

**HERRAMIENTA SOFTWARE PARA EL CÁLCULO DE FLUIDOS IN-PLACE
MEDIANTE LA APLICACIÓN DE LAS ECUACIONES DE BALANCE DE
MATERIALES PARA YACIMIENTOS CONVENCIONALES Y NO
CONVENCIONALES**

**WILBERG GIOVANNI MORA RINCON
IVAN DARIO LOPEZ NIÑO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2007

**HERRAMIENTA SOFTWARE PARA EL CÁLCULO DE FLUIDOS IN-PLACE
MEDIANTE LA APLICACIÓN DE LAS ECUACIONES DE BALANCE DE
MATERIALES PARA YACIMIENTOS CONVENCIONALES Y NO
CONVENCIONALES**

**WILBERG GIOVANNI MORA RINCON
IVAN DARIO LOPEZ NIÑO**

**Trabajo de Grado como requisito parcial para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

Director

WILLIAN NAVARRO GARCIA

Ingeniero de Petróleos.

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2007

DEDICATORIA

Este trabajo de grado de mucho esfuerzo y dedicación lo quiero dedicar antes que a nadie a mi nonita Isabel Manchego De Rincón quien me educó y me cuidó desde que yo era un niño. Nonita ahora estoy aquí dándote este regalo que tanto soñaste. Te quiero mucho en donde quiera que estés.

A mi mamita linda Maria Isabel y mi hermano Ricardo, quienes son mi vida, mi inspiración y mi ejemplo a seguir en todas las etapas de mi vida. Los amo con toda mi vida.

A mi nonito Ezequiel Rincón, porque ha sido como un padre para mi. Siempre quiso ver su nieto hecho todo un profesional.

A mi papa Giovanni Mora, que desde la distancia siempre esperó que su hijo fuera un gran ejemplo de superación entre todos los inconvenientes que se presentaron.

A mi novia Ingrid, quien con su amor y sinceridad, me ha dado ánimos y mucha seguridad en los momentos difíciles de mi vida.

A Sonia Torres, quien fue una persona incondicional en estos dos últimos años de mi vida.

A mis amigos y personas que aportaron un granito de arena para que todos estos triunfos se hicieran realidad.

WILBERG GIOVANNI MORA RINCON

DEDICATORIA

En primer lugar a Dios por permitirme alcanzar este importante logro en mi vida,

A mi padre Jorge Arturo y mi madre Mercedes quienes con sus esfuerzos e incondicional apoyo hicieron que no desfalleciera en mi objetivo,

A mis hermanos David, Tatto y Ximena,

A mi familia, en especial a mi tía Yolanda quien me recibió en su hogar como a un hijo más,

A mis amigos.

IVÁN DARÍO LÓPEZ NIÑO

AGRADECIMIENTOS

Doy gracias a Dios por darme salud y fortaleza en todos los días de mi vida y además por permitirme culminar con éxito una de las mas importantes etapas de mi vida, mi carrera de Profesional.

A toda mi familia que siempre me apoyó y me aconsejó en cada uno de los momentos difíciles de mi vida como estudiante.

Al Ingeniero William Navarro, quien finalmente condujo todo este trabajo a un excelente resultado con su gran experiencia y profesionalismo en la fundamentación teórica necesaria para la elaboración del proyecto.

Al Ingeniero Edwin Pineda, quien con sus conocimientos, dedicación y colaboración fue el desarrollador de la herramienta software.

WILBERG GIOVANNI MORA RINCON
IVAN DARIO LOPEZ NIÑO

CONTENIDO

INTRODUCCION	13
1. YACIMIENTOS CONVENCIONALES vs. NO CONVENCIONALES.....	16
1.1. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES	17
1.1.1. Características De Los Ync	18
1.2 YACIMIENTOS CONVENCIONALES	20
2. ACUIFEROS	22
2.1. CLASIFICACIÓN DE LOS ACUÍFEROS	22
2.2. DESCRIPCIÓN DE LOS ACUÍFEROS.....	22
3. DESARROLLO DE LAS EBM PARA LA PROGRAMACION DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE.....	24
3.1. YACIMIENTOS CONVENCIONALES	24
3.1.1. Desarrollo de la Ecuación Generalizada	24
3.1.2. Solución De La Ecuación Generalizada Mediante El Método De Havlena - Odeh.....	27
3.1.3. Método tradicional P/Z para yacimientos de gas.....	35
3.1.4. Análisis de la ecuación de balance de materiales por el método P/Z	36
3.2. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES	39
3.2.1. Balance Materiales para Yacimientos Naturalmente Fracturados.....	39
3.2.2. Solución de la EBMG para Yacimientos Naturalmente Fracturados	42
3.2.3. Ecuación de Balance de Materiales Generalizada para Yacimientos de GAC.....	47
3.2.4. Balance para Yacimientos de GAC por el Método Tradicional P/Z.....	51
3.3. determinacion de la presencia de ACUIFERO	54
3.3.1. Yacimientos de Gas	54
3.3.2. Yacimientos De Aceite	56
3.3.4. Modelos De Intrusión De Agua.....	56
4. ANALISIS DE INFORMACION PARA LA APLICACIÓN DE LA HERRAMIENTA AHRES	58
5. APLICACION DE LA HERRAMIENTA “AhRES”.....	62
5.1. CASO 1. ACEITE NEGRO CON CAPA INICIAL DE GAS (M) Y GRADIENTE DE PRESIÓN NORMAL ($CF = 0$, $CW = 0$).....	62
5.2. CASO 2 ACEITE VOLÁTIL CON $PI > PSAT$ Y GRADIENTE DE PRESIÓN ANORMAL ($CF \neq 0$, $CW \neq 0$).....	67
5.3. CASO 3 MODELAMIENTO DEL ACUÍFERO	69
5.4 CASO 4. GAS HÚMEDO P/Z	71
5.5 CASO 5. GAS CONDENSADO POR ANALISIS P/Z Y GRADIENTE DE PRESION ANORMAL ($CF \neq 0$, $CW \neq 0$).....	73
5.6 CASO 6 YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO CON GRADIENTE DE PRESION ANORMAL ($CF \neq 0$, $CW \neq 0$) Y CON CAPA DE GAS INICIAL CONOCIDA.....	75
5.7 CASO 7 YACIMIENTO GAS ASOCIADO A MANTOS DE CARBON (GAC) POR EL METODO ITERATIVO P/Z.....	76
CONCLUSIONES	78
RECOMENDACIONES.....	79

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	80
ANEXO A.....	82
ANEXO B.....	85
ANEXO C.....	96
ANEXO D.....	99
ANEXO E.....	103
ANEXO F.....	113
ANEXO G.....	120
ANEXO H.....	128

LISTADO DE FIGURAS

Fig. 1. Pirámide de los recursos hidrocarburos	17
Fig. 2 Clasificación De Los Yacimientos De Hidrocarburos	19
Fig.3 Descripción de los Acuíferos en un Yacimiento	23
Fig. 4 Sistema Poroso en un yacimiento convencional.....	24
Fig. 5 Diagrama de flujo para aceite negro, volátil y gas condensado	28
Fig. 6 Diagrama de flujo para gas Húmedo y Seco.....	33
Fig. 7 Diagrama de flujo para Análisis P/Z	36
Fig. 8 Linealización del análisis P/Z (RM)	37
Fig. 9 Linealización del análisis P/Z (RM)	38
Fig. 10. Sistema Poroso en un yacimiento Naturalmente Fracturado	39
Fig. 11. Solución gráfica YNF (Caso 1).....	43
Fig. 12 Sistema matriz- fractura en Yacimientos GAC	47
Fig. 13. Solución Gráfica GAC (Caso 2).....	50
Fig. 14 Diagrama de Flujo GAC mediante análisis P/Z.....	51
Fig. 15 Grafica de Energía de Cole. Tomada de SPE 75354.....	55
Fig. 16 Tanque de dimensión cero.....	58
Fig. 17 Dispersión del Input Data para la herramienta.....	59
Fig. 18 Estructura de un yacimiento compartimentalizado.....	59
Fig. 19 Tendencia de Input data adecuada para aplicar AhRES.....	60
Fig. 20 Posibles curvas obtenidas con AhRES.....	60
Fig. 21. Entrada de Datos para el Caso 1	63
Fig. 22. Proceso de Linealización para el Caso 1 reportando el calculo de OOIP, OGIP y el tamaño de la capa de gas (m).....	64
Fig. 23. Zoom para eliminar datos de la serie.....	65
Fig. 24. Nuevo Calculo de Reservas con el punto eliminado.....	65
Fig. 25. Nuevo Calculo de OHIP con el punto eliminado después de deshabilitar el Zoom.....	66
Fig. 26. Datos de resultados del proceso del cálculo.....	66
Fig. 27. Datos puntuales de entrada para el caso 2.....	67
Fig. 28. Tabla Datos caso 2	67
Fig. 29. Proceso de Linealización Caso 2	68
Fig. 30. Reporte del cálculo de OOIP, OGIP	68
Fig. 31. Datos de entrada del Yacimiento	69
Fig. 32. Gráfico de Campbell.....	69
Fig. 33. Aplicación de Havlena –Odeh después de modelar el acuífero.....	70
Fig. 34. Comparación de $We = 0$ y $We \neq 0$	71
Fig. 35. Reporte de resultados caso 3	71
Fig. 36. Entrada de Datos caso 4.....	72
Fig. 37. Aplicación del análisis P/Z. caso 4.....	72
Fig. 38. Reporte de resultados. Caso 4.....	73
Fig. 39. Entrada de datos caso 5	73
Fig. 40. Aplicación del análisis P/Z. caso 5.....	74
Fig. 41. Reporte de resultados. Caso 5.....	74
Fig. 42. Entrada de Datos caso 6.....	75
Fig. 43. Aplicación del método Havlena-Odeh. caso 6.....	75
Fig. 44. Reporte de resultados. Caso 6.....	76
Fig. 45. Entrada de Datos caso 7	76

Fig. 46. Aplicación del análisis P/Z. caso 7.....	77
Fig. 47. Reporte de resultados. Caso 7.....	77

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1. Propiedades Típicas de los fluidos de yacimiento.....	21
Tabla 2. EBM particularizada para Aceite Negro.	29
Tabla 3. EBM particularizada para Aceite Volátil.	31
Tabla 4. EBM particularizada para Gas Condensado.	32
Tabla 5. EBM particularizada para Gas Húmedo y Gas Seco.	34
Tabla 6. Modelos de acuíferos.	57

RESUMEN

TITULO: HERRAMIENTA SOFTWARE PARA EL CALCULO DE FLUIDOS IN-PLACE MEDIANTE LA APLICACIÓN DE LAS ECUACIONES DE BALANCE DE MATERIALES PARA YACIMIENTOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES¹

AUTORES: WILBERG GIOVANNI MORA RINCON²
IVAN DARIO LOPEZ NIÑO

PALABRAS CLAVE: Balance de materiales, sistema roca-fluido, yacimientos convencionales y no convencionales, modelamiento de acuífero, Havlena-Odeh, análisis P/Z, fluidos In-place.

DESCRIPCION

En este trabajo de grado se presenta una recopilación completa de todos los estudios realizados acerca del cálculo de hidrocarburos in-place para los yacimientos convencionales (Aceite negro, Aceite volátil, Gas condensado, Gas húmedo y Gas seco) y los no convencionales (Gas asociado a mantos de carbón, Shale devonianos y Yacimientos naturalmente fracturados) aplicando el método de balance de materiales sobre el sistema roca – fluido. Los métodos de solución de las ecuaciones de balance de materiales (EBM) desarrolladas utilizados en este trabajo son el método de la línea recta de Havlena-Odeh y el método tradicional análisis P/Z. El método Havlena-Odeh se utiliza en todos los yacimientos mencionados anteriormente y el análisis P/Z sólo se aplica a los yacimientos de gas (condensado, húmedo, seco y GAC).

Después del análisis teórico acerca del método de balance de materiales, de todas las implicaciones y consideraciones que se involucran en este método de estimación de los fluidos in-place, se desarrolló una herramienta software que organiza de manera práctica y sencilla todas las EBM, permitiendo al ingeniero de yacimientos obtener estimaciones muy exactas de los fluidos in-place de cualquier tipo de yacimiento sin importar sus condiciones iniciales de equilibrio (fluidos composicionales), sus gradientes de presión(presión normal o anormal) o sus mecanismos de producción natural (empuje hidráulico, capa de gas o expansión la roca y los fluidos).

La herramienta *AhRES* permite analizar el comportamiento y la relación existente de cada una de las variables que se involucran en el balance de materiales como lo son los datos de producción, presión y PVT. El modelamiento de un acuífero activo presente en el sistema permite analizar la influencia que tiene este mecanismo en la producción de fluidos y en el grado de mantenimiento de la presión en los límites yacimiento-acuífero.

¹ Trabajo de Investigación

² Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director William Navarro Garcia.

ABSTRACT

TITLE: SOFTWARE TOOL FOR ESTIMATING OF IN-PLACE FLUIDS BY MEANS APPLICATION OF MATERIAL BALANCE EQUATIONS IN CONVENTIONAL AND UNCONVENTIONAL RESERVOIR

AUTHORS: **WILBERG GIOVANNI MORA RINCON**
IVAN DARIO LOPEZ NIÑO

KEYWORDS: Material Balance, rock-fluid system, conventional and unconventional reservoirs, aquifer modeling, Havlena-Odeh, P/Z analysis, In-place hydrocarbon fluids.

DESCRIPTION

In this graduate project present a complete compilation of all the studies made about the in-place hydrocarbon calculation for the conventional reservoir (black oil, volatile oil, condensate gas, wet gas and dry gas) and the unconventional ones (coalbed methane, Devonian shale and naturally fractured reservoirs) applying the method of balance of materials on the system rock - fluid. The methods of solution of the developed material balance equations (MBE) used in this work are the method of the straight line of Havlena-Odeh and the p/z analysis traditional method. The Havlena-Odeh method is used in all previously the mentioned reservoirs and p/z analysis is only applied to the gas reservoirs (condensate, wet, dry and CBM).

After the theoretical analysis about the method of material balance, all the implications and considerations that relate in this method of estimation of the in-place fluids, a software tool was developed to organize all the MBE of practical and simple way, allowing to the reservoir engineer to obtain very exact estimations of the in-place fluids of any type of reservoir without mattering its initial conditions of equilibrium (compositional fluids), its gradients of pressure (normal or abnormal pressure) or its mechanisms of natural production (water drive, gas cap drive or the rock and fluids expansion drive).

The AhRES tool allows analyzing the behavior and the existing relation of each one of the variables that relate in the material balance as the data of production, pressure and PVT. The modeling of active water-drive present in the system allows analyzing the influence that has this mechanism in the production of fluids and in the degree of maintenance of the pressure in the reservoir-water limits.

INTRODUCCION

Sabiendo la importancia de cuantificar los recursos energéticos disponibles en la industria, los investigadores desde inicios del siglo XX han mostrado su interés por relacionar la energía del yacimiento con la producción de los fluidos propios del medio poroso. Schilthuis (1935), fue uno de los primeros en calcular los cambios de energía que ocurrían en la etapa de producción del yacimiento. De ahí en adelante se han venido desarrollando diferentes métodos para estimar los fluidos originales del yacimiento, entre los cuales se encuentra el **método de balance de materiales**.

Havlena-Odeh (1960) desarrollaron un método de linealización de las ecuaciones de balance de materiales para yacimientos de aceite realizando una grafica entre dos grupos de variables. Posteriormente Pirson reorganizó la ecuación de balance de materiales para obtener en términos de los mecanismos de producción. En ese momento, la utilización de algunos de los anteriores métodos podría admitir distintas interpretaciones y dar, por consiguiente, motivos a confusión acerca de su aplicabilidad. Sin embargo, en los 90's varios autores presentaron formulaciones generalizando la aplicabilidad de las ecuaciones de balance de materiales, disminuyendo así la incertidumbre por parte de los ingenieros de yacimientos de haber obtenido estimaciones erróneas de los volúmenes originales del yacimiento.

Hasta este momento las consideraciones de fluidos compocisionales, gradientes de presión anormal y yacimientos no convencionales como los yacimientos naturalmente fracturados o como los gases asociados al carbón, abarcan una gran cantidad de información que en ocasiones para la industria es difícil contar con una herramienta que reúna de forma sencilla y sistemática todas las ecuaciones existentes y que a la vez se puedan realizar análisis a cerca del desempeño futuro del yacimiento.

1. YACIMIENTOS CONVENCIONALES VS. NO CONVENCIONALES

Los Yacimientos Convencionales son todos aquellos yacimientos que pueden ser producidos a tasas económicas de flujo y que producirán volúmenes económicos de hidrocarburos sin tratamientos mayores de estimulación, procesos especiales de recuperación o el uso de tecnología de punta.

Los yacimientos convencionales ocurren como acumulaciones discretas en trampas estratigráficas y/o estructurales. Generalmente presentan buenas porosidades y moderadas a buenas permeabilidades, son fáciles de desarrollar y se les asocian reservas limitadas, explotables en muy pocos años.

Los Yacimientos No Convencionales (YNC) son todos aquellos que no producen a tasas económicas de flujo y que no podrán ser producidos rentablemente sin la aplicación de tratamientos intensivos de estimulación, fracturamiento y recuperación.

Los YNC poseen bajas porosidades y permeabilidades y pobres propiedades petrofísicas. Su desarrollo requiere de alta tecnología, se les asocian muchas reservas y son capaces de producir por varias décadas. se presentan como acumulaciones predominantemente regionales, extensas, la mayoría de las veces independientes de trampas estratigráficas o estructurales.

Actualmente, la acelerada declinación de los yacimientos convencionales, la dificultad de descubrir nuevos depósitos de hidrocarburos, la creciente demanda y los altos precios de estos, hacen que los YNC adquieran cada vez mayor interés, conduciendo al ser humano al desarrollo de nuevas tecnologías para la explotación de este tipo de acumulaciones.

1.1. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

La siguiente pirámide (**Fig. 1**) muestra como están ubicados los recursos no renovables (hidrocarburos) dependiendo de la complejidad para producirlos y desarrollarlos.



Fig. 1. Pirámide de los recursos hidrocarburos
Tomado de *Unlocking the hidden potential of UCRs* (2002)

Entre los yacimientos no convencionales típicos a nivel mundial se encuentran los siguientes:

- Gas asociado al carbón (coalbed methane).
- Arenas bituminosas (Tar sands).
- Yacimientos naturalmente fracturados (YNF).
- Arenas apretadas (Tight sands).
- Shales devonianos.
- Crudo pesado (Heavy Oil).
- Depósitos de hidratos de gas (Gas Hidrates).

En la industria se ha visto que estos recursos no convencionales pueden producir por etapas en la exploración de oportunidades no convencionales: **exploración, evaluación, desarrollo y declinación**. Una evaluación adecuada, incluyendo la identificación y gerencia de riesgos, requiere una decisión enfocada, integrada y una evaluación multidisciplinaria a través de las cuatro etapas. Bajo este contexto, existe un gran potencial de adicionar reservas a las ya existentes por medio del desarrollo de los yacimientos no convencionales YNC.

1.1.1. Características De Los Ync

Se vinculan a capas delgadas de areniscas arcillosas, de grano fino, poco continuas, lenticulares, intercaladas con lutitas laminares.

Su detección es posible mediante la utilización de técnicas de inversión sísmica, AVO, anisotropía e impedancia acústica y con registros de alta resolución. Su desarrollo económico requiere tratamientos de estimulación, como el fracturamiento hidráulico, que permita la interconexión entre los poros de la roca y entre eventuales redes de microfracturas presentes en la secuencia.

El entendimiento de los mecanismos de producción de este tipo de reservorios también requiere del conocimiento de las propiedades petrofísicas y su relación con ciertas asociaciones litológicas, de la distribución areal y vertical de facies, de las porosidades, saturaciones y permeabilidades del yacimiento.

En este trabajo se presenta la clasificación de los yacimientos de hidrocarburos de acuerdo a varios criterios. En la figura 2, se realiza una descripción de cada uno de los yacimientos teniendo en cuenta las condiciones iniciales, el cambio de volumen total del sistema, las condiciones de ocurrencia y los gradientes de presión.

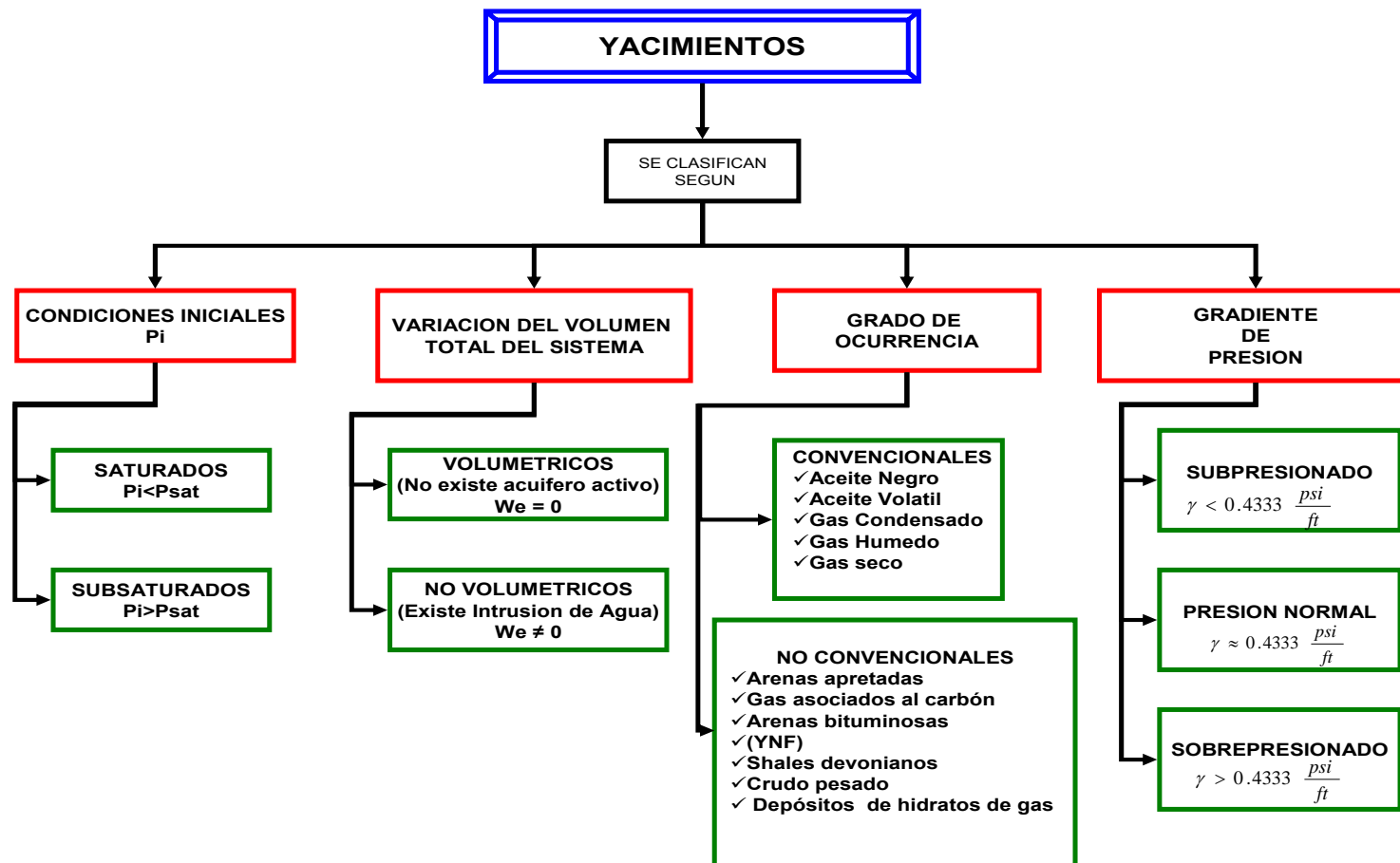


Fig. 2 Clasificación De Los Yacimientos De Hidrocarburos

1.2 YACIMIENTOS CONVENCIONALES

Cuando se hace referencia a los yacimientos convencionales se habla de aquellos los cuales contienen uno de los 5 fluidos típicos de un yacimiento, y además, aquellos que posean las características antes mencionadas acerca de su desarrollo y caracterización. Los fluidos típicos pueden ser aceite negro, aceite volátil, gas condensado, gas húmedo y gas seco. Los yacimientos convencionales se clasifican según la clase de fluido que contengan.

Esta clasificación ha sido definida porque cada yacimiento que contenga alguno de estos 5 tipos de fluidos, necesita programas de desarrollo diferentes en todas las áreas de la ingeniería de los hidrocarburos. El ingeniero de petróleos debe definir la clase de yacimiento que se descubre a inicios de su vida productiva, ya que es de mucha importancia determinar los procedimientos necesarios para su desarrollo bien sea muestreo del fluido, pruebas de presión, facilidades de superficie, sistemas de levantamiento, etc.

Realmente el tipo de fluido de un yacimiento puede ser confirmado con pruebas de laboratorio o con ayuda de los datos de producción. Se pueden tomar indicadores que revelan con una buena aproximación el tipo de fluido presente: entre estos se encuentran el comportamiento de la envolvente de fases, el GOR inicial, la gravedad API y el color del líquido en el stock tank. (Tabla 1)

TIPO DE FLUIDO	ACEITE NEGRO	ACEITE VOLÁTIL	GAS RETROGRADO	GAS RICO	GAS SECO
PROPIEDAD					
GOR	< 1750	1750-3200	> 3200	> 15000	100000
° API LIQUIDO	< 45	> 40	> 40	> 70	NO LIQUIDOS
FVF (bbl/STB)	<2	>2	>2	>2	---
RV	Despreciable	10- 200 STB/SCF	20- 250 STB/SCF	20- 100 STB/SCF	No tiene
% C7+	> 20 %	< 20 %	< 12.5 %	< 4 %	< 0.7 %
COLOR DE LÍQUIDO	Oscuro	Marrón Naranja	Verdoso o transparente	Transparente	No hay líquidos
CAMBIO DE FASE EN YTO	Punto de Burbuja	Punto de Burbuja	Punto de Rocío	No hay cambio de fase	No hay cambio de fase

Tabla 1. Propiedades Típicas de los fluidos de yacimiento.

2. ACUIFEROS

Muchos yacimientos de gas y aceite producen por un mecanismo denominado empuje hidráulico. Con frecuencia este es llamado empuje de agua natural para distinguirlo del proceso de inyección de agua que es empuje artificial.

La producción de hidrocarburos del yacimiento y la subsecuente caída de presión da una respuesta de cómo el acuífero contrarresta la declinación de la presión. Esta respuesta viene en forma de influjo de agua, comúnmente llamada intrusión de agua, la cual es atribuida a los siguientes factores:

1. Expansión de la roca del acuífero.
2. Compresibilidad de la roca del acuífero
3. Flujo artesano donde el afloramiento de la formación del acuífero es localizado estructuralmente por encima de la zona de interés.

2.1. CLASIFICACIÓN DE LOS ACUÍFEROS

Los sistemas de acuífero-yacimiento son comúnmente clasificados con base a:

- El Grado de mantenimiento de presión
- El Extensión.
- El Régimen de flujo.
- La Geometría de flujo.

2.2. DESCRIPCIÓN DE LOS ACUÍFEROS

En la figura 3 se puede observar como llegan los acuíferos al yacimiento, su forma de modelarlo y el gradiente de presión que se genera en los límites externos del yacimiento.

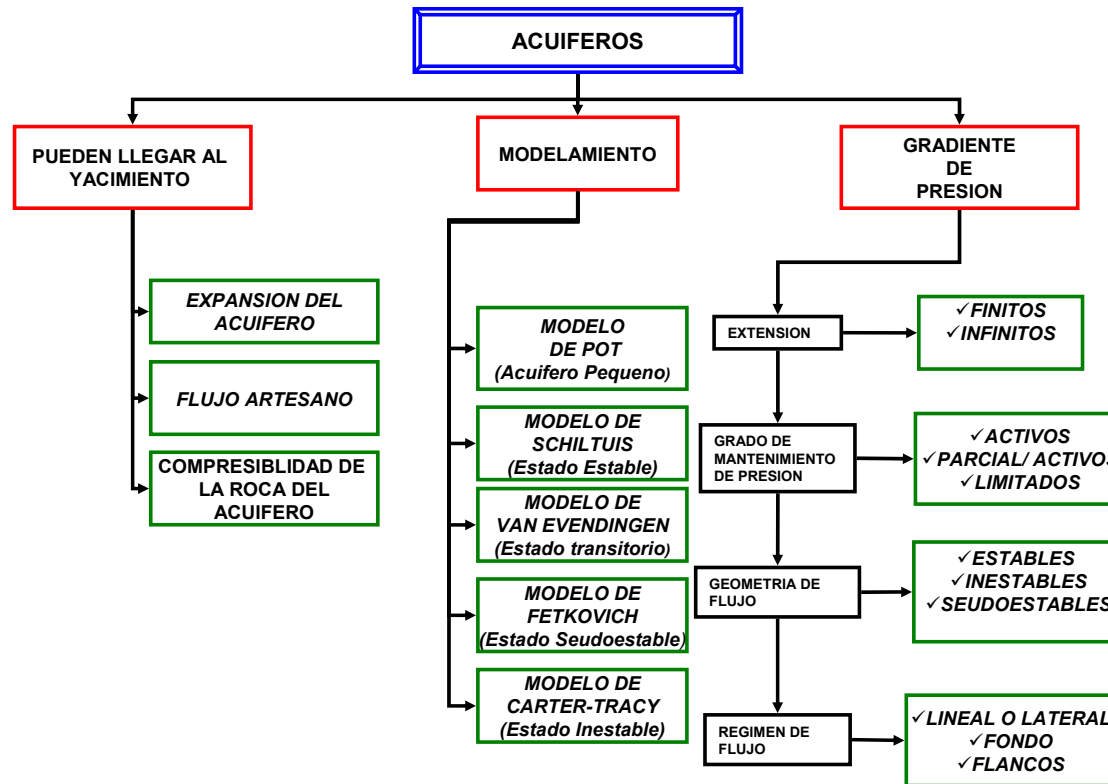


Fig.3 Descripción de los Acuíferos en un Yacimiento

3. DESARROLLO DE LAS EBM PARA LA PROGRAMACION DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE

En este capítulo se estructuran las ecuaciones de balance de materiales para yacimientos convencionales, no convencionales y el modelamiento de acuíferos con sus respectivos diagramas de flujo que resumirán el procedimiento utilizado para la solución de cada una de ellas. El software fue programado en diferentes módulos con la capacidad de estimar los fluidos originales de cada uno de los yacimientos y los acuíferos mencionados

3.1. YACIMIENTOS CONVENCIONALES

3.1.1. Desarrollo de la Ecuación Generalizada

Walsh en el año 1995, derivó una ecuación de balance de materiales generalizada (EBMG) aplicable a todo el rango de fluidos de yacimientos convencionales, incluyendo el petróleo volátil y el condensado de gas. En la figura 4 se representa el medio poroso de un yacimiento convencional en estado saturado a condiciones iniciales, y su posterior producción de los fluidos después de un tiempo Δt .

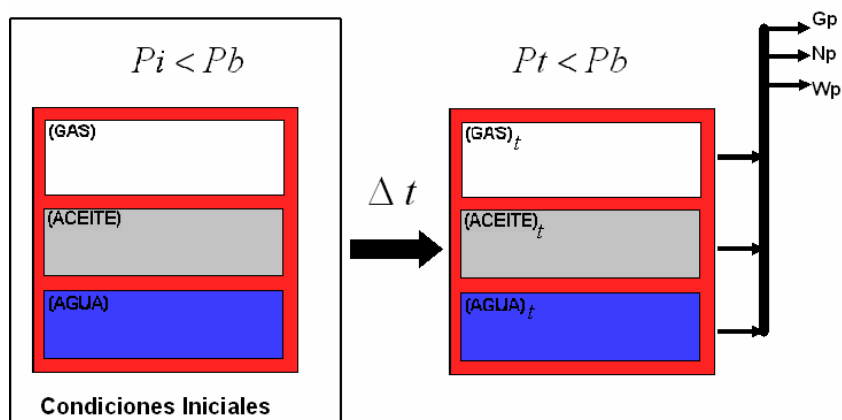


Fig. 4 Sistema Poroso en un yacimiento convencional.

La aplicación de las ecuaciones presentadas por Walsh se restringía solo para yacimientos con un gradiente de presión normal $\gamma = 0.433(\text{psi} / \text{ft})$. Sin embargo, Wang S. otro investigador que en el año de 1998 presentó las mismas suposiciones que Walsh solo que con una nueva consideración, ya que esta si permitía la utilización de la ecuación generalizada para yacimientos con gradiente de presión anormal $\gamma > 0.433(\text{psi} / \text{ft})$. Si el gradiente de la formación es mayor que el gradiente normal del agua se dice que el yacimiento esta sobre presionado. En este caso, Wang estableció que los valores de compresibilidad de la roca y del agua connata debían ser introducidos en el balance global del sistema roca –fluido.

La ecuación presentada por Wang es deducida en el siguiente balance de materiales y si se considera que los valores de compresibilidad de la roca y del agua connata son aproximadamente cero, entonces se llega a la (EBMG) de Walsh para todo tipo de fluidos en yacimientos convencionales.

En el desarrollo matemático, se presentaron las siguientes suposiciones o condiciones:

1. El yacimiento es un sistema isotérmico.
2. El yacimiento está compuesto, máximo de cuatro componentes, roca, agua, crudo de tanque y gas en superficie.
3. El yacimiento está compuesto máximo de cuatro fases: roca, agua (fracción acuosa), crudo y gas
4. El Componente gas en superficie existe solamente en las fases de crudo y gas y no dentro de las fases crudo o roca. Esta suposición tiene en cuenta petróleo volatilizado
5. El componente agua existe solo en la fase agua y no se haya presente en las otras fases.

