



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**MODELOS INFORMÁTICOS PARA EL ANÁLISIS DE
YACIMIENTOS PETROLEROS**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

SÁNCHEZ ALTAMIRANO JUAN CARLOS

DIRECTOR DE TESIS: Dr. JORGE ALBERTO ARÉVALO VILLAGRÁN

COORDIRECTOR DE TESIS: M. C. LUIS OCHOA TOLEDO



MEXICO, D. F.

JUNIO 2005



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Sinodales

Presidente: M. I. José Ángel Gómez Cabrera

Vocal: Dr. Jorge Alberto Arévalo Villagrán

Secretario: Ing. Martín Carlos Velásquez Franco

1er. Suplente: Ing. Guillermo Trejo Reyes

2do. Suplente: M. C. Luis Ochoa Toledo

AGRADECIMIENTOS

A mi madre:

Gracias por todo lo que me ha dado en la vida, por estar siempre conmigo, en mis fracasos y éxitos. Gracias por su amor, apoyo y sacrificios brindados. Espero algún día poder retribuirla de la misma manera.

A mi familia:

A mi abuela, tíos y primos, por la ayuda brindada, por ayudar junto a mi madre, a formar una persona con principios y valores; y a no dejarme desistir de mi objetivo.

A mi novia Iveth:

Por apoyarme durante estos meses, por que a pesar de todo lo vivido estamos juntos; he disfrutado cada momento junto a ti. Porque me haces ser una mejor persona cada día, por ser mi mejor amiga y sobre todo por el amor que me das. Gracias, te amo.

A los petroleros:

Víctor Ramírez, Miguel Quiroz, Arturo Cedillo, Erandi Molina, Nancy Peregrino, Pablo Ruiz, Alejandro Cortés, Alejandro Mar, Roberto Parra, Enrique Vargas, Alberto Lastiri, Manuel Corredor, Alberto Noguera, Rodrigo Orantes, Rodrigo Ortiz, y los que faltaron, en especial a Uriel Cedillo, por sus consejos, apoyo y amistad. El tiempo compartido con ustedes me dio vivencias de las cuales aprender. Nos seguiremos viendo.

A mis amigos:

Eduardo Carril, Manuel Madrigal, Enrique Torres, Ricardo Aguado, Andrés Acevedo. Gracias por todas las cosas vividas a lo largo de tantos años, espero siempre contar con ustedes.

Al CCADET:

Al Dr. Nicolás Kemper por haberme integrado a su equipo; a Luis Ochoa, Juan Carlos Jiménez y Ángel Vallejo por el tiempo compartido en el desarrollo del proyecto y de esta tesis.

A mi Alma Mater:

Por que en sus espacios y con sus profesores obtuve experiencias y conocimientos que me servirán para toda la vida.

Dedicada a la memoria de mi tía, Coralia Altamirano.

Tabla de Contenidos

	Página
RESUMEN	i
AGRADECIMIENTOS	ii
LISTA DE FIGURAS	iii
LISTA DE TABLAS	iv
CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN	1
1.1 Objetivos	1
1.2 Alcance	1
1.3 Trabajo futuro por desarrollar	2
1.4 Descripción del análisis de yacimientos	3
CAPÍTULO 2 CONCEPTOS BÁSICOS DE LA INGENIERÍA DE YACIMIENTOS	4
2.1 Propiedades del aceite	4
2.1.1 Relación de solubilidad	4
2.1.2 Factor de Volumen	5
2.1.3 Densidad	7
2.1.4 Densidad relativa	8
2.1.5 Densidad API	8
2.1.6 Compresibilidad isotérmica	8
2.1.7 Viscosidad	9
2.2 Propiedades del gas	11
2.2.1 Ley de gas ideal	11
2.2.2 Densidad y densidad relativa del gas	12
2.2.3 Ley de gas real	13
2.2.4 Factor de compresibilidad	14
2.2.5 Factor de volumen	16
2.2.6 Compresibilidad isotérmica	16
2.2.7 Viscosidad	17
2.3 Propiedades del agua	18
2.3.1 Factor de volumen	18
2.3.2 Relación Gas-Agua	19
2.3.3 Compresibilidad isotérmica	19
2.3.4 Viscosidad	20
2.4 Propiedades de la roca	21
2.4.1 Porosidad	21

2.4.2	Permeabilidad	21
2.4.3	Compresibilidad isotérmica	22
2.4.4	Saturación de fluido	24
CAPÍTULO 3	CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS	25
3.1	Clasificación de los yacimientos con referencia a su diagrama de fase.	25
3.1.1	Aceite negro	25
3.1.2	Aceite volátil	25
3.1.3	Gas seco	26
3.1.4	Gas húmedo	26
3.1.5	Gas retrógrado	26
3.2	Mecanismos de desplazamiento	29
3.2.1	Procesos de desplazamiento	29
3.2.2	Expansión de la roca y los líquidos	29
3.2.3	Empuje por gas disuelto liberado	30
3.2.4	Empuje por capa o casquete de gas	30
3.2.5	Empuje por agua	32
3.2.6	Desplazamiento por segregación gravitacional	34
3.2.7	Combinación de empujes	36
3.3	Yacimientos convencionales	36
3.3.1	Definición	36
3.3.2	Reservas	37
3.3.3	Producción	37
3.4	Yacimientos Naturalmente Fracturados	38
3.4.1	Definición	38
3.4.2	Fractura Natural	39
CAPÍTULO 4	ANÁLISIS DE YACIMIENTOS	40
4.1	Estimación Volumétrica	40
4.1.1	Cimas y Bases	40
4.1.2	Isopacas	41
4.1.3	Isohidrocarburos	43
4.2	Ecuación de Balance de Materia	44
4.2.1	Forma general de la EBM	44
4.2.2	EBM para yacimientos de aceite bajosaturado	47
4.2.3	EBM para yacimientos de aceite saturado	48
4.2.4	EBM para yacimientos de gas seco	49
4.2.5	EBM para yacimientos de gas y condensado	52
4.3	Declinación	53
4.3.1	Declinación Exponencial	53

4.3.1.1	Gasto de declinación nominal y efectivo	54
4.3.1.2	Producción acumulada	55
4.3.2	Declinación Hiperbólica	55
4.3.2.1	Gasto de declinación nominal y efectivo	56
4.3.2.2	Producción acumulada	57
4.3.3	Declinación Armónica	58
4.3.4	Análisis de curvas de declinación exponencial	59
4.3.4.1	Trazado de datos	59
4.3.4.2	Corrigiendo para tiempos muertos	60
4.3.4.3	Fluctuaciones “salvajes”	60
4.3.4.4	Gráficos tiempo-gasto	60
4.3.4.5	Gráficos de gasto vs producción acumulada	61
4.4	Simulación Numérica de Yacimientos	61
4.4.1	Método de diferencias finitas para la ecuación de difusividad (1D)	62
4.4.1.1	Base teórica, serie de Taylor	63
4.4.1.2	Condiciones iniciales	66
4.4.1.3	Condiciones de frontera	66
4.4.1.4	Solución de la presión. Un problema matricial	66
4.4.1.5	Solución tridiagonal. Algoritmo de Thomas	68
4.4.2	Exactitud de la solución	68
4.4.3	Método de celdas para las ecuaciones de diferencias finitas	69
4.4.4	Simulador para flujo de gas real en coordenadas x-y	72
4.4.4.1	Extensión a flujo en 2D	72
4.4.4.2	Condiciones iniciales	74
4.4.4.3	Condiciones de frontera	75
4.4.4.4	Heterogeneidad, anisotropía y mallas no uniformes	75
4.4.4.5	Efectos de la gravedad	76
4.4.4.6	Presión de fondo fluyendo, p_{wf}	76
4.4.5	Solución de las ecuaciones	77
4.4.5.1	Problemas de matriz	77
4.4.5.2	Métodos iterativos matriciales para problemas en 2D	78
4.4.5.2.1	PSOR	79
4.4.5.2.2	LSOR	79
4.4.5.3	Manejo de la no linealidad	80
4.4.6	Simulador de pozo para flujo de gas real en coordenadas r-z	80
4.4.6.1	Espaciamiento de la malla	80
4.4.6.2	Espaciamiento de los pasos de tiempo	82
4.4.6.3	Coefficientes de flujo	82
4.4.7	Simulador de Gas Seco	83

CAPÍTULO 5	MODELO INFORMÁTICO	85
5.1	Descripción de las pantallas del sistema.	85
5.1.1.	Grupo de Programas.	85
5.1.2.	Tipos de usuarios.	86
5.1.3.	Registrar usuarios nuevos.	86
5.1.4.	Barra de menú.	87
5.1.5.	Barra de Herramientas.	88
5.1.6.	Navegando un modelo.	88
5.1.7.	Sistema de ingeniería de yacimientos.	89
5.1.7.1	Iniciar un nuevo proyecto.	89
5.1.7.2	Propiedades del gas.	90
5.1.7.3	Propiedades del aceite.	93
5.1.7.4	Propiedades del agua.	95
5.1.7.5	Compresibilidad de la formación.	97
5.1.7.6	Balance de materia.	98
5.1.7.7	Historia de producción	99
5.1.7.8	Estimación del volumen original.	99
5.1.7.9	Histogramas.	100
5.1.7.10	Volumetría.	100
5.1.7.11	Declinación.	103
5.1.7.11.1	Método gráfico por selección de puntos.	103
5.1.7.11.2	Método gráfico por trazado de línea.	105
5.1.8.	Simulador de gas seco (Simgas).	106
5.1.8.1	Descripción.	106
5.1.8.2	Interfaz.	106
5.1.8.3	Menú principal.	107
5.1.8.4	Proceso de simulación	107
5.1.8.4.1	Yacimiento.	109
5.1.8.4.2	Malla.	109
5.1.8.4.3	Mapa de presiones.	113
CAPÍTULO 6	APLICACIÓN A CASOS DE CAMPO	115
6.1.	Campo Mata-Pionche.	115
6.2.	Yacimiento radial con doble porosidad.	117
CAPÍTULO 7	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	119
NOMENCLATURA		
BIBLIOGRAFÍA		

RESUMEN.¹⁵

La presente tesis expone el marco teórico y desarrollo de un sistema de simulación para análisis de yacimientos, llamado SISTEMA INFORMATICO PARA LA GESTION DE MODELOS Y PROCESOS DE LA INGENIERIA DE YACIMIENTOS de PEMEX V1.0, este sistema es una herramienta que reúne una serie de módulos o programas destinados a resolver y simular algunos problemas del ámbito petrolero como son cálculos para Balance de Materia, Simulación de Yacimientos, entre otros, todo esto combinado con una serie de elementos gráficos y técnicos que la hacen una herramienta muy poderosa en su genero.

Para iniciar habrá que definir el concepto de Análisis de Yacimientos que se está introduciendo en este trabajo de tesis, las metodologías y el objetivo principal que este concepto requiere.

Se definen y toman en cuenta los conceptos fundamentales relacionados al análisis de yacimientos, para determinar las características de los elementos que los constituyen, estas son en general, las propiedades de los fluidos existentes en los yacimientos (aceite, gas y agua), tales como Factor de Volumen, Compresibilidad, Densidad, etc., esto se abarcará dentro del segundo capítulo de la presente tesis.

Se describen los diferentes tipos de yacimientos existentes, así como su clasificación de acuerdo a diversas propiedades y características, como por ejemplo, clasificación de acuerdo a su diagrama de fase, por mecanismos de desplazamientos, etc. Esto en el tercer capítulo.

Los procesos que se realizan para el análisis de yacimientos son descritos en el cuarto capítulo. Este abarca los métodos de estimación volumétrica, las diversas formas de la Ecuación de Balance de Materia dependiendo del tipo de yacimiento, el análisis de su Declinación, y las bases teóricas de la Simulación Numérica de Yacimientos.

Como verificación del sistema, se aplican pruebas operativas, esto es, mediante el análisis de resultados obtenidos de casos de estudio, para los cuales se tomarán datos de un campo proporcionados por ingenieros a cargo del proyecto, con el fin de simular datos reales de un yacimiento en el Sistema de Ingeniería de Yacimientos; y para el Simulador de Gas Seco se tomarán datos del apéndice de la versión original.

Dentro de las recomendaciones y conclusiones al sistema desarrollado, se prevén mejoras al sistema para dar solución a problema específicos que aparecen, por la diversidad de comportamiento de los yacimientos.

LISTA DE FIGURAS.

Fig. 2.1	Comportamiento de la relación de solubilidad con la variación de presión y temperatura constante.	Pág. 5
Fig. 2.2	Comportamiento del factor de volumen a la temperatura del yacimiento.	Pág. 6
Fig. 2.3	Densidad del aceite vs. Presión del yacimiento. Temperatura constante.	Pág. 7
Fig. 2.4	Compresibilidad del aceite vs. Presión. Temperatura constante.	Pág. 9
Fig. 2.5	Viscosidad del aceite vs. Presión del yacimiento. Temperatura constante.	Pág. 10
Fig. 3.1	Diagrama de fase típico de un aceite negro, con línea de reducción de presión isotérmica y condiciones en el separador.	Pág. 26
Fig. 3.2	Diagrama de fase típico de un aceite volátil, con línea de reducción de presión isotérmica y condiciones en el separador.	Pág. 27
Fig. 3.3	Diagrama de fase típico de un gas seco, con línea de reducción de presión isotérmica y condiciones en el separador.	Pág. 27
Fig. 3.4	Diagrama de fase típico de un gas húmedo, con línea de reducción de presión isotérmica y condiciones en el separador.	Pág. 28
Fig. 3.5	Diagrama de fase típico de un gas retrogrado, con línea de reducción de presión isotérmica y condiciones en el separador.	Pág. 28
Fig. 3.6	Curvas de variación de la presión y relación de gas-aceite instantánea, para un yacimiento productor por expansión del sistema y por empuje de gas disuelto liberado.	Pág. 31
Fig. 3.7	Distribución de las saturaciones de fluidos en un sistema de desplazamiento de aceite con agua en presencia de una fase gaseosa.	Pág. 34
Fig. 3.8	Variaciones en las curvas de declinación de la presión y la relación gas-aceite producida, dependiendo del tipo de empuje del yacimiento.	Pág. 35
Fig. 3.9	Efecto de la segregación gravitacional en la recuperación total y en la relación gas-aceite instantánea.	Pág. 35
Fig. 3.10	Representación de las fuerzas que actúan sobre una burbuja de gas en un yacimiento.	Pág. 36
Fig. 3.11	Idealización de un medio poroso heterogéneo.	Pág. 39
Fig. 4.1	Planos de Cimas y Bases.	Pág. 41
Fig. 4.2	Gráfica de profundidad de cimas y bases vs. áreas del terreno.	Pág. 42
Fig. 4.3	Plano de Isopacas.	Pág. 43
Fig. 4.4	Resultados gráficos del método de Isopacas.	Pág. 44
Fig. 4.5	Plano de Isohidrocarburos.	Pág. 45
Fig. 4.6	Comparación de valores teóricos de p y p/z graficados contra la producción acumulada de un yacimiento volumétrico de gas.	Pág. 51
Fig. 4.7	Gráfico de gasto vs. producción acumulada.	Pág. 61
Fig. 4.8	Plantilla de diferencias finitas mostrando las presiones involucradas en la ecuación de diferencias finitas.	Pág. 63
Fig. 4.9	Ilustración del análisis de la serie de Taylor.	Pág. 64
Fig. 4.10	Ilustración de las diferencias entre las soluciones de puntos del método continuo y las soluciones de celda promedio del método de celda.	Pág. 69
Fig. 4.11	Sistema de celdas, mostrando las dimensiones de una celda.	Pág. 70
Fig. 4.12	Esquema representativo de 2D.	Pág. 74
Fig. 4.13	Sistema numérico para una malla 2D y su correspondiente matriz de ecuaciones.	Pág. 78
Fig. 4.14	Sistema de malla radial.	Pág. 81
Fig. 4.15	Perfil de pseudopresiones para un caso con presión en límites externos constante.	Pág. 81
Fig. 4.16	Perfil de pseudopresiones para un caso con límites externos cerrados.	Pág. 82

LISTA DE TABLAS.

Tabla 2.1	Valores de constante R de los gases, en diversas unidades.	Pág. 12
Tabla 4.1	Cálculos del Método de Cimas y Bases.	Pág. 41
Tabla 4.2	Cálculos del Método de Cimas y Bases.	Pág. 41
Tabla 4.3	Cálculos del Método de Isopacas.	Pág. 42
Tabla 4.4	Valores de ε para diversos equipos de cómputo.	Pág. 68

1. INTRODUCCIÓN.

1.1. Objetivos.

Proporcionar la descripción de algunas de las bases teóricas utilizadas en el análisis de yacimientos petroleros como son cálculos de propiedades de fluidos, balance de materia, análisis de declinación, etc. Así mismo, presentar la descripción de los módulos del sistema implementado que abarcan el análisis de yacimientos.

Como objetivos paralelos¹³, el sistema implementado esta pensado para servir de apoyo en el estudio de diversos proyectos relacionados con el análisis de yacimientos, poniendo al alcance del usuario una serie de herramientas poderosas, tanto en el cálculo como en la expresión de resultados, bajo un esquema de ventanas amigable y de fácil uso, además de:

- Dar acceso a algunos de los programas desarrollados por PEMEX y unificarlos en un solo sistema.
- Constituir un aporte para el petrolero que necesite de herramientas gráficas de fácil uso para sus proyectos y trabajos dentro de la industria.
- Formar un depósito de obras que constituyan un acervo de programas petroleros para los científicos e ingenieros.

1.2. Alcance.

El presente trabajo describe las bases teóricas de una serie de módulos incluidos en el sistema, más sin embargo existen una serie de submódulos que no son descritos debido a que el temario y objetivo del trabajo no abarcan todas las características y funciones del sistema. Así, de los cuatro módulos principales del sistema, se describen el “Sistema de Ingeniería de Yacimientos” y el “Simulador de Gas Seco”.

En la parte del “Sistema de Ingeniería de Yacimientos” se calculan todas las propiedades de los fluidos (agua, aceite, gas) y de la roca que intervienen en la Volumetría, Balance de Materia y Declinación y dependiendo del tipo de yacimiento. Sin embargo, el análisis de caídas de presión, la entrada de agua y el avance de contactos quedan sin descripción pues están fuera de nuestro objetivo.

Actualmente, la Volumetría realiza cálculos a partir de datos obtenidos después de analizar planos de isopacas; el Balance de Materia para Aceite y Gas solo resuelve los casos de un tipo de yacimiento bajosaturado con porosidad homogénea y doble y saturado con porosidad homogénea. El análisis de declinación se realiza por el método Exponencial.

El Simulador de Gas Seco¹³ realiza corridas de simulación en dos dimensiones (x-y ó r-z). La versión original del programa fue tomada del apéndice de "Gas Reservoir Engineering" de Lee y Wattenbarger, así como de algunas modificaciones para su versión en Visual Basic hechas por el Dr. Jorge Arévalo Villagrán del Postgrado de Ingeniería Petrolera de la UNAM, siendo esta última versión la fuente original para este programa, algunas de las mejoras hechas para esta versión fueron las siguientes:

- Incorporación de modelos matemáticos a un lenguaje de nivel medio como es C#
- Encapsulación de rutinas y algoritmos para su mejor uso y desempeño.
- Mejoramiento de Interfaz gráfica
- Incorporación de controles visuales para mejora de entrada y presentación de resultados
- Simplificación en la manipulación de datos
- Agrupamiento de información por tipo de entrada
- Incorporación de módulo de seguimientos de presiones a lo largo del tiempo de forma gráfica
- Controles para la importación de proyectos Gassim3B versión Julio del 99, tanto de texto como de Excel.
- Controles para la exportación de proyectos a archivos de texto y Excel a la versión Gassim3B de Julio del 99.

1.3. Trabajo futuro por desarrollar.

El sistema cuenta con otros módulos que sirven para el análisis de pruebas de presión y para la optimización de gastos de producción en terminaciones múltiples, los cuales no son descritos en este trabajo.

Para el cálculo de las propiedades de fluidos se utilizaron las correlaciones que originalmente tenían los programas, por lo que para poder elegir alternativas de cálculo de las propiedades, de acuerdo a la experiencia del usuario y a las características del yacimiento, es necesario implementar más correlaciones a fin de que los resultados se apeguen a los reales. La descripción del cálculo de caídas de presión por los métodos que el sistema maneja, la entrada de agua y el avance de contactos se debe realizar detalladamente para que el sistema pueda ser manejado de manera eficiente por los usuarios del mismo.

Integrar más opciones para el cálculo de Balance de materia con el fin de abarcar mayor cantidad de yacimientos existentes y poder generar predicciones de los mismos. Además, agregar diferentes tipos de análisis de declinación para así obtener mejores aproximaciones a valores reales de pronósticos de producción.

Respecto al Simulador de Gas Seco, éste puede ampliarse a tres dimensiones y a otros tipos de yacimientos, aumentando su funcionalidad y mejorando la eficiencia del sistema.

1.4. Descripción del Análisis de Yacimientos.

Se define a la Ingeniería de Yacimientos¹⁷ como la aplicación de los principios científicos para estudiar los yacimientos y conocer su comportamiento bajo diferentes mecanismos de flujo, lo que permitirá llevar a cabo la explotación racional de los mismos. Moore (1956) la definió como el arte de desarrollar y explotar los campos de aceite y gas de tal forma que se obtenga una alta recuperación económica.

De entre las funciones de la ingeniería en yacimientos, se mencionan algunas de las principales:

- Determinar el volumen original de hidrocarburos en el yacimiento.
- Determinar y estudiar las propiedades de la roca y su relación con los fluidos que contiene.
- Determinar y analizar el cambio a las propiedades físicas que sufren los fluidos del yacimiento con la presión y la temperatura.
- Efectuar la predicción del comportamiento primario de los yacimientos considerando diversos programas de explotación, así como el aspecto económico para determinar el número óptimo de pozos.
- Evaluar diferentes alternativas de explotación considerando el aspecto económico.
- Determinar las reservas de aceite, gas y condensado.
- Colaborar en grupos de trabajo.
- Efectuar estudios de Recuperación Mejorada.

En el presente trabajo, se define al Análisis de Yacimientos como una metodología que se aplica para definir el comportamiento de un yacimiento a través de datos sencillos de análisis PVT y de su historia de presión-producción. La determinación del comportamiento de las propiedades de fluidos del yacimiento con respecto a la presión permite hacer un ajuste de la historia del mismo, que servirá como base para definir el volumen original de hidrocarburos mediante un análisis de balance de materia; además los volúmenes remanentes de hidrocarburos son determinados mediante un análisis de la declinación natural del campo. Una vez que se han definido los volúmenes original y remanente de hidrocarburos es posible hacer pronósticos de producción.

2. CONCEPTOS BASICOS DE LA INGENIERIA DE YACIMIENTOS.

El primer problema que surge en relación con la determinación de las propiedades de los fluidos, es la carencia de análisis PVT⁵ apropiados de laboratorio. Para conocer a diferentes presiones y temperaturas las propiedades de los fluidos, se utilizan generalmente correlaciones, o bien, análisis composicionales. El uso de correlaciones esta basado en el hecho de que los parámetros que se utilizan son fácilmente disponibles en el campo, permitiendo obtener otros a partir de esos datos disponibles, sin embargo, se debe entender que los resultados obtenidos serán valores aproximados de las propiedades mencionadas.

2.1. Propiedades del aceite.^{3, 4, 7}

2.1.1. Relación de solubilidad. R_s .

La relación de solubilidad del aceite se refiere al volumen de gas disuelto que contiene un volumen de aceite a una presión y temperatura determinadas. Estos volúmenes deben estar medidos a condiciones estándar.

$$R_s = \frac{V_{\text{gas disuelto en el aceite @ p y T @ CS}}}{V_{\text{aceite @ CS}}} \quad (2.1)$$

La solubilidad del gas en el aceite depende de la temperatura, presión y de la composición del gas y del aceite. Para un gas y un aceite en particular a temperatura constante, la cantidad de gas se incrementa con la presión; y a presión constante, la cantidad de gas disminuye con el incremento de temperatura. Si consideramos una presión y temperatura constante, la cantidad de gas en solución se incrementa conforme la composición del aceite y del gas son más parecidas, es decir cuando la densidad relativa del gas y la densidad del aceite en °API son altas.

En la **figura 2.1** se muestra el comportamiento, dentro de un yacimiento, de la relación de solubilidad con respecto a la variación de la presión y a temperatura constante. El valor de R_s se mantiene constante desde la presión inicial hasta la presión de burbujeo; para valores menores de la presión de burbujeo, cuando inicia la liberación del gas disuelto, el valor de R_s decrece. Es importante hacer notar que el comportamiento constante de R_s se da solo cuando la presión inicial del yacimiento es mayor a la presión de burbujeo. Si la presión inicial del yacimiento es menor que la presión de burbujeo entonces no se observará ese comportamiento de la relación de solubilidad. Además se debe observar que existe una ventana, entre los aceites pesados y ligeros, en la que el comportamiento de los aceites depende de sus diferentes características y propiedades. En la industria petrolera, las unidades que generalmente se manejan para la relación de solubilidad son $\left[\frac{\text{pie}^3}{\text{bl}} \right]$ o $\left[\frac{\text{m}^3}{\text{m}^3} \right]$.

En algunas ocasiones, no se cuenta con un análisis PVT de los fluidos del yacimiento. En estos casos la relación de solubilidad gas-aceite se puede estimar usando correlaciones para hacer aproximaciones a los valores reales; una de estas correlaciones es la establecida por Standing. La ecuación usada es:

$$R_s = \gamma_g \left(\left(\frac{p}{18} \right) * 10^{(0.0125 * API - 0.00091 * T)} \right)^{\frac{1}{0.83}} \quad (2.2)$$

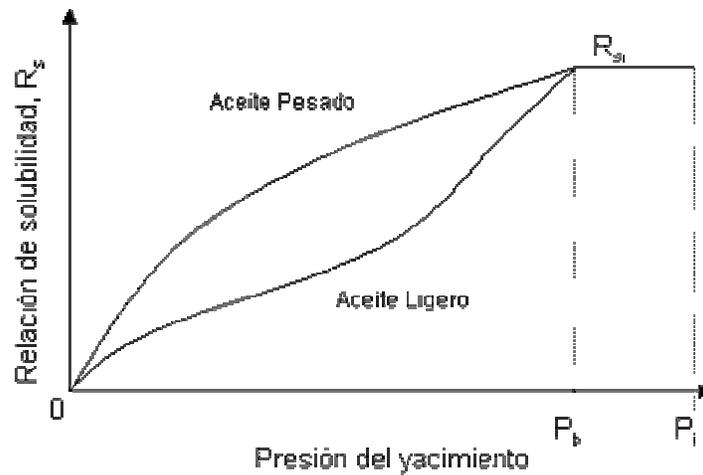


Fig. 2.1 Comportamiento de la relación de solubilidad con la variación de presión y temperatura constante.

Para 105 muestras analizadas, el error absoluto encontrado en esta correlación fue de 4.8%. La base de datos contenía los siguientes rangos de parámetros:

- $130 < p_b \text{ (psia)} < 7000$
- $100 < T \text{ (°F)} < 258$
- $20 < \text{relación gas-aceite (pie}^3/\text{bl)} < 1425$
- $16.5 < \rho_{o,API} \text{ (°API)} < 63.8$
- $0.59 < \gamma_g < 0.95$
- $1.024 < B_o \text{ (bl/bl)} < 2.05$

2.1.2. Factor de volumen. B_o .

El volumen de líquido que entra al tanque de almacenamiento en la superficie, es menor que el volumen de líquido que salió del yacimiento. Este cambio de volumen en el líquido, el cual es acompañado de un cambio de presión y temperatura, de las condiciones de yacimiento a condiciones de superficie, se debe a tres factores. El factor más importante es la liberación de gas disuelto en el aceite conforme la presión declina de las condiciones de yacimiento a las condiciones de superficie. Por otro lado, la reducción en la presión favorece la expansión del aceite muerto, aunado a que también experimenta una contracción de su volumen debido a la reducción de la temperatura.

El cambio en el volumen de líquido debido a estos tres factores generalmente se expresa en términos del factor de volumen del aceite, B_o , el cual está definido como el volumen de aceite con su gas disuelto, a condiciones de yacimiento, necesario para obtener una unidad de volumen de aceite a condiciones de superficie.

$$B_o = \frac{V_{\text{aceite con su gas disuelto @ CY}}}{V_{\text{aceite @ CS}}} \quad (2.3)$$

El aceite a condiciones estándar frecuentemente es llamado aceite muerto o aceite residual.

Las unidades que generalmente se utilizan para reportar el factor de volumen del aceite dentro de la industria del petróleo son $\left[\frac{\text{m}^3 \text{ @ CY}}{\text{m}^3 \text{ @ CS}} \right]$ o, con más frecuencia $\left[\frac{\text{Bl @ CY}}{\text{Bl @ CS}} \right]$.

En la **figura 2.2** se muestra la variación del factor de volumen del aceite con relación a la variación de presión. Se observa que desde la presión inicial del yacimiento y hasta la presión de burbujeo, el factor de volumen del aceite tiene un ligero incremento; este fenómeno se presenta debido a que el gas disuelto en el aceite se expande con el abatimiento de presión, pero sin ser liberado. Conforme la presión del yacimiento se abate, el gas disuelto en el aceite es liberado hacia los poros del yacimiento. El aceite remanente en el yacimiento tiene una cantidad menor de gas disuelto, consecuentemente la reducción en el volumen de aceite será menor y por lo tanto también será menor el valor del factor de volumen.

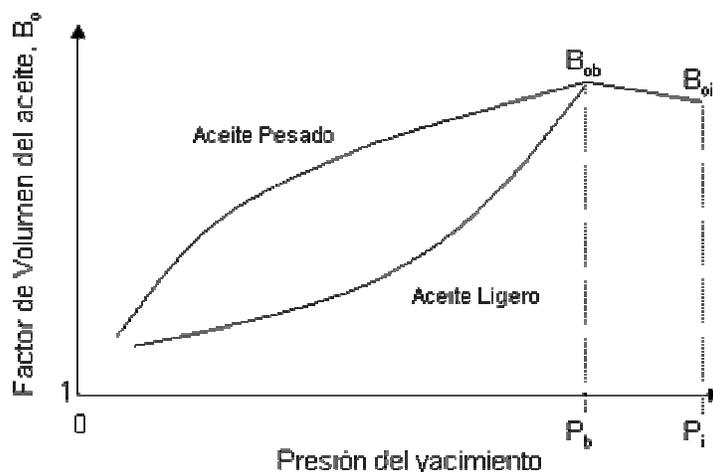


Fig. 2.2 Comportamiento del factor de volumen a la temperatura del yacimiento.

El factor de volumen puede ser estimado de la relación de solubilidad, la densidad relativa del gas, la densidad del aceite y la temperatura del yacimiento usando una correlación preparada por Standing. Así la correlación de Standing para el factor de volumen del aceite cuando este se encuentra a una presión menor a la de burbujeo (saturado) es:

$$B_o = 0.972 + 0.000147(F)^{1.175} \quad (2.4)$$

Donde:

$$F = R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25 * T \tag{2.5}$$

El error promedio determinado para esta correlación con la misma base de datos usados por Standing y Beggs en la correlación para la relación de solubilidad fue 1.17%.

Para calcular el factor de volumen de aceite, cuando este se encuentra a una presión mayor a la de burbujeo (bajosaturado), se usa la siguiente expresión:

$$B_o = B_{ob} \exp(-c_o (p - p_b)) \tag{2.6}$$

Donde c_o es la compresibilidad del aceite bajo saturado y B_{ob} se obtiene con la misma ecuación para el aceite saturado salvo que al calcular R_s se utiliza la presión en el punto de burbujeo.

2.1.3. Densidad del aceite, ρ_o

La densidad del aceite es la relación entre la masa de aceite con su gas disuelto y su volumen. La densidad varía con la presión y temperatura. En la **figura 2.3**, se muestra el comportamiento de la densidad del aceite con respecto a la presión para una temperatura constante y un tipo de aceite dados. Se observa que desde la presión inicial del yacimiento, mayor a la presión de burbujeo, la densidad presenta un decremento debido a la expansión del aceite. Por debajo de la presión de burbujeo, la densidad vuelve a incrementarse debido a la liberación del gas disuelto.

La densidad del aceite, junto con el valor de la relación gas – aceite y el color del liquido, ayuda a determinar el tipo de fluido que existe en el yacimiento, sin embargo no existe un criterio general para fijar este parámetro.

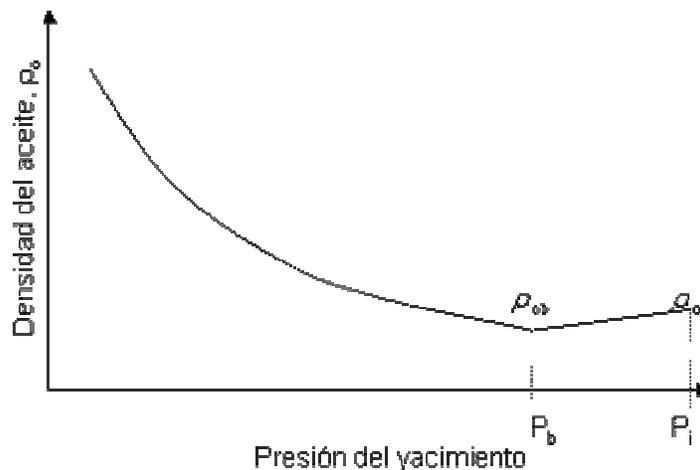


Fig. 2.3 Densidad del aceite Vs. Presión del yacimiento. Temperatura constante.

2.1.4. Densidad relativa del aceite, γ_o

La densidad relativa o específica, γ_o , es un término que se emplea comúnmente en la industria petrolera. La densidad relativa del aceite es definida como la relación entre la densidad del aceite y la densidad del agua, ambas tomadas a las mismas condiciones de presión y temperatura. Generalmente estas condiciones de presión y temperatura son condiciones estándar, es decir presión atmosférica y temperatura de 60° F, denominada como 60° / 60°.

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad (2.7)$$

2.1.5. Densidad API, °API

Otro término usado para la densidad del aceite dentro de la industria petrolera es la llamada densidad API, definida como:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \quad (2.8)$$

Donde γ_o es la densidad relativa a 60° / 60°.

2.1.6. Compresibilidad isotérmica del aceite, c_o

La compresibilidad isotérmica o simplemente compresibilidad, c , de un fluido de volumen V , es la medida del cambio de su volumen con respecto al cambio de presión a temperatura constante:

$$c = -\frac{1}{V} \left(\frac{\delta V}{\delta p} \right)_T \quad (2.9)$$

Debido a que $\left(\frac{\delta V}{\delta p} \right)_T$ es una pendiente negativa, el signo menos se utiliza para convertir la compresibilidad en un numero positivo, además, la T indica que el proceso es isotérmico.

Como puede observarse en la **figura 2.4**, la compresibilidad es mayor para valores de presión bajos, ya que el fluido cambia fácilmente de volumen a pequeños cambios de presión.

La compresibilidad del aceite saturado se obtiene mediante la correlación de Villena-Lanzi, cuya expresión es:

$$C_o = \exp(-0.664 - 1.43 * \log(p) - 0.395 * \log(p_b) + 0.39 * \log(T) + 0.455 * \log(R_{sb}) + 0.262 * \log(API)) \quad (2.10)$$

Donde: R_{sb} es la relación de solubilidad en el punto de burbujeo, y T [°F].

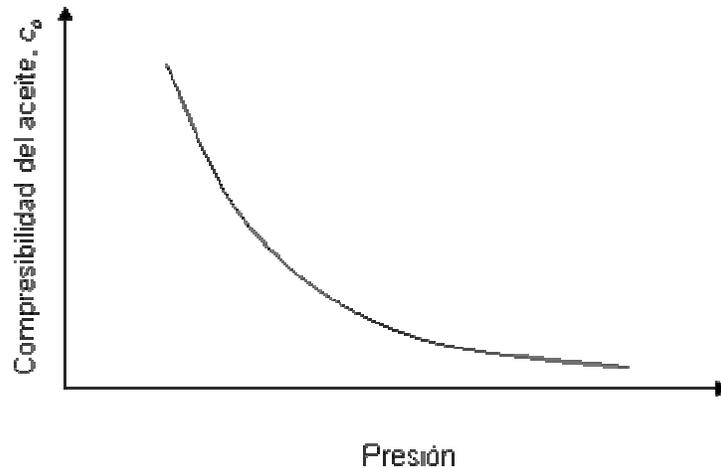


Fig. 2.4 Compresibilidad del aceite Vs. Presión. Temperatura constante.

La correlación fue desarrollada para datos que contienen los siguientes rangos:

$$\begin{aligned}
 31.0(10)^{-6} &< c_o \text{ (psia)} < 6600(10)^{-6} \\
 500 &< p \text{ (psig)} < 5300 \\
 763 &< p_b \text{ (psig)} < 5300 \\
 78 &< T \text{ (°F)} < 330 \\
 1.5 &< \text{RGA (pie}^3/\text{bl)} < 1947 \\
 6.0 &< \rho_{o, \text{API}} \text{ (°API)} < 52.0 \\
 0.58 &< \gamma_g < 1.20
 \end{aligned}$$

Así mismo, la compresibilidad del aceite bajosaturado se obtiene mediante la correlación Vázquez-Beggs, la cual es:

$$C_o = (-1433 + 5 * R_s + 17.2 * T - 1180 * \gamma_g + 12.61 * \text{API}) / (10^5 * p) \quad (2.11)$$

La correlación da buenos resultados para los siguientes rangos de datos:

$$\begin{aligned}
 126 &< p \text{ (psig)} < 9500 \\
 1.006 &< B_o \text{ (bl/bl)} < 2.226 \\
 9.3 &< \text{RGA (pie}^3/\text{bl)} < 2199 \\
 15.3 &< \rho_{o, \text{API}} \text{ (°API)} < 59.5 \\
 0.511 &< \gamma_g < 1.351
 \end{aligned}$$

2.1.7. Viscosidad, μ_o

La viscosidad es una medida de la resistencia de un fluido al movimiento. Este parámetro, normalmente es reportado como un resultado más de los llamados análisis PVT.

La viscosidad, como otras propiedades físicas de los líquidos, se ve afectada por la presión y por la temperatura. Un incremento en la temperatura causa un decremento en la viscosidad. Un incremento en la presión provoca un incremento en la viscosidad, considerando que el efecto de la presión es solo para comprimir el líquido. Además, en el caso de fluidos de un yacimiento, existe un tercer parámetro que afecta la viscosidad. Un decremento en la cantidad de gas en solución en el líquido causa un incremento en la viscosidad, y claro, la cantidad de gas en solución es función directa de la presión.

En la **figura 2.5** se muestra el comportamiento típico de un aceite con la variación de la presión. Por debajo del punto de burbujeo, la viscosidad del aceite disminuye con el incremento de la presión, esto se debe al efecto del gas que entra en solución. Para presiones por arriba de la presión de burbuja, la viscosidad presenta un incremento debido a la compresión del aceite.

La viscosidad del aceite saturado se calcula por medio de la correlación de Egbogah-Beggs-Robinson de la manera siguiente:

$$\begin{aligned} \mu_o &= a \mu_{om}^b \\ a &= 10.715(R_s + 100)^{-0.515} \\ b &= 5.44(R_s + 150)^{-0.338} \\ \mu_{om} &= 10^X - 1 \\ X &= Y T^{-1.163} \\ Y &= 10^Z \\ Z &= 3.0324 - 0.02023 \text{ }^\circ\text{API} \end{aligned} \tag{2.12}$$

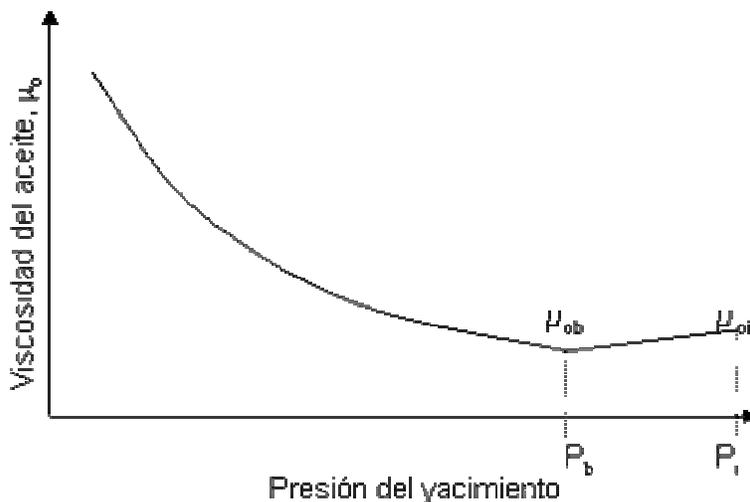


Fig. 2.5. Viscosidad del aceite vs presión del yacimiento. Temperatura constante.

El error promedio absoluto encontrado mientras trabajaban en 2073 muestras de aceite fue de 1.83%. Las muestras de aceite contenían los siguientes rangos:

$$\begin{aligned}
 0 &< p \text{ (psig)} < 5250 \\
 70 &< T \text{ (°F)} < 295 \\
 20 &< \text{RGA (pie}^3\text{/bl)} < 2070 \\
 16 &< \rho_{o, \text{API}} \text{ (°API)} < 58
 \end{aligned}$$

La viscosidad del aceite bajosaturado se obtiene de la manera siguiente:

$$\begin{aligned}
 \mu_o &= \mu_{ob} \left(\frac{p}{p_b} \right)^m \\
 m &= 2.6 * p^{1.187} * \exp(-11.513 - 8.98 \times 10^{-5} * p)
 \end{aligned} \tag{2.13}$$

Donde μ_{ob} es la viscosidad el aceite en el punto de burbujeo y se obtiene mediante la correlación de Egbogah-Beggs-Robinson.

Se encontró un error absoluto promedio para esta correlación de 7.54% para 3143 muestras de aceite que involucran los siguientes rangos:

$$\begin{aligned}
 126 &< p \text{ (psig)} < 9500 \\
 0.117 &< \mu_o \text{ (cp)} < 148.0 \\
 9.3 &< \text{RGA (pie}^3\text{/bl)} < 2199 \\
 15.3 &< \rho_{o, \text{API}} \text{ (°API)} < 59.5 \\
 0.511 &< \gamma_g < 1.351
 \end{aligned}$$

2.2. Propiedades del gas.^{3, 4, 7}

2.2.1. Ley de gas ideal.

Las relaciones que describen el comportamiento Presión – Volumen – Temperatura de los gases son llamadas ecuaciones de estado, la ecuación de estado más simple es llamada ley de gas ideal, y esta dada por:

$$pV = nR'T \tag{2.14}$$

Donde:

p es la presión absoluta
 V es el volumen total
 n es el número de moles
 T es la temperatura absoluta
 R' es la constante universal de los gases

Unidades	R
atm, cc/g-mole, °K	82.06
atm, litros/g-mole, °K	0.08206
BTU / lb-mole, °R	1.987
psia, ft ³ /lb-mole, °R	10.73
lb/ft ² abs, ft ³ /lb-mole, °R	1544
atm, ft ³ /lb-mole, °R	0.730
kwh/lb-mole, °K	0.001049
hp-hr/lb-mole, °R	0.000780
atm, ft ³ /lb-mole, °K	1.3145
mm Hg, litros/g-mole, °K	62.37
pg. Hg, ft ³ /lb-mole, °R	21.85
cal/g-mole, °K	1.987
atm, ft ³ /lb-mole, °K	1.314

Tabla 2.1. Valores de constante R de los gases en diversas unidades

2.2.2. Densidad, ρ_g , y Densidad relativa del gas, γ_g .

La densidad de cualquier sustancia esta definida como la masa por unidad de volumen, la densidad del gas puede ser obtenida de la siguiente forma:

$$\rho_g = \frac{\text{masa}}{\text{Volumen}} = \frac{nM_w}{V} \tag{2.15}$$

Donde, M_w es el peso molecular del gas.

