

**ESTIMACION DE RESERVAS Y CÁLCULO DEL ÁREA DE DRENE
EMPLEANDO LA ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIA (EBM) EN
YACIMIENTOS DE GAS SHALE.**

**LENIN CÓRDOBA RIVAS
EDDIE ALBERTO DÍAZ SÁNCHEZ**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2012**

**ESTIMACION DE RESERVAS Y CÁLCULO DEL ÁREA DE DRENE
EMPLEANDO LA ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIA (EBM) EN
YACIMIENTOS DE GAS SHALE.**

**LENIN CÓRDOBA RIVAS
EDDIE ALBERTO DÍAZ SÁNCHEZ**

Trabajo de grado presentado como requisito académico para optar al título de
Ingeniero de Petróleos.

Director.
MSc. JAIRO ANTONIO SEPÚLVEDA GAONA
Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2012**

Nota de aceptación

Presidente del jurado

1^{er} Jurado

2^{do} Jurado

Neiva, Noviembre de 2012.

DEDICATORIAS.

A Dios por darme la capacidad de culminar éste objetivo, a mi familia por su apoyo incondicional, a mis amigos y a cada una de las personas que de una u otra manera contribuyeron con ésta meta.

LENIN CÓRDOBA RIVAS

*A Dios por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad y amor.
A mis padres por su apoyo y ejemplos de perseverancia y constancia, a los demás familiares y amigos que participaron directa o indirectamente para lograr esta meta.*

EDDIE ALBERTO DÍAZ SÁNCHEZ.

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

JAIRO ANTONIO SEPÚLVEDA GAONA, MSc. en Ingeniería de Petróleos, Coordinador Grupo de Investigación de Comportamiento de Fases - COFA, Coordinador Laboratorio de Pruebas Especiales – LAPE y director del proyecto; por su apoyo, dedicación y colaboración para el desarrollo del mismo.

A los profesores del Programa de Ingeniería de Petróleos de la Facultad de Ingeniería, **RICARDO PARRA PINZÓN**, Ingeniero químico y de petróleo, y **FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO, Ph.D.** Coordinador del grupo de investigación en pruebas de presión – GIPP. Por su valiosa colaboración para la realización del mismo.

A los compañeros **JUAN MANUEL MENESES PAVA** y **CRISTIAN DAVID CADAVID GIRALDO**, por su amistad y apoyo, gracias por ayudarnos a obtener este logro.

Y a **FEKETE Reservoir Engineering Software and Services** por facilitarnos las licencias académicas para el desarrollo del proyecto.

CONTENIDO

	Pag.
INTRODUCCION	
1. ASPECTOS TEORICOS.....	16
1.1 GAS SHALE.....	16
1.1.1 Generalidades.....	16
1.1.2 Mecanismos de Almacenamiento.....	17
1.1.3 Comportamiento de la Producción.....	18
1.2 ADSORCION DE GASES POR SOLIDOS.....	19
1.2.1 Isotermas de Adsorción.....	20
1.2.1.1 Clasificación de las Isotermas de Adsorción.....	20
1.2.1.2 Método de Langmuir.....	22
1.2.1.2.1 Volumen de Langmuir.....	23
1.2.1.2.2 Presión de Langmuir.....	23
1.3 FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.....	24
1.4 RECURSOS DE GAS SHALE EN EL MUNDO.....	26
2. FORMULACION DE LA EBM PARA YACIMIENTOS DE GAS SHALE.....	27
2.1 EBM PARA YACIMIENTOS DE GAS CONVENCIONAL.....	27
2.2 EBM PARA YACIMIENTOS DE GAS NO CONVENCIONAL.....	28
2.3 METODOS DE BALANCE DE MATERIA.....	33
2.3.1 Balance de Materia Estático.....	34
2.3.2 Balance de Materia Dinámico.....	34
2.3.2.1 Procedimiento para generar el balance de materia dinámico.....	38
2.4 CÁLCULO DEL ÁREA DE DRENE.....	39
2.5 ÍNDICES DE EMPUJE.....	40
2.5.1 Índice de empuje del gas.....	40
2.5.2 Índice de empuje de la compresibilidad de la formación y la saturación de los fluidos residuales.....	41
2.5.3 Índice de empuje hidráulico.....	41
2.5.4 Índice de empuje de la desorción del gas.....	41
3. MODELAMIENTO DE LOS CASOS DE ESTUDIO.....	42
3.1 ESTIMACION DEL GAS ORIGINAL TOTAL.....	42
3.1.1 Caso 1: pozo de gas a caudal constante.....	42
3.1.2 Caso 2: pozo de gas a caudal variable.....	48
3.1.3 Caso 3: pozo de gas a caudal variable y producción de agua.....	53
3.2 AREA DE DRENE.....	59
3.3 AJUSTE HISTÓRICO.....	61
3.4 PRONÓSTICO Y FACTOR DE RECOBRO.....	65
3.4.1 Caso 1.....	65
3.4.2 Caso 2.....	65
3.4.3 Caso 3.....	67

3.5 INDICES DE EMPUJE.....	68
3.6 ARREGLO O DISPOSICIÓN DE POZOS.....	69
3.6.1 Arreglo 1: 8 pozos con 8 fracturas.....	70
3.6.2 Arreglo 2: 8 pozos con 10 fracturas.....	71
3.6.3 Arreglo 3: 8 pozos con 12 fracturas.....	72
3.6.4 Arreglo 4: 8 pozos con 16 fracturas.....	73
3.6.5 Arreglo 5: 8 pozos con 20 fracturas.....	74
3.7 INTERPRETACION DEL BALANCE DE MATERIA ESTATICO Y DINAMICO.....	79
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	82
4.1 ESTIMACIÓN DEL GAS ORIGINAL INICIAL Y EL AREA DE DRENE.....	82
4.2 EVALUACION DE LOS INDICES DE EMPUJE.....	83
4.3 SELECCIÓN DEL MEJOR ARREGLO DE POZOS.....	84
5. CONCLUSIONES.....	85
6. RECOMENDACIONES.....	86
7. BIBLIOGRAFIA.....	87
8. APÉNDICE.....	89

LISTA DE TABLAS

	Pag.
TABLA 1.1 Condiciones promedio para que se desarrolle un shale productivo.....	26
TABLA 3.1 Datos iniciales para el caso 1.....	42
TABLA 3.2 Resultados de la estimación de G para el caso 1.....	47
TABLA 3.3 Datos iniciales para el caso 2.....	48
TABLA 3.4 Resultados de la estimación de G para el caso 2.....	52
TABLA 3.5 Datos iniciales para el caso 3.....	53
TABLA 3.6 Resultados de la estimación de G para el caso 3.....	58
TABLA 3.7 Resultados de la estimación del área de drene mediante varias técnicas.....	61
TABLA 3.8 Propiedades de la roca, fluidos y del pozo del caso base 2 y resultados del ajuste histórico.....	62
TABLA 3.9 Propiedades de la roca, fluidos y del pozo del caso base 3 y resultados del ajuste histórico.....	64
TABLA 3.10 Resultados de los balances de materia para los escenarios (a) y (b).....	81
TABLA 4.1 Resultados de la producción acumulada, factor de recobro y valor presente neto del proyecto al final del pronóstico.....	84

LISTA DE FIGURAS

	Pag.
Figura 1.1 Fotografía de un afloramiento de shale.....	16
Figura 1.2 Mecanismo de flujo en yacimientos de gas shale.....	17
Figura 1.3 Modelo petrofísico de Ambrose et al mostrando los Constituyentes volumétricos de una matriz típica de gas shale.....	18
Figura 1.4 Comparación de las gráficas de q vs t para yacimientos de gas convencional (izquierda) y gas shale (derecha).....	19
Figura 1.5 Clasificación de las Isotermas de Adsorción.....	20
Figura 1.6 Comportamiento típico de la Isoterma de Langmuir.....	22
Figura 1.7 Isotermas de Langmuir para shale de baja y alta adsorción.....	23
Figura 1.8 Esquema de un Fracturamiento Hidráulico con perforación horizontal en un yacimiento de gas shale.....	24
Figura 1.9 Esquema de un pozo de múltiples fracturas, indicando el SRV.....	25
Figura 1.10 Recursos de Gas Natural a nivel mundial.....	26
Figura 2.1. Balance de Materia para Yacimientos de Gas Convencional.....	27
Figura 2.2. Balance de Materia Avanzado.....	30
Figura 2.3. Balance de Materia de King (Z^*).....	31
Figura 2.4. Balance de Materia Avanzado Modificado (Z^{**} de Moghadam).....	33
Figura 2.5. Caída de la presión en un yacimiento en función de la distancia y el tiempo durante el flujo dominado por la frontera.....	37
Figura 2.6. Relación lineal de la EBM Avanzada para el cálculo del área de drenaje.....	40
Figura 3.1 Comportamiento de la presión de flujo del pozo del caso 1.....	42
Figura 3.2 Comportamiento de la producción del pozo del caso 1.....	43

Figura 3.3 Esquema del pozo multifracturado para el caso 1 realizado con el simulador.....	43
Figura 3.4 Isotherma de adsorción para el caso 1.....	44
Figura 3.5 Comportamiento de la presión en el SRV para el caso 1.....	44
Figura 3.6 Datos de presión promedio del yacimiento para el caso 1.....	45
Figura 3.7 Balance de Materia Estático numérico y analítico para el caso 1.....	45
Figura 3.8 Balance de Materia Dinámico numérico y analítico para caso 1.....	46
Figura 3.9 Comportamiento de la presión de flujo del pozo del caso 2.....	48
Figura 3.10 Comportamiento de la producción del pozo del caso 2.....	49
Figura 3.11 Esquema del pozo multifracturado para el caso 2 realizado con el simulador.....	49
Figura 3.12 Isotherma de adsorción para el caso 2.....	50
Figura 3.13 Comportamiento de la presión en el SRV para el caso 2.....	50
Figura 3.14 Datos de presión promedio del yacimiento para el caso 2.....	51
Figura 3.15 Balance de Materia Estático numérico y analítico para el caso 2.....	51
Figura 3.16 Balance de Materia Dinámico numérico y analítico para el caso 2...	52
Figura 3.17 Comportamiento de la presión de flujo del pozo del caso 2.....	53
Figura 3.18 Comportamiento de la producción del pozo del caso 3.....	54
Figura 3.19 Esquema del pozo multifracturado para el caso 3 realizado con el simulador.....	54
Figura 3.20 Isotherma de adsorción para el caso 3.....	55
Figura 3.21 Comportamiento de la presión en el SRV para el caso 3.....	55
Figura 3.22 Presión Promedio obtenida del simulador para el caso 2.....	56
Figura 3.23 Producción de agua generada con la simulación para el caso 3.....	56
Figura 3.24 Balance de Materia Estático simulado y calculado del caso 3.....	57
Figura 3.25 Balance de Materia Dinámico simulado y calculado del caso 3.....	58

Figura 3.26	Gráfico para la estimación del área de drene del caso 1.....	59
Figura 3.27	Gráfico para la estimación del área de drene del caso 2.....	60
Figura 3.28	Gráfico para la estimación del área de drene del caso 3.....	60
Figura 3.29	Ajuste histórico de la presión para el caso 2.....	61
Figura 3.30	Ajuste histórico del caudal para el caso 2.....	62
Figura 3.31	Ajuste histórico de la Presión para el caso 3.....	63
Figura 3.32	Ajuste histórico del caudal para el caso 3.....	64
Figura 3.33	Pronóstico de producción para el caso 2.....	65
Figura 3.34	Pronóstico de presión de flujo para el caso 2.....	66
Figura 3.35	Gas Producido acumulado al cabo del pronóstico para el caso 2....	66
Figura 3.36	Pronóstico de producción para el caso 3.....	67
Figura 3.37	Pronóstico de presión de flujo para el caso 3.....	67
Figura 3.38	Gas Producido acumulado al cabo del pronóstico para el caso 3.....	68
Figura 3.39	Índices de empuje del yacimiento para el caso 3.....	68
Figura 3.40	Arreglo de 8 pozos cada uno con 8 fracturas.....	70
Figura 3.41	Arreglo de 8 pozos cada uno con 10 fracturas.....	71
Figura 3.42	Arreglo de 8 pozos cada uno con 12 fracturas.....	72
Figura 3.43	Arreglo de 8 pozos cada uno con 16 fracturas.....	73
Figura 3.44	Arreglo de 8 pozos cada uno con 20 fracturas.....	74
Figura 3.45	Producción diaria de gas para cada arreglo de pozos.....	75
Figura 3.46	Producción acumulada de gas para cada arreglo de pozos.....	75
Figura 3.47	Presión promedio del campo para cada arreglo de pozos.....	76
Figura 3.48	Valor presente neto del proyecto para cada arreglo de pozos.....	76
Figura 3.49	Factor de Recobro del campo para cada arreglo de pozos.....	77
Figura 3.50	Esquemas del comportamiento del drenaje de las fracturas	

en cada arreglo.....	78
Figura 3.51 Balance de materia estático para el escenario 3.7 a.....	79
Figura 3.52 Balance de materia dinámico para el escenario 3.7 a.....	80
Figura 3.53 Balance de materia estático para el escenario 3.7 b.....	80
Figura 3.54 Balance de materia dinámico para el escenario 3.7 b.....	81
Figura 3.55 Esquemas que indican el área total (a) y estimulada (b) del pozo...	81
Figura 4.1 Comparación entre los errores del balance de materia numérico y analítico.....	82
Figura 4.2 Comparación entre los errores del área numérica y analítica.....	82
Figura 4.3 Influencia en el factor de recobro de cada mecanismo de empuje.....	83
Figura 4.4 Gas producido, factor de recobro y valor presente neto de cada proyecto.....	84

RESUMEN

La investigación permitió evaluar la ecuación avanzada de balance de materia para yacimientos de gas shale. A partir de ella se aplicó la metodología para estimar reservas y se encontró la expresión matemática para el cálculo del área de drene. Se tomaron como base los datos de producción de tres pozos, uno con producción de gas a rata constante, otro con producción de gas a rata variable y por último uno con producción de gas a rata variable y producción de agua, es decir, que en el tercer caso se utilizó un modelo de intrusión de agua con el fin de hacer un análisis de yacimiento no volumétrico y además se evaluó el índice de empuje del agua como mecanismo de producción.

En el proceso de estimar reservas (G), se consideraron los casos de balance estático y balance dinámico, por lo cual en el segundo caso fue necesario introducir el concepto de pseudopresión para llevar a cabo el análisis. Mediante el balance se pudo estimar el factor de recobro del yacimiento.

También se realizó el arreglo o disposición de pozos adecuado para obtener la mayor producción posible, teniendo en cuenta el número de pozos a perforar, la longitud media de las fracturas, espaciamiento entre fracturas y entre pozos, parámetros económicos, etc., con los datos de uno de los tres casos base, en un yacimiento de 640 acres.

Por último, se debe mencionar que al llevar a cabo la simulación, se realizó el ajuste histórico de los resultados del simulador con los de producción real y se hicieron pronósticos para la producción a un determinado tiempo.

ABSTRACT

The research allowed us evaluating the advanced material balance equation in shale gas reservoirs. From it was applied the reserves estimation methodology and found the mathematical expression to calculate the drainage area. We used the production data of three wells, one of them with constant gas rate, another with variable gas rate and the last one with variable gas rate and water production, this mean, in the third case was needed to use an intrusion model with the purpose of analyze an non-volumetric reservoir and also the water drive index as production mechanism was evaluated.

In the process of reserves estimating (G), we considered the case of static balance and dynamic balance, so that in the second case it was necessary to introduce the concept of pseudopressure to perform the analysis. By balancing was estimated the reservoir recovery factor.

Moreover, we performed the suitable well disposition to obtain the best possible production, taking into account the wells number to be drill, fracture half length, distance between fractures and wells, economic parameters, etc., using the data of one the of three base cases, in a 640 acres reservoir.

Finally, we should mention that when running the simulation, history matching was performed of the simulator results with the historical data and forecasts were made for the production of a particular time.

INTRODUCCIÓN

El gas natural obtenido a partir de rocas sedimentarias con gran contenido de materia orgánica (shale), se ha visto en los últimos años como una alternativa energética mundial, por lo que su producción se ha incrementado. Éste recurso clasifica dentro de los denominados “Hidrocarburos No Convencionales”, debido a que se encuentra en estructuras geológicas especiales que hacen que no pueda ser extraído mediante técnicas tradicionales.

Este tipo de yacimientos tiene propiedades petrofísicas, de textura y composición significativamente diferentes de los yacimientos convencionales. También se caracterizan por una mayor heterogeneidad, permeabilidad muy baja, mayor contenido de materia orgánica y múltiples mecanismos de almacenamiento de gas que controlan el flujo de fluidos.

Para la producción de Gas Shale, se debe tener en cuenta que debido a su baja permeabilidad se requiere fracturar la formación y una perforación horizontal dirigida para obtener cantidades significativas de gas. Sin embargo en casos especiales se considera la perforación vertical.

Para evaluar el activo económico que representa la explotación de un yacimiento, se debe realizar un estudio muy preciso en la determinación de los hidrocarburos *in-situ*; por lo que el cálculo de reservas es fundamental en cada etapa productiva del yacimiento.

Mediante éste proyecto se pretende mostrar la aplicación del balance de materia en la estimación de reservas, cálculo del área de drene y evaluación del factor de recobro en yacimientos de gas shale.

1. ASPECTOS TEÓRICOS

1.1 GAS SHALE

1.1.1 Generalidades

El Shale es una roca sedimentaria de grano fino caracterizada por un alto contenido de partículas de tamaño arcilla mayor a un 65%, que se disponen en delgadas capas que se dividen en planos paralelos, es decir, presentan *fisilidad*. Esta roca es típicamente depositada en aguas poco móviles y es frecuentemente encontrada en lagos y depósitos lacustres, deltas de los ríos, en las arenas de playas costa afuera y en ambientes de inundación (ver figura 1.1).

Las formaciones de shale tienen una gran variación mineralógica, que puede ser dominada por minerales frágiles, tales como cuarzos, carbonatos y feldespaltos. La porosidad de la matriz es altamente variable. La permeabilidad del shale es función del tamaño del grano y la porosidad (grado de compactación), y tiene un valor muy bajo en el rango de micro a nanodarcy. Los recursos de shale sirven como generador de hidrocarburos y como recurso de almacén. Para que los shales produzcan hidrocarburo, además de su contenido orgánico, deben ser termalmente maduros y haber estado sometidos a suficiente calor y presión. Un shale que tenga alto contenido orgánico pero que sea termalmente inmaduro, no es productivo. Lo que se conoce de las formaciones productivas es que producen gas seco o húmedo, pero algunos de ellos producen condensado y/o aceite.

El Shale usualmente contiene gas libre y gas adsorbido. Como el mecanismo de producción predominante es debido a la desorción, entonces se realiza un tratamiento de estimulación para crear extensas redes de fracturas artificiales alrededor del pozo.

Figura 1.1 Fotografía de un afloramiento de shale.



Fuente: Metodología Integrada para el Modelado y Simulación de Reservorios Shale Gas, Juan Quijano.

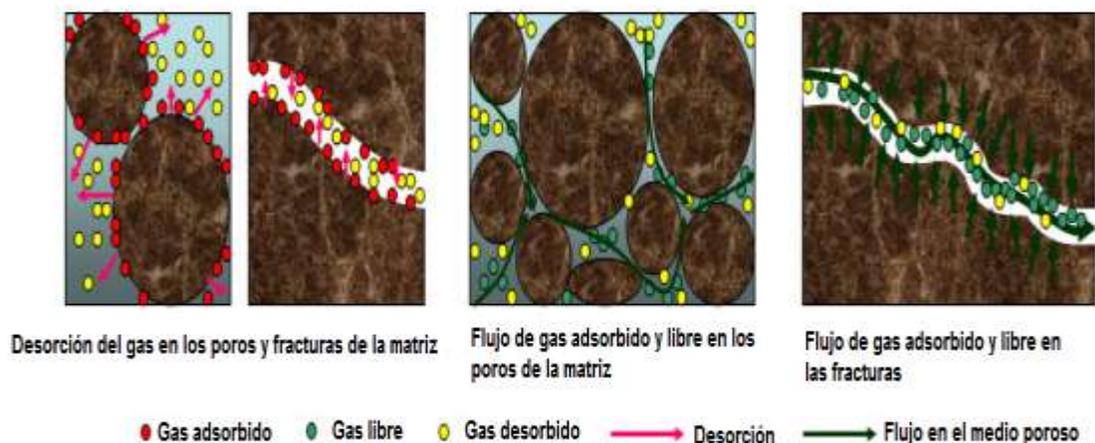
La baja permeabilidad del Shale ha llevado a realizar diseños de estimulación utilizando grandes volúmenes de agua para el fracturamiento, siendo la forma más económica y práctica para estimular el gas shale. Los volúmenes de agua bombeados en una zona exceden los 100000 bbl.¹

El gas contenido en el shale está compuesto principalmente de metano, pero en algunos casos puede contener contaminantes como dióxido de carbono (CO₂) y nitrógeno (N₂).

1.1.2 Mecanismos de Almacenamiento

A diferencia de los yacimientos convencionales, en los cuales el gas es almacenado en los poros de la roca por compresión, en los yacimientos de gas shale además del gas libre almacenado en la red de fracturas, éste es almacenado dentro de la matriz de shale por adsorción. A medida que la presión se reduce en el yacimiento, el gas es desorbido o liberado de la superficie de la matriz (ver figura 1.2). La cantidad de gas adsorbido puede ser mayor que la de gas libre. La estimación del gas original requiere de un cálculo volumétrico usando el volumen de roca, porosidad, saturación de fluidos, presión y uso de la isoterma de Langmuir para estimar el volumen de gas adsorbido.²

Figura 1.2 Mecanismo de flujo en yacimientos de gas shale



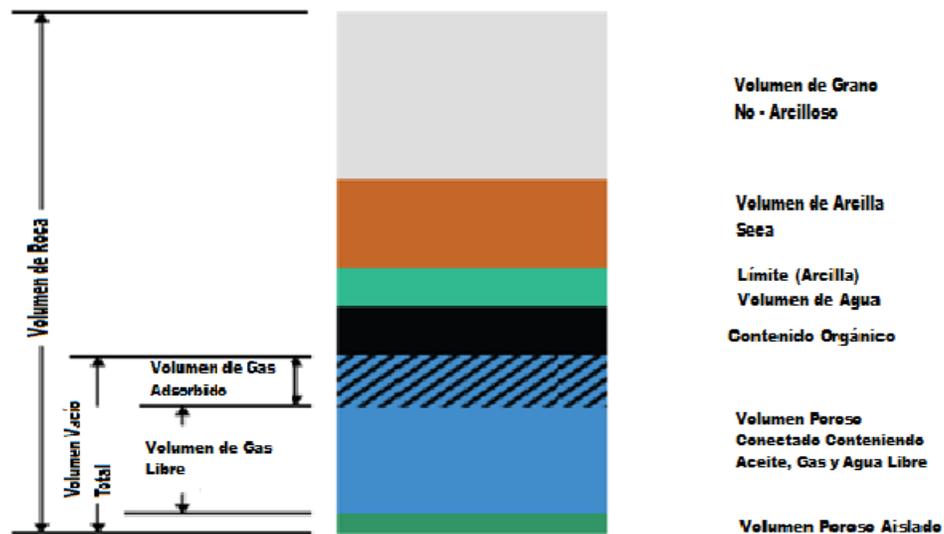
Fuente: SPE 140555 Design of Multiple Transverse Fracture Horizontal Wells in Shale Gas Reservoirs. Bo Song, Texas A&M University; Michael J. Economides, University of Houston, Christine Ehlig-Economides, Texas A&M University.

¹HALLIBURTON. Advances in Unconventional Gas. A publication of Hart Energy Publishing.

²PETROLEUM SOCIETY. Advanced Gas Material Balance, in Simplified Format. S. MOGHADAM, O. JEJE, L. MATTAR. Fekete Associates Inc. 16-18 June 2009.

El modelo que indica el sistema poroso y matriz de un shale propuesto por *Ambrose et al. 2010*, es mostrado en la figura 1.3.

Figura 1.3 Modelo petrofísico de *Ambrose et al* mostrando los constituyentes volumétricos de una matriz típica de gas shale



Fuente: SPE 141416. Multicomponent Sorbed-phase Considerations for Shale Gas in place Calculations. Ray J. Ambrose, Robert C. Hartman, Weatherford Labs and I. Yucel Akkutlu.

1.1.3 Comportamiento de la producción

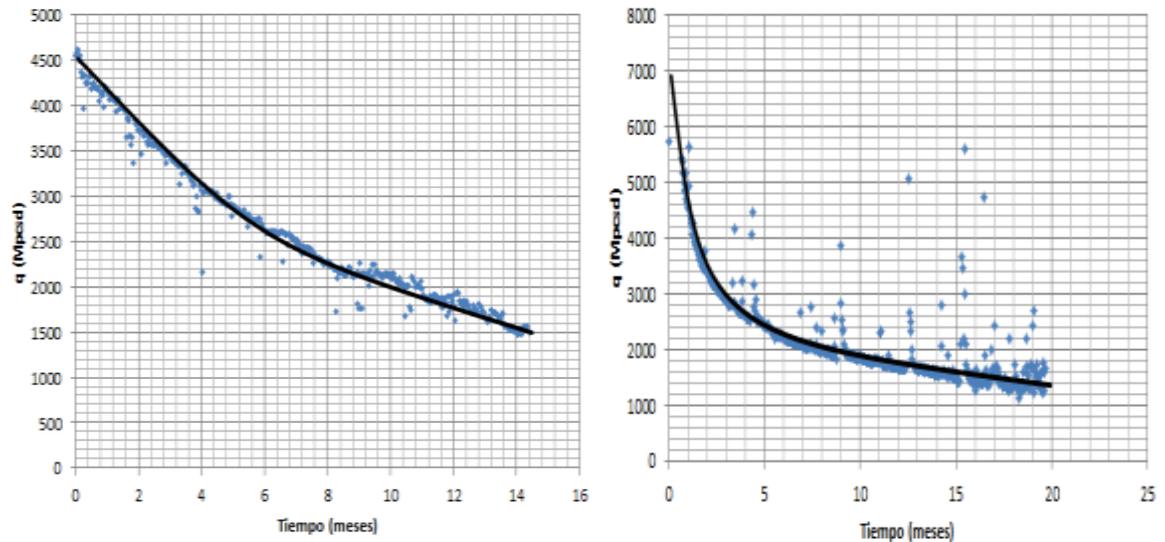
La producción de estos yacimientos requiere de largos pozos horizontales con fracturamiento hidráulico de múltiples etapas para crear extensas redes de fracturas artificiales alrededor del pozo. La longitud lateral es hasta 10.000 pies (3.000 m), para crear zonas de máxima superficie en contacto con el pozo.

En las cercanías del pozo se presenta un largo periodo de flujo trasiente (lineal). Se tiene un factor de recobro entre 5-20%. La tasa de flujo (q_g) declina rápidamente con el tiempo, a diferencia de los yacimientos de gas convencional. La figura 1.4 muestra la comparación en el comportamiento de la producción de yacimientos de gas convencional y de gas shale.

El agua presente en estos yacimientos es inmóvil, así que la producción de agua es casi siempre atribuida a la producción de los fluidos utilizados en el fracturamiento y completamiento.³

³ Fekete Harmony/ Reference Materials/ General Concepts/ Shale Properties.

Figura 1.4 Comparación de las gráficas de q vs t para yacimientos de gas convencional (izquierda) y gas shale (derecha).



1.2 ADSORCIÓN DE GASES POR SÓLIDOS

El proceso de adsorción física de gases es, fundamentalmente, un fenómeno termodinámico y se define como la acumulación de material (denominado adsorbato) en una superficie. Las fuerzas que se implican en este proceso son de dos tipos, físico y químico, dando lugar a la adsorción física (fisisorción) y a la adsorción química (quimisorción), respectivamente. En la adsorción, las moléculas de gas se adhieren a la superficie del material orgánico contenido en el shale. El gas adsorbido existe en estado condensado. Este mecanismo es diferente a la absorción, en el cual una sustancia queda atrapada en el interior de otra.

La *fisisorción* depende de las fuerzas atractivas y repulsivas que son responsables de la condensación de vapores y de las desviaciones de la idealidad de los gases reales, durante este proceso la especie adsorbida (fisisorbida) conserva su naturaleza química. Mientras que la *quimisorción* se gobierna por la formación de enlaces químicos entre las especies adsorbidas y los átomos (o iones) superficiales del sólido, es decir, la especie adsorbida (quimisorbida) sufre una transformación, más o menos intensa, para dar lugar a una especie distinta. La distinción entre ambos procesos no es tan rígida como se ha señalado, ya que se suelen presentar unidos frecuentemente los dos procesos.

El proceso de adsorción a temperatura constante (T) puede seguirse por la medida del descenso de la presión (y/o volumen) de gas o el aumento del peso del adsorbente. Tras un tiempo dado, la presión se hace constante y el peso del sólido

deja de aumentar. La cantidad adsorbida de gas dependerá de la presión, la temperatura, la superficie específica y porosidad del adsorbente, y de la naturaleza del sistema gas-sólido. La mejor representación de este proceso es lo que se conoce como isoterma de adsorción.

1.2.1 Isotermas de Adsorción

El hecho de que la energía potencial de una molécula de un gas disminuya en las cercanías de una superficie, implica que la concentración será mayor en ella que en el propio gas, es decir que se habrá adsorbido.

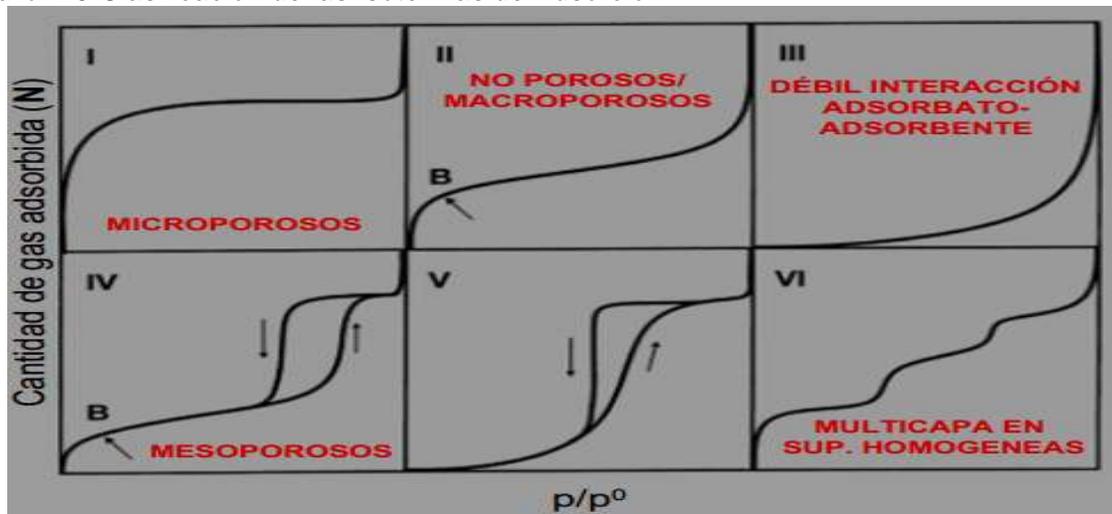
Es evidente que la cantidad adsorbida de un gas por un sólido depende de la temperatura y presión, así como de la naturaleza del gas y del sólido. Por tanto, para un sistema dado, a una temperatura constante, la variación de la cantidad adsorbida con la presión constituye una isoterma de adsorción.

1.2.1.1 Clasificación de las Isotermas de Adsorción

Las isotermas de adsorción no presentan siempre la misma forma, ya que existen apreciables diferencias en los calores de adsorción de distintos adsorbentes para un adsorbato dado, lo que significa que la forma de la isoterma es altamente dependiente de la naturaleza del adsorbente.

Se han propuesto muchas clasificaciones de las isotermas de adsorción, pero la que es aceptada en la actualidad como más adecuada es la propuesta por Brunauer, Deming, Deming y Teller (BDDT) (ver figura 1.5), que distingue 5 tipos de isotermas, si bien se incluye, además, un sexto tipo que ha sido identificado en los últimos años.

Figura 1.5 Clasificación de las Isotermas de Adsorción



Fuente: *ADSORCIÓN FÍSICA DE GASES Y VAPORES POR CARBONES*. José Miguel Martín Martínez.