6. El componente crudo de tanque existe solamente en las fases de crudo y gas y no dentro de las fases agua o roca. Esta suposición tiene en cuenta petróleo volatilizado.
7. El componente roca existe solo en la fase roca.
8. Las fases roca y agua son incompresibles. Esta suposición implica que el volumen poroso es constante.
9. La presión del yacimiento es uniforme a través de todo el yacimiento, es decir, no existe gradiente de presión ni vertical ni horizontalmente.
10. Los fluidos del yacimiento están en equilibrio termodinámico.
11. El agua puede entrar al yacimiento, es decir, puede ocurrir intrusión de agua.
12. El agua, el crudo de tanque y el gas de superficie pueden ser producidos.
13. El componente gas producido puede ser reinyectado.
14. La porosidad y la saturación inicial del agua son uniformes a través de todo el yacimiento.

$$F = N_{foi} * E_o + G_{fgi} * E_g + \Delta W \quad (1)$$

Donde cada término se define así:

$$F = N_p \left\{ \left[\frac{B_g(R_p - R_s) + B_o(1 - R_p R_v)}{1 - R_s R_v} \right] \right\} - \Delta W \quad (2)$$

$$E_o = \left\{ \left[\frac{(B_o - B_{oi}) + R_v(R_s B_{oi} - R_{si} B_o) + B_g(R_{si} - R_s)}{1 - R_s R_v} \right] + \frac{B_{oi} \Delta P (S_w C_w + C_f)}{(1 - S_{wi})} \right\} \quad (3)$$

$$E_g = \left\{ \left[\frac{(B_g - B_{gi}) + B_o(R_{vi} - R_v) + R_s(B_{gi} R_v - B_g R_{vi})}{1 - R_s R_v} \right] + \frac{B_{gi} \Delta P (S_w C_w + C_f)}{(1 - S_{wi})} \right\} \quad (4)$$

3.1.2. Solución De La Ecuación Generalizada Mediante El Método De Havlena - Odeh

Se realizaron los respectivos balances de materiales generales para cualquier tipo de fluido de yacimiento resultando la ecuación generalizada de balance de materiales de Walsh. También se consideró el caso de un yacimiento con gradiente de presión anormal (sobrepresionado), simplemente agregando los valores de las compresibilidades de la formación y el agua en el balance de materiales, llegando finalmente a la ecuación de Wang.

A continuación se realizan las respectivas simplificaciones según el tipo de fluido y según sus condiciones iniciales de saturación. Estas condiciones iniciales de saturación se refiere al hecho de considerar capa de gas inicial si es un yacimiento de aceite saturado o si se trata de un yacimiento de fluidos cercanos al punto crítico como lo son los yacimientos de aceite volátil y gas condensado donde se contabiliza en el balance el aceite que se encuentra en estado gaseoso.

La herramienta software se desarrolla para dar solución a cada una de las ecuaciones de balance de materiales desarrolladas para cada tipo de yacimiento. Para dar una descripción precisa del desarrollo de este software, se realiza una serie de diagramas de flujo esquematizando los pasos y consideraciones necesarias para obtener los hidrocarburos in-place de manera sistemática.

La ecuación (1) es según el diagrama de flujo, la ecuación que se debe **linealizar**:

$$F = N_{foi} * E_o + G_{fgi} * E_g + \Delta W \quad (1)$$

Dependiendo del tipo de yacimiento, se particularizaron las ecuaciones de balance de materiales realizando cambios en las propiedades de entrada requeridas para que estas expresiones fueran físicamente coherentes. Estas variaciones y las respectivas expresiones a linealizar, se presentan a continuación (Tabla 2 a 4) como casos según las condiciones y restricciones para cada tipo de yacimiento. La ecuación generalizada de balance de materiales resultante en cada caso, se solucionara por el método de la **línea recta de Havlena-Odeh**.

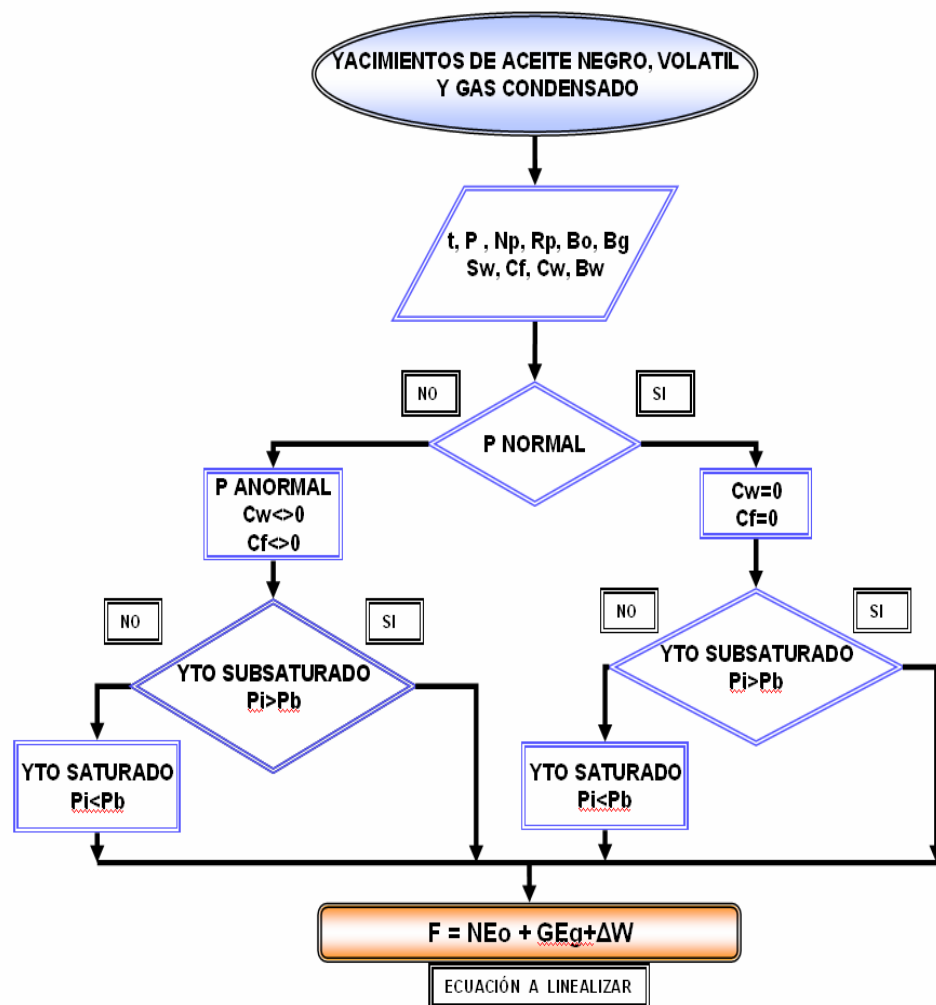


Fig. 5 Diagrama de flujo para aceite negro, volátil y gas condensado.

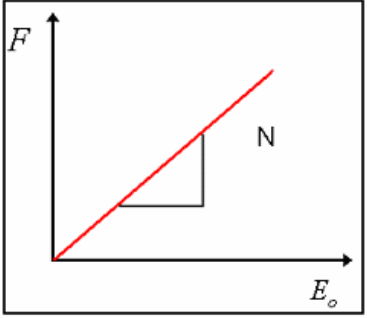
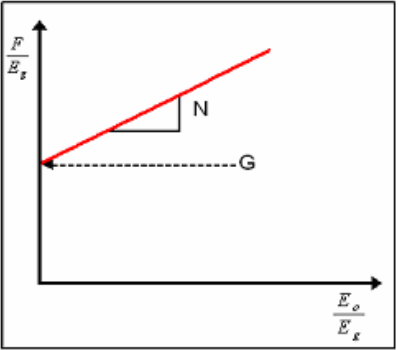
YACIMIENTO	Ecuación a linealizar	Solución Gráfica
<p>Aceite Negro Subsaturado</p> <p>➤ Presión Normal</p>	$F = N * E_o$ $F = N_p * (B_g (R_p - R_s) + B_o)$ $E_o = ((B_o - B_{oi}) + B_g (R_{si} - R_s))$	
<p>➤ Presión Anormal</p>	$F = N * E_o$ $E_o = \left\{ (B_o - B_{oi}) + B_g (R_{si} - R_s) + \frac{B_{oi} \Delta P (S_w C_w + C_f)}{(1 - S_{wi})} \right\}$	
<p>Aceite Negro Saturado</p> <p>➤ Presión Normal</p>	$F = N_{foi} * E_o + G_{fgi} * E_g$ $E_o = ((B_o - B_{oi}) + B_g (R_{si} - R_s))$ $E_g = (B_g - B_{gi})$	
<p>➤ Presión Anormal</p>	$F = N_{foi} * E_o + G_{fgi} * E_g$ $E_o = \left\{ (B_o - B_{oi}) + B_g (R_{si} - R_s) + \frac{B_{oi} \Delta P (S_w C_w + C_f)}{(1 - S_{wi})} \right\}$ $E_g = \left\{ (B_g - B_{gi}) + \frac{B_{gi} \Delta P (S_w C_w + C_f)}{(1 - S_{wi})} \right\}$	

Tabla 2. EBM particularizada para Aceite Negro.

3.1.2.2. Aceite Volátil y Gas Condensado

En yacimientos que se caracterizan por estar ubicados muy cercanos al punto crítico en la envolvente de fases, es importante determinar el tipo de fluido al momento de realizar las estimaciones de sus fluidos in-place. Esta importancia de caracterizar el tipo de fluido presente en el yacimiento, es debido a que se requiere saber de antemano, la ecuación de balance de materiales a solucionar. En esta sección se presentarán las ecuaciones para determinar el OOIP en el caso de un aceite volátil o un OGIP si es un gas condensado. El ingeniero de yacimientos simplemente utilizará las propiedades PVT (R_s o R_v) para determinar el contenido de gas en solución inicial o el contenido de aceite volatilizado inicial, según sea el caso de aceite volátil o gas condensado respectivamente.

En el diagrama de flujo presentado (Fig. 5) se encuentran cuatro casos que corresponden a sistemas con gradientes de presión normal y gradientes de presión anormal además de sistemas saturados y subsaturados.

A partir de este momento las graficas que se presentan en cada tabla se obtuvieron de la misma forma como en el caso de aceite negro. En la tabla 3 se muestran los posibles casos para un aceite volátil a diferentes condiciones de equilibrio con sus respectivas ecuaciones y soluciones graficas.

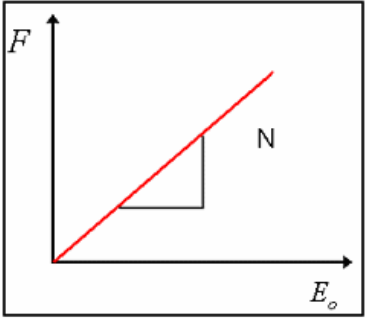
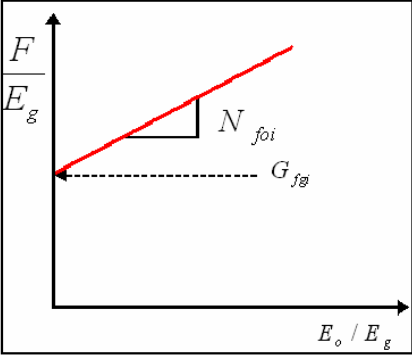
YACIMIENTO	Ecuación a linealizar	Solución Gráfica
Aceite Volátil Subsaturado ➤ Presión Normal	$F = N * E_o$ $F = N_p * (B_g (R_p - R_s) + B_o)$ $E_o = \left\{ \left[\frac{(B_o - B_{oi}) + R_v (R_s B_{oi} - R_{si} B_o) + B_g (R_{si} - R_s)}{1 - R_s R_v} \right] \right\}$	
➤ Presión Anormal	$F = N * E_o$ $E_o = \left\{ \left[\frac{(B_o - B_{oi}) + R_v (R_s B_{oi} - R_{si} B_o) + B_g (R_{si} - R_s)}{1 - R_s R_v} \right] + \frac{B_{oi} \Delta P (S_w C_w + C_f)}{(1 - S_w i)} \right\}$	
Aceite Volátil Saturado ➤ Presión Normal	$F = N_{foi} * E_o + G_{fgi} * E_g$ $E_o = \left\{ \left[\frac{(B_o - B_{oi}) + R_v (R_s B_{oi} - R_{si} B_o) + B_g (R_{si} - R_s)}{1 - R_s R_v} \right] \right\}$ $E_g = \left\{ \left[\frac{(B_g - B_{gi}) + B_o (R_{vi} - R_v) + R_s (B_{gi} R_v - B_g R_{vi})}{1 - R_s R_v} \right] \right\}$	
➤ Presión Anormal	$F = N_{foi} * E_o + G_{fgi} * E_g$ $E_o = \left\{ \left[\frac{(B_o - B_{oi}) + R_v (R_s B_{oi} - R_{si} B_o) + B_g (R_{si} - R_s)}{1 - R_s R_v} \right] + \frac{B_{oi} \Delta P (S_w C_w + C_f)}{(1 - S_w i)} \right\}$ $E_g = \left\{ \left[\frac{(B_g - B_{gi}) + B_o (R_{vi} - R_v) + R_s (B_{gi} R_v - B_g R_{vi})}{1 - R_s R_v} \right] + \frac{B_{gi} \Delta P (S_w C_w + C_f)}{(1 - S_w i)} \right\}$	

Tabla 3. EBM particularizada para Aceite Volátil.

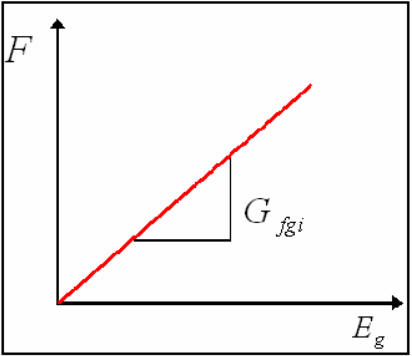
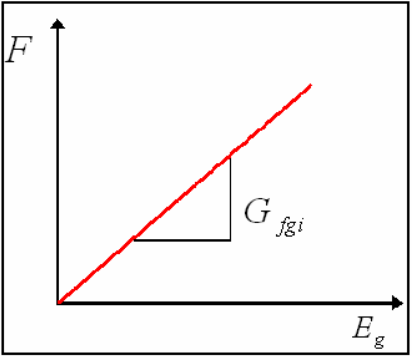
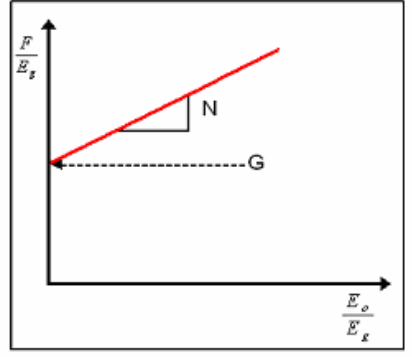
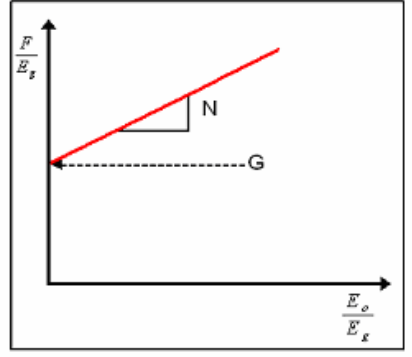
YACIMIENTO	Ecuación a linealizar	Solución Gráfica
<p>Gas Condensado Subsaturado</p> <p>➤ Presión Normal</p>	$F = G_{f_{gi}} * E_g$ $F = N_p * (B_g (R_p - R_s) + B_o)$ $E_g = \left\{ \left[\frac{(B_g - B_{gi}) + B_o (R_{vi} - R_v) + R_s (B_{gi} R_v - B_g R_{vi})}{1 - R_s R_v} \right] \right\}$	
<p>➤ Presión Anormal</p>	$F = G_{f_{gi}} * E_g$ $E_g = \left\{ \left[\frac{(B_g - B_{gi}) + B_o (R_{vi} - R_v) + R_s (B_{gi} R_v - B_g R_{vi})}{1 - R_s R_v} \right] + \frac{B_{gi} \Delta P (S_w C_w + C_f)}{(1 - S_w i)} \right\}$	
<p>Gas Condensado Saturado</p> <p>➤ Presión Normal</p>	$F = N_{foi} * E_o + G_{f_{gi}} * E_g$ $E_o = \left\{ \left[\frac{(B_o - B_{oi}) + R_v (R_s B_{oi} - R_{si} B_o) + B_g (R_{si} - R_s)}{1 - R_s R_v} \right] \right\}$ $E_g = \left\{ \left[\frac{(B_g - B_{gi}) + B_o (R_{vi} - R_v) + R_s (B_{gi} R_v - B_g R_{vi})}{1 - R_s R_v} \right] \right\}$	
<p>➤ Presión Anormal</p>	$F = N_{foi} * E_o + G_{f_{gi}} * E_g$ $E_o = \left\{ \left[\frac{(B_o - B_{oi}) + R_v (R_s B_{oi} - R_{si} B_o) + B_g (R_{si} - R_s)}{1 - R_s R_v} \right] + \frac{B_{oi} \Delta P (S_w C_w + C_f)}{(1 - S_w i)} \right\}$ $E_g = \left\{ \left[\frac{(B_g - B_{gi}) + B_o (R_{vi} - R_v) + R_s (B_{gi} R_v - B_g R_{vi})}{1 - R_s R_v} \right] + \frac{B_{gi} \Delta P (S_w C_w + C_f)}{(1 - S_w i)} \right\}$	

Tabla 4. EBM particularizada para Gas Condensado.

3.1.2.3. Gas Húmedo y Gas Seco

En los yacimientos de gas también se pueden presentar los casos de sistemas sobrepresionados. En el siguiente diagrama de flujo (Fig. 6) se muestra la existencia de sistema con gradientes normales de presión y yacimientos sobrepresionados, junto con la consideración que los condensados producidos en superficie también se deben de incluir en el balance de materiales realizado para el gas. Por esta razón se habla del término de gas equivalente de condensados GE_c , el cual, solo se tiene en cuenta en los gases húmedos y no es los gases secos.

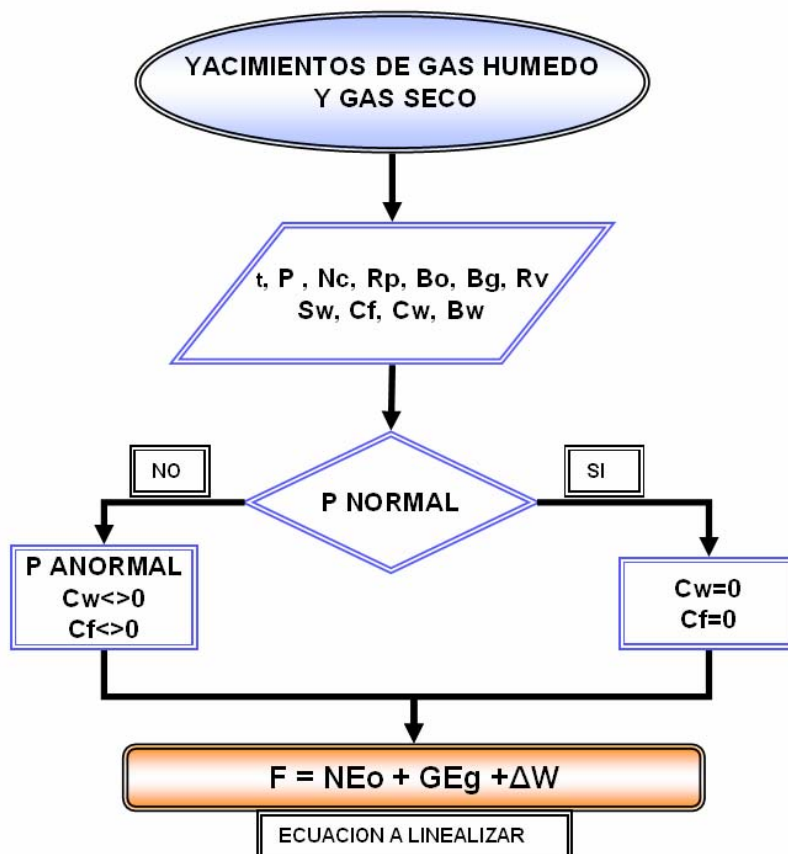


Fig. 6 Diagrama de flujo para gas Húmedo y Seco.

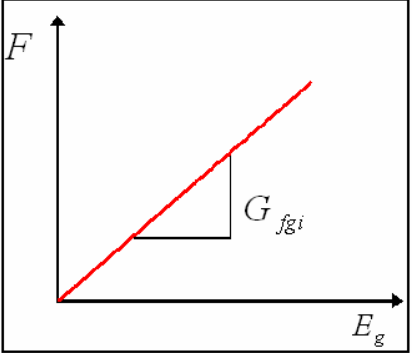
YACIMIENTO	Ecuación a linealizar	Solución Gráfica
Gas Húmedo ➤ Presión Normal	$F = G_{f_{gi}} * E_g$ $F = \underbrace{Nc * Rp}_{G_p} * B_g + Nc * B_o$ $E_g = (B_g - B_{g_i}) + B_o (R_{v_i} - R_v)$	
➤ Presión Anormal	$F = G_{f_{gi}} * E_g$ $E_g = (B_g - B_{g_i}) + B_o (R_{v_i} - R_v) + \frac{B_{g_i} \Delta P (S_w C_w + C_f)}{(1 - S_{w_i})}$	
Gas Seco ➤ Presión Normal	$F = G_{f_{gi}} * E_g$ $F = G_p * B_g$ $E_g = (B_g - B_{g_i})$	
➤ Presión Anormal	$F = G_{f_{gi}} * E_g$ $F = G_p * B_g$ $E_g = (B_g - B_{g_i})$	

Tabla 5. EBM particularizada para Gas Húmedo y Gas Seco.

3.1.3. Método tradicional P/Z para yacimientos de gas.

Haciendo un balance general al sistema de volumen constante (Fig. 4) pero en este caso no está presente la fase de aceite:

$$\Delta V_g + \Delta V_{wg} + \Delta V_{roca} = 0 \quad (5)$$

Balance para el gas

$$\Delta V_g = GB_{gi} - [GB_g - G_p B_g] \quad (6)$$

Balance para el Agua

$$\Delta V_w = W - [W + W_e - W_p B_w + C_w \Delta P W]$$

Balance para la Roca

$$\Delta V_{roca} = -C_f \Delta P V_p$$

$$\frac{P}{Z} \left[\underbrace{1 - \Delta P \left(\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right)}_{RM} \right] = - \underbrace{\frac{P_i}{Z_i G}}_m G_p + \frac{P_i}{Z_i} \quad (7)$$

$$\text{Ecuación a linealizar} \quad \frac{P}{Z} (RM) = -m G_p + \frac{P_i}{Z_i} \quad (8)$$

La anterior expresión tiene la forma de una línea recta. Pero si **C_w**, **C_f**, **S_{wi}** son incógnitas del sistema, entonces se soluciona la siguiente ecuación:

$$y' = -x' \left(\frac{1}{G} \right) + C^* \quad (9)$$

Donde:

$$y' = \frac{\frac{P}{Z} - \frac{P_i}{Z_i}}{(P/Z) \Delta P} \quad ; \quad x' = \frac{\frac{G_p P_i}{Z_i}}{\frac{P}{Z} \Delta P}$$

3.1.4. Análisis de la ecuación de balance de materiales por el método P/Z

En este capítulo se ha mostrado la metodología de solución de las ecuaciones de balance de materiales para yacimientos convencionales y no convencionales que se analizaron por el método de Havlena-Odeh; sin embargo, la aplicación de otro método de análisis para estimar los hidrocarburos in-place se considera en este trabajo. El **análisis P/Z**, el cual, se restringe su aplicación solo para yacimientos de gas (Condensado, Húmedo, Seco y GAC) expresando todo el balance del sistema en función de las variables de presión y el factor Z para los gases reales.

A continuación se presenta el procedimiento gráfico para resolver las incógnitas presentes junto con el diagrama de flujo programado.

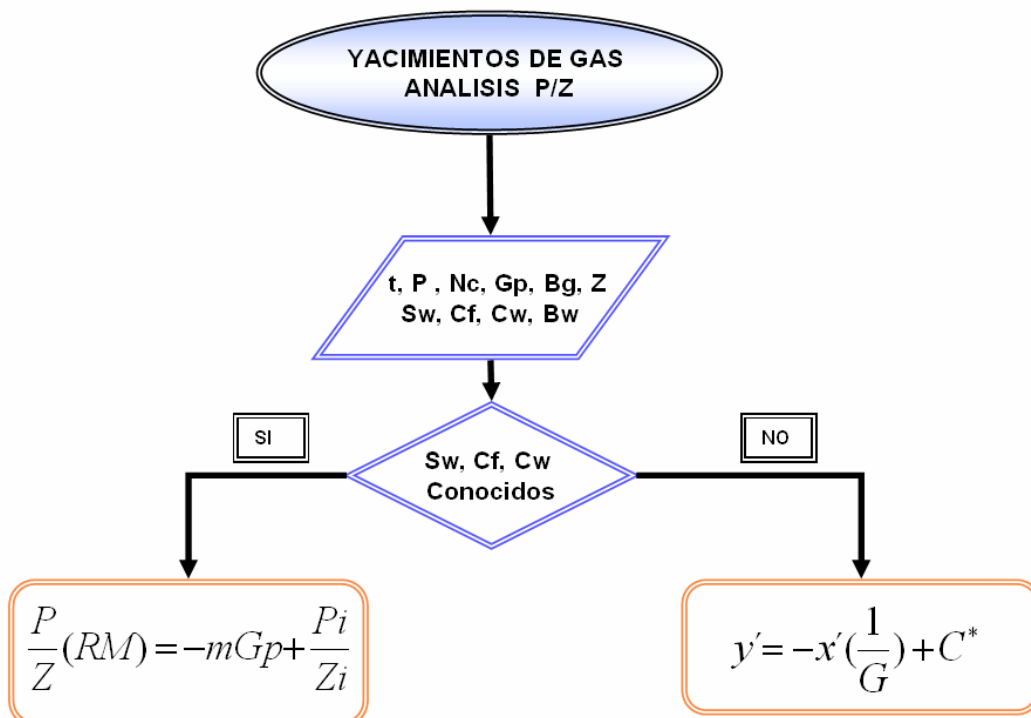


Fig. 7 Diagrama de flujo para Análisis P/Z

El diagrama de flujo (Fig. 7) muestra las ecuaciones que se deben graficar en coordenadas cartesianas para obtener los valores de los hidrocarburos in-place para dos casos de yacimientos de gas. El primer caso es cuando se conocen los

valores de saturación de agua inicial y de las compresibilidades tanto de la formación como del agua. Mientras que en el segundo caso estas propiedades son desconocidas.

Caso 1

Datos conocidos	P, Z, Bg, Gp, Cf, Cw, Swi
Incógnitas	G

Después de realizar el balance de materiales del sistema para yacimientos con presión anormal se llega a una ecuación final:

$$\frac{P}{Z}(RM) = -mGp + \frac{Pi}{Zi} \quad (8)$$

Si se grafica en coordenadas cartesianas $\frac{P}{Z}(RM)$ vs. Gp se obtiene una línea recta con las siguientes características (Fig. 8):

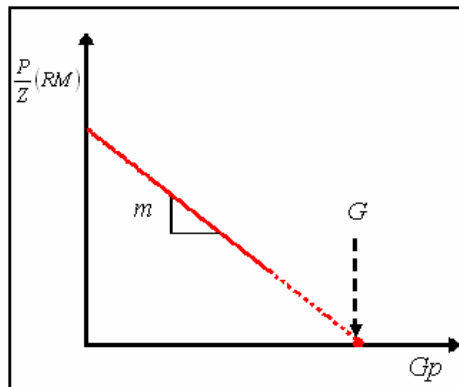


Fig. 8 Linealización del análisis P/Z (RM)

Esta grafica tiene por pendiente el valor de m y según la ecuación de la recta, el OGIP esta definido por la ecuación:

$$G = \frac{P_i / Z_i}{m} \quad (10)$$

Caso 2

Datos conocidos	P, Z, Bg, Gp.
Incógnitas	G, Cf, C _w , S _{wi}

Este es el caso de un yacimiento de presión anormal donde los datos compresibilidades son desconocidos. Del balance de materiales para este tipo de yacimientos resultó la ecuación (9):

$$y' = -x' \left(\frac{1}{G} \right) + C^* \quad (9)$$

Si se grafica al igual que caso anterior en coordenadas cartesianas las variables Y' vs. X' (Fig. 9), se puede obtener el OGIP de la siguiente forma:

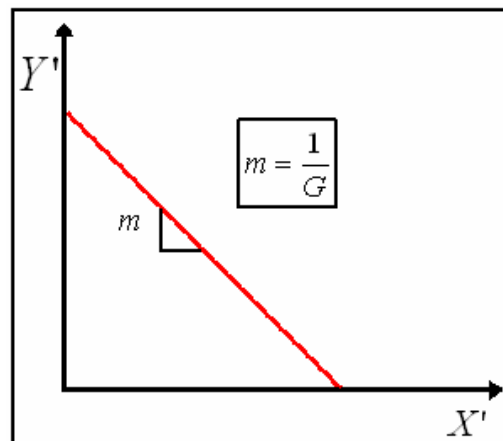


Fig. 9 Linealización del análisis P/Z (RM)

Donde el OGIP se obtiene de $G = \frac{1}{m}$

3.2. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

3.2.1. Balance Materiales para Yacimientos Naturalmente Fracturados

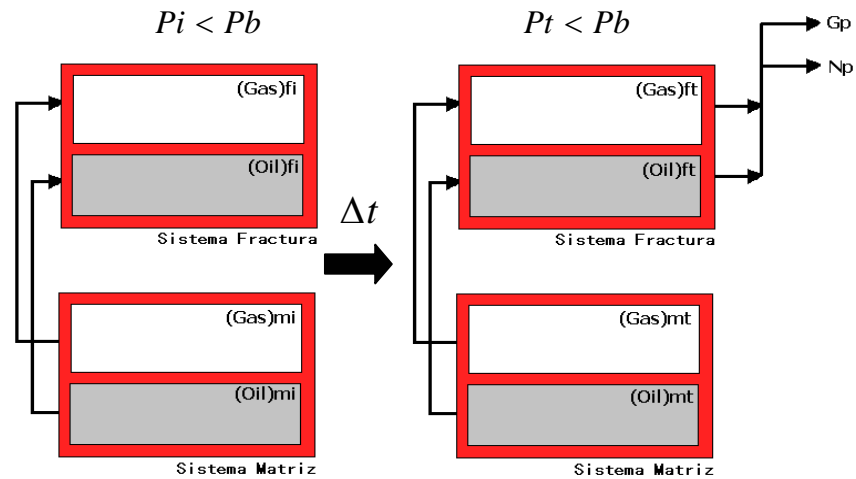


Fig. 10. Sistema Poroso en un yacimiento Naturalmente Fracturado.

La figura 10 representa el sistema de doble porosidad que caracteriza a los yacimientos naturalmente fracturados como dos medios de almacenamiento de hidrocarburos. El sistema de fracturas y el sistema de matriz, estos dos depósitos se consideran independientes pero a la vez interconectados, ya que contribuyen a la producción de fluidos de yacimiento hacia la superficie.

Peñuela (2001) desarrolló una ecuación de balance de materiales considerando por primera vez un sistema de doble porosidad con diferencias marcadas en los valores de compresibilidades de la matriz y de la fractura.

La EBM para yacimientos naturalmente fracturados (de doble porosidad) propuesta por Niz E. 2003 plantea a diferencia de Peñuela un sistema con capa inicial de gas que se puede solucionar gráficamente por el método de línea recta de Havlena-Odeh. Las suposiciones que determinan el modelo de doble porosidad son las siguientes:

Consideraciones del Sistema

1. Sistema isotérmico.
2. El yacimiento está compuesto de: roca naturalmente fracturada, agua de producción, petróleo fiscal y gas de superficie.
3. El yacimiento se componen de 4 fases: roca naturalmente fracturada, agua, petróleo y gas.
4. El petróleo no está presente en las otras 3 fases.
5. El gas se encuentra en la fase gaseosa y disuelto en el crudo.
6. El componente agua solo existe en la fase acuosa y reduce el espacio poroso disponible a hidrocarburos.
7. El componente roca existe solo en la fase roca.
8. La fase roca tiene dos medios porosos en comunicación hidráulica: los poros y las fracturas.
9. El sistema matriz porosa y fractura son compresibles.
10. yacimiento volumétrico y sin producción de agua.
11. No hay reinyección de fluidos al yacimiento.
12. la porosidad de fractura, porosidad de matriz y saturación de agua son uniformes
13. La presión del yacimiento es uniforme a lo largo del mismo.
14. Yacimiento Subsaturado $P_i < P_{sat}$.

Realizando un balance de cada una de las fases presentes en el yacimiento y considerándolo volumétrico, es decir, de volumen constante, se procede a deducir la ecuación de balance de materiales para sistemas de doble porosidad con capa inicial de gas (m).

$$\Delta V_o + \Delta V_g + \Delta V_w + \Delta V_{roca} = 0 \quad (11)$$

Balance para el Aceite

$$\Delta V_o = (N_1 + N_2)Boi - [(N_1 + N_2) - Np]Bo \quad (12)$$

Balance para el Gas

$$\Delta V_g = m(N_1 + N_2)Boi - \left[m \frac{(N_1 + N_2)}{Bgi} Boi - NpRp + (N_1 + N_2)Rsoi - (N_1 + N_2 - Np)Rs \right] Bg \quad (13)$$

Balance para el Agua

$$\Delta V_w = WpBw - We - \left[\frac{N_1BoiSw_1i}{1 - Sw_1i} + \frac{N_1mBoiSw_1i}{1 - Sw_1i} + \frac{N_2BoiSw_2i}{1 - Sw_2i} + \frac{N_2mBoiSw_2i}{1 - Sw_2i} \right] Cw\Delta P \quad (14)$$

Balance para la Roca

Se consideran los volúmenes porosos de cada sistema por separado Vp_1 y Vp_2

$$\Delta V_p = -\frac{N_1Boi}{1 - Sw_1i} C_1\Delta P - \frac{N_1mBoiC_1\Delta P}{1 - Sw_1i} - \frac{N_2Boi}{1 - Sw_2i} C_2\Delta P - \frac{N_2mBoi}{1 - Sw_2i} C_2\Delta P \quad (15)$$

Sumando todos los cambios de volumen se obtiene la expresión general de balance de materia para sistemas de **doble porosidad con capa inicial de gas**:

$$F = N_1 \left\{ \left(\frac{Bt}{Bti} - 1 \right) + m \left(\frac{Bg}{Bgi} - 1 \right) + (1 + m)Cem \Delta P \right\} + N_2 \left\{ \left(\frac{Bt}{Bti} - 1 \right) + m \left(\frac{Bg}{Bgi} - 1 \right) + (1 + m)Cef \Delta P \right\} \quad (16)$$

También se puede presentar el caso donde no se tenga conocimiento del tamaño de la capa de gas ni de las compresibilidades de la roca y los fluidos, de esta manera queda definida la siguiente expresión:

$$F = N\left(\frac{Bt}{Bti} - 1\right) + mN\left(\frac{Bg}{Bgi} - 1\right) + N(1+m)C_{e_{m-f}}\Delta P \quad (17)$$

3.2.2. Solución de la EBMG para Yacimientos Naturalmente Fracturados

En el desarrollo de las ecuaciones de balance de materia para YNF se plantearon dos posibles casos según las incógnitas que se tengan en el sistema.