De la ecuación de estado:

$$n = \frac{pV}{R'T} \tag{2.16}$$

Sustituyendo:

$$\rho_g = \frac{\frac{pV}{R'T} M_w}{V} = \frac{pM_w}{R'T} \tag{2.17}$$

Debido a que la densidad de los gases depende de la presión y temperatura a la que estén sometidos, es más conveniente medir la densidad relativa del gas; esta no depende de la presión y temperatura.

La densidad relativa de un gas, γ_g , es la relación entre la densidad del gas y la densidad del aire, ambas, medida a las mismas condiciones de presión y temperatura:

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{aire}} \tag{2.18}$$

Si suponemos que tanto el gas como el aire tienen un comportamiento de gas ideal, la densidad relativa puede ser calculada como:

$$\gamma_g = \frac{\frac{pM_g}{R'T}}{\frac{pM_{aire}}{R'T}} = \frac{M_g}{M_{aire}} \quad (2.19)$$

Donde, M_g es el peso molecular del gas y M_{aire} es el peso molecular del aire, igual a 28.97 lbs/lb – mol . La ecuación puede reescribirse como:

$$\gamma_g = \frac{M_g}{28.97} \quad (2.20)$$

2.2.3. Ley de gas real.

Todas las moléculas de los gases reales tienen dos tendencias: (1) volar aparte de otra debido a su constante cinética, y (2) estar juntas debido a fuerzas eléctricas de atracción entre las moléculas. Debido a que las moléculas están demasiado separadas, las fuerzas de atracción son despreciables, y el gas tiene un comportamiento cercano al ideal. También en altas temperaturas el movimiento cinético, siendo mayor, hace las fuerzas de atracción comparativamente despreciables, y de nuevo, el gas se aproxima al comportamiento ideal.

Puesto que el volumen de un gas será menor que si fuera el volumen del gas ideal, se dice que el gas es supercompresible. El número, el cual es medido de una cantidad de gas desviada de su comportamiento perfecto, es llamado algunas veces *factor de supercompresibilidad*, usualmente recortado a *factor de compresibilidad*; más comúnmente llamado *factor de desviación del gas*, con símbolo z . Esta cantidad adimensional usualmente varía entre 0.70 y 1.20, un valor de 1.00 representa un comportamiento ideal.

A presiones muy altas, cercanas a 5000 psia, los gases naturales pasan de una condición supercompresible a una en la cual la compresión es más difícil que en un gas ideal. La explicación es esta, aunada a las fuerzas mencionadas anteriormente, cuando el gas es altamente compresible, el volumen ocupado por las moléculas mismas se transforma en una apreciable porción del volumen total. Puesto que es realmente el volumen entre las moléculas el que se comprime, y hay menor espacio compresible, el gas parece ser más difícil de comprimir. En suma, conforme las moléculas se acercan (por ejemplo, a altas presiones), las fuerzas de repulsión se comienzan a desarrollar entre las moléculas. Esto se indica por un factor de desviación del gas mayor a la unidad. El factor de desviación del gas es por definición la relación del volumen actualmente ocupado por un gas a una presión y temperatura dadas a un volumen que ocuparía si se comportara idealmente. Esta definición será explicada detalladamente a continuación.

2.2.4. Factor de compresibilidad para gas real.

La medida de desviación de gas del comportamiento perfecto, se conoce como factor de supercompresibilidad, factor de compresibilidad o simplemente factor z .

$$z = \frac{V_a}{V_i} = \frac{\text{Volumen actual @ P, T}}{\text{Volumen ideal @ P, T}} \quad (2.21)$$

El factor de desviación puede ser estimado con la correlación de Sutton para determinar los valores de presión y temperatura pseudocríticas, y con la ecuación de estado que Dranchuk y Abou-Kassem arreglaron a partir de los datos de Standing y Katz.

$$\begin{aligned} p_{pc} &= 356.8 - 131.0\gamma_g - 3.6\gamma_g^2 \\ T_{pc} &= 169.2 - 349.5\gamma_g - 74\gamma_g^2 \end{aligned} \quad (2.22)$$

$$p_{pr} = \frac{p}{p_{pc}} \quad T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \quad (2.23)$$

$$z = 1 + c_1(T_{pr})\rho_r + c_2(T_{pr})\rho_r^2 - c_3(T_{pr})\rho_r^5 + c_4(\rho_r, T_{pr}) \quad (2.24)$$

Donde:

$$\begin{aligned} \rho_r &= 0.27 \frac{p_{pr}}{zT_{pr}} \\ c_1(T_{pr}) &= A_1 + \frac{A_2}{T_{pr}} + \frac{A_3}{T_{pr}^3} + \frac{A_4}{T_{pr}^4} + \frac{A_5}{T_{pr}^5} \\ c_2(T_{pr}) &= A_6 + \frac{A_7}{T_{pr}} + \frac{A_8}{T_{pr}^2} \\ c_3(T_{pr}) &= A_9 \left(\frac{A_7}{T_{pr}} + \frac{A_8}{T_{pr}^2} \right) \\ c_4(\rho_r, T_{pr}) &= A_{10} \left(1 + A_{11}\rho_r^2 \right) \left(\frac{\rho_r^2}{T_{pr}^3} \right) \text{Exp}(-A_{11}\rho_r^2) \end{aligned} \quad (2.25)$$

Para las constantes $A_1 - A_{11}$:

$A_1 =$	0.23650	$A_2 =$	-1.07000	$A_3 =$	-0.5339
$A_4 =$	0.01569	$A_5 =$	-0.05165	$A_6 =$	0.5475
$A_7 =$	-0.73610	$A_8 =$	0.18440	$A_9 =$	0.1056
$A_{10} =$	0.61340	$A_{11} =$	0.72100		

Dranchuk y Abou-Kassem usaron 1500 datos y encontraron un error promedio absoluto de 0.486% sobre valores de presión y temperatura pseudoreducidas de:

$$\begin{aligned} 0.2 < p_{pr} < 30 \\ 1.0 < T_{pr} < 3.0 \\ \text{y para } p_{pr} < 1.0 \text{ con } 0.7 < T_{pr} < 1.0 \end{aligned}$$

Debido a que el factor z aparece en ambos lados de la ecuación (2.24), se emplean métodos iterativos para su solución. El más común es el método de la secante, el cual tiene la siguiente formula de iteración:

$$x_{n+1} = x_n - f_n \left[\frac{x_n - x_{n-1}}{f_n - f_{n-1}} \right]$$

Donde:

$$f = F(z) = z - \left(1 + c_1(T_{pr})\rho_r + c_2(T_{pr})\rho_r^2 - c_3(T_{pr})\rho_r^5 + c_4(\rho_r, T_{pr}) \right) = 0$$

Y $x = z$

El procedimiento se inicia con dos valores arbitrarios de z , el método proporciona un nuevo valor de z . El proceso se repite hasta que f es cero y se obtiene una tolerancia de $\pm 10^{-4}$.

Otra técnica utilizada es el método de Newton – Raphson:

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f_n}{f'_n}$$

La derivada de $F(z)$ con respecto a z es:

$$\begin{aligned} f' = \left(\frac{\partial F(z)}{\partial z} \right)_{T_{pr}} &= 1 + c_1(T_{pr})\rho_r / z + 2c_2(T_{pr})\rho_r^2 / z - 5c_3(T_{pr})\rho_r^5 / z \\ &+ \frac{2A_{10}\rho_r^2}{T_{pr}z} \left(1 + A_{11}\rho_r^2 - (A_{11}\rho_r^2)^2 \right) \text{Exp}(-A_{11}\rho_r^2) \end{aligned}$$

La ventaja del método Newton-Raphson sobre el de Dranchuk y Abou-Kassem es que el primero puede usarse para cualquier tipo de fluido, sin necesidad de rangos en sus propiedades; sin embargo, requiere mayor tiempo de programación por parte del usuario.

Wichert y Aziz desarrollaron una correlación para corregir las propiedades pseudocríticas para cuando el gas contiene fracciones significativas de dióxido de carbono, (CO₂) y de ácido sulfhídrico, (H₂S).

$$\varepsilon = 120(A^{0.9} - A^{1.6}) + 15(B^{0.5} - B^{0.4}) \tag{2.26}$$

Donde,

A es la suma de las fracciones molares de CO₂ y H₂S en la mezcla de gas.

B es la fracción molar de H₂S en la mezcla de gas.

Las propiedades pseudocríticas modificadas están dadas por:

$$\begin{aligned} T'_{pc} &= T_{pc} - \varepsilon \\ P'_{ppc} &= \frac{P_{pc} T'_{pc}}{T_{pc} + B(1-B)\varepsilon} \end{aligned} \quad (2.27)$$

2.2.5. Factor de Volumen, B_g.

El factor de volumen del gas es la relación del volumen de una masa de gas a condiciones de presión, *p*, y Temperatura, *T*, al volumen de la misma masa de gas a condiciones estándar.

$$B_g = \frac{\text{Volumen de gas @ CY}}{\text{Volumen de gas @ CS}} \quad (2.28)$$

A partir de la ecuación de gas real y suponiendo que el factor de compresibilidad a condiciones superficiales es 1,

$$B_g = \frac{p_{sc} zT}{T_{sc} p} \quad (2.29)$$

donde, *p_{sc}* es 14.7 psia y *T_{sc}* es 60°F, quedando:

$$B_g = 0.02829 \frac{zT}{p} \left[\frac{\text{ft}^3}{\text{ft}^3} \right] \quad (2.30)$$

2.2.6. Compresibilidad isotérmica del gas, c_g

La compresibilidad isotérmica esta definida como el cambio fraccional del volumen con respecto a un cambio de presión a temperatura constante.

$$c_g = -\frac{1}{V} \left(\frac{\delta V}{\delta p} \right)_T \quad (2.31)$$

Para un gas ideal, el volumen esta definido por:

$$V = \frac{nRT}{p} \quad (2.32)$$

derivando,

$$\frac{\delta V}{\delta p} = -\frac{nRT}{p^2} \quad (2.33)$$

La compresibilidad del gas ideal, queda entonces definida por

$$c_g = \left(-\frac{1}{V}\right) \left(-\frac{nRT}{p^2}\right) = \frac{1}{p} \quad (2.34)$$

Para el caso de un gas real, el volumen esta afectado por el factor z, que depende de la presión.

$$V = nRT \frac{z}{p} \quad (2.35)$$

La derivada es:

$$\left(\frac{\delta V}{\delta p}\right)_T = nRT \frac{p \left(\frac{\delta z}{\delta p}\right)_T - z}{p^2} \quad (2.36)$$

La compresibilidad de un gas real queda definida por:

$$c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{z} \left(\frac{\delta z}{\delta p}\right)_T \quad (2.37)$$

2.2.7. Viscosidad, μ_g

La viscosidad del gas depende de la temperatura, la presión y la composición del gas. La correlación desarrollada por Lee, González y Eakin ofrece buena aproximación en la estimación de la viscosidad para la mayoría de los gases naturales si el factor z ha sido calculado incluyendo los efectos de gases contaminantes. Las ecuaciones usadas son las siguientes:

$$\mu_g = (10^{-4})K \exp(X\rho^Y) \quad (2.38)$$

Donde,

$$\begin{aligned} \rho &= 1.4935 \times 10^{-3} \frac{pM}{zT} \\ K &= \frac{(9.4 + 0.02M)T^{1.5}}{209 + 19M + T} \\ X &= 3.5 + \frac{986}{T} + 0.01M \\ Y &= 2.4 - 0.2X \end{aligned} \tag{2.39}$$

donde:

ρ = densidad del gas [gr/cm³]
 p = presión [psia]
 T = temperatura [°R]
 M = peso molecular del gas

2.3. Propiedades del agua.^{3, 4, 7}

2.3.1. Factor de Volumen del agua, B_w .

El factor de volumen del agua representa el cambio en el volumen de la salmuera que es transportada de las condiciones del yacimiento a condiciones superficiales.

$$B_w = \frac{\text{Volumen de agua @ CY}}{\text{Volumen de agua @ CS}} \tag{2.40}$$

McCain, desarrolló una correlación para determinar el factor de volumen del agua.

$$B_w = (1 + \Delta V_{wT})(1 + \Delta V_{wp}) \tag{2.41}$$

Donde,

$$\Delta V_{wT} = -1.00010 \times 10^{-2} + 1.33391 \times 10^{-4} T + 5.50654 \times 10^{-7} T^2$$

$$\Delta V_{wp} = -1.95301 \times 10^{-9} pT - 1.72834 \times 10^{-13} p^2 T - 3.58922 \times 10^{-7} p - 2.25341 \times 10^{-10} p^2$$

T = Temperatura [° F]

p = Presion [psia]

ΔV_{wT} Representa el cambio del volumen debido a la reducción de la presión de yacimiento a la presión atmosférica, a condiciones de temperatura constante igual a la temperatura del yacimiento.

ΔV_{wp} Representa el cambio del volumen debido a la reducción de la temperatura de yacimiento a la temperatura atmosférica, a condiciones de presión constante igual a la presión atmosférica

2.3.2. Relación Gas - Agua, R_{sw} .

La relación Gas – Agua o relación de solubilidad, esta definido como el volumen de gas disuelto, medido a condiciones estándar, que contiene un volumen de agua, medido a condiciones estándar.

$$R_{sw} = \frac{V_{\text{gas disuelto en el agua @ p y T @ CS}}}{V_{\text{agua @ CS}}} \quad (2.42)$$

McCain desarrolló una correlación para la relación de solubilidad.

$$\frac{R_{sw}}{R_{swp}} = 10^{(-0.0840655S - T^{-0.285854})} \quad (2.43)$$

Donde,

S = salinidad [%]

T = Temperatura [°F]

R_{swp} = Relación de solubilidad del agua pura [pie³/bl]

R_{swp} esta dado por la siguiente correlación:

$$R_{swp} = A + Bp + Cp^2 \quad (2.44)$$

Donde,

$$A = 8.158339 - 6.12265 \times 10^{-2} T + 1.91663 \times 10^{-4} T^2 - 2.1654 \times 10^{-7} T^3$$

$$B = 1.01021 \times 10^{-2} - 7.44241 \times 10^{-5} T + 3.05553 \times 10^{-7} T^2 \quad (2.45)$$

$$C = 10^{-7} (9.02505 - 0.13023T + 8.53425 \times 10^{-4} T^2 - 2.34122 \times 10^{-6} T^3 + 2.37049 \times 10^{-9} T^4)$$

T = temperatura [°F]

2.3.3. Compresibilidad isotérmica, c_w .

Osif desarrolló una correlación para la compresibilidad isotérmica del agua, c_w , para presiones mayores a la presión de burbuja. La ecuación es:

$$c_w = -\frac{1}{B_w} \left(\frac{\partial B_w}{\partial p} \right)_T = \frac{1}{7.033P + 541.5 C_{NaCl} - 537 T + 403300} \quad (2.46)$$

donde, C_{NaCl} = salinidad [g NaCl / lt]
 T = temperatura [°F]

La correlación se desarrolló para el siguiente rango de datos:

$$\begin{aligned} 1000 < p \text{ (psig)} < 2000 \\ 0 < C_{\text{NaCl}} \text{ (g NaCl / lt)} < 200 \\ 200 < T \text{ (}^\circ\text{F)} < 270 \end{aligned}$$

Se ha encontrado que la compresibilidad isotérmica del agua es fuertemente afectada por la presencia de gas libre. De esta forma, McCain propuso usar la siguiente expresión para estimar la c_w para presiones abajo o iguales a la presión de burbujeo:

$$c_w = -\frac{1}{B_w} \left(\frac{\partial B_w}{\partial p} \right)_T + \frac{B_g}{B_w} \left(\frac{\partial R_{\text{swp}}}{\partial p} \right)_T \quad (2.47)$$

El primer término en el lado derecho de la ecuación anterior simplemente es la expresión para calcular c_w cuando la presión se encuentra por arriba de la presión de burbujeo. El segundo término del mismo lado se encuentra mediante:

$$\left(\frac{\partial R_{\text{swp}}}{\partial p} \right)_T = B + 2Cp \quad (2.48)$$

donde B y C son definidos en las expresiones usadas para calcular la relación gas disuelto-agua.

2.3.4. Viscosidad del Agua, μ_w .

La viscosidad del agua aumenta con el decremento de la temperatura y, en general, con el incremento de la presión y la salinidad. Presiones bajas y a 70°F generan reducción en la viscosidad, y algunas sales (por ejemplo, KCl) reducen la viscosidad en algunas concentraciones y dentro de algunos rangos de temperatura. Se cree que el efecto de gas disuelto causa una menor reducción en la viscosidad.

McCain desarrolló la siguiente correlación para la viscosidad del agua a presión atmosférica y a temperatura de yacimiento:

$$\mu_{w1} = AT^B \quad (2.49)$$

Donde:

$$\begin{aligned} A &= 109.574 - 8.40564 S + 0.313314 S^2 + 8.72213 \times 10^{-3} S^3 \\ B &= -1.12166 + 2.63954 \times 10^{-2} S - 6.79461 \times 10^{-4} S^2 - 5.47119 \times 10^{-5} S^3 + 1.55586 \times 10^{-6} S^4 \\ T &= \text{temperatura, } ^\circ\text{F} \\ S &= \text{salinidad, \% por peso de sólidos} \end{aligned} \quad (2.50)$$

La ecuación anterior fue encontrada para calcularse dentro o 5% arriba de los siguientes rangos:

$$100 < T (^{\circ}\text{F}) < 400$$

$$0 < S (\%) < 26$$

La viscosidad del agua puede ser ajustada a la presión del yacimiento mediante la siguiente correlación, de nuevo, desarrollada por McCain:

$$\frac{\mu_w}{\mu_{w1}} = 0.9994 + 4.0295(10)^{-5} p + 3.1062(10)^{-9} p \quad (2.51)$$

Esta correlación fue encontrada para ser exacta dentro de 4% para presiones debajo de 10,000 psia y dentro de 7% para presiones entre 10,000 y 15,000 psia. El rango de temperatura para el cual la correlación fue desarrollada fue de entre 86 y 167 °F.

2.4. Propiedades de la roca.^{2, 3, 4, 7, 9, 11, 14}

2.4.1. Porosidad, ϕ .

La porosidad es la relación del volumen de poro de una roca con el volumen total de la roca.

$$\phi = \frac{V_p}{V_s + V_p} = \frac{V_p}{V_r} \quad (2.52)$$

donde, V_p = Volumen de huecos o poros
 V_s = Volumen de sólidos
 V_r = Volumen total de la roca

Cuando se considera el volumen total de poros que tiene la roca, a la porosidad se le llama porosidad total; si en el cálculo solo se considera el volumen de poros que contribuye al flujo de los fluidos del yacimiento, entonces, se le conoce como porosidad efectiva.

2.4.2. Permeabilidad, k .

Una característica necesaria de un yacimiento es su habilidad para permitir el flujo de fluidos a través de él. La expresión cuantitativa de esta característica es de importancia básica en la producción de aceite. Esta propiedad de la roca de un yacimiento es llamada permeabilidad.

La permeabilidad es una propiedad física del medio poroso que indica la factibilidad de un fluido para moverse a través de él. Los yacimientos pueden contener permeabilidad primaria y secundaria. La permeabilidad primaria también se conoce como la permeabilidad de la matriz. La permeabilidad secundaria puede ser cualquier fractura y es debida a cualquier proceso posterior a la depositación de los sedimentos.

Darcy fue el primero en formular el concepto de permeabilidad en 1856 midiendo la caída de presión de un flujo de agua filtrado a través de camas de arena no consolidada. Su ecuación, en ausencia de un campo gravitacional, tiene las siguientes restricciones, flujo laminar, lineal, horizontal, isotérmico, viscosidad constante, espacio poroso con saturación de 100% del mismo fluido, fluido incompresible y se representa con la siguiente ecuación:

$$q = -\frac{kA}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad (2.53)$$

Donde q es el gasto, k es la permeabilidad, μ es la viscosidad, $\frac{dp}{dx}$ son las caídas de presión a través de una muestra horizontal, y A es el área (constante) de sección transversal de la muestra. La ecuación tiene un signo negativo porque, si el flujo es considerado positivo en la dirección positiva x, la presión disminuye en esa dirección. La ecuación (2.53) es válida para un coherente sistema de unidades; sin embargo, Darcy definió su unidad de permeabilidad para un grupo de unidades en particular: un fluido con una viscosidad de 1 cp fluyendo en un gasto de 1 cm³/s a través de un medio poroso con un área de 1 cm² con un gradiente de presión de 1 atm/cm tiene una permeabilidad de 1 darcy.

Tipos de permeabilidad.

- Permeabilidad absoluta (k_a). Es la facilidad para fluir de un fluido a través de un medio poroso, que depende exclusivamente de las características físicas de la estructura porosa. Se obtiene cuando una roca está 100% saturada de un fluido, por lo que puede aplicarse a cada fase individualmente para calcular la permeabilidad a un fluido y tenerse k_g, k_o, k_w .

- Permeabilidad efectiva a un fluido (k_{ef}). Es una propiedad del medio poroso que indica la facilidad con la que un fluido puede moverse a través de él, cuando no lo satura 100%.

- Permeabilidad relativa a un fluido (K_{rf}). La permeabilidad relativa a un fluido de un medio poroso es la relación de la permeabilidad efectiva a tal fluido entre la permeabilidad absoluta o la permeabilidad al líquido del medio poroso. Puede tenerse: K_{rg}, K_{ro}, K_{rw} .

2.4.3. Compresibilidad isotérmica. c_f .

La compresibilidad isotérmica, c_f , para una roca porosa está dada por la siguiente ecuación:

$$c_f = -\frac{1}{v_\phi} \left(\frac{\partial v_\phi}{\partial p} \right)_T \quad (2.54)$$

Donde:

- c_f = compresibilidad isotérmica
- v = volumen poroso o espacio vacío de la roca
- p = presión

La ecuación describe el cambio que el volumen de poro experimenta durante un cambio de presión mientras la temperatura permanece constante. Las unidades son recíprocas a las unidades de presión. Cuando la presión interna ejercida por un fluido dentro del espacio poroso de la roca se reduce mientras la presión de sobrecarga permanece constante, el volumen neto de la roca disminuye y el volumen de la fase de roca sólida aumenta. Estos cambios de volumen actúan reduciendo la porosidad de la roca ligeramente, del orden de 0.5% para un cambio de 1000 psi en la presión interna del fluido (por ejemplo, una porosidad de 20% a 19.9%).

Estudios realizados por Van Der Knaap indicaron que este cambio en porosidad para una roca dada depende solo de la diferencia entre las presiones interna y externa, y no del valor absoluto de presión. Así, la compresibilidad de la formación, c_f , esta relacionada a la compresibilidad de la roca, c_r , debido a que el volumen de poro disminuye como el de roca aumenta. La relación es:

$$c_f = c_r \frac{1 - \phi}{\phi} \quad (2.55)$$

Estas compresibilidades no son constantes pero tienden a ser una función de la presión. Las compresibilidades de la formación para yacimientos de arcillas y areniscas están en un rango de 3×10^{-6} a $5 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$. Sin embargo, existen muchos ejemplos de formaciones con compresibilidades mucho más altas.

Newman obtuvo la siguiente correlación para compresibilidad isotérmica de datos medidos en arenas consolidadas.

$$c_f = \frac{97.3200 \times 10^{-6}}{(1 + 55.8721\phi)^{1.42859}} \quad (2.56)$$

Esta correlación fue desarrollada para arenas consolidadas con un rango de valores de porosidad de $0.02 < \Phi < 0.23$. El error absoluto promedio de la correlación sobre todo el rango de valores de porosidad fue de 2.6%.

Newman desarrolló una segunda correlación para arcillas para un rango de valores de porosidad de $0.02 < \Phi < 0.33$ y encontró un error absoluto promedio de 11.8%. Su correlación para formaciones de arcillas es:

$$c_f = \frac{0.853531}{(1 + 2.47664 \times 10^6 \phi)^{0.92990}} \quad (2.57)$$

Geerstma reporta que cuando el yacimiento no está sujeto a presión externa uniforme (como en los ejemplos de Newman), la compresibilidad efectiva en el yacimiento es menor que el valor medido.

Aún cuando las compresibilidades de la formación son pequeñas, su efecto es significativo cuando los fluidos de yacimiento están sobre el punto de burbuja. La compresibilidad del agua usualmente es de la misma magnitud que la compresibilidad de la formación, y muchos aceites sobre el punto de burbuja tienen compresibilidades en el rango de 5 a $10 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$. Consecuentemente, las compresibilidades de la formación deben ser incluidas en cálculos de balance de materia cuando los fluidos están sobre el punto de burbuja. También deberían ser incluidos cuando los fluidos están bajo el punto de burbuja si la formación es muy compresible.

Las compresibilidades de la formación y de la roca pueden ser medidas directamente en núcleos en el laboratorio. También ha sido estimada de registros sísmicos mediante el uso del tiempo de tránsito de la matriz y la densidad del grano de la formación.

2.4.4. Saturación de fluido. S_f .

La relación del volumen que un fluido ocupa al volumen de poro es llamada saturación de ese fluido. Así, la saturación del fluido se expresa como:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \quad (2.58)$$

La saturación es expresada como fracción o porcentaje, pero se usa como fracción en las ecuaciones. Por definición, las saturaciones de todos los fluidos presentes en un medio poroso suma 1.

Hay, en general, dos caminos para medir la saturación original de fluidos: el método directo y el indirecto. El método directo involucra la extracción de los fluidos del yacimiento o la lixiviación de los fluidos de una muestra de roca del yacimiento. El método indirecto confía en la medición de alguna otra propiedad, como la presión capilar, y la derivación de una relación matemática entre la propiedad medida y la saturación.

Los métodos directos incluyen el método de la retorta para los fluidos de la roca y la centrifugación de los fluidos. Cada método confía en un procedimiento para remover una muestra de roca del yacimiento. La experiencia ha encontrado que es difícil remover la muestra sin alterar el estado de los fluidos y/o la roca. Los métodos indirectos usan registros o mediciones de presión capilar. Con cada método, existen errores en la medición de la saturación. Sin embargo, bajo circunstancias favorables y cuidando con atención los detalles, los valores de saturación pueden obtenerse dentro de límites útiles de exactitud.

3. CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS.

3.1. Clasificación de los yacimientos en base a su diagrama de fases. ^{5, 7, 14}

Es una práctica común clasificar a los yacimientos petroleros de acuerdo a las características de los hidrocarburos producidos y a las condiciones a las cuales se encuentra en el subsuelo, tales como el color del líquido, densidad relativa y relación gas aceite; sin embargo esta clasificación resulta poco precisa, pues no siempre se puede definir un yacimiento con estos parámetros.

Se ha observado que una mejor clasificación es obtenida si se consideran las fases y la composición de la mezcla de hidrocarburos, a la temperatura y presión del yacimiento. Así, existen cinco tipos de fluidos básicos. Estos generalmente son llamados de aceite negro, de aceite volátil (ligero), de gas seco, de gas húmedo y de gas retrogrado (gas y condensado).

3.1.1. Aceite negro.

El aceite negro esta constituido por moléculas grandes, pesadas y no volátiles principalmente, su diagrama de fases cubre un amplio rango de temperaturas. El punto critico esta en la parte más alta sobre la pendiente de la envolvente. La temperatura de estos yacimientos es menor a la temperatura crítica.

En la **figura 3.1** se muestra un diagrama de fase típico de un aceite negro. La línea $\overline{123}$, muestra el comportamiento del aceite dentro del yacimiento durante su explotación. Cuando las condiciones de presión y temperatura originales se encuentra sobre el segmento $\overline{12}$, se dice que el yacimiento es bajosaturado; si la presión es menor a la de la curva de burbujeo, es decir que se encuentra sobre la línea $\overline{23}$, el yacimiento es saturado.

3.1.2. Aceite volátil.

El diagrama de fase para un aceite volátil es un poco diferente al de un aceite negro. El rango de temperatura cubierto por la envolvente es menor, de hecho la temperatura crítica es mucho menor, aunque es mayor a la temperatura del yacimiento.

En la **figura 3.2** se muestra un diagrama de fase para un aceite ligero. La línea vertical indica el comportamiento del fluido dentro del yacimiento durante la explotación. Las líneas de calidad indican que el porcentaje de líquido se reduce rápidamente con el decremento de la presión.

3.1.3. Gas seco.

El gas seco esta constituido por aproximadamente 95% de gas metano. La **figura 3.3** muestra un diagrama de fase de un gas seco. En el diagrama se observa que la mezcla de hidrocarburos es solo gas, tanto a condiciones de yacimiento como a condiciones de separador.

3.1.4. Gas húmedo.

En una mezcla de hidrocarburos de gas húmedo predominan las moléculas más ligeras. Su diagrama de fase típico, mostrado en la **figura 3.4**, muestra que dentro del yacimiento se tiene solamente gas durante su explotación. Sin embargo, a condiciones de separador se encuentra dentro de la envolvente, causando la formación de líquidos en superficie.

3.1.5. Gas retrogrado.

El gas retrogrado, conocido también como gas y condensado tiene un comportamiento más complejo. En yacimientos de gas y condensado, la temperatura del yacimiento es mayor que la temperatura crítica y menor que la temperatura de la cricondenterma, punto 1 en la **figura 3.5**. Con la reducción de la presión se alcanza el punto de rocío, punto 2, si se reduce más la presión, el gas comenzará a condensarse, formando líquidos dentro del yacimiento. Este líquido, generalmente no alcanza la saturación crítica y por lo tanto no es producido.

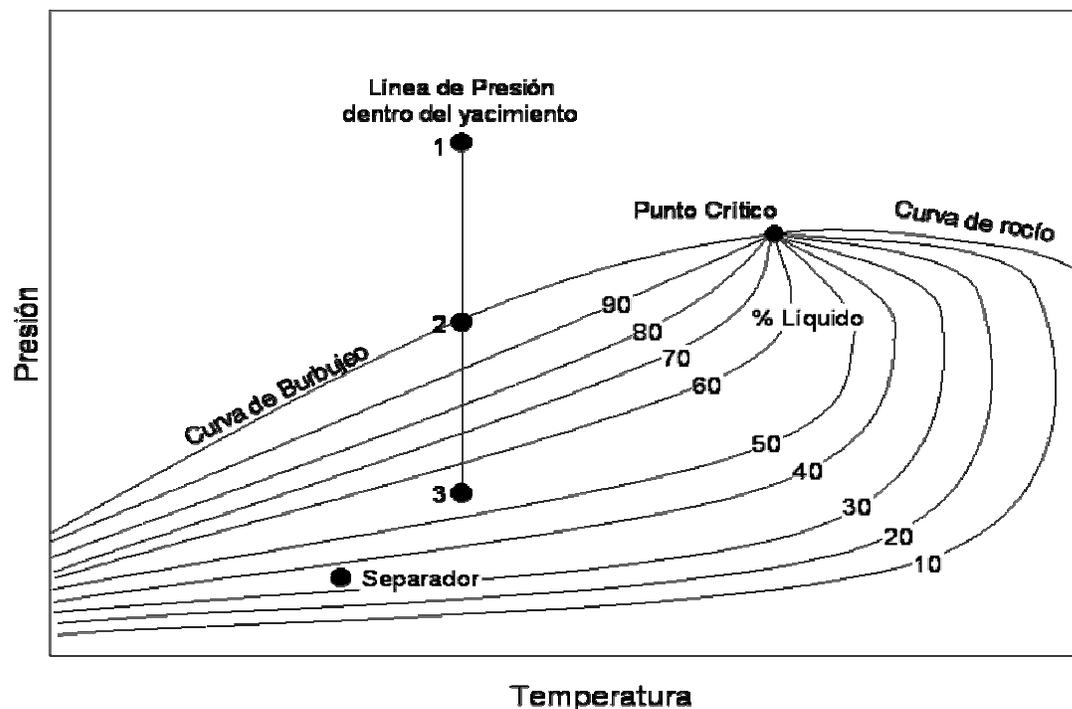


Fig. 3.1. Diagrama de fase típico de un aceite negro, con línea de reducción de presión isotérmica, 123, y condiciones en el separador.

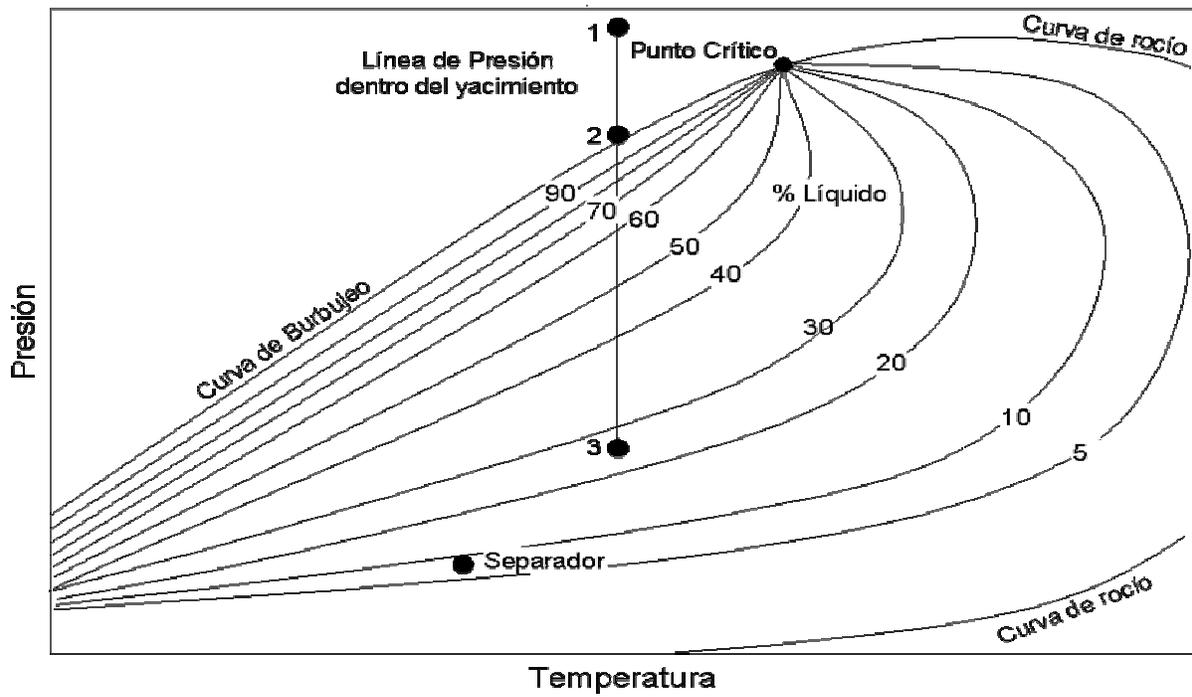


Fig. 3.2. Diagrama de fase típico de un aceite volátil, con línea de reducción de presión isotérmica y condiciones en el separador.

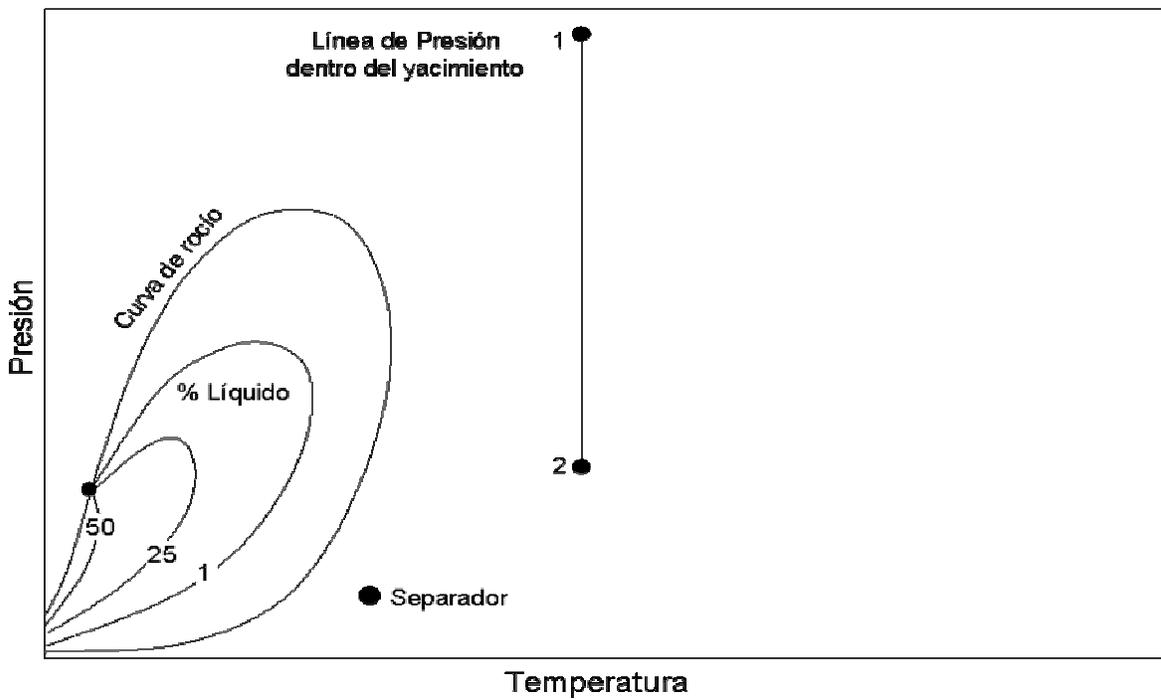


Fig. 3.3. Diagrama de fase típico de un gas seco, con línea de reducción de presión isotérmica y condiciones en el separador.

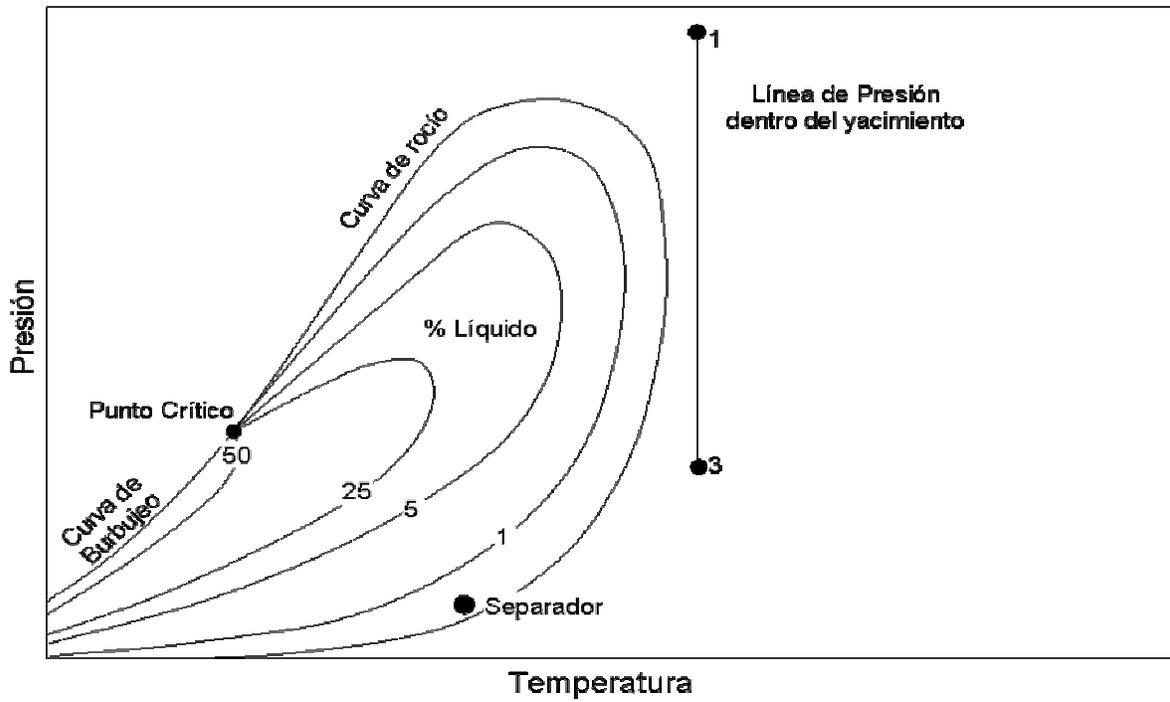


Fig. 3.4. Diagrama de fase típico de un gas húmedo, con línea de reducción de presión isotérmica y condiciones en el separador.

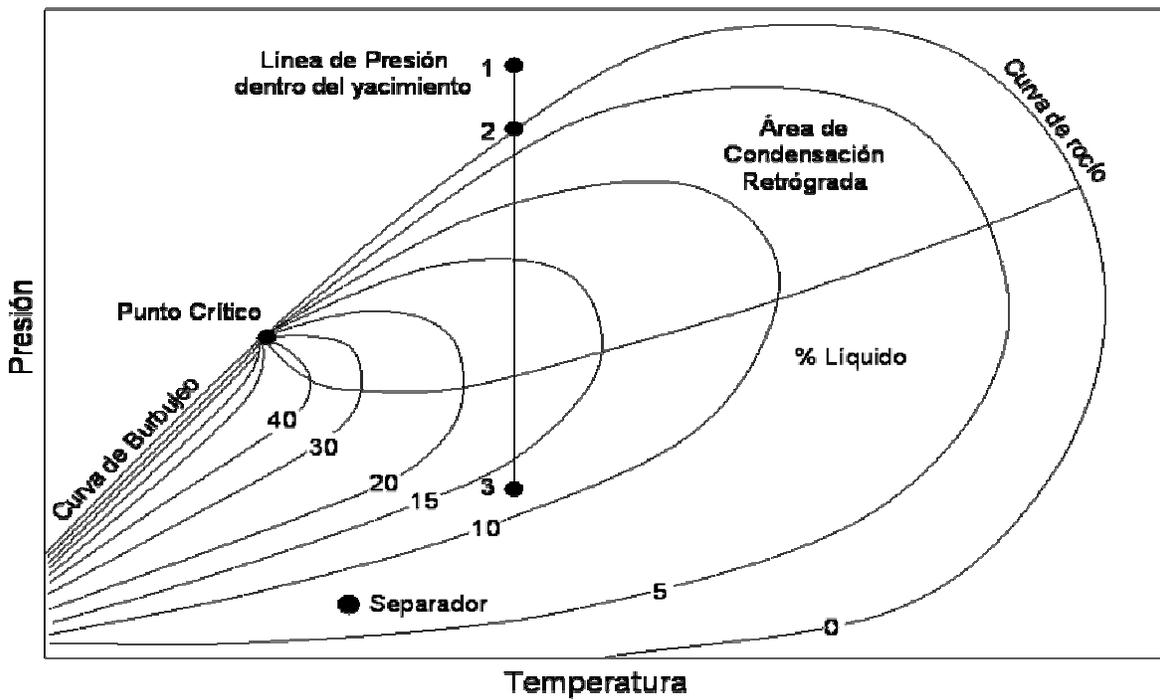


Fig. 3.5. Diagrama de fase típico de un gas retrogrado, con línea de reducción de presión isotérmica y condiciones en el separador.

3.2. Mecanismos de desplazamiento.^{5, 11}

3.2.1. Procesos de desplazamiento.

La recuperación del aceite se obtiene mediante un proceso de desplazamiento. El gradiente de presión obliga al aceite a fluir hacia los pozos, pero ese movimiento se verifica solamente si otro material llena el espacio desocupado por el aceite y mantiene, en dicho espacio, la presión requerida para continuar el movimiento de los fluidos. En cierto modo el aceite no fluye del yacimiento, sino que es expulsado mediante un proceso de desplazamiento, siendo los principales agentes desplazantes el gas y el agua. Los procesos de desplazamiento son:

1. Expansión de la roca y los fluidos.
2. Empuje por gas disuelto liberado.
3. Empuje por capa o casquete de gas.
4. Empuje por agua.
5. Desplazamiento por segregación gravitacional.
6. Combinación de empujes.