- Tipo I o tipo Langmuir: Es característico de procesos en los que se produce el llenado de los microporos. La adsorción se produce a presiones relativamente bajas. Es el caso típico de los carbones activos. También es el comportamiento característico de los shales.
- Tipo II: Es característico de procesos de adsorción en sólidos no porosos o macroporosos. Representa el caso de adsorción en mono-multicapa. Un ejemplo típico de este grupo lo constituyen los grafitos no porosos y muchos carbon blacks (carbones negros).
- Tipo III: Es característico de procesos de adsorción en sólidos no porosos en los que la interacción adsorbente-adsorbato es débil. El estudio de estas procesos es bastante difícil, debido a que no existe prácticamente una interacción superficial sólido-gas. Ejemplos típicos son muchos óxidos metálicos.
- Tipo IV: Se caracteriza por la presencia de ciclos de histéresis. Su parte inicial es semejante a la de la isoterma tipo II, pero a presiones medias comienza la condensación capilar en mesoporos. A partir de la rama de desorción de estas isothermas se puede determinar la distribución de tamaños de los poros. Las sílices y alúminas son ejemplos representativos.
- Tipo V: Son poco comunes y las de más difícil interpretación. La afinidad del adsorbente (poroso en este caso, en contraste con el tipo III) por el adsorbato es baja y la histéresis enlaza con el llenado de los poros; además, nunca se obtienen superficies específicas, ni de distribuciones de tamaños de poros que sean fiables. Es típica de la adsorción de vapor de agua por carbones a temperaturas cercanas a la ambiente.
- Tipo VI.- Es característico de la adsorción en multicapa de gases nobles sobre superficies altamente uniformes. Cada una de las primeras capas se adsorbe dentro de un cierto rango de presiones correspondiendo cada escalón al llenado de una capa, hasta un total de 2 ó 3 capas. Se trata de procesos de adsorción cooperativos que contribuyen a que cada capa actúe positivamente a la formación de la siguiente mediante interacciones laterales de las propias moléculas. Son poco comunes, entre otras razones, porque la gran mayoría de los adsorbentes utilizados suelen ser heterogéneos; no obstante, la adsorción de Kriptón (Kr) sobre grafito expandido (papyex) o grafito flexible (graphoil) constituyen ejemplos típicos.⁴

⁴ ADSORCIÓN FÍSICA DE GASES Y VAPORES POR CARBONES. José Miguel Martín Martínez.

1.2.1.2 Método de Langmuir

La isoterma de adsorción de Langmuir asume que el gas se adhiere a la superficie del shale y la cubre como una sola capa (monocapa). El modelo indica que la cantidad de gas en equilibrio con la superficie de la roca es función de la presión a una temperatura fija. La figura 1.6 muestra el comportamiento de la isoterma de Langmuir.

La formulación de la isoterma es:

$$V(P) = \frac{V_L P}{P_L + P}$$

Donde:

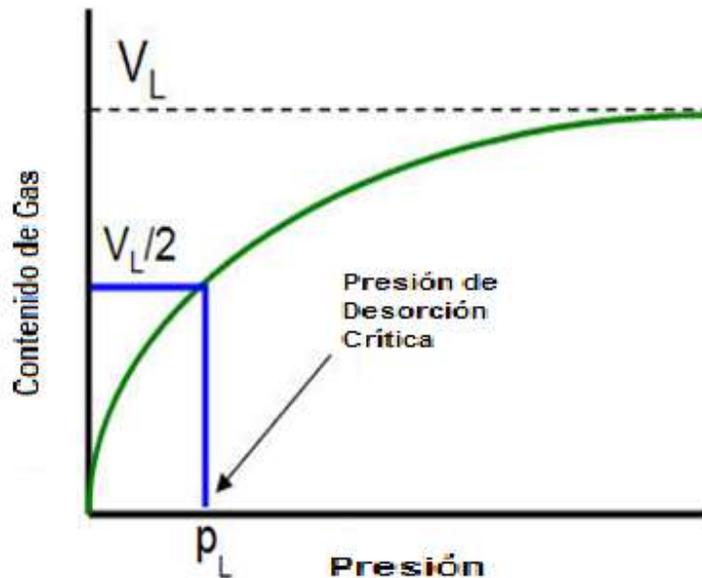
$V(P)$ = Contenido de gas, pcs/ton

P = Presión, psia

P_L = Parámetro de presión de Langmuir, psia

V_L = Parámetro de volumen de Langmuir, pcs/ton

Figura 1.6 Comportamiento típico de la Isotherma de Langmuir



Fuente: Fekete Harmony/ Reference Materials/ General Concepts/ Langmuir Isotherm.

1.2.1.2.1 Volumen Langmuir (V_L)

Es la máxima cantidad de gas que puede adsorber el shale a una presión infinita. Este valor es asintóticamente aproximado por la isoterma a medida que la presión se incrementa.

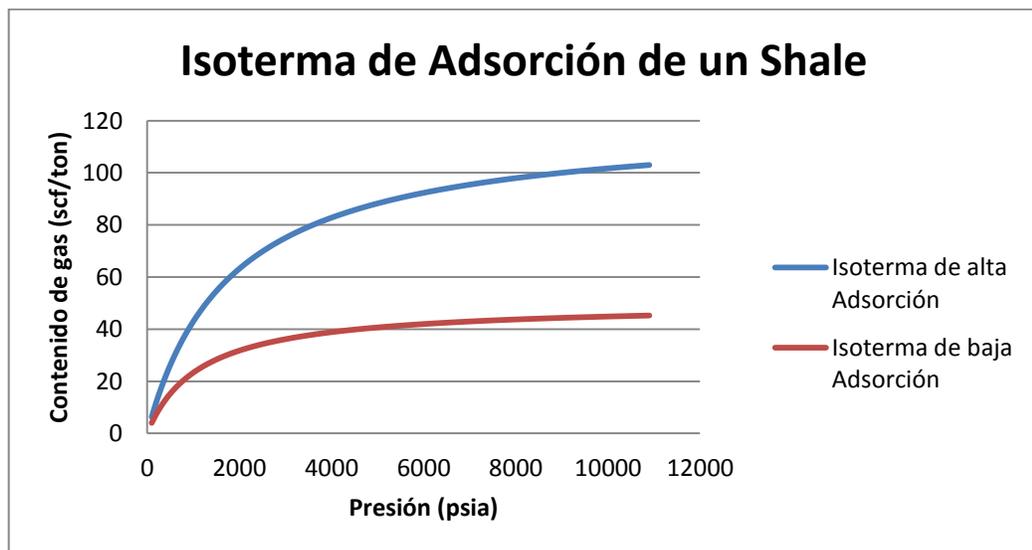
Generalmente, las unidades para el parámetro de Volumen de Langmuir son pcs/ton (volumen de gas por unidad de masa de roca); el volumen puede ser convertido a pcs/ ft³ (volumen de gas por volumen unitario de roca) multiplicándolo por la densidad de la roca (ρ_B).

1.2.1.2.2 Presión Langmuir (P_L)

Es la presión a la cual $\frac{1}{2} V_L$ puede ser adsorbido. Este parámetro afecta la forma de la isoterma.

La literatura dice que un shale de alta adsorción tiene un P_L de 1800 psia y un V_L de 120 pcs/ton, y un shale de baja adsorción tiene un P_L de 1150 psia y un V_L de 50 pcs/ton. Estos rangos no son totalmente cumplidos pero la mayoría de los shales caben dentro de ellos (ver figura 1.7).⁵

Figura 1.7 *Isotermas de Langmuir para shales de baja y alta adsorción*

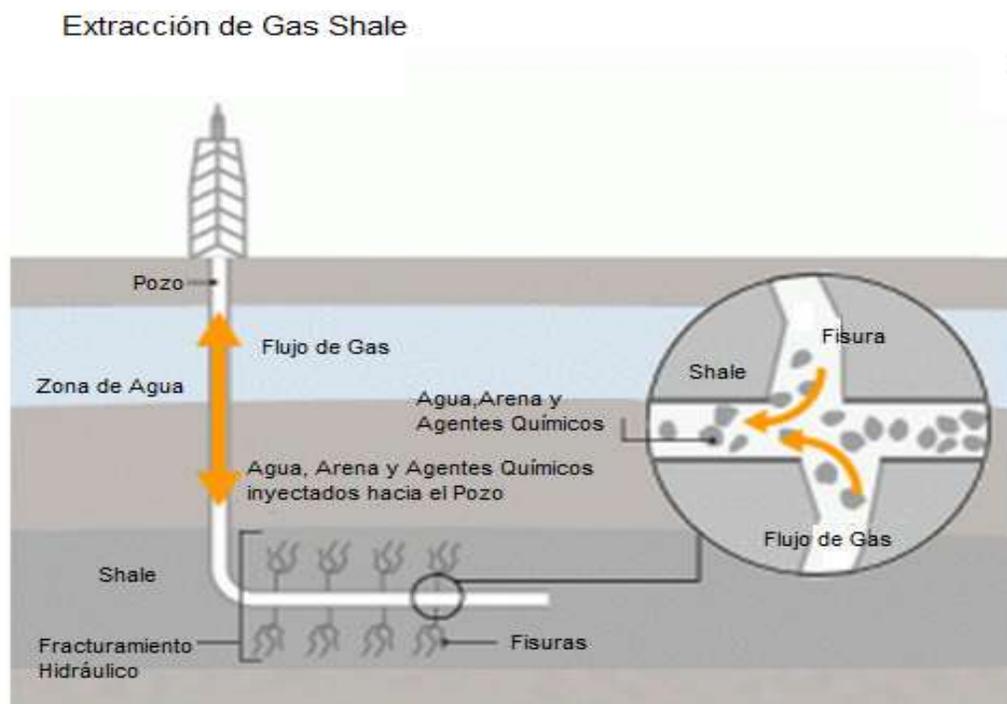


⁵ Fekete Harmony/Reference Materials/General Concepts/Langmuir Isotherm

1.3 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Es una técnica de estimulación de yacimientos que tiene como objetivo crear una red de fracturas interconectadas que servirán como espacios porosos para el movimiento del hidrocarburo (ver figura 1.8). Las fracturas se mantienen abiertas por acción del agente de sostén, tales como granos de arena, cerámica, u otras partículas, que impiden que las fracturas se cierren cuando la inyección se detiene, permitiendo así el flujo y recuperación del hidrocarburo. A su vez, la técnica de perforación horizontal permite maximizar el área rocosa que, una vez fracturada, entra en contacto con el pozo, y por consiguiente incrementa la producción de hidrocarburo que puede ser obtenida del mismo. Esta técnica de perforación ha permitido producir gas de lutitas ricas en materia orgánica (shale) en los campos de gas natural más importantes del mundo. Algunos ejemplos son los campos Marcellus, Barnett shale y la formación Bakken, entre otros, en Estados Unidos.

Figura 1.8 Esquema de un Fracturamiento Hidráulico con perforación horizontal en un yacimiento de gas shale.

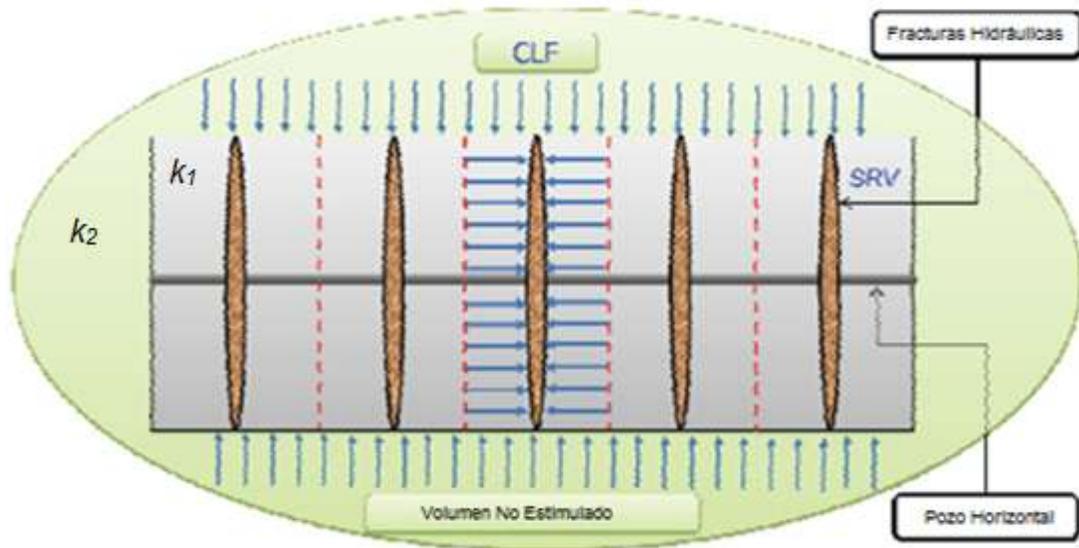


Fuente: <http://www.google.com/images>

A la hora de evaluar el comportamiento de pozos de gas shale, se debe tener en cuenta que el análisis queda limitado a la aplicación de un modelo denominado Volumen del Yacimiento Estimulado (*SRV*, del inglés *Stimulated Reservoir Volume*), el cual asume que el yacimiento es tan grande como la extensión de las

fracturas hidráulicas, es decir, que el ancho del yacimiento es igual a dos veces la longitud media de la fractura ($Y_e=2x_f$). Este modelo es razonable y válido debido a la muy baja permeabilidad de la matriz. En la figura 1.9 se puede observar un pozo con múltiples fracturas, en el que existe a su alrededor una zona estimulada (k_1) y una no estimulada (k_2), lo que significa que $k_1 > k_2$.⁶

Figura 1.9 Esquema de un pozo de múltiples fracturas, indicando el SRV.



Fuente: SPE 144583. A Semi-Analytic Method for History Matching Fractured Shale Gas Reservoirs. Orkhan Samandarli, Hasan A. Al-Ahmadi and Robert A. Wattenbarger / SPE, Texas A&M University

El flujo de fluidos en un pozo multifracturado, se debe principalmente a:

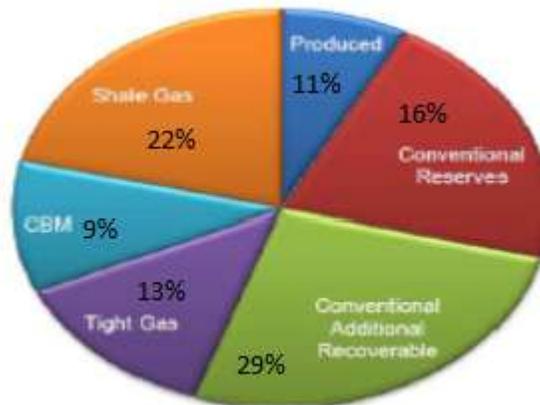
- Flujo de la matriz a las fracturas (paralelo al pozo horizontal)
- Flujo de las fracturas al pozo (perpendicular al pozo).
- Flujo de la zona no estimulada a la zona estimulada (perpendicular al pozo).

⁶ SPE 144583. A Semi-Analytic Method for History Matching Fractured Shale Gas Reservoirs. Orkhan Samandarli, Hasan A. Al-Ahmadi and Robert A. Wattenbarger / SPE, Texas A&M University
⁷ Modeling Fractured Horizontal Wells As Dual Porosity Composite Reservoirs- Application to Tight Gas, Shale Gas and Tight Oil Cases.

1.4 RECURSOS DE GAS SHALE EN EL MUNDO

Los recursos potenciales de gas natural en el mundo son de 30000 TPC (Terapias cúbicos). El gas shale representa el 22% de este potencial con aproximadamente 6622 TPC (ver Figura 1.10).

Figura 1.10 Recursos de Gas Natural a nivel mundial



Fuente: Metodología Integrada para el Modelado y Simulación de Reservorios Shale Gas, Juan Quijano

Los países con el mayor potencial de este recurso son China, Estados Unidos y Argentina, con 1275 TPC, 862 TPC y 774 TPC, respectivamente.

Colombia cuenta con reservas de aproximadamente 32 TPC, la mayoría en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM). En la tabla 1.1 se muestran las condiciones mínimas promedio para un shale productivo.

Tabla 1.1 Condiciones promedio para que se desarrolle un shale productivo.

MÍNIMAS CARACTERÍSTICAS PROMEDIO NECESARIAS PARA TENER UN SHALE PRODUCTIVO	
Litología y roca fuente	Una combinación que mejora la producibilidad de gas o aceite
Espesor productivo	>100 ft (30.5 m), pero puede ser menor a 100 ft dependiendo de las características.
Fragilidad	La baja ductilidad, está indicada por la baja relación de Poisson y un alto valor del módulo de Young. Esto es un indicador del potencial de fractura.
Contenido de arcilla	Moderado (<40%), con una baja mezcla de componentes en una capa.
Limitado por encima y por debajo	Las formaciones adyacentes contienen la energía de la fractura hidráulica entre el shale.
Contenido orgánico total (TOC)	Alto > 3%
Maduración termal	0.8-2.0 (Gas), 0.8-1.0 (Aceite)
Contenido de hidrógeno	Bajo

Fuente: Shale Gas & Shale Oil: Solutions for your Shale Gas and Liquid-Rich Challenges

2. FORMULACION DE LA EBM PARA YACIMIENTOS DE GAS SHALE.

La Ecuación de Balance de Materia (EBM) es una herramienta fundamental para determinar la cantidad de gas presente en un yacimiento a cualquier tiempo durante el agotamiento. También para estimar la cantidad de hidrocarburo inicial en el yacimiento y predecir el rendimiento futuro de la producción y recuperación total del gas bajo unas condiciones de abandono dadas.

2.1. EBM PARA YACIMIENTOS DE GAS CONVENCIONAL.

Para un yacimiento volumétrico de gas convencional la EBM tiene la forma:

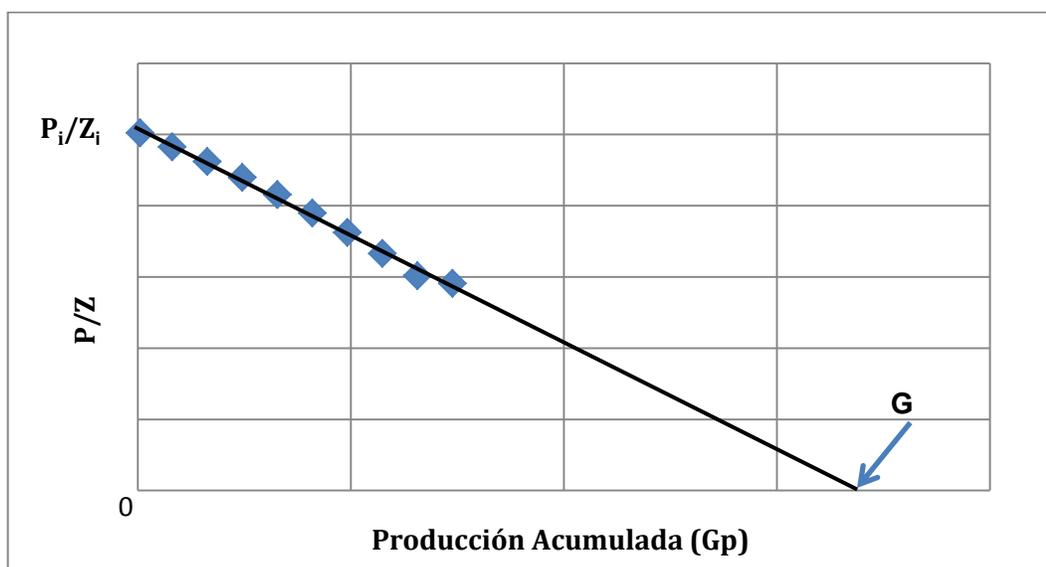
$$GB_{gi} = (G - G_p)B_g \quad 2.1$$

Y en términos de P/Z es:

$$\frac{P}{Z} = \left(1 - \frac{G_p}{G}\right) \frac{P_i}{Z_i} \quad 2.2$$

Esta ecuación tiene la forma de una línea recta al realizar un gráfico de P/Z vs G_p , (Ver figura 2.1) de la cual podemos obtener el gas original total inicial (G) si extrapolamos a un $P/Z=0$.

Figura 2.1. Balance de Materia para Yacimientos de Gas Convencional.



La ecuación 2.1 en algunas situaciones, por ejemplo cuando se presenta desorción del gas, característica de yacimientos no convencionales como gas asociado a mantos de carbón o gas shale, puede estimar resultados no confiables ya que en un yacimiento no convencional la expansión del gas no es el único mecanismo de empuje como se observa en esta. Debido a estas situaciones es necesario desarrollar una EBM más generalizada que sirva para todo tipo de yacimiento ya sea convencional o no convencional, donde la expansión del gas no es la única fuerza de empuje dominante.

2.2. EBM PARA YACIMIENTOS DE GAS NO CONVENCIONAL.

Para desarrollar la EBM más generalizada es necesario hacer la modificación a partir de la ecuación 2.1 teniendo en cuenta otros mecanismos de empuje como intrusión de agua en yacimientos con empuje hidráulico, expansión de la formación y fluidos residuales en yacimientos sobrepresionados, y la desorción del gas en yacimientos de gas metano asociado a mantos de carbón y gas shale. Cada uno de estos fenómenos es agregado en términos de cambio de volumen.

$$GB_{gi} = (G - G_p)B_g + \Delta V_{wip} + \Delta V_{ep} + \Delta V_d \quad 2.3$$

Donde:

- ΔV_{wip} es el cambio de volumen debido a la intrusión de agua y puede ser calculado de:

$$\Delta V_{wip} = 5.6146(W_e - W_p B_w) \quad 2.4$$

- ΔV_{ep} es el cambio de volumen debido al efecto de expansión de los fluidos residuales y la formación, y puede ser calculado de:

$$\Delta V_{ep} = \frac{GB_{gi}}{S_{gi}} (C_f + S_{wi} C_w + S_{oi} C_o) (P_i - P) \quad 2.5$$

- ΔV_d es el cambio de volumen debido a la desorción de gas y puede ser calculado de:

$$\Delta V_d = \rho_B B_g \frac{G_f B_{gi}}{S_{gi} \phi} \left(\frac{V_L P_i}{P_L + P_i} - \frac{V_L P}{P_L + P} \right) \quad 2.6$$

La EBM avanzada se obtiene luego de la sustitución de las ecuaciones 2.4, 2.5, 2.6 en la ecuación 2.3:

$$G_f B_{gi} = (G_f - G_p) B_g + (W_e - W_p B_W) + \frac{G_f B_{gi}}{S_{gi}} (C_f + S_{wi} C_w + S_{oi} C_o) (P_i - P) + \rho_B B_g \frac{G_f B_{gi}}{S_{gi} \phi} \left(\frac{V_L P_i}{P_L + P_i} - \frac{V_L P}{P_L + P} \right) \quad 2.7$$

Esta ecuación puede ser reducida a:

$$\frac{P}{Z} (S_{gi} - C_{wip} - C_{ep} - C_d) = S_{gi} \left(1 - \frac{G_p}{G_f} \right) \frac{P_i}{Z_i} \quad 2.8$$

Donde C_{wip} , C_{ep} y C_d representan el cambio relativo en el volumen poroso causado por cada mecanismo específico mencionado anteriormente definidos como:

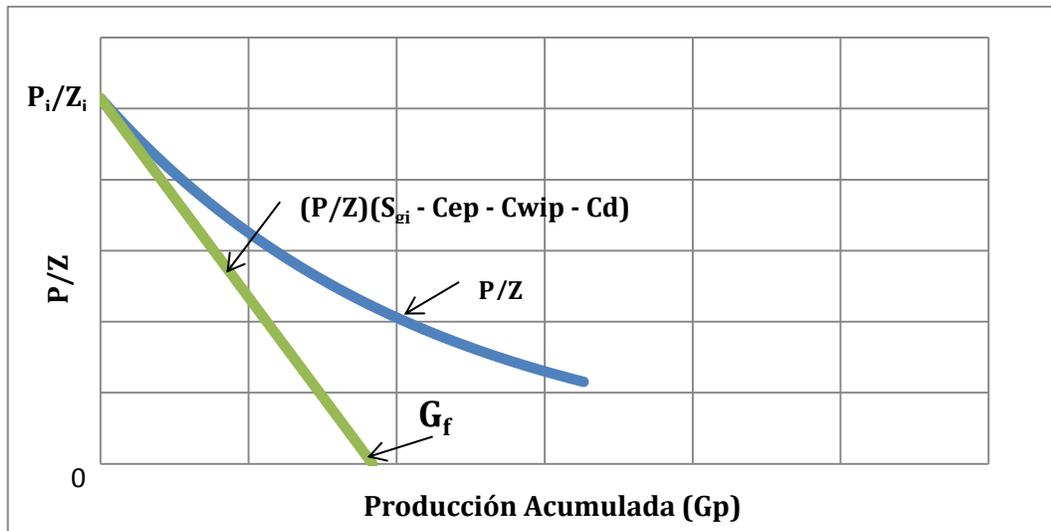
$$C_{wip} = \frac{(W_e - W_p B_W)}{\frac{G_f B_{gi}}{S_{gi}}} \quad 2.9$$

$$C_{ep} = (C_f + S_{wi} C_w + S_{oi} C_o) (P_i - P) \quad 2.10$$

$$C_d = \frac{\rho_B B_g}{\phi} \left(\frac{V_L P_i}{P_L + P_i} - \frac{V_L P}{P_L + P} \right) \quad 2.11$$

La ecuación 2.8 es una ecuación de balance de materia general y puede ser graficada como $(P/Z) (S_{gi} - C_{wip} - C_{ep} - C_d)$ vs G_p dando una línea recta (Ver figura 2.2), pero presenta una clara desventaja en cuanto a que la línea cruza el eje de las abscisas a G_f y no a G como en el balance de materia convencional. Esto se debe a que la ecuación 2.8 esta basada en el volumen poroso del yacimiento.

Figura 2.2. Balance de Materia Avanzado.



Fuente: S. Moghadam, O. Jeje, L. Mattar. Advanced Gas Material Balance, in Simplified Format. SPE 2009 49.

Con base en los anteriores fenómenos, King⁸ desarrolló una EBM para yacimientos de gas metano asociado a mantos de carbón incluyendo un nuevo término llamado Z^* en función de la saturación de agua promedio, modificando el Z del balance de materia para yacimientos de gas convencional, ya que la saturación de agua es afectada por la intrusión y producción de agua, el cambio del volumen poroso debido a la compresibilidad de la formación y la expansión del agua debido a la compresibilidad de la misma, también incorporando el efecto de la desorción del gas; esto se debe a que los yacimientos de mantos de carbón son considerados inicialmente 100% saturados con agua; esta variable llamada Z^* es definido como:

$$Z^* = \frac{Z}{(1 - C_f (P_i - P))(1 - \overline{S_{wi}}) + \frac{B_g \rho_B}{\phi_i} \frac{V_L P}{P_L + P}} \quad 2.12$$

⁸G.R. King, *Material – Balance Techniques for Coal – Seam and Devonian Shale Gas Reservoirs With Limited Water Influx.*

Modificando la ecuación 2.2 así:

$$\frac{P}{Z^*} = \left(1 - \frac{G_P}{G}\right) \frac{P_i}{Z_i^*} \quad 2.13$$

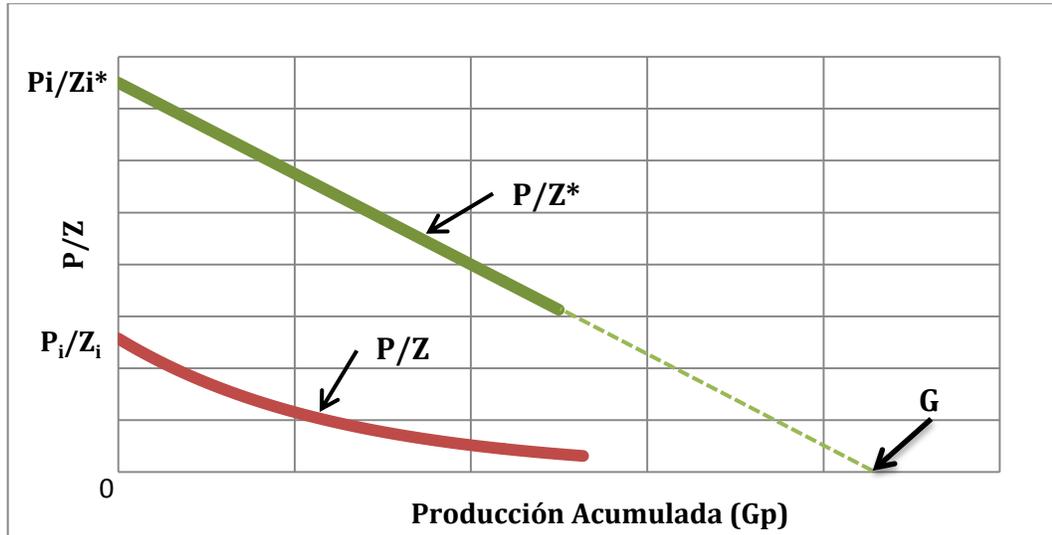
Donde:

$$\overline{S_w} = \frac{S_{wi} (1 + C_w (P_i - P)) + \frac{(W_e - W_P B_w)}{\phi_i Ah}}{1 - C_f (P_i - P)} \quad 2.14$$

$$Z_i^* = \frac{Z_i}{S_{gi} + \frac{Z_i T P_{CS}}{Z_{CS} T_{CS}} \frac{\rho_B}{\phi_i} \frac{V_L}{P_L + P_i}} \quad 2.15$$

El análisis en línea recta se sigue utilizando de la misma forma que la EBM para gas convencional, podemos graficar P/Z^* vs G_P (Ver figura 2.3) y el valor del gas original total inicial (G) se obtiene del intercepto con el eje de las abscisas.

Figura 2.3. Balance de Materia de King (Z^*).



Fuente: S. Moghadam, O. Jeje, L. Mattar. *Advanced Gas Material Balance, in Simplified Format. SPE2009-49.*

Esta ecuación se puede aplicar a otros yacimientos de gas que no sean yacimientos de gas asociado a mantos de carbón, pero pierde su utilidad pues los valores de P/Z^* son poco parecidos a los de P/Z del balance de materia convencional.

Teniendo en cuenta esta desventaja Moghadam⁹ desarrolló una variable Z^{**} reemplazando el Z^* de King (ecuación 2.12), la cual se puede emplear para todo tipo de yacimiento (convencional, sobrepresionados, mantos de carbón o shale); esta presenta la ventaja que los valores de P/Z^{**} son mas similares a los de P/Z del balance de materia convencional (Ver figura 2.4). La ecuación 2.13 es rescrita como:

$$\frac{P}{Z^{**}} = \left(1 - \frac{G_P}{G}\right) \frac{P_i}{Z_i^{**}}$$

2.16

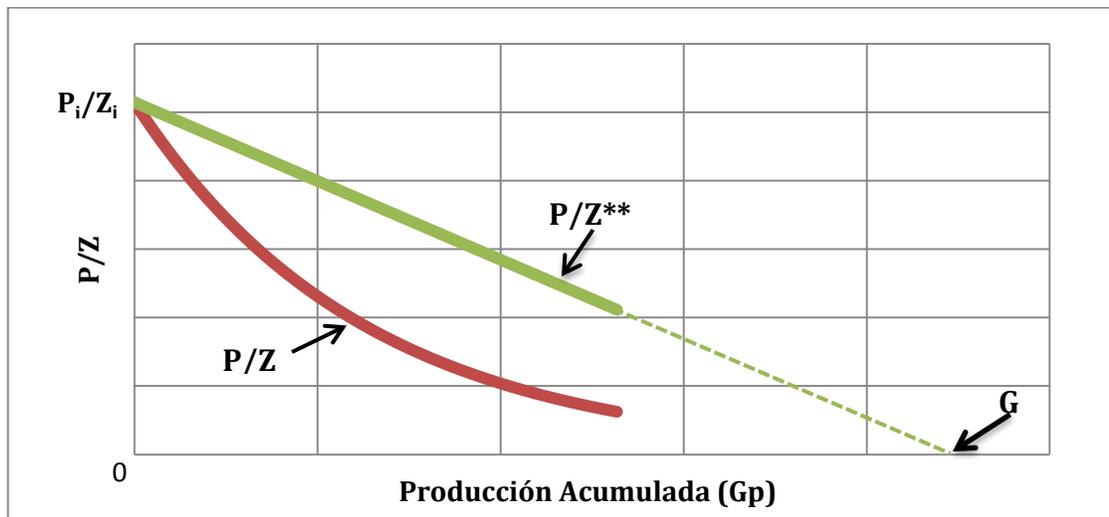
Donde el Z^{**} es definido como:

$$Z^{**} = \frac{P}{\left[\frac{1}{S_{gi}} \frac{P}{Z} (S_{gi} - C_{wip} - C_{ep} - C_d) + \frac{P_i}{Z_i} \left(\frac{G}{G_f} - 1 \right) \right] \frac{G_f}{G}} \quad 2.17$$

Nota: $Z_i^{**} = Z_i$.

⁹S. Moghadam, O. Jeje, L. Mattar. *Advanced Gas Material Balance, in Simplified Format. SPE 2009 49.*

Figura 2.4. Balance de Materia Avanzado Modificado (Z^{**} de Moghadam).



Fuente: S. Moghadam, O. Jeje, L. Mattar. *Advanced Gas Material Balance, in Simplified Format. SPE 2009 49.*

La metodología de análisis es igual al gráfico de P/Z convencional, iniciando desde el P_i/Z_i convencional y extrapolando al eje de las abscisas el valor de G . Otra forma de obtener el valor de G siempre y cuando se conozca el G_f es:

$$G = G_f + \frac{G_f B_{gi}}{S_{gi}} \frac{\rho_B}{\phi} \frac{V_L P_i}{P_L + P_i} \quad 2.18$$

Esta ecuación es derivada del método volumétrico donde el gas original total inicial es la suma del gas libre más el gas adsorbido.