CASO 1

Datos conocidos	m, F, Bt, Bg, Cf, Cm, Cw
Incógnitas	N ₁ , N ₂

La ecuación generalizada de balance de materiales para sistema de doble porosidad resultante en la sección anterior es:

$$F = N_1 \left\{ \left(\frac{Bt}{Bti} - 1 \right) + m \left(\frac{Bg}{Bgi} - 1 \right) + (1+m)C_{em}\Delta P \right\} + N_2 \left\{ \left(\frac{Bt}{Bti} - 1 \right) + m \left(\frac{Bg}{Bgi} - 1 \right) + (1+m)C_{ef}\Delta P \right\} \quad (16)$$

Esta ecuación se puede expresar como una ecuación lineal con coeficientes a₁ y a₂ de la siguiente forma:

$$y = a_1 x_1 + a_2 x_2 \quad (18)$$

Donde:

$$y = F$$

$$a_1 = N_1$$

$$a_2 = N_2$$

$$x_1 = \left(\frac{Bt}{Bti} - 1 \right) + m \left(\frac{Bg}{Bgi} - 1 \right) + (1+m)Cem\Delta P$$

$$x_2 = \left(\frac{Bt}{Bti} - 1 \right) + m \left(\frac{Bg}{Bgi} - 1 \right) + (1+m)Cef\Delta P$$

Que puede solucionarse por regresión lineal usando **el Método de Los Mínimos Cuadrados** para N_1 y N_2 o aplicando la técnica de solución grafica como el que se propuso para la EBM en estado inicial subsaturado. Al tomar la ecuación (38) y dividirla a ambos lados por la variable x_2 queda:

$$\frac{y}{x_2} = a_1 \frac{x_1}{x_2} + a_2 \quad (19)$$

Realizando una gráfica de $\frac{y}{x_2}$ vs. $\frac{x_1}{x_2}$ como la que se muestra en la figura 11, donde la pendiente y el corte con el eje Y son los valores de N_1 y N_2 respectivamente.

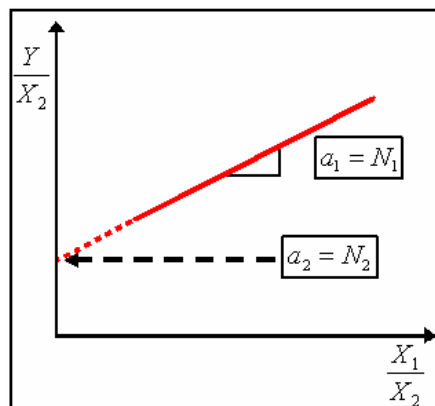


Fig. 11. Solución gráfica YNF (Caso 1)

CASO 2

Datos conocidos	$\gamma, F, Bt, Bg,$
Incógnitas	N_1, N_2, m, Cf, Cm, Cw

La siguiente ecuación fue la desarrollada en el capítulo anterior para YNF con las condiciones presentadas en la tabla anterior.

$$F = N \left(\frac{Bt}{Bti} - 1 \right) + mN \left(\frac{Bg}{Bgi} - 1 \right) + N(1+m)C_{e_{m-f}} \Delta P \quad (17)$$

Esta ecuación se puede expresar de la siguiente manera:

$$y = a_1 x_1 + a_2 x_2 + a_3 x_3 \quad (20)$$

Donde,

$$a_1 = N$$

$$x_1 = \left(\frac{Bt}{Bti} - 1 \right)$$

$$a_2 = mN$$

$$x_2 = \left(\frac{Bg}{Bgi} - 1 \right)$$

$$a_3 = N(m+1)C_{em-f}$$

$$x_3 = \Delta P$$

Conocidos y , x_1 , x_2 , x_3 , y dividiendo toda la ecuación por x_3 se obtiene:

$$y = a_1 \frac{x_1}{x_3} + a_2 \frac{x_2}{x_3} + a_3 \quad (21)$$

Así esta ecuación tendrá la forma de una ecuación lineal con dos coeficientes:

$$Y = aX_1 + bX_2 + c \quad (22)$$

Se hallan los coeficientes a_1 , a_2 y a_3 a partir del método de los mínimos cuadrados y posteriormente se calculan las incógnitas para este caso así:

$$N = a_1$$

$$m = \frac{a_2}{a_1}$$

$$Cem - f = \frac{a_3}{N(m+1)}$$

Las fórmulas utilizadas en el desarrollo del software para realizar la regresión lineal y calcular los coeficientes a, b, c por mínimos cuadrados se desarrollan a continuación:

Método de los Mínimos Cuadrados

Definición del método:

$$\text{Sumatoria } S(y) = \boxed{\sum (y - y^*)^2 = 0}$$

Se define la función S como $S = \sum (y - ax_1 - bx_2 - c)^2 = 0$

$$\frac{\partial S}{\partial a} = 0; \sum 2(y - ax_1 - bx_2 - c)(-x_1) = 0 \quad (23)$$

$$\frac{\partial S}{\partial b} = 0; \sum 2(y - ax_1 - bx_2 - c)(-x_2) = 0 \quad (24)$$

$$\frac{\partial S}{\partial c} = 0; \sum 2(y - ax_1 - bx_2 - c)(-1) = 0 \quad (25)$$

Ahora se tiene un sistema de tres ecuaciones con tres incógnitas así:

$$\sum yx_1 - \sum ax_1^2 - \sum bx_2x_1 - c \sum x_1 = 0; \quad (26)$$

$$\sum yx_2 - \sum ax_1x_2 - \sum bx_2^2 - c \sum x_2 = 0; \quad (27)$$

$$\sum y - \sum ax_1 - \sum bx_2 - \sum_{i=0}^n c = 0; \quad (28)$$

Resolviendo el anterior sistema matriz se obtienen los parámetros a, b y c:

$$a = \frac{(n \sum yx_1 - \sum y \sum x_1) - b(n \sum x_1x_2 - \sum x_1 \sum x_2)}{n \sum x_1^2 - (\sum x_1)^2} \quad (29)$$

$$b = \frac{(n \sum yx_2 - \sum y \sum x_2) - \frac{(n \sum yx_1 - \sum y \sum x_1) * (n \sum x_1x_2 - \sum x_1 \sum x_2)}{n \sum x_1^2 - (\sum x_1)^2}}{(n \sum x_2^2 - (\sum x_2)^2) - \left(\frac{(n \sum x_1x_2 - \sum x_1 \sum x_2)^2}{n \sum x_1^2 - (\sum x_1)^2} \right)} \quad (30)$$

$$c = \frac{\sum y - a \sum x_1 - b \sum x_2}{n}$$

(31)

Finalmente estas son las ecuaciones que se programan para obtener los coeficientes a, b, c y así estimar los fluidos in-place en cada uno de los sistema presentes en el yacimiento.

3.2.3. Ecuación de Balance de Materiales Generalizada para Yacimientos de GAC.

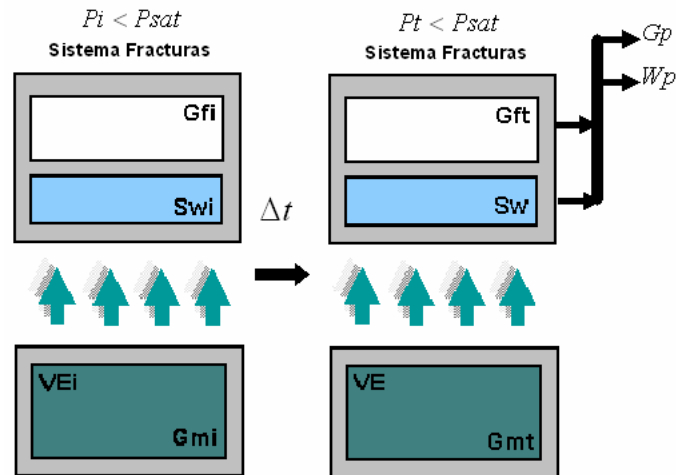


Fig. 12 Sistema matriz- fractura en Yacimientos GAC

Conociendo ya las características típicas de los yacimientos de gas asociados al carbón, se realiza un esquema representativo (Fig. 12), que indica el proceso de desorción del gas, donde luego ocurre un flujo hacia el sistema de fracturas, y finalmente ser producido en superficie. En la literatura existente se encuentra que King (1990) desarrolló dos métodos de balance de materiales para este tipo de yacimientos, donde uno de los cuales es adecuado para determinar el gas in-place mientras que el segundo es útil para predecir el comportamiento del futuro del yacimiento. Posteriormente Peñuela (1998) presentó el balance de materiales para yacimientos de GAC mediante el Método de Havlena –Odeh con la validez para cualquier valor de la constante de difusión y donde también tenía en cuenta el gas que se resorbe de la matriz.

Las suposiciones empleadas son las siguientes:

1. El yacimiento es un sistema isotérmico.
2. El yacimiento está compuesto máximo de tres componentes; manto de carbón, agua y gas en superficie

3. El yacimiento esta compuesto máximo de tres fases, carbón, agua (fracción acuosa) y gas.
4. El componente gas en superficie existe únicamente en las fases gas y carbón. Esta suposición tiene en cuenta el gas adsorbido que caracteriza los yacimientos GAC.
5. El componente agua existe solo en la fase agua y no se halla presente ni en las fases carbón o gas
6. El componente carbón existe solo en la fase carbón
7. Las fases agua y carbón son compresibles. Esta suposición implica que el volumen poroso es función de la presión
8. La presión del yacimiento es uniforme a través de todo el yacimiento es decir no existe gradiente de presión ni vertical ni horizontalmente.
9. Los fluidos de yacimiento están en equilibrio termodinámico.
10. El agua puede entrar al yacimiento, es decir puede ocurrir intrusión de agua
11. El agua y el gas en superficie pueden ser producidos y/o inyectados.
12. La porosidad y la saturación inicial de agua son uniformes a través de todo el yacimiento

Caso 1

$P_i > P_{sat}$ (Yacimiento Subsaturado)

Balance para el gas

$$\Delta V_g = 0 - [(C_{Ei} - C_E)\rho V_b - Gp]Bg \quad (32)$$

Balance para la Roca

$$\Delta V_{roca} = -CmV_{pm}\Delta P \quad (33)$$

Reorganizando y despejando Gp en función de G se tiene:

$$GpBg = G(\beta) \quad (34)$$

Donde:

$$\beta = Bg + \frac{Cm\phi\Delta P}{\rho C_{Ei}} + \frac{C_E Bg}{C_{Ei}} \quad (35)$$

Caso 2

$P_i < P_{sat}$ (Yacimiento Saturado)

Balance para el gas

$$\Delta V_g = G_2 Bgi - [G_2 + (Gi - C_E Vb\rho) - Gp] Bg \quad (36)$$

Balance para el Agua

$$\Delta V_w = W - [W - WpBw + C_w W \Delta P] \quad (37)$$

Balance para la Roca

$$\Delta V_{ROCA} = -C_1 Vb\phi\Delta p - C_2 VP_{2\Delta p} \quad (38)$$

$$G_1 \underbrace{\left[Bg \left(1 - \frac{C_E}{C_{Ei}} \right) + \frac{C_1 \phi \Delta P}{C_{Ei} \rho} \right]}_{Eg_1} + G_2 \underbrace{\left[(Bg - Bgi) + Bgi \Delta P \left(\frac{C_w + C_2}{1 - S_{wi}} \right) \right]}_{Eg_2} = \underbrace{GpBg + WpBw}_F$$

$$\boxed{F = G_1 * Eg_1 + G_2 * Eg_2} \quad (39)$$

La anterior ecuación se puede representar como la ecuación de una línea recta

$y = m * x + b$ simplemente dividiendo por el factor Eg_2 resultando:

$$\frac{F}{Eg_2} = G_1 * \frac{Eg_1}{Eg_2} + G_2 \quad (40)$$

Donde:

$$y = F$$

$$x = \frac{Eg_1}{Eg_2}$$

$$m = G_1$$

$$b = G_2$$

Si se realiza el grafico de $\frac{F}{E_{g2}}$ vs. $\frac{E_{g1}}{E_{g2}}$ se obtiene la figura 13.

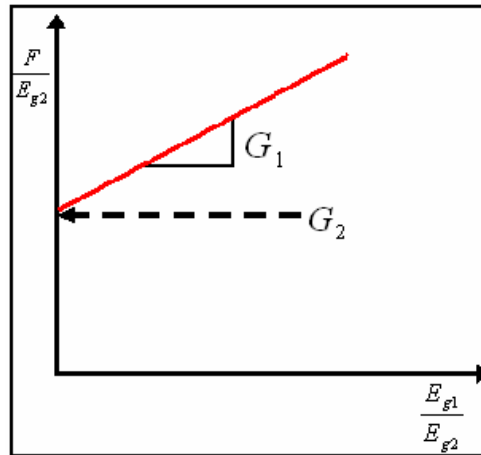


Fig. 13. Solución Gráfica GAC (Caso 2)

Los fluidos In-Place G_1 (Gas en adsorbido en la matriz) y G_2 (gas como fase libre en el sistema de fracturas) son respectivamente la pendiente y el corte con el eje vertical en la grafica presentada.

3.2.4. Balance para Yacimientos de GAC por el Método Tradicional P/Z.

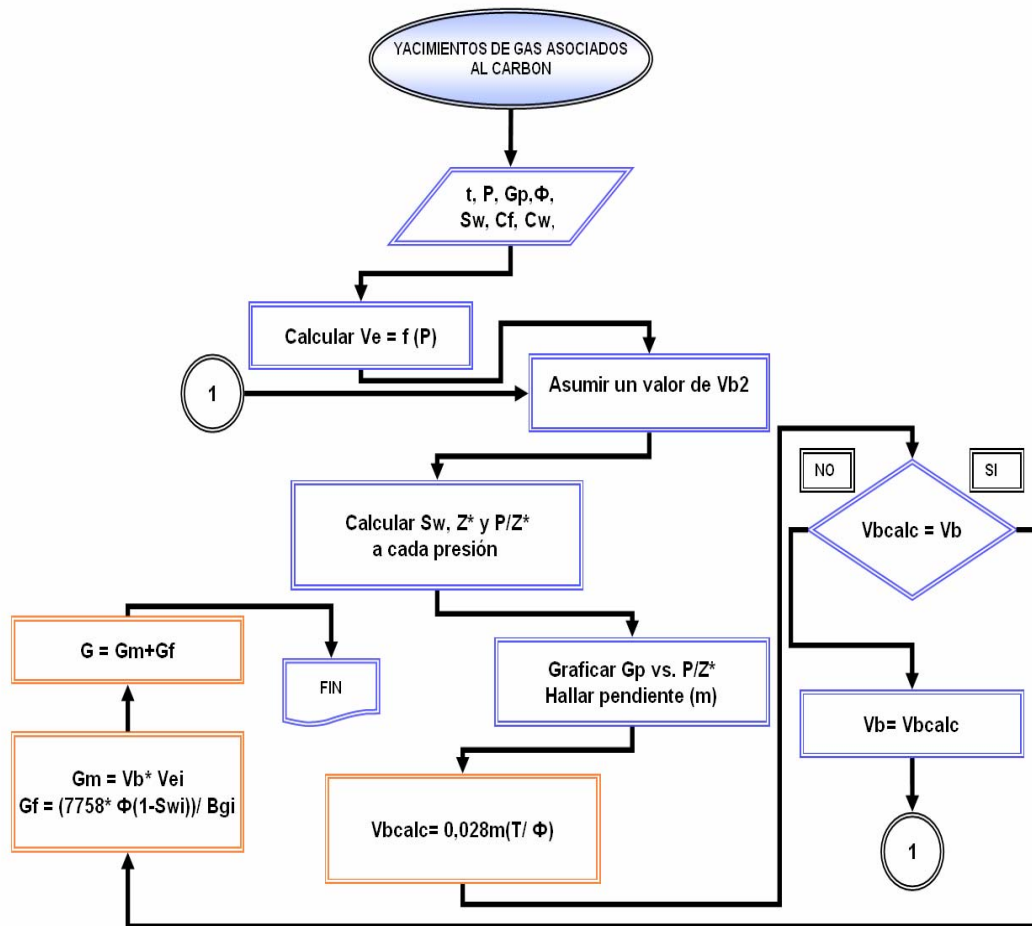


Fig. 14 Diagrama de Flujo GAC mediante análisis P/Z

Un balance de materiales sobre el sistema fractura natural y porosidad primaria (porosidad de la matriz) resulta la ecuación (63):

$$n_p = n_{1i} + n_{2i} - (n_{1t} + n_{2t}) \quad (41)$$

Como ya se sabe, el volumen de gas libre también se puede definir usando la ley de los gases reales y junto con la definición de compresibilidad y varios procedimientos algebraicos, se obtiene la ecuación que describe la producción

acumulada de gas en función de la saturación promedio de agua en el sistema fracturado.

$$Gp = \frac{V_b * \phi_i * Z_{sc} T_{sc}}{P_{sc} T} \left(\frac{P}{Z_i^*} - \frac{P}{Z^*} \right) \quad (42)$$

Donde la saturación de agua promedio en el sistema fractura esta dado por la siguiente ecuación:

$$S_{wavg} = \frac{S_{wi} (1 + c_w \Delta P) + \frac{5.615 * (We - WpBw)}{\phi_I V_b}}{(1 - c_f \Delta P)} \quad (43)$$

Según el diagrama de flujo presentado (Fig. 15) se describe el procedimiento necesario para calcular el OGIP en yacimientos de gas asociados al carbón.

Procedimiento

1. Asumir un valor de Vb.
2. Calcular la saturación de agua promedio (usando la ecuación (43)).
3. Calcular Z^* (usando la ecuación (44)).

$$Z^* = \frac{Z}{(1 - c_f \Delta P)(1 - S_{wavg}) + \frac{ZRTC_E}{\phi_i P}} \quad (44)$$

4. Graficar P/Z vs. Gp
5. Determinar la pendiente de la línea recta generada en el paso anterior.
6. A partir del valor de la pendiente en la grafica P/Z^{*}. calcular el valor del volumen inicial del sistema (usando la ecuación (45)).

$$V_b = \frac{P_{sc} T}{m * \phi_i * Z_{sc} T_{sc}} \quad (45)$$

7. Repetir el paso 2 y continuar hasta que los valores del volumen de la matriz sean iguales.

3.3. DETERMINACION DE LA PRESENCIA DE ACUIFERO

3.3.1. Yacimientos de Gas

Muchos autores han añadido la dificultad de resolver el balance de materia para yacimientos en presencia de un acuífero activo. Se ha hecho énfasis en la literatura acerca de acuíferos fuertes y moderados, por esa razón en esta parte del trabajo se analizará cuando los acuíferos débiles tienen influencia significativa sobre el balance de materia.

GRAFICA DE COLE

La *Gráfica de Cole o Gráfica de Energía* (Fig.15) para yacimientos de gas, ha demostrado ser una herramienta valiosa para distinguir entre yacimientos de gas con empuje por depleción y aquellos que producen bajo empuje de agua.

Para determinar la presencia de un acuífero activo en un yacimiento es necesario realizar una grafica de F/E_g vs. G_p como lo indica la figura 1, y comparar la forma de la curva obtenida con los comportamientos típicos de la gráfica de Cole su grado de mantenimiento de la presión.

La grafica de Cole consiste en ubicar F/E_g en el eje vertical y G_p en el eje horizontal.

$$\frac{F}{E_g} \text{ vs. } G_p$$

Donde:

$$F = G_p B_g + W_p B_w \quad (46)$$

$$E_g = B_g - B_{gi} \quad (47)$$

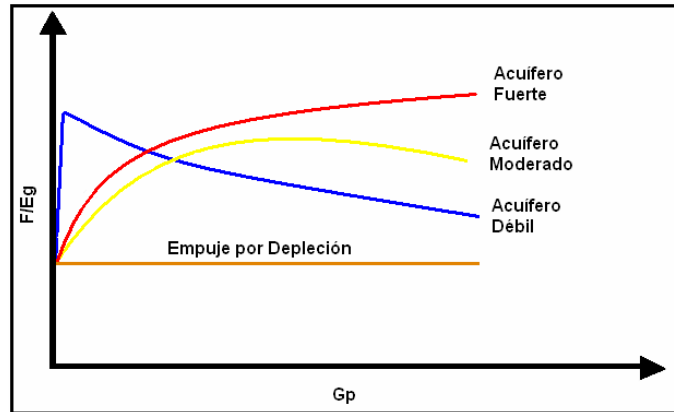


Fig. 15 Grafica de Energía de Cole. Tomada de SPE 75354

Cantidades aparentes de OGIP podrían ser calculadas asumiendo que no existe la influencia de un empuje de agua. Sin embargo, bajo un empuje de agua suave el OGIP aparente disminuye con el tiempo, contrario a lo que pasaría con un empuje de un acuífero fuerte.

Grafica Modificada De Cole

En algunos yacimientos de gas, la compresibilidad de la formación y del agua deben ser considerados en el balance de materiales, ya que tanto la expansión del agua como de la roca contribuyen como mecanismo de producción natural de los fluidos del yacimiento. En este caso las variables a graficar son:

$$\frac{F}{Et} = G + \frac{We}{Et} \tag{75}$$

Donde Et es la expansión total del yacimiento

$$Et = Eg + Efw \tag{76}$$

3.3.2. Yacimientos De Aceite

Gráfica de Campbell

En el caso de un yacimiento de aceite la gráfica análoga de energía es la Gráfica de Campbell. En la grafica de Campbell se ubica F/Et en el **eje-y** contra Np en el **eje-x**. Las curvas típicas obtenidas en este gráfico son las mismas que para el caso de Cole (Fig. 30), ya que se están graficando los fluidos retirados del sistema en función de sus expansiones pero a diferencia de los gases en este caso, la producción acumulada será Np .

En otros términos, como la gráfica de Cole, la grafica de Campbell es útil en un sentido cualitativo para distinguir entre empuje por depleción o empuje por agua fuerte, moderado, o débil. Si el yacimiento presenta empuje por depleción la gráfica puede usarse cuantitativamente porque el valor de y de los puntos es constante y se pueden usar para hallar el OOIP.

3.3.4. Modelos De Intrusión De Agua

Para predecir el comportamiento de un yacimiento con empuje hidráulico natural, es necesario establecer la ecuación que representa el influjo de agua al yacimiento. Esta ecuación es una función del tiempo de explotación y la presión de frontera del yacimiento (contacto agua – aceite).

Para introducir la opción de modelamiento del acuífero en el software de balance de materiales, se emplearon tres modelos para predecir la tasa de invasión del acuífero al yacimiento (Ver Tabla 6).

MODELO	TIPO DE ACUIFERO	ECUACION
Pot	Acuíferos Pequeños	$We = C * W * \Delta P$
Schilthuis y Modificado Hurst	Acuíferos en Estado Estable	$We = C \int_0^t (P_i - P) dt$
Van Everdingen	Acuíferos en Estado Seudo-estable	$We = C \sum \Delta P * Q_{st}$

Tabla 6. Modelos de acuíferos.

4. ANALISIS DE INFORMACION PARA LA APLICACIÓN DE LA HERRAMIENTA AHRES

El principio fundamental del balance de materiales en yacimientos de hidrocarburos es considerar el sistema roca-fluidos como un “tanque” de dimensión cero (Fig. 16). El principio de conservación de materia establece que la masa que entra al sistema es igual a toda la masa que sale más la acumulación. Es por esta razón al relacionar la energía de un yacimiento de hidrocarburos con la producción de fluidos, es preciso determinar el sistema de dimensión cero antes de realizar el balance de materiales.

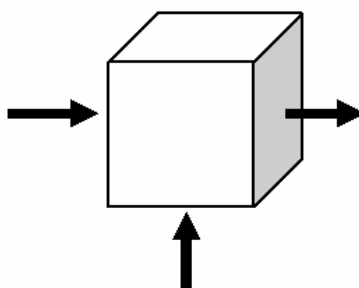


Fig. 16 Tanque de dimensión cero.

Si se ubica el problema de determinar los fluidos in-place en el contexto real de ingeniería, los datos necesarios para el balance de materiales (Presión, Producción y PVT) nunca serán reportados para cada una de las unidades hidráulicas existentes en un yacimiento. Por esta razón, antes de cargar los datos de entrada en la herramienta AhRES, es importante separar la información para cada uno de las zonas productoras existentes.

Cuando se presenta el caso donde la información existente no tiene una única tendencia como por ejemplo en el reporte de presiones, se podría decir que el yacimiento se encuentra compartimentalizado en diferentes bloques fallados,

arrojando una nube de datos confusa (Fig. 17) que al aplicar el balance de materiales se obtendrían estimaciones erróneas de los fluidos in-place.

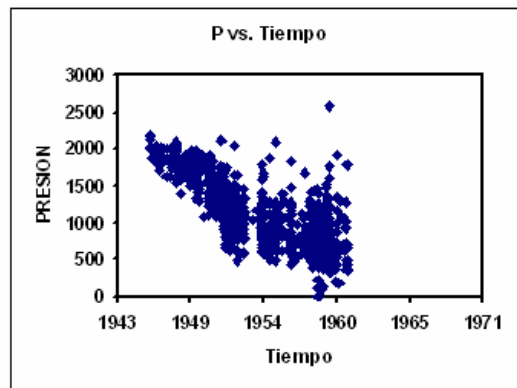


Fig. 17 Dispersión del Input Data para la herramienta.

Si se considera un yacimiento con un fallamiento como se describe en la figura 18 (fallas aisladas) donde existen 4 compartimentos diferentes, se podría decir que cada uno ellos están aportando cierta cantidad de fluidos a la producción total del yacimiento y que en cada zona se está generando una caída de presión diferente. En este caso no se puede relacionar la producción total del yacimiento con las presiones existentes para cada zona sino por el contrario se deben considerar como 4 "tanques" diferentes utilizando datos de presión y producción para cada bloque por separado.

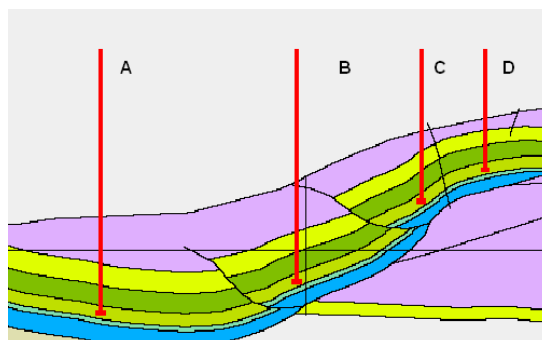


Fig. 18 Estructura de un yacimiento compartimentalizado.

Cuando en la práctica se obtiene una tendencia de la data de presiones como la mostrada en la figura 19, el balance de materiales se puede aplicar con seguridad ya que ahora si se esta considerando un solo sistema cerrado y no un sistema conformado por varias zonas productoras.

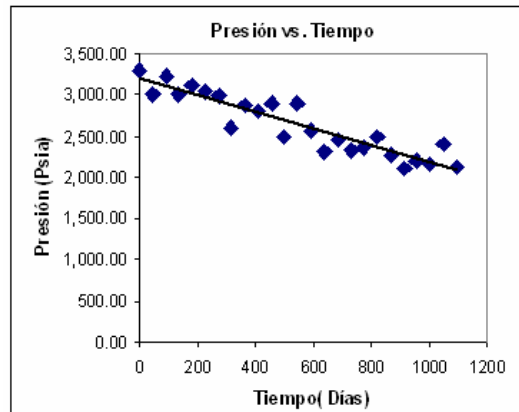


Fig. 19 Tendencia de Input data adecuada para aplicar AhRES.

Cuando se carga la información de un determinado yacimiento en la herramienta AhRES y se aplica el balance de materiales, se pueden obtener tres casos al linealizar los grupos de variables F y E_t (Fig. 20). Cuando la curva obtenida al solucionar la ecuación de balance de materiales es del **tipo 1**, se dice que se esta considerando una producción adicional a la que realmente está produciendo el bloque productor definido inicialmente. Si se coloca como ejemplo el yacimiento mostrado en la figura 3 solo se debe tomar la producción de cada zona por separada (N_p de la zona A, N_p de la zona B, N_p de la zona C y N_p de la zona D).

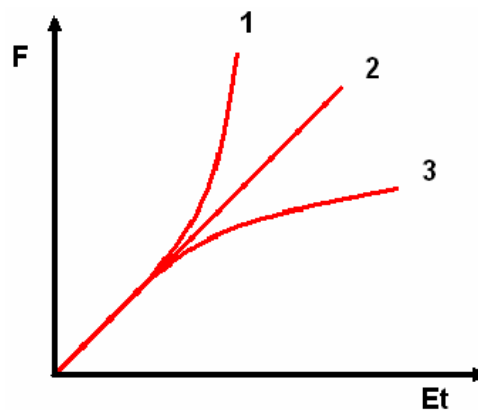


Fig. 20 Posibles curvas obtenidas con AhRES.

Si la curva obtenida es del **tipo 2** se dice que el balance de materiales fue aplicado correctamente y se obtuvieron estimaciones válidas de los fluidos in-lace del yacimiento. Pero si contrario a esto, la curva es del **tipo 3** se dice que existe una perdida de fluidos dentro del yacimiento y se deben reevaluar las zonas presentes en el sistema.

5. APLICACION DE LA HERRAMIENTA “*AHRES*”

El software desarrollado *AhRES* es una herramienta versátil utilizada para realizar estimaciones volumétricas de los fluidos originales en el yacimiento. Se puede aplicar en yacimientos con gradiente de presión normal ó anormal, como también para yacimientos cercanos al punto critico. Se puede modelar los diferentes tipos de acuíferos según las características descritas en el desarrollo del libro.

Se realizaron diferentes pruebas con la herramienta software *AhRES* con el objetivo de verificar que todas las ecuaciones y procedimientos programados arrojaran resultados coherentes y reales según lo validado para cada caso presentado previamente en Excel. Los datos sobre los cuales se validaron las ecuaciones programadas y la funcionalidad de la herramienta, fueron obtenidos de la literatura y en otros son casos fueron datos reales arrojando como resultados muy exactos comparados con los cálculos realizados en Excel.

Las figuras 21 a la 25 muestran paso a paso el procedimiento empleado para calcular el OOIP y OGIP para diferentes tipos de yacimientos a diferentes condiciones.

5.1. CASO 1. ACEITE NEGRO CON CAPA INICIAL DE GAS (M) Y GRADIENTE DE PRESIÓN NORMAL (CF = 0, CW =0)

La figura 21 muestra el Input Data EBM para realizar el balance de materiales para el caso 1. Se introducen en el área de parámetros puntuales datos de Presión Inicial, Presión de Saturación, Compresibilidad de la Formación, Compresibilidad del Agua, el factor volumétrico del Agua y la saturación inicial de fluidos.

Pressure and Production Data		PVT Data	Input EBM	Output			
Make PVT							
Tiempo	Presión	Np	Rp	Bo	Bg	Rs	Rv
0	3300	0	0	1.2511	0.00087	510	
1	3150	3295000	1050	1.2353	0.00092	477	
2	3000	5903000	1060	1.2222	0.00096	450	
3	2850	8852000	1160	1.2122	0.00101	425	
4	2700	11503000	1235	1.2022	0.00107	401	
5	2550	14513000	1265	1.1922	0.00113	375	
6	2400	17730000	1300	1.1822	0.0012	352	

Fig. 21. Entrada de Datos para el Caso 1

Una vez cargados los datos de entrada se procede a realizar el respectivo balance de materiales realizando las estimaciones de OOIP y OGIP, esto se logra mediante el botón **Run**. Inmediatamente presionando este botón se calcula en el área de resultados los grupos de variables a graficar, se presenta la gráfica de la curva de datos con la respectiva linealización (Ver figura 22) y posteriormente los resultados de los OOIP, OGIP y el tamaño de la capa de gas (m) en la sección de resultados.

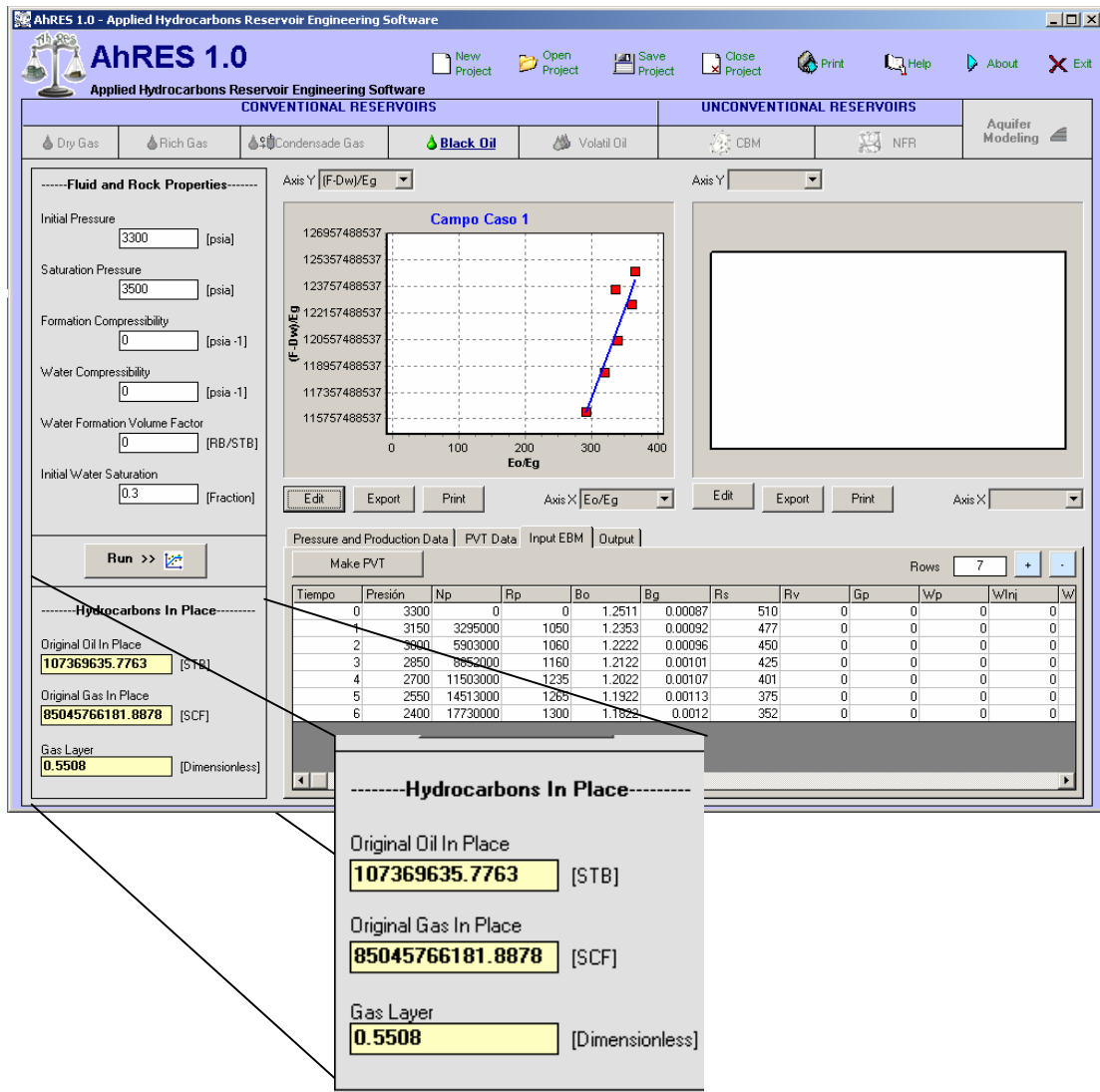


Fig. 22. Proceso de Linealización para el Caso 1 reportando el calculo de OOIP, OGIP y el tamaño de la capa de gas (m).