3.2.2. Expansión de la roca y los líquidos.

Este proceso de desplazamiento ocurre en los yacimientos bajosaturados, hasta que se alcanza la presión de saturación. La expulsión del aceite se debe a la expansión del sistema. El aceite, el agua congénita y la roca se expanden, desalojando hacia los pozos productores el aceite contenido en el yacimiento. Dada la baja compresibilidad del sistema, el ritmo de declinación de la presión con respecto a la extracción es muy pronunciado. La liberación del gas disuelto en el aceite ocurre en la tubería de producción, al nivel en que se obtiene la presión de saturación. La relación gas aceite producida permanece, por lo tanto, constante durante esta etapa de explotación, e igual a R_{si} . La saturación de aceite prácticamente no varía. La porosidad y la permeabilidad absoluta disminuyen ligeramente, así como la viscosidad del aceite. El factor de volumen del aceite aumenta también en forma muy ligera. Debido a estas circunstancias el índice de productividad permanece constante, esto es:

$$J = \frac{q_o}{\Delta p} = \frac{Ck_{ro}kh}{\mu_o B_o \ln \frac{r_e}{r_w}}$$

$$J = C \frac{k_o}{\mu_o B_o} = \text{cte}$$

3.2.3. Empuje por gas disuelto liberado.

Una vez iniciada en el yacimiento la liberación del gas disuelto en el aceite, al alcanzarse la presión de saturación, el mecanismo de desplazamiento del aceite se deberá, primordialmente, al empuje de gas disuelto liberado, ya que si bien es cierto que tanto el agua intersticial y la roca continuarán expandiéndose, su efecto resulta despreciable, puesto que la compresibilidad (o expansionabilidad) del gas es mucho mayor que la de los otros componentes de la formación. El gas liberado no fluye inicialmente hacia los pozos, sino que se acumula en forma de pequeñas burbujas aisladas, las cuales por motivo de la declinación de la presión, llegan a formar posteriormente una fase continua, que permitirá el flujo de gas hacia los pozos¹. La saturación de gas mínima para que ocurra flujo del mismo se denomina saturación de gas crítica. Durante esta etapa, en la que la saturación de gas es menor que la crítica, la relación gas-aceite producida disminuye ligeramente, ya que el gas disuelto en el aceite, que se libera, queda atrapado en el yacimiento². El gas liberado llena totalmente el espacio desocupado por el aceite producido. La saturación de aceite disminuirá constantemente, a causa de su producción y encogimiento por la liberación del gas disuelto; por lo tanto, mientras que la permeabilidad al aceite disminuye continuamente, la permeabilidad al gas aumentará. El gas fluirá más fácilmente que el aceite, debido a que es más ligero, menos viscoso y a que en su trayectoria se desplaza por la parte central de los poros (bajo condiciones equivalentes, su movilidad es mucho mayor que la del aceite). De esta manera la relación gas-aceite que fluye en el yacimiento aumentará constantemente y la relación gas-aceite producida en la superficie mostrará un progresivo incremento, hasta que la presión del yacimiento medida en la superficie disminuya, debido a que a presiones bajas, los volúmenes de gas en el yacimiento se aproximan a los volúmenes medidos en la superficie.

Debido a que este tipo de mecanismo se presenta generalmente en yacimientos cerrados, la producción de agua es muy pequeña o nula. Las recuperaciones por empuje de gas disuelto son casi siempre bajas, variando generalmente entre el 5 y el 20% del aceite contenido a la presión de saturación.

Cuando este mecanismo de desplazamiento ocurre en yacimientos que no presentan condiciones favorables de segregación, la recuperación es totalmente independiente del ritmo de extracción.

Se acostumbra representar gráficamente el comportamiento de los yacimientos indicando la variación de la presión y la relación gas-aceite contra la recuperación o la producción acumulativa. En la **Figura 3.6** se muestra diagramáticamente el comportamiento de un yacimiento productor bajo los dos mecanismos indicados.

3.2.4. Empuje por capa o casquete de gas.

El empuje por capa de gas consiste en una invasión progresiva de la zona de aceite por gas, acompañada por un desplazamiento direccional del aceite fuera de la zona de gas libre y hacia los pozos productores. Los requerimientos básicos son:

¹ También puede ocurrir flujo de la fase gaseosa discontinua, por separación parcial del gas ocluido, cuando la presión del gas excede a la del aceite que lo confina.

² $R = R_s$

1. Que la parte superior del yacimiento contenga una alta saturación de gas.
2. Que exista un continuo crecimiento o agrandamiento de la zona ocupada por el casquete de gas.
3. Que la relación k_V/k_H sea favorable.
4. Que el potencial de flujo hacia la parte superior del yacimiento sea mayor que el existente hacia el pozo.
5. Que exista un espesor y echado grande del yacimiento.

La zona de gas libre requerida puede presentarse de tres maneras:

- a) Existir inicialmente en el yacimiento como casquete.
- b) Bajo ciertas condiciones, puede formarse por la acumulación de gas liberado por el aceite al abatirse la presión del yacimiento, a consecuencia de la segregación gravitacional.
- c) La capa de gas puede crearse artificialmente por la inyección de gas en la parte superior del yacimiento, si existen condiciones favorables para su segregación.

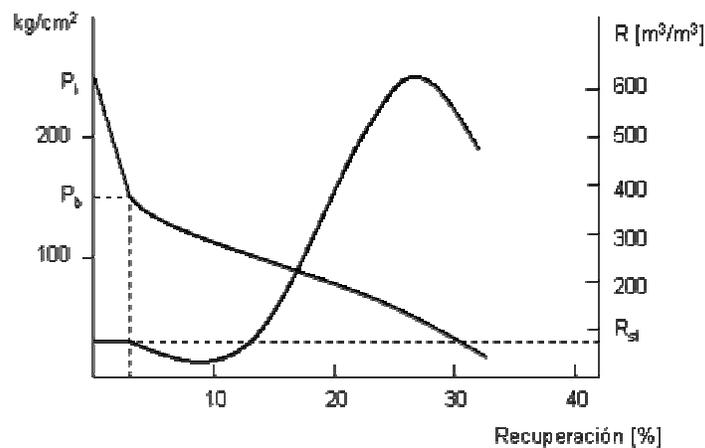


Fig. 3.6. Curvas de variación de la presión y relación de gas-aceite instantánea, para un yacimiento productor por expansión del sistema y por empuje de gas disuelto liberado.

El mecanismo por el cual el aceite se recupera bajo este proceso, se entiende fácilmente considerando primero la naturaleza del desplazamiento cuando la presión del yacimiento se mantiene constante por inyección de gas, y analizando a continuación las diferencias que surgen cuando se permite la declinación de la presión en el yacimiento. Es obvio que si la presión del yacimiento se mantienen en su valor original, el gas inyectado no tiene acceso a la zona de aceite, excepto atrás o en el frente de avance del gas libre, y por lo tanto la parte inferior de la estructura conserva sus condiciones originales de saturación de aceite, hasta que se invade por el gas inyectado. La producción de aceite proviene de los pozos localizados en la zona de aceite, pero el aceite producido es reemplazado por el que se mueve adelante del frente de gas. En esta forma el proceso obliga al aceite a moverse hacia la parte inferior del yacimiento.

La ventaja de este mecanismo consiste en que propicia, mediante una adecuada localización y terminación de los pozos, la obtención de producciones de aceite de la sección del yacimiento que no contiene gas libre, reteniéndose, en la parte superior del yacimiento, el gas libre que se utiliza para desplazar el aceite.

Sin inyección de gas, el empuje por capa de gas tendrá lugar en virtud de la expansión del gas del casquete, debida a la declinación de la presión. Si el volumen de gas libre inicialmente presente en el yacimiento es grande, comparado con el volumen total original de aceite, y si no se produce gas libre durante la explotación, la declinación de presión requerida para la invasión total de la zona de aceite por el casquete de gas será ligera y el comportamiento del yacimiento se aproximará al obtenido con inyección de gas. Si por otra parte el volumen de la capa de gas es relativamente pequeño, la presión del yacimiento declinará a mayor ritmo, permitiendo la liberación del gas disuelto y el desarrollo de una saturación de gas libre en la zona de aceite. Cuando la saturación de gas libre forme una fase continua, su exclusión de los pozos productores será imposible y el mecanismo de desplazamiento se aproximará al de empuje por gas disuelto. En yacimientos fracturados la saturación de aceite residual en la zona de gas generalmente es menor que la presente en la zona de agua.

Las recuperaciones en yacimientos con capa de gas varían normalmente del 20 al 60 % del aceite contenido originalmente, pero si existen condiciones favorables de segregación se pueden obtener recuperaciones del orden del 70% o más.

3.2.5. Empuje por agua.

El desplazamiento por invasión de agua es en muchos sentidos similar al del casquete de gas. El desplazamiento de los hidrocarburos tiene lugar en este caso atrás y en la interfase agua-aceite móvil. En este proceso el agua invade y desplaza al aceite, progresivamente, desde las fronteras exteriores del yacimiento hacia los pozos productores. Si la magnitud del empuje hidráulico es lo suficientemente fuerte para mantener la presión del yacimiento o permitir sólo un ligero abatimiento de ella, entonces el aceite será casi totalmente recuperado por desplazamiento con agua, puesto que no habrá liberación de gas en solución o dicha liberación será pequeña y asimismo el desplazamiento que ocasione.

Los requerimientos básicos para este proceso son:

- En primer lugar una fuente adecuada que suministre agua en forma constante y suficiente al yacimiento.
- En segundo término una presión diferencial entre la zona de aceite (yacimiento) y la zona de agua (acuífero), que induzca y mantenga la invasión. El empuje hidráulico puede ser natural o artificial. Para que se presente en forma natural debe existir, junto a la zona productora, un gran volumen de agua en la misma formación, sin barreras entre el aceite y el agua, y la permeabilidad de la formación facilitar su filtración adecuada.

La formación acuífera puede algunas veces alcanzar la superficie. En este caso la fuente del agua de invasión podrá disponerse a través de la entrada de agua superficial por el afloramiento. Esta condición no es muy común. Generalmente la invasión de agua tiene lugar por la expansión de la roca y el agua en el acuífero, como resultado de la declinación de presión transmitida desde el yacimiento. Debido a que las compresibilidades de la roca y el agua son muy pequeñas, un empuje hidráulico regular requerirá de un acuífero extenso y grande, miles de veces mayor que el yacimiento.

Tan pronto como el agua invade una sección de la zona de aceite y desplaza algo de él, la saturación de agua aumenta, la formación adquiere e incrementa su permeabilidad al agua y ésta tiende a fluir junto con el aceite.

Como agente desplazante el agua tiene una ventaja sobre el gas, ya que debido a su menor movilidad (mayor viscosidad), un volumen dado de agua introducido en el espacio poroso desalojará más aceite que el mismo volumen de gas y se acumulará también en mayor grado, mostrando menos tendencia que el gas a fluir a través del aceite.

Después que la interfase o contacto agua-aceite alcanza un pozo, su producción de agua aumenta progresivamente. El proceso se termina al abandonar el yacimiento cuando se invaden los pozos superiores y su producción disminuye a un nivel tal que la recuperación deja de ser costeaable.

En la mayoría de los yacimientos agotados por empuje de agua, la presión del yacimiento se conserva a un nivel relativamente alto cuando se abandona su explotación.

La relación gas-aceite producida en yacimientos con empuje hidráulico efectivo no sufre cambios substanciales, debido a que al mantenerse alta la presión, se evita la liberación del gas disuelto y su disipación en la producción; es más, se busca mantener dicha presión y tener sólo 2 fases.

Las recuperaciones varían normalmente entre el 35 y 75% del volumen original del aceite en el yacimiento. Las recuperaciones bajas corresponden a yacimientos heterogéneos o con aceite viscoso.

En yacimientos con empuje hidráulico la recuperación es sensible al ritmo de explotación. Si los gastos son altos el depresionamiento propiciará la liberación de gas y el desplazamiento con agua se efectuará en presencia de una fase gaseosa. En estas condiciones la saturación de aceite residual puede reducirse substancialmente. Esta reducción proporciona una recuperación de aceite mayor que la obtenida con la invasión de agua donde no existe una fase gaseosa. El desplazamiento con agua en una formación parcialmente saturada de gas da lugar al desarrollo de una zona de alta saturación de aceite (banco de aceite), formada adelante del agua de invasión. El banco de aceite desplaza parte de la fase de gas móvil inicial, dejando gas residual "atrapado" distribuido en los poros en forma de burbujas discontinuas o filamentos. El aceite es desplazado posteriormente por el agua, en presencia de la fase gaseosa inmóvil. En la **Figura 3.7** se presenta la secuencia del sistema de desplazamiento descrito.

Si se desea obtener la máxima recuperación, se deberá controlar el ritmo de producción, a fin de que el desplazamiento por agua se efectúe a la presión más conveniente.

En la **Figura 3.8** se muestra una comparación de los comportamientos de yacimientos de acuerdo al mecanismo de empuje operante.

3.2.6. Desplazamiento por segregación gravitacional.

La segregación gravitacional o drene por gravedad, puede clasificarse como un mecanismo de empuje; sin embargo, se considera más bien como una modificación de los demás. La segregación gravitacional es la tendencia del aceite, gas y agua a distribuirse en el yacimiento de acuerdo a sus densidades. El drene por gravedad puede participar activamente en la recuperación del aceite. Por ejemplo, en un yacimiento bajo condiciones favorables de segregación, gran parte del gas liberado fluirá a la parte superior del yacimiento, en vez de ser arrastrado hacia los pozos por la fuerza de presión, contribuyendo así a la formación y agrandamiento del casquete de gas y aumentando la eficiencia total del desplazamiento.

Los yacimientos presentan condiciones propicias a la segregación de sus fluidos, cuando poseen espesores considerables o alto relieve estructural, alta permeabilidad y cuando los gradientes de presión aplicados, no gobiernan totalmente el movimiento de los fluidos.

La recuperación en yacimientos donde existe segregación de gas y/o agua, es sensible al ritmo de producción. Mientras menores sean los gastos, menores serán los gradientes de presión y mayor la segregación. Si se establece en un yacimiento contra flujo de aceite y gas, se desarrollará una capa de gas y la relación gas-aceite producida mostrará una disminución. En la **Figura 3.9** se presenta diagramáticamente el efecto que se produce, en un yacimiento con y sin segregación, sobre su recuperación y su relación gas-aceite producida.

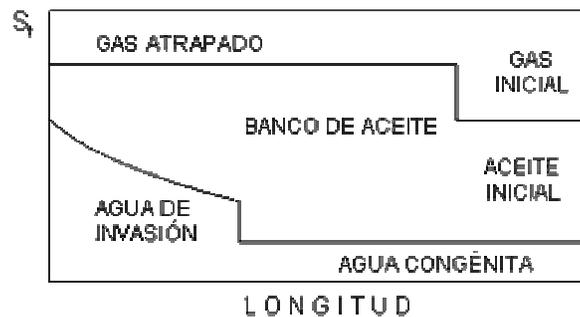


Fig. 3.7. Distribución de las saturaciones de fluidos en un sistema de desplazamiento de aceite con agua en presencia de una fase gaseosa.

La observación de la **Figura 3.10** permite analizar, en forma cualitativa, las trayectorias de las burbujas de gas liberado en un yacimiento, así como las fuerzas que actúan sobre las mismas.

Dichas fuerzas son: el peso de la burbuja de gas, el empuje debido a la diferencia de densidades entre el gas y el aceite, y la fuerza debida al gradiente de presión³.

³ Existen también las fuerzas viscosas, que se oponen al movimiento del elemento gaseoso considerado.

El gradiente de presión es menor entre mayor es la distancia al pozo productor. Así una burbuja como la mostrada en (1), cuyo diagrama de cuerpo libre se presenta en (A), tenderá a ascender, pero su movimiento predominante será hacia el pozo; sin embargo en una burbuja como la indicada en (4), cuyo diagrama de cuerpo libre se presenta en (B), la resultante de las fuerzas, tenderá a incorporarla al casquete, en vez de desplazarse hacia el pozo.

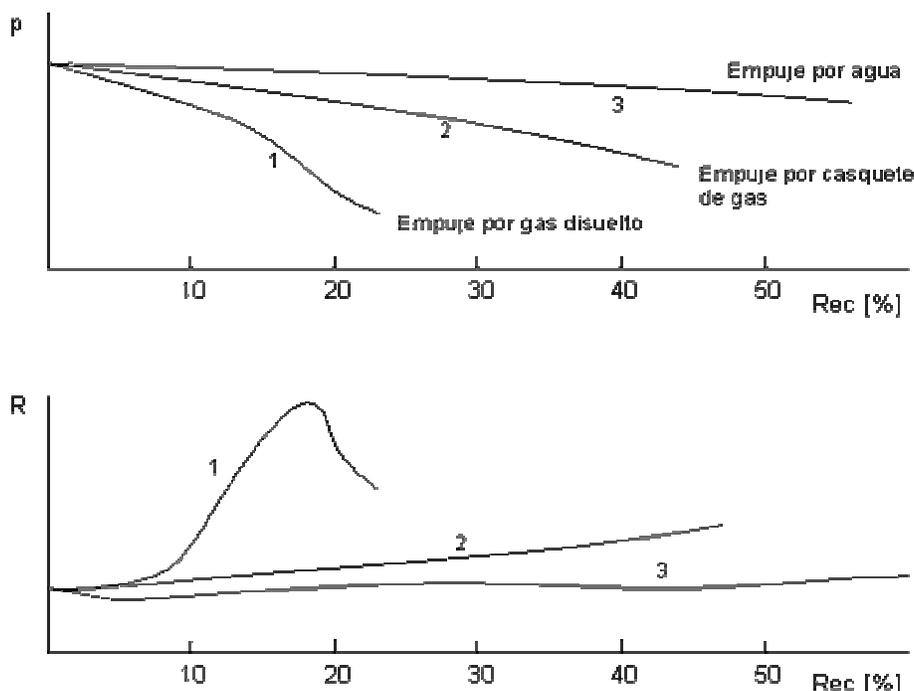


Fig. 3.8. Variaciones en las curvas de declinación de la presión y la relación gas-aceite producida, dependiendo del tipo de empuje del yacimiento.

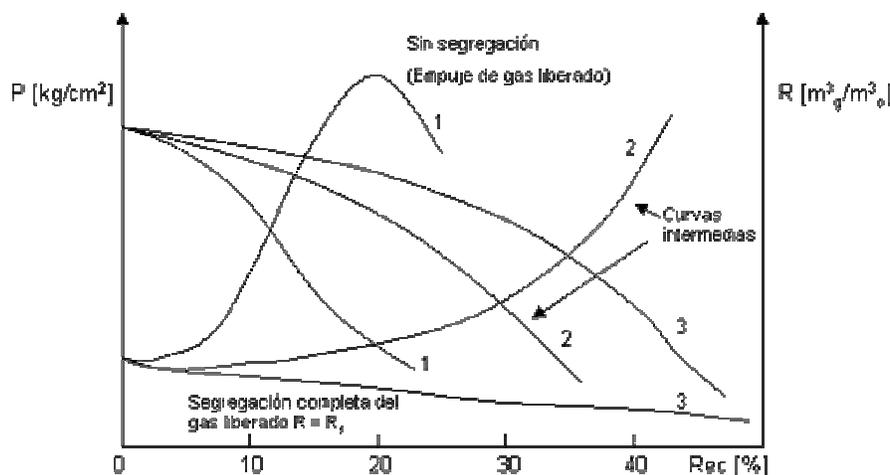


Fig. 3.9. Efecto de la segregación gravitacional en la recuperación total y en la relación gas-aceite instantánea.

3.2.7. Combinación de Empujes.

La mayoría de los yacimientos quedan sometidos durante su explotación a más de uno de los mecanismos de desplazamiento explicados anteriormente. Por ejemplo: un yacimiento grande puede comportarse inicialmente como productor por empuje de gas disuelto. Después de un corto periodo de producción, la capa de gas asociado actúa efectivamente y contribuye substancialmente a desplazar aceite. Posteriormente, después de una extensa extracción, la presión del yacimiento caerá lo suficiente como para establecer la entrada de agua del acuífero, de modo que el empuje por agua se presentará como parte importante del mecanismo de desplazamiento. Esto no quiere decir que un empuje cese y otro comience a actuar, sino que los diferentes mecanismos que actúen en el yacimiento van a sumarse contribuyendo a la producción.

3.3. Yacimientos Convencionales.^{3,7}

3.3.1. Definición

Las acumulaciones de aceite y gas ocurren en *trampas* bajo el suelo formadas por características estructurales y/o estratigráficas. Afortunadamente usualmente ocurren en las porciones más porosas y permeables de las capas, las cuales son principalmente arenas, arenisca, arcillas y dolomías, en las cavidades intergranulares, o en los espacios porosos causados por empalmes, fracturas y actividad de disolución. Un *yacimiento* es aquella porción de una trampa la cual contiene aceite y/o gas como un sistema hidráulicamente interconectado. Muchos yacimientos de hidrocarburos están conectados hidráulicamente a varios volúmenes de almacenamientos de agua llamados *acuíferos*. Muchos yacimientos están localizados en grandes cuencas sedimentarias y comparten un acuífero en común. En este caso la producción de fluido de un yacimiento causará que la presión decline en otros yacimientos por comunicación de fluidos a través del acuífero. En algunos casos toda la trampa esta llena con aceite o gas, y en este caso la trampa y el yacimiento son el mismo.

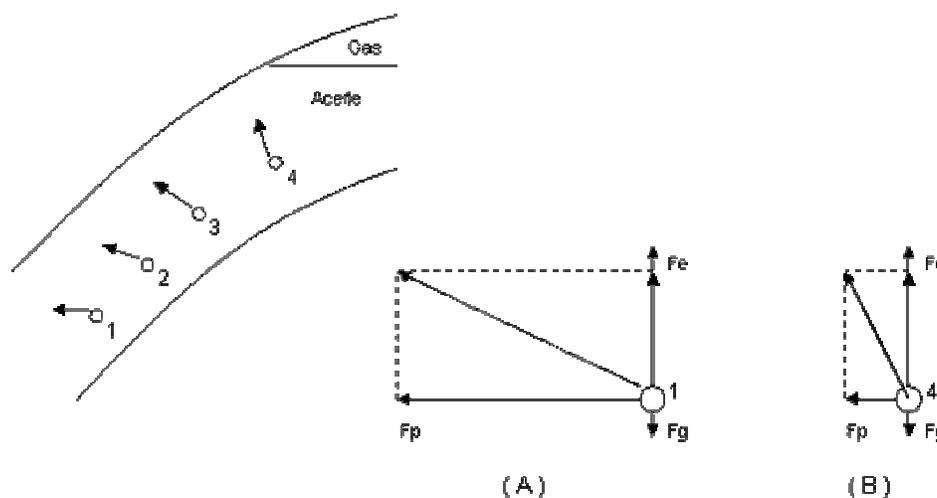


Fig. 3.10. Representación de las fuerzas que actúan sobre una burbuja de gas en un yacimiento.

Bajo condiciones iniciales del yacimiento, los hidrocarburos se encuentran en estado de una o dos fases. Una fase puede ser una fase líquida en la cual todo el gas presente se encuentra disuelto en el aceite. Hay, por lo tanto, tanto reservas de gas natural disuelto como reservas estimadas de aceite crudo. Por otro lado, una fase puede ser una fase gaseosa. Si hay hidrocarburos evaporados en la fase gaseosa que sean recuperables como líquidos de gas natural en la superficie, el yacimiento es llamado de gas y condensado, o gas y destilado (nombre viejo). En este caso hay tanto reservas de líquido asociado (condensado o destilado) como reservas de gas a estimar. Donde la acumulación es en un estado de dos fases, la fase gaseosa es llamada *casquete de gas* y la fase líquida subyacente, *zona de aceite*. En este caso habrá tres tipos de reservas a estimar: el gas libre o gas asociado, el gas disuelto y el aceite en la zona de aceite.

3.3.2. Reservas.

Aunque el volumen original de hidrocarburos es una cantidad fija, la cual es conocida como *fuelle*, las *reservas* dependen del método por el cual el yacimiento se produzca. En 1986 la Society of Petroleum Engineers (SPE) adoptó la siguiente definición de reservas:

Reservas son volúmenes estimados de aceite, condensado, gas natural, líquidos de gas natural, y sustancias asociadas comerciables anticipadas a ser comercialmente recuperables y comerciales desde una posterior fecha dada, bajo condiciones económicas existentes por prácticas de operación estables, y bajo regulaciones gubernamentales actuales.

La cantidad de reservas se calcula de datos geológicos y de ingeniería disponibles. El estimado es actualizado a lo largo de la vida productiva del yacimiento tanto como más datos disponibles se tengan.

3.3.3. Producción.

La producción inicial de hidrocarburos de yacimientos del subsuelo se realiza por el uso de energía natural del yacimiento y es referida como *producción primaria*. El aceite y el gas son desplazados a los pozos productores bajo producción primaria por los métodos de desplazamiento antes mencionados. Cuando no hay un acuífero y ningún fluido es inyectado al yacimiento, la recuperación de hidrocarburos es realizada principalmente por expansión de los fluidos; sin embargo, en el caso de aceite este puede ser materialmente ayudado por la segregación gravitacional. Cuando hay empuje de agua de un acuífero o cuando, en lugar de esto, el agua es inyectada en pozos seleccionados, la recuperación se realiza por los mecanismos de desplazamiento, los cuales pueden ayudarse otra vez por la segregación gravitacional. El gas es inyectado como un fluido desplazante para ayudar en la recuperación de aceite y también es usado en el gas cíclico para recuperar gas y condensados.

El uso de procesos de inyección de algún tipo de fluido (por ejemplo, gas natural, N₂, agua, etc.) se llama *operación de recuperación mejorada*. El propósito principal de estos procesos es mantener la presión del yacimiento. Así, el término *programa de mantenimiento de presión o recuperación secundaria*, también son usados.

Otros procesos de desplazamiento llamados procesos de recuperación terciaria han sido desarrollados para su aplicación en situaciones en las que los procesos de recuperación secundaria han sido ineficientes. Sin embargo, los mismos procesos también han sido considerados para aplicaciones a yacimientos cuando las técnicas de recuperación secundaria no fueron usadas debido a recuperación potencial baja. Para algunos yacimientos, es una ventaja comenzar un proceso secundario o terciario antes de que la producción primaria se termine. Para esos yacimientos, el término recuperación mejorada fue introducido y ha sido popular para referirse, en general, a cualquier proceso de recuperación que mejore la recuperación sobre la que la energía natural del yacimiento podría esperar rendir.

En muchos yacimientos varios mecanismos de recuperación pueden operar simultáneamente, pero generalmente uno u otro predomina. Durante la vida productiva de un yacimiento, el predominio puede pasar de un mecanismo a otro, naturalmente o debido a operaciones planeadas por los ingenieros. Por ejemplo, un yacimiento volumétrico (sin acuífero) puede producir inicialmente por expansión de fluidos. Cuando su presión cae fuertemente, se puede producir a los pozos principalmente por segregación gravitacional, el fluido es llevado a la superficie por bombas. Después, puede inyectarse agua en algunos pozos para conducir aceite adicional a otros pozos. En este caso, el ciclo de los mecanismos es expansión-segregación gravitacional-desplazamiento. Hay muchas alternativas en estos ciclos, y es el objeto de la ingeniería de yacimientos planear estos ciclos para maximizar la recuperación, usualmente en un tiempo mínimo.

3.4. Yacimientos Naturalmente Fracturados.^{1, 8, 16}

3.4.1. Definición.

Un yacimiento naturalmente fracturado es un yacimiento que contiene fracturas creadas naturalmente. Estas fracturas naturales pueden tener un efecto positivo o negativo en el flujo de fluidos. La mineralización puede tener o puede ocasionar fracturas abiertas o cementadas, un ejemplo de un efecto positivo es el flujo del aceite, pero un ejemplo negativo es el flujo del agua o gas debido a que ocasiona efectos de conificación. Todas las fracturas naturalmente mineralizadas pueden crear barreras permeables para todo tipo de flujo. Los efectos, finalmente, son función de la administración del yacimiento.

Los yacimientos naturalmente fracturados se pueden encontrar en casi todo tipo de rocas sedimentarias: calizas, dolomías y arenas; aunque no es de extrañarse la presencia de estos en lutitas y pedernales, así como en algunas rocas ígneas y metamórficas.

Por otra parte, un yacimiento “Naturalmente Fracturado” o de “Fracturas Naturales”, se caracteriza porque además de presentar una litología altamente heterogénea, manifiesta la propiedad denominada de “Doble Porosidad”. Por un lado, presenta porosidad primaria asociada a los bloques de la roca y, por otro, manifiesta porosidad secundaria, originada posteriormente a la depositación de los sedimentos y relacionada con la presencia de fracturas, fisuras, cavernas de disolución, etc. En la **Figura 3.11** se representa un modelo de fracturas y vórgulos reales y un modelo simple considerando bloques de roca separados que representan las fracturas.

3.4.2. Fractura natural

Las “Fracturas” se definen como superficies planas de discontinuidad, en donde la roca ha perdido cohesión y los procesos de deformación y alteración de la misma pueden ser ocupadas por fluidos.

Desde una perspectiva general se manejan diversos modelos para representar los medios fracturados. En el más simple se consideran bloques de roca, separados por planos de ancho variable, representando fracturas. En este modelo se considera que las fracturas tienen poca influencia sobre la porosidad de las formaciones y alta repercusión en la permeabilidad del sistema, así la capacidad de desplazamiento de fluidos está controlada por las fracturas, mientras los bloques de la matriz se relacionan con la capacidad de almacenamiento.

Los tipos de fracturas que pueden existir en los yacimientos son muy variados, se sabe que las fracturas por lo general son poco anchas, variando desde el grueso de un papel hasta 6 mm o más; las otras dimensiones de las fracturas, varían considerablemente. La existencia de fracturas se atribuye a tres causas principales:

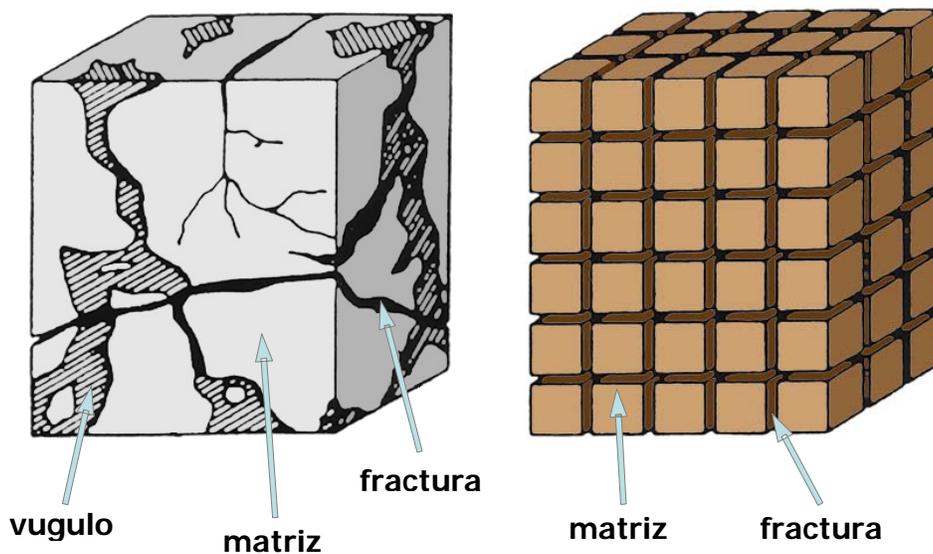


Fig. 3.11. Idealización de un medio poroso heterogéneo.

- a) El diastrofismo, como en el caso del afallamiento y los plegamientos, el afallamiento tiene a generar rompimientos a lo largo de la línea de la falla, lo cual a su vez produce una zona de esfuerzos que provocan las fracturas.
- b) La distribución del volumen de roca, como en el caso de las lutitas con la pérdida de agua o el enfriamiento de las rocas ígneas y desecación de las rocas sedimentarias.
- c) La erosión causada por la sobrecarga de toda la columna de rocas, que permite a las capas superiores expandirse, levantarse y provocar fracturas en las formaciones inferiores.

4. ANÁLISIS DE YACIMIENTOS.

4.1. Estimación Volumétrica.^{6,9}

Existen diferentes métodos volumétricos para estimar el volumen de hidrocarburos, en la tesis analizaremos tres de los más usados. Los métodos de isopacas y el de cimas y bases se utilizan para determinar el volumen de roca de un yacimiento. Con estos métodos y los valores correspondientes de saturaciones se puede obtener el volumen original de hidrocarburos, que es básico para toda actividad de la industria petrolera. Otra variante es el método de isohidrocarburos, con el cual se calcula en forma directa, sin determinar previamente el volumen de roca, dicho volumen original de hidrocarburos.

4.1.1. Cimas y Bases.

Este método tiene como base la configuración de mapas con curvas de igual profundidad tanto de las cimas como las bases de la formación, para cuya preparación es necesario disponer de planos con las localizaciones de todos los pozos que constituyen el campo en estudio. Por medio de registros geofísicos, se puede determinar la cima y la base de la formación productora para cada uno de los pozos.

En el plano de localización de los pozos se anotan en cada uno de ellos la profundidad de la cima y de la base de la formación correspondiente (**Tabla 4.1**) y se hace la configuración por interpolación o extrapolación, dependiendo de la experiencia del analista, de datos para tener curvas con valores cerrados (**Figura 4.1**).

Las áreas encerradas por las diferentes curvas se miden con la ayuda de un planímetro o usando fórmulas de integración numérica conocidas. Los valores encontrados se anotan en la **Tabla 4.2**, columna 2. En la misma tabla aparecen las áreas convertidas a dimensiones reales. En la **Figura 4.2** aparece una gráfica en cuyas ordenadas están las profundidades de las cimas y bases que fueron anotadas en la columna 1 de la **Tabla 4.2** y en las abscisas las áreas del terreno anotadas en las columnas 2 y 3 de la misma tabla.

Se determina el área delimitada por los perfiles de cimas y bases, tomando en cuenta el caso en que exista un contacto agua-aceite como en el ejemplo. El valor encontrado se multiplica por la escala de la gráfica para obtener de esta forma, el volumen bruto de roca, que al multiplicarse por la porosidad media de la formación y por la saturación media de hidrocarburos, da aproximadamente el volumen de hidrocarburos que se trata de conocer; si se conoce el factor de compacidad del yacimiento, el volumen de hidrocarburos deberá multiplicarse por este factor para obtener un valor más real, ya que de otra manera se estaría considerando que no existen intercalaciones compactas.

4.1.2. Isopacas.

Este método tiene como base la configuración de un mapa con curvas de igual espesor de formación; para cuya preparación se tiene que disponer de un plano con las localizaciones de todos los pozos que constituyen el campo en estudio. Se anota en cada uno de ellos el espesor de la formación y se hace la configuración por interpolación o extrapolación de datos para tener curvas con valores cerrados, tal como se observa en la **Figura 4.3** que es un plano de isopacas para un campo hipotético.

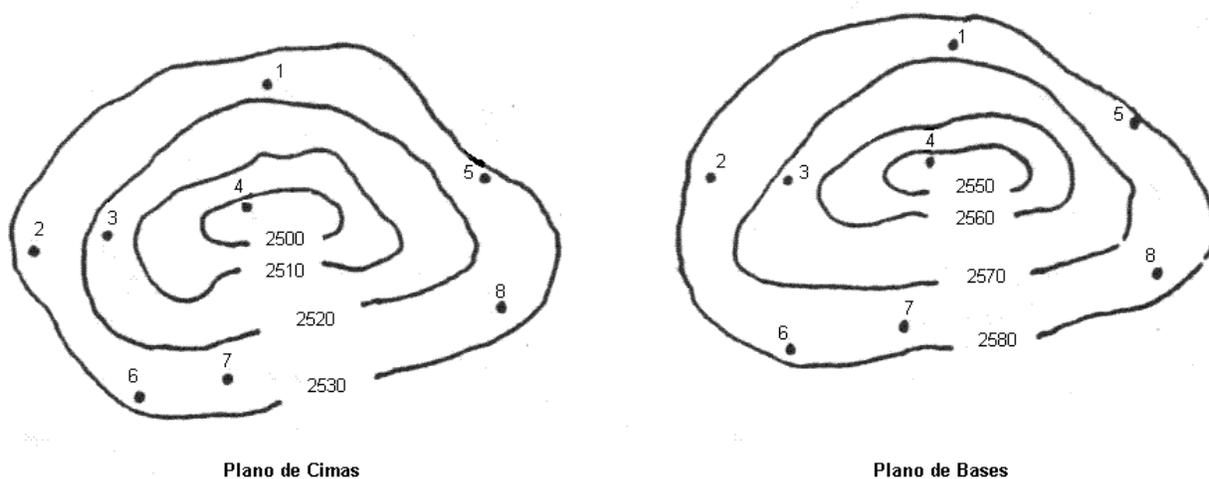


Fig. 4.1. Planos de Cimas y Bases.

Pozo No.	Profundidad de las Cimas (m.b.n.m.)	Profundidad de las Bases (m.b.n.m.)
1	2527	2576
2	2535	2576
3	2512	2557
4	2495	2548
5	2528	2575
6	2526	2575
7	2528	2571
8	2528	2576

Tabla 4.1

Profundidad (m.b.n.m.)	Área Plano (cm ²)	Curvas Cimas Real (10 ⁶ m ²)	Área Plano (cm ²)	Curvas Base Real (10 ⁶ m ²)
2500	60	0.150		
2510	600	1.500		
2520	1200	3.000		
2530	2400	6.000		
2550			40	0.100
2560			400	1.000
2570			1000	2.500
2580			2300	5.750

Tabla 4.2

Las áreas encerradas por las diferentes curvas se miden, sea con ayuda de un planímetro, sea usando fórmulas de integración numérica o por cualquier otro método conocido. Los valores encontrados se anotan en la **Tabla 4.3**, columna 2. En la misma tabla aparecen los espesores y las áreas convertidas a dimensiones reales.

En la **Figura 4.4** aparece una gráfica en cuyas ordenadas están los espesores de la formación que fueron anotados en la columna 1 de la Tabla 4.3 y en las abscisas las áreas del terreno anotadas en la columna 3 de la misma tabla.

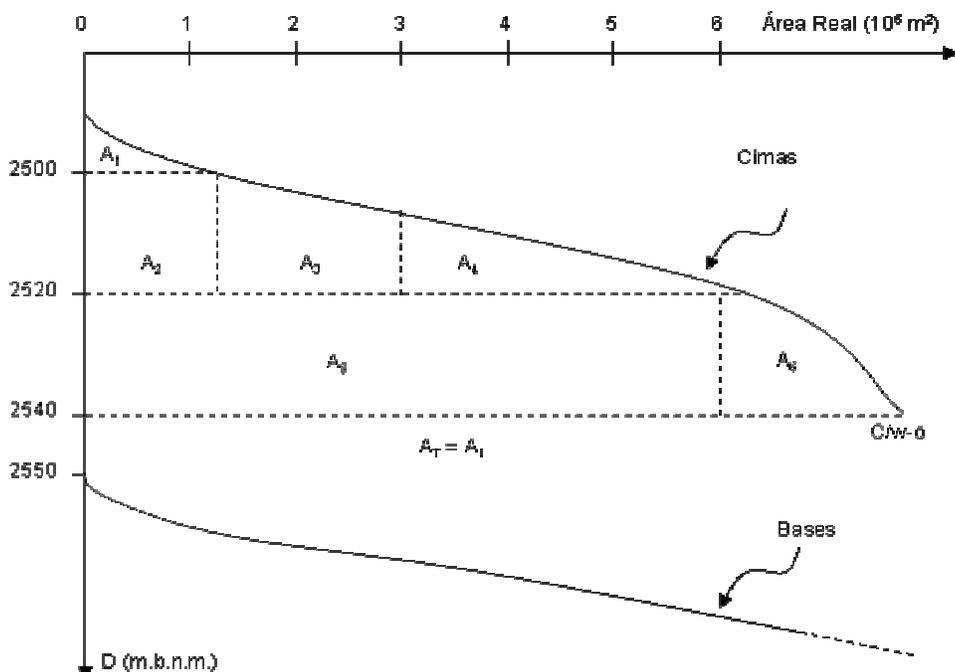


Fig. 4.2. Gráfica de profundidad de cimas y bases vs. áreas del terreno.

Se determina el área bajo la curva, Figura 4.4 entre los límites cero y área máxima. El valor encontrado se multiplica por la escala de la gráfica para obtener el volumen de roca que al multiplicarse por la porosidad media de la formación y por la saturación media de hidrocarburos da precisamente el volumen de hidrocarburos que se trata de conocer.

Para tener el volumen de hidrocarburos a condiciones atmosféricas, es necesario aplicar un factor de volumen de la fase líquida o gaseosa, según se trate de un líquido o de un gas.

(1) Espesor de la isopaca	(2) Área del plano [cm ²]	(3) Área del terreno en metros [10 ⁶ cm ²]
0	207.4	51.85
10	170.1	42.83
15	141.8	35.45
20	86.2	21.55
25	51.0	12.75
30	26.6	6.65
35	8.2	2.05
40	1.2	0.30

Tabla 4.3

4.1.3. Isohidrocarburos.

El método de isohidrocarburos tiene gran similitud con el de isopacas, pero proporciona resultados más exactos, aunque requiere mayor cantidad de información. También se parte de la construcción de un plano, en este caso de isohidrocarburos. Al igual que en el de isopacas, en cada uno de los pozos se anota el valor del índice de hidrocarburos obtenido a partir del análisis de registros eléctricos.

Índice de hidrocarburos de un pozo es el producto del espesor poroso de la formación por su porosidad y por la saturación de hidrocarburos en el mismo tramo analizado, es decir:

$$I_h = h * f * (1 - S_w)$$

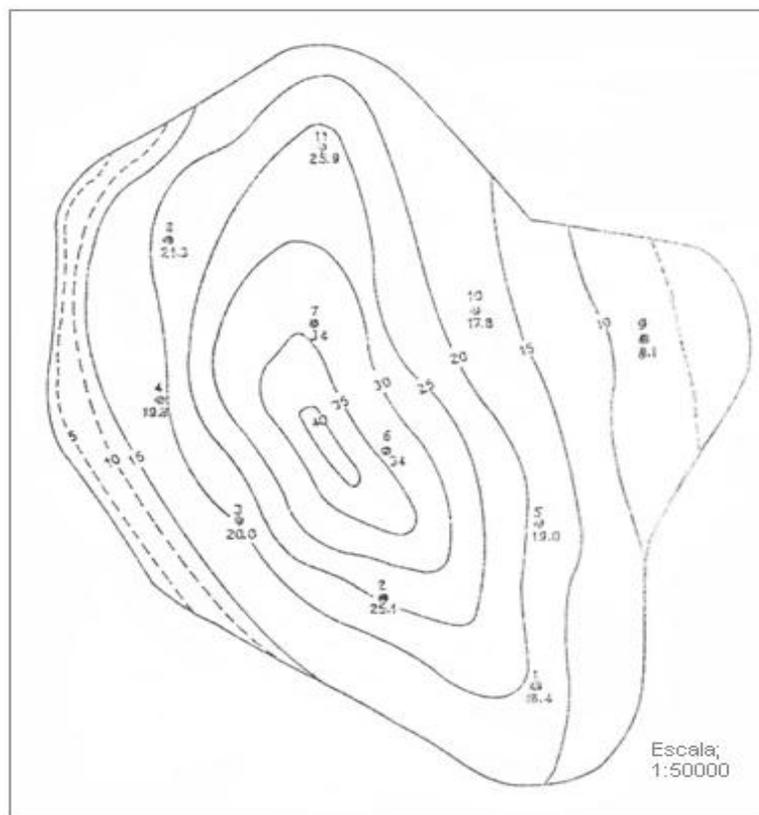


Fig. 4.3. Plano de Isopacas.

Físicamente el índice de hidrocarburos es una medida del volumen de hidrocarburos a condiciones del yacimiento, que existe en la roca proyectada sobre un metro cuadrado alrededor de un pozo.

Al hacer la configuración de Iso -índices de hidrocarburos, para abreviar “isohidrocarburos”, se obtendrá en cada punto de la superficie del terreno el volumen de hidrocarburos a condiciones del yacimiento en un metro cuadrado de terreno alrededor del punto. Al ponderar estos índices con las áreas respectivas se podrá obtener el volumen total de hidrocarburos en el yacimiento.