2.3. MÉTODOS DE BALANCE DE MATERIA.

El balance de materia presenta dos métodos de trabajo, el primero es el procedimiento tradicional de balance de materia o Balance de Materia Estático que se basa en datos de presión estática del yacimiento. El segundo método es llamado Balance de Materia Dinámico, este se basa en datos de presión fluyendo en la cara del pozo y la rata de producción instantánea. A continuación se describe el procedimiento de análisis para cada método mencionado anteriormente.

2.3.1. Balance de materia estático.

Para evaluar la ecuación 2.14 se requiere de un proceso iterativo mostrado abajo, debido a que el G_f esta presente en el cambio relativo del volumen poroso causado por la intrusión y producción de agua (C_{wip}):

1. Especificar la compresibilidad de la formación (C_f), la presión inicial del yacimiento (P_i) y seleccionar el modelo de acuífero.
2. Calcular C_{ep} y C_d mediante las ecuaciones 2.10 y 2.11 respectivamente y asumir $C_{wip} = 0$.
3. Calcular Z^{**} con la ecuación 2.17 y la relación G/G_f de la ecuación 2.18, note que si no se presenta adsorción $G/G_f = 1$. Si está presente la adsorción:

$$\frac{G}{G_f} = 1 + \frac{B_{gi}}{S_{gi}} \frac{\rho_B}{\phi} \frac{V_L P_i}{P_L + P_i}$$

4. Graficar P/Z^{**} vs G_P
5. Dibujar la mejor línea recta que se ajuste a los datos y extrapolar a G en el eje de las abscisas.
6. Ajustar los parámetros del acuífero: calcular W_e
7. Calcular C_{wip} con la ecuación 2.9
8. Retornar al paso 3 y repetir hasta alcanzar la mejor tendencia lineal.

2.3.2. Balance de materia dinámico

El balance de materia dinámico es un proceso que se basa en calcular la presión promedio del yacimiento con los datos de presión fluyendo en la cara del pozo y a partir de estos junto con la producción acumulada de gas, obtener el gas original total inicial de la zona estimulada del yacimiento. Este tipo de balance de materia puede ser aplicado a cualquier pozo ya sea que fluya a rata constante o variable y es valido solo si el flujo de gas es dominado cuando se alcancen las condiciones de frontera, por ejemplo cuando se alcanza el estado pseudoestable.

Las ecuaciones para yacimientos de gas son desarrolladas paralelamente a las ecuaciones para yacimientos de petróleo y son derivadas a partir de la ecuación de estado pseudoestable realizando en ella dos modificaciones:

1. Teniendo en cuenta que las propiedades PVT del gas como la viscosidad y el factor de compresibilidad (Z) tienen una alta dependencia con la presión, se requiere convertir la presión a pseudopresión, este termino se define como:

$$m(P) = 2 \int_{P_0}^P \frac{P}{\mu Z} dp \quad 2.19$$

2. El tiempo debe ser convertido a pseudotiempo debido a que la compresibilidad del gas depende altamente de la presión.

En este trabajo se utilizó la solución de pseudotiempo mas ampliamente usada en el campo de las pruebas de pozo. Esta se define conceptualmente como la relación entre la producción acumulada y la rata instantánea:

$$t_c = \frac{G_P}{q_g} \quad 2.20$$

Esta definición tiene aplicación limitada y es considerada al ser solamente una aproximación de la formulación mas rigurosa que puede ser definida en términos de pseudotiempo t_a , por tanto el pseudotiempo de balance de materia se define como:

$$t_{ca} = \frac{(\mu_g C_g)_i}{q_g} \int_0^t \frac{q_g}{\mu_g C_g} dt \quad 2.21$$

La anterior ecuación es una aproximación razonable porque la compresibilidad del gas es típicamente mucho mayor que la del líquido o roca. Sin embargo, en algunos casos las compresibilidades de otros fluidos no pueden ser ignoradas. Entonces requerimos una definición más general de pseudotiempo que tenga en cuenta la compresibilidad total del sistema. Esta incluye la compresibilidad del gas, intrusión y producción de agua, compresibilidades de la formación y fluidos residuales y la desorción del gas.

$$t_{ca} = \frac{(\mu_g C_t)_i}{q_g} \int_0^t \frac{q_g}{\mu_g C_t} dt \quad 2.22$$

El pseudotiempo de balance de materia (Palacio and Blasingame) definido anteriormente es un método numérico que necesita de un algoritmo para ser solucionado ya que este requiere un proceso iterativo para obtener las propiedades PVT promedias del gas que se calculan a la presión promedio del yacimiento. Se recomienda en estudios posteriores desarrollar este algoritmo que también nos permita involucrar modelos de Geomecánica que no fueron tomados en cuenta en este trabajo.

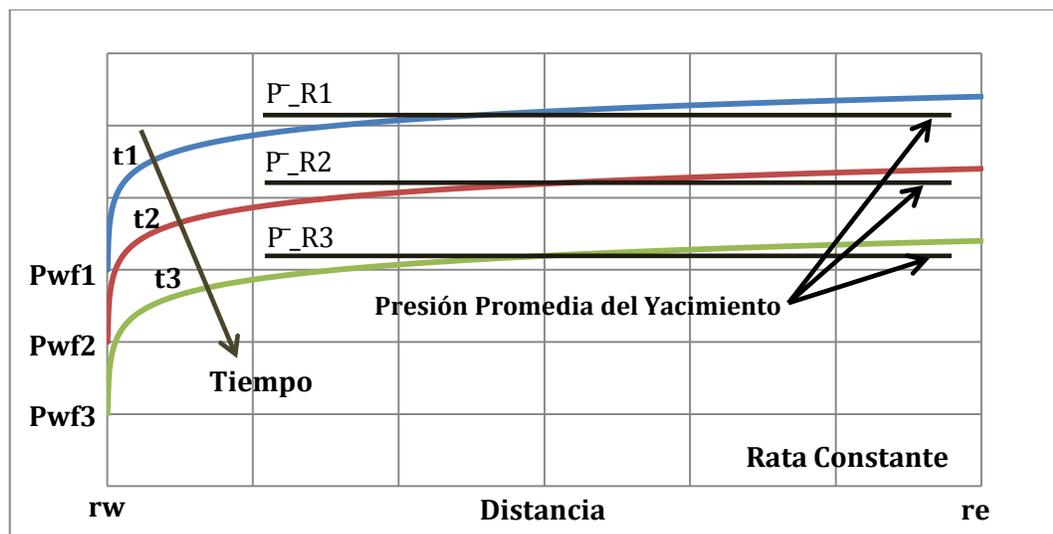
La siguiente ecuación muestra la relación que hay entre la presión fluyendo y la presión promedio del yacimiento ya que esta no puede ser medida mientras el pozo este en condiciones dinámicas.

$$m(\bar{P}) = m(P_{wf}) + q_g b_{pss}$$

2.23

Este principio es mejor ilustrado usando rata de producción constante (Ver figura 2.5), donde se observa que la pérdida de presión medida en el pozo es la misma que se observaría en cualquier parte del yacimiento siendo esta la presión promedio del mismo.

Figura 2.5. Caída de la presión en un yacimiento en función de la distancia y el tiempo durante el flujo dominado por la frontera.



Fuente: L. Mattar, D. Anderson, *Dynamic Material Balance*, SPE 2005 – 113.

Donde el b_{pss} es la pérdida de presión debido al influjo de gas en estado pseudoestable, y se asume constante sobre el tiempo; este se define como:

$$b_{pss} = \frac{1.417 * 10^6 T}{kh} \frac{1}{2} \ln \left(\frac{2.2459A}{C_A r_{wa}^2} \right) \quad 2.24$$

Para calcular el b_{pss} empezamos por acoplar la siguiente ecuación con la definición de pseudotiempo explicada anteriormente:

$$m(P_i) - m(P_{wf}) = \frac{56352 T q_g t}{\pi \phi \mu_i C_{gi} r_e^2 h} + \frac{1.417 * 10^6 T q_g}{kh} \frac{1}{2} \ln \left(\frac{2.2459A}{C_A r_{wa}^2} \right) \quad 2.25$$

Tomando la siguiente forma:

$$\frac{\Delta m(P)}{q_g} = \frac{m(P_i) - m(P_{wf})}{q_g} = m_a t_c + b_{pss} \quad 2.26$$

Donde:

$$m_a = \frac{2P_i}{(\mu C_t Z)_i} \frac{1}{G} \quad 2.27$$

2.3.2.1. Procedimiento para generar el balance de materia dinámico.

La siguiente metodología puede ser utilizada para ambos casos, a rata de producción constante y rata de producción variable.

1. Especificar la compresibilidad de la formación, la presión inicial del yacimiento y seleccionar el modelo de acuífero.
2. Convertir la presión inicial y las presiones de pozo fluyendo a pseudopresiones (ecuación 2.19).
3. Calcular el pseudotiempo (ecuación 2.20).

4. Graficar $\Delta m(P)/q_g$ vs *pseudotiempo* (ecuación 2.26) y obtener b_{pss} del intercepto.
Nota: solo se tienen en cuenta los datos de la parte estable de la grafica.
5. Calcular la pseudopresion promedio del yacimiento (ecuación 2.23).
6. Convertir la pseudopresion promedio a presión promedio del yacimiento.
7. Calcular C_{ep} y C_d mediante las ecuaciones 2.10 y 2.11 respectivamente y asumir $C_{wip} = 0$.
8. Calcular Z^{**} con la ecuación 2.17 y la relación G/G_f de la ecuación 2.18.
9. Graficar P/Z^{**} vs G_P
10. Dibujar la mejor línea recta que se ajuste a los datos y extrapolar a G en el eje de las abscisas.
11. Ajustar los parámetros del acuífero: calcular W_e
12. Calcular C_{wip} con la ecuación 2.9
13. Retornar al paso 8 y repetir hasta alcanzar la mejor tendencia lineal.

2.4. CÁLCULO DEL ÁREA DE DRENAJE.

El área de drenaje, es el área del yacimiento afectada directamente por la producción de un pozo o de varios pozos. Si se encuentra un solo pozo en condiciones estables el área de drenaje será el área total del yacimiento; diferente a encontrar varios pozos siendo este el caso más general visto durante el desarrollo de un yacimiento.

Para el cálculo del área de drenaje se desarrollo una ecuación a partir de la EBM Avanzada (Ecuación 2.7) dándole la forma de una línea recta ($y=mx+b$), que cruza por el origen ($b=0$), (Ver figura 2.7), expresada para todo tipo de yacimientos de gas (Volumétricos, No Volumétricos) como:

$$G_p + 5.6146 \frac{(W_p B_w - W_e)}{B_g} = 43560 Ah \left[\begin{aligned} & \frac{\phi}{B_g} (C_f + S_{wi} C_w + S_{oi} C_o) (P_i - P) \\ & + \rho_B \left(\frac{V_L P_i}{P_L + P_i} - \frac{V_L P}{P_L + P} \right) + S_{gi} \phi \left(\frac{1}{B_{gi}} - \frac{1}{B_g} \right) \end{aligned} \right] \quad 2.28$$

Donde:

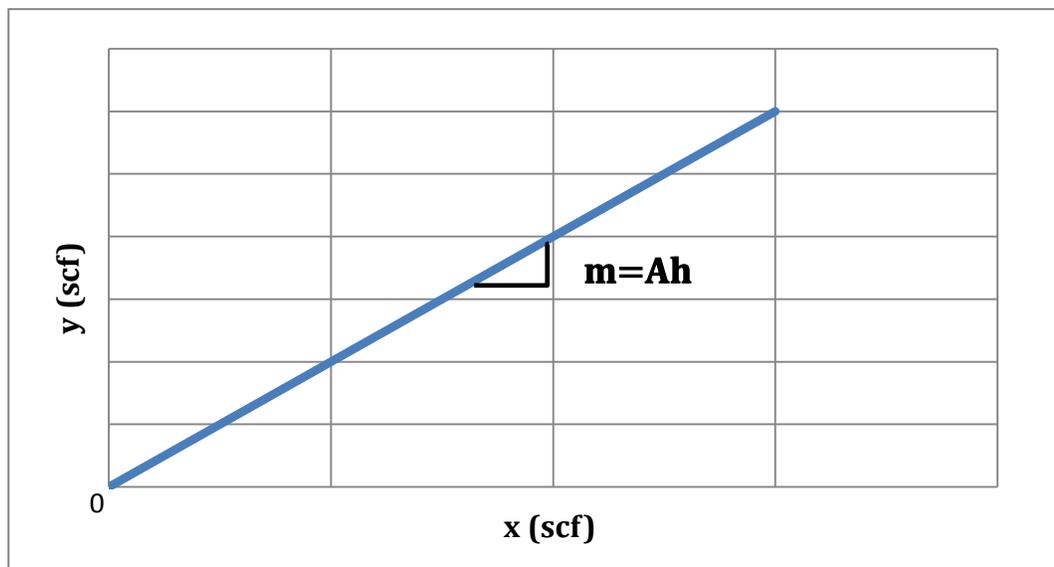
$$y = G_p + 5.6146 \frac{(W_p B_w - W_e)}{B_g} \quad 2.29$$

$$x = \frac{\phi}{B_g} (C_f + S_{wi} C_w + S_{oi} C_o) (P_i - P) + \rho_B \left(\frac{V_L P_i}{P_L + P_i} - \frac{V_L P}{P_L + P} \right) + S_{gi} \phi \left(\frac{1}{B_{gi}} - \frac{1}{B_g} \right)$$

2.30

$$m = Ah \quad 2.31$$

Figura 2.6. Relación lineal de la EBM Avanzada para el cálculo del área de drenaje.



Nota: para yacimientos volumétricos $W_e=0$.

2.5. ÍNDICES DE EMPUJE.

Los índices de empuje fueron definidos para indicar que tanta influencia tienen los diferentes mecanismos de empuje en el recobro ya sea de aceite o de gas presente en un yacimiento. Matemáticamente se definen como la relación entre el cambio de volumen debido a cada mecanismo de empuje con respecto al volumen de gas producido. A continuación se presentan las ecuaciones para cada índice de empuje de los mecanismos expuestos en la sección 2.2.

2.5.1. Índice de empuje del gas.

$$IEG = \frac{G_f (B_g - B_{gi})}{G_p B_g} = \frac{\Delta V_G}{G_p B_g} \quad 2.32$$

2.5.2. Índice de empuje de la compresibilidad de la formación y la saturación de los fluidos residuales.

$$IEC = \frac{\Delta V_{ep}}{G_p B_g} \quad 2.33$$

2.5.3. Índice del empuje hidráulico.

$$IEH = \frac{\Delta V_{wip}}{G_p B_g} \quad 2.34$$

2.5.4. Índice de empuje de la desorción del gas.

$$IED = \frac{\Delta V_d}{G_p B_g} \quad 2.35$$

La suma de los índices de empujes debe ser igual a 1. Esto se demuestra a partir de la ecuación 2.7 despejando la producción de gas acumulada.

$$G_p B_g = G_f (B_g - B_{gi}) + (W_e - W_p B_w) + \frac{G_f B_{gi}}{S_{gi}} (C_f + S_{wi} C_w + S_{oi} C_o) (P_i - P) + \frac{G_f B_{gi}}{S_{gi}} \frac{\rho_B B_g}{\phi} \left(\frac{V_L P_i}{P_L + P_i} - \frac{V_L P}{P_L + P} \right) \quad 2.36$$

O expresada en términos de cambio de volumen para cada tipo de empuje así:

$$G_p B_g = \Delta V_G + \Delta V_{wip} + \Delta V_{ep} + \Delta V_d \quad 2.37$$

Y por ultimo dividiendo la ecuación 2.36 por el volumen de gas acumulado, $G_p B_g$.

$$1 = \frac{\Delta V_G}{G_p B_g} + \frac{\Delta V_{wip}}{G_p B_g} + \frac{\Delta V_{ep}}{G_p B_g} + \frac{\Delta V_d}{G_p B_g} \quad 2.38$$

3. MODELAMIENTO DE LOS CASOS DE ESTUDIO

3.1 ESTIMACIÓN DEL GAS ORIGINAL TOTAL

3.1.1 Caso 1: Pozo de gas a caudal constante

Este es un caso sintético creado a partir de un pronóstico a 10 años que tiene como propiedades del yacimiento y del pozo las siguientes:

Tabla 3.1 Datos iniciales para el caso 1

$P_i = 5000$ psia	$\rho_B = 2.6$ g/cm ³
$T = 212$ °F	$Y_e = 2400$ pies
$\phi = 10$ %	$r_w = 0.3$ pies
$S_{gi} = 100$ %	$L_e = 3500$ pies
$C_f = 4.8623$ e-06 1/psi	$FCD = 1000$
$C_t = 1.3046$ e -04 1/psi	$x_f = 1200$ pies
$h = 30$ pies	Número de fracturas = 8
$VL = 35$ pcs/ton	$k_1 = 0.0011$ md
$PL = 2000$ psia	$k_2 = 0.0001$ md

El comportamiento de la presión y la producción de éste pozo es mostrado en las figuras 3.1 y 3.2 respectivamente.

Figura 3.1 Comportamiento de la presión de flujo del pozo del caso 1

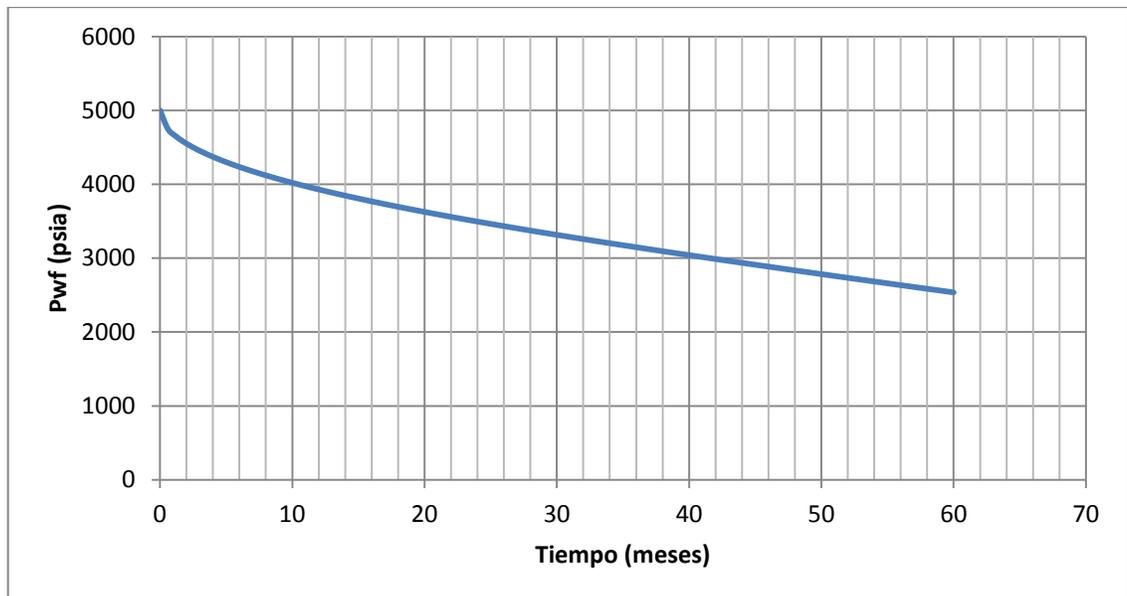
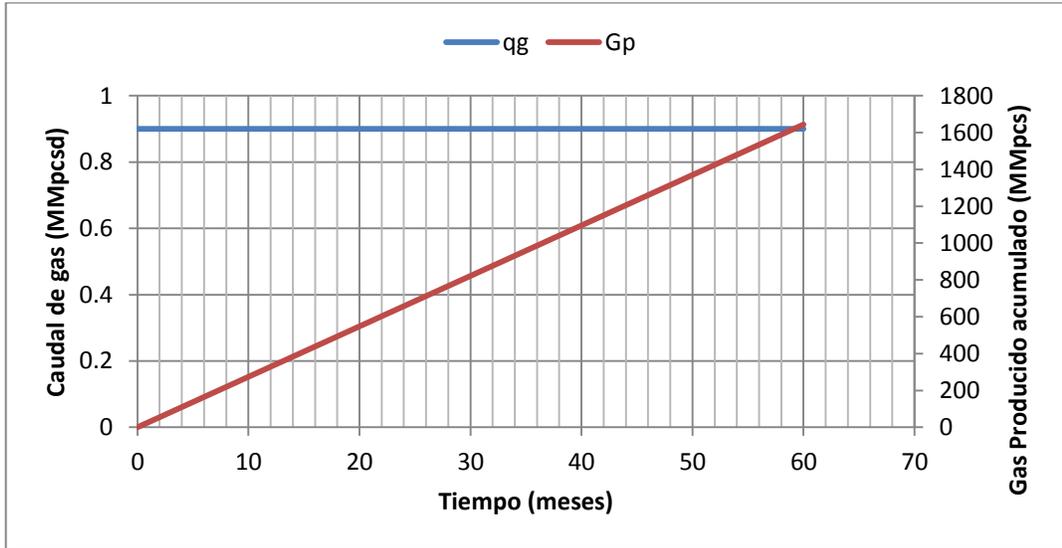


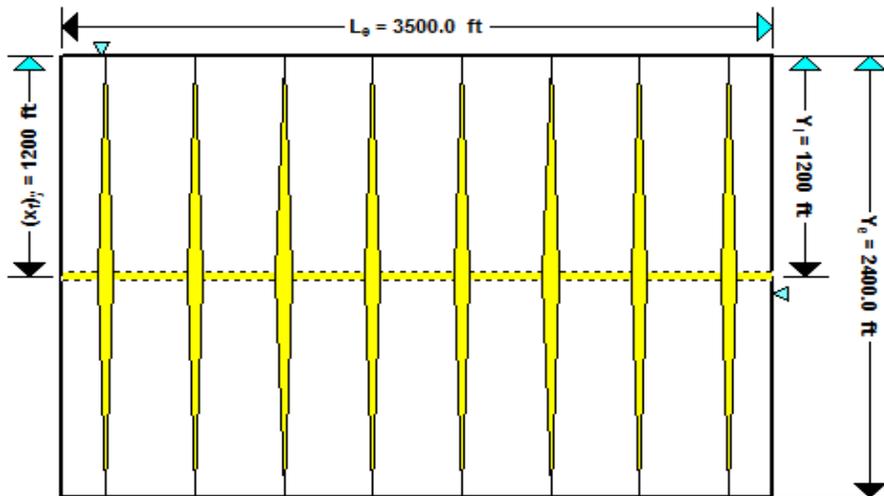
Figura 3.2 Comportamiento de la producción del pozo del caso 1



El pozo produjo a una rata de 0.9 MMpcsd de gas (900000 pcsd) durante 60 meses.

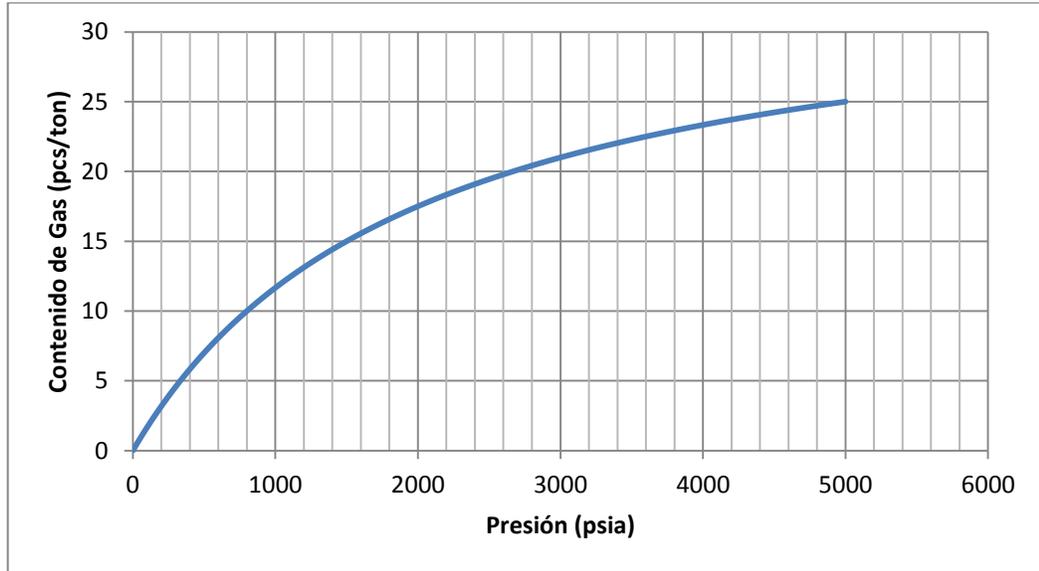
El modelamiento se realizó utilizando el simulador FEKETE Harmony 2012 v1, con el cual se construyó el esquema del pozo con múltiples fracturas que se muestra en la figura 3.3.

Figura 3.3 Esquema del pozo multifracturado para el caso 1 realizado con el simulador



Con los valores de $VL=35$ y $PL=2000$ se construyó la isoterma de adsorción de éste caso (ver figura 3.4).

Figura 3.4 Isoterma de adsorción para el caso 1



Después de tener los datos de producción, del yacimiento y el esquema de pozo, se consideraron efectos de adsorción incluyendo las constantes de Langmuir y luego se realizó la simulación numérica para obtener el comportamiento de la presión en el SRV, como lo indica la figura 3.5 y los datos de presión promedio como se muestra en la figura 3.6.

Figura 3.5 Comportamiento de la presión en el SRV para el caso 1

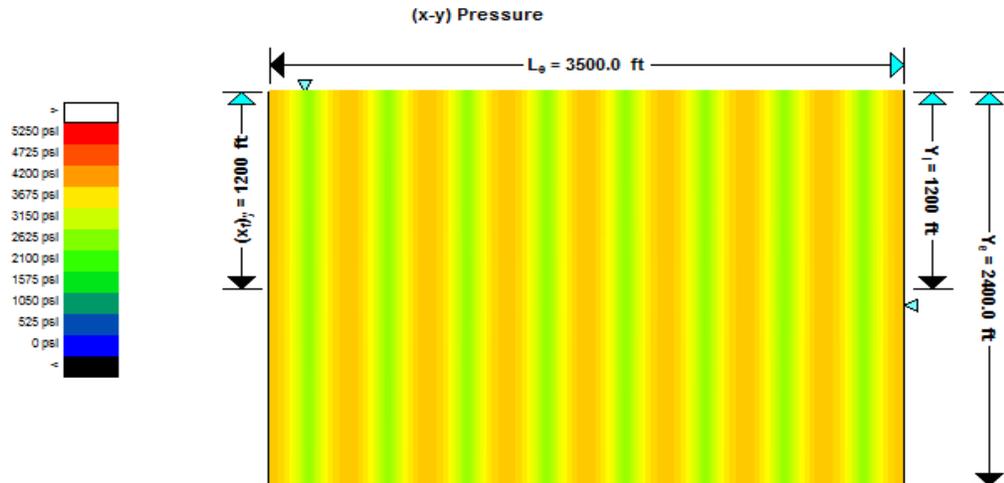
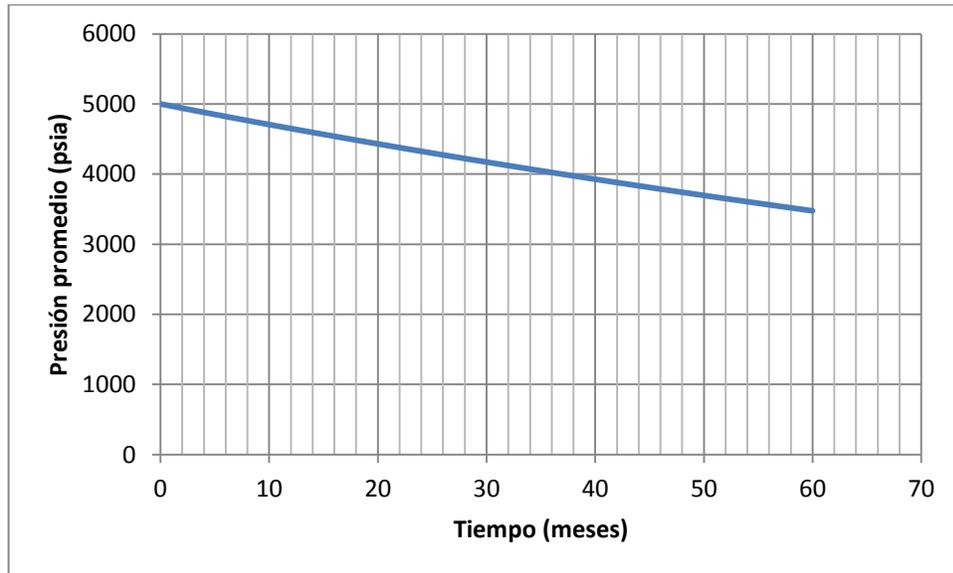


Figura 3.6 Datos de presión promedio del yacimiento para el caso 1



A partir de los datos de presión promedio y presión del pozo fluyendo, se realizaron los balances de materia Estático (ver figura 3.7) y Dinámico (ver figura 3.8) calculados de manera numérica y analítica, respectivamente.

Figura 3.7 Balance de Materia Estático numérico y analítico para el caso 1

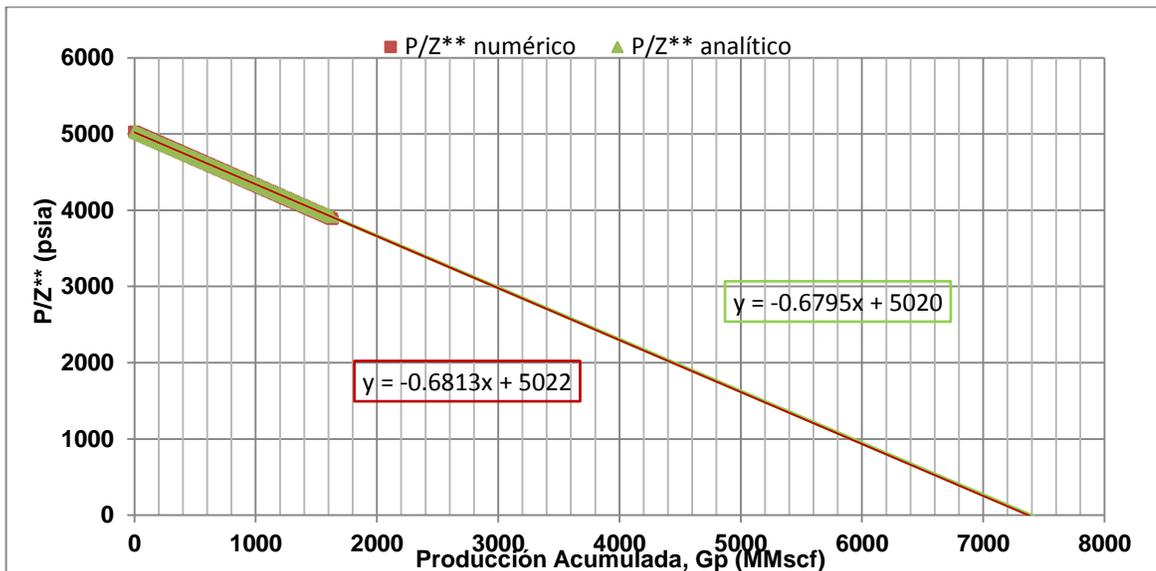
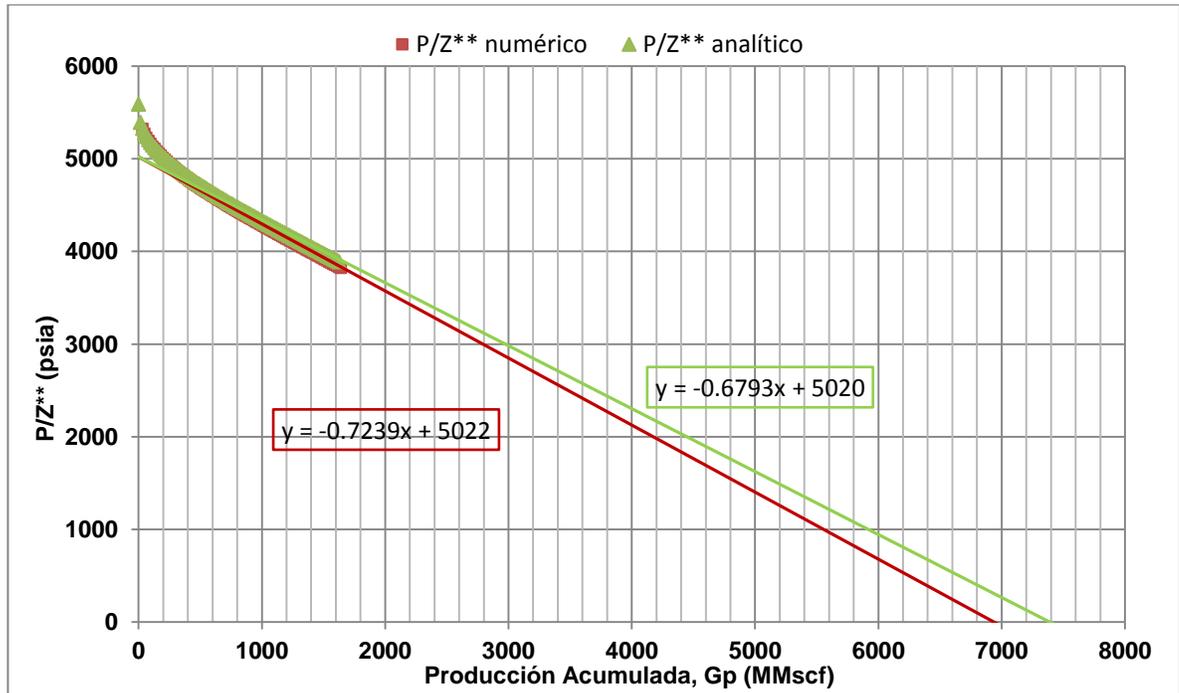


Figura 3.8 Balance de Materia Dinámico numérico y analítico para caso 1



Al trazar la línea recta que tenga como intercepto P_i/Z_i y extrapolarla en el eje x ($G_p=0$), se obtiene el valor del gas original in-situ (G).