En la figura 23 se puede observar que un dato puede estar afectado por algo de ruido mientras se tomaba algún dato de presión o debido a errores humanos, y para esto se puede seleccionar el punto a eliminar para poder obtener un resultado grafico más cerca del valor real y no tener desviaciones en la línea de la regresión lineal. Haciendo clic derecho en el Mouse sobre el point data eliminar este error.

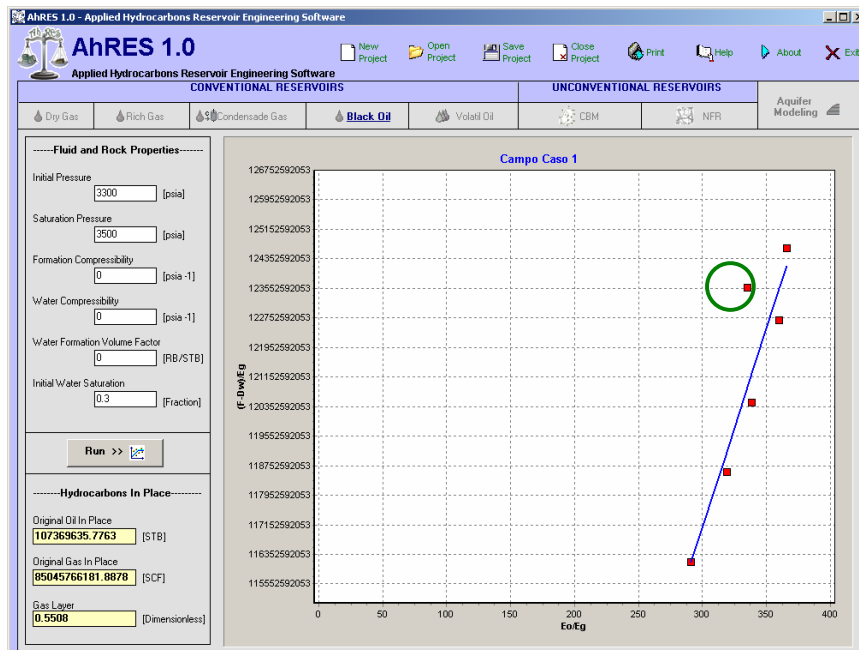


Fig. 23. Zoom para eliminar datos de la serie.

En la figura 24 se observa el nuevo cálculo de los fluidos In-Place una vez eliminado el punto erróneo.

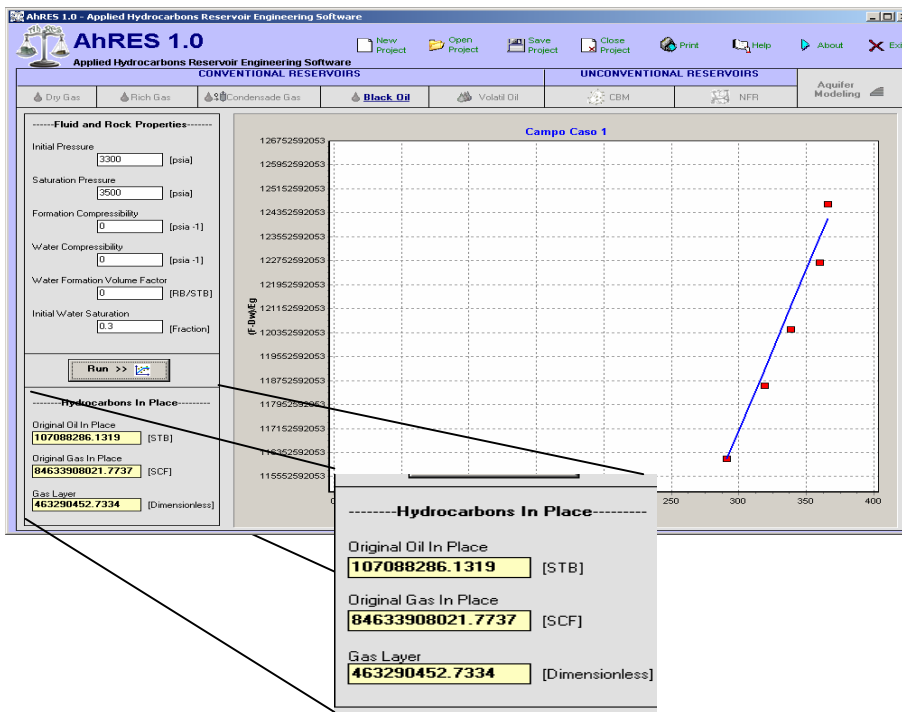


Fig. 24. Nuevo Cálculo de Reservas con el punto eliminado.

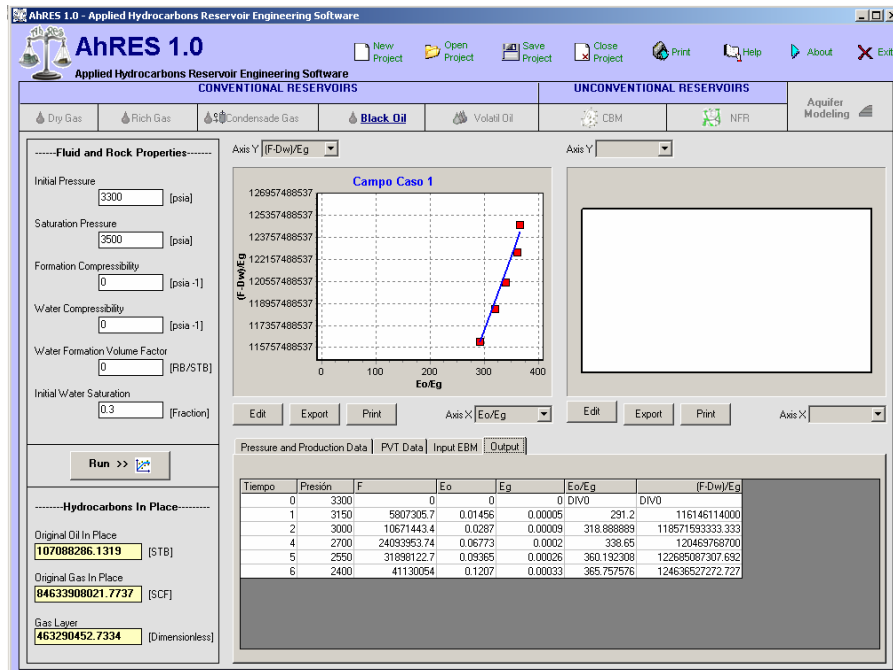


Fig. 25. Nuevo Calculo de OHIP con el punto eliminado después de deshabilitar el Zoom.

La siguiente tabla (Fig. 26) son los resultados o el output de los grupos de variables que el software calculó.

Tiempo	Presión	F	Eo	Eg	Eo/Eg	(F-Dw)/Eg
0	3300	0	0	0	DIV0	DIV0
1	3150	5807305.7	0.01456	0.00005	291.2	116146114000
2	3000	10671443.4	0.0287	0.00009	318.888889	118571593333.333
4	2700	24093953.74	0.06773	0.0002	338.65	120469768700
5	2550	31898122.7	0.09365	0.00026	360.192308	122685087307.692
6	2400	41130054	0.1207	0.00033	365.757576	124636527272.727

Fig. 26. Datos de resultados del proceso del cálculo.

5.2. CASO 2 ACEITE VOLÁTIL CON $P_i > P_{SAT}$ Y GRADIENTE DE PRESIÓN ANORMAL ($CF \neq 0$, $CW \neq 0$).

A continuación se presentan los datos de entrada (Fig. 27 y 28) para el caso 2 con su respectivo cálculo del OOIP y el cálculo del OGIP en solución debido a que en este caso esta por encima del punto de saturación.

-----Fluid and Rock Properties-----

Initial Pressure [psia]

Saturation Pressure [psia]

Formation Compressibility [psia⁻¹]

Water Compressibility [psia⁻¹]

Water Formation Volume Factor [RB/STB]

Initial Water Saturation [Fraction]

Fig. 27. Datos puntuales de entrada para el caso 2

Input	Output	Rows <input type="text" value="9"/> + -								
Tiempo	Presión	Np	Rp	Bo	Bg	Rs	Rv	Gp	Wp	
0	5718.4	0	0	4.1168636	0.0006815	5739.9	0.000157228	0	0	
1	5700.3	49516.129	2280.13029	4.1204514	0.0006821	5739.9	0.000157228	112903226	167	
2	5510	2097838.71	4498.79292	4.161935	0.0006888	5739.9	0.000157228	9437741935	429	
3	5272	3500548.39	3781.25086	4.2139492	0.0006973	5739.9	0.000157226	13236000000	498	
4	5070	4373967.74	4567.3818	4.2446	0.0007021	5739.9	0.000157225	19978000000	658	
5	4560	5486971.43	8218.68947	2.8062662	0.0007346	3279.310588	0.000116896	45096000000	847	
6	4085	7425509.68	11155.3763	2.248575	0.00078	2305.406912	8.83426E-05	82834000000	100	
7	3660	8983545.16	12832.4043	1.7495881	0.0008207	1434.019412	6.27945E-05	1.1528E+11	107	
8	3310	11813822.6	13114.0122	1.5470802	0.0008975	1135.368385	4.71934E-05	1.5493E+11	116	

Fig. 28. Tabla Datos caso 2

Después de cargar los datos se procede a realizar la linealización de los puntos deseados en la tabla de resultados. El usuario tiene la opción de guardar el

reporte de los fluidos In-place aun archivo con el nombre deseado. Los resultados para este caso son mostrados en la figura 29 y 30.

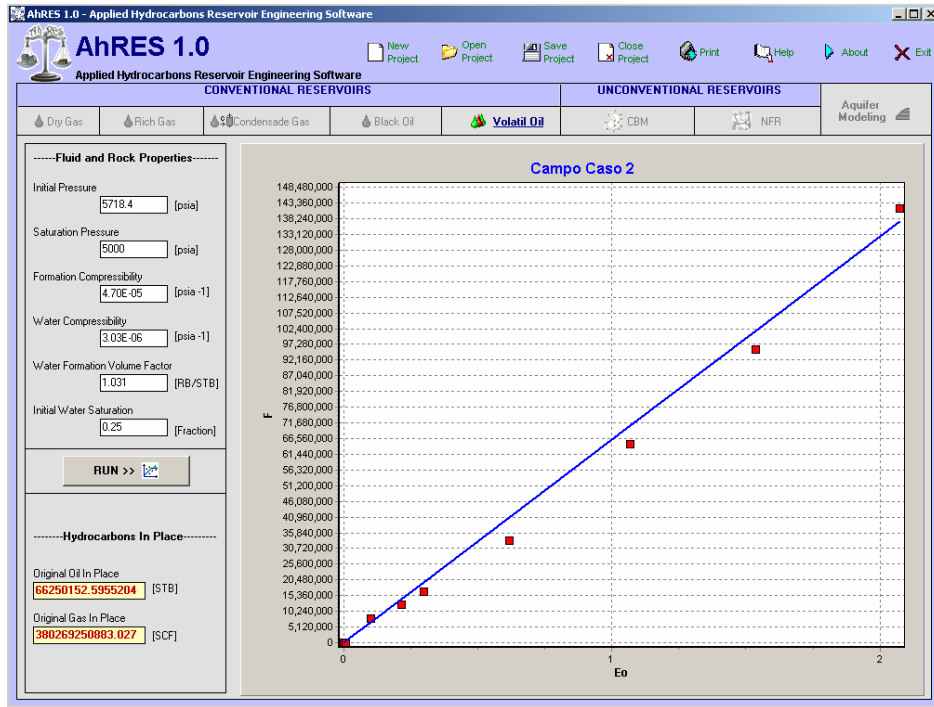


Fig. 29. Proceso de Linealización Caso 2

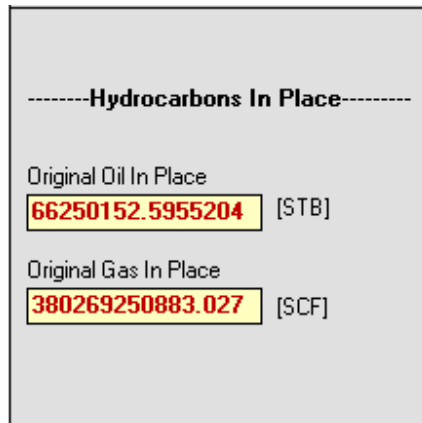


Fig. 30. Reporte del cálculo de OOIP, OGIP

5.3. CASO 3 MODELAMIENTO DEL ACUÍFERO

Los datos de entrada del yacimiento a modelar el acuífero son los presentados en la figura 31.

Time	Pressure	Np	Rp	Bo	Bg	Rs	Rv	Gp	Wp	WInj
0	2740	0	650	1.404	0.00093	650	0	0	0	0
1	2500	7.88	760	1.374	0.00098	592	0	0	0	0
2	2290	18.42	845	1.349	0.00107	545	0	0	0	0
3	2109	29.158	920	1.329	0.00117	507	0	0	0	0
4	1949	40.69	975	1.316	0.00128	471	0	0	0	0
5	1818	50.14	1025	1.303	0.00139	442	0	0	0	0
6	1702	58.42	1065	1.294	0.0015	418	0	0	0	0
7	1608	65.39	1095	1.287	0.0016	398	0	0	0	0
8	1535	70.74	1120	1.28	0.0017	383	0	0	0	0
9	1480	74.54	1145	1.276	0.00176	371	0	0	0	0

Fig. 31. Datos de entrada del Yacimiento

Según el grafico no se evidencia W_e de Havlena-Odeh no se nota la presencia de un acuífero en los límites del yacimiento, pero la grafica de energía de Campbell demuestra que existe un mantenimiento de la presión en los límites del yacimiento, es decir, existe un acuífero moderado. (Ver Fig. 32)

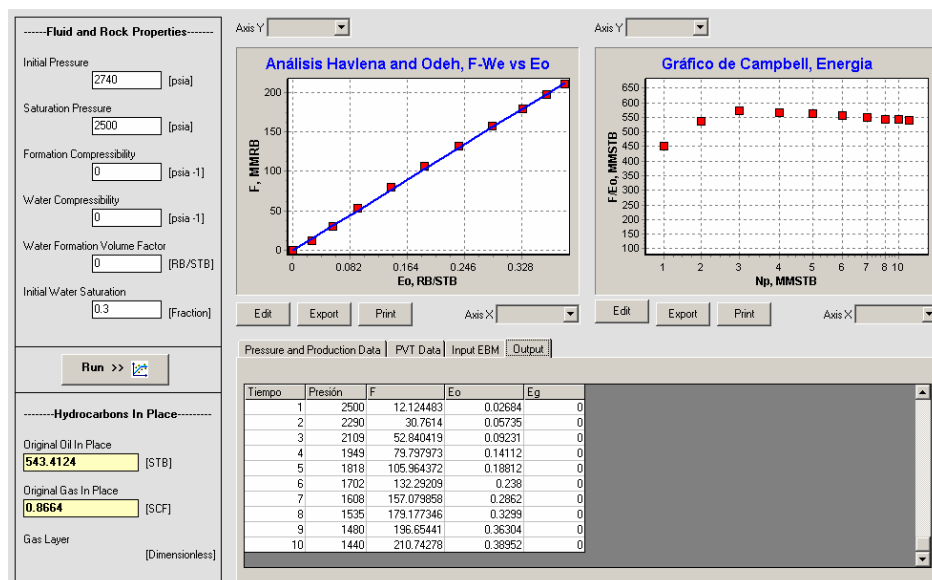


Fig. 32. Gráfico de Campbell.

Ahora sabiendo la existencia de un acuífero moderado se procede a realizar su modelamiento. **AhRES** tiene la opción de modelar el acuífero por medio de los modelos de *Van Everdingen* si es un acuífero moderado y en estado inestable, *Schilthuis* si es un acuífero en régimen de flujo estable y *Pot* si es un acuífero pequeño. Para este caso se consideró un acuífero moderado debido al ajuste de la gráfica de Campbell con la curva típica mostrada en el desarrollo del libro. Luego de haber modelado el acuífero de Van Everdingen vuelve y se aplica el balance de materiales pero ahora considerando el agua de intrusión del acuífero.

Si en el gráfico en la figura 33 tiene forma de línea recta significa que el acuífero se modeló correctamente.

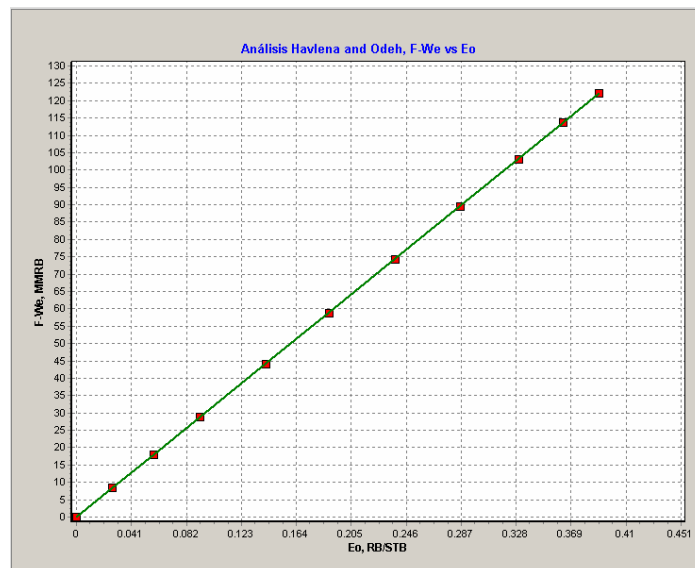


Fig. 33. Aplicación de Havlena –Odeh después de modelar el acuífero.

En el gráfico de Havlena and Odeh (Fig. 34) se observan las dos tendencias, cuando se desprecia y cuando se tiene en cuenta We . Si se omite el agua de intrusión se estaría sobreestimando el OOIP en un 75 %. Los resultados se reportan en la figura 35.

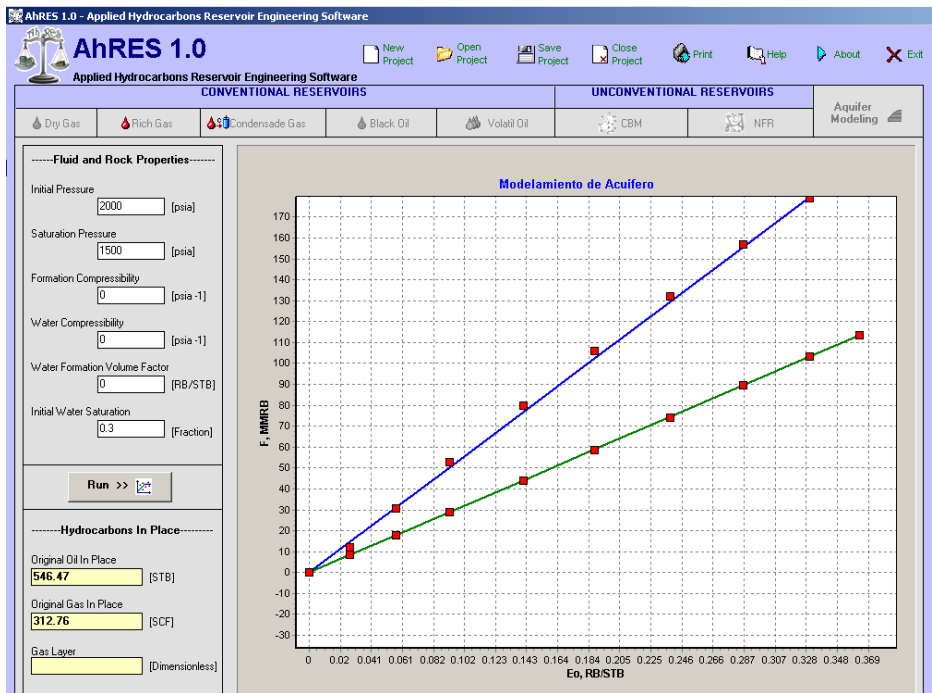


Fig. 34. Comparación de $We = 0$ y $We \neq 0$

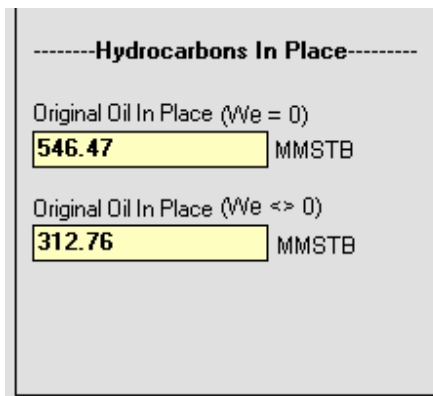


Fig. 35. Reporte de resultados caso 3

5.4 CASO 4. GAS HÚMEDO P/Z

AhRES también tiene el análisis P/Z para yacimientos de gas. Las figuras 36, 37 y 38 abarcan el procedimiento utilizado para realizar las estimaciones del OGIP por el método de P/Z.

Time	Pressure [PSIA]	Gp [SCF]	Bg [RB/SCF]	Nc [STB]	Z	Wp [STB]
0	5490	0	35016393442600	0	1.17015	
1	5000	8768000000	71728000000000	50000	1.12724	
2	4250	18413000000	26842352941200	1700000	1.04251	
3	3850	25823000000	33823376623400	3800000	1.01677	
4	3200	34756000000	36725000000000	4200000	0.95778	
5	2800	42446000000	4142857143000	4710000	0.92775	
6	2600	48432000000	33446153846000	5200000	0.92668	

Fig. 36. Entrada de Datos caso 4.

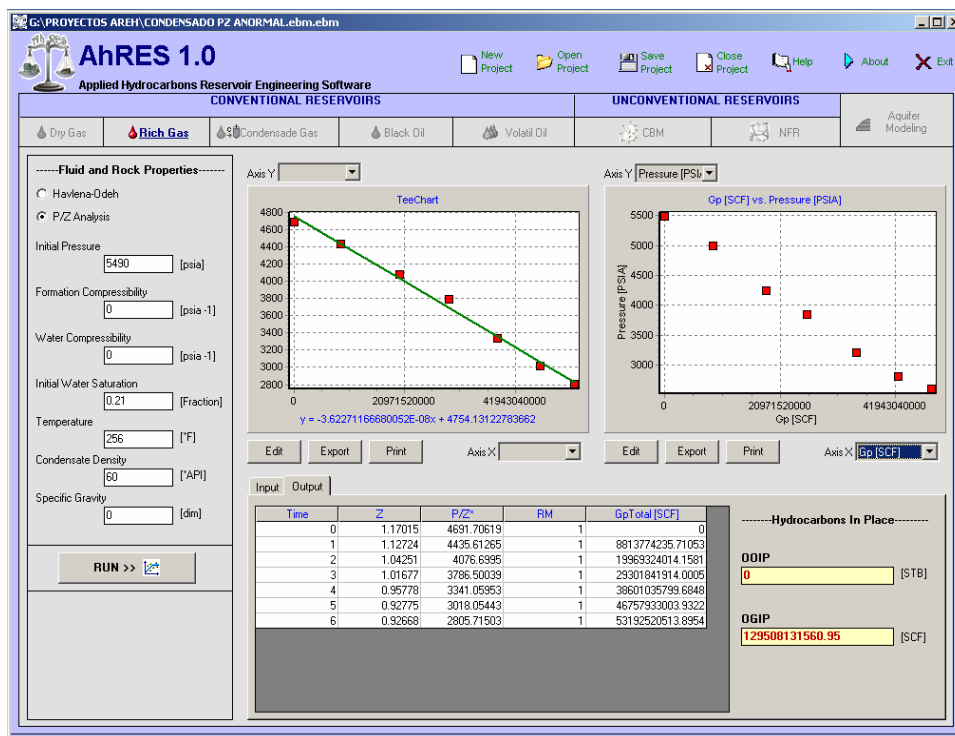


Fig. 37. Aplicación del análisis P/Z. caso 4.

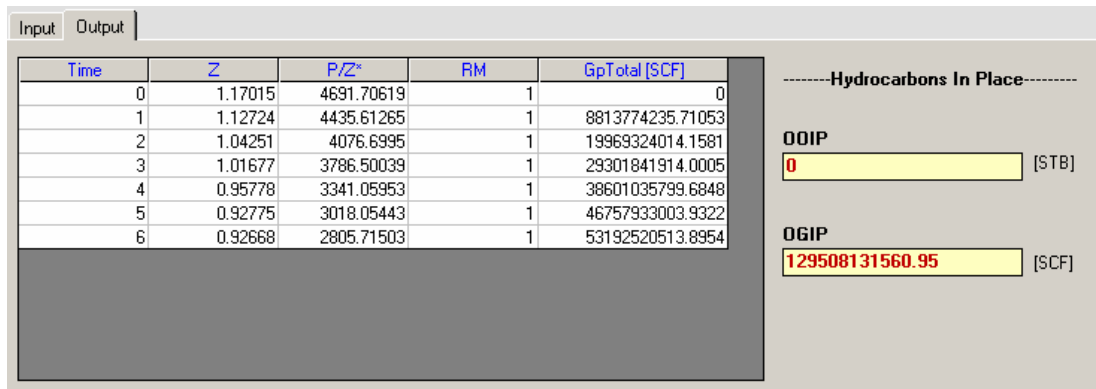


Fig. 38. Reporte de resultados. Caso 4.

5.5 CASO 5. GAS CONDENSADO POR ANALISIS P/Z Y GRADIENTE DE PRESION ANORMAL (CF ≠ 0, CW ≠ 0).

Las figuras 39, 40 y 41 abarcan el procedimiento utilizado para realizar las estimaciones del OGIP por el método de P/Z.

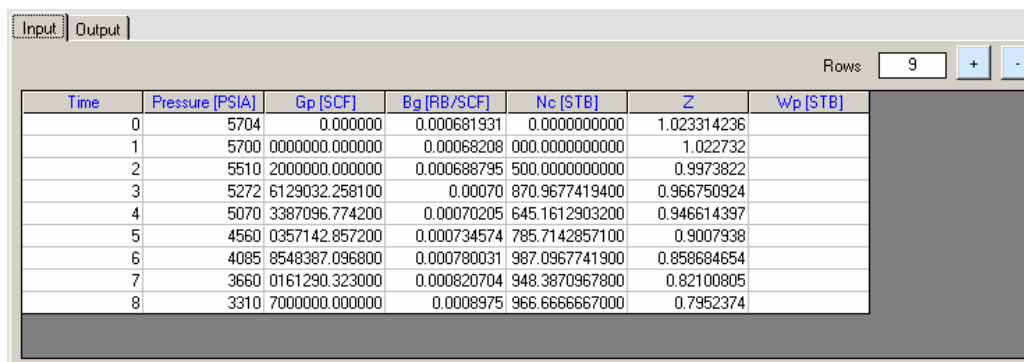


Fig. 39. Entrada de datos caso 5

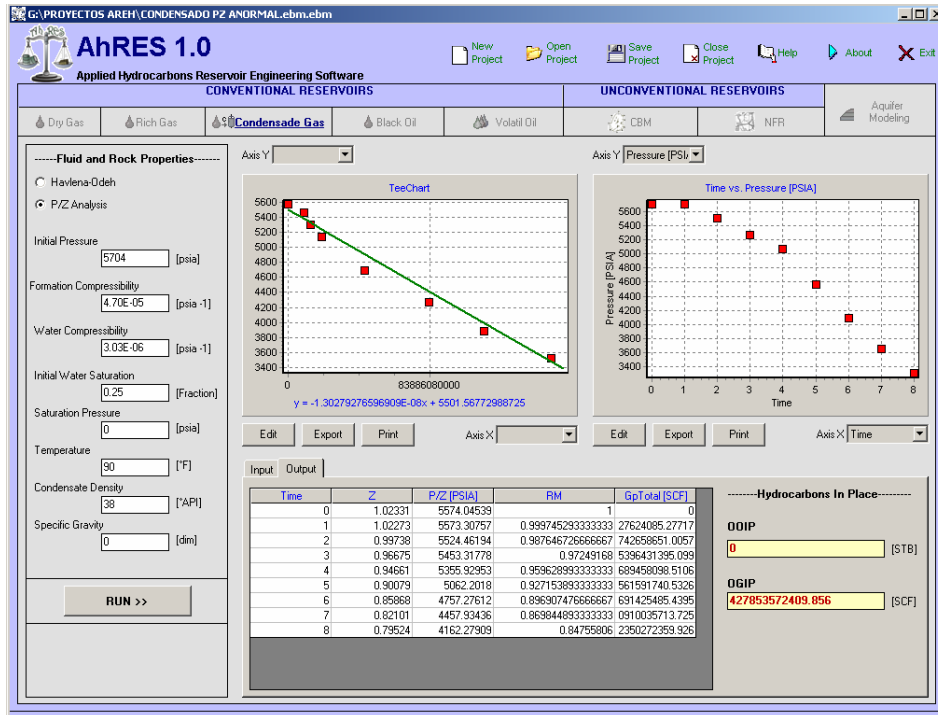


Fig. 40. Aplicación del análisis P/Z. caso 5.

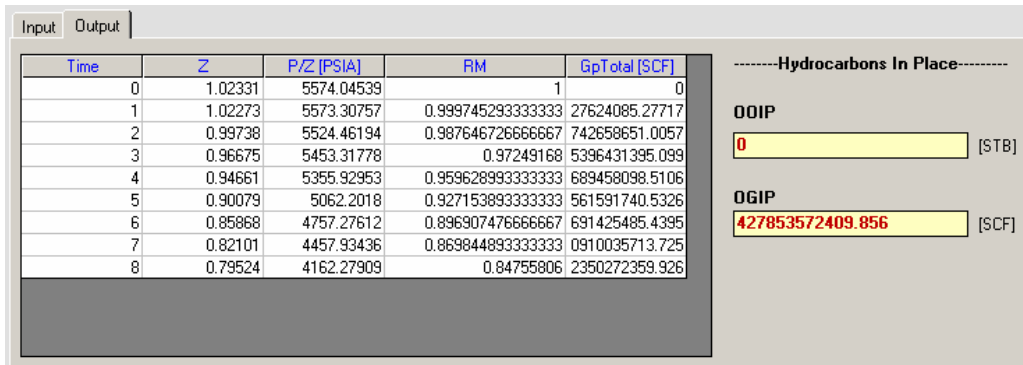


Fig. 41. Reporte de resultados. Caso 5.

5.6 CASO 6 YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO CON GRADIENTE DE PRESION ANORMAL (CF ≠ 0, CW ≠ 0) Y CON CAPA DE GAS INICIAL CONOCIDA

Se presentan los datos de entrada a la herramienta, la aplicación del balance de materiales y los resultados obtenidos para este caso. (Fig. 42-44)

Time	Pressure [PSIA]	Np [STB]	Rp [SCF/STB]	Bo [RB/STB]	Bg [RB/SCF]	Rs [SCF/STB]
0	3300	0	0	1.2477241424811	0.0008737827760	509.15960787891
776	2593.60	210050	3752.90	1.194844510565250	0.1111848988497730	381.9751808384050
821	2569.90	219050	3711.50	1.193109775748020	0.1122105715461720	378.3096548043700
865	2546.70	227850	3674.50	1.191414078169910	0.1132330986569770	374.7555328070870
912	2520.90	237250	3644.90	1.189531175627310	0.1143923254571320	370.8423029716980
957	2496.50	246250	3617.30	1.187753184066110	0.1155106968462540	367.1790225081270
1004	2471.50	255650	3588.40	1.185934227758470	0.1166794761784810	363.4631909076720
1049	2448.00	264650	3560.90	1.184226948814720	0.1177998986529140	360.0046035000790
1095	2424.40	273850	3532.90	1.182514878369870	0.1189469518120240	356.5644193141480

Fig. 42. Entrada de Datos caso 6

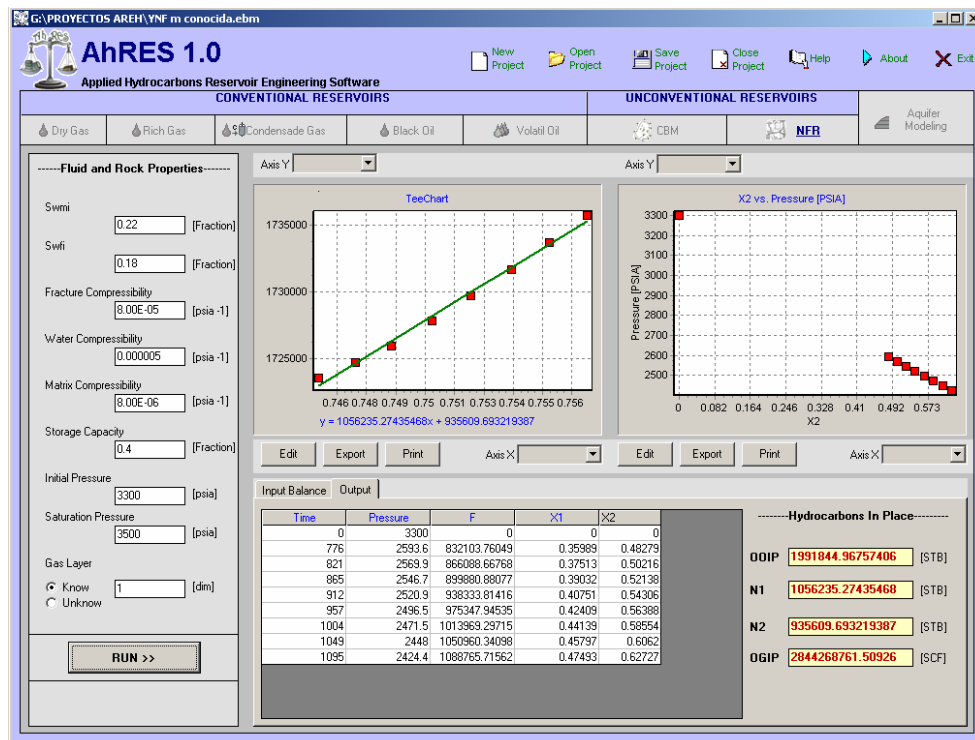


Fig. 43. Aplicación del método Havlena-Odeh. caso 6.