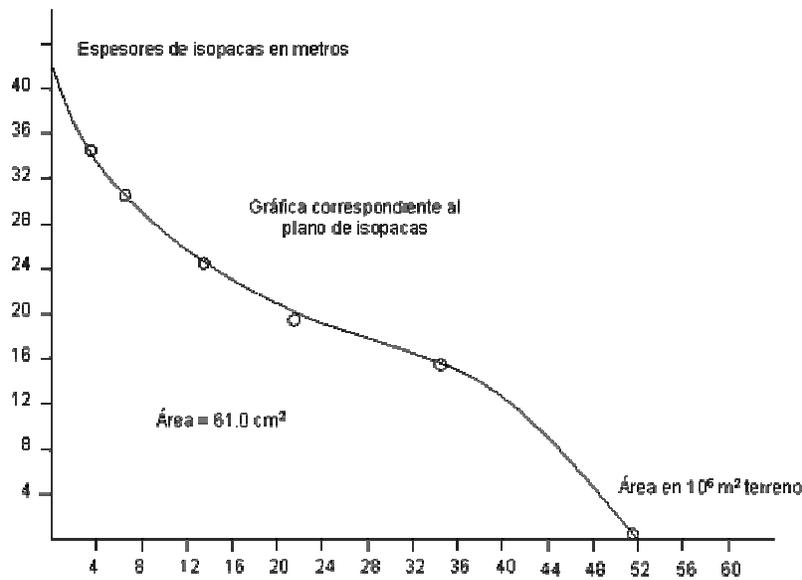


Fig. 4.4 Resultados gráficos del método de Isopacas.

Las ventajas que ofrece este método sobre el de isopacas son las siguientes:

1. Toma en cuenta la heterogeneidad del yacimiento en cuanto se refiere a porosidad, saturación de agua intersticial y espesor impregnado.
2. Permite visualizar de inmediato las áreas a desarrollar en los campos.
3. Permite delimitar los yacimientos por cualquiera de las causas siguiente:
 - a. Espesor tendiendo a cero (acuñamiento).
 - b. Saturación de agua intersticial tendiendo a 100%.
 - c. Porosidad tendiendo a cero.
 En cualquiera de estos casos el índice de hidrocarburos tiende a cero.
4. No es necesario determinar los valores medios de espesor, saturación de agua y porosidad.

4.2. Ecuación de Balance de Materia.³

La ecuación general de balance de materia, también llamada Modelo de Tanque o Modelo de Dimensión Cero, fue desarrollada por Schilthuis en 1936. Desde ese tiempo, el uso de las computadoras y sofisticados modelos multidimensionales han reemplazado la ecuación adimensional de Schilthuis. Sin embargo, la ecuación de Schilthuis, si se entiende completamente, puede proveer una buena visión para la práctica del ingeniero de yacimientos. Y, dependiendo de la cantidad de datos disponibles y la confiabilidad de los mismos, es la mejor alternativa.

4.2.1. Forma General de la EBM.

Cuando un yacimiento es puesto en producción, el aceite y gas contenido, y frecuentemente agua, son producidos. Esta producción de fluidos provoca una reducción en la presión dentro del yacimiento, causando que el aceite y gas remanentes sufran una expansión, rellenando los espacios desocupados por los fluidos removidos.



Fig. 4.5. Plano de Isohidrocarburos.

La ecuación general de balance de materia, EMB, esta basada en la ley de la conservación de la materia, la cual dicta que la cantidad de masa que sale del yacimiento, a condiciones de yacimiento, es la misma cantidad de masa a condiciones de superficie. Sin embargo, su análisis consiste en un balance volumétrico, el cual establece que la expansión de los fluidos y la formación del yacimiento y la entrada neta de agua es igual a la producción de fluidos.

La ecuación general de balance materia contempla:

- Expansión del aceite con su gas disuelto.
- Expansión del gas libre inicial.
- Expansión de la formación y del agua inicial del yacimiento.
- Entrada de agua
- Volúmenes de aceite, gas y agua producidos.

$$\begin{aligned}
 & \underbrace{N(B_t - B_{ti})}_A + \underbrace{\frac{NmB_{ti}}{B_{gi}}(B_g - B_{gi})}_B + \underbrace{(1+m)NB_{ti} \left[\frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right]}_C \Delta \bar{p} + \underbrace{W}_D \\
 & = N_p \underbrace{\left[B_t + (R_p - R_{si})B_g \right]}_E + \underbrace{B_w W_p}_F
 \end{aligned} \tag{4.1}$$

donde,

$$m = \frac{GB_{gi}}{NB_{ti}}$$

$$B_{ti} = B_{oi}$$

$$B_t = B_o + B_g (R_{si} - R_s)$$

Donde los símbolos significan:

N	Volumen original de aceite
B_{oi}	Factor de volumen inicial del aceite
N_p	Aceite producido acumulado
B_o	Factor de volumen del aceite
G	Volumen original del casquete de gas
B_{gi}	Factor de volumen inicial del gas
G_f	Cantidad de gas libre
R_{si}	Relación de solubilidad inicial
R_p	Relación gas – aceite producidos
R_s	Relación de solubilidad
B_g	Factor de volumen del gas
W	Volumen inicial de agua
W_p	Volumen de agua producida
B_w	Factor de volumen del agua
W_e	Volumen de entrada de agua
c_w	Compresibilidad del agua
$\Delta \bar{p}$	Cambio en la presión promedio del yacimiento
S_{wi}	Saturación inicial de agua
V_f	Volumen inicial del espacio poroso
c_f	Compresibilidad isotérmica de la formación

Cada término de lado izquierdo de la ecuación (4.1) cuenta para un mecanismo de expulsión de fluidos, así:

- A:** Expansión de la zona de aceite.
- B:** Expansión de la zona de gas.
- C:** Cambio del volumen de espacio vacío. Expansión de la formación y del agua atrapada.
- D:** Flujo de agua ocurrido en el yacimiento.

En el lado derecho de la misma ecuación se tiene:

- E:** Producción de aceite y gas.
- F:** Producción de agua.

La EBM, por muchos años, ha sido empleada principalmente para:

1. Determinar el volumen original de hidrocarburos
2. Calcular la entrada de agua
3. Hacer pronósticos de presión y producción del yacimiento.
4. Evaluar alternativas de Recuperación Mejorada

4.2.2 EBM para yacimientos de aceite bajosaturado.

Cuando no hay gas libre inicial, como en un yacimiento de aceite bajosaturado, $m = 0$ y la **Ecuación (4.1)** se reduce a:

$$N(B_t - B_{ti}) + NB_{ti} \left[\frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta \bar{p} + W_e = N_p [B_t + (R_p - R_{si}) B_g] + B_w W_p \tag{4.2}$$

Considerando que:

- Se denomina yacimientos de volumen constante o volumétricos a aquellos en los que se desprecia el cambio en la porosidad de las rocas con el cambio de la presión interna de los fluidos y el empuje de agua es cero o despreciable.
- Si el yacimiento de aceite es inicialmente bajosaturado, entonces contienen inicialmente solo agua y aceite, con gas en solución.
- La solubilidad del gas en agua es generalmente muy baja y es considerada despreciable.
- Debido a que la producción de agua de yacimientos volumétricos es generalmente pequeña o escasa, se considerará cero.
- De presiones iniciales abajo del punto de burbuja, el volumen de aceite permanece como constante; y el aceite es producido por expansión de los líquidos.

Tomando en cuenta las suposiciones anteriores la ecuación se reduce a:

$$N(B_t - B_{ti}) = N_p [B_t + (R_p - R_{soi}) B_g] \tag{4.3}$$

Mientras la presión del yacimiento se mantiene arriba de la presión de punto de burbuja y el aceite permanece bajosaturado, solo líquido existirá en el yacimiento. Cualquier gas que es producido en la superficie será gas que sale de solución al momento que el aceite se mueve a través del pozo y a lo largo de las instalaciones superficiales. Todo este gas será gas que estaba en solución a condiciones de yacimiento. Así, durante este periodo, R_p será igual a R_{so} y R_{so} será igual a R_{soi} , y la relación gas disuelto-aceite permanecerá constante. La ecuación de balance de materia será:

$$N(B_t - B_{ti}) = N_p B_t \tag{4.4}$$

Esta puede ser reacomodada para producir el factor de recuperación, Rec , como:

$$Rec = \frac{N_p}{N} = \frac{B_t - B_{ti}}{B_t} \tag{4.5}$$

El factor de recuperación generalmente se expresa como una fracción del volumen de aceite inicial.

La fase de gas libre no necesariamente sube para formar un casquete de gas artificial, y las ecuaciones son las mismas si el gas libre permanece distribuido a lo largo del yacimiento como burbujas aisladas. La ecuación (4.3) puede reacomodarse para obtener N y el factor de recuperación, Rec , para cualquier yacimiento bajosaturado debajo de la presión de punto de burbujeo.

$$N = \frac{N_p [B_t + (R_p - R_{soi})B_g]}{B_t - B_{ti}} \tag{4.6}$$

$$Rec = \frac{N_p}{N} = \frac{B_t - B_{ti}}{B_t + (R_p - R_{soi})B_g} \tag{4.7}$$

La relación gas-aceite neto producido acumulado, R_p , es el cociente de todo el gas producido del yacimiento, G_p , y todo el aceite producido, N_p . En algunos yacimientos, algo del gas producido es regresado al mismo yacimiento, así el gas neto producido solo es aquel que no es regresado al yacimiento. Cuando todo el gas producido es regresado al yacimiento, R_p es cero.

Un análisis de la ecuación (4.7) indica que todos los términos excepto la relación gas-aceite producido, R_p , son funciones de la presión y son las propiedades de los fluidos del yacimiento. Debido a que la naturaleza de los fluidos es fija, se establece que el factor de recuperación es fijo por las propiedades PVT de los fluidos del yacimiento y la relación gas-aceite producido. Desde que la relación gas-aceite producido afecta en el denominador de la ecuación (4.7), grandes relaciones gas-aceite producido dan bajas recuperaciones y viceversa.

4.2.3. EBM para yacimiento de aceite saturado.

La ecuación (4.1) puede también ser aplicada a yacimientos con casquete de gas formados debido a la segregación gravitacional del aceite y la fase de gas libre debajo del punto de burbujeo, o la inyección de gas, usualmente en porciones estructurales más altas del yacimiento. Cuando hay un casquete inicial (por ejemplo, el yacimiento es inicialmente saturado), hay una energía de expansión del líquido despreciable. Sin embargo, la energía almacenada en el gas disuelto es sustituida por aquella en el casquete, y no es de sorprender que las recuperaciones de yacimientos con casquete sean generalmente más altas que de aquellos sin casquete, otras cosas permanecen iguales. En los empujes por casquete, como proceso de producción y declinación de la presión del yacimiento, la expansión del gas desplaza al aceite hacia abajo y a los pozos. Este fenómeno se observa en el aumento de las relaciones gas-aceite en pozos sucesivos bajos. Al mismo tiempo, por virtud de su expansión, el casquete retarda la declinación de la presión y además la liberación del gas en solución dentro de la zona de aceite, así mejora la recuperación debido a la reducción de las relaciones gas-aceite producido de los pozos. Este mecanismo es mas efectivo en yacimientos de marcado relieve estructural, los cuales introducen un componente vertical al flujo del fluido por el que la segregación gravitacional del aceite y del gas libre en las arenas puede ocurrir.

La ecuación (4.1) es la ecuación general de balance de materia de Schiltois, que puede ser aplicada a un yacimiento de aceite saturado con un casquete de gas asociado y con entrada de agua. Reacomodando sus términos y resolviendo para N, el volumen de aceite original:

$$N = \frac{N_p [B_t + (R_p - R_{soi}) B_g] - W_e + B_w W_p}{B_t - B_{ti} + \frac{m B_{ti}}{B_{gi}} (B_g - B_{gi}) + (1 + m) B_{ti} \left[\frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta \bar{p}} \quad (4.8)$$

Si el término de expansión debido a las compresibilidades de la formación y del agua pueden ser despreciados, como usualmente están en yacimientos saturados, la ecuación anterior se transforma en:

$$N = \frac{N_p [B_t + (R_p - R_{soi}) B_g] - W_e + B_w W_p}{B_t - B_{ti} + \frac{m B_{ti}}{B_{gi}} (B_g - B_{gi})} \quad (4.9)$$

La ecuación anterior es usada para el cálculo del volumen original de aceite para un yacimiento con entrada de agua y casquete de gas inicial.

4.2.4. EBM para yacimientos de gas seco.

El fluido de este yacimiento, usualmente llamado gas natural, en un yacimiento de gas de una sola fase permanece como gas no asociado durante toda la vida de producción del yacimiento. Este tipo de yacimientos es frecuentemente llamado yacimiento de gas seco debido a que no se forman condensados en el yacimiento durante toda su vida productiva. Sin embargo, esto no imposibilita la producción de condensado, debido a que la presión y temperatura en el pozo productor y en la superficie puede ser significativamente diferentes de la presión y temperatura del yacimiento. Este cambio de condiciones puede generar algunos componentes en la producción de gas a condensado y producirlo como líquido. La cantidad de condensados es función de no solo la presión y la temperatura sino también de la composición del gas natural, la cual típicamente consiste primariamente de metano y etano. La tendencia para formar condensados en la superficie aumenta tanto como la concentración de componentes pesados aumenta en el fluido del yacimiento.

La ecuación general de balance de materia para yacimientos de gas se deriva de la ecuación (4.1); recordando que $N_p R_p = G_p$ y que $N m B_{ti} = G B_{gi}$. Sustituyendo estos términos en la ecuación (4.1).

$$\begin{aligned} N(B_t - B_{ti}) + G(B_g - B_{gi}) + (N B_{ti} + G B_{gi}) \left[\frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta \bar{p} + W_e \\ = N_p B_t + (G_p - N R_{si}) B_g + B_w W_p \end{aligned} \quad (4.10)$$

Cuando se tienen yacimientos de gas, no existe volumen de aceite en el yacimiento; por lo tanto, N y N_p son cero. Entonces, la ecuación de Balance de materia para gas es:

$$G(B_g - B_{gi}) + GB_{gi} \left[\frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta \bar{p} + W_e = G_p B_g + B_w W_p \quad (4.11)$$

Para la mayoría de los yacimientos de gas, el término de compresibilidad del gas es más grande que las compresibilidades de la formación y del agua, y el segundo término en el lado izquierdo de la ecuación anterior se hace despreciable, quedando:

$$G(B_g - B_{gi}) + W_e = G_p B_g + B_w W_p \quad (4.12)$$

Cuando las presiones del yacimiento son anormalmente altas, este término no es despreciable y no debería ser ignorado.

Cuando no hay ni agua de formación ni agua de producción de un yacimiento de interés, el yacimiento es llamado volumétrico. Para un yacimiento volumétrico de gas, la ecuación (4.12) se reduce a:

$$G(B_g - B_{gi}) = G_p B_g \quad (4.13)$$

Usando la ecuación para obtener el volumen del gas y sustituyendo expresiones para B_g y B_{gi} en la ecuación anterior, se obtiene lo siguiente:

$$G \left(\frac{p_{sc} z T}{T_{sc} p} \right) - G \left(\frac{p_{sc} z_i T_i}{T_{sc} p_i} \right) = G \left(\frac{p_{sc} z T}{T_{sc} p} \right) \quad (4.14)$$

Nótese que la producción es esencialmente un proceso isotérmico, así la ecuación se reduce a:

$$G \left(\frac{z}{p} \right) - G \left(\frac{z_i}{p_i} \right) = G \left(\frac{z}{p} \right) \quad (4.15)$$

Reordenando:

$$\frac{p}{z} = - \frac{p_i}{z_i G} G_p + \frac{p_i}{z_i} \quad (4.16)$$

Debido a que p_i , z_i y G son constantes para un yacimiento dado, la ecuación anterior sugiere que un gráfico de p/z como ordenada contra G_p como la abscisa produciría una línea recta con:

$$\text{pendiente} = - \frac{p_i}{z_i G}$$

$$\text{ordenada al origen} = \frac{p_i}{z_i}$$

Este gráfico se muestra en la **Figura 4.6**

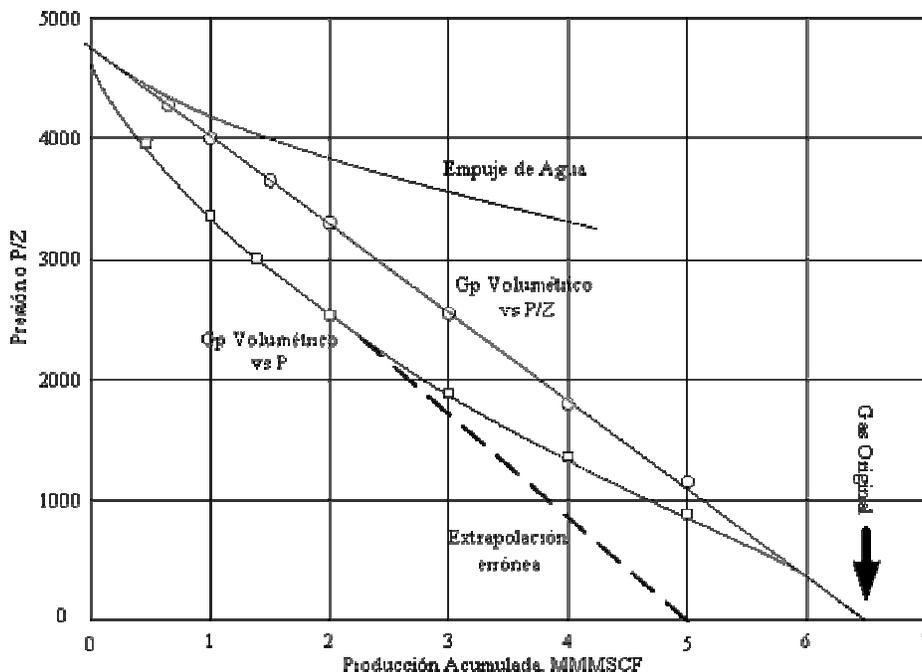


Fig. 4.6. Comparación de valores teóricos de p y p/z graficados contra la producción acumulada de un yacimiento volumétrico de gas.

Si p/z es igual a cero, la cual representaría la producción de todo el gas del yacimiento, la Gp correspondiente se iguala a G, el gas inicial. El gráfico puede ser también extrapolado a p/z igual a cero para encontrar la reserva inicial. Usualmente esta extrapolación requiere por lo menos tres años de declinación precisa de presión y datos de producción de gas.

La figura también contiene una curva de producción acumulada de gas Gp contra presión. Como se indica por la ecuación (4.16), esta es no lineal, y las extrapolaciones de los datos presión-producción pueden tener un error considerable.

La ecuación (4.16) puede ser usada gráficamente como se muestra en la Figura (4.6) para encontrar el volumen de gas inicial o las reservas para cualquier presión de abandono seleccionada.

En yacimientos con empuje de agua, la relación entre Gp y p/z no es lineal, como se puede ver en las ecuaciones (4.12) y (4.16). Debido a la influencia del agua, la presión cae con menor rapidez con la producción que bajo un control volumétrico, como se muestra en lo alto de la curva de la Figura (4.6). Consecuentemente, la técnica de extrapolación para yacimientos volumétricos no es aplicable. También, donde hay flujo de agua, el gas inicial calculado en etapas sucesivas de decremento, asumiendo que no hay flujo de agua, cambia a valores sucesivos muy altos, mientras que con yacimientos volumétricos los valores calculados de gas inicial deberían permanecer substancialmente constantes.

La ecuación (4.12) puede ser expresada en términos de un volumen de poro inicial, V_i , reconociendo que $V_i = GBg_i$ y usando $Bg = \frac{p_{sc} z T}{T_{sc} p}$, para Bg y Bg_i:

$$V_i \left[\frac{z_f TP_i V_i}{P_f Z_i T} - 1 \right] = \frac{Z_f TP_{sc} G_p}{P_f T_{sc}} + B_w W_p - W_e \quad (4.17)$$

Para yacimientos volumétricos, esta ecuación puede reducirse y arreglarse dando:

$$\frac{P_{sc} G_p}{T_{sc}} = \frac{P_i V_i}{z_i T} - \frac{P_f V_i}{z_f T} \quad (4.18)$$

4.2.5. EBM para yacimientos de gas y condensado.

El balance de materia para un yacimiento de gas y condensado es similar al balance de materia para un yacimiento de gas seco, excepto que algunos términos extra aparecen en la definición de variables.

Aunque la historia de producción bruta de gas de un yacimiento volumétrico sigue las pruebas de laboratorio más o menos de cerca, la división de la producción dentro del gas y líquido residuales se sigue con menor aproximación. Esto se debe a las diferencias en las etapas de decaimiento de varias porciones del yacimiento, y también a las diferencias entre las recuperaciones de líquido calculadas en las pruebas de laboratorio y la eficiencia actual de los separadores en la recuperación de líquido del fluido del campo.

Lo anterior se aplica solo a yacimientos de gas de una fase y condensado. Desafortunadamente, la mayoría de los yacimientos de gas retrogrado y condensado que han sido descubiertos se encuentran inicialmente en su presión de punto de condensación, en vez de sobre de él. Esto indica la presencia de una zona de aceite en contacto con el casquete de gas y condensado. La zona de aceite puede ser despreciablemente pequeña o conmensurada con el tamaño del casquete; o mucho más grande. La presencia de una pequeña zona de aceite afecta la exactitud de los cálculos basados en un estudio para una sola fase y es mas serio para una zona de aceite mayor. Cuando la zona de aceite es de un tamaño en todo el conmensurado con el casquete de gas, las dos deben ser tratadas juntas como un yacimiento de dos fases.

Muchos yacimientos de gas y condensado son producidos bajo un empuje total o parcial de agua. Cuando la presión del yacimiento se estabiliza o para de decaer, como ocurre en muchos yacimientos, la recuperación depende de los valores de presión de estabilización y la eficiencia con la cual el agua de invasión desplace al gas de la roca. La recuperación de líquido es mas baja para una condensación retrograda mayor, debido a que el líquido retrogrado es generalmente inmóvil y está atrapado junto con algún gas detrás del frente de agua de invasión. Esta situación se agrava por las variaciones en la permeabilidad debidas a que los pozos se empiezan a “ahogar” y son forzados a parar la producción antes de que el estrato menos permeable se agote. En muchos casos, la recuperación por empuje de agua es menor que por funcionamiento volumétrico.

Cuando hay ausencia o es despreciable una zona de aceite, la ecuación de balance de materia (4.12) puede ser aplicada a un yacimiento retrogrado bajo funcionamiento volumétrico por empuje de agua, justo como para un yacimiento de gas monofásico para el cual se desarrollo:

$$G(B_g - B_{gi}) + W_e = G_p B_g + B_w W_p \tag{4.12}$$

Esta ecuación puede ser usada para encontrar la entrada de agua, W_e , o el volumen de gas inicial, G . La ecuación contiene el factor de desviación z del gas en la presión mas baja. Este está incluido en el factor de volumen del gas, B_g , en la ecuación anterior. Debido a que este factor de desviación se aplica al gas y condensado remanente en el yacimiento, cuando la presión está debajo de la presión del punto de condensación en yacimientos retrógrados, es un factor de desviación de gas de dos fases. El volumen actual en la ecuación (2.21) incluye el volumen del gas y del líquido, y el volumen ideal es calculado del total de moles de gas y líquido, asumiendo comportamiento ideal del gas. Para funcionamiento volumétrico, este factor de desviación de las dos fases puede ser obtenido de algunos datos de laboratorio y usando la ley del gas ideal. Cuando los datos de laboratorio no han sido obtenidos, los factores de desviación del gas inicial del yacimiento pueden ser usados para aproximar aquellos de los fluidos remanentes del yacimiento. Esas son las mejores mediciones en el laboratorio pero pueden ser obtenidos de la densidad inicial del gas o de la composición del flujo del pozo usando correlaciones pseudoreducidas.

4.3. Declinación.¹⁰

No hay nada más importante que el pronóstico de producción para determinar el valor del aceite y gas en los pozos. El otro punto que se aproxima en importancia es la estimación anual del pronóstico del precio.

Las curvas de declinación son los medios más comunes de pronósticos de producción. Tienen muchas ventajas (usan datos fáciles de obtener, son fáciles de trazar, generan resultados en tiempos base y son fáciles de analizar). También son uno de los métodos más viejos de predicción de reservas.

Las curvas de declinación son simplemente un trazado de gastos de producción contra tiempo en papel semilog, log-log o en escala especial. La más común es la semilog. Cuando el logaritmo de gastos de producción es trazado contra tiempo lineal, a menudo resulta una línea recta. Este fenómeno se refiere como “declinación exponencial” y es similar a la caída de un elemento radioactivo. La declinación exponencial también se usa como porcentaje de declinación constante debido a la terminología usada en 1900.

A menudo los datos no se trazaran como una línea recta sobre papel semi-log, sino por el contrario curvará o será cóncava ascendente. Esta situación, en la cual el gasto de declinación decrementa continuamente con el tiempo, puede ser usualmente modelada con una ecuación hiperbólica. En casos de este tipo, se dice que el pozo esta experimentando una “declinación hiperbólica”. Un caso especial de declinación hiperbólica es conocido como “declinación armónica”.

4.3.1. Declinación Exponencial.

La ecuación de una línea recta en papel semilog puede escribirse como:

$$q = q_i e^{-Dt} \tag{4.19}$$

Donde:

- q = gasto de producción en un tiempo t, vol/unidad de tiempo
- q_i = gasto de producción en un tiempo 0, vol/unidad de tiempo
- D = gasto de declinación nominal exponencial, 1/tiempo
- t = tiempo
- e = base de logaritmos naturales, (2.718....)

Cualquier sistema de unidades puede usarse debido a que el producto Dt es adimensional y q y q_i están expresados en las mismas unidades. La ecuación (4.19) puede “derivarse” estableciendo que el gasto de declinación a cualquier tiempo es proporcional al gasto de producción, pero no hay fundamentos teóricos para esta “derivación”.

4.3.1.1. Gastos de declinación nominal y efectivo.

La ecuación (4.19) define el gasto de declinación nominal (D). Tratando con datos de producción, se intuye pensar en términos de gasto de declinación “efectivo”. Por ejemplo, si se habla que un pozo produjo 100 BOPD hace un año y ahora produce 50 BOPD, naturalmente que el pozo declino en un gasto de 50% por año. Si un ingeniero dijera que la declinación fue de 69.3% ambas respuestas sería correctas, debido a que la declinación efectiva esta definida como:

$$D_e = \frac{q_i - q}{q_i} \tag{4.20}$$

Para un periodo de tiempo dado. La relación entre D y D_e puede definirse como sigue. Si se toma cierta t para un periodo de tiempo (un año, por ejemplo). Desde que q_i y q son las mismas para ambas definiciones de gasto de declinación se puede resolver la ecuación (4.19) y (4.20) para q y establecer la igualdad:

$$q = q_i e^{-D}$$

$$q_i e^{-D} = q_i - q_i D_e$$

(t se ha establecido como 1)
factor de salida, q_i

$$q_i e^{-D} = q_i (1 - D_e)$$

La declinación nominal como función de la declinación efectiva es:

$$D = -\ln(1 - D_e) \tag{4.21}$$

La declinación efectiva como función de la declinación nominal es:

$$D_e = 1 - e^{-D} \tag{4.22}$$

Una de las mayores razones para usar la declinación nominal tiene que ver con el cambio de las unidades de tiempo en el gasto de declinación. Con la declinación nominal, un gasto anual puede ser cambiado a mensual simplemente dividiendo entre 12; lo que no es posible con la declinación efectiva. Para convertir el gasto efectivo anual a mensual, debe tomarse la raíz veinteaava de $(1-D_e)$.

4.3.1.2. Producción acumulada.

En una evaluación propia de aceite, hay mayor interés en la cantidad de aceite producido cada año que el gasto a cualquier tiempo dado. Para determinar la producción de aceite acumulada (N_p) en cualquier tiempo, la ecuación (4.19) puede ser integrada respecto al tiempo.

La producción acumulada es la integral del gasto respecto al tiempo.

$$N_p = \int_0^t q dt$$

Substituyendo (4.19) en q:

$$N_p = \int_0^t q_i e^{-Dt} dt$$

Integrando

$$N_p = \frac{q_i}{-D} e^{-Dt} \Big|_0^t$$

Aplicando los límites:

$$N_p = \frac{q_i - q_i e^{-Dt}}{D}$$

Recordando que $q = q_i e^{-Dt}$:

$$N_p = \frac{q_i - q}{D} \tag{4.23}$$

Cualquier tipo de unidades puede ser usado mientras el tiempo se cancele.

4.3.2. Declinación Hiperbólica.

Datos que se trazan cóncavos ascendentes en papel semilog pueden ser modelados con una ecuación hiperbólica. La forma particular de la ecuación hiperbólica que es más usada para curvas de declinación es:

$$q = q_i (1 + bD_i t)^{-1/b} \tag{4.24}$$

Donde:

- q = gasto de producción en un tiempo t, vol/unidad de tiempo
- q_i = gasto de producción a un tiempo 0, vol/unidad de tiempo
- D_i = gasto de declinación nominal inicial (t=0), 1/tiempo
- b = exponente hiperbólico
- t = tiempo

Como en la declinación exponencial, cualquier tipo de unidades puede usarse mientras el producto D_it sea adimensional.

Valores generalmente aceptados de b están entre 0 y 1. Hay, sin embargo, casos donde los valores mayores de 1 pueden usarse para ajustar los datos. Cuando b es igual a cero, el pozo experimenta declinación exponencial. Cuando b = 1, la declinación es llamada “armónica”. Por lo tanto, es conveniente hablar de valores de b como si todos los pozos fueran hiperbólicos, con casos especiales de comportamiento exponencial y armónico. Cuando b aumenta, la vida del pozo y las reservas remanentes aumentan dramáticamente.

4.3.2.1. Gastos de declinación nominal y efectivo.

La cantidad D_i en la ecuación (4.24) es el gasto de declinación nominal inicial en un tiempo igual a 0. Por definición, el gasto de declinación cambia con el tiempo así D no es una constante grande como en una declinación exponencial.

Debido al cambio del ritmo de declinación hay dos posibles definiciones de gasto efectivo de declinación en la declinación hiperbólica.

Un método para definir al gasto de declinación efectivo es dibujar una tangente a la curva de producción en el tiempo 0. El gasto efectivo de declinación es calculado por la ecuación:

$$D_{ei} = \frac{q_i - q}{q_i} \tag{4.20}$$

Donde q_i y q están separadas por un periodo de tiempo (típicamente un año) y son leídas de la tangente a la curva de producción. Para calcular el gasto de declinación nominal (D_i) se usa la ecuación (4.21).

El otro método para definir el gasto de declinación efectivo es:

$$D_{ei} = \frac{q_i - q}{q_i} \tag{4.20}$$

Donde q_i y q son separados otra vez por un periodo de tiempo, pero, en este caso, ambos son leídos de la curva de producción. Para calcular el gasto de declinación nominal inicial de la declinación efectiva definida de esta forma, se usa la siguiente ecuación.

$$D_i = \frac{(1 - D_{ei})^{-b} - 1}{b} \tag{4.25}$$

Estas dos definiciones de D_{ei} pueden resultar en respuestas bastante diferentes para las reservas. Cuando se usan programas computacionales conservadores, es demasiado difícil determinar cual D debería ser usada.

4.3.2.2. Producción Acumulada.

Como con la declinación exponencial, la producción acumulada para la declinación hiperbólica puede ser determinada integrando la ecuación gasto-tiempo.

$$N_p = \int_0^t q \, dt$$

Substituyendo (4.24) por q :

$$N_p = \int_0^t q_i (1 + bD_i t)^{-\frac{1}{b}} dt$$

Integrando (con $b \neq 1$):

$$N_p = \frac{1}{-\frac{1}{b} + 1} \frac{q_i}{bD_i} (1 + bD_i t)^{-\frac{1}{b} + 1} \Bigg|_0^t$$

Simplificando:

$$N_p = \frac{b}{b-1} \frac{q_i}{bD_i} (1 + bD_i t)^{\frac{1-b}{b}} \Bigg|_0^t$$

aplicando los límites:

$$N_p = \frac{q_i}{(b-1)D_i} \left[(1 + bD_i t)^{\frac{1-b}{b}} - 1 \right]$$

substituyendo $q_i^b q_i^{1-b}$ para q_i :

$$N_p = \frac{q_i^b q_i^{1-b}}{(b-1)D_i} \left[(1 + bD_i t)^{\frac{1-b}{-b}} - 1 \right]$$

Moviendo q_i^{1-b} dentro de los corchetes:

$$N_p = \frac{q_i^b}{(b-1)D_i} \left[q_i^{1-b} (1 + bD_i t)^{\frac{1-b}{-b}} - q_i^{1-b} \right]$$

recordando que $a^x * b^x = (ab)^x$:

$$y a^{xy} = (a^x)^y$$

$$N_p = \frac{q_i^b}{(b-1)D_i} \left[\left\{ q_i (1 + bD_i t)^{\frac{-1}{b}} \right\}^{1-b} - q_i^{1-b} \right]$$

$$\text{Si } q = q_i (1 + bDt)^{\frac{-1}{b}} :$$

$$N_p = \frac{q_i^b}{(b-1)D_i} [q^{1-b} - q_i^{1-b}]$$

Multiplicando y dividiendo por -1 se llega a la ecuación para producción acumulada:

$$N_p = \frac{q_i^b}{(1-b)D_i} [q_i^{1-b} - q^{1-b}] \tag{4.26}$$

4.3.3. Declinación armónica

La ecuación (4.26) es válida para todos los valores de b excepto b = 1 (que incluye b = 0). Para declinación armónica (b = 1), la ecuación para producción acumulada es:

$$N_p = \frac{q_i}{D_i} \ln \frac{q_i}{q} \tag{4.27}$$

D_i es el gasto de declinación nominal inicial. Si las unidades de tiempo en q_i y D_i no son las mismas, entonces el resultado debe ser multiplicado por el factor apropiado para eliminar el tiempo de la respuesta.

Encontrar la producción anualmente para un pozo de declinación hiperbólica es un poco diferente que encontrarla para un pozo de declinación exponencial, es más fácil determinar la producción acumulada al final de cada año y después encontrar la producción anualmente por diferencias entre acumulaciones.

4.3.4. Análisis de curvas de declinación exponencial.

El objetivo de analizar curvas de declinación es procurar predecir la producción futura de un pozo. Para hacer esto se debe obtener q_i , D , y b como los datos efectivos del estudio. Para declinación exponencial, el proceso es bastante fácil. Para declinación hiperbólica, puede ser algo difícil.

4.3.4.1. Trazado de datos.

Normalmente, gastos de producción son trazados cada mes en gráficas de papel semilog. La escala para la producción puede ser de bls por mes o bls por día. No importa que escala se use, el gasto debería ser trazado como un punto en la mitad del mes. Hay una razón práctica y una teórica para hacer esto. Desde el punto de vista práctico, si un dato es trazado sobre la línea entre diciembre y enero, es imposible decir cual mes representa. Trazándolo en medio del mes, este problema se elimina. Desde el punto de vista teórico, se traza un punto en el cual se representa la producción promedio para el periodo. Se desearía que el punto de caída sobre la curva suave pasara por el dato que representa el gasto de producción instantánea en cualquier tiempo. Para la declinación exponencial el punto en el tiempo cuando el gasto promedio y el gasto instantáneo son iguales (t_x) pueden ser derivados como sigue.

Para unidades de q en bls/año y D en 1/año se desea calcular el tiempo (t_x) cuando:

$$\begin{aligned} \Delta N_p &= q \\ \frac{q_i(1 - e^{-D})}{D} &= q_i e^{-Dt_x} \\ q_i &\text{ se cancela} \\ e^{-Dt_x} &= \frac{1 - e^{-D}}{D} \\ t_x &= \frac{\ln\left(\frac{1 - e^{-D}}{D}\right)}{-D} \end{aligned} \tag{4.28}$$

Para un pozo de aceite, los datos de gas y agua a menudo son trazados como relación gas-aceite y relación aceite-agua, sin embargo algunas veces son trazados como gastos (MCFPD o BWPD). Para un pozo de gas, el dato de condensado puede ser trazado como relación gas-líquido (bl/MMSCF) o como un gasto de producción (BPD). Si el pozo es uno nunca visto, es sabio trazar los datos de muchas formas posibles. Esto a menudo destacará datos “boiler-housed”. Una RGA perfectamente constante para seis meses es a menudo una señal de que los datos han sido fabricados. En pozos donde el gas no esta siendo vendido, usar una RGA constate es bastante común. Datos de agua son a menudo muy sospechosos. Debido a que el agua no es usualmente vendida, no se desea gastar tiempo y dinero necesario para obtener buenos datos. Desafortunadamente, buenos datos de agua son requeridos para predecir el funcionamiento en yacimientos con empuje de agua o simplemente para el correcto balance de materia. Si el agua esta siendo acarreada para su disposición, algunas veces es posible tener buenos datos de registros de menor costo.

4.3.4.2. Corrigiendo para tiempos muertos.

A menudo un pozo es bajo (no produce) para partes de un mes. Si el gasto de producción en barriles por mes está siendo trazado, el dato será bastante bajo. Una forma de remover el efecto de tiempo muerto es trazar los barriles por día. Esto generalmente suaviza hacia fuera a la curva bastante bien. Claro, a menos que se puedan corregir algunos registros de tiempo muerto. También, cuando se hace el pronóstico de producción de la curva de declinación trazada sobre una base de producción por día, se debe recordar que se está asumiendo un tiempo muerto de cero. La producción calculada anualmente debería reducirse por el tiempo muerto futuro anticipado.

4.3.4.3. Fluctuaciones “salvajes”.

A veces gráficas de ventas son reportadas en vez de gráficas de producción. En múltiples que están siendo arrastrados y están produciendo cerca de 1.5 camiones por mes, la “producción” a menudo se reporta en camiones, como 2, 1, 2, 1, 2, 1, etc. Esto conduce a una curva de declinación algo errática. Las fluctuaciones pueden ser a veces suaves trazando corridas promedio de 3 meses. En ese caso la producción trazada en cada mes (j) es:

$$q_j = \frac{q_{j-1} + q_j + q_{j+1}}{3} \tag{4.29}$$

Corridas promedio de cinco meses, y siete meses, etc. pueden también ser trazadas, pero no son recomendadas. Si se traza todos los datos como un punto es duro encontrar una única respuesta.

Si datos de más de un año de producción están disponibles, esto ayuda a trazar los datos en una base anual mejor que en una mensual. Si esto está hecho, los datos deben ser trazados cerca de la mitad del año.

4.3.4.4. Gráficas tiempo-gasto.

Con la declinación exponencial, después de que los datos son trazados en un papel semilog, se usa una regla para dibujar la mejor curva “calculada visualmente” sobre los datos. Es recomendable que esto se haga a mano en vez de una técnica de mínimos cuadrados debido a que puntos falsos pueden ser ignorados y el juicio puede ser aplicado. Cuando la línea es dibujada, dos puntos deberían de ser resaltados cerca de los extremos de la línea. Llamados (t₁, q₁) y (t₂, q₂). El gasto de declinaciones encontrado resolviendo la ecuación:

$$D = \frac{\ln\left(\frac{q_1}{q_2}\right)}{t_2 - t_1} \tag{4.30}$$

Las unidades de D son las mismas que las de t. Desde que se trata con la declinación normal, las unidades de D pueden cambiarse multiplicando por el factor de conversión apropiado.

Para encontrar q en una fecha efectiva, se lee este de la gráfica. O, si se desea calcular, se usa el punto (t_1, q_1) de arriba y calcular q de:

$$q_{\text{fecha efectiva}} = q_1 e^{-D(t_{\text{fecha efectiva}} - t_1)} \tag{4.31}$$

4.3.4.5. Gráficos de Gasto vs Producción Acumulada.

Reordenando la ecuación (4.23) se puede observar que un gráfico de gasto de producción contra producción acumulada generará una línea recta en papel normal para declinación exponencial. Esta puede ser derivada como sigue:

$$N_p = \frac{q_i - q}{D} \tag{4.23}$$

$$q = q_i - DN_p \tag{4.23a}$$

La ecuación (4.23a) es de la forma $y = mx + b$ donde:

$$\begin{aligned} b \text{ (ordenada al origen)} &= q_i \\ m \text{ (pendiente)} &= -D \end{aligned}$$

Una gráfica de gasto contra producción acumulada luciría así:

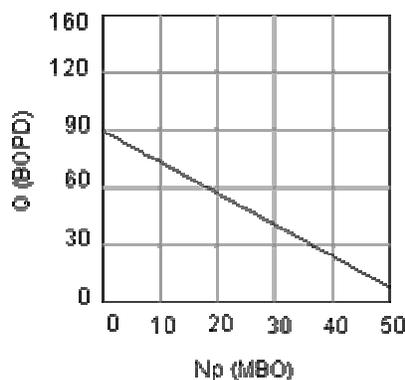


Fig. 4.7. Gráfico de gasto vs producción acumulada.

4.4. Simulación Numérica de Yacimientos.^{12, 16, 19}

Es imposible desarrollar las soluciones analíticas para muchos problemas. Las razones más comunes son la heterogeneidad y las formas irregulares de los yacimientos y la dependencia de las propiedades contra la presión en yacimientos de gran relieve estructural. Otra razón común, en cuanto a gases, está la no linealidad de las ecuaciones (las propiedades cambian con la presión). La simulación de yacimientos, un método viable para solucionar tales problemas, se ha convertido en el método estándar para solucionar problemas del flujo de yacimientos en campo, oficina y laboratorios.

La simulación de yacimientos se ha convertido en una herramienta común en la ingeniería de yacimientos. La simulación de yacimientos se utiliza para solucionar problemas de investigación, tales como análisis de EOR, pozos horizontales, y las técnicas de estimulación de pozos. Usos más comunes, sin embargo, están para pozos y yacimientos actuales. Desde finales de los 60's la tecnología y el hardware han avanzado enormemente, y el costo y la velocidad de simulación de yacimientos han mejorado dramáticamente.

El aspecto valioso de la simulación de yacimientos para los problemas del campo es la capacidad de hacer pronósticos de la producción. Un número de diversos casos simulados se comparan generalmente en la toma de decisión. Las localizaciones de perforación, los gastos de producción, los planes de inyección, etc., pueden variar de caso a caso.

Los datos del simulador se toman de la información disponible, tal como registros, análisis de núcleos, descripción geológica, datos de presión y producción. En muchos casos, el pozo o los pozos ya están en producción. En este caso, los períodos de producción pasados se simulan para un ajuste de historia. Los datos de entrada se deben ajustar generalmente al ajuste de la historia pasada. Este proceso de calibración proporciona un modelo más exacto para pronósticos del yacimiento.

A continuación se introduce el método de diferencias finitas como una alternativa a las soluciones analíticas. Este método generalmente es llamado simulación numérica de yacimientos.

4.4.1. Método de diferencias finitas para la ecuación de difusividad (1D)

Se puede comenzar con la ecuación de difusividad en una dimensión:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{\phi\mu c}{0.00633k} \frac{\partial p}{\partial t} \tag{4.24}$$

Esta se aplica, por supuesto, al flujo de un líquido con compresibilidad baja. Las unidades aplicables a esta ecuación son: p[psi], t[días], ϕ [frac], μ [cp], k[md], y con el factor de 0.00633 las unidades resultantes son [psi/ft²].

Para solucionar los problemas que implican esta ecuación, el método de las diferencias finitas puede ser utilizado. Esta ecuación es discretizada en la siguiente forma de diferencias finitas:

$$\frac{p_{i-1}^{n+1} - 2p_i^{n+1} + p_{i+1}^{n+1}}{(\Delta x)^2} = \frac{\phi\mu c}{0.00633k} \frac{p_i^{n+1} - p_i^n}{\Delta t} \tag{4.25}$$

Donde el exponente n-1 indica el nivel anterior de tiempo. Todas las incógnitas se han resuelto ya en el nivel de tiempo n. El exponente n+1 indica el nuevo nivel de tiempo. Se desea solucionar para estos valores desconocidos en el nuevo nivel del tiempo.