Para llevar a cabo el cálculo de los balances de materia en los tres casos de estudio se siguieron los procedimientos descritos en el capítulo 2 aplicando las ecuaciones respectivas.

El factor de compresibilidad del gas se calculó utilizando el método de Dranchuk-Purvis-Robinson (1974)¹⁰.

La viscosidad del gas se calculó con la correlación de Lee, González, Eakin (1966)¹¹. Debido a la leve diferencia entre los valores de viscosidad calculados y los del simulador, a pesar de emplear la misma correlación, fue necesario hacer un ajuste de los coeficientes de dicha correlación mediante el complemento Solver de Microsoft Excel. La correlación es la siguiente:

$$\mu_g = 10^{-4} Ke \left[X \left(\frac{\rho_g}{62.4} \right)^Y \right] \tag{3.1}$$

Donde:

$$K = \frac{(10.0480002745206 + 2.00489966273069E-02 M_g) T^{1.4847096977305}}{(201.494609972704 + 17.9795965740005 M_g + T)} \quad 3.2$$

$$X = 3.51741926922056 + \left(\frac{988.532011743765}{T} \right) + (1.00025514593665E-02 M_g) \quad 3.3$$

$$Y = 2.25823646287431 - (0.182471943333715X) \quad 3.4$$

$$\rho_g = \frac{PM_g}{ZRT} \quad 3.5$$

ρ_g = Densidad del gas a T del yacimiento, lb/ft³

Para la compresibilidad del gas se utilizó la técnica de Mattar, Brar y Aziz (1975)¹² y la compresibilidad de la formación se calculó con la correlación de Hall¹³.

Al estimar el valor de G, cuando se considera que el yacimiento es el mismo SRV, los balances estático y dinámico deben ser iguales; en caso contrario se reporta un valor promedio entre ambos. Los resultados de la estimación de G usando varias técnicas son mostrados en la tabla 3.1. El error se calcula con base al valor obtenido del método volumétrico.

Tabla 3.2 Resultados de la estimación de G para el caso 1

TÉCNICA UTILIZADA	GAS LIBRE (MMpcs)	GAS ADSORBIDO (MMpcs)	GAS TOTAL (MMpcs)
MÉTODO VOLUMÉTRICO	6683	511	7195
BALANCE DE MATERIA NUMÉRICO	6646	508	7154
BALANCE DE MATERIA ANALÍTICO	6933	456	7389

¹⁰ Dranchuk, P. M., Purvis, R. A., and Robinson, D. B., "Computer Calculations of Natural Gas Compressibility Factors Using the Standing and Katz Correlation," *Inst of Petroleum Technical Series, No. IP 74-008, 1974.*

¹¹ Lee, A. L., González, M. H., and Eakin, B. E., "The Viscosity of Natural Gases," *Journal of Petroleum Technology, August 1966, pp. 997-1000.*

¹² Mattar, L. G., Brar, S., and Aziz, K., "Compressibility of Natural Gases," *Journal of Canadian Petroleum Technology, October-December, 1975, pp. 77-80*

3.1.2 Caso 2: Pozo de gas a caudal variable

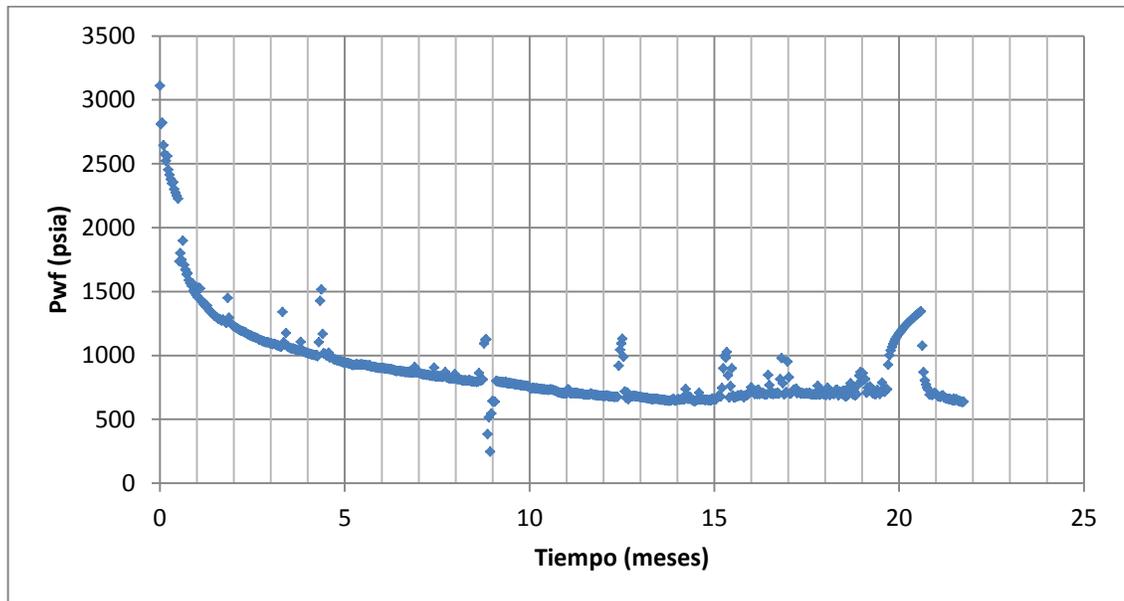
Este es un pozo con historia de producción real localizado en el campo Montney en Canadá cuyas características se muestran en la tabla 3.2.

Tabla 3.3 Datos iniciales para el caso 2

$P_i = 3191$ psia	$\rho_B = 2.6$ g/cm ³
$T = 149$ °F	$Y_e = 500$ pies
$\phi = 6$ %	$r_w = 0.35$ pies
$S_{gi} = 80$ %, $S_{wi} = 20$ %	$L_e = 6890$ pies
$C_f = 6.0105$ e-06 1/psi	$FCD = 63.193$
$C_t = 2.1621$ e-04 1/psi	$x_f = 250$ pies
$h = 150$ pies	Número de fracturas = 17
$VL = 70$ pcs/ton	$k_1 = 0.0005$ md
$PL = 250$ psia	$k_2 = 0.0003$ md

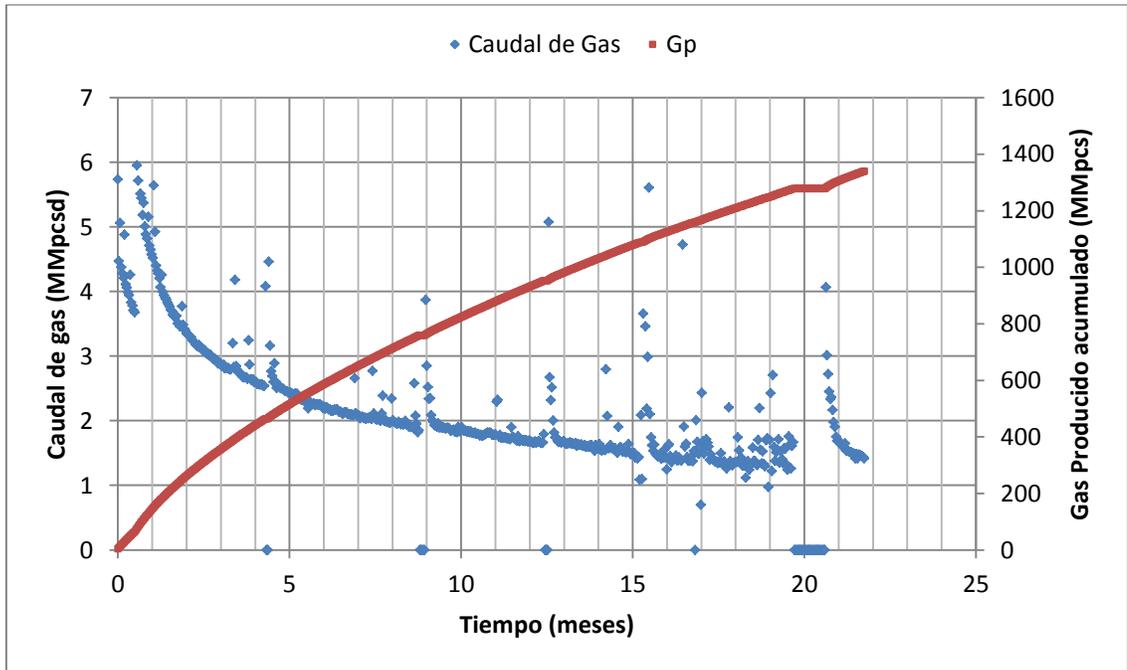
El comportamiento de la presión y producción histórica de éste pozo es mostrado en las figuras 3.9 y 3.10 respectivamente.

Figura 3.9 Comportamiento de la presión de flujo del pozo del caso 2



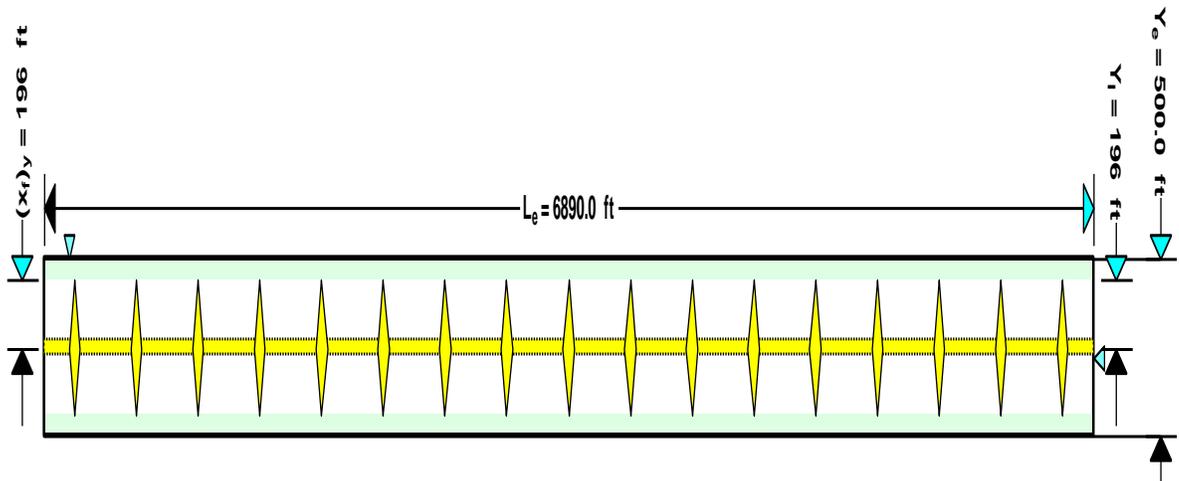
¹³ Hall, Howard N. "Compressibility of Reservoir Rocks." AIME Transactions. 198. (1953): pp 309-11.

Figura 3.10 Comportamiento de la producción del pozo del caso 2



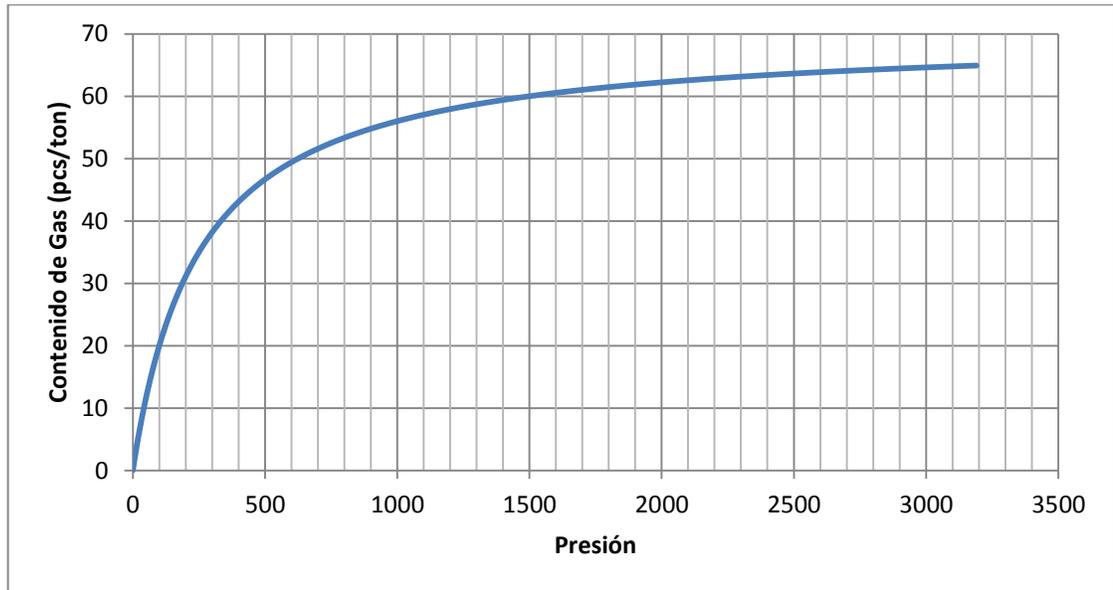
El esquema del pozo fracturado con el ajuste histórico se muestra en la figura 3.11, en la cual se indica la longitud efectiva del pozo, la longitud media de la fractura y el ancho del yacimiento.

Figura 3.11 Esquema del pozo multifracturado para el caso 2 realizado con el simulador



La isoterma de adsorción de éste caso a partir de los valores de $VL= 70$ y $PL= 250$ se muestra en la figura 3.12.

Figura 3.12 *Isoterma de adsorción para el caso 2*



Posteriormente se llevó a cabo la simulación numérica y se obtuvo el comportamiento de la presión en el SRV (ver figura 3.13) y los datos de la presión promedio (ver figura 3.14).

Figura 3.13 *Comportamiento de la presión en el SRV para el caso 2*

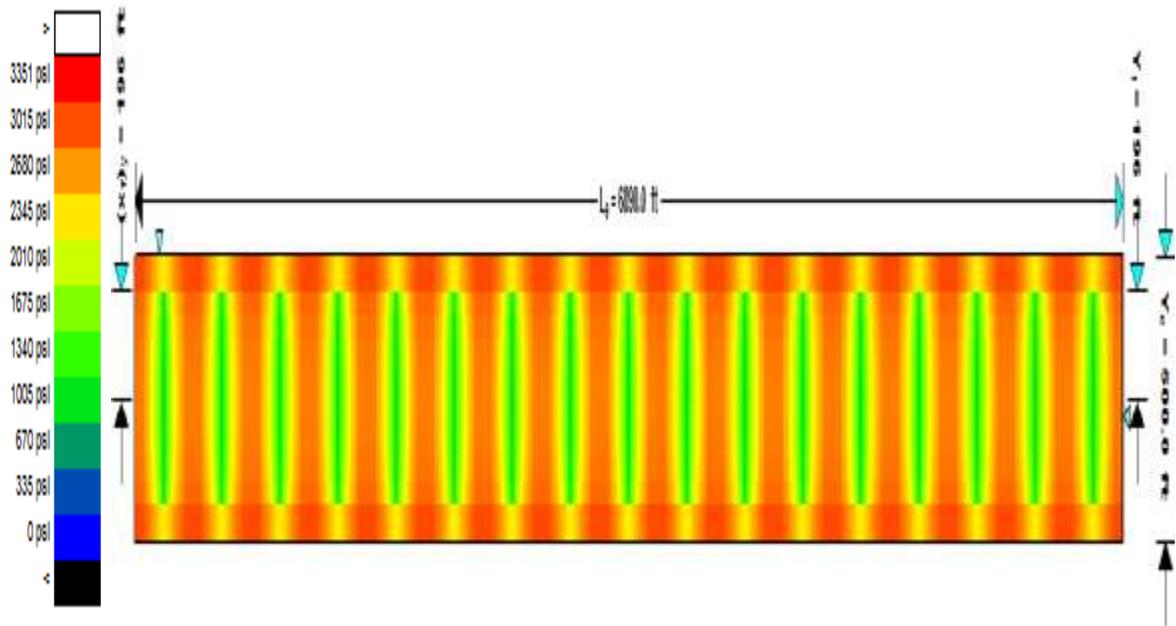
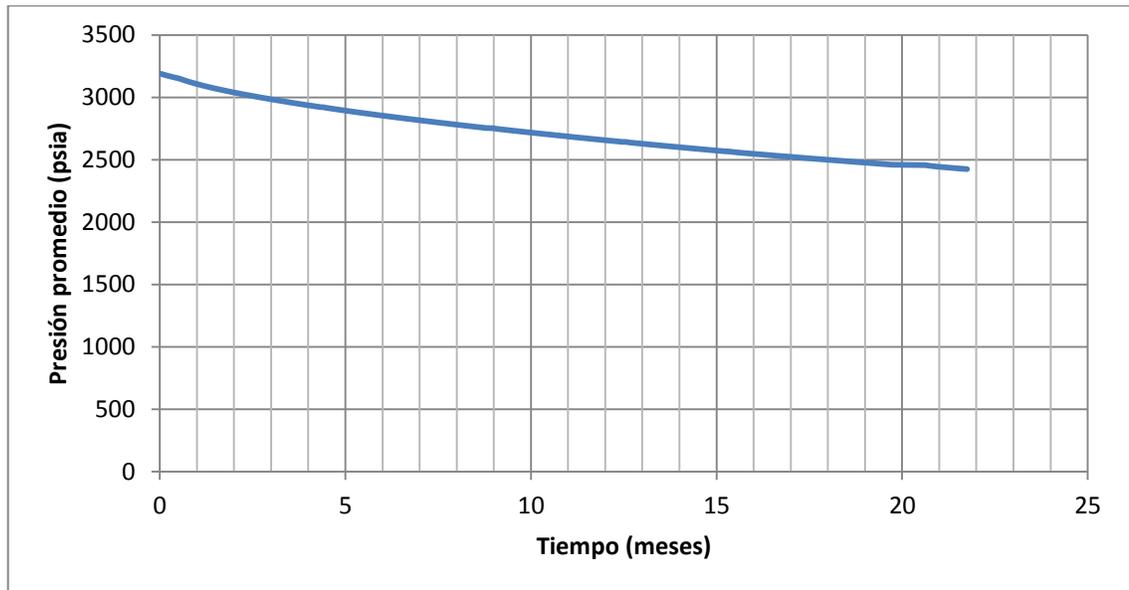


Figura 3.14 Datos de presión promedio del yacimiento para el caso 2



Los balances de materia Estático y Dinámico, calculados de manera numérica y analítica se muestran en las figuras 3.15 y 3.16, respectivamente.

Figura 3.15 Balance de Materia Estático numérico y analítico para el caso 2

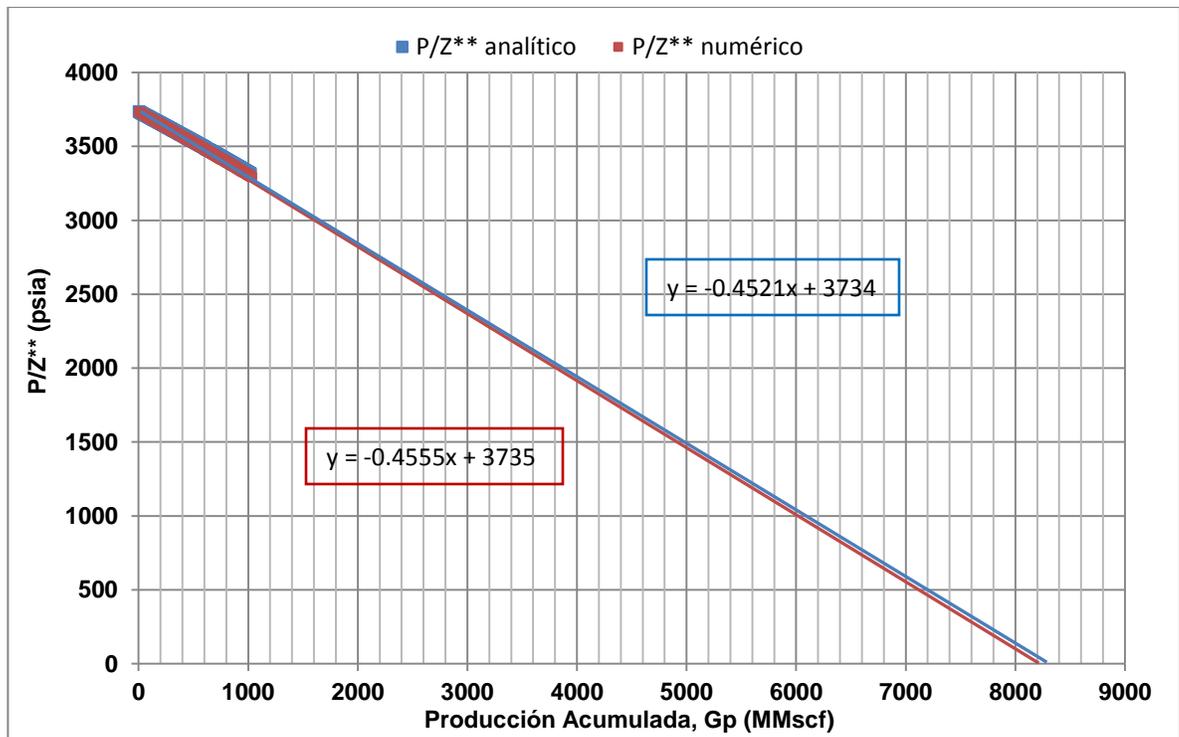
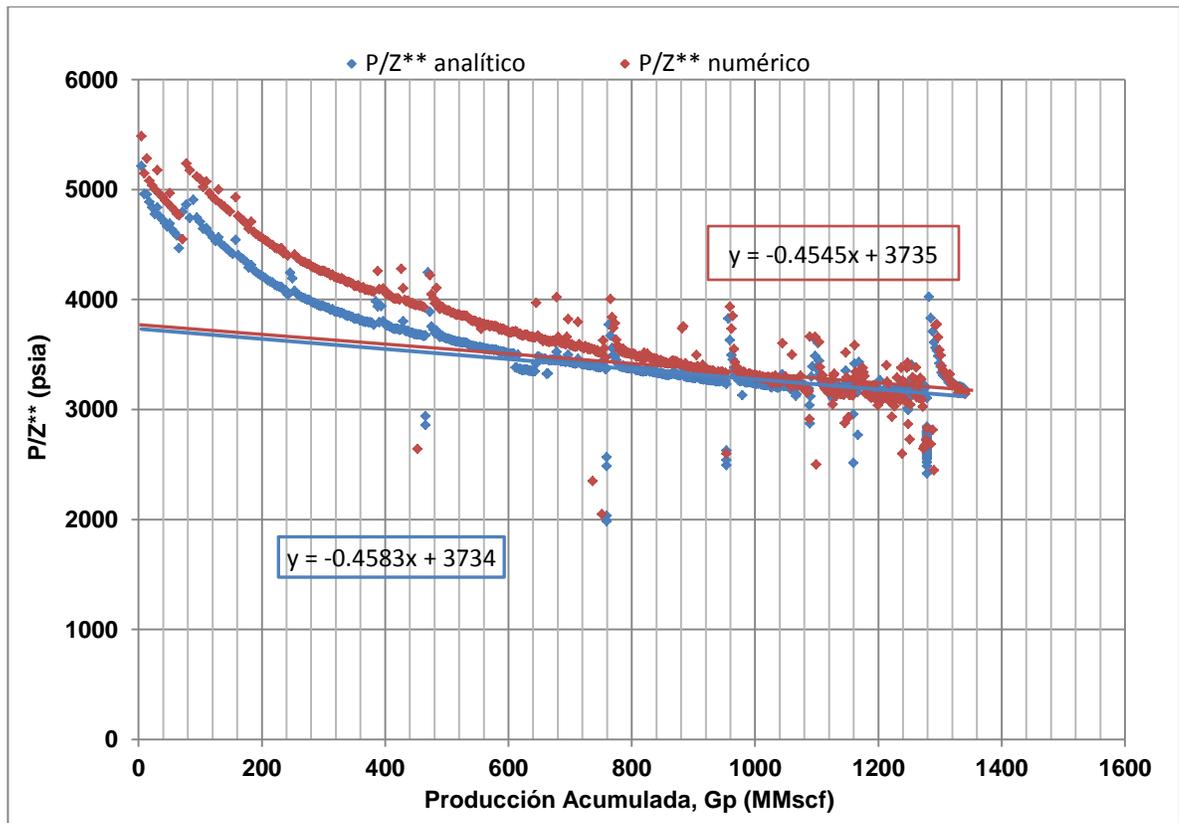


Figura 3.16 Balance de Materia Dinámico numérico y analítico para el caso 2



Como en el caso anterior, el valor de G se obtiene al extrapolar la línea recta que intercepta el eje vertical en P_i/Z_i .

La tabla 3.3 muestra la diferencia en la estimación de G, usando varios métodos.

Tabla 3.4 Resultados de la estimación de G para el caso 2

TÉCNICA UTILIZADA	GAS LIBRE (MMpcs)	GAS ADSORBIDO (MMpcs)	GAS TOTAL (MMpcs)
MÉTODO VOLUMÉTRICO	5398	2722	8120
BALANCE DE MATERIA NUMÉRICO	5410	2799	8209
BALANCE DE MATERIA ANALÍTICO	5407	2797	8204

3.1.3 Caso 3: Pozo de gas a caudal variable y producción de agua.

Para éste caso se tomaron los datos de la historia de producción de un pozo del Shale Marcellus en Estados Unidos con las características mostradas en la tabla 3.4

Tabla 3.5 Datos iniciales para el caso 3

$P_i = 3777$ psia	$\rho_B = 2.6$ g/cm ³
$T = 120$ °F	$Y_e = 600$ pies
$\phi = 6.9$ %	$r_w = 0.35$ pies
$S_{gi} = 65.4$ %, $S_{wi} = 34.6$ %	$L_e = 3910$ pies
$C_f = 5.6718$ e-06 1/psi	$FCD =$ Infinita
$C_t = 1.3724$ e -04 1/psi	$x_f = 300$ pies
$h = 106.4$ pies	Número de fracturas = 12
$V_L = 85$ pcs/ton	$k_1 = 0.0007$ md
$PL = 468$ psia	$k_2 = 0.0007$ md

La historia de presión (ver figura 3.17) y producción (ver figura 3.18) de éste pozo es mostrada a continuación:

Figura 3.17 Comportamiento de la presión de flujo del pozo del caso 2

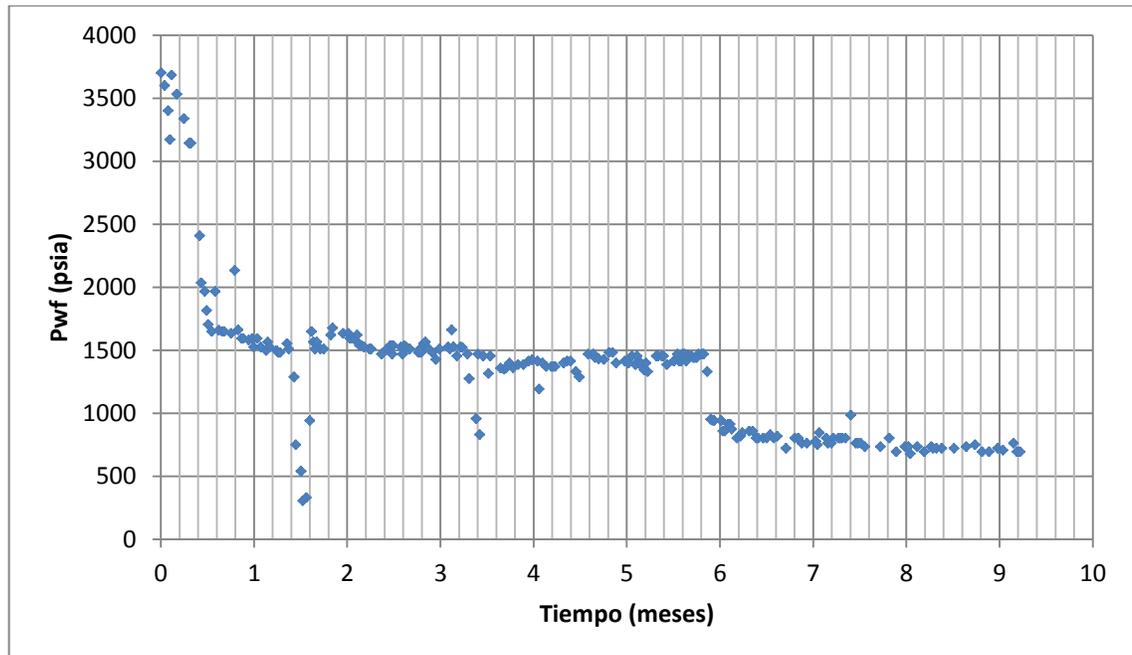
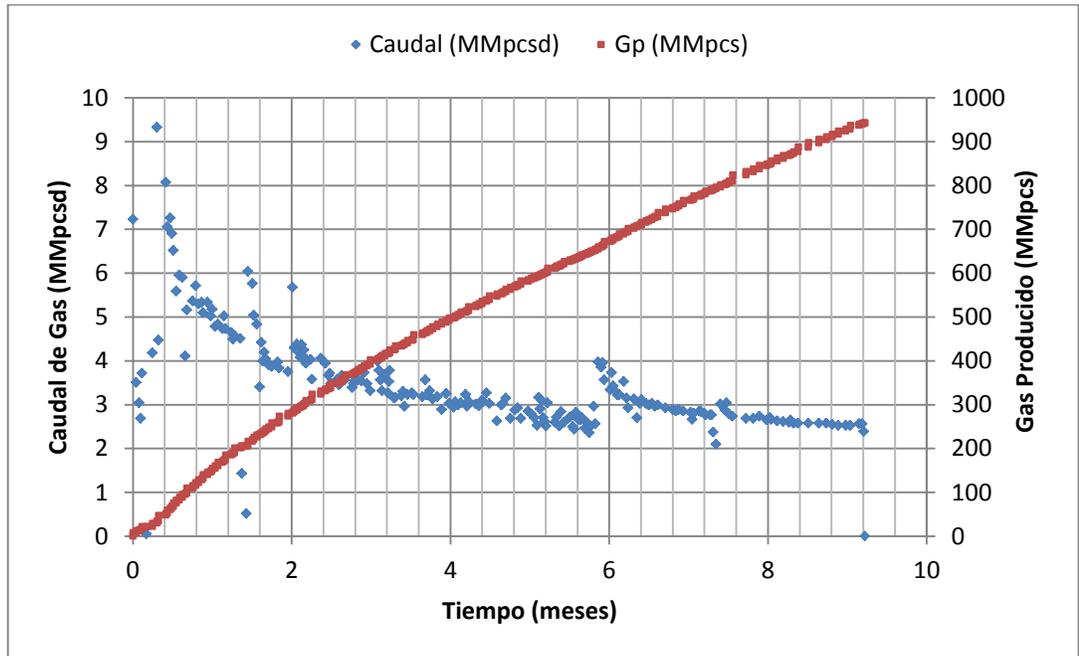
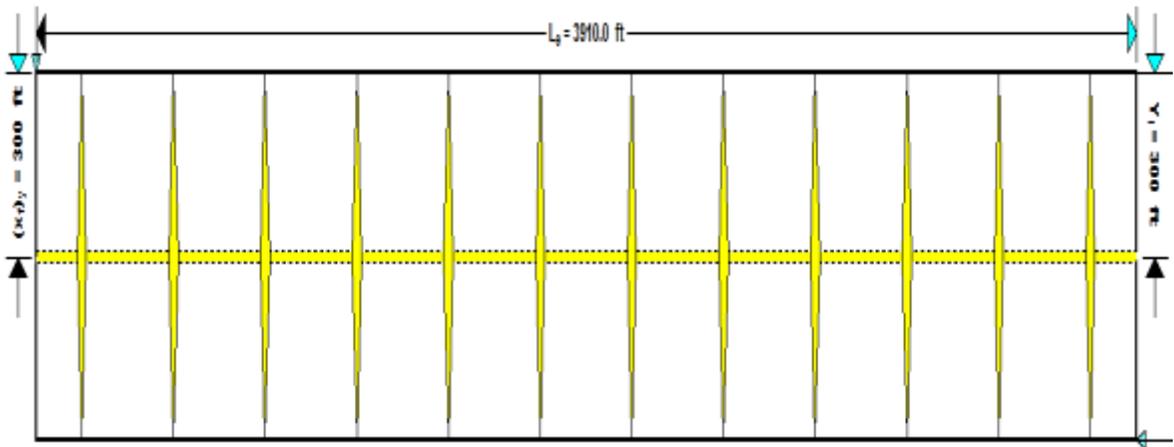


Figura 3.18 Comportamiento de la producción del pozo del caso 3



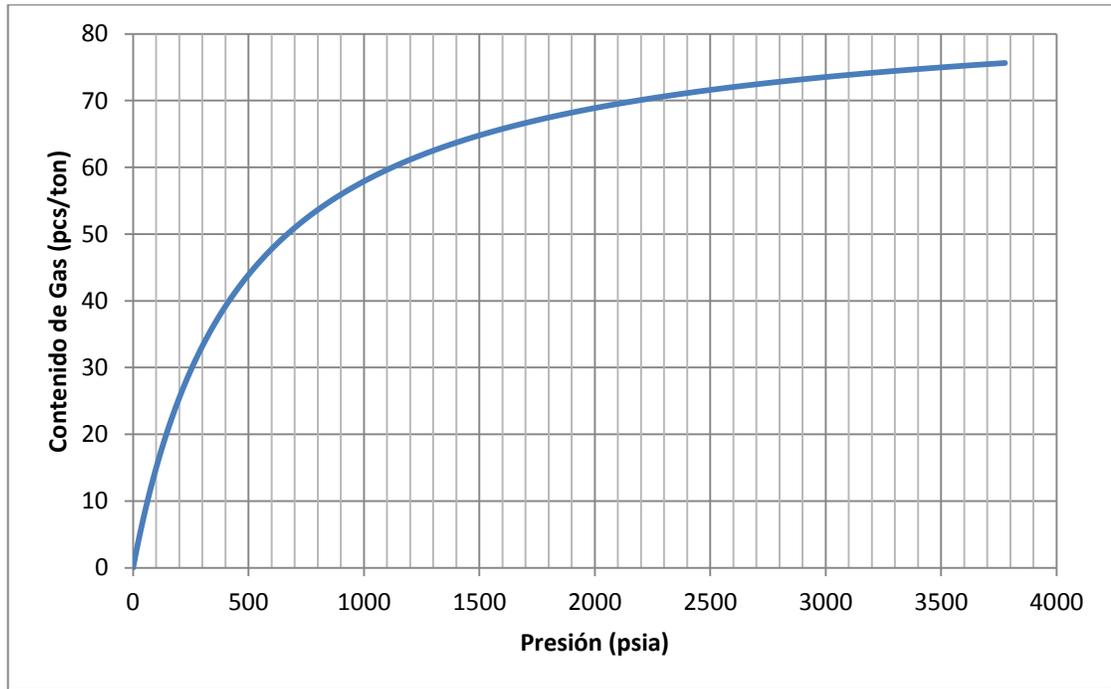
Antes de correr la simulación se realizó el ajuste histórico, por lo cual se obtuvo el esquema del pozo con sus fracturas (ver figura 3.19).