Time	Pressure	F	X1	X2
0	3300	0	0	0
776	2593.6	832103.76049	0.35989	0.48279
821	2569.9	866088.66768	0.37513	0.50216
865	2546.7	899880.88077	0.39032	0.52138
912	2520.9	938333.81416	0.40751	0.54306
957	2496.5	975347.94535	0.42409	0.56388
1004	2471.5	1013969.29715	0.44139	0.58554
1049	2448	1050960.34098	0.45797	0.6062
1095	2424.4	1088765.71562	0.47493	0.62727

-----Hydrocarbons In Place-----		
OOIP	1991844.96757406	[STB]
N1	1056235.27435468	[STB]
N2	935609.693219387	[STB]
OGIP	2844268761.50926	[SCF]

Fig. 44. Reporte de resultados. Caso 6.

5.7 CASO 7 YACIMIENTO GAS ASOCIADO A MANTOS DE CARBON (GAC) POR EL METODO ITERATIVO P/Z.

igualmente se presentan los datos de entrada a la herramienta, la aplicación del balance de materiales y los resultados obtenidos para este caso. (Fig. 45-47)

Time	Pressure [PSIA]	Z	Gp [SCF]	Wp [STB]	We [RB]
0	479.7	0.945	0	0	
100	412.5	0.955	1833000	3341	
200	365	0.96	6320000	98995	
300	340	0.96	12471000	136976	
400	310	0.96	18867000	170173	
500	290	0.97	25477000	202085	
600	275	0.98	31560000	219953	
700	262	0.98	36979000	235081	
800	250	0.98	41876000	253077	
900	240	0.98	46244000	272111	
1000	234	0.99	50622000	292037	

Fig. 45. Entrada de Datos caso 7

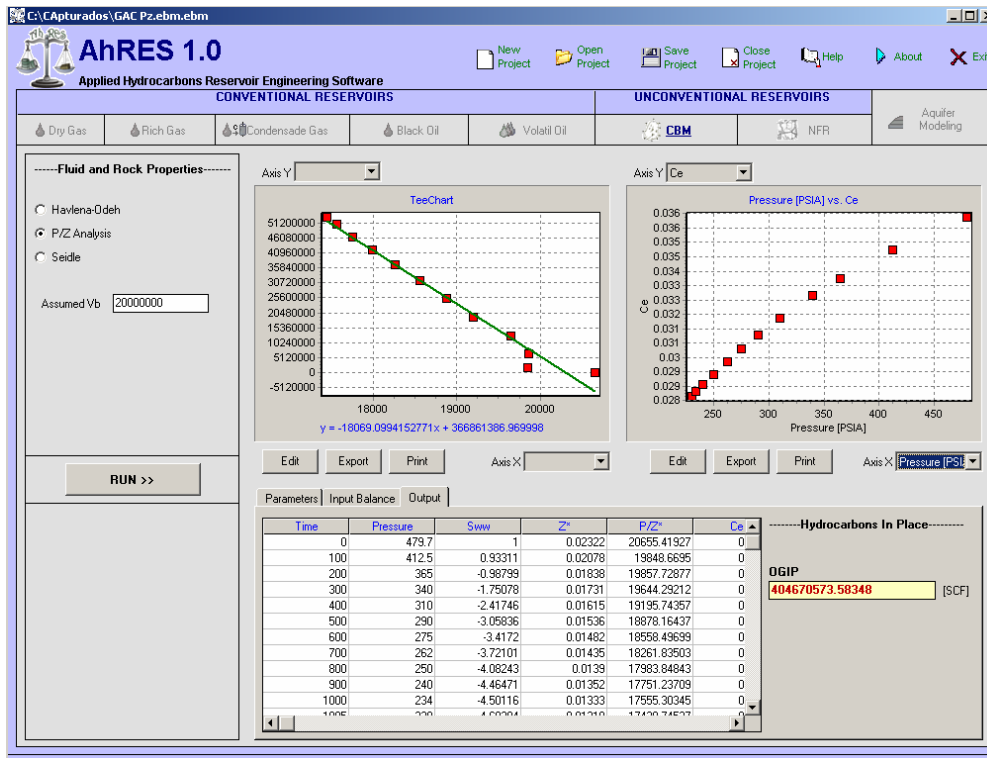


Fig. 46. Aplicación del análisis P/Z. caso 7.

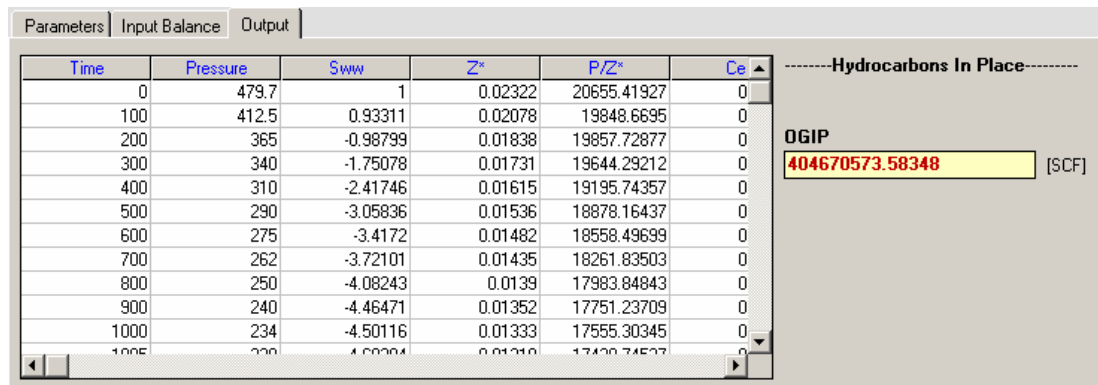


Fig. 47. Reporte de resultados. Caso 7.

CONCLUSIONES

- Se analizaron las características propias de cada sistema de volumen poroso antes de realizar los respectivos balances de materiales con el propósito de obtener una relación confiable entre los grupos de variables involucradas en las estimaciones de los fluidos in-place.
- Las ecuaciones de balance de materiales desarrolladas son aplicables a yacimientos de fluidos composicionales y con gradientes de presión anormal obteniéndose estimaciones acertadas de los fluidos in-place.
- Los diagramas de flujo generados modelan perfectamente el proceso de solución de cada una de las ecuaciones de balance de materiales para todas las condiciones de equilibrio de los yacimientos convencionales y no convencionales.
- Se desarrolló una herramienta software práctica capaz de estimar fluidos in-place con un amplio rango de aplicabilidad, permitiendo el modelamiento de los diferentes tipos de acuíferos según su régimen de flujo y su grado de mantenimiento de la presión.
- Se obtuvo finalmente una recopilación sistemática de todas las investigaciones, consideraciones y aplicaciones realizadas desde los inicios de la explotación de los hidrocarburos a cerca de la relación existente entre la energía del yacimiento y la producción de fluidos en superficie.
- **AhRES** permite realizar un análisis gráfico de los resultados obtenidos en el proceso de estimación de hidrocarburos originales del yacimiento, permitiendo al usuario la opción de comparar los resultados reportados por cada método (Havlena-Odeh ó P/Z) dependiendo del tipo de fluido.

RECOMENDACIONES

- Cuando se aplica el método de balance de materiales para estimar fluidos in-place en un yacimiento multicapa se deben considerar un balance para cada una de la zonas productoras por separado.
- Es importante realizar previamente un filtro de la información requerida (Input data) para determinar que datos de presión y producción son válidos para que la herramienta obtenga estimaciones reales de los fluidos in-place.
- Un primer paso antes de realizar estimaciones de fluidos in-place es determinar la presencia de un acuífero activo que esté aportando energía al yacimiento con el propósito que la herramienta obtenga una relación coherente entre la energía del yacimiento y los fluidos producidos en superficie.
- El método de balance de materiales debe ser complementario a la simulación de yacimientos y no debe usarse como una herramienta que reemplace el método de predicción de desempeño de un yacimiento.
- Para trabajos futuros es preciso indicar la incorporación de un módulo que permita estimar tablas PVT sintéticas por medio de correlaciones empíricas, a partir de datos existentes procedentes de muestras obtenidas al iniciar la explotación de un yacimiento.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- A Semi analytical p/z Technique for the Analysis of Reservoir Performance from Abnormally Pressured Gas Reservoirs SPE 71514
- CRAFT B.C & Hawkins, M. Applied petroleum reservoir engineering
- EIDER, Niz, Idrobo Eduardo, Peñuela Gherson, Ordóñez Anibal, Calderón Zully. Ecuación de Balance de Materia para Sistemas de Doble Porosidad con Capa de Gas Inicial.
- FAWZI M. GUEHRIA New Approach to P/Z Analysis in Abnormally Pressured Reservoirs SPE 36703
- HAVLENA, D. & Odeh A.S., The material balance as an equation of a straight line SPE 559
- HAVLENA, D. & Odeh A.S., The material balance as an equation of a straight line part II, Field Cases SPE 559
- KING, G.R. Material balance techniques for coal-seam and Devonian shale gas reservoirs with limited water influx. SPE, Chevron E&P Services Co.
- PEÑUELA, Gherson. A New Material-Balance Equation for Naturally Fractured Reservoirs Using a Dual-System Approach. SPE 68831
- PEÑUELA, Gherson. SPE, UIS, ICP. A Generalized Material Balance Equation for Coal Seam Gas Reservoirs
- SCHILTHUIS, Ralph J. Active oil and reservoir energy
- SEIDLE, John P. /BP Amoco. A Modified p/z Method for Coal Wells SPE 55605
- VAN EVERDINGEN, A.F, Timmerman, E.H & McMahon. Application of the material balance equation to a partial water drive reservoir.
- WALSH, M.P. The new, generalized material balance as an equation of a straight line: Part 1- Applications to undersaturated, volumetric reservoirs. SPE27684
- WALSH, M.P. The new, generalized material balance as an equation of a straight line: Part 2- Applications to saturated and non-volumetric reservoirs. SPE27728

- WALSH, M.P. A generalized approach to reservoir material balance calculations JCPT 95-01-07.
- WAY WANG, Shie. A General Linear Material Balance Method for Normally and Abnormally Pressured Petroleum Reservoirs SPE 48954

ANEXO A

YACIMIENTOS CONVENCIONALES

Aceite Negro

El aceite negro consiste de una gran variedad de especies incluyendo moléculas grandes, pesadas y no volátiles. El diagrama de fases predice un rango amplio de temperaturas del fluido.

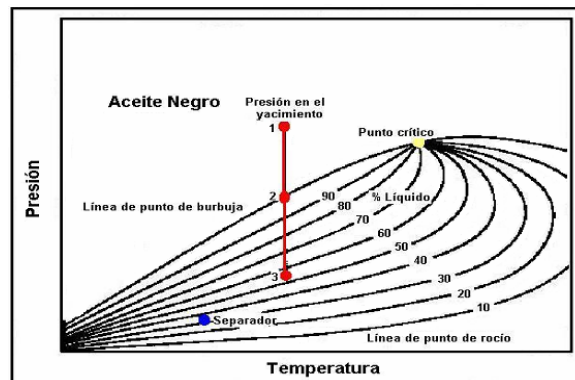


Fig. 1 Envoltente de fases para Aceite Negro.

Aceite Volátil

Contiene relativamente una cantidad menor de moléculas pesadas y más intermedias (C_3 hasta C_6) que el aceite negro. La línea que divide los aceites negros y los aceites volátiles es algo arbitrario. La diferencia depende grandemente del punto en el cual las ecuaciones de balance de materia comienzan a tener inexactitudes considerables. Para un fluido ser un aceite volátil su temperatura del yacimiento debe estar cerca de la temperatura crítica del fluido pero tampoco debe ser mayor.

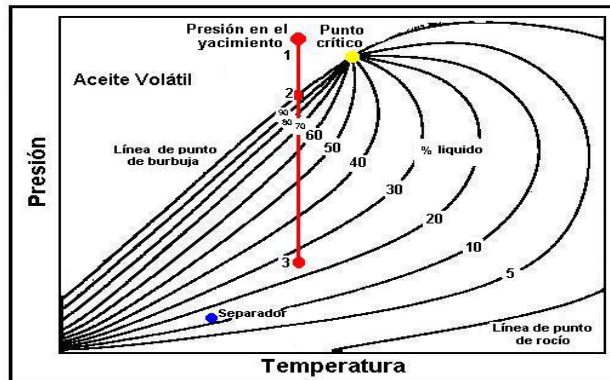


Fig. 2 Envoltente de fases para Aceite Volátil.

Gas Condensado

El diagrama de fases de un gas condensado o retrogrado es algo más pequeño que el de aceites, como también su punto crítico estará más a la izquierda y más abajo dentro de la envoltente. El GOR para gases condensados incrementará después que la producción se encuentra a presiones por debajo del punto de Rocío.

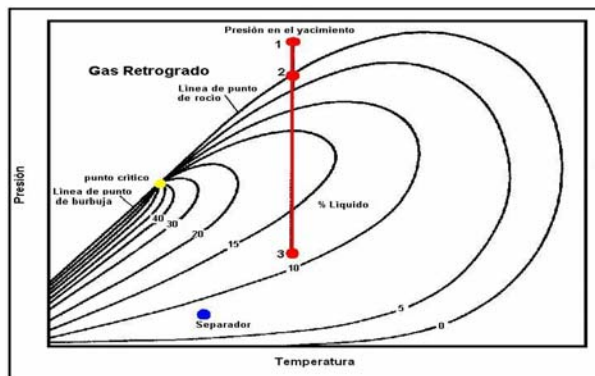


Fig. 3 Envoltente de fases para Gas Condensado.

Gas Húmedo

Es un fluido que a condiciones de yacimiento se encuentra en fase gaseosa y a condiciones de superficie (separador) produce condensados.

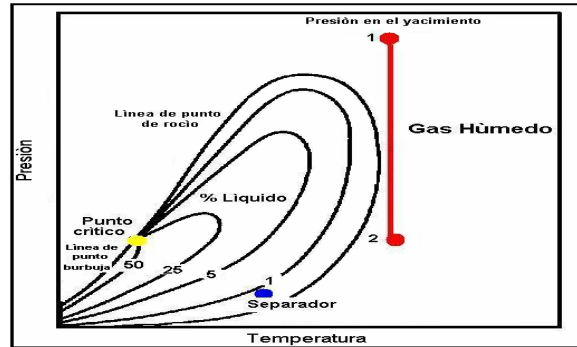


Fig. 4 Envoltente de fases para Gas Húmedo.

Gas Seco

El gas seco es prácticamente metano puro. La envoltente de fases, se puede observar que este fluido se encuentra en estado gaseoso tanto en el yacimiento como en superficie.

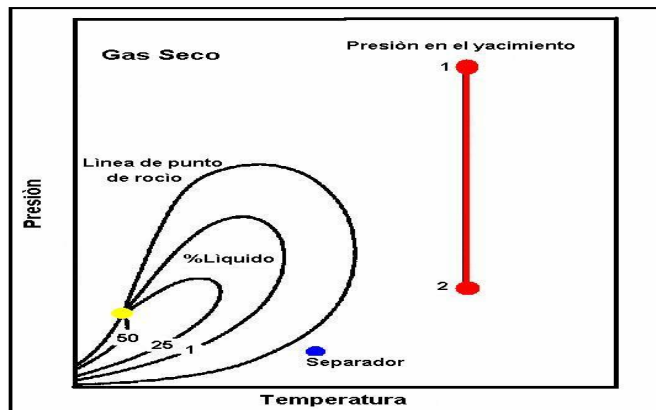


Fig. 5 Envoltente de fases para Gas Seco.

ANEXO B

YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Yacimientos de Gas Asociados a Mantos de Carbón (GAC)

El Gas Asociado al Carbón o COALBED METHANE es gas que esta conformado principalmente de Metano y que además se encuentra adsorbido (adherido a la superficie del carbón) dentro de la superficie interna de la matriz en los mantos de carbón. Como resultado, los yacimientos GAC pueden mantener de dos a tres veces mayor cantidad de gas que un yacimiento convencional de igual volumen.

Los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón son caracterizados por una naturaleza de doble porosidad. El sistema de porosidad primaria en estos yacimientos es compuesto de poros muy finos. Las dimensiones de estos poros tienen dos importantes consecuencias:

- La primera es que existe una gran área superficial en la matriz de porosidad primaria. Esta área superficial contiene demasiados lugares sobre los cuales grandes cantidades de gas son almacenados. Todo esto quiere decir que el principal mecanismo de almacenamiento de este gas es la adsorción.
- La segunda consecuencia de los poros pequeños es que la permeabilidad del sistema de matriz es demasiado baja, se diría que casi impermeable al gas y el agua. Por lo tanto el mecanismo de transporte a través del sistema de matriz es por un proceso de difusión.

La figura 1 muestra el proceso de expulsión del gas adsorbido en las moléculas de carbón y posterior flujo a través del sistema de fracturas y microfracturas de las capas de carbón. Debido a la mayor parte del metano retenido en el carbón se encuentra adsorbido, su flujo o movimiento dentro del carbón tiene tres componentes: *a) desadsorción de las paredes internas, b) difusión a través de la*

matriz, c) flujo a través del sistema de fracturas, hasta llegar al pozo que lo atraviesa

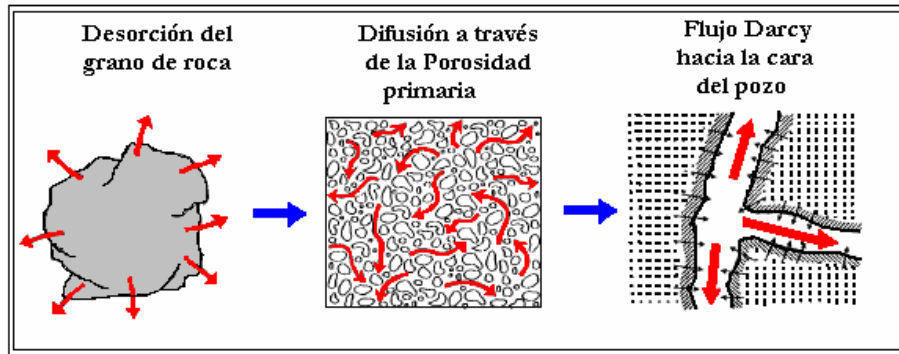


Fig. 1. Esquema del mecanismo de producción de los yacimientos GAC. (Close y Erwin, 1989)

El gas en el carbón puede estar presente como gas libre dentro de los macroporos o como una capa de gas adsorbida sobre la superficie interna de los microporos del carbón. Los microporos del carbón tienen una inmensa capacidad de almacenar metano. Típicamente el carbón puede almacenar más gas en estado adsorbido que los convencionales por compresión a presiones por debajo de 1000 psia. En los yacimientos GAC existe una relación Presión-volumen a una temperatura ajustada, que es la **Isoterma de Adsorción de Langmuir** en lugar de una ecuación de estado (EOS).

La isoterma de adsorción puede ser usada para predecir el volumen de gas que será retirado del carbón cuando la presión del yacimiento sea reducida. Una suposición común es que la relación entre la capacidad de almacenamiento de gas y la presión puede ser descrita para ser una ecuación originalmente presentada por Langmuir:

$$C_E = \frac{V_L P}{P_L + P}$$

Donde:

C_E : Isotherma de Adsorción Volumétrica (Ft^3/Ton de Carbón)

V_L : Constante Volumétrica de Langmuir (SCF/ Ton de Carbón)

P_L : Constante de Presión de Langmuir (psia)

Un Yacimiento de Gas Asociado al Carbón (GAC) puede encontrarse en tres posibles estados al inicio de su desarrollo **A. Equilibrio**, **B. Saturado** y **C. Subsaturado**. En la isoterma de Langmuir (Fig. 2) **el punto A**, estado en equilibrio, ocurre cuando la cantidad de gas adsorbido es igual a la cantidad dada por la isoterma. Cuando el sistema está en equilibrio, la cantidad de gas adsorbido en el carbón es gobernada por la isoterma de sorción. Una caída en la presión del sistema fracturado causa la desorción del gas desde las superficies microporosas y su respectiva difusión a los macroporos. Con la producción, una fase de gas libre se formará en las fracturas pasando a la condición saturada.

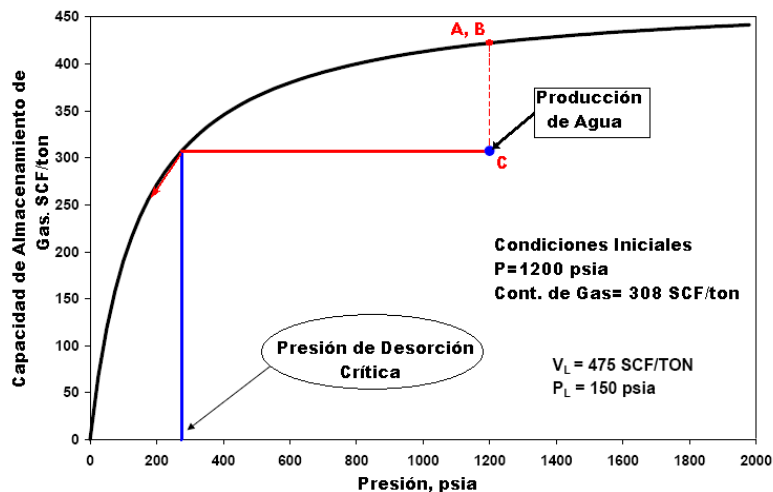


Fig. 2 Isotherma de Langmuir

El punto B, el estado saturado, es similar al estado en equilibrio en términos de volumen adsorbido, sin embargo, el gas libre está presente en el sistema

fracturado. Con la producción se mantiene en la condición saturada. La tercera posible condición inicial descrita por **el punto C**, es la existencia de la condición subsaturada. En un manto de carbón descrito por el punto C, la cantidad de gas adsorbido en el carbón es menor que la cantidad descrita por la isoterma a la presión y temperatura del yacimiento. En este caso no se produce gas, hasta que la presión haya alcanzado la presión crítica de desorción. Con la producción y consecuente caída de presión entra a la condición de saturada

El principal mecanismo para producir desadsorción (separar una molécula o átomo de la superficie a la que ha sido adherida en este caso esa superficie es el carbón) del metano consiste en bajar la presión en el manto de carbón, lo que comúnmente se logra removiendo el agua.

De acuerdo con Koenig and Bell (1985), la desadsorción y flujo del gas en el carbón, hacia el pozo que lo corta, sigue tres estados principales: a) flujo de una fase: solamente se produce agua, mientras la presión del reservorio disminuye lentamente , b) flujo de una fase no saturada: ambos, agua y gas, están presentes pero solamente la fase agua es móvil mientras que el gas va a manera de burbujas aisladas; y c) flujo de dos fases: ambos , gas y agua, están presentes y son móviles; continuando la caída de presión la saturación de gas aumenta, dando lugar a la producción del mismo (Ver Figura 3).

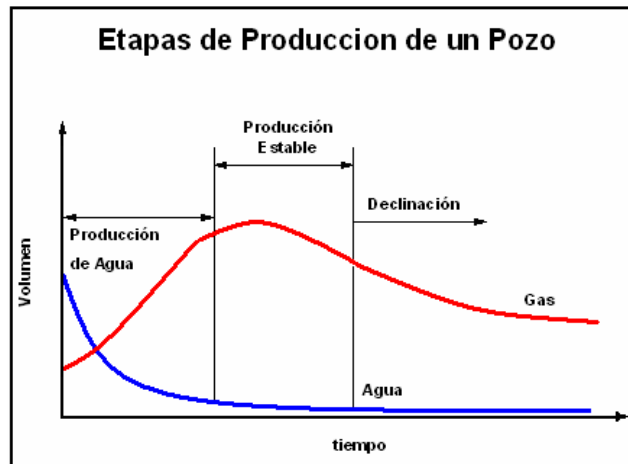


Fig. 3. Isotherma de Langmuir

Las principales zonas carboníferas del país se encuentran cerca de los grandes centros urbanos, lo cual hace al sector domiciliario e industrial potenciales consumidores del GAC; logrando así una mayor participación del GAC en el balance energético nacional.

Colombia cuenta con las mayores reservas carboníferas descubiertas hasta ahora en Latinoamérica, cerca del 42%, la mayoría de excelente calidad. La tabla 1 muestra las principales zonas carboníferas del país, las cuales se han dividido en siete atendiendo criterios de índole principalmente de tipo geográfico, aunque también de infraestructura y posibilidades de mercadeo.

REGIONES	TONELADAS DE CARBON	POTENCIAL MINIMO TCF	POTENCIAL MAXIMO, TCF
Cerrejón	3.45 E 09	0.1725	2.7600
La Jagua- La Loma	2.52 E 09	0.1260	2.0176
Alto San Jorge	5.38 E 09	0.2689	4.3024
Norte de Santander	2.32 E 08	0.0116	0.1857
Santander del Sur	9.10 E 07	0.0040	0.0700
Cundinamarca- Boyacá	1.21 E 10	0.6060	9.7000
Antioquia	1.13 E 08	0.0050	0.0901
Valle del Cauca	1.33 E 08	0.0067	0.1070
TOTAL	2.40 E 10	1.20	19.2326

Fuente: Giraldo y otros¹.

Tabla 1. Reservas de Carbón Colombia.

Yacimientos Naturalmente Fracturados

Un yacimiento naturalmente fracturado (YNF) es una formación almacenadora de hidrocarburos que contiene fracturas (discontinuidades planares que resultan de esfuerzos que exceden la resistencia a la ruptura de una roca) creadas por la naturaleza, como resultado del diastrofismo (doblamiento y fallamiento) y de la reducción del volumen de la roca.

CLASIFICACION DE LOS YNF

Los yacimientos naturalmente fracturados se pueden clasificar según su capacidad de almacenamiento del hidrocarburo. Aguilera propuso una clasificación teniendo en cuenta esta propiedad resultando tres tipos de YNF, tipo A, tipo B y tipo C. (Ver Fig. 4)

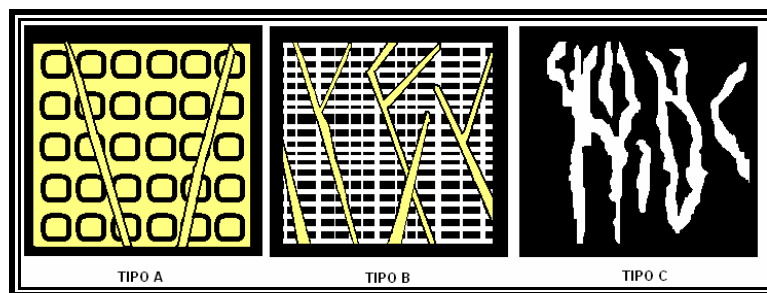


Fig. 4 Clasificación de los YNF según Aguilera R.

TIPO A: Alta capacidad de almacenamiento en la matriz y baja capacidad de almacenamiento en fracturas.

TIPO B: Aproximadamente igual capacidad de almacenamiento en la matriz y en fracturas.

TIPO C: Toda la capacidad de almacenamiento en el sistema de fracturas.

En la Figura 5 se muestra la cantidad promedio de fracturas para diferentes tipos de rocas naturalmente deformadas en el mismo ambiente físico. Debido a que las fracturas son más efectivas en yacimientos de baja permeabilidad de matriz, como ocurre en los carbonatos; las formaciones de caliza y dolomita son usualmente referidas como verdaderos YNF.

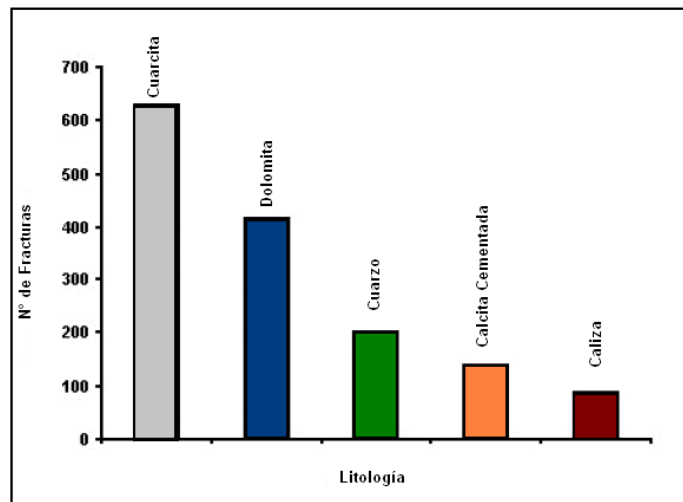


Fig. 5 Nivel de fracturamiento en varios Modificado de Stearns.

La magnitud de la permeabilidad de fractura controla la buena entrega del yacimiento, mientras que la heterogeneidad de la fractura controla el grado de influjo agua / gas. Una buena comunicación matriz-fractura es esencial para la productividad a largo plazo o para altos factores de recobro.

La comunicación matriz-fractura depende del espaciamiento entre las fracturas, además de la permeabilidad de matriz. Estos dos parámetros determinan la fuerza del mecanismo de empuje del yacimiento.

Características geológicas de los YNF

En este tipo de yacimientos el sistema poroso está conformado por dos tipos de porosidad. **Porosidad primaria** que es la asociada con el proceso de depositación de sedimentos que formaron la roca y la **Porosidad Secundaria** o porosidad inducida está asociada con la presencia de fracturas.

La determinación, modelamiento y uso de la porosidad secundaria ha sido históricamente de gran dificultad en todos los estudios realizados. Parte de esta complicación se debe a la **no linealidad**, es decir, a que el proceso de fracturamiento de una roca es un fenómeno no lineal y muy sensible al cambio de las condiciones presentes durante la ruptura del material y al hecho que la porosidad secundaria es una propiedad fuertemente escaló-dependiente. Esto significa que su magnitud es dependiente del volumen de la muestra de roca que se tome para su determinación.

Las fracturas naturales, las cuales son parte de la porosidad secundaria, pueden ser clasificadas desde el punto de vista geológico como: **tectónicas, regionales, diagenéticas, relacionadas a la superficie y estilolitos.**

Identificación de un YNF

Aguilera¹ divide las fuentes de información para evaluar los YNF como fuentes directas e indirectas.

➤ FUENTES DIRECTAS.

Cuando se refiere a fuentes directas se habla principalmente del análisis de corazones, los cortes de perforación, fotografías y videos del pozo. Estos métodos permiten obtener información importante relacionada con las características de las fracturas (orientación de fractura, ángulo de buzamiento (dip), grado de cristalización, altura de la fractura, entre otras).

Análisis de Núcleos (Cores).

Se debe indicar si en el núcleo las fracturas son naturales o inducidas por la perforación o mientras se sacaba el núcleo del barril.

Cortes de perforación

Cuando se analizan bajo el microscopio, con mucho detalle, se pueden llegar a detectar fracturas principalmente de tipo tectónico.

➤ FUENTES INDIRECTAS

Las fuentes indirectas de información incluyen la historia de perforación, los registros de pozo, las pruebas de presión, los empaques inflables, el comportamiento de la producción y los datos sísmicos.

Después de identificar un yacimiento naturalmente fracturado es primordial identificar en estudios iniciales de yacimiento los siguientes parámetros:

1. Qué creó el sistema de fracturas (el ambiente regional, de fallamiento, ó de plegamiento),
2. Las características del sistema matriz-fractura (los tipos de fractura, longitud, tamaño, espaciamiento, etc.),
3. La permeabilidad y porosidad de la matriz.
4. El grado de comunicación entre la matriz y la fractura.

Determinar cómo se formaron las fracturas da importantes indicios de la distribución areal y vertical de las mismas, además de un probable mecanismo de recobro.

Colombia ha aumentado sus interés en la explotación adecuada y directa de los YNF, debido a que garantizan pozos de alta productividad con recuperaciones importantes de hidrocarburos; por lo que resultan muy atractivos desde el punto de vista económico. Los principales yacimientos naturalmente fracturados en Colombia se encuentran los presentados en la tabla 2.

CUENCA	CAMPO	AÑO DESCUBRIMIENTO
Valle Medio del Magdalena	Guaduas	1996
Llanos Orientales	Volcanera	1994
Llanos Orientales	Cusiana Cupiagua	1988- 1993
Putumayo	Orito	1963
Catatumbo	Mirador	1962

Tabla 2. Principales Campos YNF en Colombia.

El grado de flujo entre la matriz y la fractura determina cuáles de los problemas típicos de producción pueden originarse y también qué factor de recobro puede ser esperado. La Tabla 3 muestra dos grados de variación o “tipos” de flujo y sus implicaciones.

TIPO DE YACIMIENTO	CARACTERISTICAS, VENTAJAS Y DIFICULTADES
<i>Predomina ϕ Y K Del Sistema De Fracturas.</i>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Se necesita alta intensidad de fractura o alta porosidad de fractura para que el yacimiento sea económico. ✓ El influjo de agua esta con frecuencia acompañado con una rápida declinación de aceite. ✓ La porosidad de fractura es fundamental en la estimación del recobro.
<i>Alta Capacidad De Almacenamiento En La Matriz Y Fractura, Pero Alta Permeabilidad Para El Flujo En Las Fracturas.</i>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ La eficiencia de recobro primario y secundario es altamente dependiente de qué tan bien la matriz está expuesta a la red de fractura.. ✓ Las fracturas mejoran la productividad de reservorios con pobre rendimiento. ✓ La determinación de la permeabilidad y heterogeneidad de fractura es decisivo para acceder a los parámetros efectivos y el potencial de recobro.

**Tabla 3. Tipos de YNF según variación del flujo
Tomado de Nelson, SPE 10331**

ANEXO C

CLASIFICACIÓN DE LOS ACUÍFEROS

El empuje hidráulico es comúnmente clasificado con base a los siguientes parámetros:

Grado De Mantenimiento De La Presión

Basados en el grado de mantenimiento de la presión suministrada por el acuífero, el empuje natural de agua es con frecuencia descrito cualitativamente como **Activo, Parcialmente Activo Y Limitado.**

El término “activo” hace referencia al mecanismo de intrusión de agua en el cual la tasa de influjo de agua es igual a la tasa de producción total del yacimiento. Yacimientos con empuje de agua activo son típicamente caracterizados por un decline de presión gradual y lento.