La ecuación anterior es llamada ecuación implícita de diferencias finitas porque implica más que una variable. Hay tres variables desconocidas: p_{i-1}^{n+1} , p_i^{n+1} , y p_{i+1}^{n+1} , debido a que se elige el nivel del tiempo $n+1$ para discretizar el lado izquierdo de la ecuación. La **Figura 4.8** muestra una plantilla de esta ecuación de diferencias finitas.

Se conoce el valor de p en el nivel del tiempo de n , y se intenta determinar los valores de p en el nivel del tiempo $n+1$. El procedimiento de la solución para las ecuaciones de la diferencia finita es como sigue:

1. Especificar los valores para todo p_i^0 en $t=0$ (esta es la condición inicial).
2. Resolver para toda p_i^{n+1} del paso 1.
3. Repetir este procedimiento para una secuencia de pasos de tiempo, usando los valores del paso anterior de tiempo como los viejos valores de n .
4. Parar cuando se ha simulado el tiempo deseado.

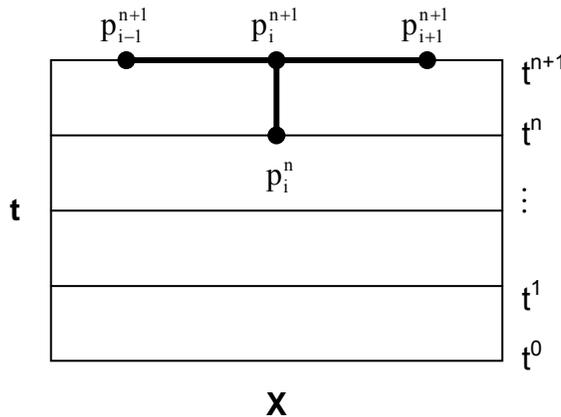


Fig. 4.8. Plantilla de diferencias finitas mostrando las presiones involucradas en la ecuación de diferencias finitas.

Se habría podido discretizar el lado izquierdo de la ec. 4.24, en el nivel del tiempo de n . En ese caso, se habría tenido solamente una variable, p_i^{n+1} . Este método sería llamado una ecuación explícita de diferencias finitas. Este sería más fácil de solucionar, pero su uso no es práctico debido a su inestabilidad para tamaños prácticos de pasos de tiempo.

4.4.1.1 Base teórica, serie de Taylor.

La justificación para la aproximación de ec. (4.24) con la ec. (4.25) se basa en el análisis de la serie de Taylor. Considerar la función $p(x)$ en la **Figura 4.9**. Suponer que se sabe el valor del $p(x)$ en el punto x . Se puede aproximar el valor de $p(x + \Delta x)$ en el punto $x + \Delta x$ con una serie de Taylor:

$$p(x + \Delta x) = p(x) + \Delta x p'(x) + \frac{\Delta x^2}{2!} p''(x) + \frac{\Delta x^3}{3!} p'''(x) + \dots + \frac{\Delta x^n}{n!} p^n(x) \tag{4.26}$$

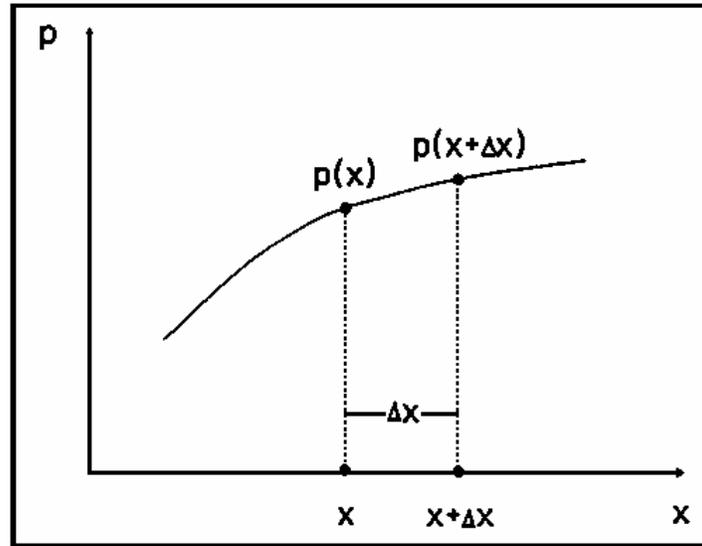


Fig.4.9. Ilustración del análisis de la serie de Taylor.

Donde p^n es la n-esima derivada de p. Esta serie infinita es teóricamente exacta para un número infinito de términos. Sin embargo, si truncamos la serie después de n términos, introducimos un error de truncamiento, e_t , (los términos restantes que no son incluidos). Este error de truncamiento es:

$$e_t = \frac{p(x)^{n+1} \Delta x^{n+1}}{(n+1)!} + \dots, \tag{4.27}$$

El cual es igual a:

$$e_t = \frac{p(x + \xi)^{n+1} \Delta x^{n+1}}{(n+1)!}, \quad 0 \leq \xi \leq \Delta x \tag{4.28}$$

Recordar que la función $p(x)$ y todas sus derivadas deben ser continuos a través del intervalo en consideración. De hecho, nos ocupamos a menudo de discontinuidades en tiempo y espacio. Eso limita el análisis de la serie de Taylor. No obstante, la discusión se continuará en el uso de la serie de Taylor para desarrollar las ecuaciones de diferencias finitas.

Ahora simplificando la notación usando $p_i, p(x), p(x + \Delta x)$. Podemos ampliar la serie de Taylor en cualquier dirección como sigue:

$$p_{i+1} = p_i + \Delta x \frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\Delta x^2}{2!} \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\Delta x^3}{3!} \frac{\partial^3 p}{\partial x^3} + \frac{\Delta x^4}{4!} \frac{\partial^4 p}{\partial x^4} + \dots, \tag{4.29}$$

Y

$$p_{i-1} = p_i - \Delta x \frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\Delta x^2}{2!} \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} - \frac{\Delta x^3}{3!} \frac{\partial^3 p}{\partial x^3} + \frac{\Delta x^4}{4!} \frac{\partial^4 p}{\partial x^4} - \dots, \tag{4.30}$$

Observar que el lado derecho ahora utiliza derivadas parciales (evaluadas en x_i) debido a que p es una función de x y de t , $p(x,t)$. Se tienen dos opciones de aproximación para $\partial p / \partial x$: diferencia progresiva (de Ec. 4.29).

$$\frac{\partial p}{\partial x} \approx \frac{p_{i+1} - p_i}{\Delta x} \tag{4.31}$$

Y diferencia regresiva (de Ec. 4.30).

$$\frac{\partial p}{\partial x} \approx \frac{p_i - p_{i-1}}{\Delta x} \tag{4.32}$$

Las ecuaciones 4.31 y 4.32 son $O(\Delta x)$ (primer orden correcto) porque el primer término truncado incluye Δx . Los términos con poder más alto Δx se llaman los términos de orden superior.

También se puede desarrollar una aproximación para $\partial^2 p / \partial x^2$ combinando las ecuaciones 4.29 y 4.30. Esto da diferencias centrales (de las ecs. 4.29 y 4.30):

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} \approx \frac{p_{i-1} - 2p_i + p_{i+1}}{(\Delta x)^2} \tag{4.33}$$

La ecuación anterior se utiliza para el lado izquierdo de la ecuación 4.24. Esto es $O(\Delta x^2)$ (segundo orden correcto) debido a que el término Δx es cancelado y el primer término truncado contiene Δx^2 .

Aplicando la serie de Taylor en términos de t para encontrar la expresión de las diferencias finitas para $\partial p / \partial t$. En este caso, se utiliza una diferencia regresiva (en la dirección negativa de t desde t^{n+1}). Simplificando la notación usando un exponente para indicar el nivel del tiempo. Una vez más n es el viejo nivel del tiempo para el cual tenemos una solución completa y todas las variables y propiedades, $n+1$ es el nuevo nivel del tiempo para el cual la solución es desconocida. Con esta notación, las aproximaciones de diferencias finitas a la ecuación de difusividad 1D son:

$$\frac{p_{i-1}^{n+1} - 2p_i^{n+1} + p_{i+1}^{n+1}}{(\Delta x)^2} = \frac{\phi \mu c}{0.00633k} \frac{p_i^{n+1} - p_i^n}{\Delta t} \tag{4.25}$$

La ec. 4.25 es la ecuación básica de diferencias finitas para la ecuación de difusividad en 1D. Se dice que es $O(\Delta x^2, \Delta t)$. Debe ser solucionada para todas las nuevas presiones, p^{n+1} , simultáneamente. Una vez que se solucionen estas nuevas presiones, se convierten en las viejas presiones para el paso de tiempo siguiente. De este modo, las soluciones a ec. 4.25 se solucionan en una secuencia de tiempo para tantos pasos de tiempo como sea requerido.

4.4.1.2. Condiciones Iniciales.

Las condiciones iniciales se requieren para comenzar la secuencia de pasos de tiempo. Para las condiciones iniciales, $n = 0$, un valor se especifica para cada presión. La condición inicial más común es especificar cada presión igual a una constante, por ejemplo:

$$p_i^0 = p^{init}, i = 1 \dots IMAX \tag{4.34}$$

Donde IMAX es el número total de puntos en la dirección x. Esto caracteriza un pozo o un yacimiento en las condiciones iniciales de ningún flujo de fluido.

4.4.1.3. Condiciones de Frontera.

Para un problema de 1D, es necesario especificar otras ecuaciones en vez de la ecuación 4.25 en los límites izquierdo y derecho. Generalmente una presión fija (matemáticamente llamada condición de Dirichlet) o una primera derivada fija (condición de Neumann) es especificada. La presión fija es:

$$p_1^{n+1} = C_1 \tag{4.35}$$

O
$$p_{IMAX}^{n+1} = C_2 \tag{4.36}$$

La primera derivada fija es:

$$\frac{p_2 - p_1}{\Delta x} = C_3 \tag{4.37}$$

O
$$\frac{p_{IMAX} - p_{IMAX-1}}{\Delta x} = C_4 \tag{4.38}$$

De C_1 a C_4 son valores especificados por el problema. Aunque estos valores pueden cambiar con el tiempo, se toman como constantes durante el proceso.

4.4.1.4. Solución de la Presión. Un Problema Matricial.

Ahora se pueden indicar todas las ecuaciones que deben ser resueltas simultáneamente para un particular paso de tiempo. Tomemos un caso donde están acotadas las condiciones límite fijas. Para las ecuaciones siguientes, las presiones desconocidas están en los lados izquierdos y los valores conocidos están en los derechos.

El límite izquierdo es:

$$p_1 = C_1 \tag{4.39}$$

Los puntos interiores, $i=2 \dots IMAX - 1$, están dados por:

4.4.1.5. Solución Tridiagonal - Algoritmo de Thomas.

La matriz tridiagonal de ec. 4.43 ocurre comúnmente en problemas de ingeniería. Se tiene un procedimiento muy eficiente de solución llamado algoritmo de Thomas. Este algoritmo es similar a la eliminación Gaussiana en que hace un barrido progresivo. El algoritmo se puede resumir como sigue. Para el barrido progresivo, $w_1 = b_1$, $g_1 = d_1/w_1$, $w_i = b_i - a_i c_i / w_{i-1}$, y $g_i = (d_i - a_i g_{i-1}) / w_i$ realizado con incrementos de i . Para el barrido regresivo, $p_{IMAX} = g_{IMAX}$ y $p_i = g_i - c_i p_{i+1} / w_i$, realizando decrementos de i . Después de que se termine este cálculo, se ha solucionado la nueva presión y ahora se realiza el paso siguiente.

4.4.2. Exactitud de la solución.

La exactitud de una solución por diferencias finitas solo se puede comparar con una solución analítica exacta. Sin embargo, no se tiene una solución analítica para muchos problemas. Por lo que es necesario desarrollar una metodología para el análisis de la exactitud de las soluciones por diferencias finitas, o por lo menos para tener una certeza de que son suficientemente exactas.

La exactitud de las soluciones está relacionada con el **error de truncamiento** del análisis de la serie de Taylor y el **error de redondeo**.

Las computadoras ejecutan cálculos numéricos utilizando notación científica ($3.56983E12 = 3.56983 \times 10^{12}$), y la mayoría con una longitud de caracteres fija: en *simple precisión* el número de caracteres es de 7 a 12 y en *doble precisión* de 14 a 24. Si un número es más largo que la longitud establecida, los caracteres extra son redondeados, causando un error de redondeo. Aunado a esto, existe el concepto de *machine epsilon* (ϵ), el cual define la precisión y la calidad del computador; esto es, entre menor sea el valor de ϵ , mayor será la precisión del procesador del equipo empleado. En la **tabla 4.4** se concentran los valores de ϵ , para algunos equipos de cómputo.

Equipo de cómputo	Machine Epsilon (ϵ)
PC XT, PRINTAFORM (8088)	5.960464 E-8
PC AT, ZEOS 486SLC (80486)	5.960464 E-8
MICRO C., TIMEX SINCLAIR 1000	1.1641533 E-10
MICRO C., CASIO FX-795P	5820766091 E-11

Tabla 4.4. Valores de ϵ para diversos equipos de cómputo.

Los errores de truncamiento no pueden ser eliminados. Estos surgen de la discrepancia entre el valor de la derivada y su *aproximación* con diferencias finitas. Este error tiende a cero cuando se usan mallas finas (pequeños Δx). Existe, sin embargo, un límite práctico de cuanto debe de ser el Δx , debido a que el número de bloques incrementara en forma inversa a sus volúmenes y los requerimientos computacionales son proporcionales al número de bloques. Por lo tanto, un cierto límite de error debe ser aceptado. Desafortunadamente, la magnitud de este error no puede ser evaluado correctamente.

En muchos problemas de la simulación de yacimientos se generan costos por el uso de valores pequeños de Δt y espacio de malla (Δx , Δy y Δz). También se debe reconocer que muchos de los datos de campo son de alguna forma inciertos e imprecisos. Así, poco menos que una completa exactitud puede ser aceptada para reducir los costos y simplificar la preparación de datos.

El procedimiento de ensayo y error para determinar valores prácticos de Δx y Δt , es llamado **análisis de sensibilidad**.

4.4.3. Método de celdas para las ecuaciones de diferencias finitas.

El desarrollo de las ecuaciones de diferencias finitas descrito anteriormente podría ser llamado el **método continuo**. Comienza con la ecuación diferencial parcial (notación continua) y usa la serie de Taylor para discretizar la ecuación. Este método clásico da un camino para analizar la estabilidad y el error de truncamiento. Pero hay que recordar que la ecuación diferencial parcial fue derivada de un método discreto (celda). Las derivadas continuas son desarrolladas tomando los límites de ecuaciones discretas como Δx y $\Delta t \rightarrow 0$.

Un método alternativo es el **método de celdas**. El método desarrolla una ecuación de diferencias finitas de conservación de masa sin notación continua. Este método es simple y conservador (exactamente conserva la masa), mientras que el método continuo puede o no conservar la masa. La **Figura 4.10** muestra la diferencia entre los métodos continuo y de celdas. Ambos métodos son suficientemente exactos si se usan mallas suficientemente pequeñas.

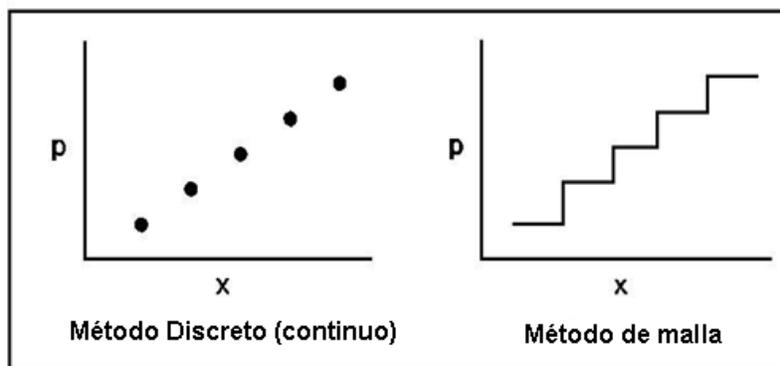


Fig. 4.10. Ilustración de las diferencias entre las soluciones de puntos del método continuo y las soluciones de celda promedio del método de celda.

Considerar las celdas de simulación de la **Figura 4.11**. Cada malla tiene un tamaño específico. Una forma sencilla para desarrollar una ecuación de diferencias finitas es desarrollar una “ecuación inventaria” sencilla que conserve la masa para la malla. Este es equivalente a una “ecuación continua” discreta o ecuación de balance de materia. Si se considera una celda y se escribe una ecuación de balance de materia para un paso de tiempo, se tiene lo siguiente:

$$m^{n+1} = m^n + (\text{flujo másico que entra en un paso de tiempo}) - (\text{producción másica neta que sale durante un paso de tiempo})$$

Donde: m = masa en el lugar

Ahora, se desarrolla una expresión para m : $m = (\Delta x \Delta y h \phi) \rho$, así:

$$m^{n+1} = (\Delta x \Delta y h \phi^{n+1}) \rho^{n+1}$$

$$m^n = (\Delta x \Delta y h \phi^n) \rho^n$$

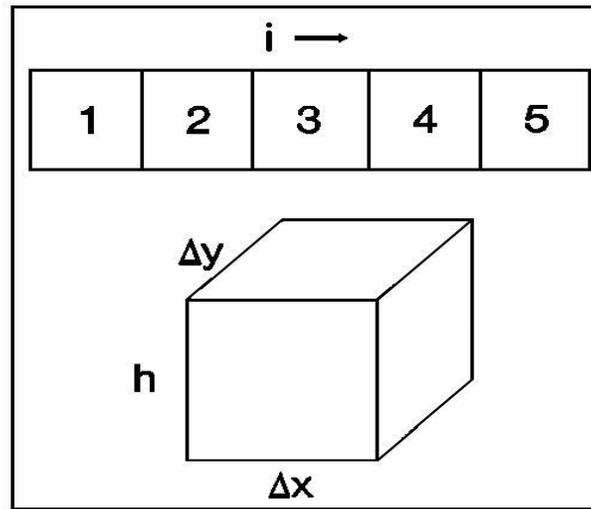


Fig. 4.11. Sistema de celdas, mostrando las dimensiones de una celda.

Se usa la ley de Darcy para el flujo másico en una celda:

$$\begin{aligned} \text{(flujo másico que entra durante un paso de tiempo)} &= \left(\frac{\rho}{\mu} \frac{0.00633kA}{\Delta x} \right) (p_{i+1}^{n+1} - p_i^{n+1}) \Delta t \\ &+ \left(\frac{\rho}{\mu} \frac{0.00633kA}{\Delta x} \right) (p_{i-1}^{n+1} - p_i^{n+1}) \Delta t \end{aligned}$$

Donde A = área de sección transversal al flujo (A = Δy h). (Se ignoran los efectos de gravedad). En este tiempo, las propiedades del fluido en los coeficientes de flujo, en este caso ρ y μ, son tomados como promedio entre las dos celdas indicando el flujo.

El gasto de producción es especificado como q (signo positivo para producción, negativo para inyección) para el caso que a continuación se considera:

$$\text{(producción neta masica de salida durante un paso de tiempo)} = \rho_{sc} q \Delta t$$

Cuando se reordena la ecuación y se divide por Δt, se obtiene la siguiente ecuación de diferencias finitas:

$$\begin{aligned} \left(\frac{\rho}{\mu} \frac{0.00633k\Delta y h}{\Delta x} \right) (p_{i-1}^{n+1} - p_i^{n+1}) + \left(\frac{\rho}{\mu} \frac{0.00633k\Delta y h}{\Delta x} \right) (p_{i+1}^{n+1} - p_i^{n+1}) = \\ \left(\frac{\Delta x \Delta y h}{\Delta t} \right) [(\rho \phi)_i^{n+1} - (\rho \phi)_i^n] + \rho_{sc} q \end{aligned} \tag{4.44}$$

Para el caso de valores constante de Δx, Δy, k y h, esta se puede simplificar y reescribir como:

$$\begin{aligned} & \left(\frac{\rho}{\mu} T_w\right) (p_{i-1}^{n+1} - p_i^{n+1}) + \left(\frac{\rho}{\mu} T_E\right) (p_{i+1}^{n+1} - p_i^{n+1}) \\ & = \left(\frac{\Delta x \Delta y h}{\Delta t}\right) [(\rho\phi)_i^{n+1} - (\rho\phi)_i^n] + \rho_{sc} q \end{aligned} \tag{4.45}$$

Donde $T_w = T_E = \frac{0.00633kh\Delta y}{\Delta x}$

Los valores de ρ y μ en el lado izquierdo son tomados usualmente en el nivel de tiempo n y promediados (en espacio) entre los valores en las dos celdas involucradas en los términos de flujo. La ecuación anterior puede ser colocada en una forma soluble, en términos de p^{n+1} :

$$\begin{aligned} & \left(\frac{\rho}{\mu} T_w\right) (p_{i-1}^{n+1} - p_i^{n+1}) + \left(\frac{\rho}{\mu} T_E\right) (p_{i+1}^{n+1} - p_i^{n+1}) \\ & = \left(\frac{V_p^n \rho_n c_t}{\Delta t}\right) [p_i^{n+1} - p_i^n] + \rho_{sc} q \end{aligned} \tag{4.46}$$

Donde $V_p^n = \Delta x \Delta y h \phi^n$

$$Y c_t = \frac{1}{\rho^n \phi^n} \frac{(\rho\phi)^{n+1} - (\rho\phi)^n}{(p^{n+1} - p^n)}$$

La ecuación 4.46 esta en una forma similar a aquella para la ecuación de difusividad, excepto para el término de producción. Este término permite que la producción o inyección ocurra dentro de las celdas en vez de solo a lo largo de sus límites. La forma de la matriz de estas ecuaciones de diferencias finitas es la misma forma tridiagonal que se tiene con el método de la serie de Taylor (4.43).

La matriz de coeficientes depende de la presión (esto la hace no lineal). Consecuentemente, se deben resolver para las presiones, reevaluar la matriz de coeficientes, y después resolver para las presiones. Este procedimiento iterativo es llamado iteración no lineal (o más comúnmente, iteración Newtoniana), y se tiene que hacer varias iteraciones Newtonianas antes de que la solución converja.

La celda de la derivación de diferencias finitas es simple y se usa en prácticas para desarrollar ecuaciones para simulación. Este método directo no requiere funciones ni derivadas continuas como las que se asumen en el método de la serie de Taylor. Y conserva la masa.

La ecuación 4.46 puede ser usada para simuladores de líquido o gas con resultados aceptables. Sin embargo, la simulación de gas puede mejorarse si se manejan coeficientes no lineales en los términos de flujo mediante la integración de las variables de propiedades de gas en un potencial de flujo.

4.4.4. Simulador para flujo de gas real en coordenadas x-y.

El método de las celdas es usado para desarrollar una ecuación de simulación para flujo de gas real en términos de pseudopresiones de gas real $p_p(p)$. Se comienza con la ecuación de gasto másico (4.45):

$$\begin{aligned} \left(\frac{\rho}{\mu} T_w\right) (p_{i-1}^{n+1} - p_i^{n+1}) + \left(\frac{\rho}{\mu} T_E\right) (p_{i+1}^{n+1} - p_i^{n+1}) \\ = \left(\frac{\Delta x \Delta y h}{\Delta t}\right) [(\rho\phi)_i^{n+1} - (\rho\phi)_i^n] + \rho_{sc} q \end{aligned} \tag{4.45}$$

Poniéndola en una forma más útil, en gasto volumétrico estándar (scf/D), se divide la ecuación por ρ_{sc} :

$$\begin{aligned} \left(\frac{T_{sc}}{p_{sc} T} \frac{p}{z\mu} T_w\right) (p_{i-1}^{n+1} - p_i^{n+1}) \\ + \left(\frac{T_{sc}}{p_{sc} T} \frac{p}{z\mu} T_E\right) (p_{i+1}^{n+1} - p_i^{n+1}) \\ = \frac{1}{\Delta t} \left(\frac{T_{sc}}{p_{sc} T}\right) \left[\left(\frac{V_p p}{z}\right)_i^{n+1} - \left(\frac{V_p p}{z}\right)_i^n \right] + q \end{aligned} \tag{4.47}$$

Donde
$$\frac{\rho}{\rho_{sc}} = \frac{1}{B_g} = \frac{T_{sc}}{p_{sc} T} \frac{p}{z} \tag{4.48}$$

Ahora, se usa el concepto de pseudopresión de gas real. Recordando:

$$p_p(p) = 2 \int_0^p \frac{p}{z\mu} dp \tag{4.49}$$

Y

$$\Delta p_p(p) = \left(\frac{2p}{z\mu}\right) \Delta p \tag{4.50}$$

Donde la cantidad entre paréntesis es un promedio integrado entre las presiones involucradas.

Ahora se unen los términos de flujo en una forma simple que use la notación $p_p(p)$. El término de flujo del este es modificado. Se comienza con:

$$\left(\frac{T_{sc}}{p_{sc} T} \frac{p}{z\mu} T_E\right) (p_{i-1}^{n+1} - p_i^{n+1})$$

Se cambia a:

$$\left(\frac{T_{sc}}{p_{sc} T} \frac{1}{2} T_E \right) \left(\frac{2p}{z\mu} \right) (p_{i-1}^{n+1} - p_i^{n+1})$$

Y finalmente a:

$$\left(\frac{T_{sc}}{p_{sc} T} \frac{1}{2} T_E \right) \left(\frac{2p}{z\mu} \right) (p_{p_{i-1}}^{n+1} - p_{p_i}^{n+1})$$

Simplificando esto, definiendo como un coeficiente de flujo, a_E :

$$a_E = \frac{T_{sc}}{p_{sc} T} \frac{1}{2} T_E \tag{4.51}$$

Así, el coeficiente de gasto, en términos de pies cúbicos estándar por día, es:

$$a_E (p_{p_{i+1}}^{n+1} - p_{p_i}^{n+1})$$

Donde a_E es el coeficiente de flujo en el este. Para flujo de la dirección i-1, se usa el coeficiente de flujo en el oeste, a_W .

La ecuación se transforma a:

$$\begin{aligned} a_E (p_{p_{i+1}}^{n+1} - p_{p_i}^{n+1}) + a_W (p_{p_{i-1}}^{n+1} - p_{p_i}^{n+1}) \\ = \frac{1}{\Delta t} \left(\frac{T_{sc}}{p_{sc} T} \right) \left[\left(\frac{V_p p}{z} \right)_i^{n+1} - \left(\frac{V_p p}{z} \right)_i^n \right] + q \end{aligned} \tag{4.52}$$

Simplificando el lado derecho de la ecuación por sustitución:

$$\frac{1}{\Delta t} \left(\frac{T_{sc}}{p_{sc} T} \right) \left[\left(\frac{V_p p}{z} \right)_i^{n+1} - \left(\frac{V_p p}{z} \right)_i^n \right] = \alpha (p_{p_i}^{n+1} - p_{p_i}^n) \tag{4.53}$$

Donde: $\alpha = \frac{1}{\Delta t} \left(\frac{T_{sc}}{p_{sc} T} \right) \frac{\left(\frac{V_p p}{z} \right)_i^{n+1} - \left(\frac{V_p p}{z} \right)_i^n}{p_{p_i}^{n+1} - p_{p_i}^n}$ (4.54)

La ecuación de diferencias finitas para gas real es simplificada a:

$$a_E (p_{p_{i+1}}^{n+1} - p_{p_i}^{n+1}) + a_W (p_{p_{i-1}}^{n+1} - p_{p_i}^{n+1}) = \alpha (p_{p_i}^{n+1} - p_{p_i}^n) + q \tag{4.55}$$

4.4.4.1. Extensión a flujo en 2D.

Esta forma puede ser fácilmente extendida a dos dimensiones agregando términos de flujo en el sur y norte. Estos coeficientes de flujo, a_S y a_N , deben ser calculados en una forma consistente con la geometría de esas celdas. La ecuación en 2D es:

$$a_E(p_{p_{i+1,j}}^{n+1} - p_{p_{i,j}}^{n+1}) + a_S(p_{p_{i,j+1}}^{n+1} - p_{p_{i,j}}^{n+1}) + a_W(p_{p_{i-1,j}}^{n+1} - p_{p_{i,j}}^{n+1}) + a_N(p_{p_{i,j-1}}^{n+1} - p_{p_{i,j}}^{n+1}) = \alpha(p_{p_{i,j}}^{n+1} - p_{p_{i,j}}^n) + q \tag{4.56}$$

Notar que j aumenta en la dirección sur. Esta notación de subíndice de dirección es mostrada por la Figura 4.12:

Una característica de los coeficientes en la discretización de la ecuación de masa (en vez de la ecuación de difusividad volumétrica) es que los coeficientes son simétricos; esto es, $a_{E_{i,j}} = a_{W_{i+1,j}}$ y $a_{S_{i,j}} = a_{N_{i,j+1}}$.

Se puede reordenar la ecuación 4.56 pasando las incógnitas al lado izquierdo:

$$-a_N p_{p_{i,j-1}}^{n+1} - a_W p_{p_{i-1,j}}^{n+1} + a_C p_{p_{i,j}}^{n+1} - a_E p_{p_{i+1,j}}^{n+1} - a_S p_{p_{i,j+1}}^{n+1} = d \tag{4.57}$$

Donde $a_C = a_N + a_W + a_E + a_S + \alpha$

Y $d = \alpha p_{p_{i,j}}^n - q$

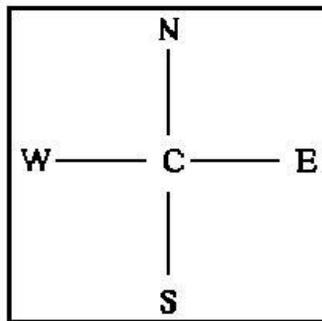


Fig. 4.12. Esquema representativo de 2D.

4.4.4.2. Condiciones iniciales.

Las condiciones iniciales son implementadas mediante la asignación de un valor específico de presión y la correspondiente $p_p(p)$ de cada celda. Este valor usualmente es el mismo para toda la malla.

4.4.4.3. Condiciones de frontera.

La condición de frontera usual es llamada una condición de frontera “sin flujo”. En otras palabras, el fluido no fluye a través de las fronteras exteriores. Esto se implementa estableciendo los coeficientes apropiados iguales a cero. Por ejemplo, $a_E = 0$ en la frontera este. El término de producción, q , también puede ser considerado una condición de frontera para las celdas con pozos. Sin embargo, esos términos usualmente son pensados como fuentes en vez de fronteras.

4.4.4.4. Heterogeneidad, anisotropía y mallas no uniformes.

Para el caso general cuando los valores de Δx , Δy , k , h y Φ varían con la localización, los coeficientes de flujo son redefinidos. También, la permeabilidad puede ser anisotrópica (direccional). El método más común para definir estos coeficientes de flujo es con flujo serial entre las celdas (conduciendo a propiedades armónicas promedio):

$$T_{Ei,j} = \frac{T_1 T_2}{T_1 + T_2} \tag{4.58}$$

Donde: $T_1 = \frac{0.00633 \Delta y_j (k_x h)_{i,j}}{\Delta x_i / 2}$

Y $T_2 = \frac{0.00633 \Delta y_j (k_x h)_{i+1,j}}{\Delta x_{i+1} / 2}$

También:

$$T_{Si,j} = \frac{T_3 T_4}{T_3 + T_4} \tag{4.59}$$

Donde: $T_3 = \frac{0.00633 \Delta x_i (k_y h)_{i,j}}{\Delta y_j / 2}$

Y $T_4 = \frac{0.00633 \Delta x_i (k_y h)_{i,j+1}}{\Delta y_{j+1} / 2}$

Debido a la simetría de estos coeficientes, $T_{Wi,j} = T_{Ei-1,j}$ y $T_{Ni,j} = T_{Si,j-1}$

Este método de propiedades promediadas y celdas separadas supone que cada celda es uniforme dentro de sus límites y que las propiedades cambian abruptamente en las interfaces con las celdas adyacentes.

4.4.4.5. Efectos de la gravedad.

Si los efectos de la gravedad se incluyen en el flujo de gas, entonces la aplicación de la ley de Darcy debe modificarse. Como ejemplo, se usará un flujo másico en el lado este de la celda para mostrar esta modificación. En la ecuación 4.45, el flujo de gasto másico en el este está dado por:

$$\left(\frac{\rho}{\mu} T_E\right) (p_{i+1}^{n+1} - p_i^{n+1})$$

Este incluye sólo el flujo horizontal. Cuando los efectos de gravedad son incluidos, el término se transforma a:

$$\left(\frac{\rho}{\mu} T_E\right) (p_{i+1}^{n+1} - p_i^{n+1}) + \left(\frac{\rho^2}{144\mu} T_E\right) (Z_{i+1} - Z_i)$$

Donde Z es la elevación, en pie, y es positiva en dirección ascendente. Si este segundo término es incluido, debe ser dividido por ρ_{sc} , junto con los otros términos en el desarrollo de la ecuación. A continuación se incluye el flujo de las cuatros direcciones; el término de gravedad, G, se define como sigue:

$$G = \left(\frac{\rho^2}{144\mu} T_E\right) (Z_{i+1,j} - Z_{i,j}) + \left(\frac{\rho^2}{144\mu} T_W\right) (Z_{i-1,j} - Z_{i,j}) \\ + \left(\frac{\rho^2}{144\mu} T_S\right) (Z_{i,j+1} - Z_{i,j}) + \left(\frac{\rho^2}{144\mu} T_N\right) (Z_{i,j-1} - Z_{i,j})$$

Donde ρ y μ son promedios entre las celdas en la dirección de flujo indicada. En la forma final de la ecuación 4.57, esta es simplemente una substracción del término del lado derecho, d, el cual ahora es:

$$d = \alpha p_{p,i,j}^n - q - \frac{G}{\rho_{sc}}$$

Esta modificación es fácil de integrar a un simulador de gas pero ha sido omitida en el SIMULADOR DE GAS por dos razones: (1) para simplificar el programa y la entrada de datos y (2) debido a que el término de gravedad es usualmente ignorado en la ingeniería de yacimientos de gas debido a las bajas densidades de gas. La presión del yacimiento usualmente es tomada como un dato de presión representando la presión en el centro del yacimiento. Así, la condición inicial de un dato de presión constante a lo largo del yacimiento significa que el yacimiento está en equilibrio.

4.4.4.6. Presión de fondo fluyendo, P_{wf} .

Estas ecuaciones de simulación usan presiones, o $p_p(p)$, en el centro de las celdas. Estas presiones representan presiones promedio del balance de materia en la celda. Sin embargo, si un pozo se localiza en el centro de una celda, la presión de la celda, $p_{i,j}$, no es la presión de fondo fluyendo, p_{wf} . Las ecuaciones mencionadas anteriormente calculan el flujo de gas de una celda a otra pero no modelan los enormes gradientes de presión cerca del pozo. Se requiere de una expresión adicional para calcular p_{wf} . Se usa la siguiente ecuación:

$$q = J'(p_{p_{i,j}}^{n+1} - p_{p_{wf}}) \tag{4.60}$$

Donde:

$$J' = \frac{0.01988khT_{sc}}{p_{sc} T \left(\ln \frac{r_o}{r_w} + s + 0.001Dq \right)} \tag{4.61}$$

Donde D es definido por:

$$D = \frac{2.715 * 10^{-15} \beta k_g M p_{sc}}{h \mu_g(p_{wf}) r_w T_{sc}}$$

La viscosidad en el denominador de D es tomada a la presión de fondo fluyendo y se da como $\mu_g(p_{wf})$. El valor de β puede ser estimado empíricamente de:

$$\beta = 1.88 * 10^{10} k^{-1.47} \phi^{-0.53}$$

$$Y \quad r_o = \frac{0.28 \left(\sqrt{\frac{k_y}{k_x}} \Delta x^2 + \sqrt{\frac{k_x}{k_y}} \Delta y^2 \right)^{1/2}}{\left(\frac{k_y}{k_x} \right)^{1/4} + \left(\frac{k_x}{k_y} \right)^{1/4}}$$

O, cuando $\Delta x = \Delta y$ y $k_x = k_y$,

$$r_o = 0.2 \Delta x \tag{4.62}$$

Este valor de r_o ha sido determinado por análisis y experimentos numéricos. Esta ecuación es usada para calcular p_{wf} después de que las presiones han sido determinadas, suponiendo que el usuario especifique q para el paso de tiempo.

Cuando el usuario especifica p_{wf} en vez de q , las ecuaciones de diferencias finitas deben ser modificadas. La ecuación 4.60 es incorporada dentro de las ecuaciones de diferencias finitas en lugar de q . Esto significa que J' es agregada a la diagonal principal, a_c , y $J'p_{wf}$ sustituye a q en el término d del lado derecho de la ecuación. En este caso, q se encuentra con la ecuación 4.60 después de que los valores $p_p(p)$ del nuevo paso de tiempo sean resueltos.

4.4.5. Solución de las ecuaciones.

4.4.5.1. Problemas de matriz.

Para un problema en 1D, la matriz de ecuaciones tiene la misma forma que la mostrada en la ecuación 4.43. Esta matriz tridiagonal es fácil de resolver con el algoritmo de Thomas.

Para problemas en 2D, la matriz tiene dos diagonales más, como las mostradas en la **Figura 4.13**. Este problema matricial no puede resolverse con el algoritmo de Thomas debido a que no es una matriz tridiagonal. Puede usarse a eliminación Gaussiana o algún método iterativo apropiado para un problema 2D.

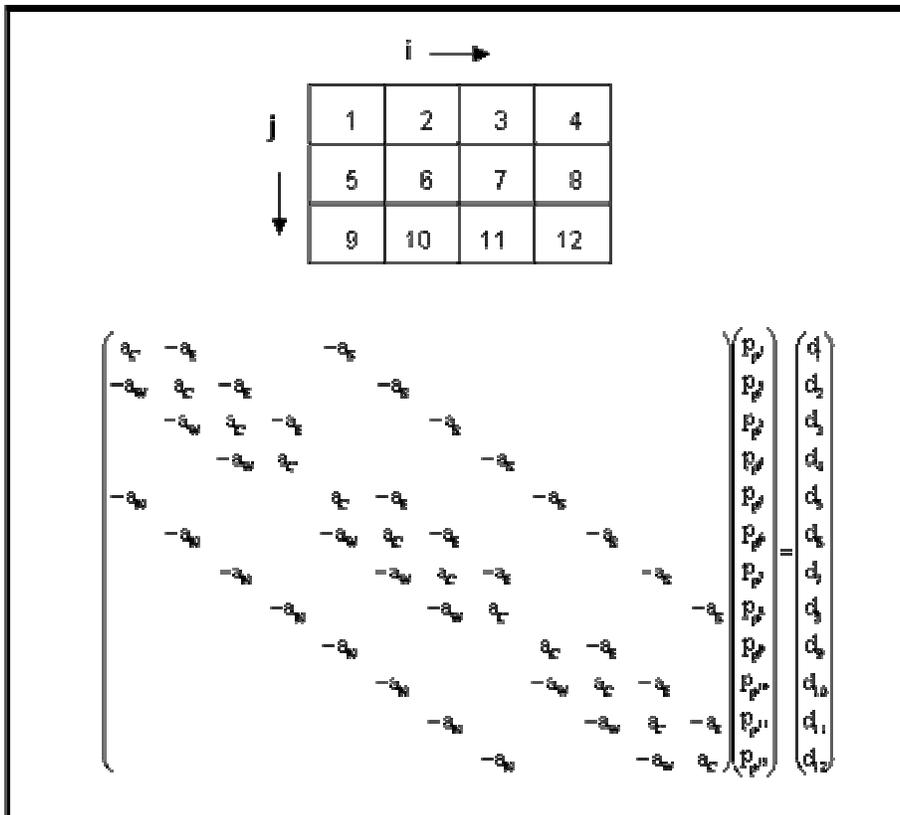


Fig.4.13. Sistema numérico para una malla 2D y su correspondiente matriz de ecuaciones.

4.4.5.2. Métodos iterativos matriciales para problemas en 2D.

El método iterativo más simple consiste en resolver cada valor de $p_p(p)$ reordenando la ecuación 4.57:

$$p_{p_i,j} = (d + a_N p_{p_{i,j-1}} + a_W p_{p_{i-1,j}} + a_E p_{p_{i+1,j}} + a_S p_{p_{i,j+1}}) / a_C \tag{4.63}$$

Este es el método Gauss-Seidel. Este cálculo es ejecutado en cada celda en un orden consistente. Esta “ecuación” es un intento para asemejar una declaración de asignación de FORTRAN (el lado derecho es evaluado con los *valores mas recientes* del p_p vecino).

Debido a que es un método iterativo, se puede denotar el número de iteraciones con los superíndices k y $k+1$. El nivel $k+1$ es la actual iteración. La iteración Gauss-Seidel luce así:

$$p_{p_{i,j}}^{k+1} = (d + a_N p_{p_{i,j-1}}^{k+1} + a_W p_{p_{i-1,j}}^{k+1} + a_E p_{p_{i+1,j}}^{k+1} + a_S p_{p_{i,j+1}}^{k+1}) / a_C \tag{4.64}$$

El cual muestra que los términos del norte y este han sido calculados para la iteración actual, si las ecuaciones son resueltas en el orden de la Figura 4.13. Solo los términos este y sur son tomados en la iteración previa.

4.4.5.2.1. PSOR.

El método Gauss-Seidel puede mejorarse si cada valor de $p_p(p)$ es extrapolado antes de moverse a la siguiente celda. Además de escribir una notación matemática, es claramente probable mostrar una porción de un programa de cómputo de FORTRAN que hace una extrapolación similar.

```

DO 10 iter = 1, timax
DO 10 j = 1, jmax
DO 10 i = 1, imax
    potx = (b(i,j)      + an(i,j) * pot(i,j-1)
&                + aw(i,j) * pot(i-1,j)
&                + ae(i,j) * (pot(i+1,j)
&                + as(i,j) * pot(i,j+1)) / ac(i,j)
    pot(i,j) = pot(i,j) + omega * (potx - pot(i,j))
10 CONTINUE
    
```

Este muestra que el valor de $p_p(p)$, $pot(i,j)$ es calculado primero como $potx$ y después extrapolado con ω , ω es llamado parámetro de aceleración, y este procedimiento general es llamado **relajación excesiva sucesiva** (SOR por sus siglas en inglés). Como este procedimiento de cálculo se realiza en una celda en un tiempo, se llama punto SOR o PSOR.

Omega es una constante que tiene un valor opcional entre 1.0 y 2.0. Este valor opcional da la más rápida convergencia del método para un paso de tiempo particular. El mejor valor de omega puede determinarse por experimentos numéricos. Un valor de 1.3 es usado algunas veces cuando no se realizan experimentos numéricos.

4.4.5.2.2. LSOR.

La velocidad de convergencia de SOR puede mejorarse si se resuelven las ecuaciones 2D como una secuencia de ecuaciones 1D. Esto es, se resuelven “líneas” de celdas simultáneamente con el algoritmo de Thomas:

$$-a_W p'_{p_{i-1,j}} + a_C p'_{p_{i,j}} - a_E p'_{p_{i+1,j}} = d + a_N p_{p_{i,j-1}}^{k+1} + a_S p_{p_{i,j+1}}^k \tag{4.65}$$

Las tres incógnitas en el lado izquierdo dan la forma tridiagonal que se ajusta al algoritmo de Thomas. El lado derecho de esta forma tridiagonal se conoce debido a que involucra incógnitas en los lados norte y sur de la “línea”. Los valores solución son extrapolados con ω para p_p^{k+1} antes de pasar a la siguiente “línea”.

PSOR y LSOR son métodos simples, pero viables, para resolver problemas de 2D, sin embargo relativamente son efectivos para pequeños problemas, ya que no pueden competir con otros métodos para problemas mayores.