Figura 3.19 Esquema del pozo multifracturado para el caso 3 realizado con el simulador



La isoterma de adsorción de éste caso construida con los valores de $VL=85$ y $PL=468$ se muestra en la figura 3.20.

Figura 3.20 Isoterma de adsorción para el caso 3



Después de la simulación se obtuvo el comportamiento de la presión en el SRV (ver figura 3.21) y los datos de presión promedio (ver figura 3.22).

Figura 3.21 Comportamiento de la presión en el SRV para el caso 3

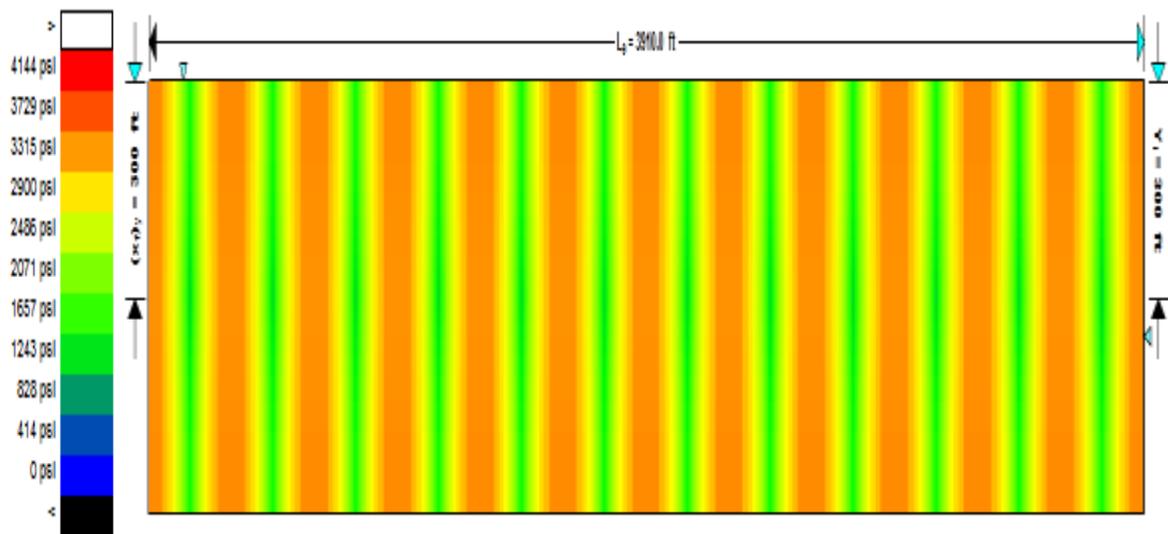
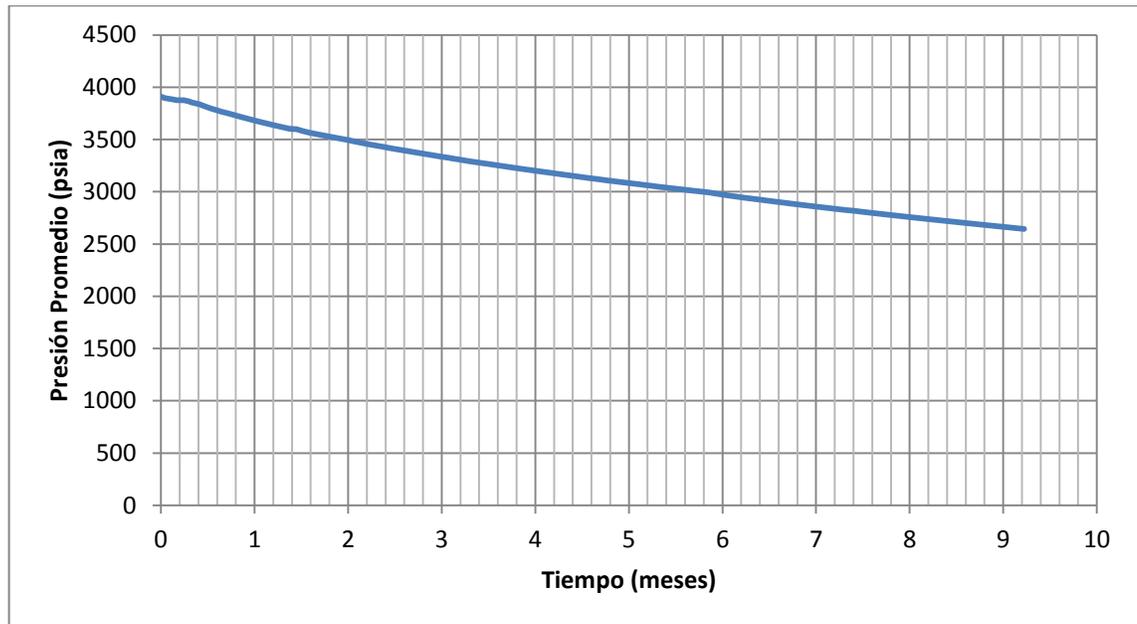
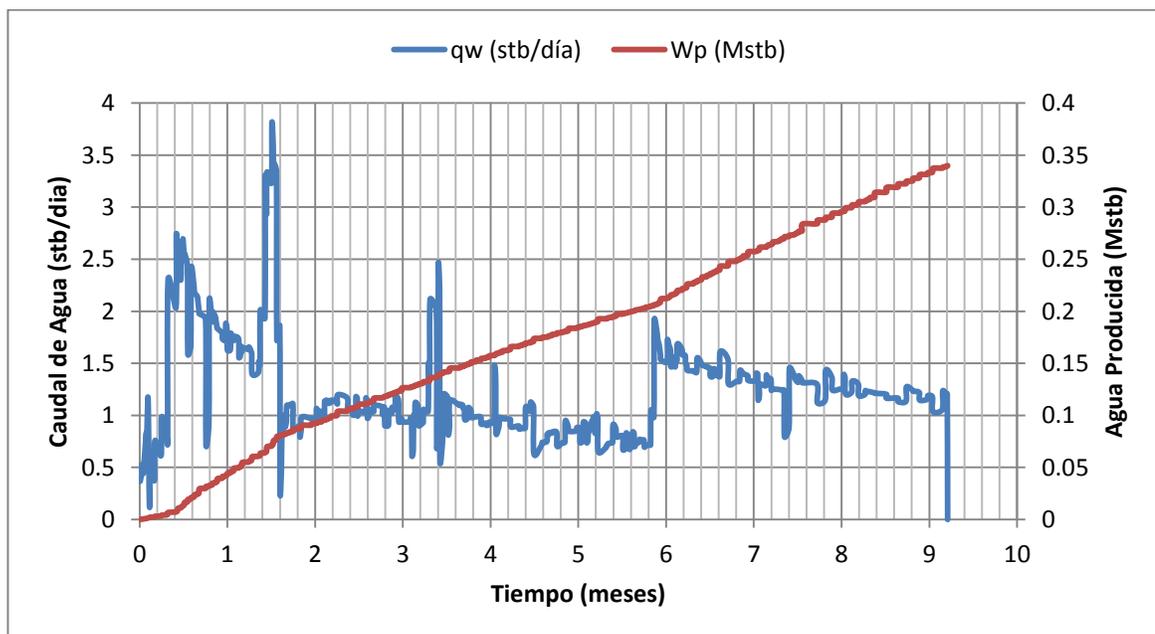


Figura 3.22 Presión Promedio obtenida del simulador para el caso 2



En la historia del pozo no se encontró información relacionada con producción de agua, así que se generó con la simulación (ver figura 3.23).

Figura 3.23 Producción de agua generada con la simulación para el caso 3



Para llevar a cabo el balance se utilizó el modelo de intrusión de agua de Schiltius de estado estable, con el fin de evaluar el efecto del acuífero en la producción y en el proceso de estimación de reservas y área de drene.

Mediante el balance de materia para éste caso, se pudo establecer la poca incidencia del acuífero en la producción y en la estimación de reservas, es decir, que a la hora de considerar el empuje de agua se determinó que el índice de productividad del acuífero fue de 0.1(bbl/día)/psi para un volumen de agua de 1.063 MMstb en la región estimulada.

El análisis permitió observar que un pozo de gas shale produce muy poca agua durante su tiempo de vida productiva y que además se requiere de por lo menos una saturación de agua inicial (S_{wi}) del 30% para que pueda hacerlo.

De ésta manera se realizaron los balances de materia Estático (ver figura 3.24) y Dinámico (ver figura 3.25), numérico y analítico, respectivamente.

Figura 3.24 Balance de Materia Estático simulado y calculado del caso 3

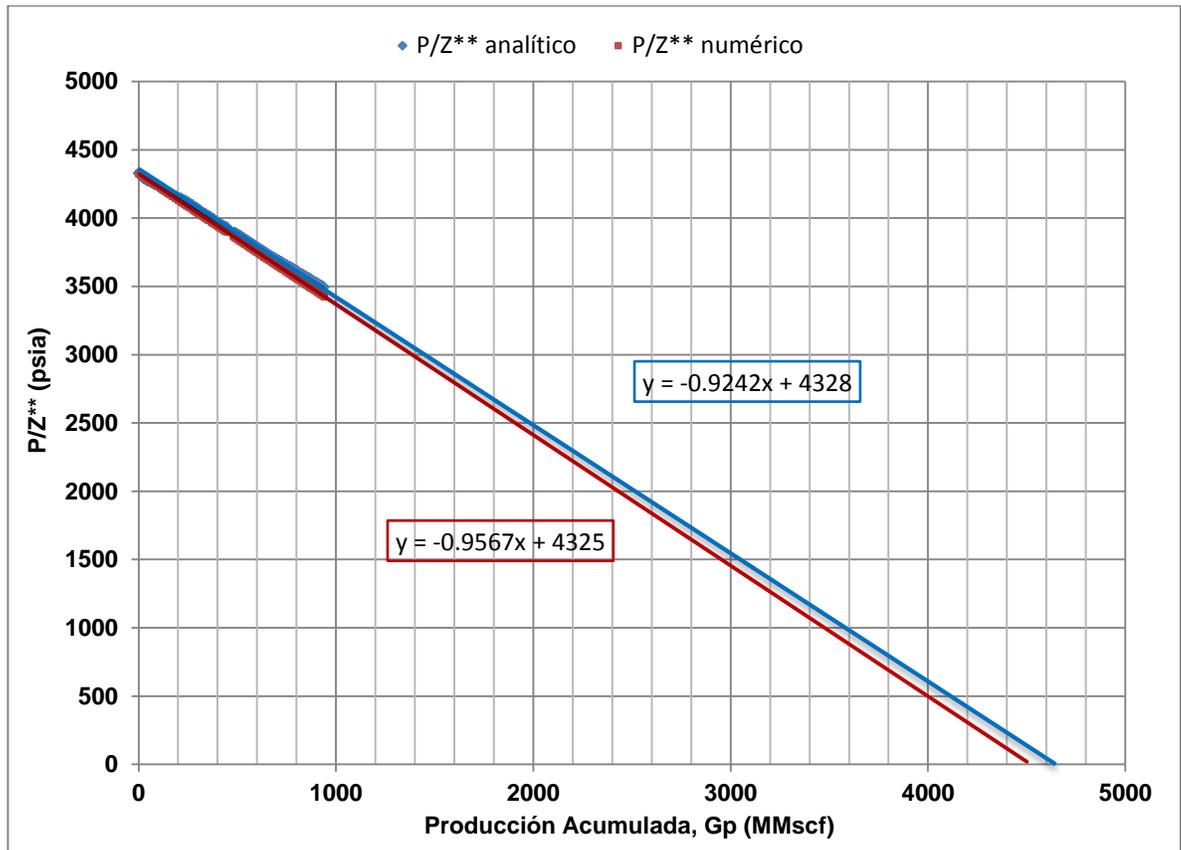
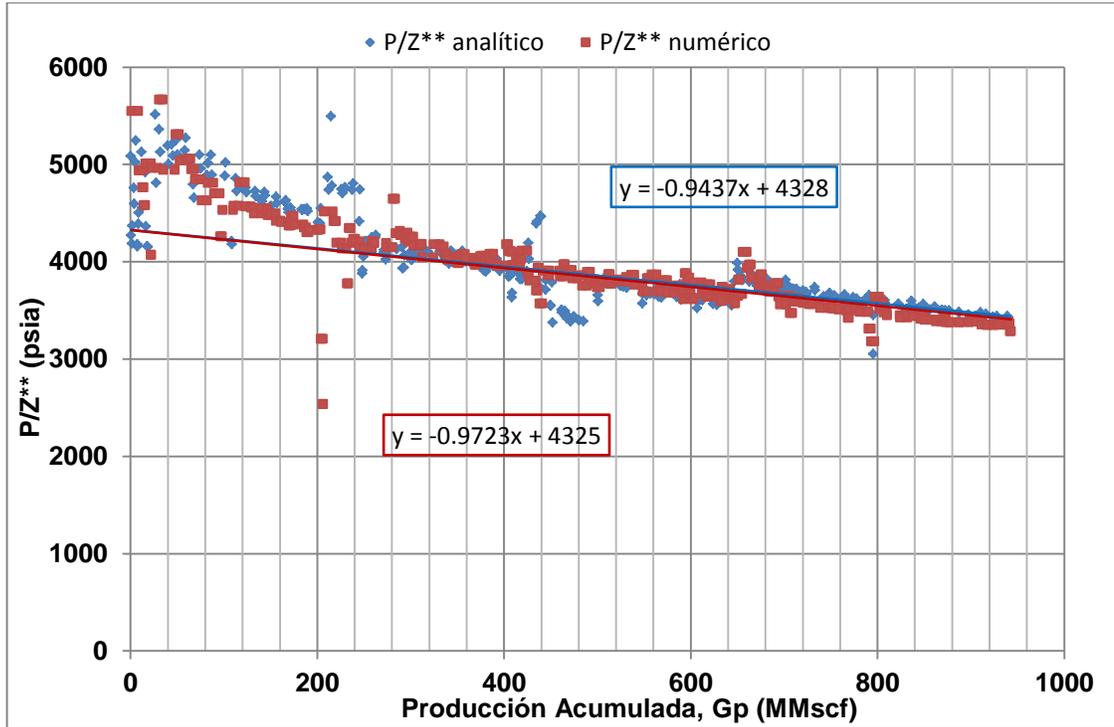


Figura 3.25 Balance de Materia Dinámico simulado y calculado del caso 3



El gas original total se obtiene de la misma manera que en los casos 1 y 2.

Debido a la muy baja permeabilidad del shale, el agua del yacimiento es inmóvil, por lo que la mayoría de la producción de agua está relacionada con los volúmenes de agua inyectados durante las actividades de estimulación y completamiento.

La tabla 3.5 muestra los resultados de la estimación de reservas mediante diversas técnicas.

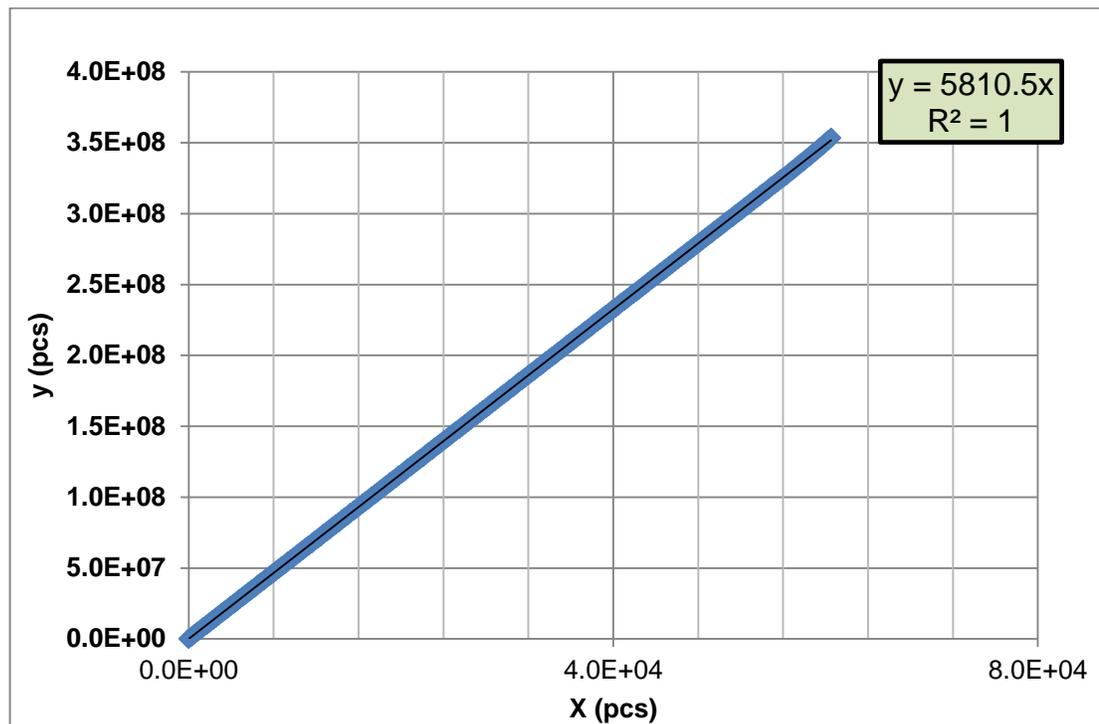
Tabla 3.6 Resultados de la estimación de G para el caso 3

TÉCNICA UTILIZADA	GAS LIBRE (MMpcs)	GAS ADSORBIDO (MMpcs)	GAS TOTAL (MMpcs)
MÉTODO VOLUMÉTRICO	2981	1538	4519
BALANCE DE MATERIA NUMÉRICO	2956	1529	4485
BALANCE DE MATERIA ANALÍTICO	3056	1579	4635

3.2 ÁREA DE DRENE

Aplicando las ecuaciones 2.29 y 2.30 a partir los datos de producción y las propiedades de la roca y los fluidos se elaboró un gráfico para cada caso en el cual se estimó la pendiente m y se calculó el área de drene, como lo indican las figuras 3.26, 3.27 y 3.28.

Figura 3.26 Gráfico para la estimación del área de drene del caso 1



Del gráfico anterior se obtuvo una pendiente de $m=5810.5$, con la cual se calculó el área de drene mediante la ecuación 2.31, como se muestra a continuación:

$$m = Ah$$

Despejando A se tiene:

$$A = \frac{m}{h} = \frac{5810.5}{30}$$

$$A = 193.68 \text{ Acres}$$

Figura 3.27 Gráfico para la estimación del área de drene del caso 2

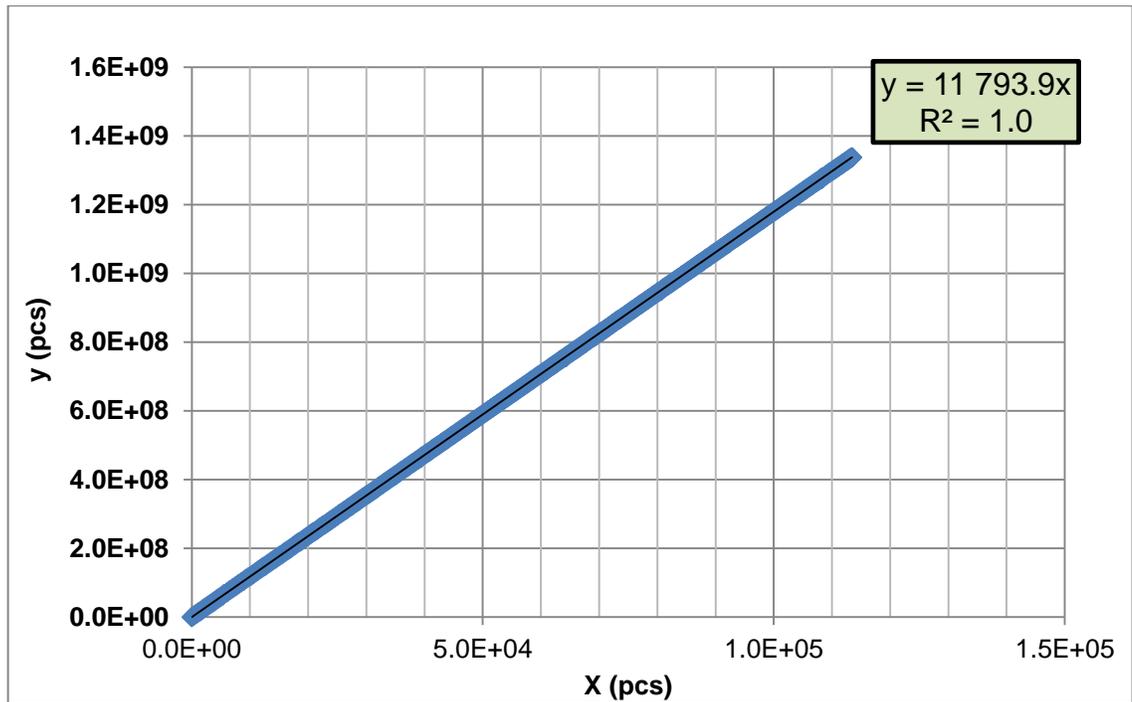
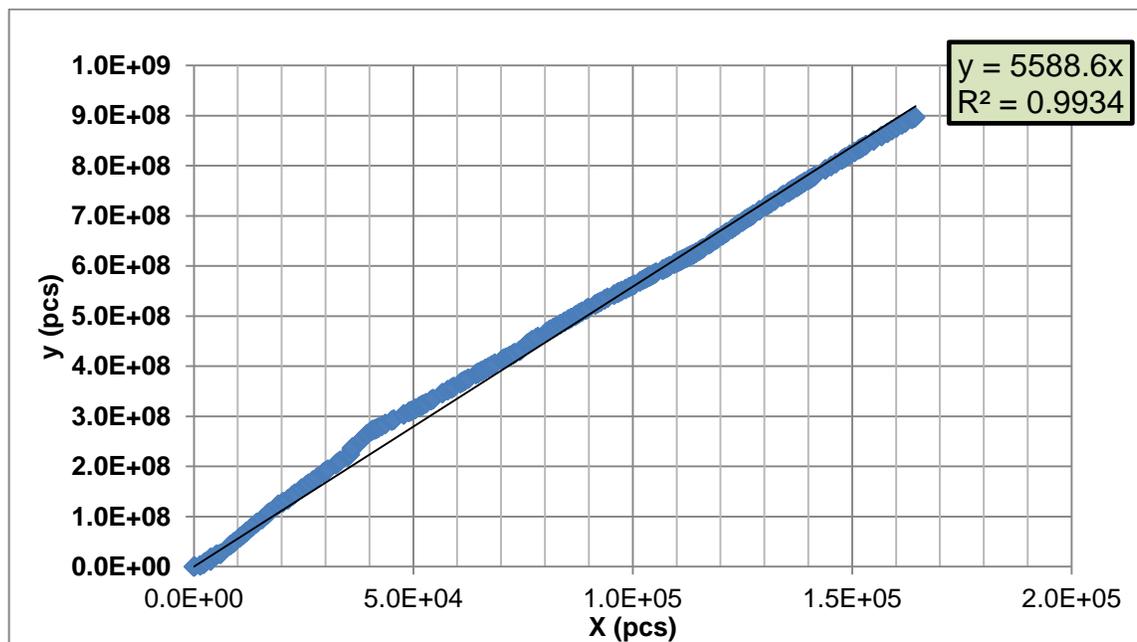


Figura 3.28 Gráfico para la estimación del área de drene del caso 3



El área de drenaje se obtiene para los casos 2 y 3 de la misma manera que en el caso 1, conociendo la pendiente m y el espesor (h).

La tabla 3.6 muestra los resultados en el cálculo del área utilizando varios métodos o técnicas.

Tabla 3.7 Resultados de la estimación del Área de Drenaje mediante varias técnicas.

TÉCNICA UTILIZADA	ÁREA (Acres)		
	CASO 1	CASO 2	CASO 3
MÉTODO VOLUMÉTRICO	192.84	79.08	53.86
NUMÉRICA	190.12	79.65	53.38
ANALÍTICA	193.68	79.90	52.52

3.3 AJUSTE HISTÓRICO

El ajuste histórico de los datos de producción reales con los obtenidos por el simulador, sólo se realizó para los casos 2 y 3, los cuales tenían historia de producción, mientras que el caso 1 es sintético.

Las figuras 3.29 y 3.30 muestran el ajuste histórico para el caso 2, utilizando un modelo numérico.

Figura 3.29 Ajuste histórico de la presión para el caso 2

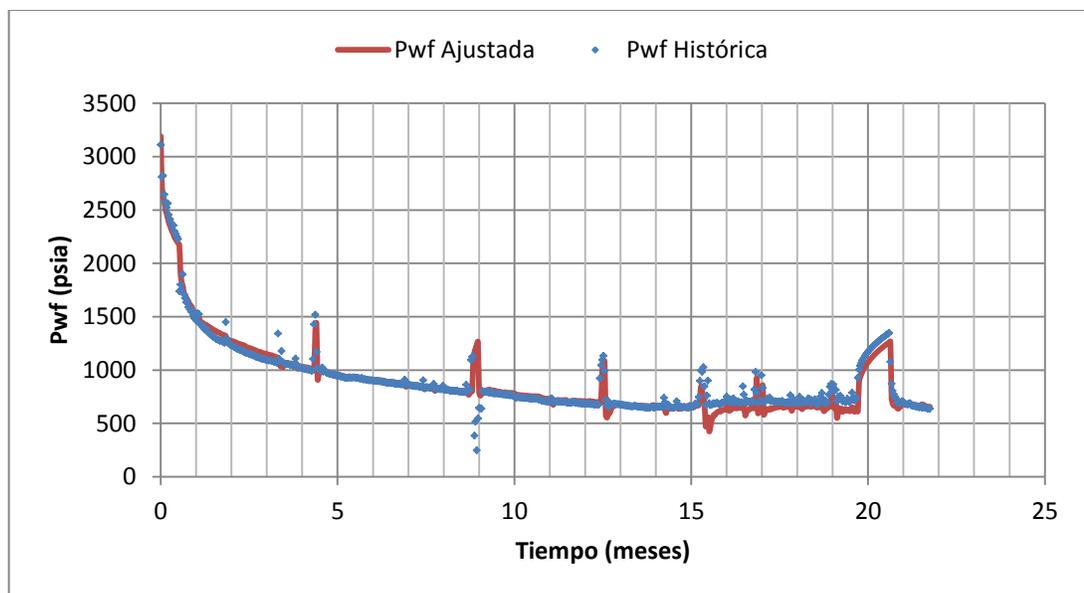
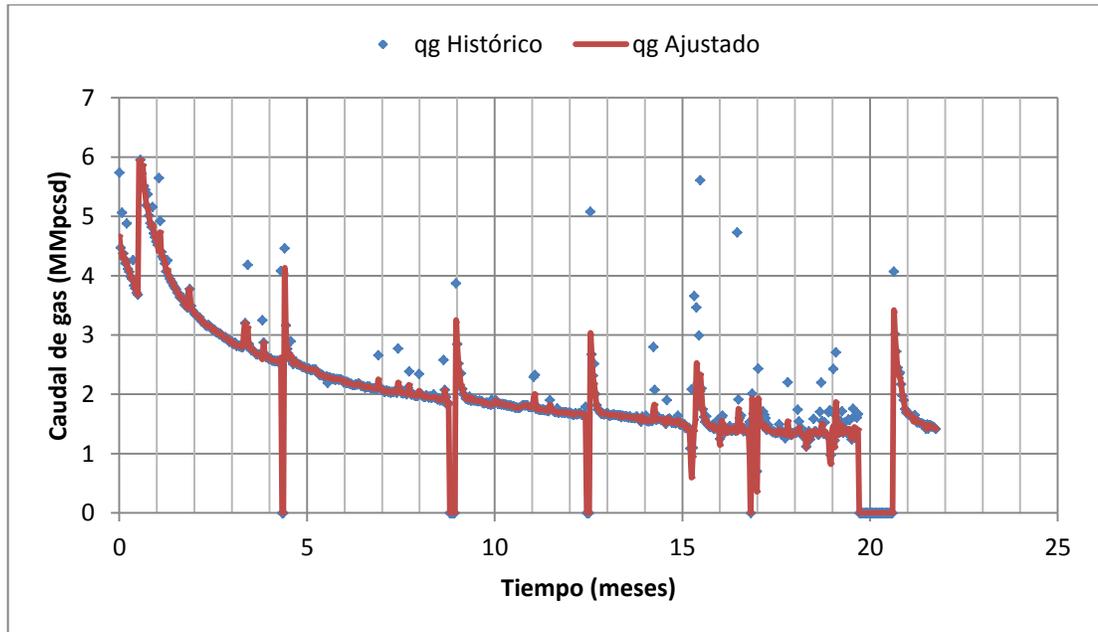


Figura 3.30 Ajuste histórico del caudal para el caso 2



En la tabla 3.7 se observan los resultados del ajuste histórico para el caso base 2.

Tabla 3.8 Propiedades de la roca, fluidos y del pozo del caso base 2 y resultados del ajuste histórico

PROPIEDAD	CASO BASE 2	AJUSTE HISTÓRICO MODELO ANALÍTICO	AJUSTE HISTÓRICO MODELO NUMÉRICO
Pi (psia)	3191	3191	3191
T _R (°F)	149	149	149
h (pies)	150	150	150
r _w (pies)	0.35	0.35	0.35
φ (%)	6	6	6
S _{gi} (%)	80	80	80
S _{wi} (%)	20	20	20
k ₁ (md)	0.0005	0.0006	0.0006
k ₂ (md)	0.0003	0.0002	0.0002
γ _g	0.65	0.65	0.65
cf(1/psi)	6.011 e-6	6.011 e-6	6.011 e-6
ct (1/psi)	2.162 e-4	2.162 e-4	2.162 e-4
Le (pies)	6890	6890	6890
xf (pies)	250	196	196
FCD	63.193	134.033	130.067
nf	17	17	17

La Tabla 3.7 indica que la mayoría de las propiedades del yacimiento y del pozo son las mismas, sólo cambiaron la permeabilidad, longitud media de la fractura y la conductividad adimensional.

