente, que además permita realizar otros tipos de análisis que requiera en la industria petrolera.

Como recomendación principal de esta investigación, se necesita realizar trabajo de toma de información y mejoramiento de la misma, así como mantener actualizados los modelos de estimación continuamente con la información más reciente de pozos, pruebas de laboratorio, toma de registros y sísmica, hasta procesos de Simulación Numérica, existe mucho por hacer, muchas oportunidades y necesidad de profesionistas especialistas en ingeniería petrolera, geofísica y geológica principalmente.

BIBLIOGRAFÍA

1. **Thakur, G.:** "Integrated Petroleum Reservoir Management", PennWell Publishing Company, Tulsa, 1994.
2. **Slider, H.C.:** "Worldwide Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods", PennWill Publishing Company, Tulsa, 1983.
3. **Vázquez S., H.:** "Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos", Ediciones Omega, Barcelona, 1965.
4. **Standing, M. B.:** "Volumetric and phase Behavior of oil field hydrocarbon systems", Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas, 1977.
5. **Mattax, C. C. y L. Dalton, R.:** "Reservoir Simulation", Society of Petroleum Engineers, Monografía, Vol. 13, Texas, 1990.
6. **Rodríguez de la Garza, F. y Galindo N., A.:** "Fundamentos de la Simulación Numérica de Yacimientos", Facultad de Ingeniería UNAM, México, 2000.
7. **Escobar, F. H.:** "Fundamentos de la Ingeniería de Yacimientos", Facultad de Ingeniería Universidad Surcolombiana, Neiva Colombia, 2008.
8. **Vaca, P. et al.:** "Simulación de Yacimientos de Petróleos Negros", CIED PDVSA, Maracaibo Venezuela, 2001.
9. **Aziz K. y Settari, A.:** "Petroleum Reservoir Simulation", London: Elsevier Applied Science Publishers, 1979.
10. **Amyx, J. W., et al.:** "Petroleum Reservoir Engineering", McGraw.Hill Book Company, New York, 1960.
11. **McCain, W. D.:** "The Properties of Petroleum Fluids" Petroleum Publishing Company, Tulsa, 1973.
12. **Gil M., O. G.:** "Análisis del cálculo de balance de materiales en el Campo Mara Este". *Negotium*, núm. Noviembre 2010, pp. 89-121.
13. **Hughes, R. V.:** "Oil Property Valuation", Robert E. Kreiger Publishsing Company, New York, 1978.
14. **Garaicochea, P. F.:** "Apuntes de Comportamiento Primario de los Yacimientos", Facultad de Ingeniería UNAM, México, 1972.
15. **Schou P., K. y Christensen, P. L.:** "Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids", Taylor & Francis Group, New York, 2007
16. **Hollo, R. et al.:** "Reservoir Economics and Engineering Manual, Gulf Publishing Company, Houston, 1983.

17. **Clark, N. J.:** “Elements of Petroleum Reservoirs”, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas, 1960.
18. **Arana O., V. H. et al.:** “Apuntes de Simulación Numérica de Yacimientos”, Facultad de Ingeniería UNAM, México.
19. “Reservas de Hidrocarburos de México al 1 de enero de 2011”, PEMEX Exploración y Producción, México, 2011.

GLOSARIO

Análisis PVT

Son estudios de laboratorio enfocados a entender el comportamiento y propiedades de los fluidos a diferentes condiciones, se realizan a una muestra de fluidos (hidrocarburos) a la cual se le miden las variaciones de presión, volumen y temperatura, registrando los cambios a nivel molecular.

Factor de volumen del aceite (B_o)

Es un volumen de aceite con su gas en solución a condiciones de yacimiento dividido entre el volumen de ese aceite a condiciones estándar.

Factor de volumen del gas (B_g)

Es un volumen de gas a condiciones de yacimiento dividido entre el volumen de ese gas medido a condiciones estándar.

Factor de volumen total (B_t)

Es el volumen de aceite con gas en solución medido a condiciones estándar dividido entre el mismo volumen de aceite y su gas desprendido de solución a condiciones estándar.