4.4.5.3. Manejo de la no linealidad.

Diferente a la ecuación (4.25), la ecuación de gas real, (4.57) es no lineal debido a que el coeficiente α depende de la variable dependiente $p_p(p)$. Es cierto, sin embargo, que los coeficientes de “transmisibilidad” del lado izquierdo no son lineales. Estos coeficientes no cambian con el tiempo.

Debido a la no linealidad de α , se requiere de una iteración necesaria para evaluar α en el nuevo nivel de tiempo. El procedimiento de solución no lineal es como sigue:

Paso 1. Resolver la matriz de ecuaciones para $p_p(p)^{n+1}$.

Paso 2. Re evaluar α y recalcular a_c para cada celda.

Paso 3. Repetir los pasos 1 y 2 hasta que se alcance la convergencia antes de continuar al siguiente paso de tiempo.

Recordar que este proceso iterativo es llamado iteración no lineal, o de Newton. Este mismo procedimiento podría ser aplicado a la ecuación (4.46), excepto que los coeficientes de flujo deben ser calculados a cada iteración. Los coeficientes de flujo constantes en la ecuación (4.57) son la ventaja principal del método $p_p(p)$ sobre el método de la ecuación (4.46).

4.4.6. Simulador de pozo para flujo de gas real en coordenadas r-z.

La simulación del funcionamiento de un pozo es común. Las coordenadas radiales son apropiadas para este tipo de simulación, apenas como con soluciones analíticas. La **figura 4.14** muestra como son usadas las coordenadas radiales para una simulación de un pozo. La dirección i se transforma en la dirección radial y la dirección j se transforma en la dirección vertical. Esta malla es llamada malla r-z. (En el simulador de gas se usa y en vez de z .)

4.4.6.1. Espaciamiento de la malla.

Se sabe que las soluciones de un pozo tienden a ser líneas rectas cuando se grafican contra el logaritmo del radio. La **figura 4.15** muestra un gráfico típico de la solución de un pozo con una presión constante, o $p_p(p)$ constante, en el límite externo. Se incrementa la exactitud de diferencias finitas para esta solución si se usa mallas espaciadas iguales en una base logarítmica. De hecho, la aproximación espacial de diferencias finitas es perfecta para una línea recta. Un sistema de malla radial consistente con este modelo es usar celdas radiales espaciadas geoméricamente (lo mismo que igualmente espaciados logarítmicamente). Las ecuaciones que se aplicarían para la figura 4.14 son:

$$\beta = \left(\frac{r_e}{r_w} \right)^{1/IMAX} \tag{4.66}$$

$$r_{i+1} = \beta r_i \tag{4.67}$$

$$r_{i+1/2} = \beta r_{i-1/2} \tag{4.68}$$

$$r_i = \sqrt{r_{i+1/2} r_{i-1/2}} \tag{4.69}$$

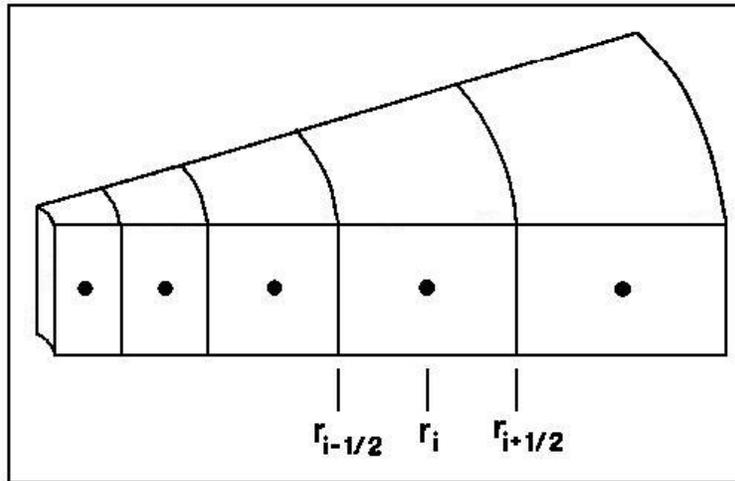


Fig. 4.14. Sistema de malla radial.

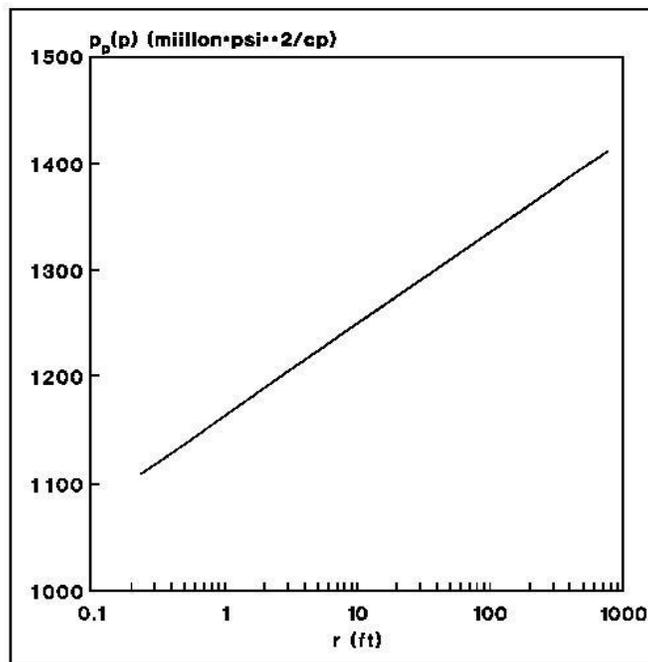


Fig. 4.15. Perfil de pseudopresiones para un caso con presión en límites externos constante.

Este sistema de celdas da buena precisión para el perfil de presiones en la figura 4.15 con una presión constante, o $p_p(p)$ constante, en los límites externos. Para el caso más simple de límites externos cerrados, la **figura 4.16** muestra el perfil de $p_p(p)$ para un caso con límites externos cerrados. La relación logarítmica existe solo hasta la mitad de r_e .

Para este sistema, es mas preciso usar el espaciamiento geométrico sobre o arriba de $0.5r_e$ y usar espaciamiento Δr igual para el exterior de la malla. Más celdas deberían permitirse cerca del fondo del pozo debido a que $p_p(p)$ cambia rápidamente en esta área. Sin embargo una buena regla es que podrían usarse dos terceras partes de las celdas en el interior de las celdas.

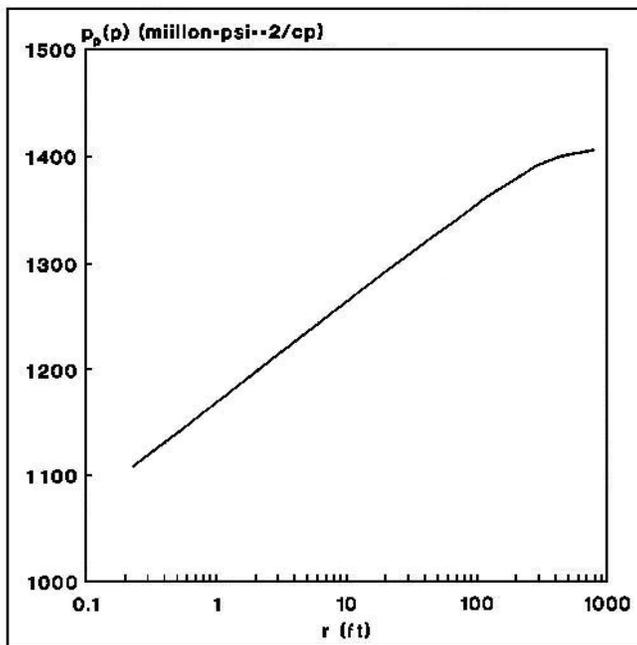


Fig. 4.16. Perfil de pseudopresiones para un caso con límites externos cerrados.

4.4.6.2. Espaciamientos de los pasos de tiempo.

La selección de los pasos de tiempo para una simulación radial de pozo es similar al espaciamento de malla. Esto es, un espaciamento logarítmico de tiempo se usa para aumentar la precisión debido a que la presión tiende a ser lineal con el logaritmo de tiempo. Este espaciamento logarítmico constante se aproxima multiplicando cada paso de tiempo por α para obtener el siguiente paso. Un buen valor de α es 1.5, el cual da de cinco a seis pasos de tiempo por ciclo logarítmico. Usualmente, esto da buenos resultados.

4.4.6.3. Coeficientes de flujo.

Las ecuaciones para determinar V_p , T_E , T_S y J' son redefinidos para esta malla como sigue:

$$V_p = \phi_{i,j} A \Delta z_j \tag{4.70}$$

Donde $A = \pi \left(r_{i+1/2}^2 - r_{i-1/2}^2 \right)$

$$T_E = \frac{T_1 T_2}{T_1 + T_2} \tag{4.71}$$

Donde $T_1 = \frac{2\pi \cdot 0.00633 k_{H_{i,j}} \Delta z_j}{\ln \left(\frac{r_{i+1/2}}{r_i} \right)}$

$$Y T_2 = \frac{2\pi 0.00633k_{H_{i+1,j}} \Delta z_j}{\ln\left(\frac{r_{i+1}}{r_{i+1}}\right)}$$

$$T_s = \frac{T_3 T_4}{T_3 + T_4} \tag{4.72}$$

Donde $T_3 = \frac{0.00633k_{V_{i,j}} A}{\Delta z_j / 2}$

$Y T_4 = \frac{0.00633k_{V_{i,j+1}} A}{\Delta z_{j+1} / 2}$

$$Y J' = \frac{0.01988k_{H_{i,j}} \Delta z_j T_{sc}}{Tp_{sc} \left[\ln\left(\frac{r_o}{r_w}\right) + s + 0.001Dq \right]} \tag{4.73}$$

Donde $r_o = \sqrt{r_{1+1/2} r_w}$ (4.74)

4.4.7. Simulador de Gas Seco.

La solución de los problemas de simulación de yacimientos requiere, por supuesto, programas de cómputo. Esos programas pueden conseguirse muy grandes para problemas difíciles o versátiles y que pueden resolver muchos problemas generales. Para muchos estudiantes, especialmente aquellos sin extensa experiencia en programación, toma tiempo considerable desarrollar un programa de cómputo para casos simples.

En el siguiente capítulo se enlistan los módulos del **Simulador de Gas Seco** para un mejor funcionamiento del mismo durante las corridas de simulación. A continuación se describe la función de esos módulos.

1. Menú principal. Contiene diferentes opciones, mismas que cualquier sistema, como: Nuevo, Abrir, Guardar, Importas, Exportar, Propiedades, etc.
2. Datos de entrada. Esta opción aparece al abrir un nuevo proyecto o uno existente. En esta sección hay tres pestañas. La primera de Datos de Fluido y de Yacimiento sirve para introducir los datos de la malla, el fluido, pozo, yacimiento y condiciones de superficie así como datos de la simulación. Datos de la Malla es la segunda pestaña, aquí se puede modificar las propiedades de permeabilidad y porosidad del yacimiento, estableciéndolas constantes o variables para cada una de las celdas de la malla; además, se puede modificar el tamaño de las celdas dependiendo de las necesidades de la malla. En la tercera pestaña, Datos de Producción, se introduce información sobre el número de pozos, producción, gastos y presiones, así como el tiempo de simulación y los pasos de tiempo.

3. Después de realizada la simulación, aparece una sección adicional llamada Resultados donde se tienen varias divisiones, de las cuales, la mayoría son gráficos de diversos tipos como: Gasto vs Tiempo, Presión vs Tiempo, $m(pwf)$ vs Tiempo, p_{bar} vs tiempo, etc. También se cuenta con una pestaña de resultados tabulados en donde se pueden mostrar los resultados por periodo de simulación o por pozo y otra pestaña donde se tiene los resultados a cada paso de tiempo; en esta sección se tiene la facilidad de la creación de reportes.

El Simulador de Gas Seco es un programa bastante sencillo. Aunque muchas características son omitidas, para mantener el programa como pequeño y tan fácil de seguir como sea posible, no es un programa pequeño, sin embargo, los estudiantes que desearan agregar nuevas características al programa pueden hacerlo.

5. MODELO INFORMÁTICO.¹³

El proceso de desarrollo de software¹⁵ “es aquel en que las necesidades del usuario son traducidas en requerimientos de software, estos requerimientos transformados en diseño y el diseño implementado en código, el código es probado, documentado y certificado para su uso operativo”. Concretamente “define quién está haciendo qué, cuándo y cómo hacerlo para alcanzar un cierto objetivo”.

El proceso de desarrollo de software requiere por un lado un conjunto de conceptos, una metodología y un lenguaje propio. A este proceso también se le llama el ciclo de vida del software que comprende cuatro grandes fases: concepción, elaboración, construcción y transición. La concepción define el alcance del proyecto y desarrolla un caso de negocio. La elaboración define un plan del proyecto, especifica las características y fundamenta la arquitectura. La construcción crea el producto y la transición transfiere el producto a los usuarios.

5.1. Descripción de las pantallas del sistema.

A continuación se enlistan los programas que integrará el Sistema de Ingeniería de Yacimientos como parte de su base funcional principal y que serán descritos en este trabajo de tesis; esto es debido a que el sistema cuenta con más programas que no son abarcados por el temario:

- Ingeniería de Yacimientos
 - o Propiedades de fluidos
 - Gas
 - Aceite
 - Agua
 - o Compresibilidad de la formación
 - Arenas
 - Carbonatos
 - o Balance de materia
 - Gas no asociado
 - Gas y condensado
 - Aceite y agua
 - Volumetría
 - o Comparación volumétrica
 - o Análisis de declinación
- Simulador de Gas Seco

5.1.1. Grupo de Programas.

Dentro de la ventana principal del sistema podemos ver, en forma de lista, todos los modelos de cálculo disponibles, estos están representados por un icono que los identifica y el nombre asociado a cada modelo, al pasar el mouse sobre alguno de los modelos podremos ver en la parte inferior el nombre completo del modelo así como una breve descripción del mismo.

Para acceder a alguno de los modelos del Sistema de Ingeniería de Yacimientos el usuario únicamente tiene que dar doble clic sobre el icono correspondiente, en ese momento el módulo tomara el control y el contenedor de iconos de los modelos se ocultará automáticamente, esto quiere decir que sólo un programa puede ser usado en el momento; debido a las operaciones de cálculo que realizan todos estos programas se dispuso el acceso a estos de manera individual para no afectar en el rendimiento de la computadora en la que se utilice el Sistema de Ingeniería de Yacimientos.



5.1.2. Tipos de usuarios.

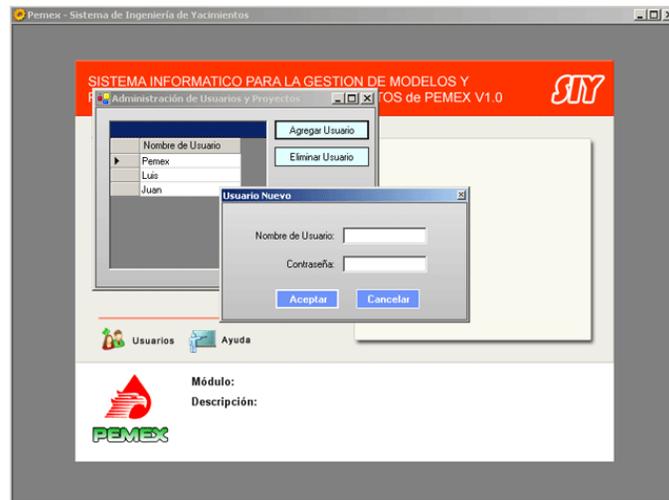
Cualquier usuario registrado tendrá los mismos privilegios, esto quiere decir que cualquier usuario en cualquier momento podrá dar de alta otros usuarios e incluso eliminarlos, la única parte que no podrá administrar será la parte de los proyectos de cada usuario, en este caso solo los usuarios pueden eliminar sus propios proyectos.

5.1.3. Registrar Usuarios Nuevos.

Como se comento anteriormente todos los usuarios pueden registrar y eliminar a otros usuarios, esto es en cierta forma algo peligroso, por eso se debe tener muy en cuenta las cuentas de usuarios que deben o no eliminarse ya que al ser eliminado un usuario todos sus proyectos serán eliminados automáticamente. Para dar de alta un nuevo usuario siga los siguientes pasos:

Paso Uno: Ingresar al Módulo de Usuarios de la pantalla principal del Sistema, al ingresar aparecerá una pantalla con los usuarios registrados actualmente en el sistema.

Paso Dos: Dar clic en el botón "Agregar Usuario", al hacer esto tendremos la siguiente pantalla:



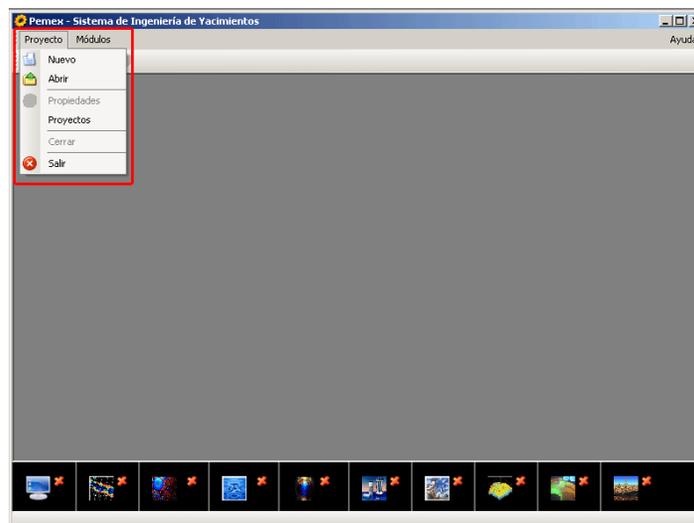
Paso Tres: Ingresar los datos del usuario. Tome en cuenta los siguientes aspectos:

- Nombre:** Significa el Nombre Completo del Usuario al cual se va a registrar la cuenta, se propone poner número de trabajador o nombre seguido de apellido para ser identificado
- Contraseña:** Es la contraseña a asignar a la cuenta, se recomienda una cuenta con 4 o más caracteres, puede combinar letras y números.

Paso Cuatro: Dar clic en el botón Aceptar, con esto el usuario será registrado en la base de datos del Sistema.

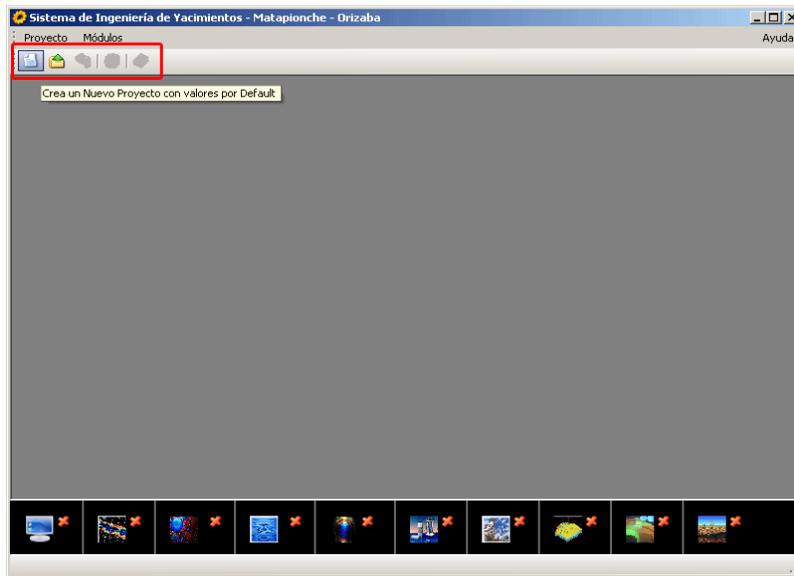
5.1.4. Barra de Menú.

La barra de menú, como en la mayoría de los programas en Windows, trabaja para todas las tareas específicas y comunes de cada módulo, la vista que tienen es similar a otras y funcionan de la misma manera.



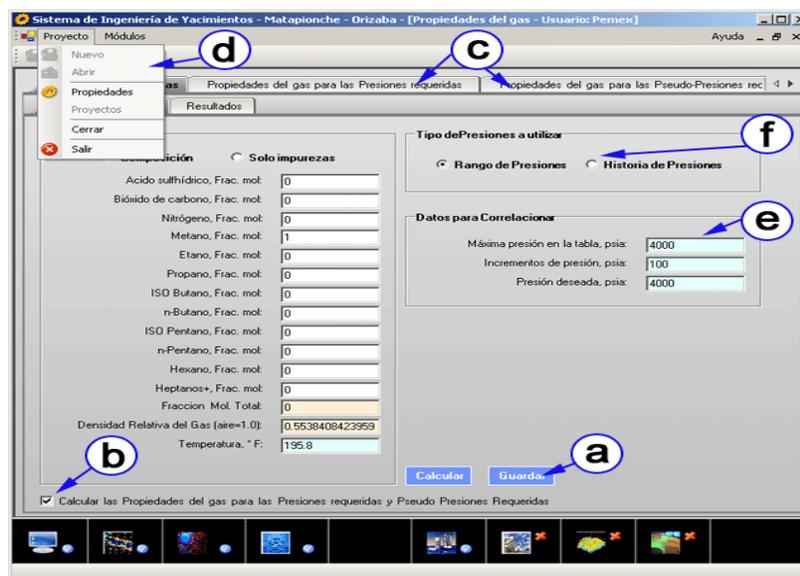
5.1.5. Barra de Herramientas.

La barra de herramientas, como en la mayoría de los programas en Windows, trabaja para todas las tareas específicas y comunes de cada módulo a diferencia del menú, esta está dispuesta para que de manera directa el usuario pueda acceder a algún comando u opción de la aplicación, las opciones mas comunes en todas las aplicaciones, como son "Nuevo Proyecto", "Abrir Proyecto" entre otras están disponibles en esta barra, aunque todavía no es posible personalizarla.



5.1.6. Navegando un modelo.

La siguiente ventana pertenece al submódulo de Propiedades del Gas, aquí se muestran algunos de los controles que para la navegación del sistema se utilizan, mas adelante se describen cada uno de ellos:



- a. Botones de Control:** En la mayor parte de los módulos integrados en el Sistema se permiten guardar la información perteneciente a la ventana en la que se está trabajando, esta información al ser presionado por ejemplo, el botón de "Guardar", automáticamente actualiza la Base de datos del módulo con la información que aparezca en la ventana.
- b. Cajas de Múltiple selección:** Las cajas representadas con esta figura le permiten al usuario seleccionarlas, estas pueden ser seleccionadas todas o ninguna.
- c. Pestañas o separadores de Controles:** Estas, en todos los módulos del Sistema, tienen la misma apariencia y su función principal es agrupar controles referentes a una subcategoría dentro de un modelo. Esta opción implementada reduce el tiempo de acceso entre las varias opciones de los módulos y las pone a disposición del usuario en cualquier momento.
- d. Menú de Opciones:** Esta opción como en la mayoría de los sistemas de Windows, aparece dentro de los módulos del Sistema, opciones comunes como las de crear, abrir, cerrar proyectos, salir del módulo, y opciones generales de cada programa.
- e. Cajas de Texto:** las cajas de texto en todo sistema están presentes y básicamente se define como un contenedor de datos, estos pueden ser números, letras ó símbolos. En el Sistema de Ingeniería de Yacimientos los colores de las cajas representan distintas funciones en las cajas de texto, si una caja de texto es blanca quiere decir que es editable, si es azul claro quiere decir que solo es de lectura, y si es color durazno quiere decir que es de solo lectura y representa un resultado, también existen algunas en color verde y estas representan un ajuste y son editables.
- f. Botones de Radio:** Cuando el usuario se encuentre con este tipo de controles sabrá que el grupo de botones de este tipo sólo puede ser seleccionado individualmente.

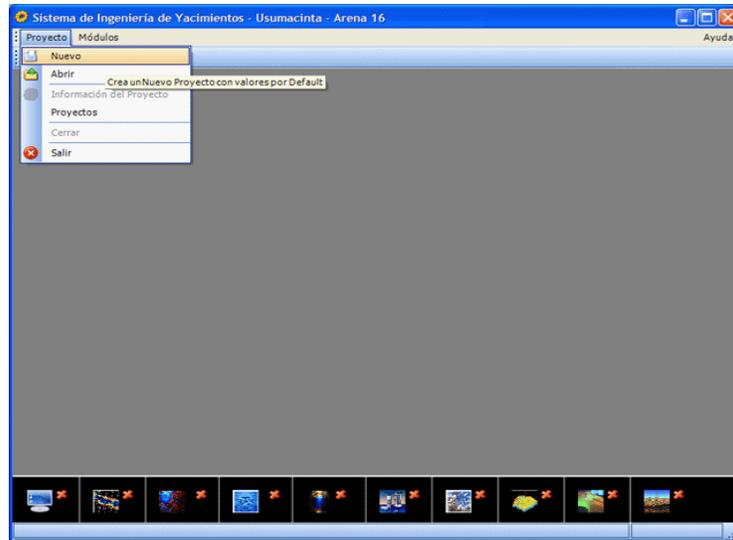
5.1.7. Sistema de Ingeniería de Yacimientos (SIY).

El sistema, se dividirá en los siguientes módulos, que a su vez se irán activando a medida que el usuario vaya avanzando y guardando los cálculos efectuados en cada uno de los módulos. Es importante mencionar que dependiendo del tipo de fluido que se trate y de acuerdo a las características del yacimiento se activarán y desactivarán ciertos módulos, de acuerdo al siguiente esquema:

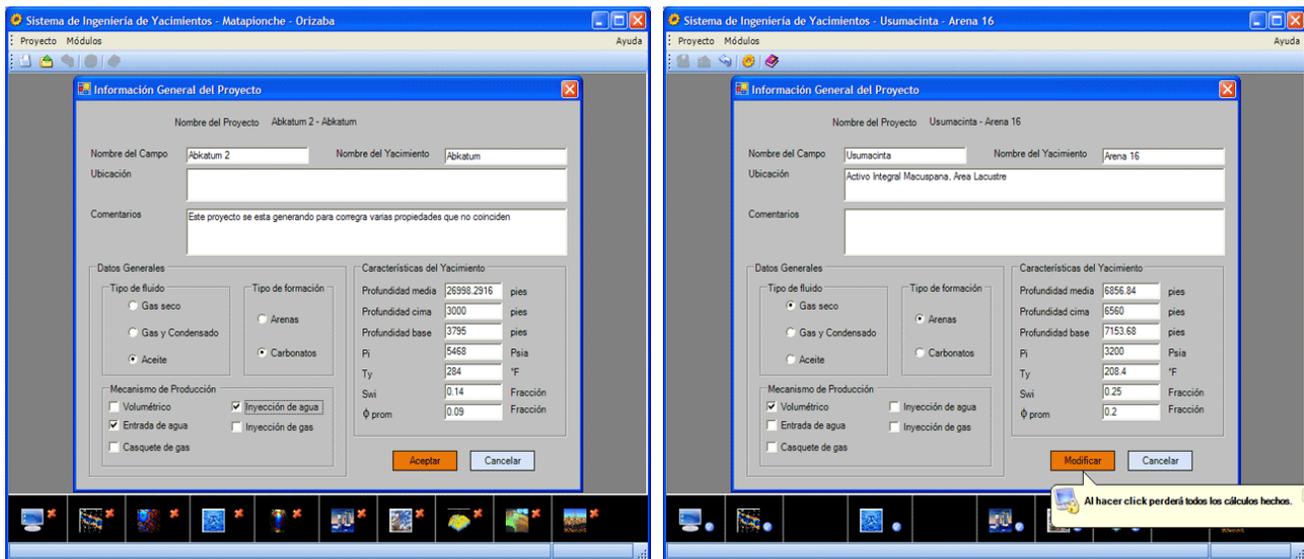
- Propiedades de Fluidos: Comprenderá Propiedades de Gas, Aceite y Agua.
- Compresibilidad de la Formación: Arenas y Carbonatos (Correlación de Vander Knaap, Correlación de Newman).
- Balance de Materia (con Volumetría en el caso de un yacimiento de aceite y gas).
- Declinación (aceite, gas –no asociado y/o gas y condensado-).
- Comparación Volumétrica (sólo estará habilitado para un tipo de fluido de aceite y gas).

5.1.7.1. Iniciar un nuevo proyecto.

Una vez dentro de nuestro sistema, podremos generar un nuevo proyecto de dos formas diferentes, una mediante el menú haciendo clic en la parte de Proyecto y después en Nuevo, y la otra forma es haciendo directamente clic en la barra de menú en el icono de nuevo, como a continuación se muestra en la figura.

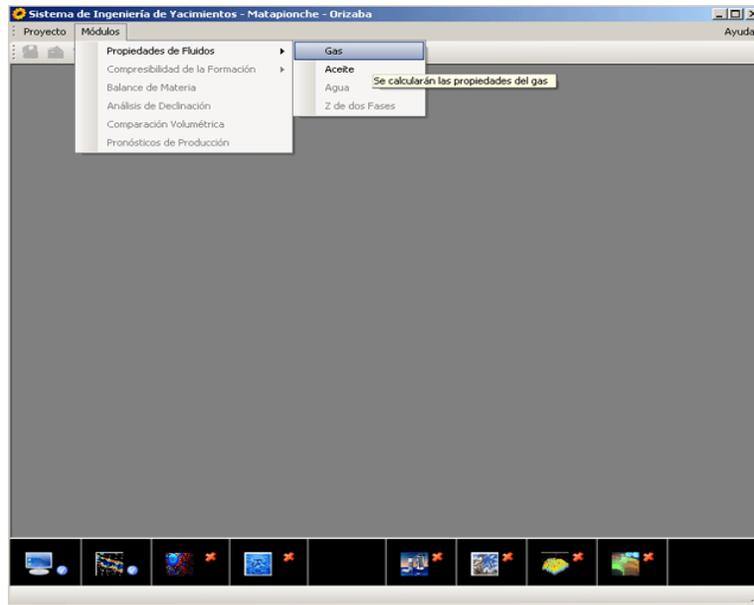


Una vez hecho esto, aparecerá la siguiente pantalla donde debe proporcionar la información general del proyecto; es importante mencionar que una vez habiendo dado los datos del proyecto y se hayan realizados algunos cálculos en algún módulo, si se modifica alguno de estos datos el sistema por protección borrar los cálculos hechos y forzará al usuario a iniciar nuevamente los cálculos. Como se muestra a continuación.

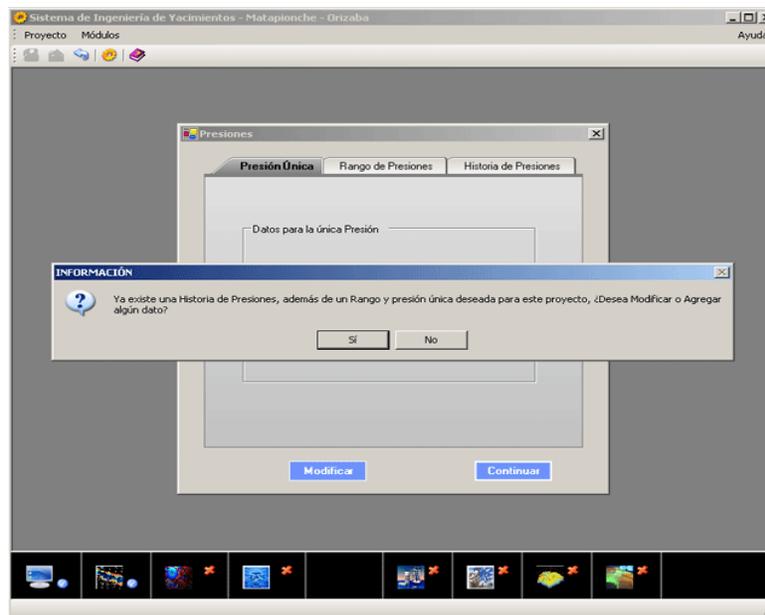


5.1.7.2. Propiedades del Gas.

Para el siguiente ejemplo de Propiedades del Gas utilizaremos parte de los datos del proyecto Matapionche-Orizaba. En este módulo se puede trabajar tanto con historia de presiones como con rangos, sin embargo, solo se describirá la sección de historia de presiones debido a que en la sección para rangos de presión se utiliza metodología que queda fuera de este trabajo. Lo primero que tenemos que hacer es entrar al grupo de modelos de Propiedades de Fluidos, seguido damos clic en la opción Gas para invocar el modelo citado.



Al entrar al modelo lo primero que tendremos es una pantalla como la siguiente:



Como los resultados obtenidos en algunos submodelos de este modelo repercuten en otros submodelos, la aplicación nos pedirá si deseamos modificar nuestro catálogo de presiones para todo el proyecto; hay que recordar que si cambiamos algo tendremos que realizar todos los cálculos desde un inicio para que los resultados finales concuerden con los datos para otros submodelos.

El modelo de Propiedades del Gas trabaja con historia de presión, así mismo si el usuario solo da una presión en la historia de presiones esta será tomada como una presión puntual.

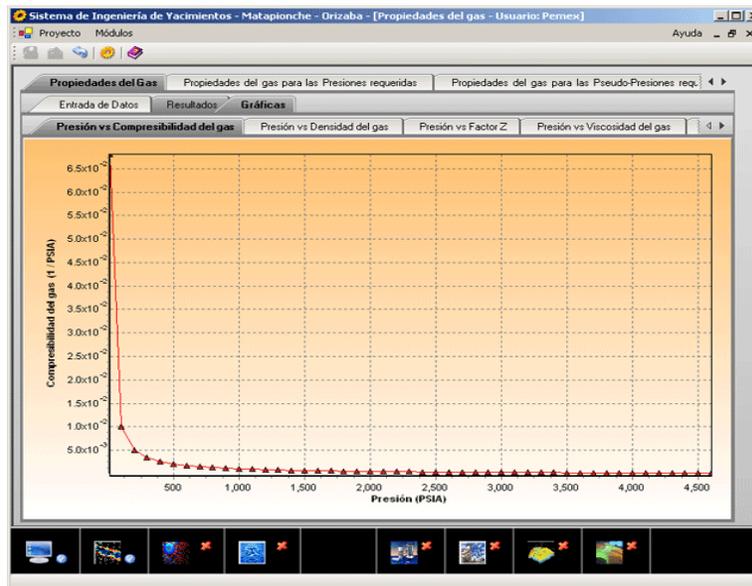
Si se da clic en el botón calcular veremos que al terminar el cálculo automáticamente el modelo nos llevara a la ventana de Resultados en la cual veremos la tabulación completa de estos.

Presión (PSIA)	P reducida (P/P)	Factor Z	P / Z (PSIA)	Volumen Esp	FVF del gas ₁	FVF del gas ₂	Densidad del	Compresibilidad	Via
14.7	0.022019388	0.998925241	14.71581594	25.33810742	1.255678477	0.223629232	0.039440940	0.068100269	0.C
100	0.149791756	0.992767274	100.7285419	3.701740520	0.183446846	0.032670854	0.269969970	0.010071905	0.C
200	0.299583512	0.985727705	202.8957883	1.837746008	0.091073025	0.016219594	0.543795918	0.005070385	0.C
300	0.449375268	0.978896139	306.4676505	1.216673030	0.060294563	0.010738123	0.821386480	0.003402007	0.C
400	0.599167024	0.972287809	411.4008179	0.906344637	0.044915645	0.007999224	1.102625577	0.002566766	0.C
500	0.748958781	0.965918253	517.6421483	0.720325665	0.035697118	0.006357456	1.387370777	0.002064653	0.C
600	0.898750537	0.959032099	625.1281452	0.596471184	0.029593272	0.005264340	1.675451899	0.001728999	0.C
700	1.048542293	0.953958482	733.7845543	0.508147889	0.025182232	0.004494814	1.965683929	0.001488371	0.C
800	1.198334049	0.948399804	843.5261121	0.442038390	0.021906059	0.003901346	2.260796346	0.001307055	0.C
900	1.348125805	0.943142863	954.2564817	0.390744975	0.019364116	0.003448640	2.557572950	0.001165211	0.C
1000	1.497917562	0.938202121	1065.868406	0.349828293	0.017336411	0.003087517	2.856712275	0.001050938	0.C
1100	1.647709318	0.93392615	1178.244109	0.316463220	0.015682941	0.002793043	3.157898657	0.000956668	0.C
1200	1.797501074	0.929327752	1291.255960	0.288766082	0.014310356	0.002548594	3.460790029	0.000877362	0.C
1300	1.947292830	0.925420094	1404.767421	0.265432497	0.013154016	0.002342656	3.765020440	0.000809535	0.C
1400	2.097084587	0.921862795	1518.664172	0.245625595	0.012167491	0.002166961	4.070283497	0.000750709	0.C
1500	2.246876343	0.918694702	1632.751332	0.228369695	0.011317297	0.002015547	4.376056880	0.000699068	0.C
1600	2.396668099	0.915911213	1746.884213	0.213447913	0.010577820	0.001883950	4.681979608	0.000653263	0.C
1700	2.546459855	0.913518522	1860.936541	0.200367251	0.009929588	0.001768403	4.987632934	0.000612265	0.C
1800	2.696251611	0.911520966	1974.721444	0.188822036	0.009357437	0.001666507	5.292596119	0.000575285	0.C
1900	2.846043368	0.909320971	2088.093427	0.178570039	0.008849380	0.001576025	5.596452706	0.000541703	0.C
2000	2.995835124	0.908719037	2200.900297	0.169417454	0.008395806	0.001495246	5.898794680	0.000511029	0.C
2100	3.145626880	0.907913774	2312.994978	0.161206975	0.007988820	0.001422781	6.193227885	0.000482872	0.C
2200	3.295418636	0.907501970	2424.237160	0.153809590	0.007622329	0.001357494	6.497376237	0.000456916	0.C
2300	3.445210392	0.907478708	2534.494725	0.147118445	0.007290736	0.001298439	6.792895641	0.000432902	0.C

Las gráficas obtenidas para estos resultados comprenden las siguientes:

- Presión vs. Compresibilidad del Gas
- Presión vs. Densidad del Gas
- Presión vs. Factor Z
- Presión vs. Viscosidad del Gas
- Presión vs. P/Z
- Presión vs. Bg
- Presión vs. m(p)

La figura siguiente muestra una vista del primer tipo de gráfica. Si visualizamos cualquiera de las graficas anteriormente mencionadas y quisiéramos imprimir alguna de ellas se da doble clic sobre el grafico, seguido aparecerá en una ventana separada y un botón de imprimir.

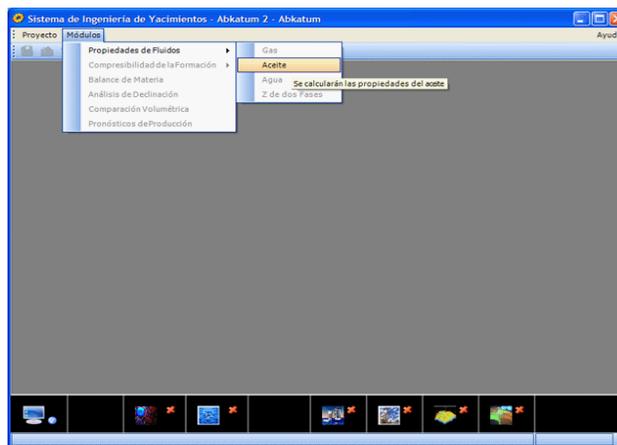


5.1.7.3. Propiedades del Aceite.

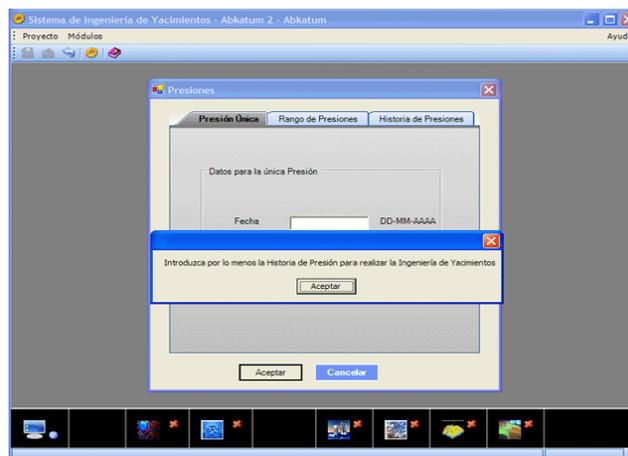
Las propiedades del aceite servirán para el Balance de Materia, ya que se necesitan obtener las siguientes características del aceite:

- Factor de volumen del aceite.
- Relación de solubilidad.
- Compresibilidad del aceite.
- Viscosidad del aceite.

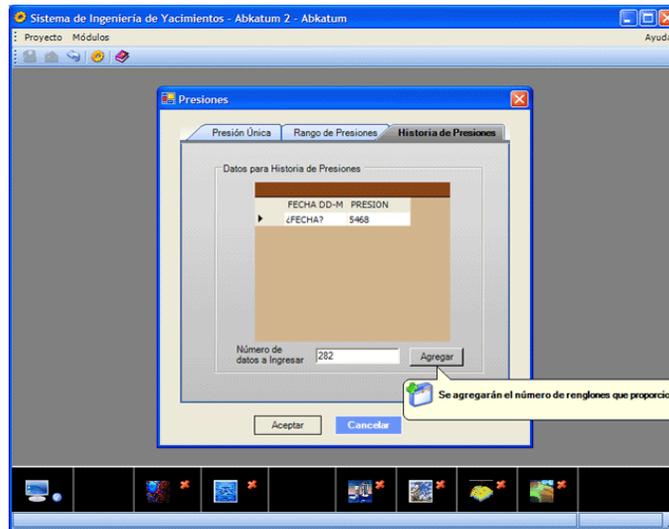
El usuario puede acceder al módulo mediante el menú haciendo click en Módulos, posteriormente en Propiedades de Fluidos y después en Aceite, como se muestra en la siguiente figura; al ser un proyecto nuevo el usuario no puede acceder a otro módulo que no sea el de aceite ya que es el primero que se necesita calcular antes de cualquier otro para que ese pueda proporcionar sus resultados a otros módulos.



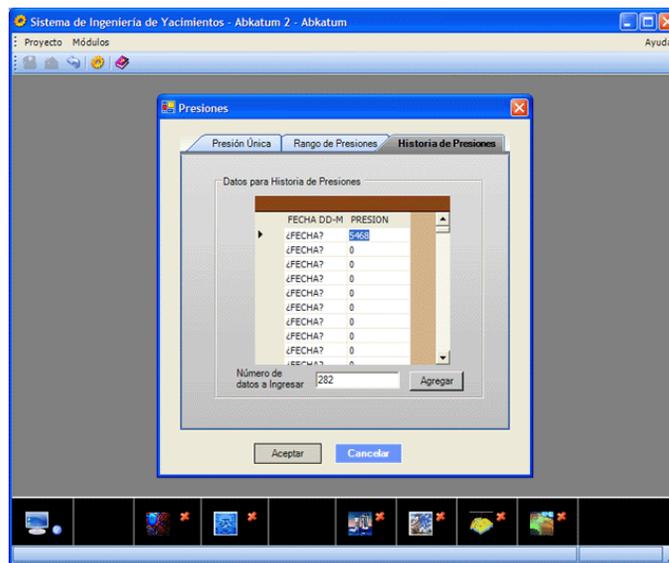
Pero antes de calcular las propiedades de aceite de este proyecto el sistema preguntará acerca de las historias de presiones para poder realizar la simulación de todo el SIY, aunque también el usuario tiene la opción de poder introducir al sistema una presión única y rango de presiones, ésta última podrá ser tomada en cuenta cuando se haga el módulo de rango de presiones y se hayan calculado las propiedades del aceite para ese rango establecido.