(Tasa De intrusión de agua) = (tasa producción de aceite) + (tasa de producción de gas) + (tasa de producción de agua)

Extensión Del Acuífero

Pueden ser clasificados como infinitos o finitos (limitados). Geológicamente todas las formaciones son finitas, pero puede actuar como infinito si los cambios en la presión en el contacto agua petróleo no son sentidos en el límite del acuífero.

- 1) **SISTEMA INFINITO:** significa que los efectos de los cambios de presión en el límite aceite-acuífero puede que nunca sean sentidos en el límite externo. Este límite en la práctica es asumido de presión constante igual a la presión inicial del yacimiento.
- 2) **SISTEMA FINITO:** se refiere a que el límite externo del acuífero es afectado por el influjo hacia la zona de aceite y que la presión en ese límite si cambia con le tiempo.

Régimen De Flujo

Existen principalmente tres regimenes de flujo que influyen en la tasa de influjo de agua hacia el yacimiento.

- **Estado Estable**

Cuando se refiere a régimen de flujo estable significa que la presión no varía con

el tiempo, es decir, que $\frac{\partial P}{\partial t} = 0$.

- **Estado Semi-Estable**

Régimen de flujo Semi-estable significa que la variación de la presión con el

tiempo es una $\frac{\partial P}{\partial t} = Cte$.

- **Estado No Estable O Transitorio**

En Régimen de flujo no estable o transitorio la variación de la presión con el tiempo es una función del tiempo y del radio de investigación del yacimiento

$\frac{\partial P}{\partial t} = f(r, t)$.

Geometría De Flujo

En los sistemas acuífero-yacimiento pueden ser clasificados con base a la geometría de flujo (Fig. 1) de la siguiente forma:

- **Empuje De Agua Por Flancos.** En Este tipo de empuje el agua se mueve de los flancos hacia el yacimiento como un resultado de la caída de presión en el contacto acuífero-yacimiento. El flujo es esencialmente areal y se desprecia el flujo vertical.

- **Empuje De Agua Fondo.** Este tipo de empuje ocurre en yacimiento con gran extensión areal y un ligero buzamiento, donde el contacto acuífero-yacimiento es la base del sistema. El flujo es radial y además tiene una contribución vertical de flujo.
- **Empuje De Agua Lineal.** El flujo es desde un flanco hacia el yacimiento. El flujo es estrictamente lineal con un área de sección constante

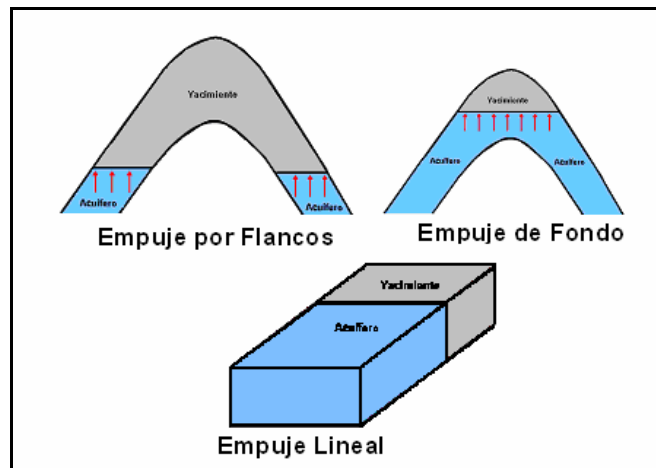


Fig. 1 Clasificación de los Acuíferos según Geometría de flujo.
Tarek Ahmed.

ANEXO D

DESARROLLO DE LAS EBM PARA YACIMIENTOS CONVENCIONALES

A continuación se realiza el respectivo balance de materiales para cada fase:

$$\Delta V_{total} = \Delta V_g + \Delta V_o + \Delta V_w + \Delta V_{Roca} = 0 \quad (D1)$$

Balance para el Gas

$$\Delta V_g = G_{fgi} B_{gi} - \underbrace{(G_{fgi} + N_{foi} R_{si} - N_p R_p - N_t R_s)}_{G_t} B_g \quad (D2)$$

Balance para el Aceite

$$\Delta V_o = N_{foi} B_{oi} - \underbrace{(N_{foi} + G_{fgi} R_{vi} - N_p - G_t R_v)}_{N_t} B_o \quad (D3)$$

Balance para el Agua

$$\Delta V_w = W - (W + W_e + (W_{iny} - W_p) B_w + W C_w \Delta P) \quad (D4)$$

Donde el agua inicial en el yacimiento es:

$$W = S_{wi} * V_p$$

Y el volumen poroso se define como:

$$V_p = \frac{(G_{fgi} B_{gi} + N_{foi} B_{oi})}{(1 - S_{wi})} \quad (D5)$$

Ahora reemplazando en el balance para el agua:

$$\Delta V_w = -W_e - (W_{iny} - W_p) B_w - \frac{N_{foi} B_{oi} S_{wi} C_w \Delta P}{1 - S_{wi}} - \frac{G_{fgi} B_{gi} S_{wi} C_w \Delta P}{1 - S_{wi}} \quad (D6)$$

Balance para la Roca

$$\Delta V_{Roca} = -\Delta V_p$$

$$\Delta V_{Roca} = -V_p * C_f \Delta P$$

El volumen poroso V_p se define como:

$$V_p = \frac{(G_{f_{gi}} B_{gi} + N_{foi} B_{oi})}{(1 - S_{w_i})}$$

Reemplazando en la ecuación del cambio de volumen poroso se tiene:

$$\Delta V_p = \left[\frac{(G_{f_{gi}} B_{gi} + N_{foi} B_{oi}) * C_f \Delta P}{(1 - S_{w_i})} \right]$$

Entonces el cambio de volumen de la roca es:

$$\Delta V_{Roca} = \left[-\frac{(N_{foi} B_{oi}) * C_f \Delta P}{(1 - S_{w_i})} - \frac{(G_{f_{gi}} B_{gi}) * C_f \Delta P}{(1 - S_{w_i})} \right] \quad (D7)$$

Ahora en la ecuación (D3) se reemplaza G_t que esta definida por la ecuación (D8):

$$G_t = G_{f_{gi}} + N_{foi} R_{si} - N_p R_p - N_t R_s \quad (D8)$$

Reemplazando y despejando N_t se obtiene:

$$N_t = \frac{N_{foi} + G_{f_{gi}} R_{vi} - N_p - G_{f_{gi}} R_v - N_{foi} R_{si} R_v + N_p R_p R_v}{1 - R_s R_v}$$

Agrupando términos semejantes queda:

$$N_t = \frac{N_{foi} (1 - R_{si} R_v) + G_{f_{gi}} (R_{vi} - R_v) - N_p (1 - R_p R_v)}{1 - R_s R_v} \quad (D9)$$

Ahora en la ecuación (D2) se reemplaza N_t que esta definida por la ecuación (D10):

$$N_t = N_{foi} + G_{fgi} R_{vi} - N_p - G_t R \quad (D10)$$

Reemplazando y despejando G_t se obtiene:

$$G_t = \frac{G_{fgi} + N_{foi} R_{si} - N_p R_p - N_{foi} R_s - G_{fgi} R_{vi} R_s + N_p R_s}{1 - R_s R_v}$$

Agrupando términos semejantes queda:

$$G_t = \frac{G_{fgi} (1 - R_{vi} R_s) + N_{foi} (R_{si} - R_s) - N_p (R_p - R_s)}{1 - R_s R_v} \quad (D11)$$

Se procede a reemplazar la ecuación (D9) en la ecuación (D2) y la ecuación (D11) en la ecuación (D3).

Ahora teniendo las nuevas expresiones de la ecuación (D2) y (D3) se realiza la suma de los balances de cada fase:

$$\Delta V_{total} = \Delta G + \Delta N + \Delta V_w + \Delta V_{Roca} = 0$$

Donde los cambios de volumen de cada fase se definen por las ecuaciones finales:

ACEITE

$$\Delta N = N_{foi} \left\{ B_{oi} - \left[\frac{(1 - R_{si} R_v) \cdot B_o}{1 - R_s R_v} \right] \right\} - G_{fgi} \left[\frac{(R_{vi} - R_v) \cdot B_o}{1 - R_s R_v} \right] - N_p \left[\frac{(R_p R_v - 1) \cdot B_o}{1 - R_s R_v} \right]$$

GAS

$$\Delta G = G_{fgi} \left\{ B_{gi} - \left[\frac{(1 - R_{vi} R_s) \cdot B_g}{1 - R_s R_v} \right] \right\} - N_{foi} \left[\frac{(R_{si} - R_s) \cdot B_g}{1 - R_s R_v} \right] - N_p \left[\frac{(R_s - R_p) \cdot B_g}{1 - R_s R_v} \right]$$

AGUA

$$\Delta V_w = (W_{iny} - W_p) B_w - W_e - \left[\frac{G_{fgi} B_{gi} + N_{foi} B_{oi}}{(1 - S w_i)} \right] \cdot S w_i C_w \Delta P$$

ROCA

$$\Delta V_p = \left[-\frac{(N_{foi} B_{oi}) * C_f \Delta P}{(1 - Sw_i)} - \frac{(G_{fgi} B_{gi}) * C_f \Delta P}{(1 - Sw_i)} \right]$$

Si se suman todos los ΔV y se reagrupan todos los términos semejantes N_{foi}, G_{fgi}, N_p y este último se pasa al otro lado de la ecuación, se llega finalmente a la ecuación generalizada de Wang.

$$\boxed{F = N_{foi} * E_o + G_{fgi} * E_g + \Delta W} \quad (D12)$$

Donde cada término se define así:

$$F = N_p \left\{ \left[\frac{B_g (R_p - R_s) + B_o (1 - R_p R_v)}{1 - R_s R_v} \right] \right\} - \Delta W \quad (D13)$$

$$E_o = \left\{ \left[\frac{(B_o - B_{oi}) + R_v (R_s B_{oi} - R_{si} B_o) + B_g (R_{si} - R_s)}{1 - R_s R_v} \right] + \frac{B_{oi} \Delta P (S_w C_w + C_f)}{(1 - Sw_i)} \right\} \quad (D14)$$

$$E_g = \left\{ \left[\frac{(B_g - B_{gi}) + B_o (R_{vi} - R_v) + R_s (B_{gi} R_v - B_g R_{vi})}{1 - R_s R_v} \right] + \frac{B_{gi} \Delta P (S_w C_w + C_f)}{(1 - Sw_i)} \right\} \quad (D15)$$

ANEXO E

PARTICULARIZACIÓN DE LAS EBM PARA CADA TIPO DE YACIMIENTO CONVENCIONAL

Aceite Negro

Un yacimiento de aceite negro puede tener un gradiente de presión normal o anormal y a su vez puede estar saturado o Subsaturado como lo indica el diagrama de flujo anterior.

Caso 1

Yacimiento de Gradiente de presión normal, P_i mayor P_b y volumétrico ($We = 0$).

En este caso se tienen las siguientes simplificaciones:

$$R_v \approx 0$$

$$C_w \approx 0$$

$$C_f \approx 0$$

$$\Delta W \approx 0$$

$$E_g \approx 0$$

Entonces reemplazando estos valores en la EGBM resulta la siguiente expresión:

$$F = N_p * (B_g (R_p - R_s) + B_o)$$

$$E_o = ((B_o - B_{oi}) + B_g (R_{si} - R_s))$$

Ecuación simplificada a linealizar (Fig. 1).

$$F = N * E_o$$

Las variables F y E_o se grafican en coordenadas cartesianas resultando la gráfica de la Figura 16 donde la pendiente es el OOIP.

YACIMIENTO DE ACEITE SUBSATURADO

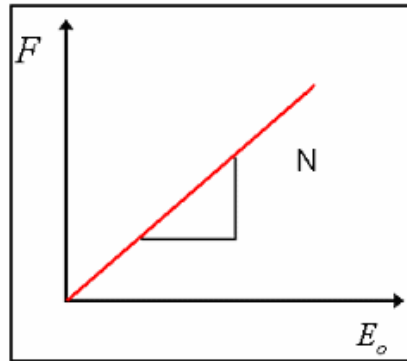


Fig. 1 Linealización EBMG para aceite Saturado

Caso 2

Yacimiento de Gradiente de presión normal, P_i menor P_b y volumétrico ($We = 0$).

En este caso se tienen las siguientes simplificaciones:

$$R_v \approx 0$$

$$C_w \approx 0$$

$$C_f \approx 0$$

$$E_g \neq 0$$

$$\Delta W \approx 0$$

Entonces reemplazando estos valores en la EBMG generalizada resultan las siguientes expresiones:

$$F = N_p * (B_g (R_p - R_s) + B_o)$$

$$E_o = ((B_o - B_{oi}) + B_g (R_{si} - R_s))$$

$$E_g = (B_g - B_{gi})$$

Ecuación simplificada a linealizar (Fig. 2).

$$F = N_{foi} * E_o + G_{fgi} * E_g$$

Las variables F , E_g y E_o se grafican en coordenadas cartesianas resultando la gráfica de la Figura 2 donde la pendiente es el OOIP y el corte el OGIP.

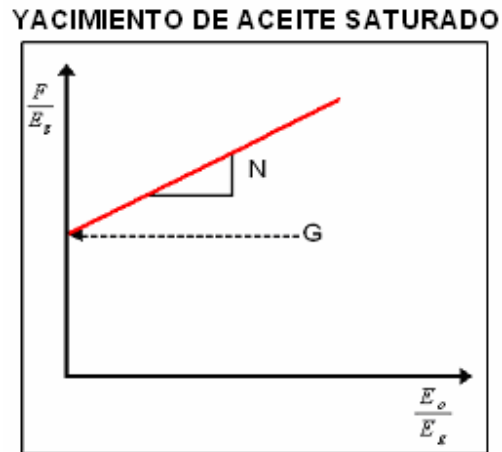


Fig. 2 Linealización EBMG para aceite Saturado

Caso 3

Yacimiento de Gradiente de presión anormal, P_i mayor P_b y volumétrico ($W_e = 0$).

En este caso se tienen las siguientes simplificaciones:

$$\begin{aligned}
 R_v &\approx 0 \\
 C_w &\neq 0 \\
 C_f &\neq 0 \\
 E_g &\approx 0 \\
 \Delta W &\approx 0
 \end{aligned}$$

Entonces reemplazando estos valores en la EGBM resultan las siguientes expresiones:

$$\begin{aligned}
 F &= N_p * (B_g (R_p - R_s) + B_o) \\
 E_o &= \left\{ (B_o - B_{oi}) + B_g (R_{si} - R_s) + \frac{B_{oi} \Delta P (S_w C_w + C_f)}{(1 - S_{wi})} \right\}
 \end{aligned}$$

Ecuación simplificada a linealizar (Fig. 1).

$$F = N_{foi} * E_o$$

Caso 4

Yacimiento de Gradiente de presión anormal, P_i menor P_b y volumétrico ($W_e = 0$).

En este caso se tienen las siguientes simplificaciones:

$$R_v \approx 0$$

$$C_w \neq 0$$

$$C_f \neq 0$$

$$E_g \neq 0$$

$$\Delta W \approx 0$$

Entonces reemplazando estos valores en la EGBM resultan la siguientes expresiones:

$$F = N_p * (B_g (R_p - R_s) + B_o)$$

$$E_o = \left\{ (B_o - B_{oi}) + B_g (R_{si} - R_s) + \frac{B_{oi} \Delta P (S_w C_w + C_f)}{(1 - S_{wi})} \right\}$$

$$E_g = \left\{ (B_g - B_{gi}) + \frac{B_{gi} \Delta P (S_w C_w + C_f)}{(1 - S_{wi})} \right\}$$

Ecuación simplificada a linealizar (Fig. 2).

$$F = N_{foi} * E_o + G_{fgi} * E_g$$

Aceite Volátil y Gas Condensado

Caso 1

Yacimiento Aceite Volátil con $P_i < P_{sat}$, Gradiente de presión normal y volumétrico ($W_e = 0$)

En este caso se tienen las siguientes simplificaciones:

$$R_v \neq 0$$

$$C_w \approx 0$$

$$C_f \approx 0$$

$$E_g \neq 0$$

$$\Delta W \approx 0$$

Entonces reemplazando estos valores en la EGBM resultan las siguientes expresiones:

$$F = N_p * (B_g (R_p - R_s) + B_o)$$

$$E_o = \left\{ \left[\frac{(B_o - B_{oi}) + R_v (R_s B_{oi} - R_{si} B_o) + B_g (R_{si} - R_s)}{1 - R_s R_v} \right] \right\}$$

$$E_g = \left\{ \left[\frac{(B_g - B_{gi}) + B_o (R_{vi} - R_v) + R_s (B_{gi} R_v - B_g R_{vi})}{1 - R_s R_v} \right] \right\}$$

Ecuación simplificada a linealizar (Fig. 3).

$$F = N_{foi} * E_o + G * E_g$$

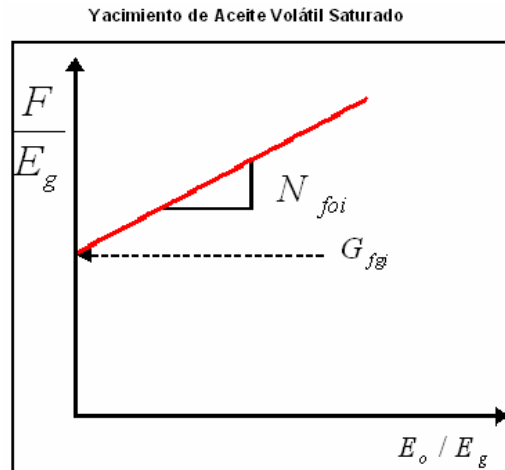


Fig. 3 Linealización de la EBMG para Aceite Volátil

Caso 2

Yacimiento Gas condensado con $P_i > P_{sat}$ de Gradiente de presión anormal y volumétrico ($We = 0$)

En este caso se tienen las siguientes simplificaciones:

$$R_v \neq 0$$

$$C_w \neq 0$$

$$C_f \neq 0$$

$$E_g \neq 0$$

$$\Delta W \approx 0$$

Entonces reemplazando estos valores en la EGBM resultan la siguientes expresiones:

$$F = N_p * (B_g (R_p - R_s) + B_o)$$

$$E_g = \left\{ \left[\frac{(B_g - B_{gi}) + B_o (R_{vi} - R_v) + R_s (B_{gi} R_v - B_g R_{vi})}{1 - R_s R_v} \right] + \frac{B_{gi} \Delta P (S_w C_w + C_f)}{(1 - S_{wi})} \right\}$$

Ecuación simplificada a linealizar (Fig. 4)

$$F = G_{fgi} * E_g$$

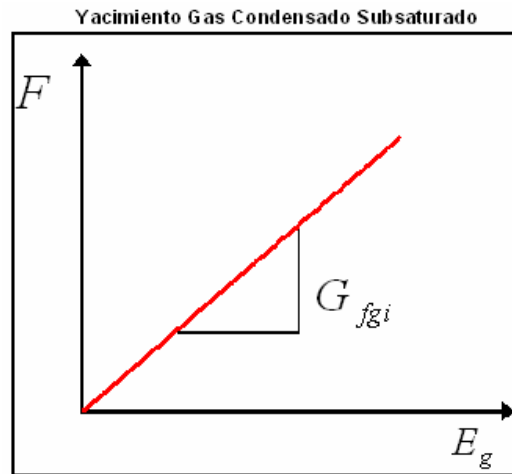


Fig. 4 Linealización EBMG Gas Condensado Subsaturado

Si se quiere determinar el volumen in-place de aceite volatilizado se aplica la siguiente ecuación: $N = G * Rv_i$

Gas Húmedo y Gas Seco

Caso 1

Yacimiento Gas Húmedo de Gradiente de presión normal y volumétrico ($W_e = 0$)

En este caso se tienen las siguientes simplificaciones:

$$Existe \Rightarrow GEc$$

$$R_s \approx 0$$

$$R_v \neq 0$$

$$C_w \approx 0$$

$$C_f \approx 0$$

$$E_o \approx 0$$

$$E_g \neq 0$$

$$\Delta W \approx 0$$

Entonces reemplazando estos valores en la EGBM resultan las siguientes expresiones:

$$F = \underbrace{Nc * Rp}_{Gp} * B_g + Nc * B_o$$

$$E_g = (B_g - B_{gi}) + B_o (R_{vi} - R_v)$$

Ecuación simplificada a linealizar (Fig. 5).

$$F = G_{fgi} * E_g$$

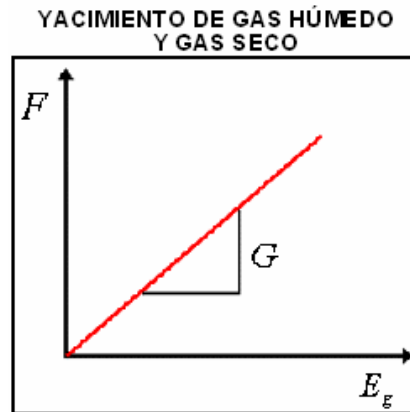


Fig. 5 Linealización EBMG para Gases.

Caso 2

**Yacimiento Gas Húmedo de Gradiente de presión anormal y volumétrico
(We = 0)**

En este caso se tienen las siguientes simplificaciones:

Existe $\Rightarrow G_{Ec}$

$$R_s \approx 0$$

$$R_v \approx 0$$

$$C_w \neq 0$$

$$C_f \neq 0$$

$$E_o \approx 0$$

$$E_g \neq 0$$

$$\Delta W \approx 0$$

Entonces reemplazando estos valores en la EGBM resulta la siguiente expresión:

$$F = \underbrace{Nc * Rp}_{G_p} * B_g + Nc * B_o$$

$$E_g = (B_g - B_{gi}) + B_o (R_{vi} - R_v) + \frac{B_{gi} \Delta P (S_w C_w + C_f)}{(1 - S_{wi})}$$

Ecuación simplificada a linealizar (Fig. 5).

$$F = G_{fgi} * E_g$$

Caso 1

Yacimiento de Gas Seco de Gradiente de presión anormal y volumétrico (We = 0)

En este caso se tienen las siguientes simplificaciones:

$$Existe \Rightarrow GEc$$

$$R_s \approx 0$$

$$R_v \approx 0$$

$$C_w \approx 0$$

$$C_f \approx 0$$

$$E_o \approx 0$$

$$E_g \neq 0$$

$$\Delta W \approx 0$$

Entonces reemplazando estos valores en la EGBM resulta la siguiente expresión:

$$F = Gp * B_g$$

$$E_g = (B_g - B_{gi})$$

Ecuación simplificada a linealizar (Fig. 5).

$$F = G_{fgi} * E_g$$

Caso 2

Yacimiento de Gradiente de presión anormal y volumétrico (We = 0)

En este caso se tienen las siguientes simplificaciones:

Existe $\Rightarrow GEc$

$$R_s \approx 0$$

$$R_v \approx 0$$

$$C_w \neq 0$$

$$C_f \neq 0$$

$$E_o \approx 0$$

$$E_g \neq 0$$

$$\Delta W \approx 0$$

Entonces reemplazando estos valores en la EGBM resulta la siguiente expresión:

$$F = Gp * B_g$$

$$E_g = \left\{ (B_g - B_{gi}) + \frac{B_{gi} \Delta P (S_w C_w + C_f)}{(1 - S_w)} \right\}$$

Ecuación simplificada a linealizar (Fig. 5).

$$\boxed{F = G_{fgi} * E_g}$$

ANEXO F

DESARROLLO DE LAS EBM PARA YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Yacimientos Naturalmente Fracturados

Se realiza un balance total al sistema roca – fluido de la siguiente manera:

$$\Delta V_o + \Delta V_g + \Delta V_w + \Delta V_{roca} = 0 \quad (F1)$$

Balance para el Aceite

$$\Delta V_o = (N_1 + N_2)Boi - [(N_1 + N_2) - Np]Bo \quad (F2)$$

Balance para el Gas

$$\Delta V_g = (G_1 + G_2)Bgi - \left\{ [(G_1 + G_2) - NpRp + [(N_1 + N_2)Rsoi - (N_1 + N_2 - Np)Rs]] \right\}Bg \quad (F3)$$

El término de capa de gas se puede definir de la siguiente manera:

$$m = \frac{(G_1 + G_2)Bgi}{(N_1 + N_2)Boi}$$

$$(G_1 + G_2) = \frac{m(N_1 + N_2)Boi}{Bgi} \quad (F4)$$

Así entonces se introduce este parámetro a la ecuación (F3) de balance de materiales:

$$\Delta V_g = m(N_1 + N_2)Boi - \left[m \frac{(N_1 + N_2)}{Bgi} Boi - NpRp + (N_1 + N_2)Rsoi - (N_1 + N_2 - Np)Rs \right] Bg \quad (F5)$$

Balance para el Agua

$$\Delta V_w = WpBw - We - (W_1 + W_2)Cw\Delta P, \quad W = VpSw \Rightarrow$$

$$\Delta V_w = WpBw - We - (Vp_1Sw_1i + Vp_2Sw_2i)Cw\Delta P \quad (F6)$$

Balance para la Roca

Se consideran los volúmenes porosos de cada sistema por separado V_{p1} y V_{p2}

$$\Delta V_{roca} = -\Delta V_p \Rightarrow$$

$$\Delta V_{roca} = -(V_{p1}C_1\Delta P + V_{p2}C_2\Delta P)$$

$$V_{p1} = \frac{N_1Boi + G_1Bgi}{1 - Sw_1i} = \frac{N_1Boi}{1 - Sw_1i} + \frac{N_1Boi}{1 - Sw_1i}m \quad (F7)$$

$$V_{p2} = \frac{N_2Boi + G_2Bgi}{1 - Sw_2i} = \frac{N_2Boi}{1 - Sw_2i} + \frac{N_2Boi}{1 - Sw_2i}m \quad (F8)$$

$$\Delta V_p = -\frac{N_1Boi}{1 - Sw_1i}C_1\Delta P - \frac{N_1mBoiC_1\Delta P}{1 - Sw_1i} - \frac{N_2Boi}{1 - Sw_2i}C_2\Delta P - \frac{N_2mBoi}{1 - Sw_2i}C_2\Delta P \quad (F9)$$

Las anteriores definiciones (F7) Y (F8) se reemplazan en la ecuación (F6):

$$\Delta V_w = W_pB_w - W_e - \left[\frac{N_1BoiSw_1i}{1 - Sw_1i} + \frac{N_1mBoiSw_1i}{1 - Sw_1i} + \frac{N_2BoiSw_2i}{1 - Sw_2i} + \frac{N_2mBoiSw_2i}{1 - Sw_2i} \right] C_w\Delta P \quad (F10)$$

Haciendo un balance general de volumen en el sistema sumando (F2), (F5), (F9) y (F10) así como se indica en la ecuación (F1) se tiene:

$$N_1Boi + N_2Boi - N_1Bo - N_2Bo + NpBo + N_1mBoi + N_2mBoi - \frac{N_1mBoiBg}{Bgi} - \frac{N_2mBoiBg}{Bgi} +$$

$$NpRpBg - N_1RsoiBg - N_2RsoiBg + N_1RsBg + N_2RsBg - NpRsBg + WpBw - We -$$

$$N_1 \frac{BoiSw_1i}{1 - Sw_1i} Cw\Delta P - N_1m \frac{BoiSw_1i}{1 - Sw_1i} Cw\Delta P - N_2 \frac{BoiSw_2i}{1 - Sw_2i} Cw\Delta P - N_2m \frac{BoiSw_2i}{1 - Sw_2i} Cw\Delta P -$$

$$N_1 \frac{Boi}{1 - Sw_1i} C_1\Delta P - N_1m \frac{Boi}{1 - Sw_1i} C_1\Delta P - N_2 \frac{Boi}{1 - Sw_2i} C_2\Delta P - N_2m \frac{Boi}{1 - Sw_2i} C_2\Delta P = 0$$

Reagrupando términos semejantes:

$$NpBo + NpRpBg - NpRsBg = -N_1Boi + -N_1Bo - N_1mBoi - \frac{N_1mBoiBg}{Bgi} + N_1RsoiBg -$$

$$N_1RsBg + N_1 \frac{BoiSw_1i}{1 - Sw_1i} Cw\Delta P + N_1m \frac{BoiSw_1i}{1 - Sw_1i} Cw\Delta P + N_1 \frac{Boi}{1 - Sw_1i} C_1\Delta P +$$

$$N_1m \frac{Boi}{1 - Sw_1i} C_1\Delta P + N_2Bo - N_2Boi - N_2mBoi + \frac{N_2mBoiBg}{Bgi} + N_2RsoiBg - N_2RsBg +$$

$$N_2 \frac{BoiSw_2i}{1 - Sw_2i} Cw\Delta P + N_2m \frac{BoiSw_2i}{1 - Sw_2i} Cw\Delta P + N_2 \frac{Boi}{1 - Sw_2i} C_2\Delta P + N_2m \frac{Boi}{1 - Sw_2i} C_2\Delta P -$$

$$WpBw + We$$

Como $Bt = [Bo + Bg(Rsi - Rs)]$ entonces se reemplaza y se tiene:

$$Np[Bo + Bg(Rp - Rs)] + WpBw - We =$$

$$N_1 \left\{ (Bt - Boi) + Boi \left[m \left(\frac{Bg}{Bgi} - 1 \right) + \frac{\Delta P}{1 - Sw_1i} (CwSw_1i + mCwSw_1i) + C_1 + mC_1 \right] \right\} +$$

$$N_2 \left\{ (Bt - Boi) + Boi \left[m \left(\frac{Bg}{Bgi} - 1 \right) + \frac{\Delta P}{1 - Sw_2i} (CwSw_2i + mCwSw_2i) + C_2 + mC_2 \right] \right\}$$

Reorganizando términos se obtiene la expresión general de balance de materia **EGBM para sistemas de doble porosidad con capa inicial de gas:**

$$\begin{aligned}
 N_p [B_o + B_g (R_p - R_s)] + W_p B_w - W_e = \\
 N_1 \left\{ (B_t - B_{oi}) + B_{oi} \left[m \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (1 + m) \frac{\Delta P}{1 - S_{w_1 i}} (C_w S_{w_1 i} + C_1) \right] \right\} + \\
 N_2 \left\{ (B_t - B_{oi}) + B_{oi} \left[m \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (1 + m) \frac{\Delta P}{1 - S_{w_2 i}} (C_w S_{w_2 i} + C_2) \right] \right\}
 \end{aligned}
 \tag{F11}$$

Las compresibilidades de la matriz y de la fractura se pueden definir como compresibilidades efectivas, y remplazándolas en la ecuación anterior se obtiene:

$$\begin{aligned}
 F = N_1 \left\{ \left(\frac{B_t}{B_{ti}} - 1 \right) + m \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (1 + m) C_{em} \Delta P \right\} + \\
 N_2 \left\{ \left(\frac{B_t}{B_{ti}} - 1 \right) + m \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (1 + m) C_{ef} \Delta P \right\}
 \end{aligned}
 \tag{F12}$$

Donde,

$$C_{em} = \frac{1}{1 - S_{w_1 i}} (C_w S_{w_1 i} + C_1)
 \tag{F13}$$

$$C_{ef} = \frac{1}{1 - S_{w_2 i}} (C_w S_{w_2 i} + C_2)
 \tag{F14}$$

Esta expresión resultante es la ecuación de balance de materiales generalizada para sistemas de doble porosidad con capa de gas inicial (m). Para obtener los fluidos in-place se aplica el método de la línea recta de Havlena-Odeh.

Definiendo la capacidad de almacenamiento en las fracturas relativa al almacenamiento total y la compresibilidad efectiva del medio poroso total (matriz + fractura):

$$\gamma = \frac{N_2}{N_1 + N_2} \quad (F15)$$

$$C_{em-f} = \frac{N_1 C_{em} + N_2 C_{ef}}{N_1 + N_2} \quad (F16)$$

Y luego relacionando las anteriores ecuaciones se llega a:

$$C_{em-f} = (1 - \gamma)C_{em} + \gamma C_{ef} \quad (F17)$$

$$N = N_1 + N_2 \quad (F18)$$

Tomando la EBM general para YNF y rescribiéndola con base en las anteriores ecuaciones resulta :

$$F = N_1 \left(\frac{B_t}{B_{ii}} - 1 \right) + N_1 m \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (1 + m) \cdot C_{em} \Delta P N_1 + N_2 \left(\frac{B_t}{B_{ii}} - 1 \right) +$$

$$N_2 m \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + N_2 (1 + m) \cdot C_{ef} \Delta P$$

$$F = \left(\frac{B_t}{B_{ii}} - 1 \right) (N_1 + N_2) + \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) m (N_1 + N_2) + N (1 + m) \cdot \Delta P \left[(1 - \gamma) C_{em} + \gamma C_{ef} \right]$$

Reagrupando términos semejantes se obtiene la ecuación general en términos de la capacidad de almacenamiento:

$$F = N \left(\frac{Bt}{Bti} - 1 \right) + mN \left(\frac{Bg}{Bgi} - 1 \right) + N(1+m)C e_{m-f} \Delta P \quad (F19)$$

Balance de Materiales para Yacimientos Gas asociado al carbón.