Los valores de k_1 y k_2 corresponden a las permeabilidades de la zona estimulada y de la no estimulada (matriz), respectivamente. Aunque cambiaron con relación al caso base, en ambos ajustes históricos se observa que la permeabilidad promedio es de 0.0004 md, además de ser lógico que $k_1 > k_2$.

El valor de x_f cambió con respecto al real, lo que indica que el simulador encontró este valor para realizar el ajuste, ya que, de haber utilizado 250 pies no se hubiera logrado. Vale la pena aclarar que el cambio de algunas propiedades a la hora de hacer el ajuste histórico, es sólo para hacer predicciones o pronósticos futuros.

Por último se nota que los valores de FCD son diferentes en todos los casos, aunque se conserva que todos corresponden a una conductividad finita. Los resultados de los ajustes analítico y numérico se mantienen en el mismo orden, lo contrario sucede con el caso base.

En las figuras 3.31 y 3.32 se observa el ajuste histórico para el caso 3.

Figura 3.31 Ajuste histórico de la Presión para el caso 3

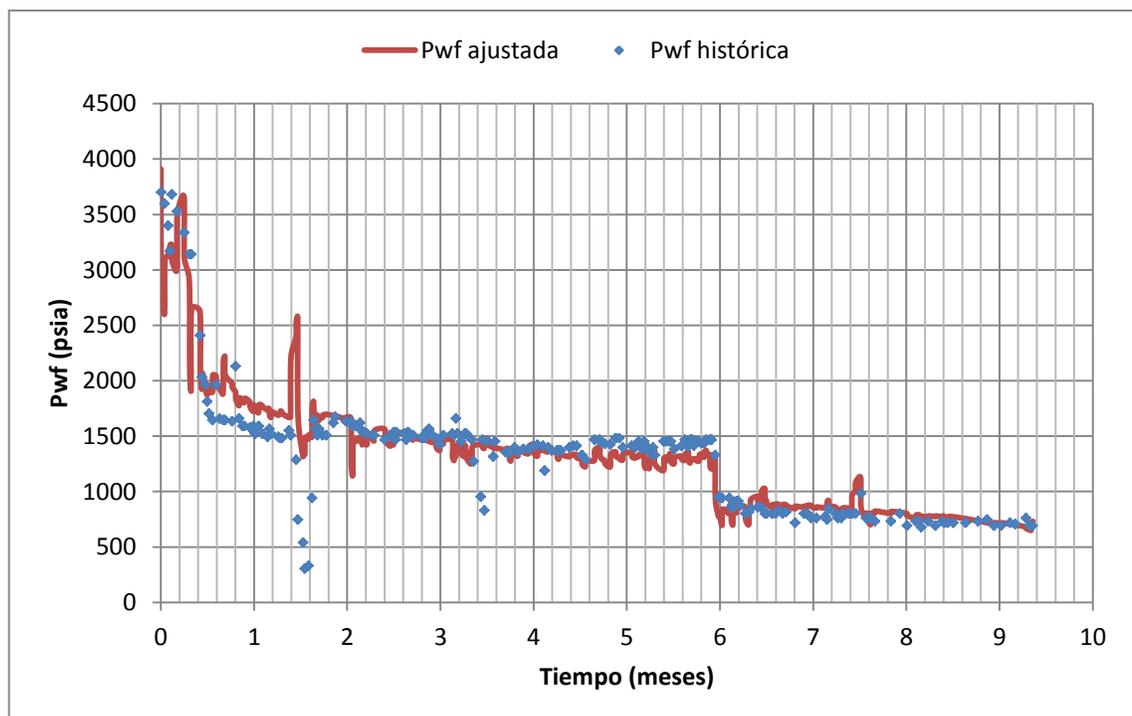


Figura 3.32 Ajuste histórico del caudal para el caso 3

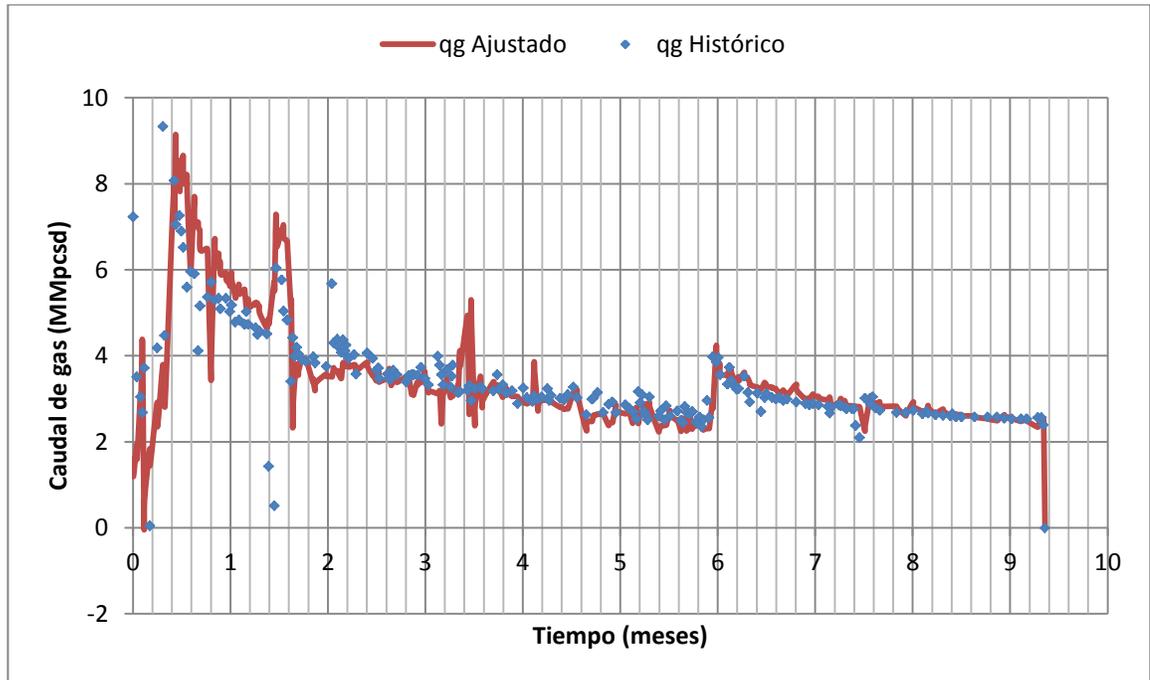


Tabla 3.9 Propiedades de la roca, fluidos y del pozo del caso base 3 y resultados del ajuste histórico

PROPIEDAD	CASO BASE 3	AJUSTE HISTÓRICO MODELO ANALÍTICO	AJUSTE HISTÓRICO MODELO NUMÉRICO
Pi (psia)	3777	3910	3910
T _R (°F)	120	120	120
h (pies)	106.4	106.4	106.4
r _w (pies)	0.35	0.35	0.35
φ (%)	6.9	6.9	6.9
S _{gi} (%)	65.4	65.4	65.4
S _{wi} (%)	34.6	34.6	34.6
k ₁ (md)	0.0007	0.0014	0.0014
k ₂ (md)	0.0007	1.024 e-6	1.024 e-6
γ _g	0.568	0.568	0.568
cf(1/psi)	5.672 e-6	5.672 e-6	5.672 e-6
ct (1/psi)	1.372 e-4	1.372 e-4	1.372 e-4
Le (pies)	3910	3910	3910
xf (pies)	300	300	300
FCD	Infinita	20.012	40
nf	12	12	12

De acuerdo a la Tabla 3.8, se observa que la mayoría de las propiedades son similares en los tres casos, sólo varía la presión inicial, la permeabilidad y la conductividad adimensional. A pesar de la variación en el valor de presión, se considera válido ya que es cercano al real y del mismo orden de magnitud.

Inicialmente se toman ambas permeabilidades como 0.0007 md porque la información suministrada para éste caso sólo habla de una permeabilidad, por lo que se entiende que sea una permeabilidad promedio. Luego a la hora de simular lo que se logró fue encontrar de manera coherente una $k_1 > k_2$ como resultado del fracturamiento hidráulico.

También se aprecia que los valores de FCD difieren en los tres casos, pero se mantienen en el mismo orden en ambos ajustes históricos, aunque diferentes al valor inicial, el cual al ser infinito, puede tomarse como cualquier valor de $FCD \geq 300$.

3.4 PRONÓSTICOS Y FACTOR DE RECUBRO

3.4.1 Caso 1: Como se mencionó anteriormente éste es un caso sintético, por lo cual ya hace parte de un pronóstico.

3.4.2 Caso 2: A partir del ajuste histórico se realizó un pronóstico a 156 meses (13 años) teniendo una presión final de flujo del pozo de 100 psia, como lo indican las figuras 3.33 y 3.34.

Figura 3.33 Pronóstico de producción para el caso 2

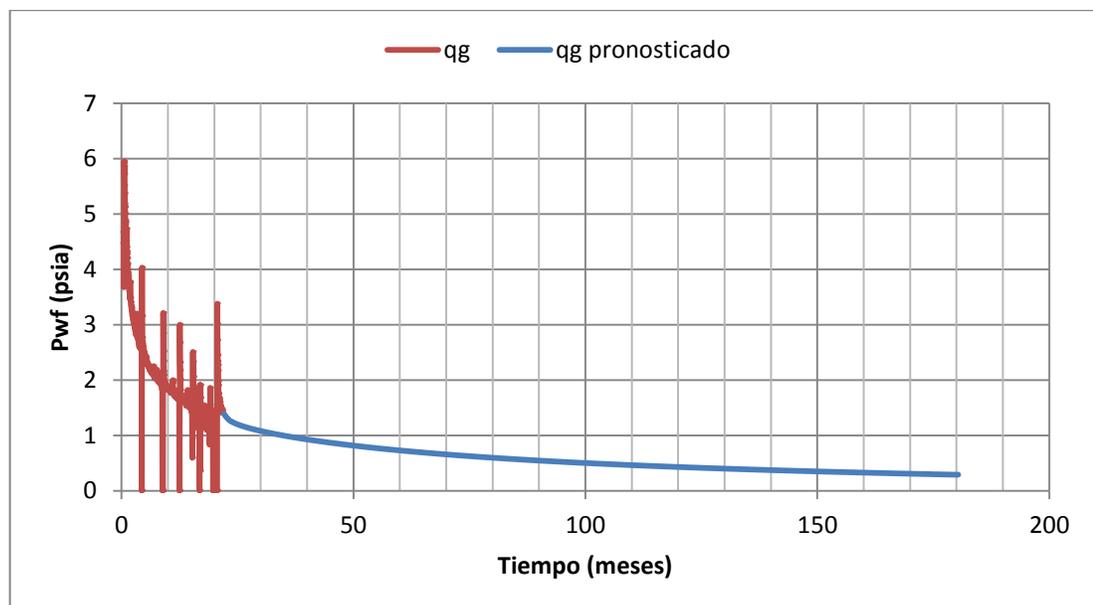
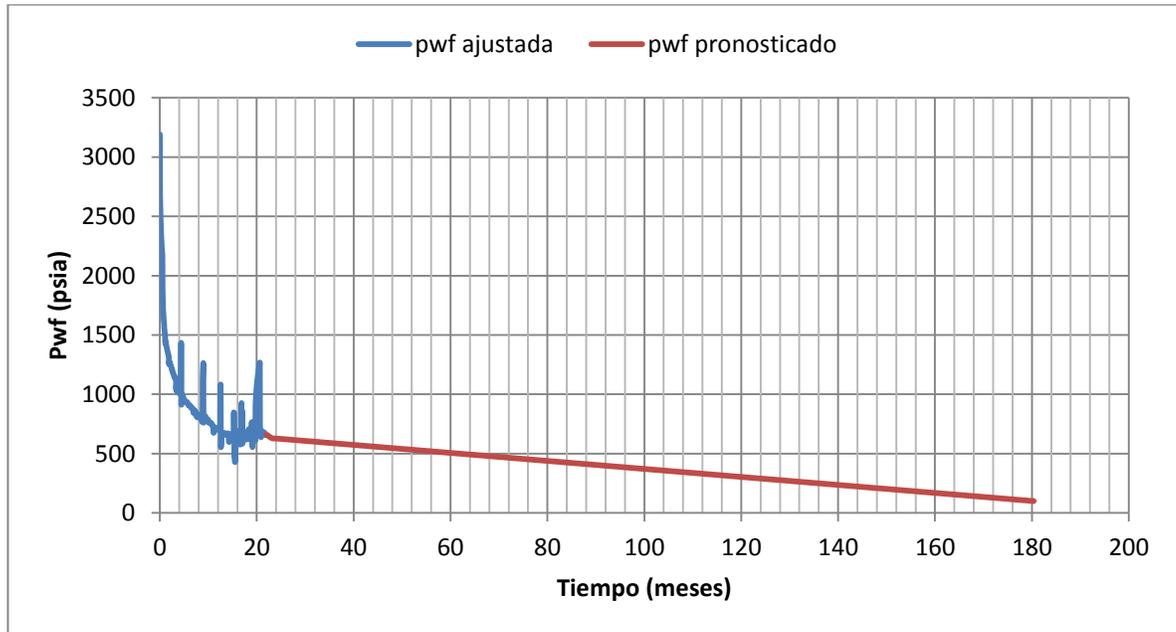
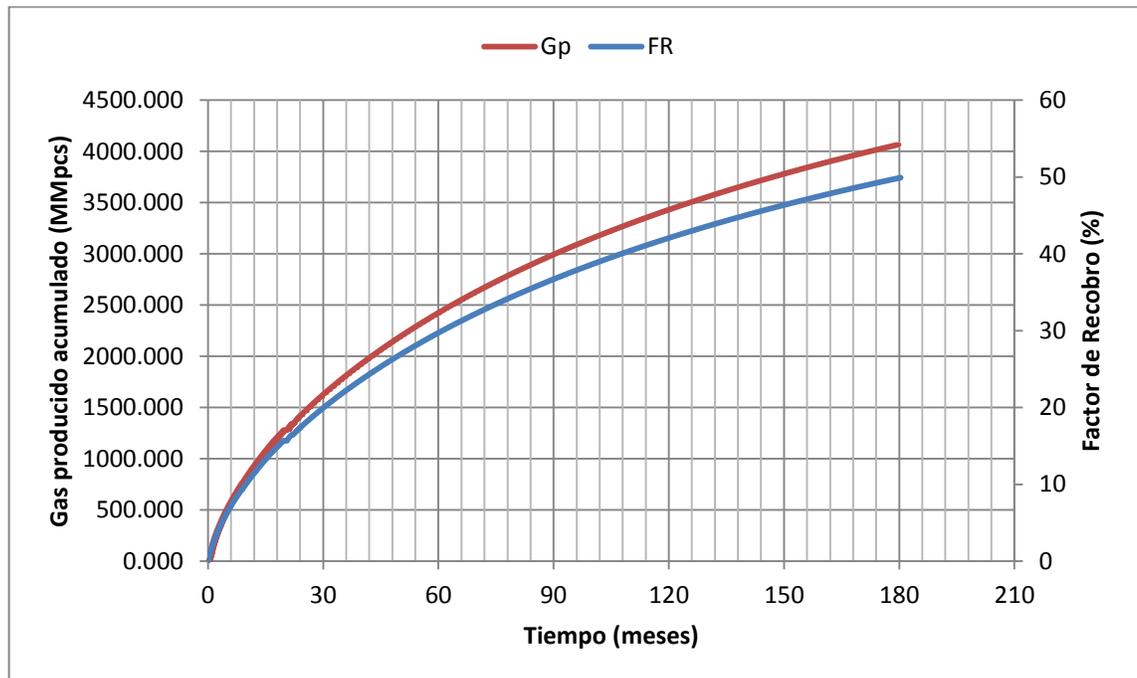


Figura 3.34 Pronóstico de presión de flujo para el caso 2



Al cabo de los 180 meses el caudal fue de 0.291 MMpcsd dando una producción acumulada de gas de aproximadamente 4072 MMpcs (ver figura 3.35), lo que representa un factor de recobro del 49.91 %.

Figura 3.35 Gas Producido acumulado al cabo del pronóstico para el caso 2



3.4.3 Caso 3: Después del ajuste histórico se llevó a cabo un pronóstico a 168 meses (14 años) hasta una presión en el pozo de 100 psia y se obtuvieron los resultados mostrados en las figuras 3.36 y 3.37.

Figura 3.36 Pronóstico de producción para el caso 3

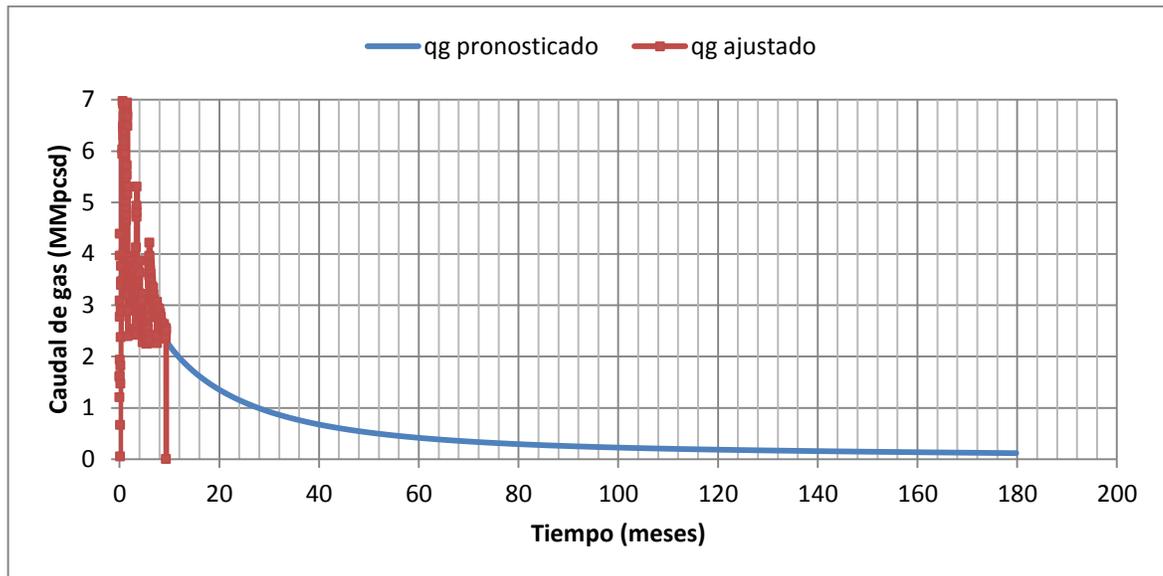
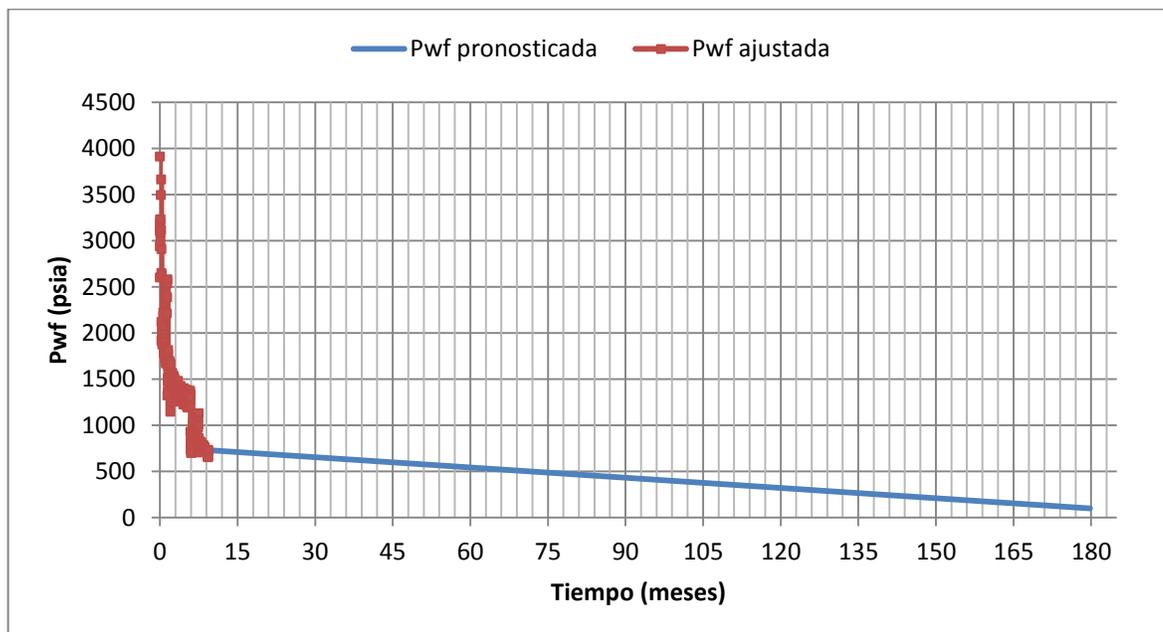
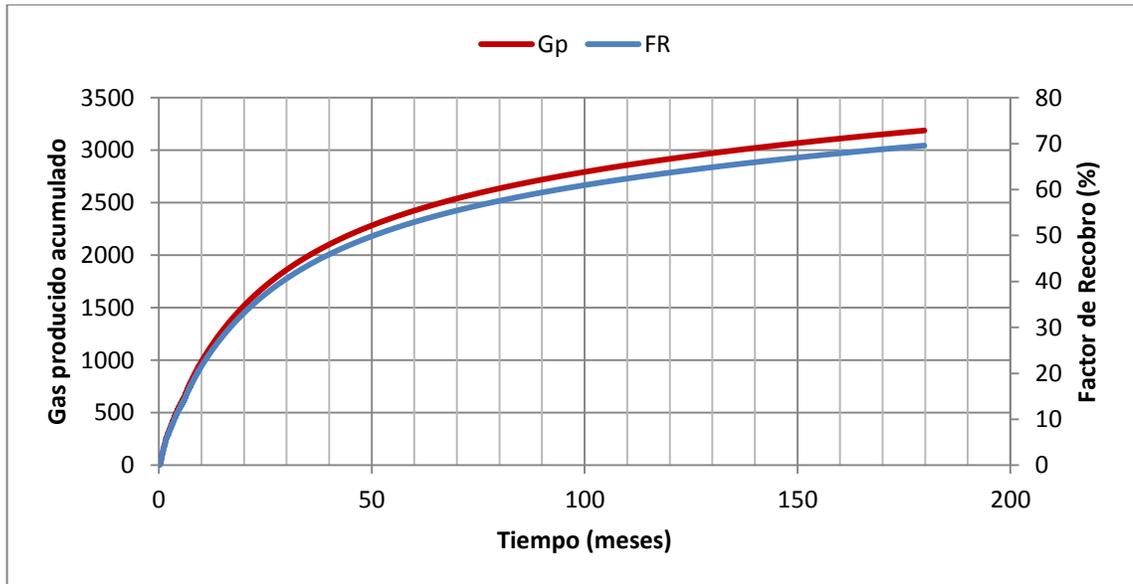


Figura 3.37 Pronóstico de presión de flujo para el caso 3



Al final de 180 meses de producción se obtuvo una producción acumulada de 3190 MMpcs, lo cual representa un factor de recobro del 70 % (ver figura 3.38).

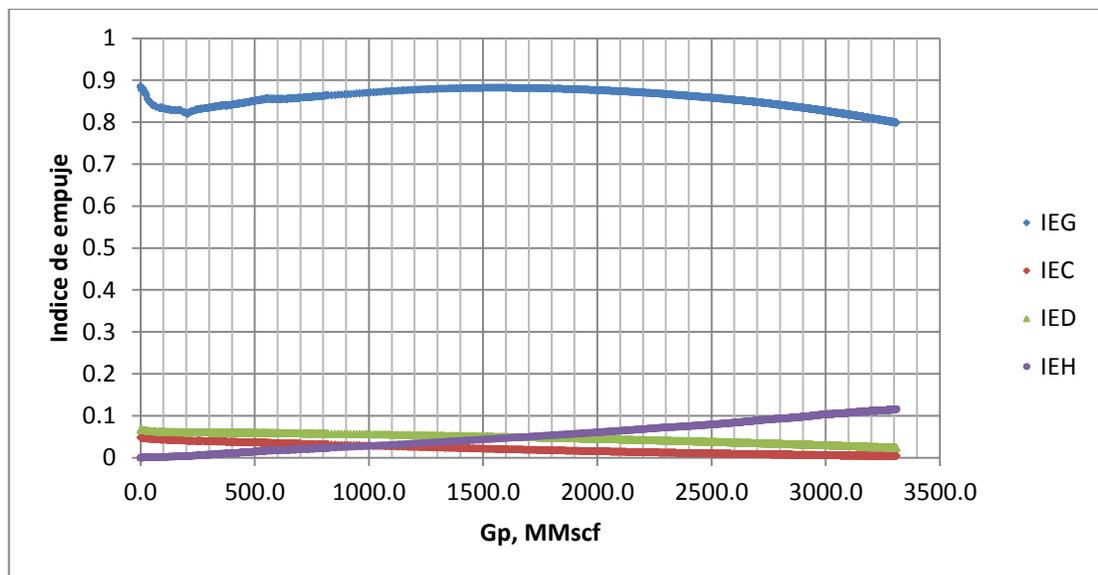
Figura 3.38 Gas Producido acumulado al cabo del pronóstico para el caso 3



3.5 ÍNDICES DE EMPUJE

Con el fin de evaluar el aporte de cada uno de los mecanismos de producción del yacimiento, a partir de los datos de producción de gas y agua, presión promedio y las propiedades de la roca y los fluidos del caso 3, se elaboró un gráfico (ver figura 3.39) de cada uno de los índices de empuje (*IEG*, *IEC*, *IEH*, *IED*), aplicando las ecuaciones 2.32, 2.33, 2.34 y 2.35 en función de la producción acumulada de gas.

Figura 3.39 Índices de empuje del yacimiento para el caso 3



De acuerdo a la figura 3.39, se aprecia que el mecanismo que más aporta de manera significativa a la producción del yacimiento es el de expansión del gas, *IEG* y los menos influyentes son el *IED* e *ICD*. Además se observa que el empuje del acuífero es un poco más representativo sólo en la etapa final en la cual el yacimiento está muy depletado, pero aun así no es significativo.

3.6 ARREGLO O DISPOSICIÓN DE POZOS

Mediante el software especializado F.A.S.T. Evolution se realizaron los 5 arreglos de pozos horizontales multifracturados. A partir de los cuales, se obtuvieron datos de presión promedio, presión de pozo fluyendo y producción acumulada por campo para cada arreglo, además se evaluó el mejor escenario económico. Los datos de pozo y del yacimiento corresponden a las condiciones iniciales del Caso Base 3, con la diferencia que se extendió el análisis a un área de 640 Acres, 8 pozos, con el fin de determinar la mejor estrategia de perforar nuevos pozos en un yacimiento de tal extensión.

En cada arreglo se llevó a cabo un pronóstico a 120 meses y presiones de fondo en cada pozo de 100 psia.

La longitud lateral de todos los pozos es de 3910 pies, sólo se cambió el número de fracturas en cada arreglo.

El valor de G estimado por el método volumétrico en éste yacimiento de 5280 pies x 5280 pies (640 Acres) es de 53189 MMpcs.

Los parámetros o variables económicas involucradas en el análisis, para todos los arreglos son mostrados a continuación:

- Costo del pozo (US\$/Pozo): Costo capital por pozo (perforación, completamiento, estimulación, etc.), éste valor cambia para cada arreglo debido a la diferencia en el número de fracturas.
- Costo de Compresión (3500 US\$/hp): Costo de adquisición de un compresor. Se calcula con base a la presión de entrada y la presión de descarga.
- Costos Operativos fijos (2500 US\$/Pozo)/mes: Costos de labores operativas, alquiler, impuestos de propiedad, etc.
- Costos Operativos variables (0.25 US\$/Mpcs): Costos variables de procesamiento, recolección y transporte de gas.
- Regalías (22%)

- Eficiencia de la Compresión (85%): Eficiencia del compresor
- Pérdidas en superficie (5%): Porcentaje de pérdidas de volumen de gas en superficie.
- Precio del Gas (5 US\$/Mpcs)
- Tasa de Descuento (10%): Porcentaje de descuento por año

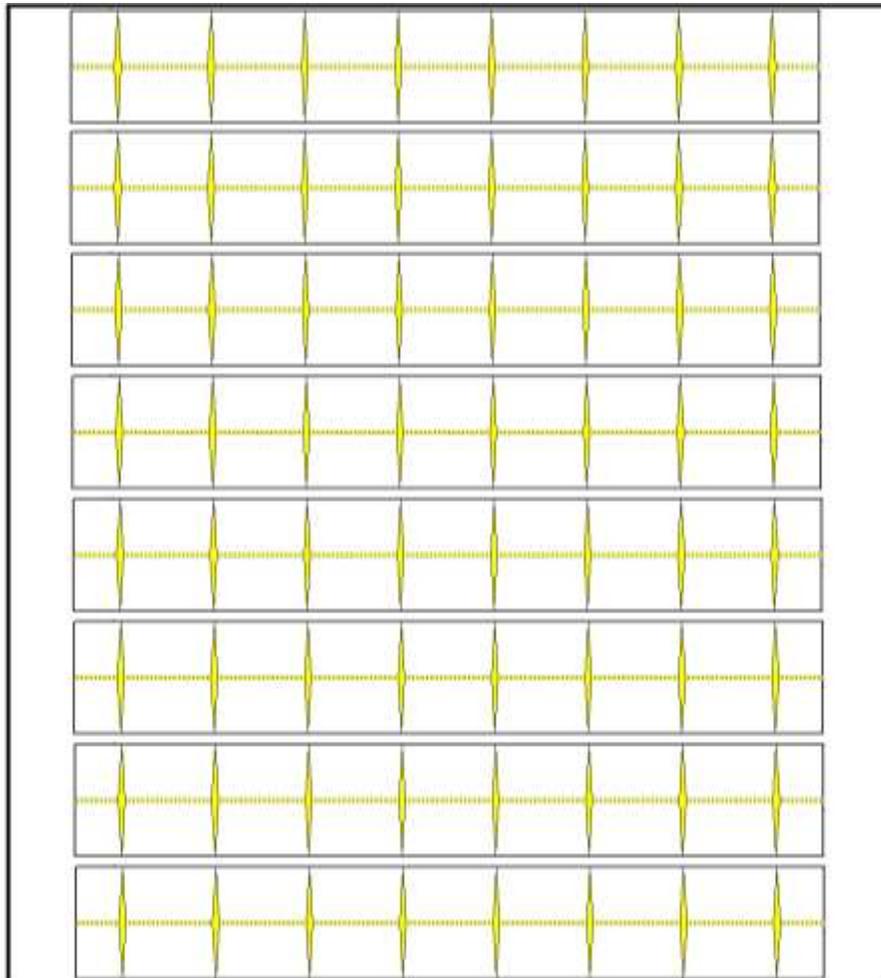
Los valores de cada parámetro fueron tomados como valores promedio de las principales cuencas productoras de Estados Unidos.

3.6.1 Arreglo 1: 8 pozos con 8 fracturas

En la figura 3.40 se observa el arreglo de los pozos con sus fracturas. Cada fractura hidráulica es de 300 pies de longitud media y conductividad infinita.

Para ésta configuración se estimó un costo de \$US 3'000.000 por pozo.