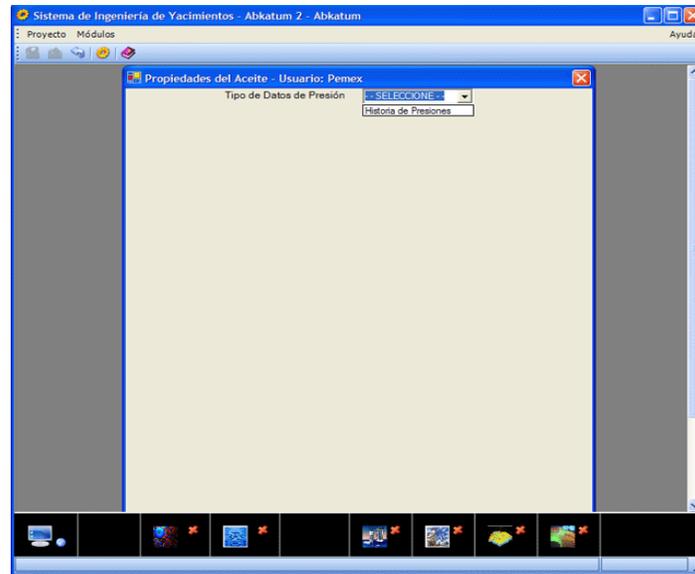
Una vez situado en la pestaña correspondiente, para nuestro ejemplo solo tomaremos la historia de presión, en la sección de Número de registros a ingresar, aquí daremos el total de datos que contienen nuestra historia de presiones, y al posicionarnos en el botón de agregar saldrá la leyenda como se muestra en la siguiente figura y tendremos que dar clic, esperando a que el sistema rellene por nosotros estos datos con alguna información para que podamos modificarla.



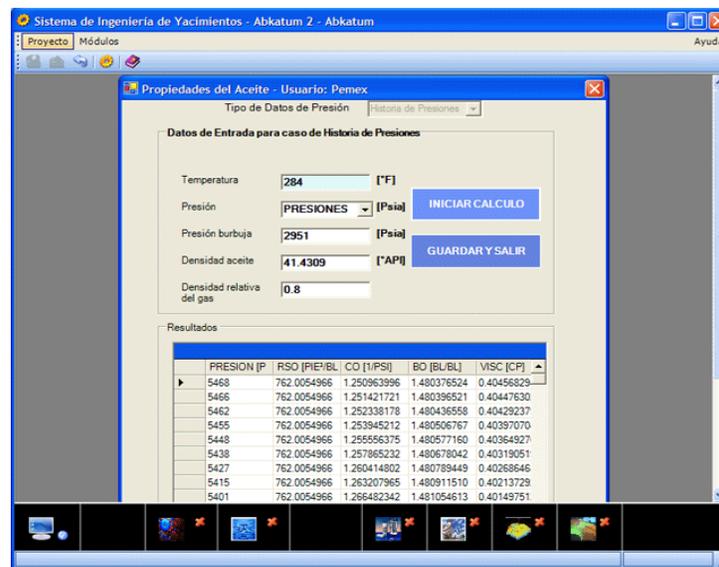
Al haberse agregado los datos de presión, como se muestra en la siguiente figura, el usuario debe proporcionar los datos correctos de toda la historia y hasta que este completa podrá seguir dando clic en el botón de aceptar.



Una vez habiendo dado por dato de entrada la historia de presiones, aparecerá el módulo respectivo al cuál se llamó desde el menú, para este caso aparecerá las propiedades de aceite, como se muestra a continuación; se solicitará que el usuario elija el tipo de dato de presión que desea calcular (Historia de Presión, Rango de Presión o Presión única), y únicamente aparecerá en la lista los datos de presión que se hayan dado en el proyecto.



Después de haber elegido el tipo de dato de presión que el usuario desea calcular, se debe proporcionar los datos que el sistema esta solicitando para que pueda calcular las propiedades de este fluido a través de las correlaciones que están programadas. Una vez introducidos los valores el usuario podrá dar clic en el botón de iniciar cálculo y visualizar los resultados como a continuación se presenta en la figura; para finalizar este módulo y poder avanzar en el cálculo de otras propiedades diferentes deberá guardar los resultados, ya que de esta forma se asegura que los resultados obtenidos se podrán utilizar en otros módulos que así lo requieran.

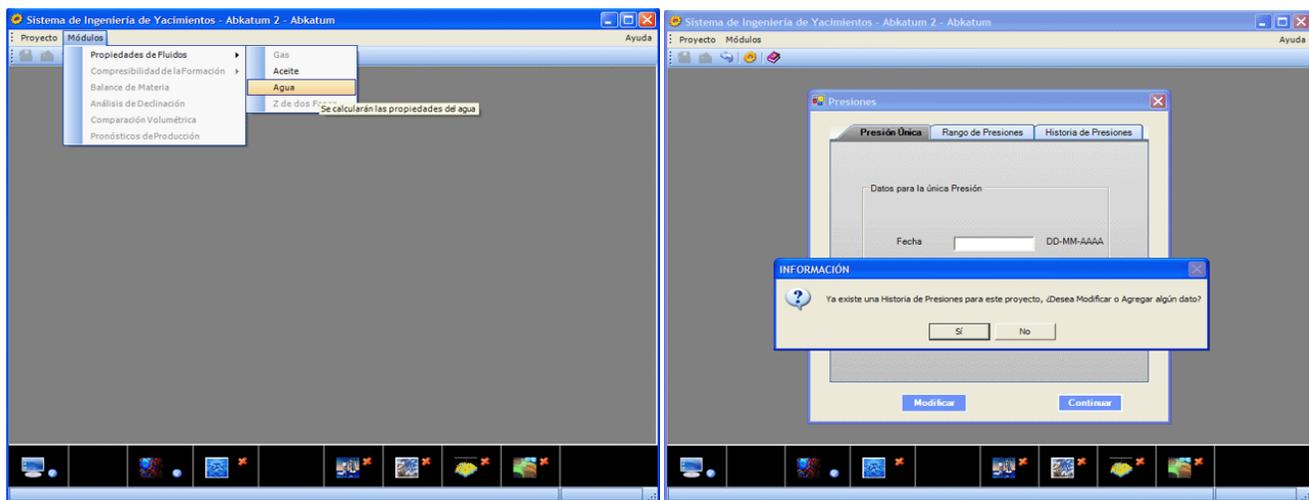


5.1.7.4. Propiedades del Agua.

El cálculo de las propiedades del agua son importantes para el sistema, ya que la mayoría de los yacimientos tienen la presencia de entrada de agua, y es necesario observar y poder cuantificar mediante éste análisis los factores que intervienen para poder llevar a acabo el análisis del Balance de Materia. En éste módulo se calculan las siguientes propiedades del agua:

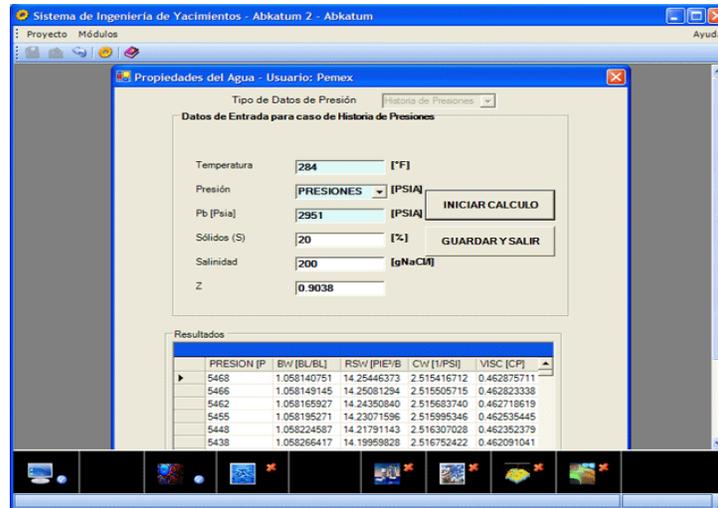
- Factor de volumen.
- Relación gas disuelto-agua.
- Compresibilidad.
- Viscosidad.

Una vez realizado los cálculos de las propiedades de aceite y habiendo guardado los resultados, automáticamente se habilitará el siguiente módulo a ejecutar que en este caso será las propiedades del agua. Como se muestra en la siguiente figura, se puede observar que así como se habilita el módulo, también en la barra de proceso ubicado en la parte inferior de la pantalla, tiene una palomita en la figura que indica que se han realizados los cálculos. La finalidad de esta barra es proporcionar al usuario una vista inmediata cuando abra un proyecto y se haya quedado en alguna etapa de la Ingeniería de Yacimientos y pueda continuar con los siguientes módulos. Al dar clic en el menú en la sección de Propiedades de Fluidos, Agua, aparecerá la misma pantalla que apareció cuando entramos al módulo de aceite para proporcionar la historia de presiones, pero en esta ocasión, como el sistema ya tiene capturada la información de la historia de presión, el mensaje de entrada solo indicará al usuario que ya existe una Historia de Presión, y si desea verla o modificarla deberá presionar el botón de si. En caso contrario se le presentará a pantalla de propiedades del agua.



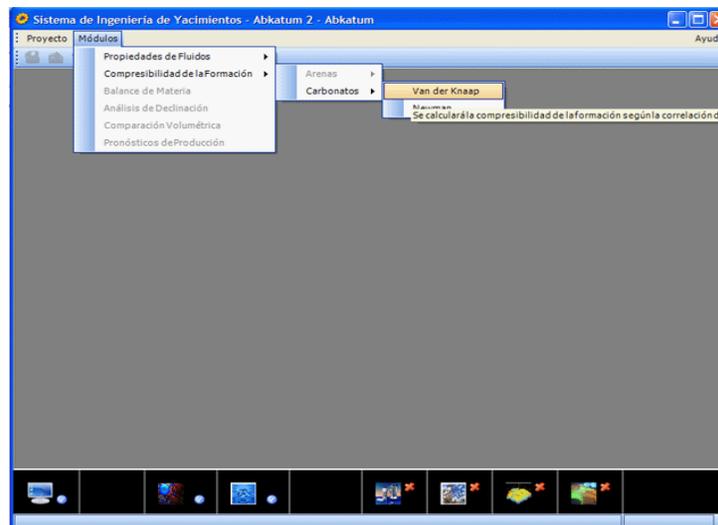
En caso de haber respondido que si a la pregunta, aparecerán los datos proporcionados anteriormente, en donde si el usuario desea modificar algún dato, deberá reiniciar el cálculo desde el principio, ya que si se agrega algún dato de presión o modifica algún valor, éste podrá repercutir directamente en la validación de los resultados, ya que algunos resultados no podrían cuadrar y se tendría un gran error, por eso si desea el usuario modificar algún dato deberá presionar el botón de modificar después de que haya hecho las modificaciones pertinentes, en caso contrario solo bastará con presionar el botón de continuar, para seguir con el cálculo del módulo que se invocó desde el menú.

Después de haber elegido el tipo de dato de presión que el usuario desea calcular, debe proporcionar los datos que el sistema le esta solicitando para que pueda calcular las propiedades de este fluido a través de las correlaciones que están programadas. Una vez introducidos los valores el usuario podrá dar clic en el botón de iniciar cálculo y visualizar los resultados, como a continuación se presenta en la figura, y para finalizar este módulo y avanzar en el cálculo de otros módulos diferentes deberá guardar los resultados, ya que de esta forma se asegura que los resultados obtenidos se podrán utilizar en otros módulos que así lo requieran.

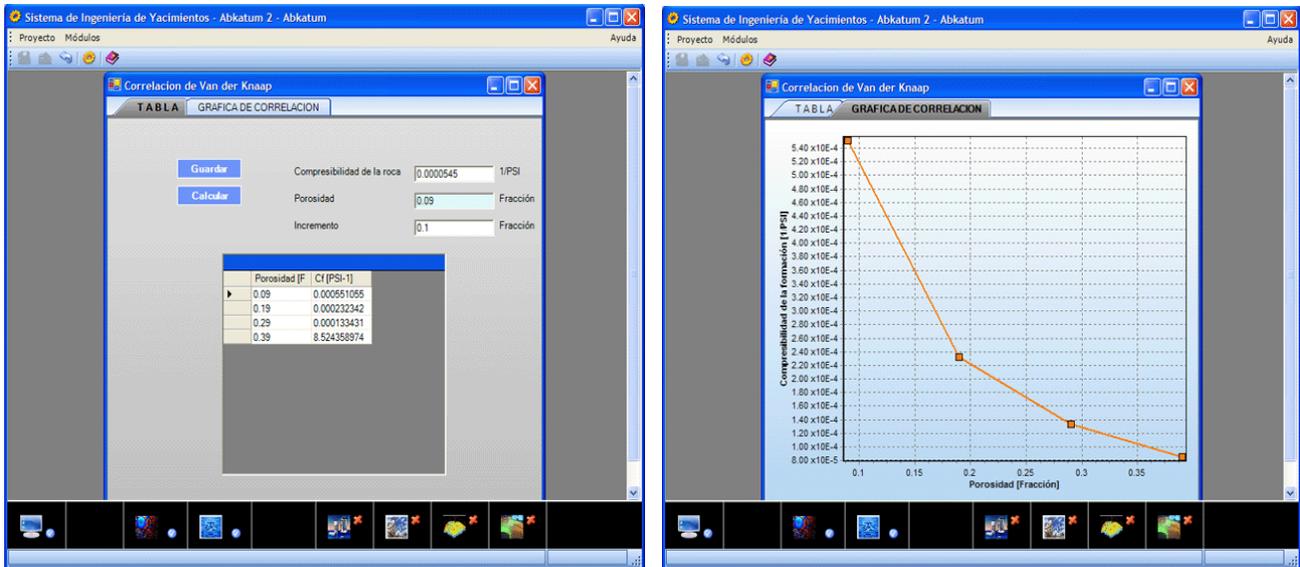


5.1.7.5. Compresibilidad de la formación.

Como su nombre lo indica, se obtiene la compresibilidad de la roca del yacimiento, seleccionando el tipo entre arenas y carbonatos y la correlación con la que se desea hacer el cálculo, como se puede observar nuevamente se van habilitando en la barra de avance de proyecto los módulos que se han efectuado. Para este ejemplo, se habilita la sección de Carbonatos, dentro de la compresibilidad de la formación, dado que así se dio en las propiedades generales del proyecto. Dentro de los carbonatos se tienen dos opciones para realizar los cálculos uno mediante la correlación de Van der Knaap y la otra es la correlación de Newman. Solo será necesario realizar una de ellas para poder habilitar el siguiente módulo, en caso de que el usuario quisiera realizar las dos correlaciones, ambos resultados estarán disponibles para que puedan ser elegidos en la sección del balance de materia.



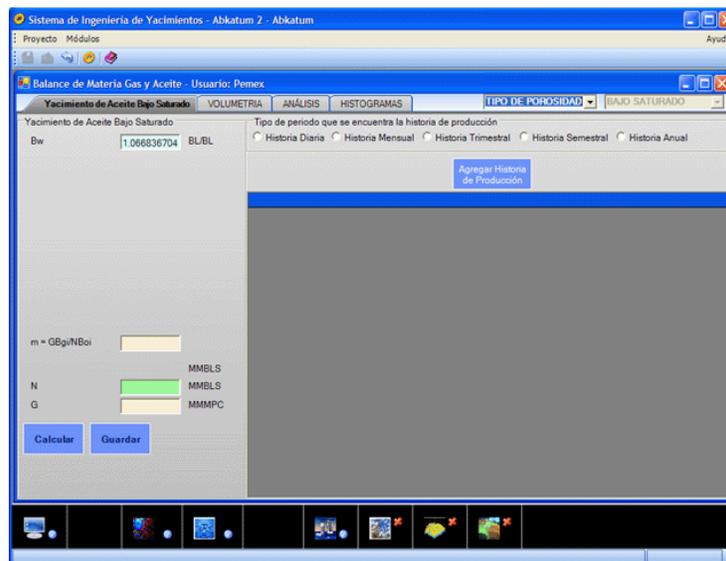
Una vez proporcionando los datos de entrada que el sistema solicita en la correlación seleccionada, podrá realizar los cálculos y guardarlos para habilitar el siguiente módulo y continuar con los cálculos. En este módulo se grafican los resultados obtenidos para que el usuario pueda observar gráficamente el comportamiento de esta correlación, y la tabulación de los datos se realizará hasta el valor de porosidad de 0.45 máximo, ya que teóricamente es el valor máximo posible de porosidad.



5.1.7.6. Balance de Materia.

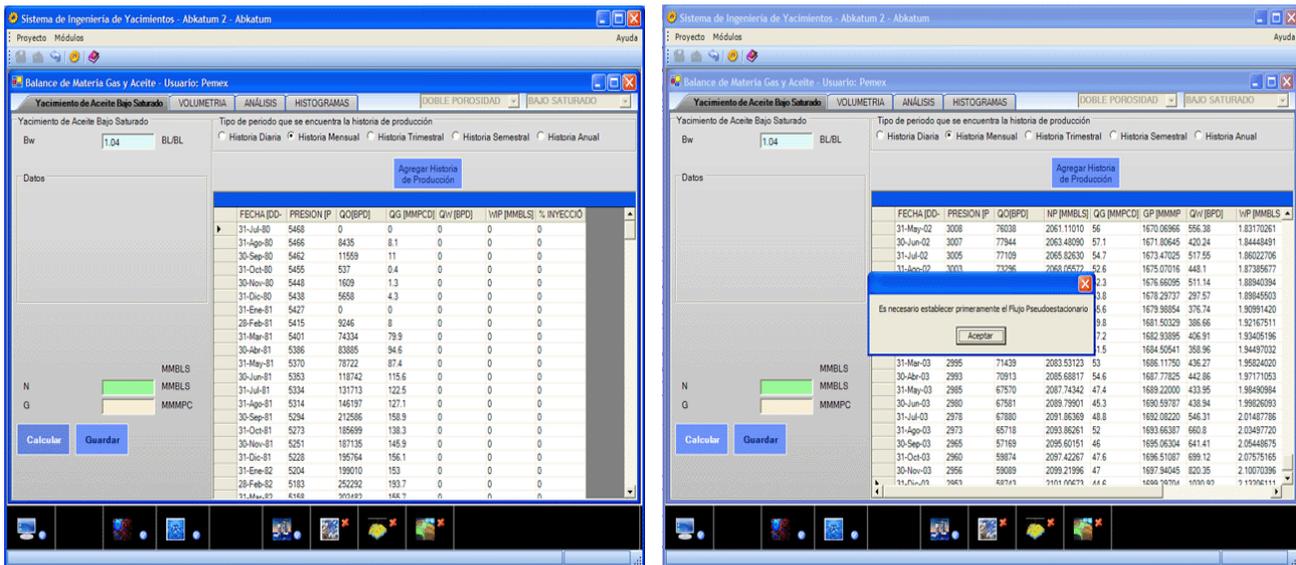
Para acceder al módulo de Balance de Materia es necesario ubicarse en el menú en la sección de módulos, después en Balance de Materia, y de esta forma activar el Balance de Materia de acuerdo a las características previas del yacimiento.

Como se muestra en la siguiente figura, primero el usuario tendrá que elegir el tipo de porosidad que tiene el yacimiento, para posteriormente dar clic en el botón de agregar la historia de producción, la cuál tendrá de datos la fecha, presión, gasto de aceite [Qo], gasto de gas [Qg] y gasto de agua [Qw]. Estos datos deberán de ser llenados en base a la toma de datos en el complejo. El sistema detecta cuando se trate de un análisis de aceite bajosaturado o saturado, lo que involucra una serie de cálculos que tiene contemplado para su análisis. Una vez agregada la historia de producción, ya no se podrá modificar el tipo de porosidad del sistema.



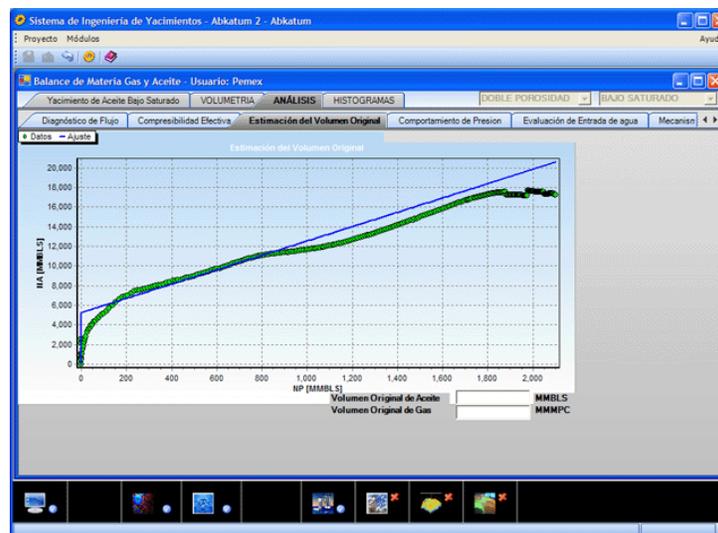
5.1.7.7. Historia de Producción.

Después de haber dado clic en Agregar Historia de Producción, se debe proceder al llenado de los gastos que se solicitan en el grid, y posteriormente seleccionar el tipo de periodo en que se encuentra la historia de producción, para poder realizar los cálculos apropiadamente. Después de esto se dará clic en el botón calcular.



5.1.7.8. Estimación de Volumen Original.

Dentro de esta pestaña, se observará como se está ajustado la tendencia a la serie de datos, esto es un punto de inicio para poder asegurar que los valores que se calcularon en el balance de materia fueron correctos, en caso de que exista alguna anomalía considerable, deberá modificarse los datos iniciales, esto se hace yéndose a la pestaña de Yacimiento de Aceite, y dando clic en el botón de ajustar.

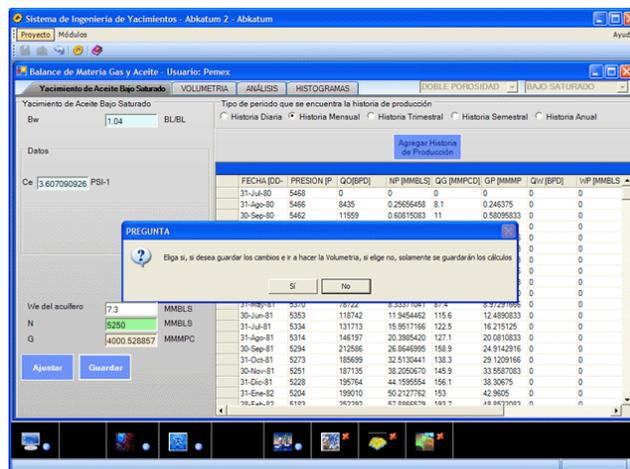


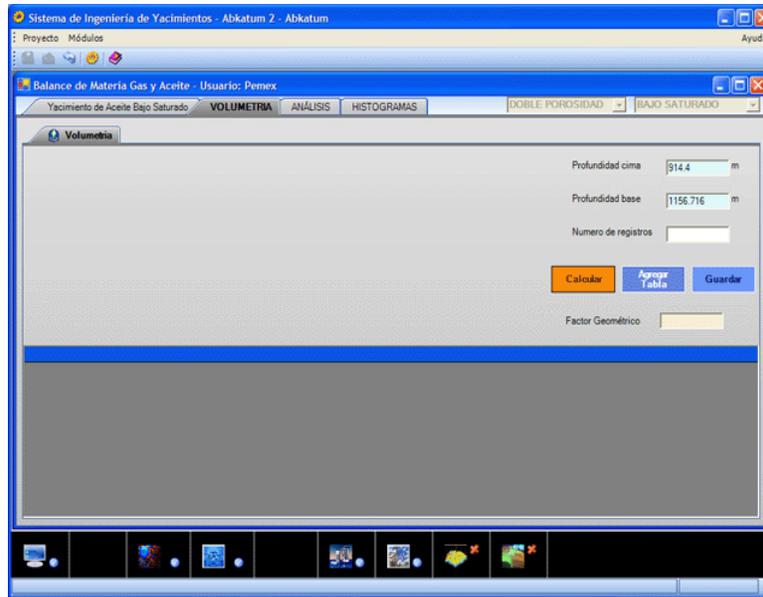
5.1.7.9. Histogramas.

Como parte complementaria del balance de materia están las gráficas de los gastos contra el tiempo, así como las producciones acumuladas contra el tiempo, como se muestra a continuación en la siguiente figura. Estas gráficas son importantes para ver el comportamiento de la producción y de aquí se deriva como se va a calcular las declinaciones de aceite y gas.

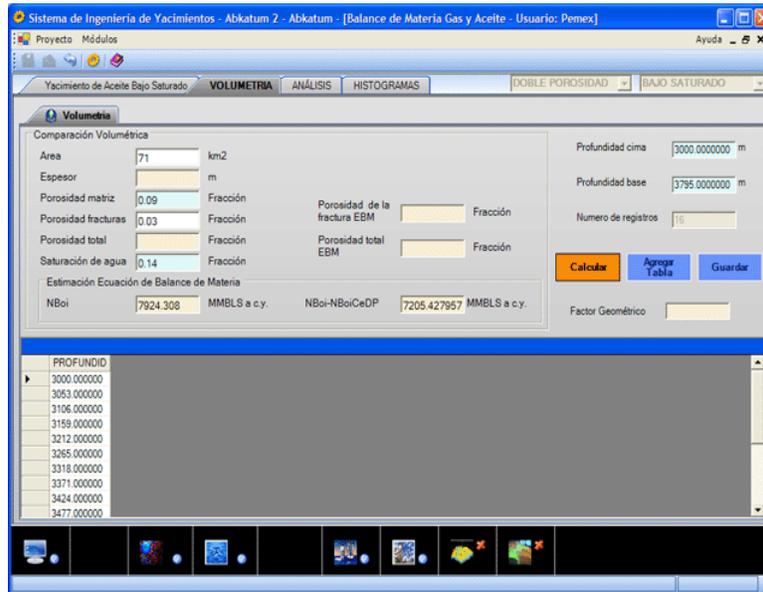


Al dar clic en el botón de guardar, aparecerá un mensaje en pantalla, como se muestra a continuación, donde se le pregunta al usuario si desea guardar los cambios y hacer la volumetría del yacimiento, en caso de elegir no, únicamente se guardarán los cambios.

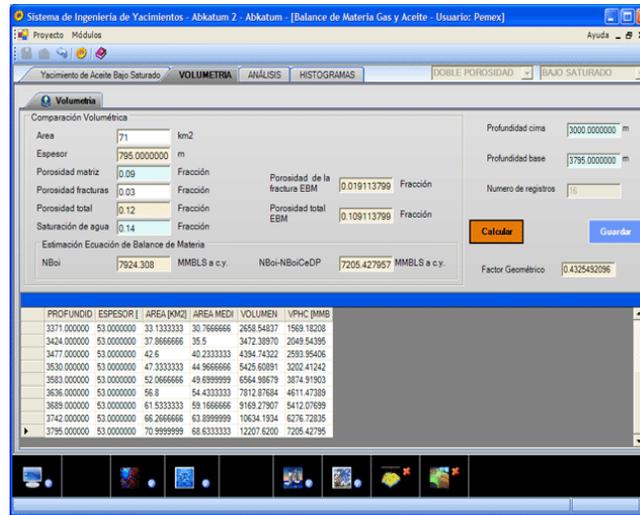




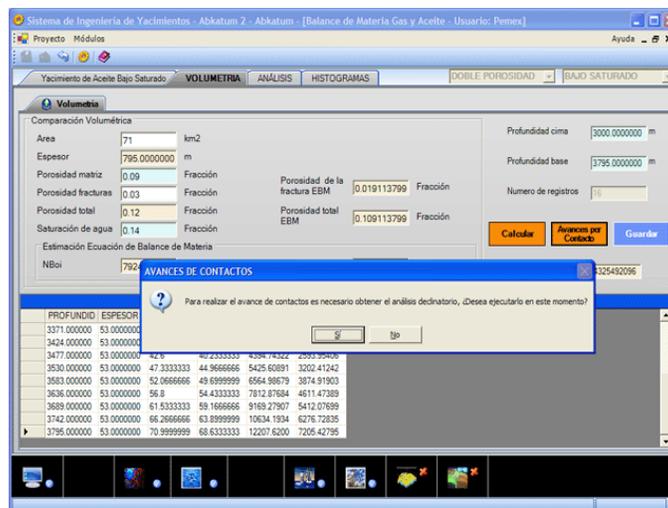
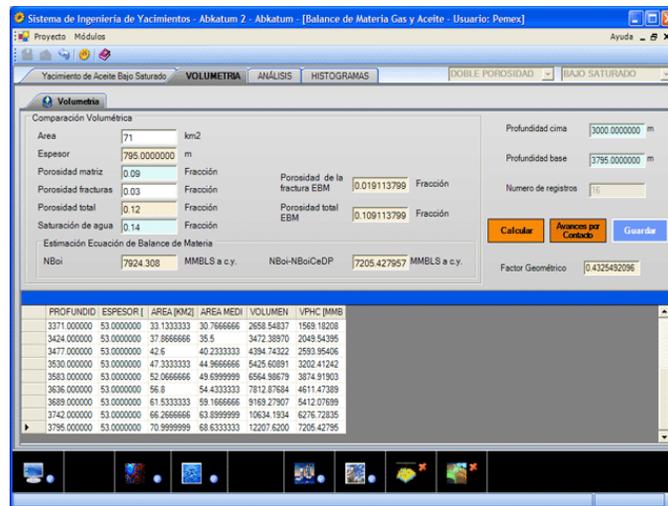
Después de introducir un valor para el número de registros, el usuario tendrá que dar clic en el botón de agregar tabla y se mostrarán los datos que a continuación se presentan en la pantalla, donde los únicos valores que se deben de introducir serán el área y la porosidad, ya que los otros datos han sido calculados anteriormente o han sido proporcionados por el usuario al inicio del proyecto.



Una vez dado el área y la porosidad, se efectuarán los cálculos necesarios para poder determinar el factor geométrico y los valores que anteriormente no aparecían, ya que esto se logra a través de una serie de iteraciones para poder repartir el volumen de hidrocarburos en el espacio poroso correspondiente.

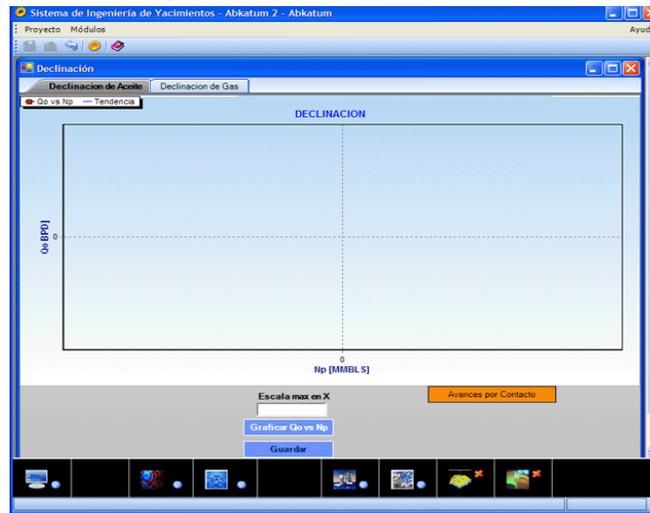


Una vez hechos los cálculos el usuario deberá guardar los cambios para poder utilizar los resultados posteriormente en la declinación del aceite y del gas. Aparecerá un mensaje preguntando si se desea ejecutar la declinación.



5.1.7.11. Declinación.

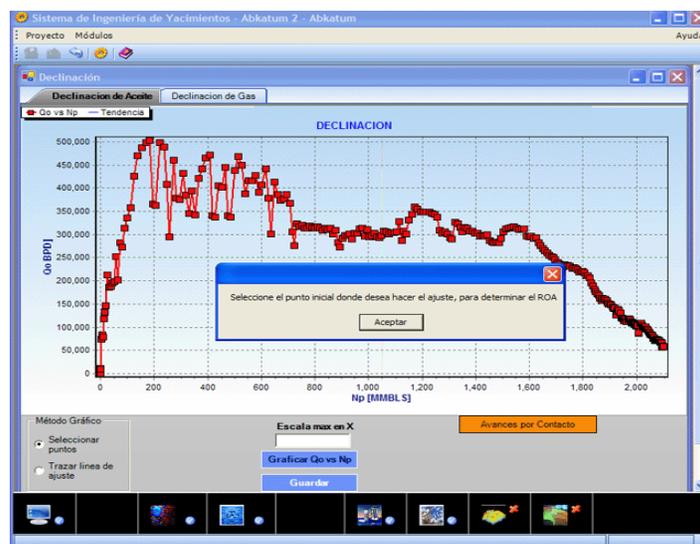
Se presentará una pantalla como la siguiente.



Al presionar el botón de graficar Q_o vs N_p , aparecerá la gráfica, y así también aparecerán en la parte inferior derecha de la pantalla de trabajo dos posibles opciones para determinar la declinación, una es por selección de puntos y la otra por el trazado de un línea, para éste último será necesario dar primeramente un valor máximo en el eje X para poder hacer la escala de la gráfica y poder realizar esta tendencia.

5.1.7.11.1. Método gráfico por selección de puntos.

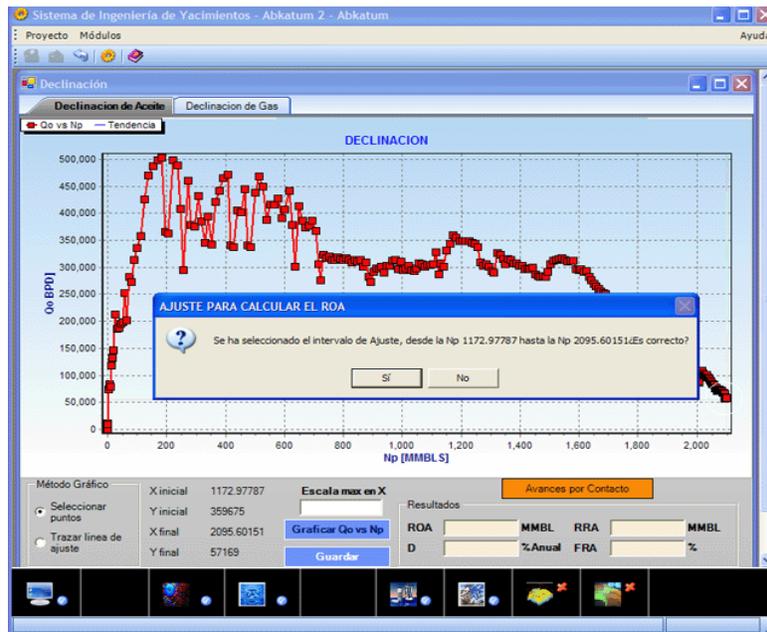
Paso 1: Tendrá que elegir la opción de seleccionar puntos.



Paso 2: Tendrá que elegir el punto inicial del ajuste, esto coincidiendo con el valor que se crea sea en el que empieza a declinar el yacimiento.

Paso 3: Se le pedirá al usuario que elija el punto hasta donde desea hacer el ajuste de la declinación.

Paso 4: Se le mostrará un mensaje al usuario donde le solicitan la confirmación del intervalo donde se efectuará el ajuste. En caso de contestar con una negación, deberá proceder a repetir desde el paso 1.



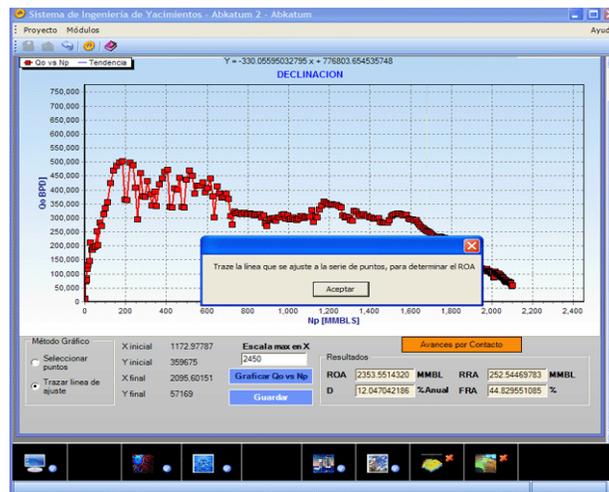
Paso 5: En caso de haber contestado afirmativamente se dibujará la recta, y mostrará el punto donde intersecte al eje X. Además de realizar los cálculos pertinentes del porcentaje de declinación anual, reserva remanente y factor de recuperación. Podrá guardar los cambios.



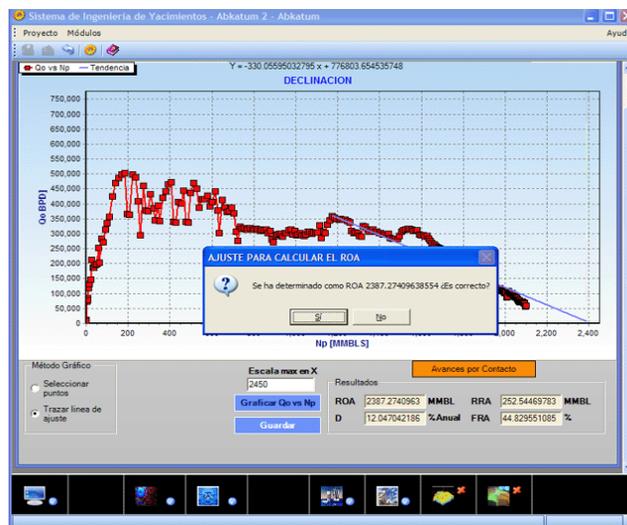
5.1.7.11.2. Método gráfico por trazado de línea.

Paso 1: Este método es muy sencillo, solamente debe conocer un valor aproximado hasta donde desea ampliar la escala en el eje de las abscisas, y después elegir el método de trazar la línea de ajuste, se presentará un mensaje al usuario indicándole que debe trazar la recta.

Paso 2: La forma para trazar la recta será primeramente situarse en el inicio de la declinación y haciendo clic con el botón izquierdo del mouse sin soltarlo dirigirlo hasta que se intersecte con el eje de las X y tomará ese valor, debe hacer esto con cuidado, ya que si lo hace demasiado rápido no se podrá detectar la posición correcta de la recta.



Paso 3: Se le mostrará un mensaje al usuario donde le solicita la confirmación del valor de la reserva original. En caso de contestar negativamente, deberá proceder a repetir desde el paso 1.



Paso 4: En caso de haber contestado afirmativamente se dibujará la recta, y mostrará el punto donde intersecte al eje X. Además de realizar los cálculos pertinentes del porcentaje de declinación anual, reserva remanente y factor de recuperación. Podrá guardar los cambios.

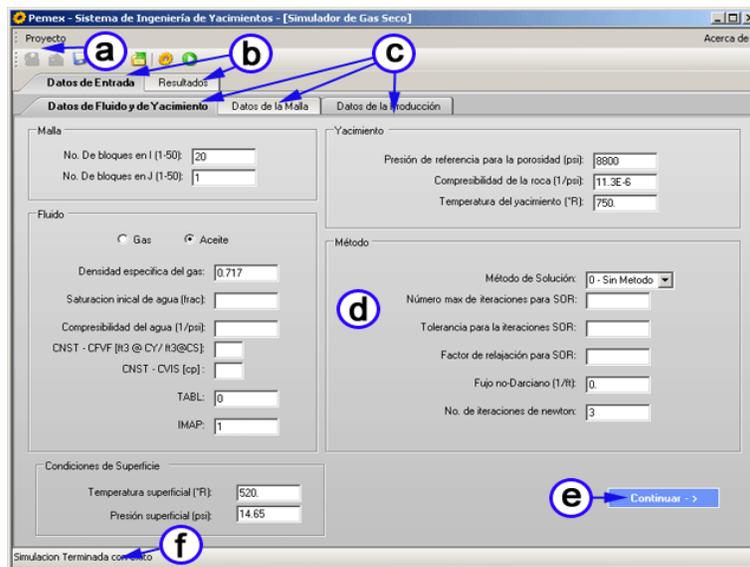
5.1.8. Simulador de Gas Seco (Simgas).

5.1.8.1. Descripción.

El Sistema de Simulación de Gas Seco es un simulador de dos dimensiones monofásico para flujo de gas real. Este simulador de yacimientos de dos dimensiones puede trabajar con geometrías tanto en x-y como en r-z.

5.1.8.2. Interfaz.

La pantalla siguiente muestra el área de trabajo principal del sistema, dentro de este podemos desarrollar simulaciones de gas e incluso de aceite:



a: en esta parte de la ventana principal se muestran tanto la barra de menú como la barra de herramientas.

b: estas pestañas representan tanto la entrada de datos como los resultados

c: estas pestañas son las tres partes en las que se conforma todo el programa, y cada una representa una entrada de datos en particular tal y como en las versiones anteriores de Gassim se manejaba.

d: esta es el área de trabajo del sistema, se conforma por distintos controles; en esta versión el usuario puede identificar de manera clara cada uno de los datos de entrada que se requieren para realizar una corrida en el simulador.

e: por medio de este tipo de botones el usuario puede ingresar paso a paso los datos y el programa le indicará en determinado momento si los datos ingresados en alguna etapa son necesarios o incorrectos.

f: esta es la barra de estado y le indicará de manera explícita eventos suscitados al trabajar el sistema.

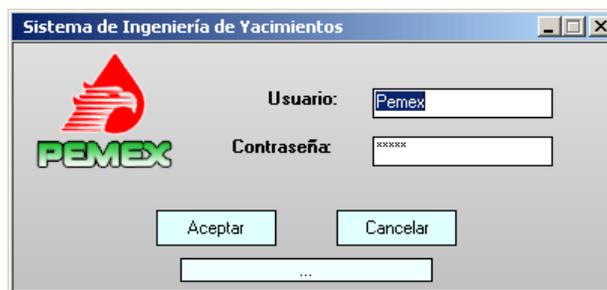
5.1.8.3. Menú principal.

En esta parte de la ventana principal encontramos todas las funciones y comandos del sistema, algunas de estas funciones están ligadas directamente con la creación, y edición de proyectos, a continuación se enlista la jerarquía en el menú del modelo de Simulación de Gas:

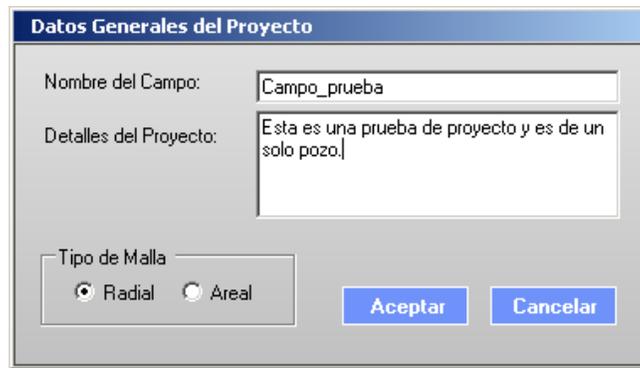
- Nuevo: Crea un nuevo proyecto en la base de datos.
- Abrir: Abre un proyecto existente de la base de datos
- Cerrar: Cierra el proyecto actual
- Guardar: Guarda los cambios realizados en el proyecto actual
- Importar: Importar proyectos de archivos de texto y Excel de versiones del Gassim3B
- Exportar: Exporta el proyecto abierto a un archivo de texto con el formato de Gassim3B
- Propiedades: Muestra las propiedades del proyecto actual
- Proyectos: Muestra el módulo para la administración de proyectos existentes en la base de datos
- Salir: Salimos del programa principal
- Propiedades: Permite modificar el nombre y los comentarios al proyecto.
- Ayuda: Nos lleva a la ayuda del sistema así como al acerca del programa.