Un balance de materiales sobre el sistema fractura natural y porosidad primaria (porosidad de la matriz) resulta la ecuación (63):

$$n_p = n_{1i} + n_{2i} - (n_{1t} + n_{2t}) \quad (F20)$$

El volumen de gas libre se puede definir usando la ley de los gases reales:

$$n = \frac{PV_g}{ZRT}$$

$$V_g = V_b * \phi_i * (1 - S_{Wi})$$

Con las anteriores expresiones se reescribe la ecuación (F20):

$$\frac{GpP_{sc}}{Z_{sc}RT_{sc}} = \frac{V_b * \phi_i * (1 - S_{Wi})P_i}{Z_iRT} + V_b * C_{Ei} - \left(\frac{V_b \phi_i (1 - S_{Wavg})P}{ZRT} + V_b * C_E \right) \quad (F21)$$

Despejando Gp de la ecuación (F21) se tiene:

$$Gp = \frac{V_b * \phi_i * ZT}{T} \left(\left(\frac{(1 - S_{Wi})P_i}{Z_i} + \frac{RTC_{Ei}}{\phi_i} \right) - \left(\frac{\phi (1 - S_{Wavg})P}{\phi_i Z} + \frac{RTC_E}{\phi_i} \right) \right)$$

Ahora aplicando la definición de compresibilidad:

$$c = \left(1 - \frac{\phi}{\phi_i} \right) * \frac{1}{\Delta P}$$

$$\frac{\phi}{\phi_i} = (1 - c_f \Delta P)$$

(F22)

Resulta la siguiente expresión:

$$Gp = \frac{V_b * \phi_i * Z_{sc} T_{sc}}{P_{sc} T} \left(\left(\frac{(1 - S_{wi}) P_i}{Z_i} + \frac{RTC_{Ei}}{\phi_i} \right) - \left(\frac{(1 - c_f * \Delta P (1 - S_{wavg})) P}{Z} + \frac{RTC_E}{\phi_i} \right) \right) \quad (F23)$$

Ahora realizando un balance para el agua en el sistema de fracturado y considerando que la saturación de agua S_w varía con el tiempo, se tiene la siguiente deducción:

$$W_t = W + W_e + Exp - Wp$$

$$W_t = W(1 + Cw\Delta P) + W_e - WpBw$$

$$\bar{S}_w Vp = S_{wi} \phi V_b (1 + Cw\Delta P) + W_e - WpBw$$

La saturación de agua promedio en el sistema fractura se despeja y se obtiene la siguiente ecuación:

$$S_{wavg} = \frac{S_{wi} (1 + c_w \Delta P) + \frac{5.615 * (W_e - WpBw)}{\phi_i V_b}}{(1 - c_f \Delta P)} \quad (F24)$$

Finalmente luego de varios procedimientos algebraicos se tiene la ecuación que describe la producción acumulada de gas en función de la saturación promedio de agua en el sistema fracturado.

$$Gp = \frac{V_b * \phi_i * Z_{sc} T_{sc}}{P_{sc} T} \left(\frac{P}{Z_i^*} - \frac{P}{Z^*} \right) \quad (F25)$$

ANEXO G

ECUACIONES PARA EL MODELAMIENTO DEL ACUIFERO

Yacimientos de Gas

La gráfica de energía de Cole es derivada de la ecuación general de balance de materiales para yacimientos de gas:

$$F = G(E_g + E_{fw}) + W_e \quad (G1)$$

Donde F es la producción acumulada total del yacimiento.

$$F = G_p B_g + W_p B_w \quad (G2)$$

Eg representa la expansión del gas.

$$E_g = B_g - B_{gi} \quad (G3)$$

El balance de materiales total del sistema es expresado como:

$$G_p B_g + W_p B_w = G(B_g - B_{gi}) + W_e \quad (G4)$$

En la mayoría de yacimientos de gas, Efw es despreciable comparado con Eg y por consiguiente puede ignorarse. Con lo anterior y reorganizando la ecuación 1, se tiene:

$$\frac{G_p B_g}{B_g - B_{gi}} = G + \frac{W_e - W_p B_w}{B_g - B_{gi}} \quad (G5)$$

Cole propuso graficar el lado izquierdo de la ecuación (G5) en el **eje-y** vs. la producción de gas acumulada **Gp en el eje-x**

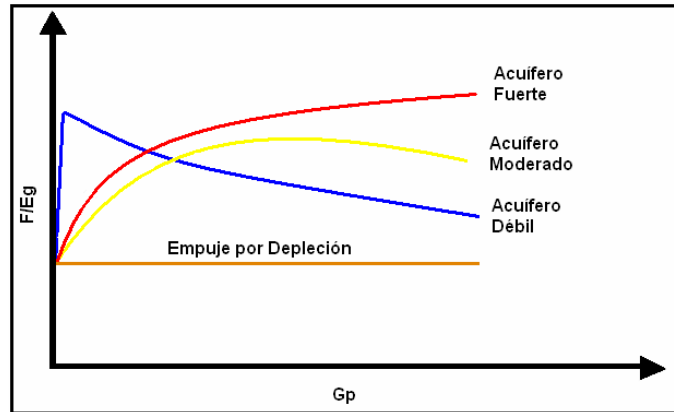


Fig. 1 Grafica de Energía de Cole. Tomada de SPE 75354

Grafica Modificada De Cole

Ahora se contabiliza el aporte a la producción de fluidos que realiza la roca

$$\frac{F}{Et} = G + \frac{We}{Et} \quad (G6)$$

Donde Et es la expansión total del yacimiento

$$Et = Eg + Efw \quad (G7)$$

Y Efw representa la expansión acumulada del agua y de la formación.

$$E_{fw} = B_{gi} * \frac{S_{wi}C_w + C_f}{1 - S_{wi}} (P_i - P) \quad (G8).$$

Yacimientos De Aceite

Gráfica de Campbell

En el caso de un yacimiento de aceite la gráfica de energía es la Gráfica de Campbell. Campbell grafica F /Et en el **eje-y** contra Np en el **eje-x**.

La grafica de Campbell esta basada en la ecuación análoga utilizada para

yacimientos de gas:

$$\frac{F}{E_t} = N + \frac{W_e}{E_t} \quad (G9)$$

Donde N es el OOIP y F son los fluidos retirados acumulados,

$$F = Np(B_t + B_g(R_p - R_{si})) + W_p B_w \quad (G10)$$

Donde E_t es la expansión total acumulada,

$$E_t = E_o + mE_g + E_{fw} \quad (G11)$$

Índices de Empuje

Los índices de empuje han sido definidos para yacimientos de aceite y de gas para indicar la magnitud relativa de los diferentes mecanismos que aportan energía al yacimiento. Los índices de empuje pueden ser definidos como se indican en la Tabla 1:

Donde dependiendo del tipo de fluido presente en el yacimiento se presenta la siguiente tabla indicando la expresión que gobierna cada mecanismo natural de producción:

TIPO DE MECANISMO	ACEITE	GAS
Capa de gas	$I_{gd} = \frac{NmBt_i(Bg - Bg_i)}{Bg_i(F - WpB_w)}$	
Expansión de los fluidos	$I_{gd} = \frac{N(Bt - Bt_i)}{F - WpB_w}$	$I_{gd} = \frac{GEg}{GpBg}$
Compresibilidad de la roca y del agua connata	$I_{cd} = \frac{N(1+m)E_{fo}}{F - WpB_w}$	$I_{cd} = \frac{GEf_w}{GpBg}$
Empuje por acuífero	$I_{wd} = \frac{We - WpB_w}{F - WpB_w}$	$I_{wd} = \frac{We - WpB_w}{GpBg}$

Tabla1. Mecanismos de producción natural.

El común denominador es el hidrocarburo retirado (producido) a condiciones de yacimiento. Si el balance de materia es resuelto correctamente, la suma de estas tres fracciones es igual a la unidad.

$$I_{wd} + I_{cd} + I_{gd} = 1 \quad (G12)$$

Modelos De Intrusión De Agua

1. Modelo de Acuífero “Pot”

El modelo mas simple que puede se usado para estimar el influjo de agua en yacimientos de gas y de aceite es basado en la definición básica de compresibilidad. Una caída de presión en el yacimiento debido a la producción de fluidos causa que el agua del acuífero se expanda y fluya hacia el yacimiento.

Las ecuaciones que describen este modelo son las siguientes:

$$W_e = C * W * \Delta P \quad (G13)$$

Donde el volumen de agua inicial en acuífero de forma radial esta definido por la siguiente expresión:

$$W = \frac{f * h * \phi * \pi * (R_A^2 - R_e^2)}{5.615} \quad (G14)$$

$$f = \frac{\theta}{360^\circ}$$

Donde:

P^- Presión en le contacto agua-petróleo

f = fracción del yacimiento en contacto con el acuífero

R_A = radio del acuífero (ft)

R_e = radio del yacimiento (ft)

ϕ = porosidad del sistema del acuífero.

H = espesor de la formación (ft)

2. Modelo de Acuífero “Schilthuis”

Schilthuis en 1936, propuso que para un acuífero que esta fluyendo en régimen de flujo Estado Estable. Este comportamiento del flujo puede ser descrito por la ley de Darcy:

$$e_w = \frac{dW_e}{dt} \quad (G15)$$

$$e_w = \frac{0.0708kh * (P_i - P)}{\mu_w * \ln\left(\frac{R_A}{R_B}\right)} \quad (G16)$$

Esta relación puede ser mas convenientemente expresada de la siguiente forma:

$$e_w = C * (P_i - P) \quad (G17)$$

Los valores de la constante del acuífero serán invariables si la aproximación de estado estable describe correctamente el régimen de flujo del acuífero. Ya conocida la constante del acuífero se puede integrar la ecuación G15 quedando la siguiente expresión:

$$W_e = C \int_0^t (P_i - P) dt \quad (G18)$$

Donde:

e_w = Tasa de influjo de agua (BI/Día)

R_A = radio del acuífero (ft³)

R_e = radio del yacimiento (ft³)

C = constante de influjo de agua (BI/DIA * psia)

T = tiempo (Días)

3. Modelo de Acuífero Van Everdingen

La ecuación que describe este modelo es la siguiente:

$$W_e = C \sum \Delta P * Q_{id} \quad (G19)$$

Donde:

$$C = 1.119\phi * CeR_e^2 * hf \quad (G20)$$

$$Q_{td} = f(td, R_D)$$

$$td = 6.328 * 10^{-3} \left(\frac{k * t}{\phi \mu C_t R_e^2} \right) \quad (G21)$$

Donde:

C = constante de influjo de agua (Bl/psia).

Q_{td} = influjo de agua adimensional.

C_e = compresibilidad total del acuífero.

R_D = Radio adimensional.

T_d = tiempo adimensional.

F = fracción del yacimiento en contacto con el acuífero.

H = espesor de la formación.

Se sabe que Q_{td} está en función de td y R_D

$$Q_{td} = Y_1 \left(\frac{1}{1 + Y_2} \right)^{1.6179} + \sigma_3 \left(\frac{Y_2}{1 + Y_2} \right)^{1.21257} \quad (G22)$$

Donde:

$$Y_1 = 1.07054 * (td^{0.5}) + 0.500712 * (td)^{0.90484} \quad (G23)$$

$$Y_2 = \left(\frac{td}{\sigma_1} \right)^{\sigma_2} \quad (G24)$$

$$\sigma_1 = 0.53226(R_D - 1)^{2.33849} \quad (G25)$$

$$\sigma_2 = 2.72055 + 0.00401826 * R_D \quad (G26)$$

$$\sigma_3 = \frac{(R_D^2 - 1)}{2}$$

(G27)

ANEXO H

MANUAL DE USUARIO “AhRES”

INTRODUCCION

Actualmente es necesario conocer y cuantificar los recursos energéticos disponibles para ser utilizados en el proceso de desarrollo industrial, económico y social del hombre; los hidrocarburos son parte importante en este proceso debido a que estos constituyen la principal fuente de energía, donde un método eficiente, práctico y de fácil manejo para calcularlos sería de gran ayuda en este proceso.

Se evidencia entonces el problema de la existencia de una gran cantidad de información acerca de las formulaciones matemáticas para el cálculo de volúmenes de hidrocarburos originales in-place y sus diversas aplicaciones, las cuales involucran diferentes parámetros que determinan la efectividad de un método u otro dependiendo del yacimiento y del fluido que se esté tratando. Junto a la gran cantidad de información se presenta además el inconveniente de que LA ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS DE LA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER no cuenta con herramientas software que integren las diversas metodologías para el cálculo de los fluidos originales in-place usando el método de balance de materiales; junto con sus limitaciones, aplicaciones y análisis, las cuales dependiendo de las características del yacimiento y sus fluidos se pueden particularizar.

Como se mencionó anteriormente existe una gran variedad de aplicabilidad para la estimación de los hidrocarburos que originalmente se encuentran el yacimiento. Para un ingeniero de yacimientos es mucho más práctico tener todas estas metodologías disponibles, junto con sus limitaciones y análisis de resultados mejor administrados para así lograr un mejor desempeño y a su vez obtener mayores beneficios económicos ya que en la industria del petróleo un proceso largo significa mayores costos.

1. DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA

Desde el año de 1928 Ingenieros de Petróleos vienen tomando serias consideraciones, inicialmente en las relaciones entre la energía y los fluidos del yacimiento y reconociendo la necesidad de información mas precisa concerniente a las condiciones físicas de los yacimientos. Más adelante (1935) Schilthuis derivó fórmulas para calcular los cambios de la energía del yacimiento que ocurren durante la etapa de producción, de ahí en adelante, se han venido desarrollando diferentes métodos para calcular los fluidos originales in-place, entre ellos el balance de materiales y la linealización de su ecuación. Infortunadamente, al examinar los principales avances para la estimación de fluidos originales en el yacimiento ya sea aceite, gas o agua por este método, los cuales iniciaron con Havlena y Odeh en el año de 1963, quienes linealizaron la ecuación de balance de materia para yacimientos de aceite con y sin empuje de agua y presencia de capa inicial de gas, hasta métodos en los cuales se tienen en cuenta gradientes anormales de presión, yacimientos no convencionales como lo son los Yacimientos Naturalmente Fracturados, Yacimientos de gas asociados a mantos de carbón y Shales devonianos para cualquiera de los cinco tipos fluidos del yacimiento.

Cuando hablamos de una mejor administración de la información nos referimos a la recopilación de esta y al nacimiento de una herramienta que permita calcular los volúmenes de los fluidos originales in-place de una forma práctica, esta herramienta **AhRES 1.0** (Ver Fig. 1) permite modelar los diferentes tipos de yacimientos, es decir yacimientos convencionales y no convencionales, de presión normal y sobrepresionados; para cualquiera de los cinco tipos de fluidos de yacimiento y teniendo en cuenta la posible existencia de un acuífero activo, integrando a su vez las variables que caracterizan a cada uno de ellos (Ver Fig. 1).

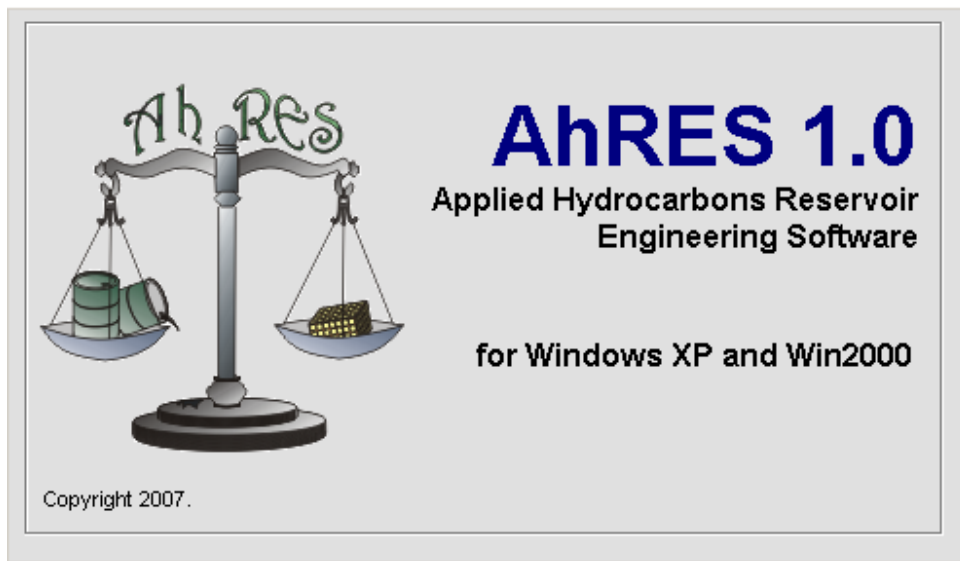


Fig 1. Software de Ingeniería de Yacimientos aplicado a Hidrocarburos.

AhRES 1.0 recopila en un paquete parte importante de la literatura existente sobre el cálculo y la metodología aplicada para hallar volúmenes de fluidos in-place ya sea gas aceite o agua, junto con sus derivaciones matemáticas por el método de balance de materia.

La herramienta esta en la capacidad de realizar estimaciones de los fluidos originales en un yacimiento petrolífero teniendo en cuenta la aplicabilidad tanto para fluidos composicionales (gas retrógrado y aceite volátil) y no composicionales, junto con la evaluación de la presencia o no de un acuífero, es decir para yacimientos no volumétricos y volumétricos. Otro factor importante que incluye este software es el comportamiento anormal de los gradientes de presión el cual afecta en gran medida los resultados obtenidos de las estimaciones de fluidos in-place principalmente para yacimientos de gas. Todas estas consideraciones están bien definidas y fundamentadas en estudios previos realizados por diferentes autores que están anexados en **AhRES 1.0**.

AhRES 1.0 permite realizar un análisis cuantitativo y cualitativo en forma grafica de los resultados obtenidos en el proceso de estimación de fluidos originales del yacimiento facilitando así la elección apropiada de la ecuación de balance de

materia según las propiedades del fluido y del yacimiento.

Esta herramienta complementa su utilización y visualización en una interfaz gráfica desarrollada en el Lenguaje Visual Basic 6.0. Dicho lenguaje fue usado pues permite la creación de programas muy amigables con el usuario.

Los siguientes tipos de yacimientos pueden ser modelados incluyendo la presencia de acuíferos:

Convencionales:

- Gas Seco
- Gas Rico
- Gas Condensado
- Aceite Volátil
- Aceite Negro

No convencionales

- Gas Asociado a Manto de Carbón
- Yacimientos Naturalmente Fracturados

2. ENTORNO DE LA APLICACIÓN

La aplicación inicia en la pantalla principal y de esta se desprenden todas las funcionalidades disponibles de la herramienta software **AhRES 1.0**, disponiendo de una menú para el manejo de proyectos, menú de tipos de yacimientos a modelar, áreas de introducción de parámetros e información de tablas de datos con reportes de producción, presión y tablas PVT necesarios para las estimaciones, a su vez cuenta con herramientas graficas para el despliegue de diferentes curvas para una fácil visualización del despliegue de información.

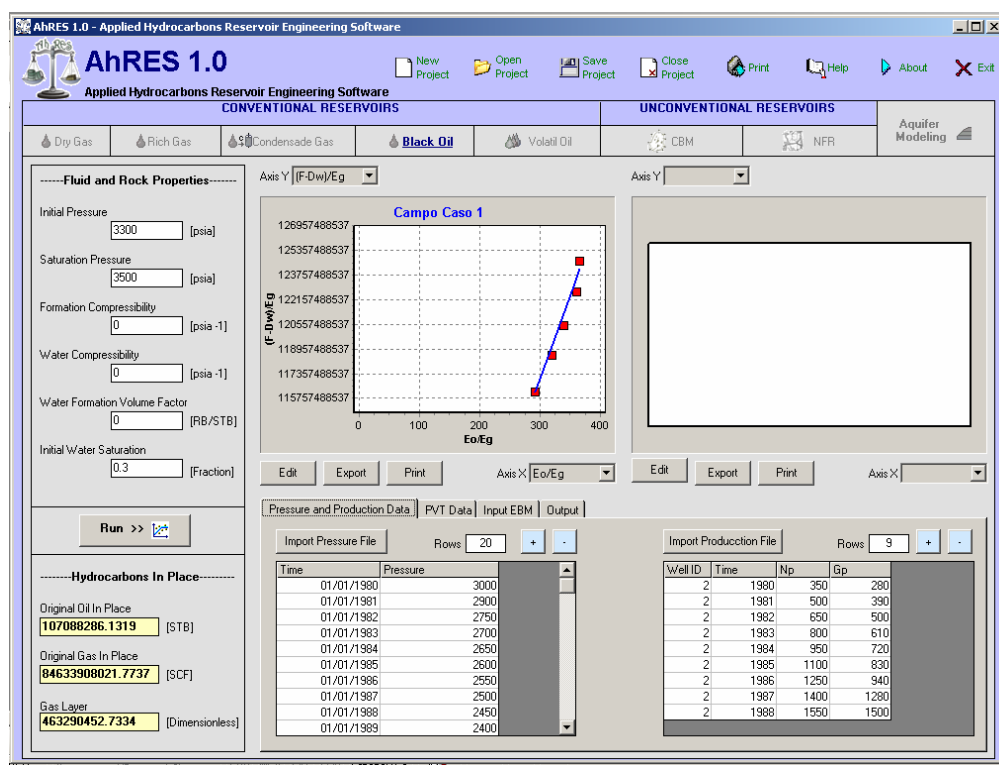


Fig. 2. Ventana principal de AhRES 1.0.

La herramienta esta en la capacidad de guardar y abrir diferentes proyectos para el manejo de diferentes casos de estimación de acuerdo al tipo de yacimiento. Como se puede observar en la figura 3 se encuentra una barra de herramientas

que posee iconos con acciones para la creación, apertura y salvado de proyectos; así como también la impresión de reportes, una ventana de versión y el icono que corresponde a la terminación de ejecución del programa, el botón salir.

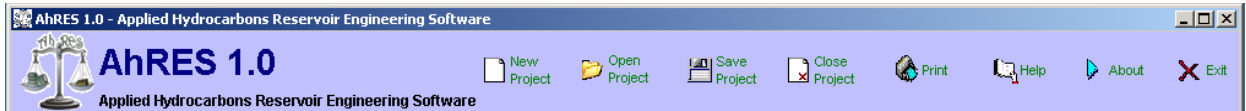
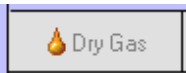



Fig 3. Menú para el manejo de proyectos.

Otra de las áreas en que se encuentra dividida la ventana principal se encuentra el menú de yacimientos, que permite seleccionar el tipo de fluido a analizar, así como el tipo de acuífero a modelar. Basta con dar click sobre el icono correspondiente al tipo de fluido para desplegar la información necesaria que tendrá que ser importada para el posterior análisis, existen parámetros puntuales que se llenan en diferentes cajas de texto y otros parámetros importados en estilo de reportes variando con el tiempo para las variables como presión y datos de producción, incluyendo también las pruebas PVT (Ver Figura 4 y Tabla 1).



Fig 4. Menú de tipo de yacimientos

Icono	Descripción
	Seleccionado para tipo de gas seco, incluye la estimación a través de dos métodos: Análisis P/Z y Havlena y Odeh;
	Seleccionado para tipo de gas húmedo, incluye la


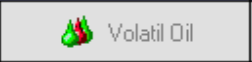


	estimación a través de dos métodos: Análisis P/Z y Havlena y Odeh;
 Condensate Gas	Seleccionado para tipo de gas condensado, incluye la estimación a través de dos métodos: Análisis P/Z y Havlena y Odeh;
 Black Oil	Seleccionado para tipo de fluido aceite negro, incluye la estimación a través de dos métodos: Havlena y Odeh;
 Volatil Oil	Seleccionado para tipo fluido Aceite Volátil, incluye la estimación a través de dos métodos: Análisis P/Z y Havlena y Odeh;
 CBM	Seleccionado para tipo de gas asociado a mantos de carbón, incluye la estimación a través de dos métodos: Análisis P/Z y Havlena y Odeh;
 NFR	Seleccionado para tipo de yacimientos naturalmente fracturados, incluye la estimación a través de dos métodos: Análisis P/Z y Havlena y Odeh;
 Aquifer Modeling	Seleccionado para el modelamiento de acuíferos.

Tabla 1. Iconos para la selección del tipo de yacimiento.

Una vez seleccionado el tipo de fluido a analizar se presentan las diferentes áreas que se despliegan para la introducción de los parámetros, como se puede observar en la figura 5 se digitan parámetros puntuales que corresponden a las propiedades de rocas y fluidos del yacimiento; también se puede ver el botón correspondiente al calculo de estimaciones llamado **Run** una importados los otros datos de producción, presión y PVT

-----Fluid and Rock Properties-----

Initial Pressure [psia]

Saturation Pressure [psia]

Formation Compressibility [psia⁻¹]

Water Compressibility [psia⁻¹]

Water Formation Volume Factor [RB/STB]

Initial Water Saturation [Fraction]


Run >> 

Fig. 5 Parámetros de tipo puntual.

En la parte inferior de la ventana se encuentra el área donde se reportan datos como Original Oil In Place (OOIP), Original Gas In Place (OGIP) y capa de gas de acuerdo al tipo de fluido a analizar. Ver Figura 6.

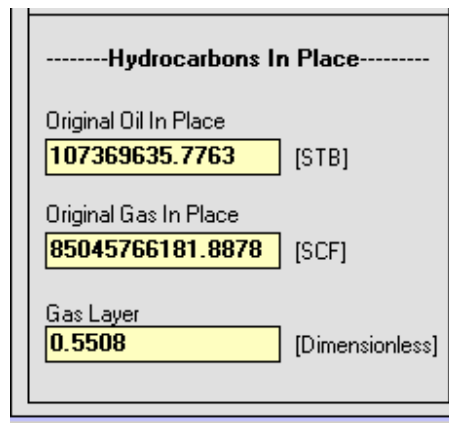


Fig. 6. Resultados de OOIP, OGIP y Capa de Gas.

En la parte inferior derecha de la aplicación se encuentra los controles necesarios para la digitación e importación de los parámetros reportados en formato de producción, presión y PVT en funciones del tiempo y presiones (Ver Figuras 7 y 8).

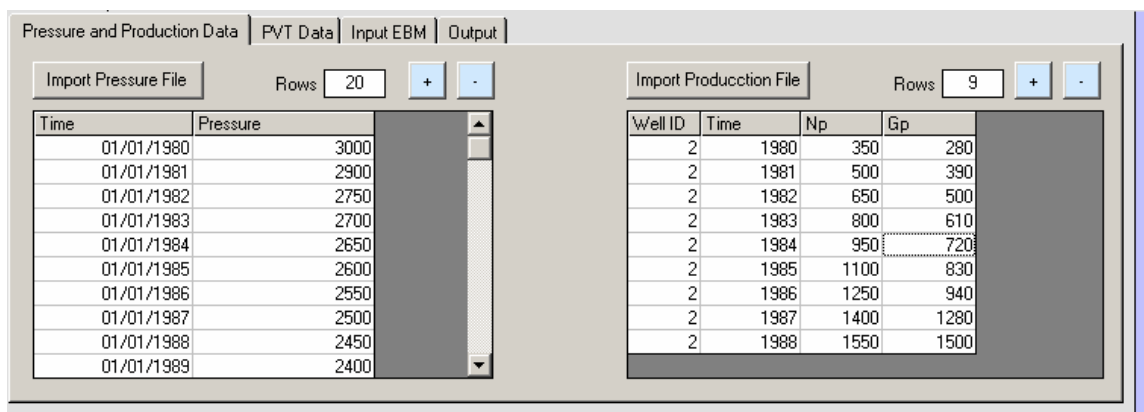


Fig. 7. Datos de producción y presión

Pressure	Rp	Bo	Bg	Rs
0	3000	0	1.2511	0.00087
1	2900	1060	1.2222	0.00096
2	2850	1160	1.2122	0.00101
3	2700	1235	1.2022	0.00107
4	2550	1265	1.1922	0.00113
5	2400	1300	1.1822	0.0012

Fig. 8. Datos de la prueba PVT.

En estos controles se encuentran funcionalidades agregadas al software para que el ingeniero de yacimientos cuente con las facilidades adecuadas para manipular este tipo de información, es decir, con información de datos de producción, reportes de pruebas de presión y PVT, Ahres 1.0 está en la capacidad de construir la tabla de datos para realizar el balance de materia, interpolando la información desde la Tabla PVT desde las diferentes fuentes antes mencionadas (Ver Figura 9).

Tiempo	Presión	Np	Rp	Bo	Bg	Rs	Rv	Gp	Wp	WInj	W
0	3300	0	0	1.2511	0.00087	510	0	0	0	0	0
1	3150	3295000	1050	1.2353	0.00092	477	0	0	0	0	0
2	3000	5903000	1060	1.2222	0.00096	450	0	0	0	0	0
3	2850	8852000	1160	1.2122	0.00101	425	0	0	0	0	0
4	2700	11503000	1235	1.2022	0.00107	401	0	0	0	0	0
5	2550	14513000	1265	1.1922	0.00113	375	0	0	0	0	0
6	2400	17730000	1300	1.1822	0.0012	352	0	0	0	0	0

Fig. 9 Área de Input y Output Data de las estimaciones.

En la parte superior derecha de la ventana se puede observar dos herramientas implementadas en AhRES para realizar la visualización de los parámetros que están listados en formato de presiones, producción y PVT, esta herramienta de

visualización cuentan con la funcionalidad de realizar diferentes tipos de graficas, desde diferentes tipos de fuentes, así como su distribución tanto en los ejes X y Y de cada uno de los dos visualizadores (Ver Fig. 10).

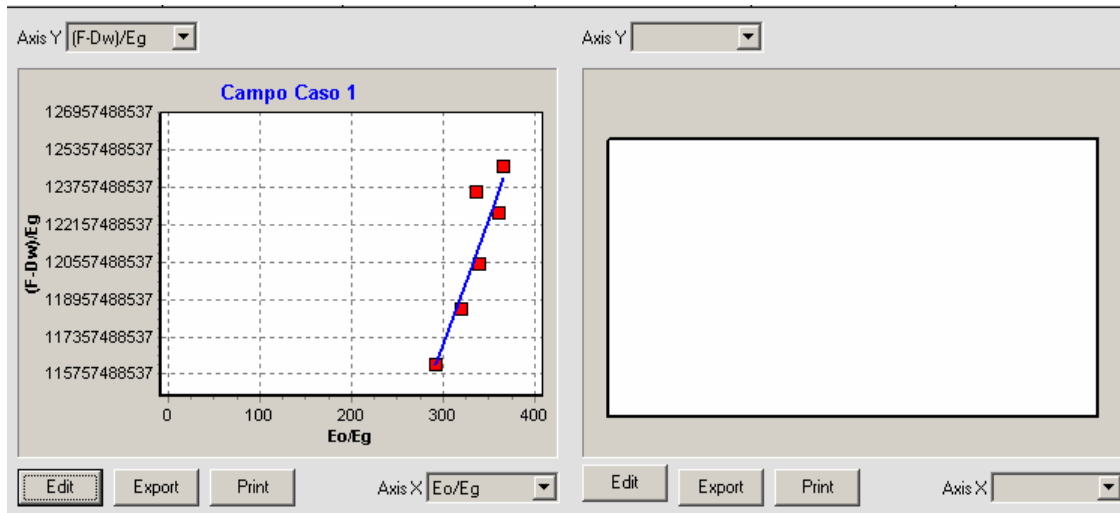


Fig.10. Visualizadores implementados en la herramienta software.

En la parte superior de los visualizadores se encuentra el control de selección que permite que parámetro se desea ilustrar en el eje Y, así como se encuentra de la parte inferior para los ejes X.

Estos visualizadores están creados para generar los mejores respotes gráficos disponibles, tiene funcionalidades como edición del tipo de grafico, colores, títulos, escalas , así como también la posibilidad de exportar estas curvas a diferentes tipos de archivos , sin olvidar también que cuenta con la funcionalidad de imprimir estas curvas. Como se puede observar en la anterior figura estos botones esta distribuidos en la parte inferior de los visualizadores.

Cada uno de estos parámetros como los visualizadores gráficos y el control de reportes de producción, pueden ser maximizados a la ventana con un doble clic sobre el control, esta opción esta habilitada para contar con mayor espacio de despliegue de información. Ver Figura 11.

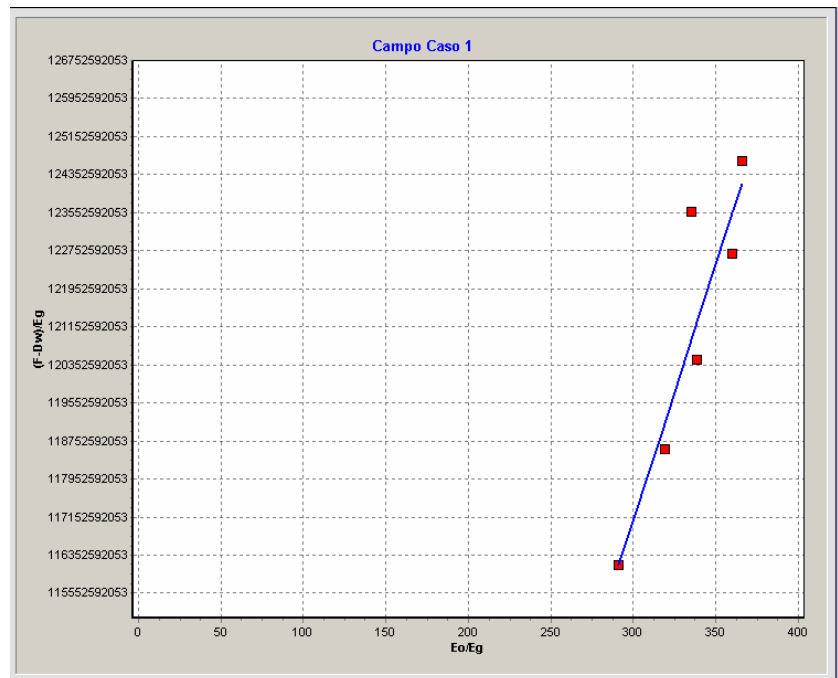


Fig. 11. Curva maximizada a la pantalla

En las Figuras 12 a la 19 se pueden observar los diferentes tipos de opciones

que presenta esta herramienta para un grandioso uso a nivel de ingeniería de yacimientos, con exporte de gráficos, impresión, configuración de ejes, leyendas y tipos de series.

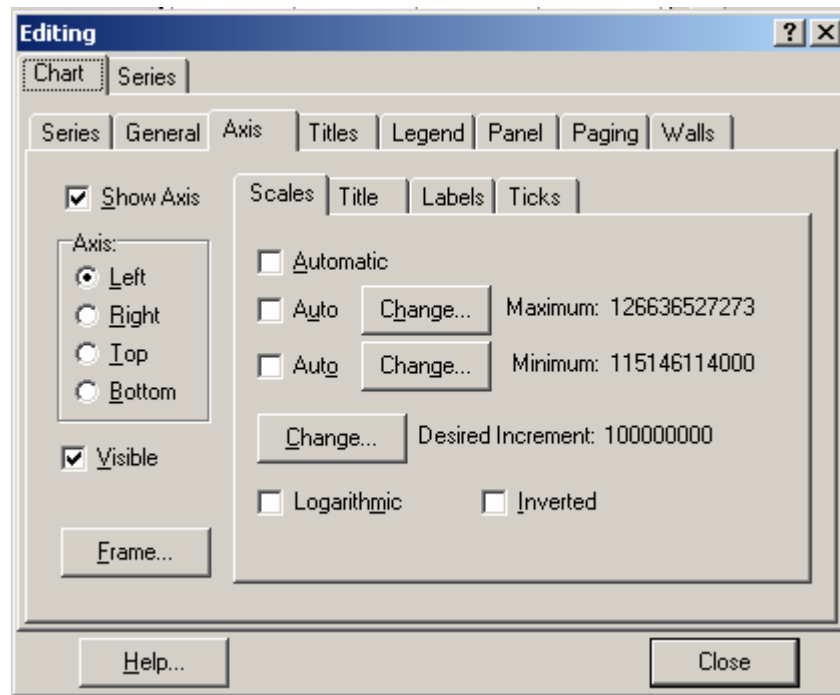


Fig. 12. Ventana configuración de los ejes.