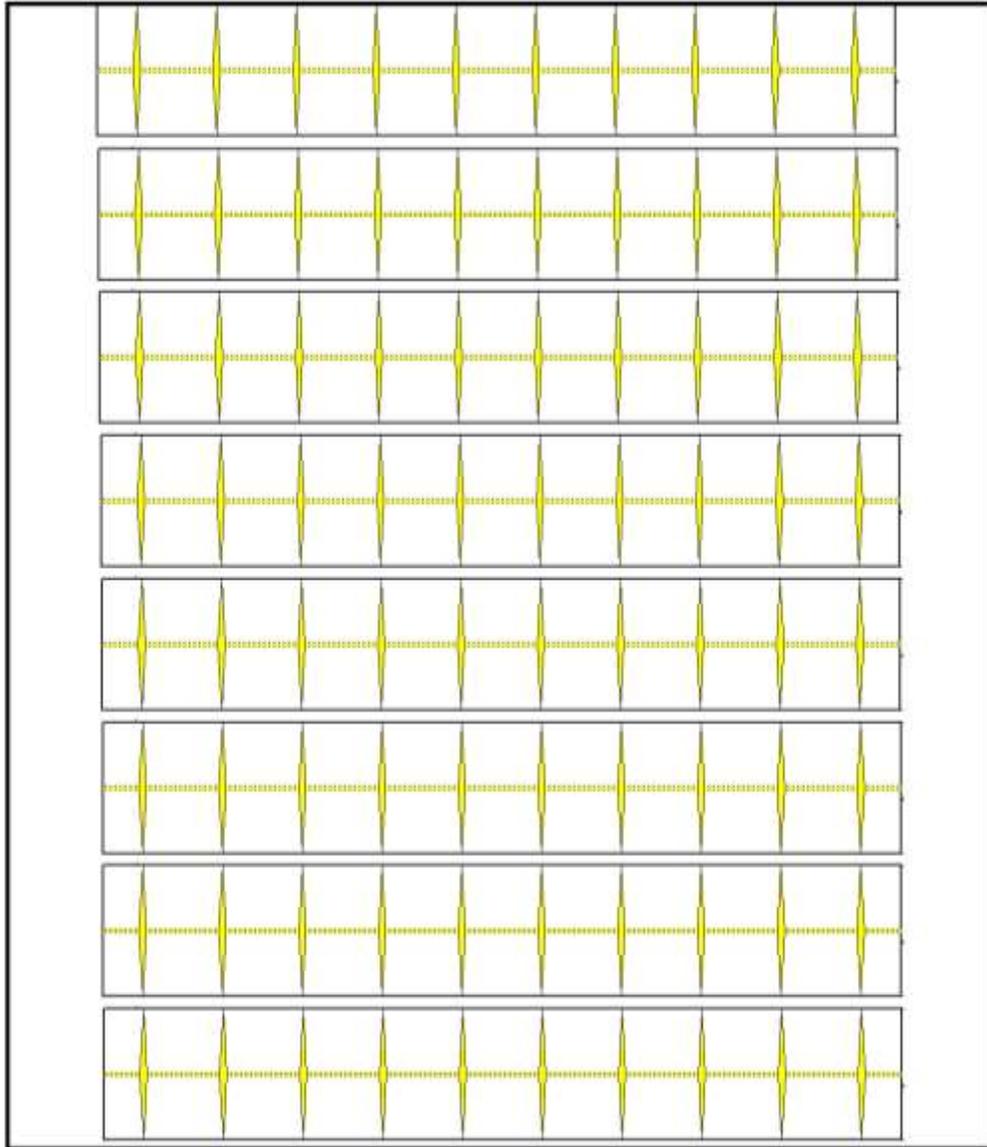
Figura 3.40 Arreglo de 8 pozos cada uno con 8 fracturas



3.6.2 Arreglo 2: 8 pozos con 10 fracturas

Para éste arreglo se estimó un costo de \$US 3'250.000 por pozo. La figura 3.41 muestra ésta configuración de pozos.

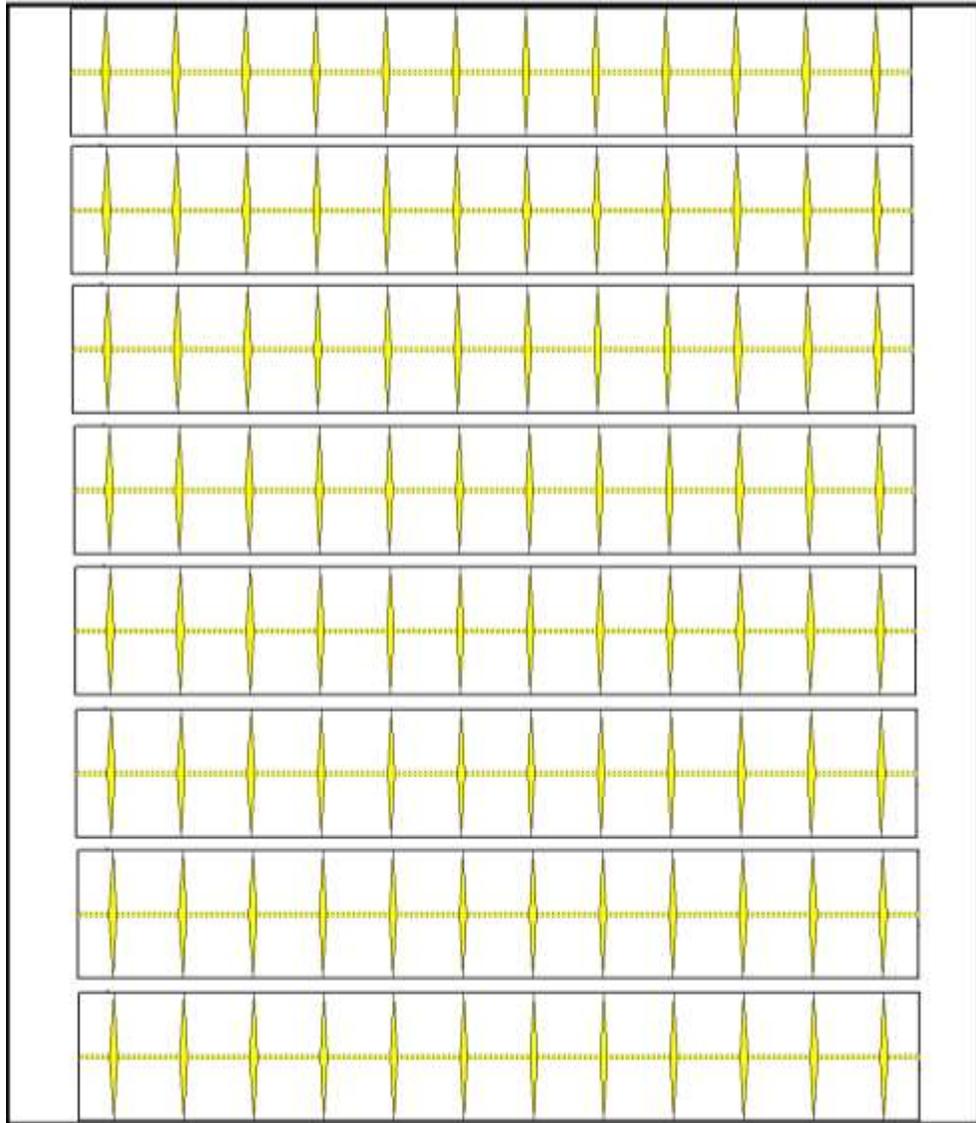
Figura 3.41 Arreglo de 8 pozos cada uno con 10 fracturas



3.6.3 Arreglo 3: 8 pozos con 12 fracturas

El arreglo de pozos con 12 fracturas hidráulicas se muestra en la figura 3.42. El costo estimado fue de \$US 3'500.000 por pozo.

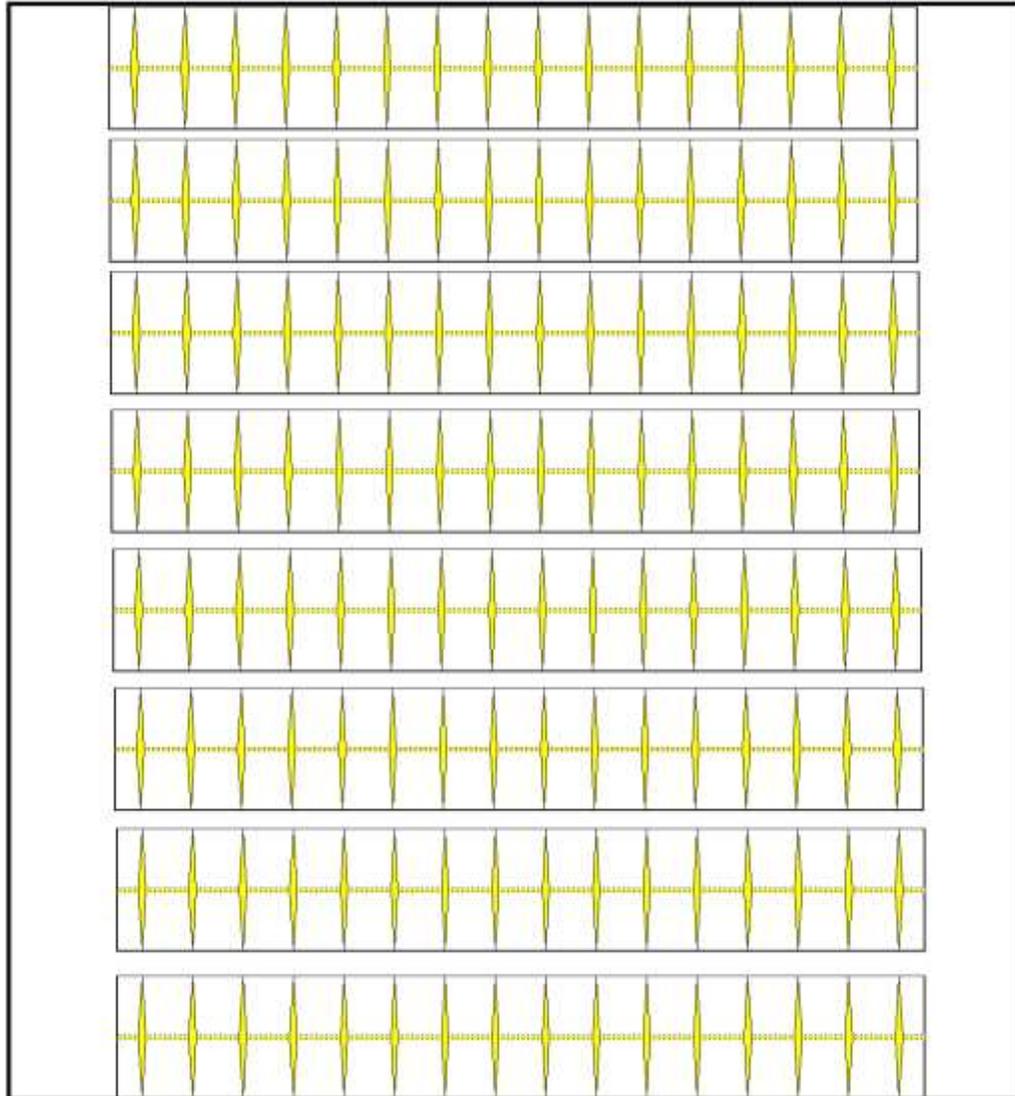
Figura 3.42 Arreglo de 8 pozos cada uno con 12 fracturas



3.6.4 Arreglo 4: 8 pozos con 16 fracturas

Este arreglo es mostrado en la figura 3.43, para un costo estimado de \$US 4'000.000 por pozo.

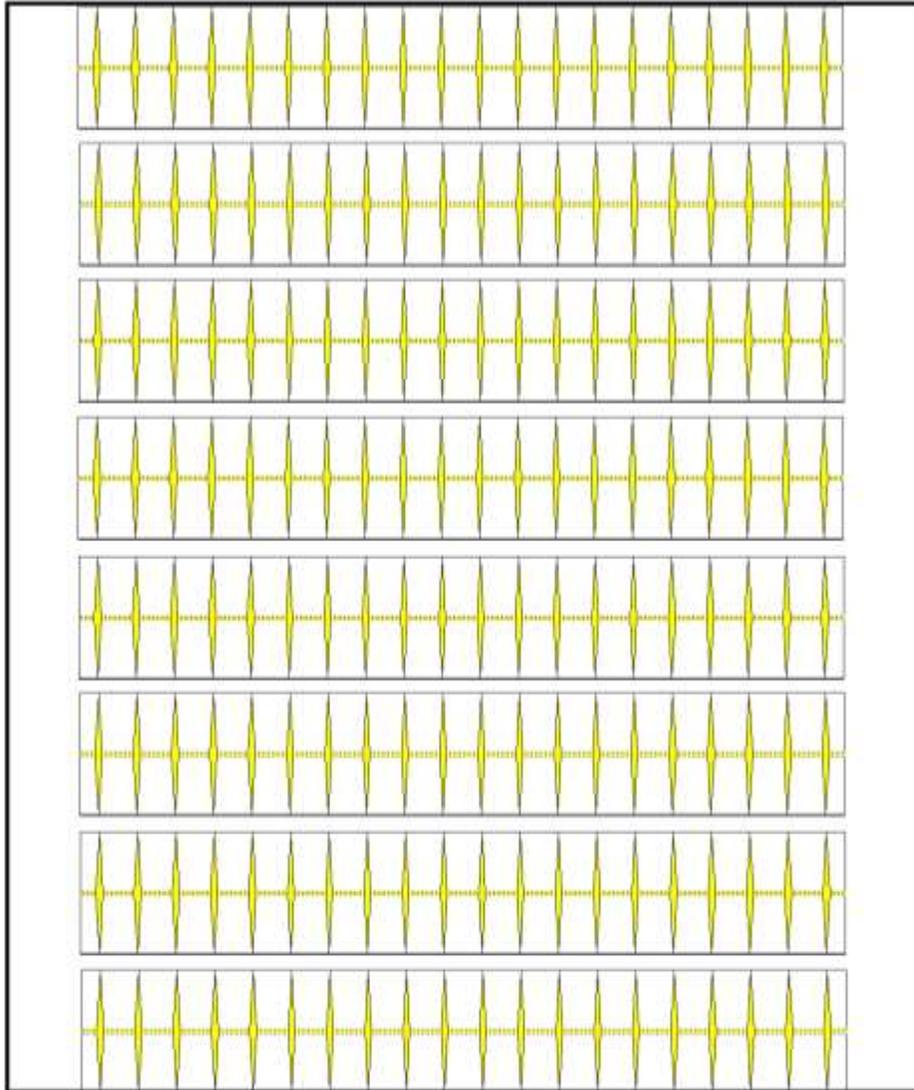
Figura 3.43 Arreglo de 8 pozos cada uno con 16 fracturas



3.6.5 Arreglo 5: 8 pozos con 20 fracturas

La figura 3.44 muestra éste arreglo, con un costo estimado de \$US 4'500.000 por pozo

Figura 3.44 Arreglo de 8 pozos cada uno con 20 fracturas



En la figura 3.45 y 3.46 se observa la producción diaria y acumulada de gas, respectivamente, para cada uno de los arreglos de pozos horizontales. Las figura 3.47 muestra el comportamiento de la presión promedio del campo para cada arreglo. La figura 3.48 muestra el valor presente neto del proyecto considerando los parámetros económicos ya mencionados para cada arreglo, al cabo de los 10 años. La figura 3.49 indica el factor de recobro del campo.

Figura 3.45 Producción diaria de gas para cada arreglo de pozos

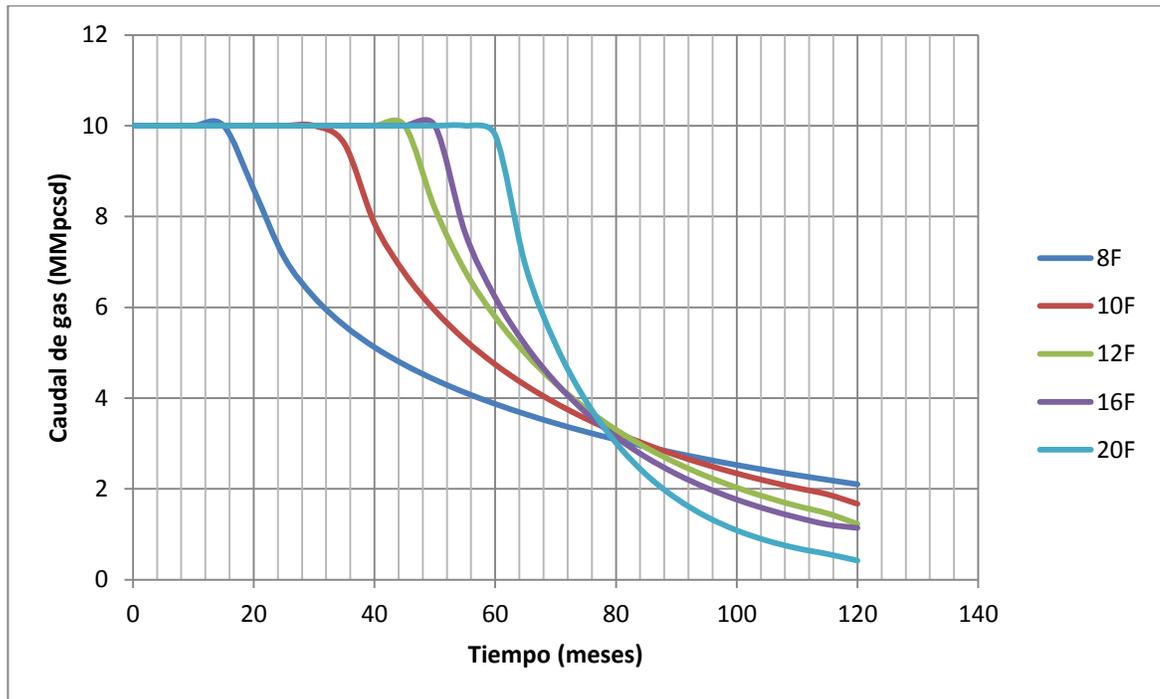


Figura 3.46 Producción acumulada de gas para cada arreglo de pozos

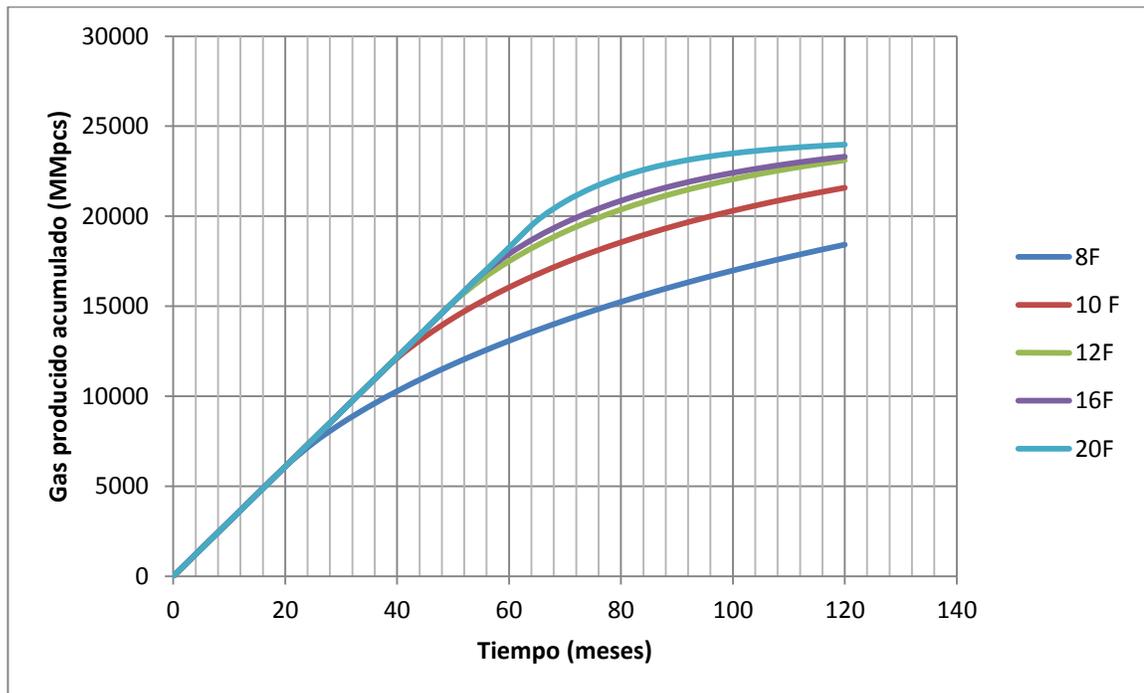


Figura 3.47 Presión promedio del campo para cada arreglo de pozos

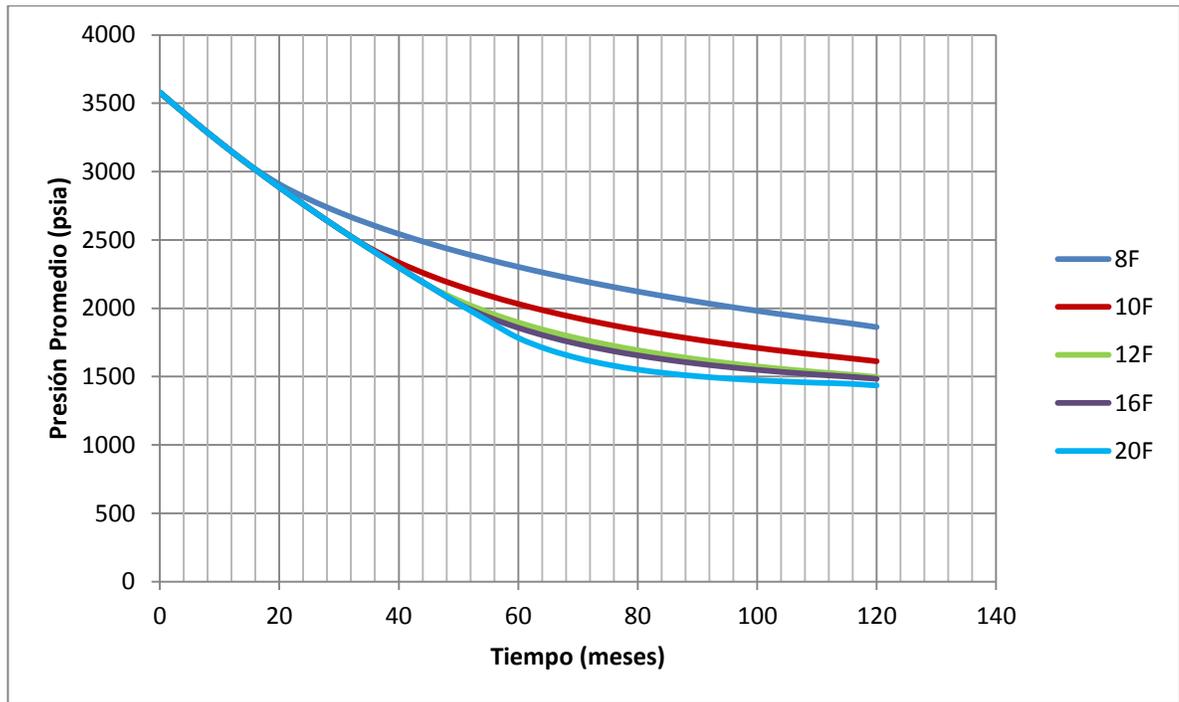


Figura 3.48 Valor presente neto del proyecto para cada arreglo de pozos

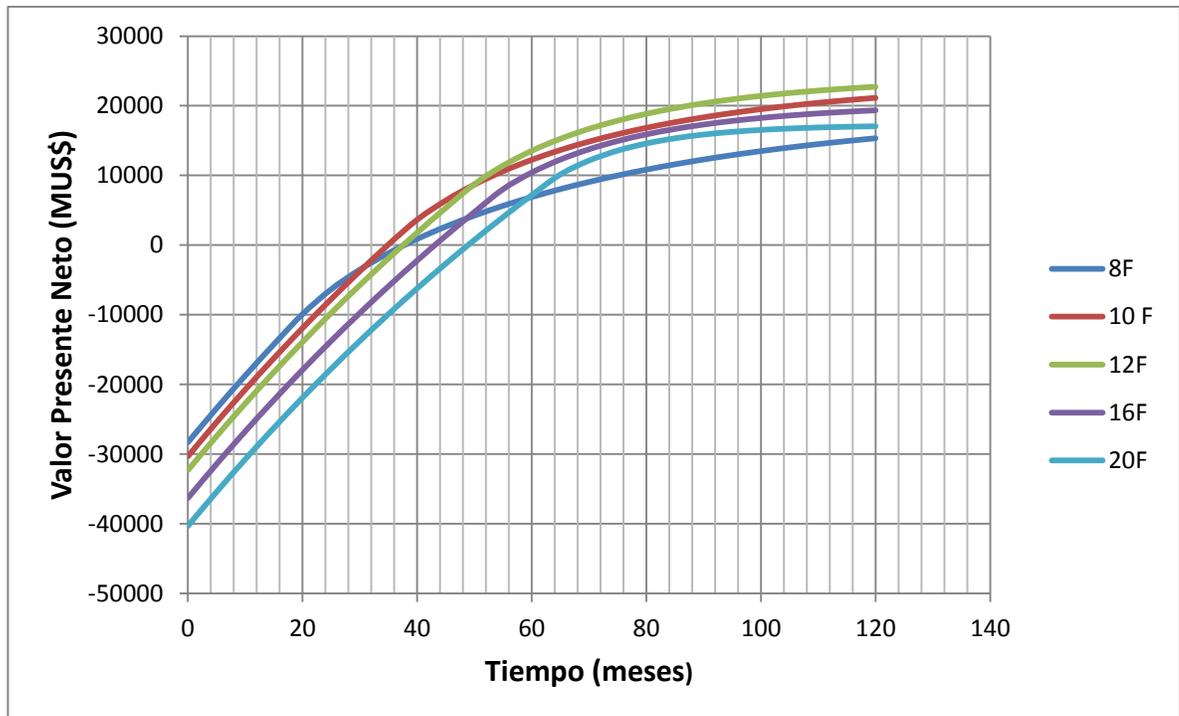
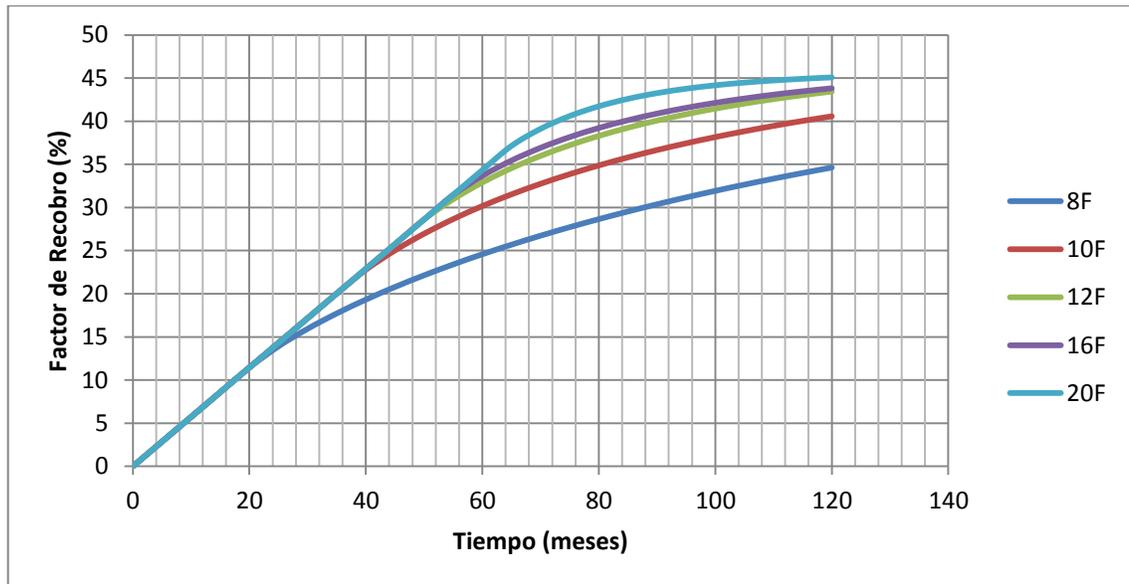


Figura 3.49 Factor de Recobro del campo para cada arreglo de pozos



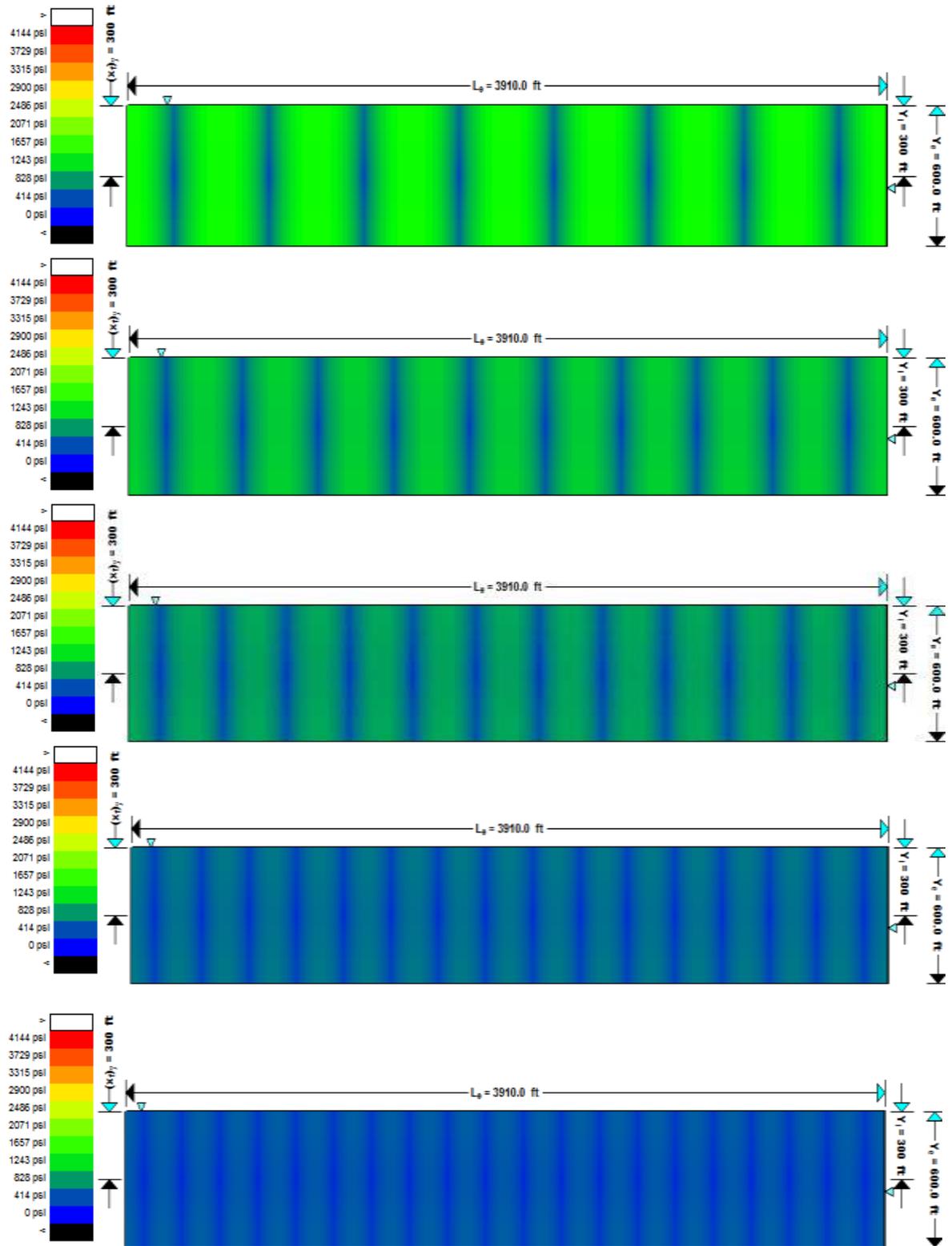
El comportamiento de la figura 3.45 indica que la producción declina más rápidamente a medida que el número de fracturas es menor, pero al cabo de determinado tiempo debido al fenómeno de interferencia en los arreglos de mayor número de fracturas se observa una leve disminución en la producción diaria. Según la figura 3.46, el arreglo de menos fracturas da la producción más baja, lo que se debe a que hay zonas sin drenar, contrario al de más fracturas en el que se presenta interferencia y el aumento de producción no es tan significativo.

De acuerdo a la figura 3.48, se observa que la menor inversión es la del arreglo 1 y la mayor inversión la del arreglo 5. Además el mayor valor presente neto se obtiene para el arreglo 3 y el menor para el arreglo 1.

Teniendo en cuenta que en cada arreglo el número de pozos es el mismo y solamente se cambió el número de fracturas, las cuales se espaciaron a lo largo de la longitud horizontal del pozo, se observó que al disminuir el espaciamiento entre fracturas (mayor número de fracturas) se presenta el fenómeno de interferencia entre ellas, lo que significa que aunque se aumente la producción al incrementar el número de fracturas hidráulicas, tal aumento no es significativo con relación a otro que tenga menor número de fracturas y además económicamente es menos representativo. La figura 3.50 ilustra el fenómeno de interferencia entre fracturas para cada uno de los arreglos.

En el capítulo 4, se presenta un análisis para hacer la comparación selectiva del mejor caso en términos del factor de recobro y el valor presente neto del proyecto.

Figura 3.50 Esquemas del comportamiento del drenaje de las fracturas en cada arreglo.



3.7 INTERPRETACIÓN DEL BALANCE DE MATERIA ESTÁTICO Y DINÁMICO

Luego de llevar a cabo el pronóstico a 10 años y de haber elegido el arreglo 3 como el mejor, se realizó el balance de materia con los datos de producción y de presión obtenidos en la sección 3.6. Para ello, se analizaron dos escenarios:

- a. Hacer el balance utilizando los datos de presión y producción por pozo (caudal y presión de flujo) y la presión promedio del yacimiento.
- b. Hacer el balance utilizando los datos de producción y presión por campo (caudal de todos los pozos, presión promedio del yacimiento) y la presión de flujo de cada pozo.

Las figuras 3.51, 3.52, 3.53, 3.54 muestran los balances de materia estáticos y dinámicos obtenidos del simulador.

Figura 3.51 Balance de materia estático para el escenario 3.7 a.