5.1.8.4. Proceso de Simulación.

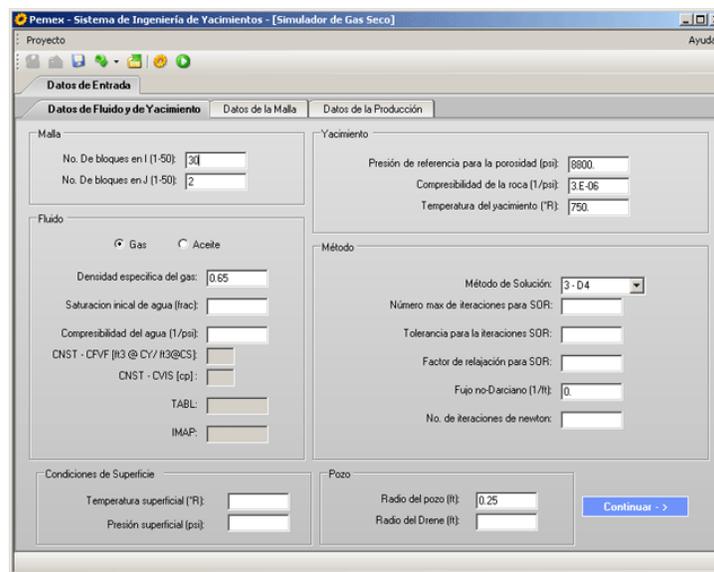
Para comenzar la primera prueba de simulación, se entra al grupo de programas de Sistema de Ingeniería de Yacimientos del grupo PEMEX y se da clic en el icono de la aplicación Sistema de Ingeniería de Yacimientos. Al entrar al sistema pedirá cuenta de usuario registrada en el sistema, si se tiene cuenta propia insertarla, si no una utilizar la cuenta por default de PEMEX:



Para continuar se da clic en el icono del modelo Simulador de Gas Seco. Al elegir esta opción aparecerá una ventana la cual pedirá 3 datos esenciales para crear un proyecto, primero es el nombre del campo o proyecto, después si es necesario una descripción o detalles del proyecto y tercero el tipo de malla a utilizar en el proyecto, aquí se tienen dos: una de tipo radial que funciona únicamente para un pozo y una areal que funciona para varios pozos:



Posteriormente se mostrará la ventana principal del simulador con los 3 grupos de entrada de datos que se requieren para realizar una simulación; como se vio en la pantalla anterior el tipo de simulación a realizar es con una malla Radial. Se introducen los datos necesarios para esta primera corrida, para continuar a la siguiente entrada de datos se da clic en el botón Continuar situado en la parte inferior derecha de la pantalla, si algún dato requerido para la simulación no es introducido el sistema le avisará al usuario el dato faltante.



Como se puede observar en la pantalla anterior los datos a introducir se encuentran agrupados por su relación a los datos del Fluido y del Yacimiento, en este caso tenemos 6 grupos de datos:

- Datos de Malla
- Datos de Yacimiento
- Datos del Fluido
- Tipo de Método a utilizar en la simulación
- Condiciones de Superficie
- Datos del Pozo

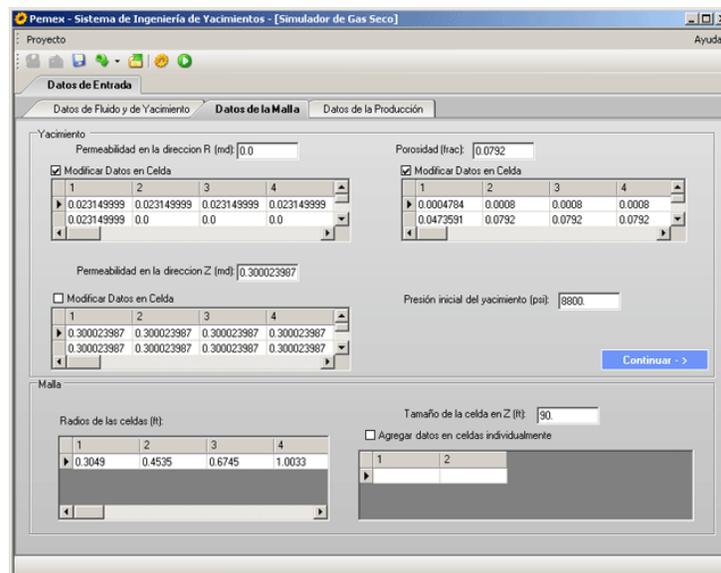
La siguiente pantalla de datos la cual se refiere a los datos de la malla incluye 2 grupos de datos, el primero se refiere a los datos del yacimiento y el segundo a los datos de la malla, veamos con detenimiento la manera de introducir datos en estos dos grupos.

5.1.8.4.1. Yacimiento.

Para ingresar datos del "Yacimiento" tanto de "Permeabilidad en R(X)", "Permeabilidad en Z(Y)", ó "Porosidad" tenemos dos formas de hacerlo, la primera es ingresando un dato constante el cual se ingresa en la caja de texto independiente para cada uno de los datos de este grupo, al hacer esto ese dato constante se tomará en cada una de la celdas de la rejilla respectiva, esto quiere decir que si por ejemplo el dato de la "Permeabilidad en la dirección R (X)" es 0.0 en la caja de texto independiente, cada una de las celdas de la rejilla para ese dato serán 0.0, de la misma forma se comportan las dos rejillas siguientes para los datos de "Permeabilidad en Z (Y)" y "Porosidad". La segunda forma de ingresar datos, por ejemplo, del grupo "Yacimiento", es dando un clic en la caja de opción "Modificar Datos en Celda", al hacer esto se habilitará la edición de la rejilla correspondiente al dato y se podrá ingresar de manera manual algún dato en específico en algunas de las celdas, esto nos permitirá definir rangos de datos en coordenadas específicas de ese dato en la malla, cabe aclarar que este procedimiento antiguamente se definía con el comando o palabra reservada del programa Gassim3B llamada WIND.

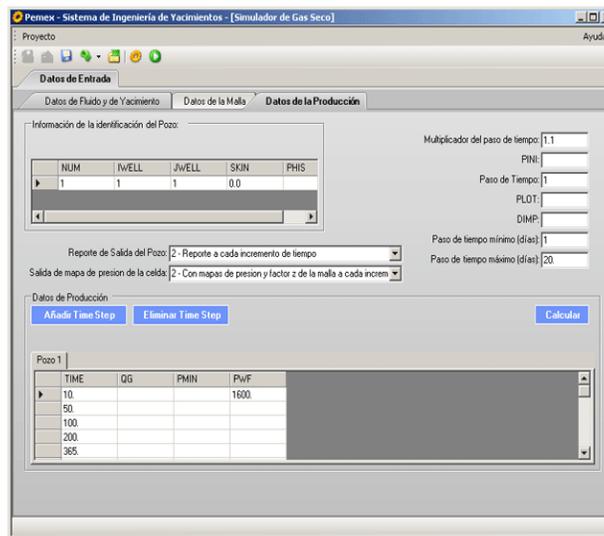
5.1.8.4.2. Malla.

Para ingresar datos a este grupo se deben tomar en cuenta dos consideraciones: si el tipo de malla a analizar es **Areal** los datos a ingresar son tanto el tamaño de la celda en X como en Y, los cuales pueden ser constantes o individuales en cada celda, si el caso es una malla **Radial**, se tienen que ingresar los datos del Tamaño de la celda en Z el cual puede ser una constante o también pueden ser individual para cada celda, y por ultimo se deben ingresar los radios de las celdas, estos radios pueden ser calculados automáticamente si anteriormente se dio el Radio de Drene, si este último dato no se da entonces todos los radios tendrán que ser introducidos manualmente. Para seguir con la inserción de datos de entrada se da clic en el botón continuar.

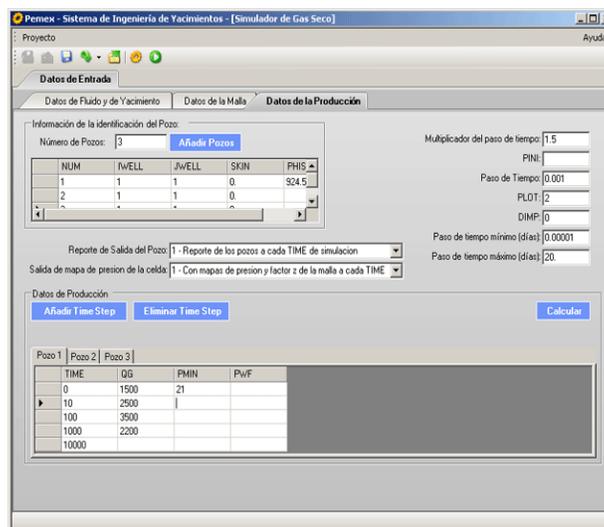


Para concluir tenemos la entrada de "Datos de la Producción" la cual esta conformada por la Información de la identificación del Pozo, datos de producción así como otros datos importantes como son el Multiplicador del paso de tiempo, los Reportes de salida, entre otros.

En cuanto a la Información de la Identificación del Pozo hay 5 datos importantes de los cuales los primeros 4 son imprescindibles, en caso de haber trabajado con un proyecto tipo Areal se hubiera habilitado una opción que me permite incluir información de la identificación para varios pozos, así mismo de acuerdo al número de pozos que se haya elegido en la parte de "Datos de Producción" se incluirán las rejillas para cada pozo en la cual se deben especificar los datos de gasto, PMIN, y presión de fondo fluyendo, el paso de tiempo solo es necesario incluirlo para el primer pozo.



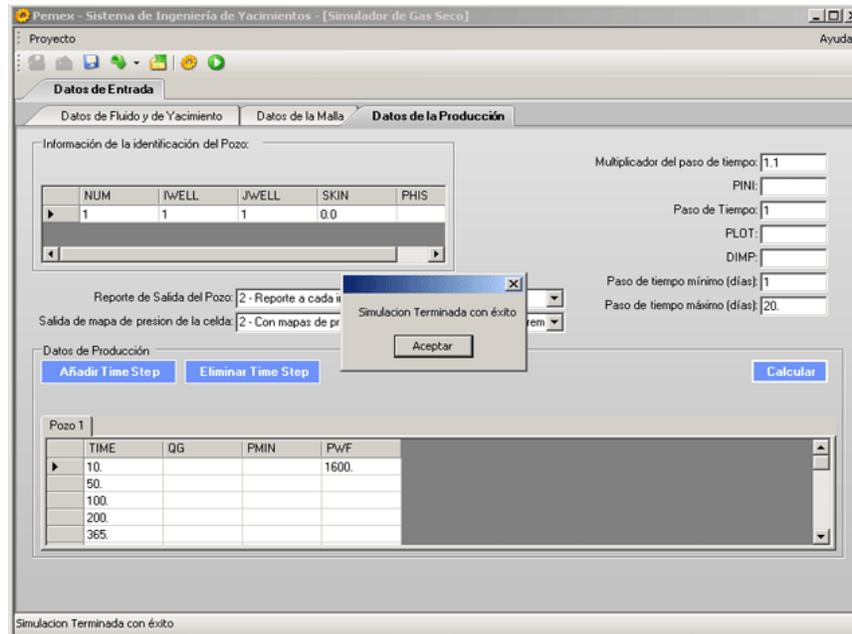
Ejemplo de Simulación con una malla Radial - Un Pozo



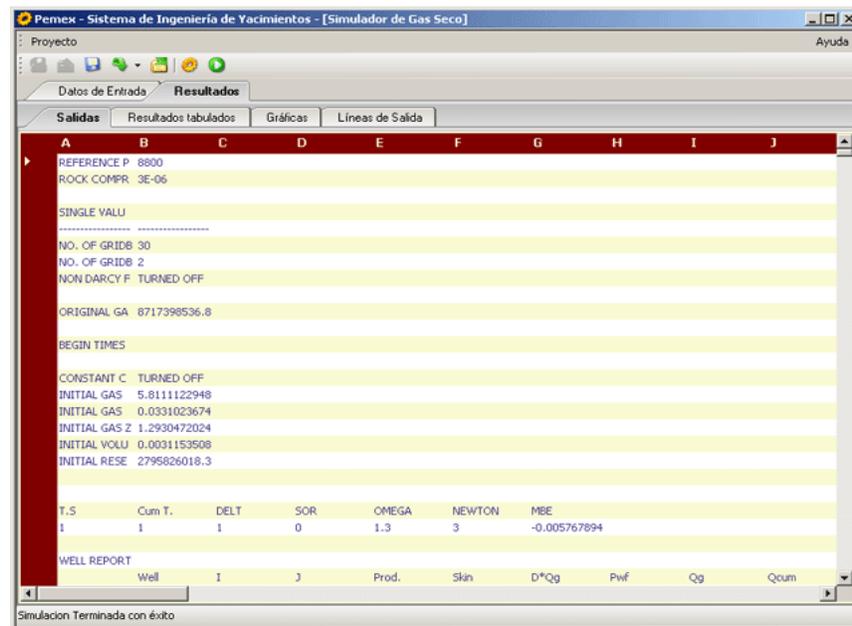
Ejemplo de Simulación con una malla Areal - 3 Pozos

En la figura anterior tenemos un ejemplo con una malla Areal y trabaja con 3 pozos, para ingresar mas pozos se ingresa en la caja de texto de "Número de Pozos" el número deseado, tomar en cuenta que se tiene que llenar los datos necesarios en cuanto a la "Información de identificación del Pozo" se refiere; posteriormente para añadir los pasos de tiempo para los pozos únicamente damos clic en el botón "Añadir Time Step" cuantas veces sea necesario, al ingresar los valores de tiempo para el primer pozo estos se copiarán como datos en los demás pasos de tiempo para cada pozo, si por alguna razón se cambia el valor de algún Tiempo en otro pozo que no sea el primero entonces este dato se reflejará en todos los demás.

Para ejecutar la simulación basta con dar clic en el botón "Calcular" ó en el último botón situado en la barra de herramientas, si por alguna razón hiciera falta algún dato el simulador indicará cuales son. Al terminar la simulación aparecerá un mensaje con una leyenda indicando que la simulación ha terminado y se podrá evaluar los resultados.



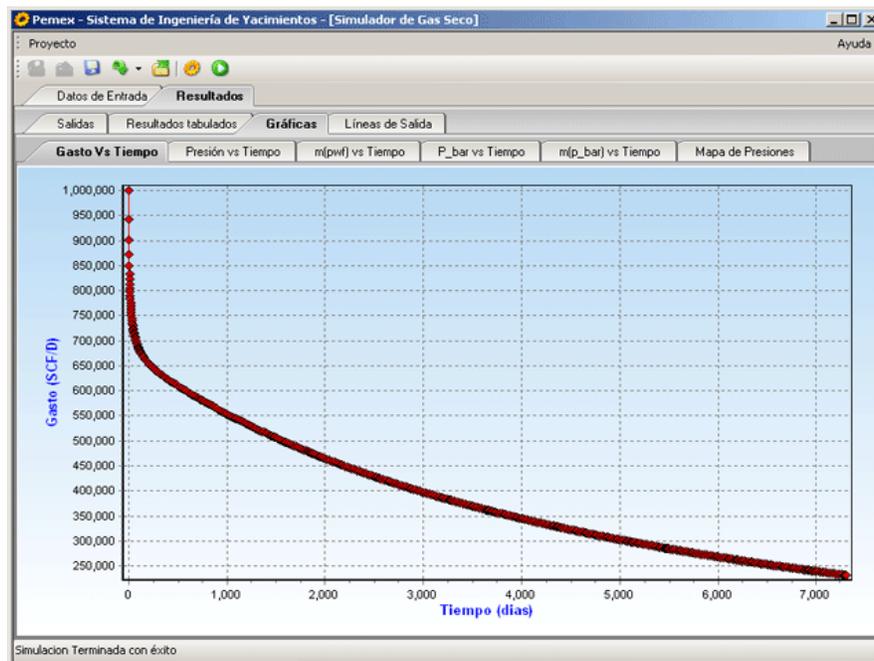
Al concluir la simulación el sistema automáticamente habilitará la pestaña de resultados, enviándonos a la Salida de resultados principal:



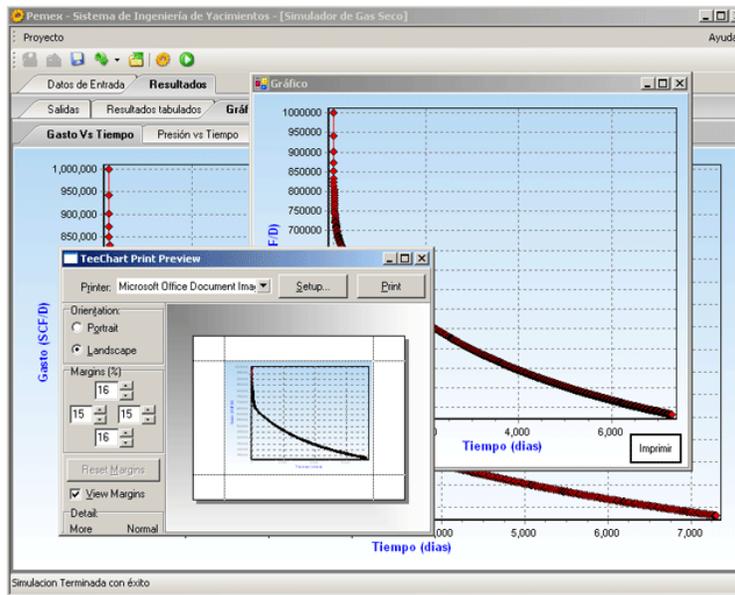
La tabla de resultados tabulados nos permite a través del Filtrado de Resultados ver la información correspondiente por cada pozo en caso de que se hayan trabajado más de uno.

Tiempo (Di	MBE	WL	IW	JW	pwf (psia)	qg (SCF/D)	m(pwf) (ps	qg_sf	pwf_plt
1	-0.005767894	1	1	1	1600	1000300.5479	165028239.14	1000299.5953	1600
2.1	-0.003581634	1	1	1	1600	941722.79151	165028239.14	941722.78903	1600
3.31	-0.002266327	1	1	1	1600	902089.04896	165028239.14	902089.04742	1600
4.641	-0.001301663	1	1	1	1600	873061.91132	165028239.14	873061.91030	1600
6.1051	-0.000404347	1	1	1	1600	850693.83355	165028239.14	850693.83282	1600
7.71561	-9.495001194	1	1	1	1600	832706.59983	165028239.14	832706.59930	1600
8.857805	0.0001278027	1	1	1	1600	822254.55416	165028239.14	822254.55373	1600
10	-0.000111557	1	1	1	1600	813441.62112	165028239.14	813441.62075	1600
11.2564145	0.0010306850	1	1	1	1600	805193.20639	165028239.14	805193.20608	1600
12.63847045	0.0007561251	1	1	1	1600	797414.47440	165028239.14	797414.47413	1600
14.158731995	0.0015907715	1	1	1	1600	790030.71185	165028239.14	790030.71162	1600
15.831019694	0.0012878677	1	1	1	1600	782983.08649	165028239.14	782983.08629	1600
17.670536163	0.0014890325	1	1	1	1600	776225.10288	165028239.14	776225.10271	1600
19.694004280	0.0020645989	1	1	1	1600	769719.74327	165028239.14	769719.74312	1600
21.919819208	0.0027983314	1	1	1	1600	763437.20109	165028239.14	763437.20095	1600
24.368215629	0.0020265797	1	1	1	1600	757353.33549	165028239.14	757353.33537	1600
27.061451692	0.0026390022	1	1	1	1600	751448.29316	165028239.14	751448.29306	1600
30.024011361	0.0024362191	1	1	1	1600	745705.59109	165028239.14	745705.59100	1600
33.282826997	0.0034069813	1	1	1	1600	740111.52287	165028239.14	740111.52279	1600
36.867524197	0.0031144177	1	1	1	1600	734654.50252	165028239.14	734654.50245	1600
40.810691116	0.0026891636	1	1	1	1600	729324.77570	165028239.14	729324.77563	1600
45.148174728	0.0026994904	1	1	1	1600	724114.02247	165028239.14	724114.02241	1600
47.574087364	0.0033871293	1	1	1	1600	721382.63441	165028239.14	721382.63436	1600

Las gráficas arrojadas por el sistema están separadas por pestañas; dentro se tienen cinco gráficas principales y una extra donde se puede analizar el mapa de presiones a lo largo de tiempo.

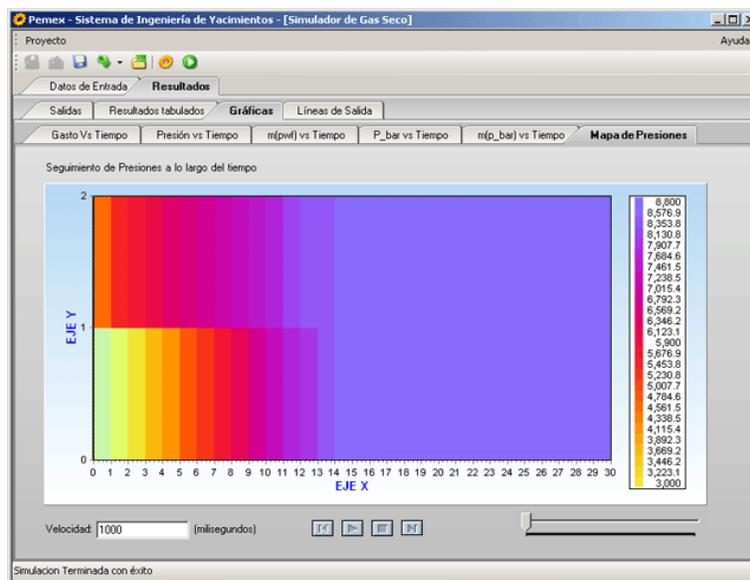


Si se da doble clic sobre alguna gráfica automáticamente se tiene una copia de esta sobre una ventana individual en la cual se podrá apreciar de manera más clara el gráfico así como un botón que permitirá imprimirlo.



5.1.8.4.3. Mapa de presiones.

Como parte adicional al sistema, se incorporó un módulo que permite observar el Seguimiento de presiones a lo largo del tiempo, este módulo tiene asociado un arreglo de gráficos de acuerdo al tipo de salida pedida, ya sea por cada paso de simulación ó por cada Incremento. Así mismo este arreglo de mapas de presión obviamente tiene el Paso de Tiempo y Tiempo acumulado los cuales se muestran en la barra de estado a la hora de ver los mapas. Para poder observar y analizar el seguimiento del tiempo y los mapas de presión se tiene los controles de manejo de animación situados en la parte inferior del gráfico, véase la siguiente figura:



Dentro de los controles de animación se tiene una caja de texto en la parte inferior izquierda la cual controla la velocidad, el usuario podrá ingresar valores en cualquier momento para hacer la animación más rápida o más lenta según se desee.

Por último tenemos la siguiente pantalla de resultados, la cual indica unas líneas de salida extra.

The screenshot shows a software window titled "Pemex - Sistema de Ingeniería de Yacimientos - [Simulador de Gas Seco]". The interface includes a menu bar with "Proyecto" and "Ayuda", and a toolbar with various icons. Below the toolbar are tabs for "Datos de Entrada" and "Resultados". Under "Resultados", there are sub-tabs for "Salidas", "Resultados tabulados", "Gráficas", and "Líneas de Salida", with "Líneas de Salida" currently selected. The main area displays a table with columns labeled A through G. The table contains two sections of data: a top section with parameters like OGIP, ci, vgi, zi, bgi, and xmpi; and a bottom section with time-based data (T. S.) and various simulation parameters (CUMTJM, DELT, ITSOR, OMEGA, NEWT, MBE). The status bar at the bottom indicates "Simulación Terminada con éxito".

A	B	C	D	E	F	G
OGIP	=	8717398536.8				
ci	=	5.8111122948				
vgi	=	0.0331023674				
zi	=	1.2930472024				
bgi	=	0.0031153508				
xmpi	=	2795826018.3				
T. S.	CUMTJM	DELT	ITSOR	OMEGA	NEWT	MBE
1	1	0	1.3	3		-0.005767894
2	2.1	1.1	0	1.3	3	-0.003581634
3	3.31	1.21	0	1.3	3	-0.002266327
4	4.641	1.331	0	1.3	3	-0.001301663
5	6.1051	1.4641	0	1.3	3	-0.000404347
6	7.71561	1.61051	0	1.3	3	-9.495001194
7	8.857805	1.142195	0	1.3	3	0.0001278027
8	10	1.142195	0	1.3	3	-0.000111557
9	11.2564145	1.2564145	0	1.3	3	0.0010306850
10	12.63847045	1.38205595	0	1.3	3	0.0007561251
11	14.158731995	1.520261545	0	1.3	3	0.0015907715
12	15.831019694	1.6722876995	0	1.3	3	0.0012878677
13	17.670536163	1.8395164694	0	1.3	3	0.0014890325
14	19.694004280	2.0234681163	0	1.3	3	0.0020645989
15	21.919819208	2.2258149280	0	1.3	3	0.0027983314
16	24.368215629	2.4483964208	0	1.3	3	0.0020265797

Simulación Terminada con éxito

6. APLICACIÓN A CASOS DE CAMPO.^{15,}

Con el propósito de que el usuario obtenga un producto que cumpla con los requisitos y objetivos planteados desde la etapa de diseño, y que cuente con una alta fiabilidad y funcionalidad del sistema se deben realizar pruebas para garantizar el producto.

Para realizar un buen trabajo, la interfaz con el ordenador debe ser, entre otras cosas, lo más fácil, amigable y agradable posible, y se debe usar un diálogo que se acerque al lenguaje natural en vez de la jerga informática.

6.1. Campo Mata Pionche¹⁸.

El campo Mata Pionche pertenece a la unidad de negocios Veracruz de la Región Norte. Está localizado en la parte central del estado de Veracruz, 50 kilómetros al suroeste del puerto de Veracruz.

Con datos pertenecientes a este campo se realizó una prueba de software en el módulo “Sistema de Ingeniería de Yacimientos”, evaluando la eficiencia del sistema, así como su precisión en las aproximaciones de los resultados comparándolos con los resultados que del campo se tenían.

Las características del campo son:

Nombre del Proyecto: Matapionche 2 - Orizaba

Nombre del Campo: Matapionche 2 Nombre del Yacimiento: Orizaba

Ubicación:

Comentarios: Ejemplo de Balance de materia gas y aceite homogéneo, saturado con la corrección de los Bg's directamente puestos

Datos Generales

Tipo de fluido:

- Gas seco
- Gas y Condensado
- Aceite

Tipo de formación:

- Arenas
- Carbonatos

Mecanismo de Producción:

- Volumétrico
- Entrada de agua
- Casquete de gas
- Inyección de agua
- Inyección de gas

Características del Yacimiento

Profundidad media	9223.4	pies
Profundidad cima	8442.7	pies
Profundidad base	100004	pies
Pi	4390.1	Psia
Ty	195.8	°F
Swi	0.4	Fracción
φ prom	0.06	Fracción

Botones: Modificar, Cancelar

A continuación se muestran los resultados obtenidos mediante el sistema, los cuales son comparados con los que se obtienen con los módulos de cálculo anteriores al mismo.

Sistema de Ingeniería de Yacimientos (Balance de Materia)							
FECHA	PRESIÓN	Np	Gp	Rp	Rs	Bg	Bo
dd/mm/yy	psia	mmbbls	mmmpc	p3/bl	p3/bl	bl/p3	bl/bl
31-Dic-73	4390.1	0	0	1000	1202.85863	0.000664	1.65864625
31-Dic-74	4382	0.1944	0.1744	897.119341	1200.18704	0.000665	1.65718501
31-Dic-75	4372	0.8045	0.8431	1047.98011	1196.89017	0.0006663	1.65538241
31-Dic-76	4359	1.7718	1.9705	1112.14584	1192.60654	0.0006679	1.65304134
31-Dic-77	4345	2.5379	2.7906	1099.57051	1187.99631	0.0006697	1.65052312
31-Dic-78	4328	5.0796	5.4514	1073.19474	1182.40225	0.0006718	1.64746937
31-Dic-79	4313	7.6792	8.5562	1114.2046	1177.47003	0.0006737	1.64477863
31-Dic-80	4300	10.6781	11.5056	1077.49506	1173.19827	0.0006753	1.64244949
31-Dic-81	4291	14.9999	15.9829	1065.53377	1170.24245	0.0006764	1.64083855
31-Dic-82	4280	17.9467	20.1743	1124.1231	1166.63148	0.0006778	1.63887135
31-Dic-83	4274	20.5356	24.4811	1192.12976	1164.66267	0.0006786	1.63779912
31-Dic-84	4270	22.4854	27.2806	1213.25838	1163.35043	0.0006791	1.63708462
31-Dic-85	4266	24.2774	29.989	1235.26407	1162.03845	0.0006796	1.63637037
31-Dic-86	4263	26.0744	33.159	1271.70711	1161.05463	0.00068	1.63583485
31-Dic-87	4261	27.6091	36.9894	1339.75392	1160.39883	0.0006802	1.63547791
31-Dic-88	4261	28.55	39.7202	1391.25044	1160.39883	0.0006802	1.63547791

Módulos de cálculo anteriores al sistema							
FECHA	PRESIÓN	Np	Gp	Rp	Rs	Bg	Bo
dd/mm/yy	psia	mmbbls	mmmpc	p3/bl	p3/bl	bl/p3	bl/bl
01-Ene-74	4390	0.00000	0.00000	1000.0	1279.4	6.6400E-04	1.6504
31-Dic-74	4382	0.19440	0.17440	897.1	1276.0	6.6500E-04	1.6487
31-Dic-75	4372	0.80450	0.84310	1048.0	1271.8	6.6630E-04	1.6466
31-Dic-76	4359	1.77180	1.97050	1112.1	1266.4	6.6790E-04	1.6439
31-Dic-77	4345	2.53790	2.79060	1099.6	1260.5	6.6970E-04	1.6410
31-Dic-78	4328	5.07960	5.45140	1073.2	1253.4	6.7180E-04	1.6375
31-Dic-79	4313	7.67920	8.55620	1114.2	1247.1	6.7370E-04	1.6343
31-Dic-80	4300	10.67810	11.50560	1077.5	1241.6	6.7530E-04	1.6316
31-Dic-81	4291	14.99990	15.98290	1065.5	1237.8	6.7640E-04	1.6297
31-Dic-82	4280	17.94670	20.17430	1124.1	1233.2	6.7780E-04	1.6274
31-Dic-83	4274	20.53560	24.48110	1192.1	1230.7	6.7860E-04	1.6262
31-Dic-84	4270	22.48540	27.28060	1213.3	1229.0	6.7910E-04	1.6254
31-Dic-85	4266	24.27740	29.98900	1235.3	1227.3	6.7960E-04	1.6245
31-Dic-86	4263	26.07440	33.15900	1271.7	1226.1	6.8000E-04	1.6239
31-Dic-87	4261	27.60910	36.98940	1339.8	1225.2	6.8020E-04	1.6235
31-Dic-88	4261	28.55000	39.72020	1391.3	1225.2	6.8020E-04	1.6235

% Error					
Np	Gp	Rp	Rs	Bg	Bo
-	-	0.00E+00	5.98E+00	0.00E+00	-5.00E-01
4.89E-09	3.73E-08	3.24E-08	5.94E+00	0.00E+00	-5.15E-01
1.55E-08	-1.30E-08	-2.85E-08	5.89E+00	0.00E+00	-5.33E-01
1.32E-08	-2.54E-10	-1.35E-08	5.83E+00	0.00E+00	-5.56E-01
3.33E-09	7.17E-10	-2.61E-09	5.75E+00	0.00E+00	-5.80E-01
4.82E-10	-1.65E-09	-2.13E-09	5.66E+00	0.00E+00	-6.09E-01
-5.27E-10	-1.64E-09	-1.11E-09	5.58E+00	0.00E+00	-6.41E-01
-1.88E-09	-5.65E-10	1.31E-09	5.51E+00	0.00E+00	-6.65E-01
-1.30E-08	5.22E-09	1.82E-08	5.46E+00	0.00E+00	-6.83E-01
-1.18E-08	6.37E-09	1.82E-08	5.40E+00	0.00E+00	-7.05E-01
-9.74E-09	1.24E-08	2.21E-08	5.37E+00	0.00E+00	-7.13E-01
-8.54E-09	1.07E-08	1.93E-08	5.34E+00	0.00E+00	-7.19E-01
-7.77E-09	9.27E-09	1.70E-08	5.32E+00	0.00E+00	-7.31E-01
-6.91E-09	8.22E-09	1.51E-08	5.31E+00	0.00E+00	-7.35E-01
-6.20E-09	2.77E-09	8.97E-09	5.29E+00	0.00E+00	-7.38E-01
-5.76E-09	2.23E-09	7.99E-09	5.29E+00	0.00E+00	-7.38E-01

6.2. Yacimiento radial con doble porosidad.

A continuación se presentan las características del ejemplo de un yacimiento con doble porosidad tomado de los apuntes del Dr. Jorge Arévalo Villagran. El formato en que se muestra es el que tenía en el modelo de cálculo anterior al sistema presentado en este trabajo de tesis.

Posteriormente se presentan los resultados obtenido con ambos modelos y el correspondiente análisis de error entre ambos.

```

dblpor.dat - Bloc de notas
Archivo Edición Formato Ver Ayuda
CMNT ----Dual Porosity - Pseudo Steady State----
CMNT ----simulation of radial flow for a single well----
CMNT ----Curve - Matching
CMNT ----
CMNT ----single data section----
IMAX 30
JMAX 2
RWEL 0.25
CROC 3.E-06
GRAV 0.65
PREF 8800.
METH 3
T 750.
BETA 0.
END
CMNT ----grid data section----
RR -1
0.3049 0.4535 0.6745 1.0033 1.4922
2.2195 3.3012 4.9101 7.3031 10.8625
16.1565 24.0308 35.7428 53.1628 79.0729
117.6110 174.9313 260.1881 386.9968 575.6085
623.3476 671.0868 718.8259 766.5651 814.3042
862.0434 909.7825 957.5217 1005.2608 1053.0000
DELY 90.
KX 0.0
KY 0.300023987
PHI 0.0792
POI 8800.
WIND 1 30 1 1
PHI 0.0008
KX 0.023149999
WIND 1 1 1 1
PHI 0.0004784
WIND 1 1 2 2
PHI 0.0473591
END
CMNT ----schedule data section----
NAME 1 1 1 0.0
CMNT QG 1 1000.
PWF 1 1600.
ALPH 1.1
WELL 2
PMAP 2
DELT 1
DTMN 1
DTMX 20.
TIME 10.
TIME 50.
TIME 100.
TIME 200.
TIME 365.
TIME 730.
TIME 1095.
TIME 1460.
TIME 1825.
TIME 2190.
TIME 2555.
TIME 2920.
TIME 3285.
TIME 3650.
TIME 4015.
TIME 4380.
TIME 4745.
TIME 5110.
TIME 5475.
TIME 5840.
TIME 6205.
TIME 6570.
TIME 6935.
TIME 7305.
END
    
```

Tiempo (días)	Pozo	Pwf (psia) Simgas	Qg (scf/día) Simgas	Pwf (psia) Gassim	Qg (scf/día) Gassim	% Error (Pwf)	% Error (Qg)
1	1	1600	1000300.548	1600.0000	1000300.55	0	3.40E-08
2.1	1	1600	941722.7915	1600.0000	941722.792	0	7.12E-08
3.31	1	1600	902089.049	1600.0000	902089.05	0	9.81E-08
4.641	1	1600	873061.9113	1600.0000	873061.912	0	3.34E-08
6.1051	1	1600	850693.8336	1600.0000	850693.835	0	1.43E-07
7.71561	1	1600	832706.5998	1600.0000	832706.6	0	5.88E-08
8.857805	1	1600	822254.5542	1600.0000	822254.556	0	2.46E-07
10	1	1600	813441.6211	1600.0000	813441.622	0	7.30E-08
11.2564145	1	1600	805193.2064	1600.0000	805193.208	0	2.52E-07
12.6384705	1	1600	797414.4744	1600.0000	797414.477	0	3.12E-07
14.158732	1	1600	790030.7119	1600.0000	790030.713	0	9.49E-08
15.8310197	1	1600	782983.0865	1600.0000	782983.087	0	7.15E-08
17.6705362	1	1600	776225.1029	1600.0000	776225.104	0	1.60E-07
19.6940043	1	1600	769719.7433	1600.0000	769719.744	0	3.42E-08
21.9198192	1	1600	763437.2011	1600.0000	763437.202	0	9.17E-08
24.3682156	1	1600	757353.3355	1600.0000	757353.338	0	3.08E-07
27.0614517	1	1600	751448.2932	1600.0000	751448.294	0	5.93E-08
30.0240114	1	1600	745705.5911	1600.0000	745705.591	0	3.39E-08
33.282827	1	1600	740111.5229	1600.0000	740111.523	0	7.05E-09
36.8675242	1	1600	734654.5025	1600.0000	734654.504	0	2.39E-07
40.8106911	1	1600	729324.7757	1600.0000	729324.775	0	-1.54E-07
45.1481747	1	1600	724114.0225	1600.0000	724114.022	0	-9.41E-08
47.5740874	1	1600	721382.6344	1600.0000	721382.631	0	-5.13E-07
50	1	1600	718811.35	1600.0000	718811.345	0	-6.64E-07

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

El análisis de yacimientos implementado en este trabajo es una herramienta de uso básico en la ingeniería de yacimientos ya que por medio de esta se puede visualizar mejores escenarios de producción en base a la recopilación de datos pertenecientes a yacimientos, con el objeto de realizar diversos análisis a fin de determinar volúmenes originales, reservas, propiedades de los fluidos, pronósticos de producción, declinación y simulación de escenarios de producción.

Estos análisis son agilizados por la implementación de software y sistemas en la industria petrolera que permiten una mayor facilidad en los cálculos y resultados, reduciendo tiempos y costos. La ventaja de un sistema implementado en base a programas, conocimientos y experiencias con yacimientos nacionales, de ingenieros petroleros de PEMEX permite que los sistemas tengan una mejor facilidad de comprensión, aunada a una mejor representación de escenarios y características de los yacimientos, esto debido a que las bases teóricas implementadas representan mejor a los yacimientos estudiados.

Sin embargo, cabe aclarar que el correcto análisis de un yacimiento dependerá de la experiencia del ingeniero a cargo del mismo, así como de la recopilación de datos y de la confiabilidad de los mismos, pues si existen fallas en algunos de estos puntos los resultados obtenidos de los análisis y de los sistemas serán poco confiables.

Así, existe la posibilidad de que los resultados generados por este sistema no sean acordes a todos los yacimientos existentes, esto es debido a que está limitado al uso de solo unas cuantas correlaciones y/o de algunas ecuaciones para el cálculo de diversas funciones, como son propiedades, balances de materia, declinación, etc. Debido a esto deben generarse versiones posteriores del sistema en las cuales se integren mayores opciones de correlaciones para el cálculo de las propiedades, a fin de que el software tenga la capacidad de representar mejor diversos escenarios para cualquier tipo de yacimiento y dependiendo de las características que el ingeniero petrolero o cualquier usuario deseen. También se deben generar metodologías para el ajuste de las curvas, para que se pueda obtener tendencias polinómicas o seleccionar rangos de datos de los cuales se desee obtener su ajuste a un polinomio determinado.

Otras de las posibles mejoras a las versiones posteriores, sería el permitir al usuario modificar datos de acuerdo a su experiencia, a la cantidad y si estos tienen mejor exactitud que los obtenidos por el sistema. Además, agregar en la ayuda del sistema mayor información sobre propiedades y correlaciones usadas, menús y submenús, esto mediante mapas de referencia; y permitir que el usuario pueda ingresar nuevas correlaciones y métodos de acuerdo a sus necesidades.

Es importante recordar a los ingenieros petroleros y a la gente relacionada con la industria petrolera, que aunque existen infinidad de software y sistemas que cumplen con diversas funciones y facilitan el trabajo del usuario, se debe tener siempre en cuenta la base teórica en la que están fundados, recordarla, entenderla y tener la capacidad de poder aplicar en caso de que el o los sistemas fallen o no se encuentren a disposición, pues un sistema sirve para agilizar el trabajo, no para evitar que la gente piense y tenga capacidad de innovación.

BIBLIOGRAFÍA.

1. Aguilera, Roberto. Naturally Fractured Reservoirs. Ed. 2ª. Pennwell.
2. Calhoun, John. Fundamentals of Reservoir Engineering. University of Oklahoma Press Norman. 1960.
3. Craft, B.C.; Hawkins, M. Applied Petroleum Reservoir Engineering, Segunda edición.
4. Garaicochea Petrirena, Francisco, et. Al. Transporte de hidrocarburos por ductos; CIPM; 1991
5. Garaicochea P. Francisco, et.al. Apuntes de Comportamiento de Yacimientos. Div. de Ing. en Ciencias de la Tierra. FI. UNAM.
6. Hefferan Vera, et.al. “Determinación del volumen original de hidrocarburos en un yacimiento, usando los métodos de isopacas e isohidrocarburos”, 1958.
7. McCain, William D. The properties of petroleum fluids.
8. Rodríguez Nieto, Rafael. Aspectos Generales sobre Yacimientos Naturalmente Fracturados. FI. UNAM
9. Rodríguez Nieto, R. Apuntes de Mecánica de Yacimientos. UNAM.
10. Thompson R. S. y D. J. Wright. “Oil Property Evaluation. Chapter 5: Decline Curve Analysis”
11. Towler, Brian F. Fundamental Principles of Reservoir Engineering. SPE Textbook. 2002.
12. Wattenbarger RA and John Lee. “Gas Reservoir Engineering. Chapter 11: Reservoir Simulation”, SPE textbook series 1996.
13. Ayuda del Sistema de Ingeniería de Yacimientos.
14. Mecánica y comportamiento de yacimientos. Guerrero Cortes, J. G. Asesor: Dr. Rafael Rodríguez Nieto. Facultad de Ingeniería. UNAM. 2003. (Tesis)
15. Sistema de Simulación de Redes de Producción en Pozos Petroleros. Ramírez Jiménez, Juan Carlos. Asesor: M. C. Luis Ochoa Toledo. Facultad de Ingeniería. UNAM. 2004. (Tesis)
16. Apuntes de la asignatura “Simulación Numérica de Yacimientos”. Dr. Víctor Hugo Arana Ortíz.
17. Apuntes de la asignatura “Principios de Mecánica de Yacimientos”. Ing. Martín Carlos Velásquez Franco.
18. Hydrocarbon Reserves of Mexico. Major oil and gas field of Mexico, vol. II. PEMEX. 1999.
19. Programación Avanzada aplicada a la Ingeniería Petrolera. Guzmán Guzmán, Roberto Ariel. Asesor: M. en I. Néstor Martínez Romero. Facultad de Ingeniería. UNAM. 2001. (Tesis).

NOMENCLATURA

b	Exponente hiperbólico.
B	Factor de volumen.
c	Compresibilidad isotérmica, psi^{-1} .
C_{NaCl}	Salinidad, g NaCl / lt
D	Coefficiente de flujo no darciano, t/L^3 , $(\text{Mscf/D})^{-1}$.
D	Gasto de declinación nominal exponencial, 1/tiempo.
G	Volumen original del casquete de gas.
G_f	Cantidad de gas libre.
G_p	Volumen de gas producido, mmpc.
k	Permeabilidad efectiva, L^2 , md.
Z	Factor de compresibilidad.
h	Espesor neto de la formación, L, ft.
J	Índice de productividad.
m	relación gas-aceite original.
m	masa en el lugar.
M	Peso molecular de la mezcla de gas, m, lbm/lbm-mol.
N	Volumen Original de aceite.
N_p	Volumen de aceite producido acumulado.
p_{sc}	Presión estándar, m/Lt^2 , psia.
p_{pc}	Presión pseudocrítica.
P_{wf}	Presión de fondo fluyendo, psia.
q	Gasto, bpd, mmpcd.
r_e	Radio del pozo a límite del yacimiento, ft.
r_w	Radio del pozo, ft
R_s	Relación de solubilidad, $\left[\frac{\text{pie}^3}{\text{bl}} \right]$, $\left[\frac{\text{m}^3}{\text{m}^3} \right]$
R_p	Relación gas-aceite producidos.
S_f	Saturación de fluido.
t	Tiempo.
T	Transmisibilidad.
T_{sc}	Temperatura estándar, T, °R.
T_{pc}	Temperatura pseudocrítica.
V_f	Volumen inicial del espacio poroso.
W	Volumen inicial de agua.
W_p	Volumen de agua producida.
W_e	Volumen de entrada de agua.
$\Delta \bar{p}$	Cambio de presión promedio del yacimiento.
γ	Densidad relativa.
μ	Viscosidad, cp.
ρ	Densidad del aceite, lb/pie^3 , °API.
Φ	Porosidad.

Subíndices

E	Este
g	Gas
i	inicial
N	Norte
o	Aceite
w	Agua
pc, sc	pseudocrítica
ob	aceite a presión de burbuja
pr	pseudoreducida
R	yacimiento
S	Sur
sc, cs	Condiciones Estándar
t	Total
W	Oeste