Volumen original in-situ (OOIP, VOIS)

Es el volumen original de, aceite y/o gas, inicial en el yacimiento medido a condiciones de superficie. Para el Volumen original de aceite se utiliza (N) y para el Volumen original de gas (G).

Perfil de producción

Sea de un campo, de un yacimiento o de un pozo, se refiere al comportamiento de la producción respecto al tiempo, representado generalmente en una gráfica de gasto vs tiempo.

Gasto de aceite (Q_o)

Producción diaria de aceite del campo, yacimiento o pozo, en barriles/día (bpd).

Gasto de gas (Q_g)

Producción diaria de gas del campo, yacimiento o pozo, en pies³/día (pcd).

Yacimiento bajosaturado

Es cuando la presión del yacimiento es mayor a la presión de burbuja, por lo tanto no existe capa de gas ya que todo el gas está disuelto.

Yacimiento saturado

Es cuando la presión del yacimiento es mejor que la de burbuja y existe una capa de gas; sin embargo, cierta cantidad del gas aun se encuentra disuelto con el aceite.

Presión de burbuja (P_b)

Es la presión en donde aparece la primera burbuja de gas en el aceite y el gas empieza a vaporizarse.

Presión de rocío (P_r)

Es la presión a la cual se forma la primera gota de líquido y el gas empieza a condensarse.

Relación de solubilidad (Rs)

Son los pies cúbicos normales de un gas que están disueltos en un barril normal de petróleo a determinadas condiciones de presión y temperatura.

Relación gas-aceite producida (Rp)

Es un volumen de pies cúbicos normales de gas producidos entre los barriles de crudo producidos.

Relación gas-aceite producida (RGA)

Volumen de gas libre producido, por cada barril o metro cúbico de aceite.

Permeabilidad (k)

Es la capacidad de un cuerpo poroso de permitir a los fluidos desplazarse a través de él.

Porosidad (ϕ)

Porcentaje del volumen total de una roca constituido por espacios vacíos. La porosidad efectiva es el volumen total de los espacios porosos interconectados de manera que permitan el paso de fluidos a través de ellos.

Saturación (S)

Relación entre volumen poroso de una roca ocupada por cierto fluido y el volumen total de poros.

Capa o casquete de gas

Es la zona de gas que contiene un yacimiento, ya sea originalmente cuando se descubrió o la que se formó de manera secundaria al explotar el yacimiento. También se le conoce como casquete de gas.

Yacimiento

Porción de trampa geológica de roca porosa y permeable que contiene hidrocarburos, que se comporta como un sistema hidráulicamente interconectado, y donde los hidrocarburos se encuentran a temperatura y presión elevadas ocupando los espacios porosos.

Recuperación Primaria

Extracción del petróleo utilizando únicamente la energía natural disponible en los yacimientos, para desplazar los fluidos a través de la formación porosa y permeable del mismo hacia los pozos.

Recuperación Secundaria

Se refiere a técnicas de extracción adicional de petróleo después de la recuperación primaria. Esta incluye inyección de agua o gas, con el propósito en parte, de mantener la presión del yacimiento y evitar el agotamiento de la energía natural del yacimiento.

Recuperación Mejorada

Es el proceso que aplica a los yacimientos, con objeto de aumentar la recuperación final del mismo, con la particularidad que en estos procesos se alteran las propiedades y características del yacimiento.

Grados API (°API)

Es la medida de la densidad de los productos líquidos del petróleo, derivado de la densidad relativa de acuerdo con la siguiente ecuación: $Densidad\ API = (141.5 / densidad\ relativa) - 131.5$. La densidad API se expresa en grados; la densidad relativa 1.0 es equivalente a 10 grados API.

Factor de Recuperación

Es la relación existente entre la producción acumulada de aceite y/o gas y el volumen original de aceite (OOIP), a condiciones atmosféricas. Normalmente se expresa en porcentaje.

Factor de Recuperación actual

Es el cociente de la producción acumulada entre el volumen original del mismo, a condiciones estándar. Normalmente se expresa en porcentaje.

Factor de Recuperación final

Es la relación entre producción acumulada final que se espera de un yacimiento entre el volumen original del mismo, a condiciones estándar. Normalmente se expresa en porcentaje.