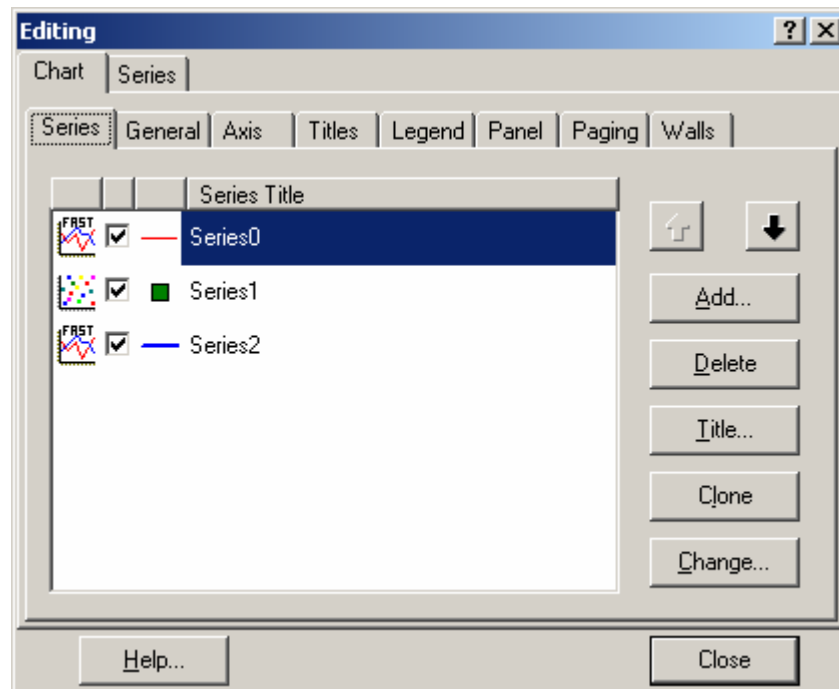


Fig. 13. Ventana configuración de los diferentes tipos de series.

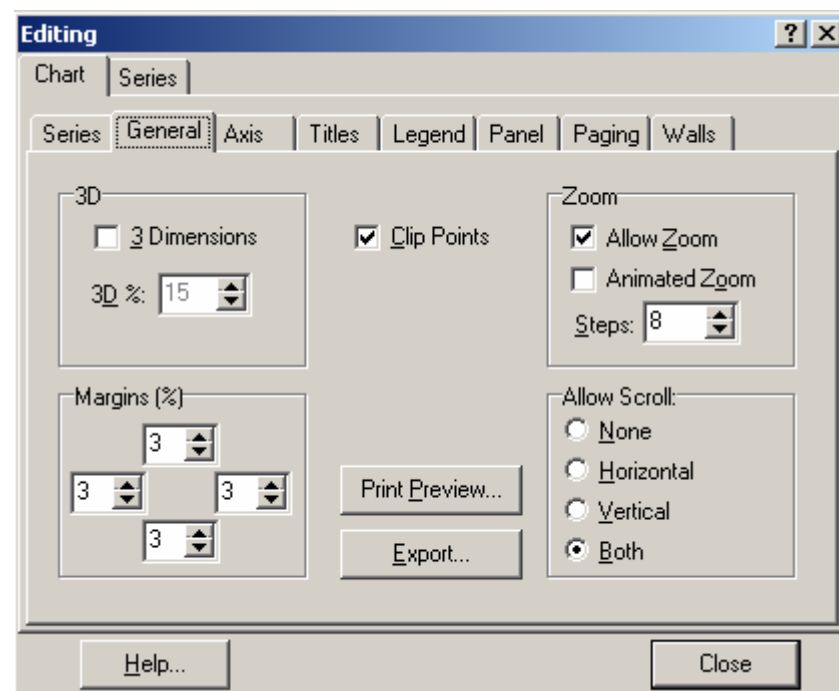


Fig. 14. Ventana configuración de 3d y tipo de zoom utilizado en la visualización de los datos.

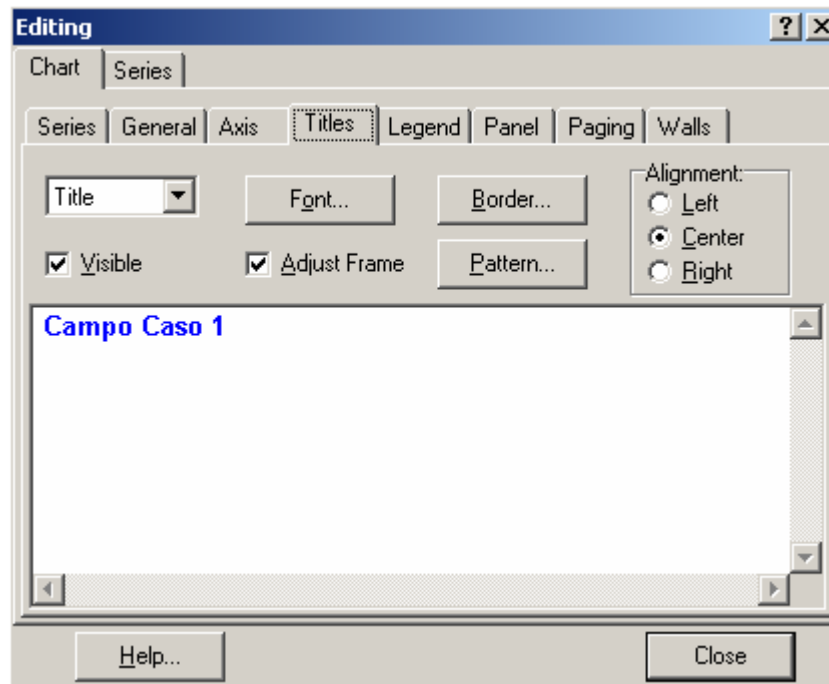


Fig. 15. Ventana configuración del titulo del grafico, fuente y forma.

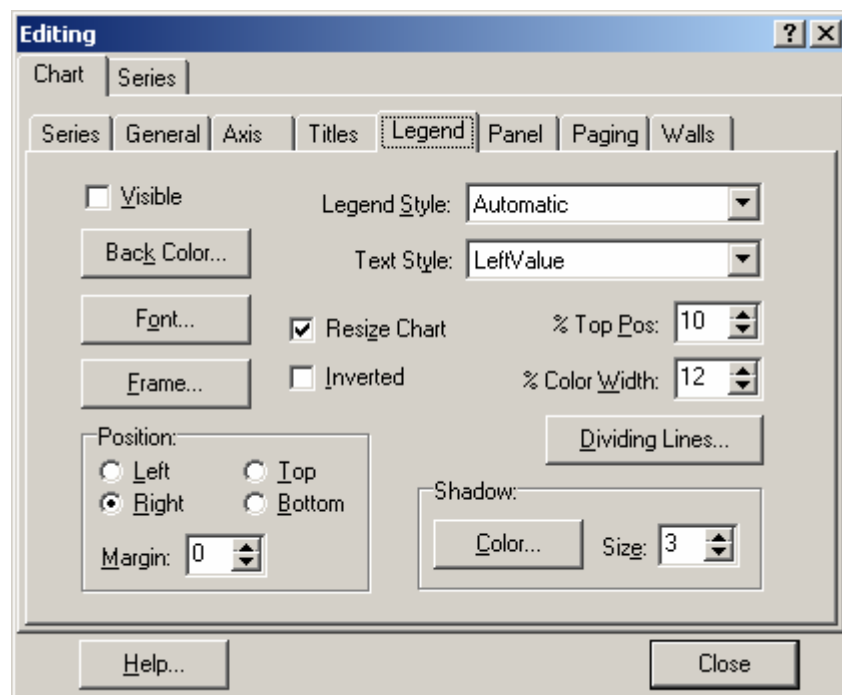


Fig. 16. Ventana configuración de 3d las leyendas de los datos.

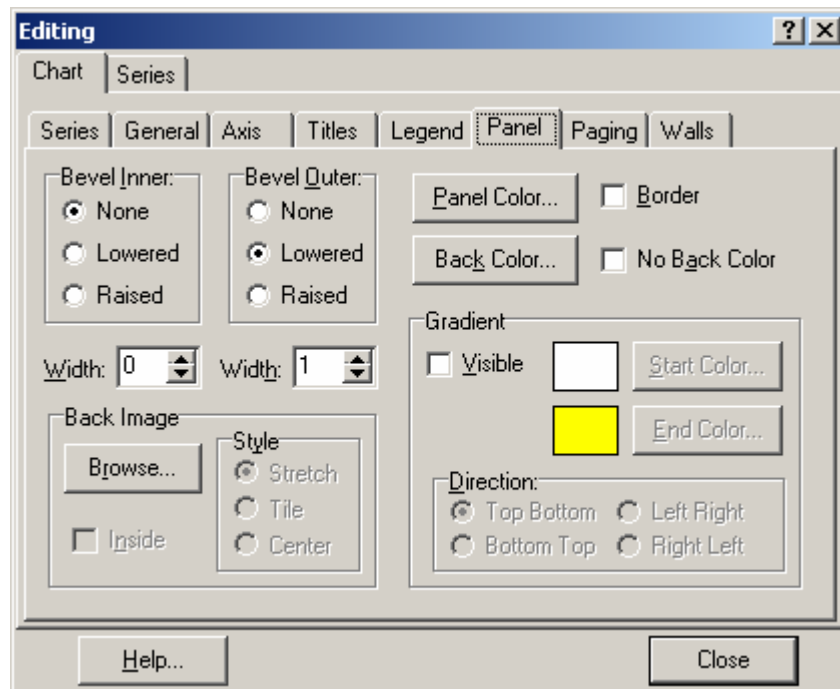


Fig. 17. Ventana configuración de los diferentes colores de fondo de la grafica.

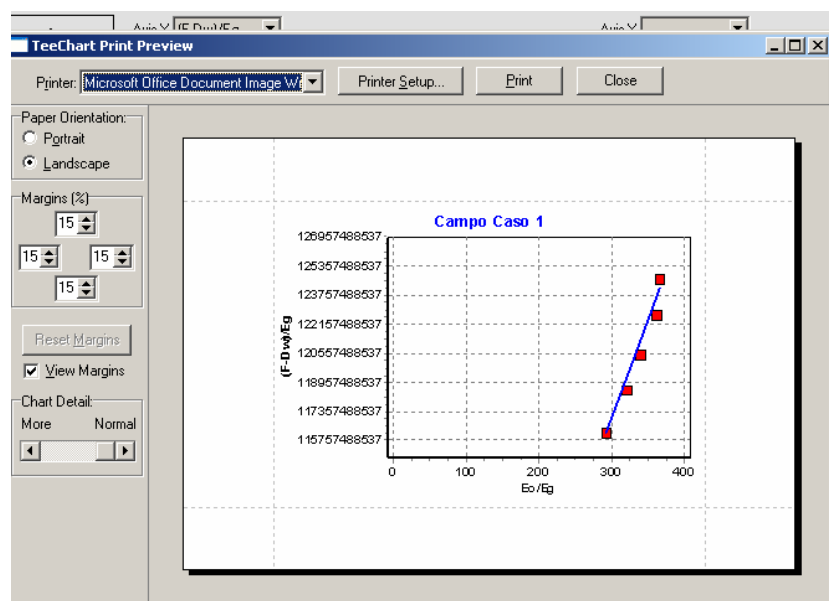


Fig. 18. Ventana configuración impresión.

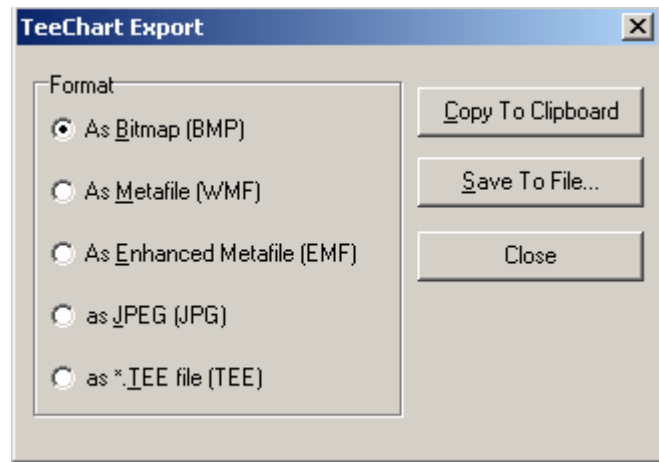
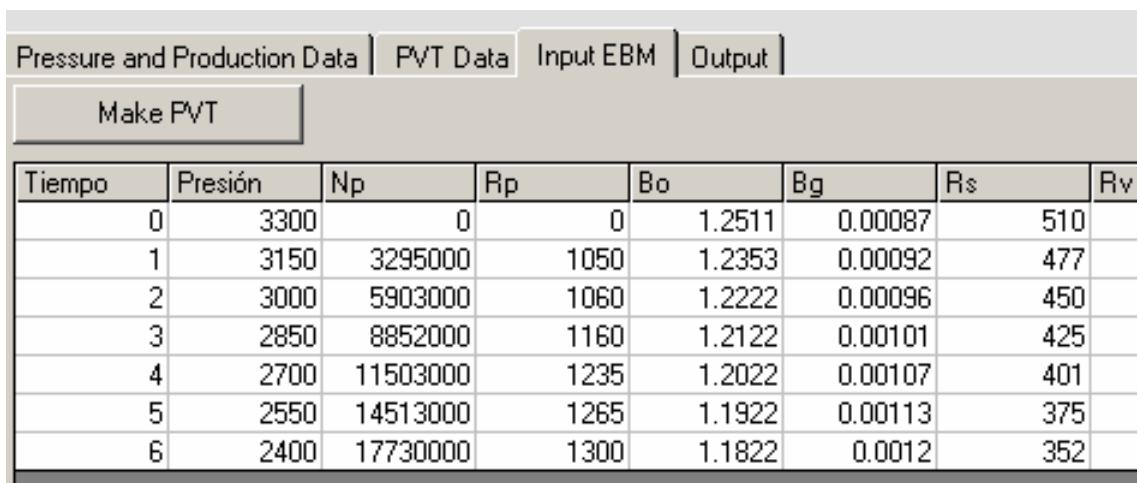


Fig. 19. Ventana configuración de exportación a una archivo grafico.

3. EJEMPLO DEL PROCESO DE ESTIMACION PARA UN CASO ESPECÍFICO

Las figuras 20 a la 25 muestran paso a paso el procedimiento empleado para calcular el OOIP y OGIP en un aceite negro, partiendo de los siguientes tipos de información.

La figura 20 muestra el Input EBM para realizar el balance, se introducen en el área de parámetros puntuales datos de Presión Inicial, Presión de Saturación, Compresibilidad de la Formación, Compresibilidad del Agua, el factor volumétrico del Agua y la saturación inicial de fluidos.



The screenshot shows a software interface with a tabbed menu at the top containing 'Pressure and Production Data', 'PVT Data', 'Input EBM', and 'Output'. The 'Input EBM' tab is active. Below the menu is a 'Make PVT' button. The main area contains a table with 8 columns: 'Tiempo', 'Presión', 'Np', 'Rp', 'Bo', 'Bg', 'Rs', and 'Rv'. The table contains 7 rows of data points.

Tiempo	Presión	Np	Rp	Bo	Bg	Rs	Rv
0	3300	0	0	1.2511	0.00087	510	
1	3150	3295000	1050	1.2353	0.00092	477	
2	3000	5903000	1060	1.2222	0.00096	450	
3	2850	8852000	1160	1.2122	0.00101	425	
4	2700	11503000	1235	1.2022	0.00107	401	
5	2550	14513000	1265	1.1922	0.00113	375	
6	2400	17730000	1300	1.1822	0.0012	352	

Fig. 20. Entrada de Datos para el Caso 1

Una vez digitados los datos de entrada se procede a realizar el balance para que realice las estimaciones, esto se logra mediante el botón **Run**. Inmediatamente presionado el calcula en el área de resultados los estimativos y grafica la curva de datos y la linealización de esos parámetros. Ver figura 21.

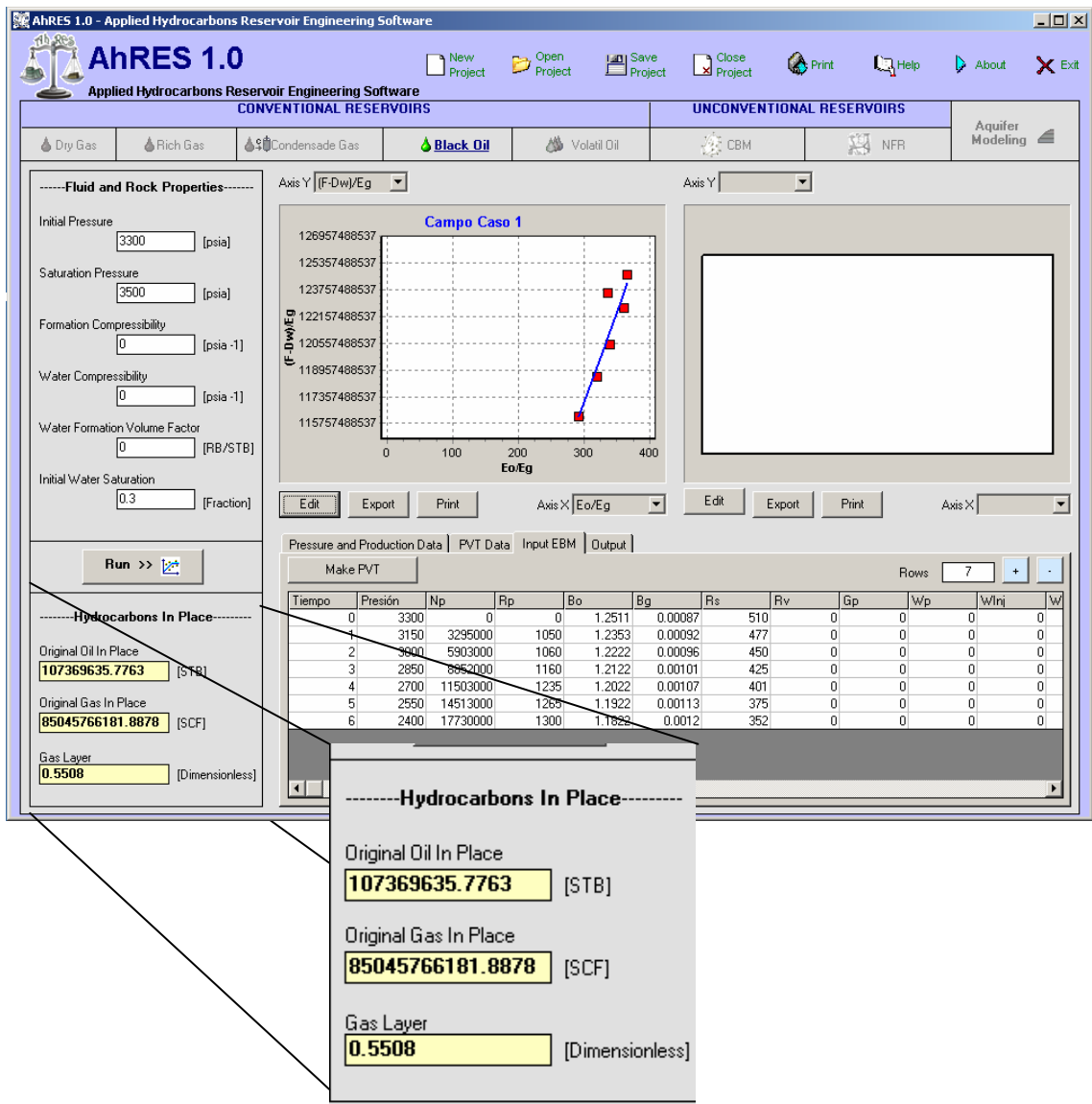


Fig. 21. Proceso de Linealización para el Caso 1 y obteniendo el primer calculo de reservas.

En la figura 22 se puede observar que un dato puede estar afectado por algo de ruido mientras se tomaba la muestra o errores humanos, para esto se puede seleccionar el punto a eliminar con el clic derecho del Mouse, e inmediatamente presenta la opción de asegurarse al usuario de querer desear eliminar el dato.

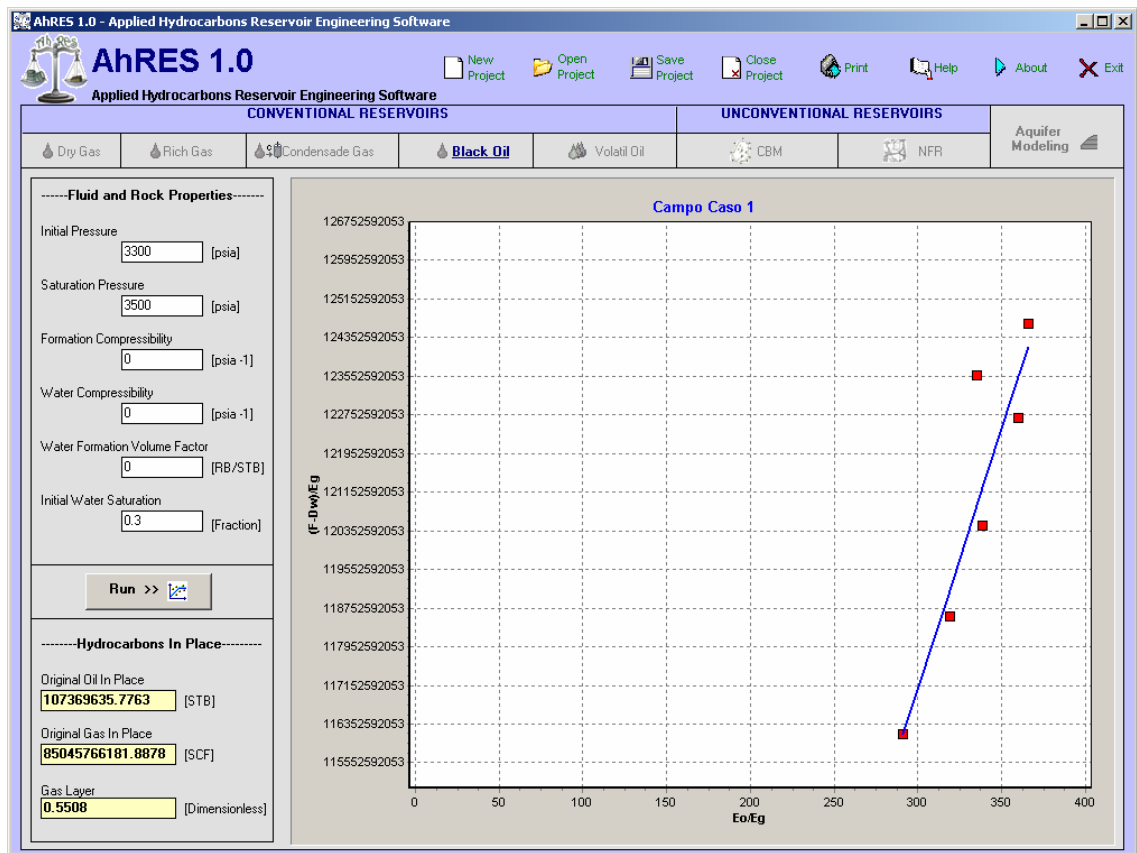


Fig. 22. Zoom para eliminar el punto con ruido.

En la figura 23 se observa el punto seleccionado a eliminar y la ventana de confirmación para quitar el punto y volver a realizar el cálculo de OOIP y OGIP.

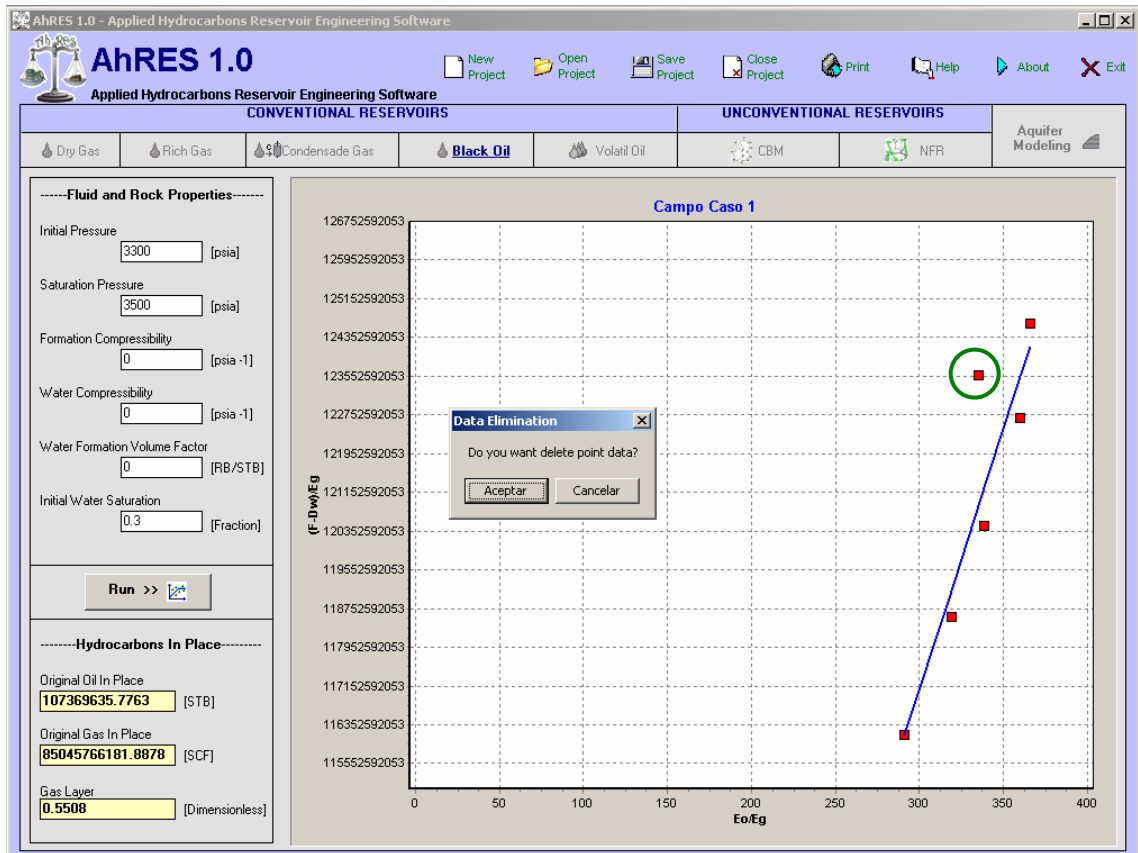


Fig. 23. Ventana de confirmación de eliminación del punto.

Una vez confirmada la eliminación del punto el nuevo calculo de OOIP y OGIP es hecho, en la figura 24 se reportan los datos y se puede apreciar la diferencia con os de la figura 21.

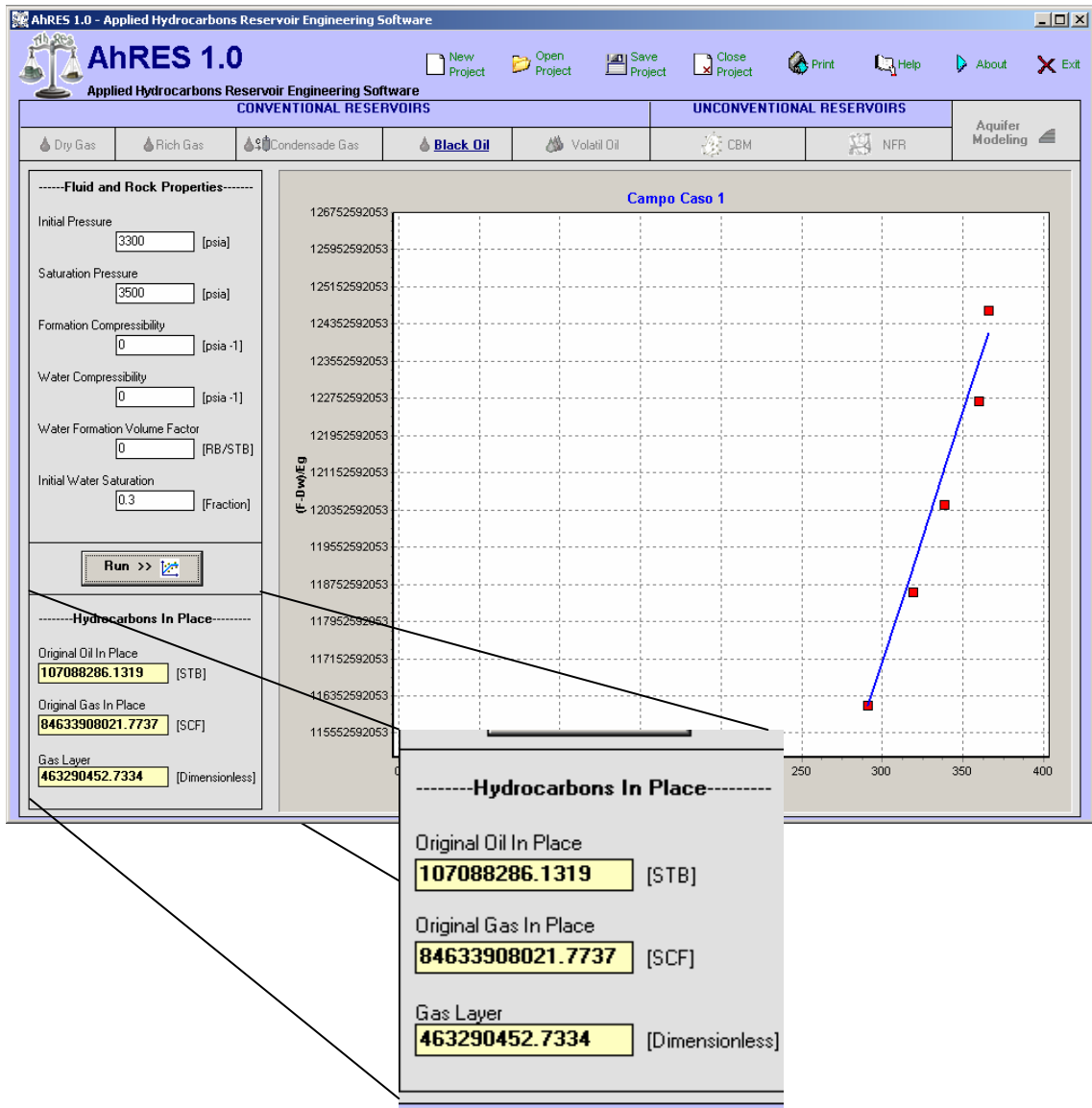


Fig. 24. Nuevo Cálculo de Reservas con el punto eliminado.

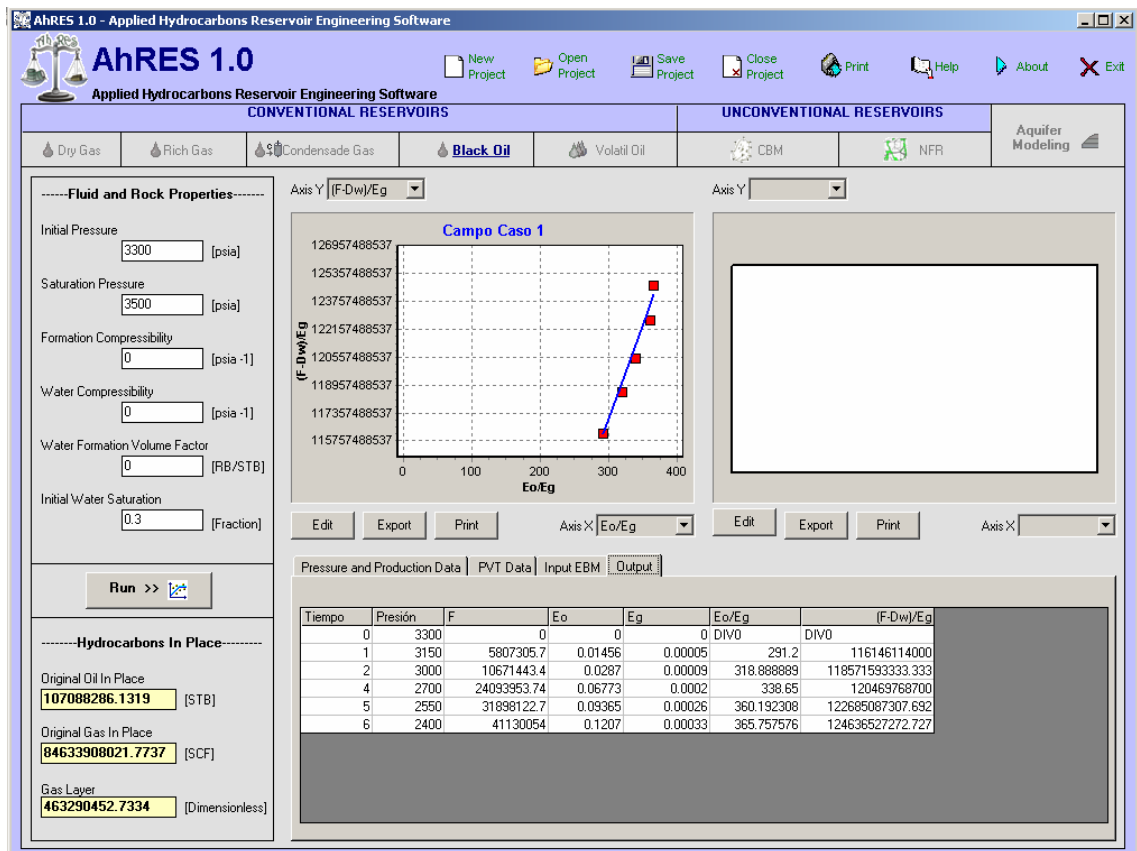


Fig. 25. Nuevo Cálculo de Reservas con el punto eliminado después de deshabilitar el zoom.

Tiempo	Presión	F	Eo	Eg	Eo/Eg	(F-Dw)/Eg
0	3300	0	0	0	DIVO	DIVO
1	3150	5807305.7	0.01456	0.00005	291.2	116146114000
2	3000	10671443.4	0.0287	0.00009	318.888889	118571593333.333
4	2700	24093953.74	0.06773	0.0002	338.65	120469768700
5	2550	31898122.7	0.09365	0.00026	360.192308	122685087307.692
6	2400	41130054	0.1207	0.00033	365.757576	124636527272.727

Fig. 26. Datos de resultados del proceso del cálculo.

4. SALIR

Con el botón "Salir" de los botones de control de la ventana principal el usuario terminará de realizar cualquiera de las actividades enumeradas en los anteriores capítulos.