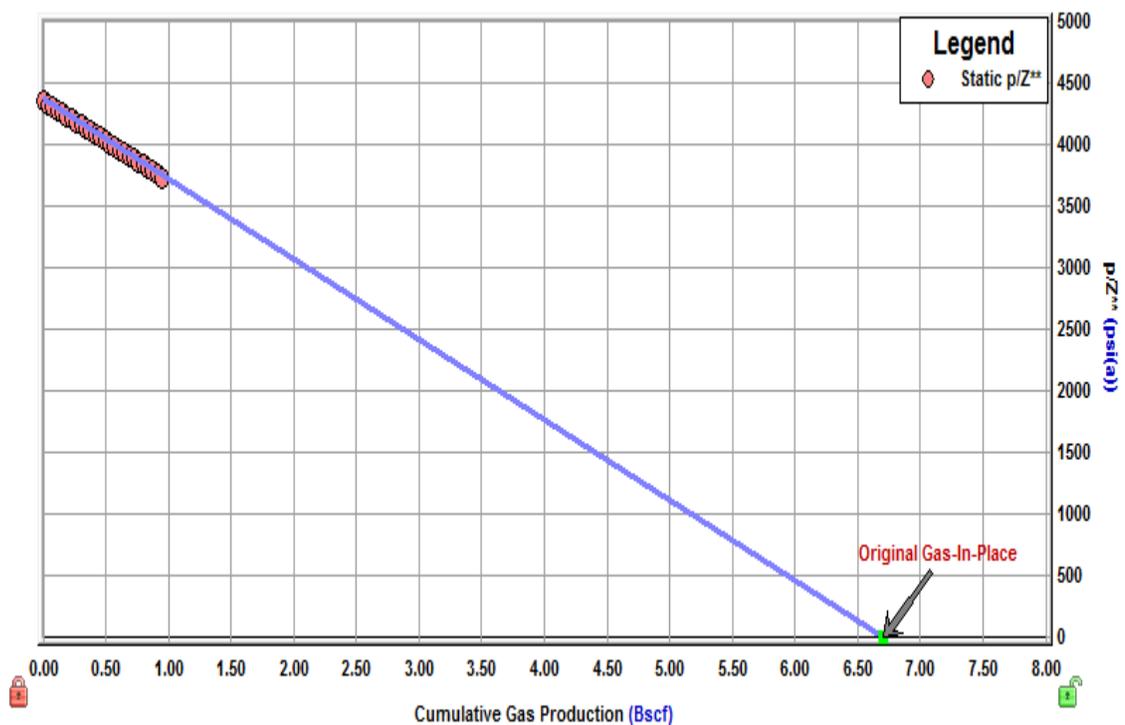


Figura 3.52 Balance de materia dinámico para el escenario 3.7 a.

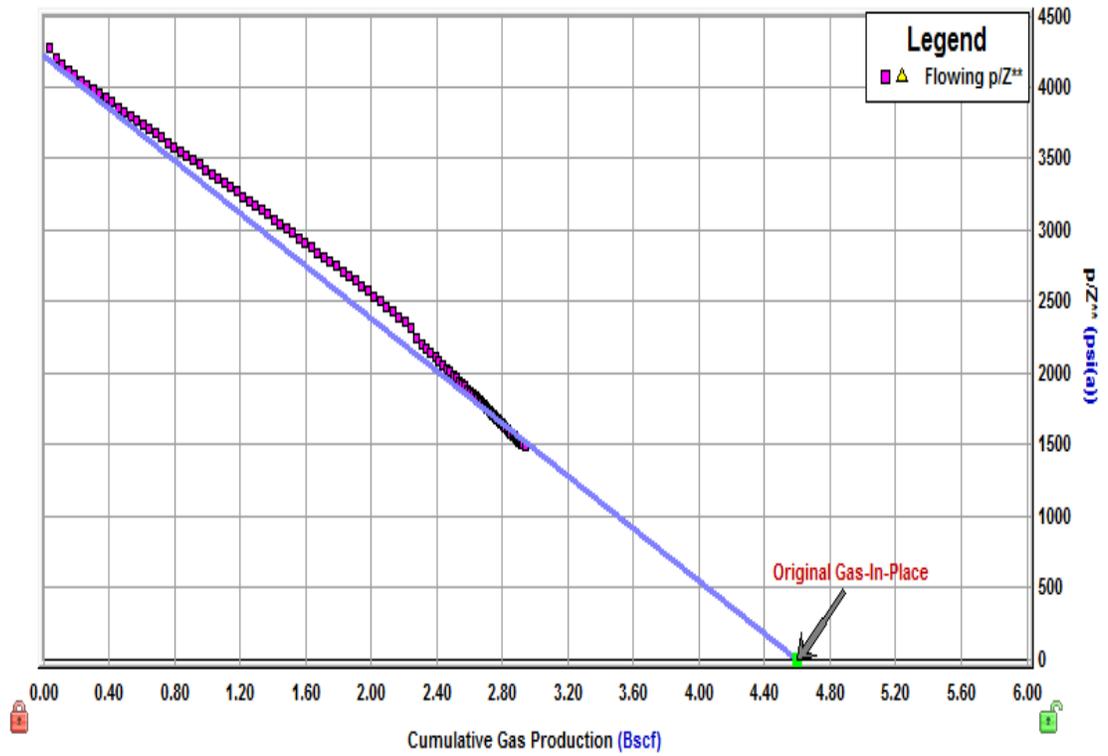


Figura 3.53 Balance de materia estático para el escenario 3.7 b.

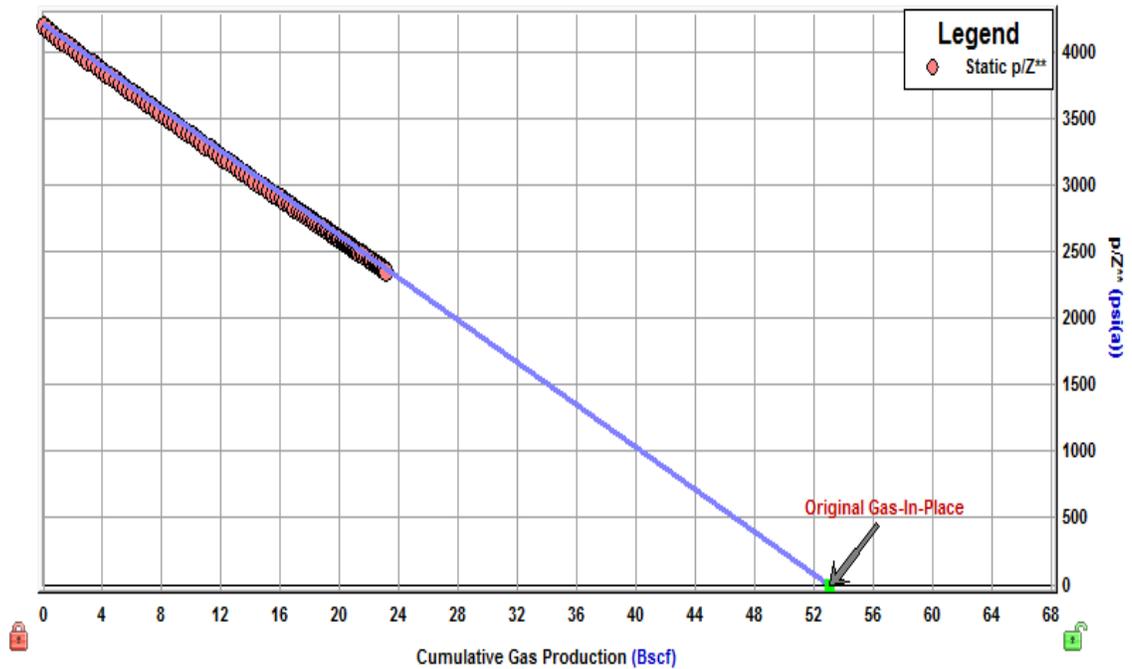
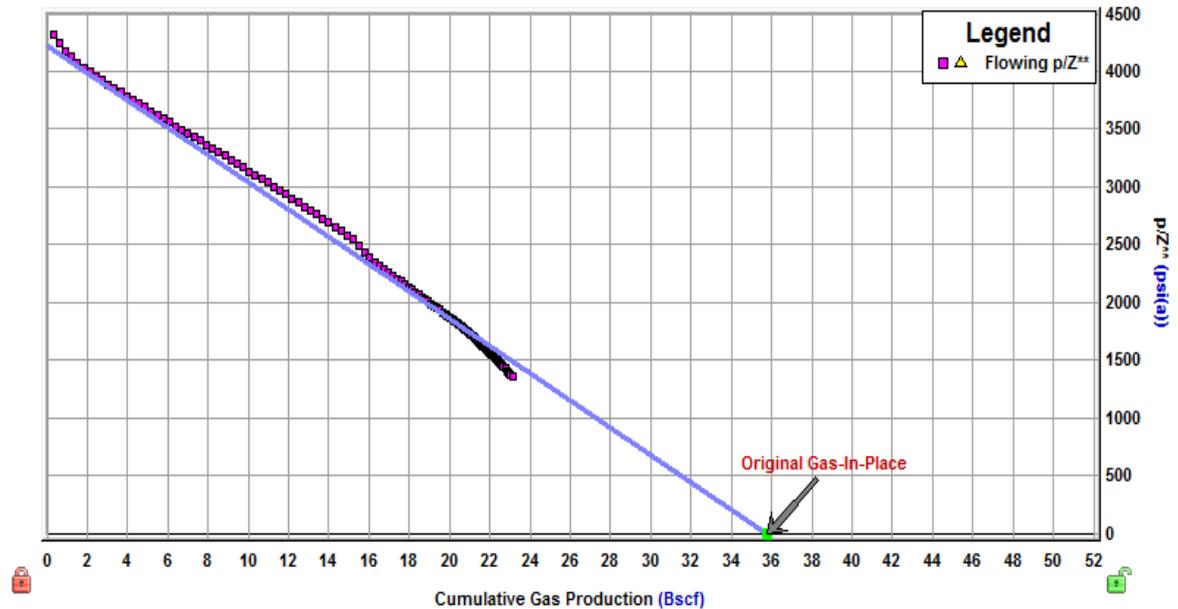


Figura 3.54 Balance de materia dinámico para el escenario 3.7 b.



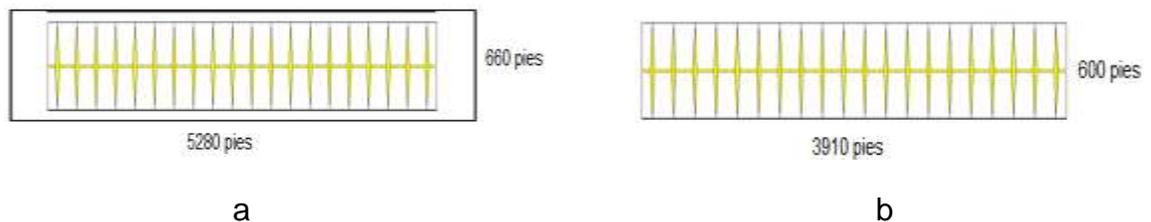
Los resultados obtenidos son mostrados en la tabla 3.9.

Tabla 3.10 Resultados de los balances de materia para los escenarios a y b.

Figura	Área (acres)	Área (pies ²)	GOES (MMpcs)
3.51	80	5280 x 660	6744
3.52	55	3910 x 600	4598
3.53	640	5280 x 5280	52998
3.54	432	(3910 x 600) x 8	35772

Según la tabla 3.9, se observa que el balance de materia estático calcula el área total, ya sea a nivel de pozo (escenario a) o a nivel de campo (escenario b), mientras que con el balance dinámico se determina la zona estimulada (SRV). En la figura 3.54a se muestra el área total del pozo y en la figura 3.54 b el área estimulada.

Figura 3.55 Esquemas que indican el área total (a) y estimulada (b) del pozo.



4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 ESTIMACIÓN DEL GAS ORIGINAL INICIAL Y EL ÁREA DE DRENE

Después de haber realizado los balances de materia y el cálculo del área de drene en el capítulo 3, con base a las tablas de resultados 3.1, 3.3, 3.5 y 3.6 se calcularon los errores con respecto al método volumétrico para cada uno de los casos y se graficaron como se muestra en las figuras 4.1 y 4.2.

Figura 4.1 Comparación entre los errores del balance de materia numérico y analítico.

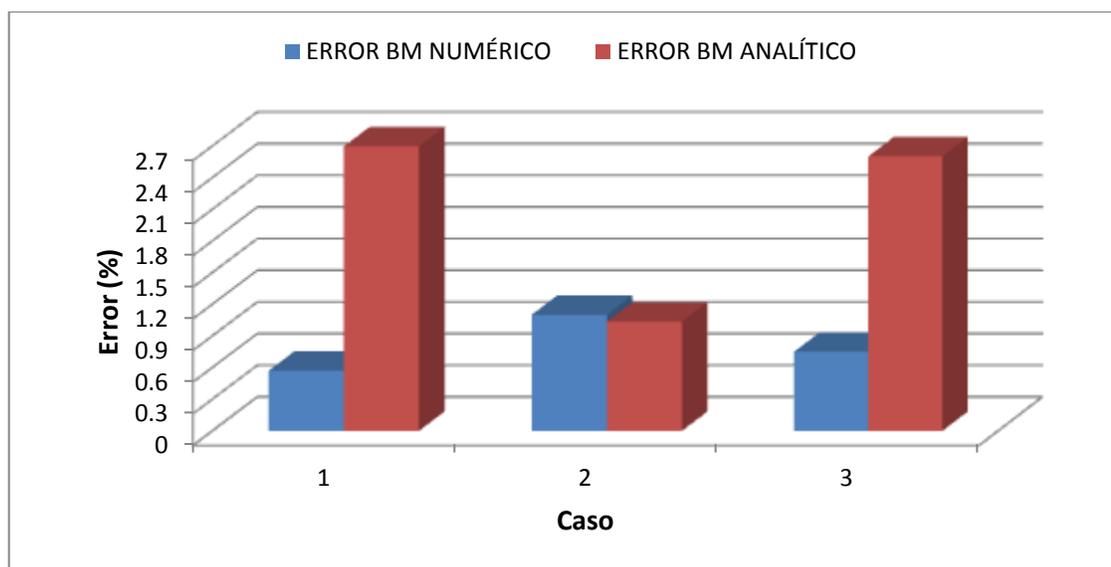
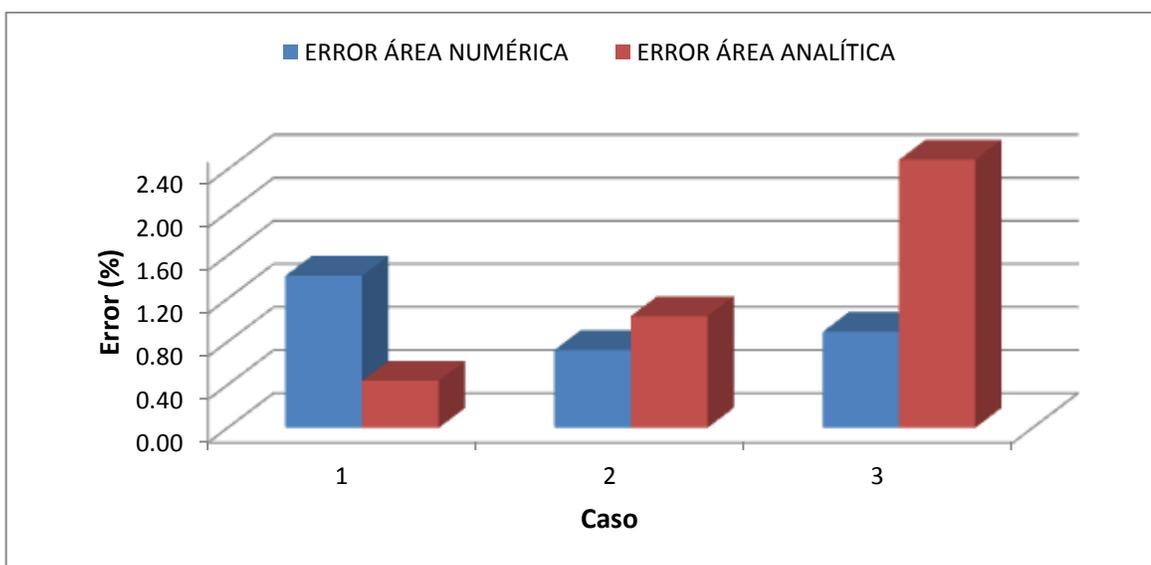


Figura 4.2 Comparación entre los errores del área numérica y analítica.



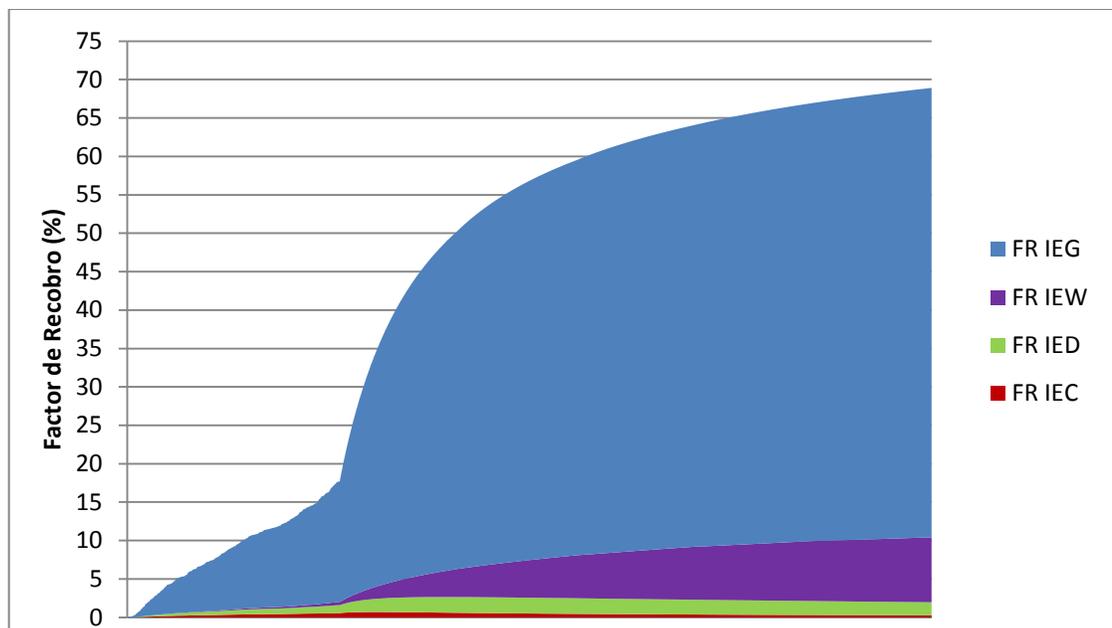
De acuerdo a la figura 4.1, se puede establecer que el balance de materia en los tres casos presenta un error menor al 3%, por lo que brinda confiabilidad y el valor de G es correcto.

Al igual que el balance de materia, el valor estimado del área en cada uno de los casos es confiable con cualquiera de las técnicas utilizadas, según la figura 4.2 ya que el error es menor al 3%.

4.2 EVALUACIÓN DE LOS ÍNDICES DE EMPUJE

Después de haber evaluado en el capítulo 3 la incidencia de los mecanismos de empuje en el yacimiento, se analizó el aporte de cada uno de ellos en términos del factor de recobro, como se aprecia en la figura 4.3.

Figura 4.3 Influencia en el factor de recobro de cada mecanismo de empuje.



De acuerdo a la figura 3.43, claramente se observa que el mecanismo de producción dominante en el yacimiento es el de expansión de gas, seguido por el empuje hidráulico, la desorción y la expansión de la roca y los fluidos residuales.

La caída de presión en el yacimiento causa que se libere el gas adsorbido dentro de la matriz del shale a medida que se acerca a la presión de Langmuir, es decir que una vez liberado, el gas aporta al mecanismo de expansión.

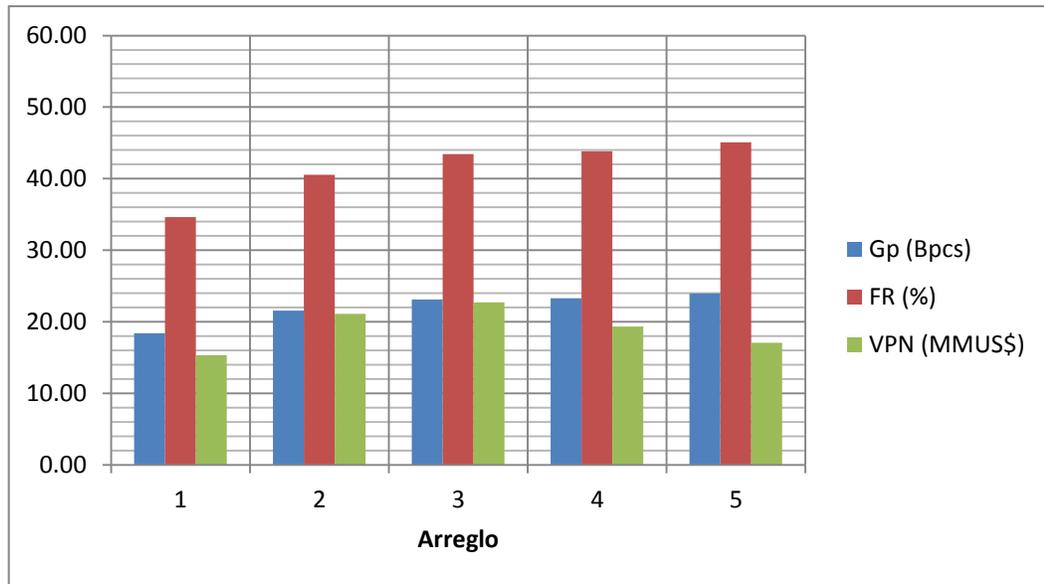
4.3 SELECCIÓN DEL MEJOR ARREGLO DE POZOS

A partir de la metodología desarrollada en la sección 3.6, se obtuvo la tabla 4.1 en la cual se observan los resultados económicos y de producción al cabo del pronóstico realizado. Los resultados de la tabla fueron graficados y se muestran en la figura 4.4.

Tabla 4.1 Resultados de la producción acumulada, factor de recobro y valor presente neto del proyecto al final del pronóstico.

ARREGLO	No. DE FRACTURAS	VPN máximo (MMUS\$)	PRODUCCIÓN ACUMULADA (Bpcs)	FACTOR DE RECOBRO (%)
1	8	15.34	18.42	34.63
2	10	21.14	21.58	40.57
3	12	22.73	23.11	43.44
4	16	19.35	23.31	43.82
5	20	17.06	23.98	45.08

Figura 4.4 Gas producido, factor de recobro y valor presente neto de cada proyecto.



De acuerdo a la tabla 4.1 y a la figura 4.4, se selecciona como mejor proyecto el arreglo 3, ya que éste representa el escenario más óptimo desde el punto de vista técnico y económico. Aunque el factor de recobro es menor que el de los arreglos 4 y 5, la diferencia no es tan significativa, además de que representa una mayor rentabilidad al cabo de los 10 años, es decir, un VPN mayor.

5. CONCLUSIONES

- Se estimó el gas libre y gas adsorbido empleando la ecuación de balance de materia en yacimientos de gas shale, aplicada a tres casos de estudio, obteniendo resultados confiables con las técnicas utilizadas.
- Se determinó la expresión matemática a partir de la ecuación de balance de materia para calcular el área de drene y se llevaron a cabo tales cálculos para tres casos de estudio obteniendo resultados confiables.
- Después de realizar el balance de materia a nivel de pozo y a nivel de campo, se concluyó que el balance de materia estático permite calcular el área total del yacimiento y el balance de materia dinámico calcula el área de la zona estimulada. El cálculo mediante los dos balances se hace igual sólo cuando en el análisis se considera que la extensión del yacimiento es la misma de la zona estimulada.
- Al analizar el efecto del acuífero en la estimación de reservas y el área de drene se pudo establecer que es muy poco significativo. Además como mecanismo de producción del yacimiento es poco eficiente, debido a la poca movilidad del agua causada por la baja permeabilidad.
- La simulación numérica permitió realizar un ajuste histórico de gran precisión y a partir de éste se llevaron a cabo pronósticos en la producción y presión de cada uno de los casos en un determinado tiempo.
- Al tener un pozo con número de fracturas menor al óptimo, quedan zonas sin drenar entre éstas. Si el número de fracturas es mayor al óptimo se presenta interferencia, la cual se refleja en la producción.
- Se evaluó la mejor estrategia técnico-económica para realizar el número óptimo de fracturas en pozos horizontales perforados en un yacimiento de una extensión dada.

6. RECOMENDACIONES

- Para trabajos de grado e investigaciones posteriores se recomienda llevar a cabo el análisis del balance de materia en yacimientos de gas shale considerando efectos geomecánicos y su influencia los cálculos numéricos y analíticos.
- A la hora de realizar el balance de materia dinámico de forma analítica, se recomienda evaluar el cálculo de la presión promedio por el método de Blasingame, para lo cual se debe diseñar un algoritmo numérico.
- Se recomienda tener en cuenta la diferencia en el cálculo del GOES y el área de drene al emplear el balance de materia dinámico o estático, con el fin de evitar posibles errores.
- Cuando se tiene historia de presión y producción de uno o más pozos, se recomienda normalizar la tendencia del comportamiento de tales variables, para disminuir el error en los cálculos.
- Evaluar el comportamiento de la isoterma de adsorción cuando se tenga evidencia de que en la composición del gas existen componentes adicionales al metano, dióxido de carbono y nitrógeno.
- Considerar la importancia del contenido orgánico total (TOC) y las propiedades petrofísicas en la distribución, tamaño y densidad de fracturas hidráulicas en el shale.

BIBLIOGRAFÍA

- SPE 20730 Material Balance Techniques for Coal Seam and Devonian Shale Gas Reservoirs. G.R. King. Chevron E&P Services Co. Year 1990
- PAPER 2009-149. PETROLEUM SOCIETY. Advanced Gas Material Balance, in Simplified Format. S. MOGHADAM, O. JEJE, L. MATTAR. Fekete Associates Inc. 16-18 June 2009.
- PAPER No. CIM/SPE 90-35 .PETROLEUM SOCIETY OF CIM/SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. ANALYSIS OF MATERIAL BALANCE EQUATIONS FOR GAS RESERVOIRS. A.K.Ambastha. University of Alberta. June 10-13 1990.
- SPE 139250. Analysis of Mechanisms of flow in Fractured Tight-Gas and Shale-Gas Reservoirs.G.J. Moridis.SPE. Lawrence Berkeley National Laboratory, and T.A. Blasingame and C.M. Freeman,SPE, Texas A&M University. 1-3 December 2010.
- SPE 145382. The Development of Material Balance Equations for Coalbed Methane Reservoirs. E. Firanda, SPE, Pertamina Geothermal Energy. 20-22 September 2011.
- SPE 144583. A Semi-Analytic Method for History Matching Fractured Shale Gas Reservoirs. Orkhan Samandarli, Hasan A. Al-Ahmadi and Robert A. Wattenbarger / SPE, Texas A&M University.
- SPE 29934. Analytical and Numerical Solutions for Estimating the Gas In-Place for abnormal Pressure Reservoirs. Adel M. Elsharkawy, Kuwait University.16-17 November 1995.
- PETROLEUM SOCIETY.Advanced Gas Material Balance, in Simplified Format. S. MOGHADAM, O. JEJE, L. MATTAR. Fekete Associates Inc. 16-18 June 2009.

- SPE 140555 Design of Multiple Transverse Fracture Horizontal Wells in Shale Gas Reservoirs. Bo Song, Texas A&M University; Michael J. Economides, University of Houston, Christine Ehlig-Economides, Texas A&M University.
- SPE 144057 Modeling Fractured Horizontal Wells As Dual Porosity Composite Reservoirs- Application to Tight Gas, Shale Gas and Tight Oil Cases.

8. APÉNDICE

DESARROLLO DE LA EBM PARA YACIMIENTOS DE GAS SHALE

EBM para gas convencional (yacimientos volumétricos).

$$GB_{gi} = (G - G_p)B_g \quad 1$$

Definición de B_g de la ley de los gases reales a temperatura constante.

$$B_g = \frac{P_{CS}ZT}{PZ_{CS}T_{CS}}$$

Sustituyendo B_g en la ecuación (1) obtenemos:

$$\frac{P}{Z} = \left(1 - \frac{G_p}{G}\right) \frac{P_i}{Z_i} \quad 2$$

Ecuación Generalizada.

$$GB_{gi} = (G - G_p)B_g + \Delta V_{wip} + \Delta V_{ep} + \Delta V_d \quad 3$$

Definición de cada uno de los términos de cambio de volumen:
Intrusión y producción de agua.

$$\Delta V_{wip} = 5.6146(W_e - W_p B_w) \quad 4$$

Yacimientos sobre presionados:

$$\Delta V_{ep} = \frac{GB_{gi}}{S_{gi}} (C_f + S_{wi}C_w + S_{oi}C_o)(P_i - P) \quad 5$$

Desorción del gas en CBM/Shale:

$$\Delta V_d = \rho_B V_B \left(\frac{V_L P_i}{P_L + P_i} - \frac{V_L P}{P_L + P} \right) \quad 6$$

Gas adsorbido: $G_a = \rho_B V_B \frac{V_L P}{P_L + P}$

Definición de volumen bruto: $V_B = Ah = \frac{G_f B_{gi}}{S_{gi} \phi}$

Sustituyendo V_B en la ecuación (6) obtenemos:

$$\Delta V_d = \rho_B B_g \frac{G_f B_{gi}}{S_{gi} \phi} \left(\frac{V_L P_i}{P_L + P_i} - \frac{V_L P}{P_L + P} \right) \quad 7$$

Sustituyendo las ecuaciones 4, 5 y 7 en la ecuación 3 da la EBM avanzada:

$$G_f B_{gi} = (G_f - G_p) B_g + (W_e - W_p B_w) + \frac{G_f B_{gi}}{S_{gi}} (C_f + S_{wi} C_w + S_{oi} C_o) (P_i - P) + \rho_B B_g \frac{G_f B_{gi}}{S_{gi} \phi} \left(\frac{V_L P_i}{P_L + P_i} - \frac{V_L P}{P_L + P} \right) \quad 8$$

Si se conoce el Gas libre (G_f), el Gas Total in-Situ (G) puede ser determinado por:

$$G = G_f + \frac{G_f B_{gi}}{S_{gi}} \frac{\rho_B}{\phi} \frac{V_L P_i}{P_L + P_i} \quad 9$$

Desarrollo de la EBM para Yacimientos de CBM Introduciendo el Término Z^* en Función de la Saturación de Agua Promedio.

Se despeja G_p de la ecuación (8).

$$G_p B_g = G_f (B_g - B_{gi}) + (W_e - W_p B_w) + \frac{G_f B_{gi}}{S_{gi}} (C_f + S_{wi} C_w) \Delta P + B_g Ah \rho_B \left(\frac{V_L P_i}{P_L + P_i} - \frac{V_L P}{P_L + P} \right) \quad 10$$

Definición de Gas libre: $G_f = \frac{Ah \phi (1 - S_{wi})}{B_{gi}}$

Se introduce la definición de gas libre en la ecuación 10:

$$G_p B_g = \frac{Ah \phi (1 - S_{wi})}{B_{gi}} (B_g - B_{gi}) + (W_e - W_p B_w) + Ah \phi (C_f + S_{wi} C_w) \Delta P + B_g Ah \rho_B \left(\frac{V_L P_i}{P_L + P_i} - \frac{V_L P}{P_L + P} \right) \quad 11$$

Reorganizando:

$$G_p B_g = \frac{Ah\phi(1-S_{wi})}{B_{gi}} B_g - Ah\phi(1-C_f\Delta P) \left[1 - \frac{\left(S_{wi}(1+C_w\Delta P) + \frac{(W_e - W_p B_w)}{Ah\phi} \right)}{(1-C_f\Delta P)} \right] + B_g Ah\rho_B \left(\frac{V_L P_i}{P_L + P_i} - \frac{V_L P}{P_L + P} \right) \quad 12$$

Definiendo saturación de agua promedio y reemplazando en la ecuación 12:

$$\bar{S}_w = \frac{\left(S_{wi}(1+C_w\Delta P) + \frac{(W_e - W_p B_w)}{Ah\phi} \right)}{(1-C_f\Delta P)} \quad 13$$

$$G_p B_g = \frac{Ah\phi(1-S_{wi})}{B_{gi}} B_g - Ah\phi(1-C_f\Delta P) [1 - \bar{S}_w] + B_g Ah\rho_B \frac{V_L P_i}{P_L + P_i} - B_g Ah\rho_B \frac{V_L P}{P_L + P} \quad 14$$

Se divide la ecuación 14 por B_g y se agrupa:

$$G_p = G - \frac{Ah\phi}{B_g} (1-C_f\Delta P) [1 - \bar{S}_w] - Ah\rho_B \frac{V_L P}{P_L + P} \quad 15$$

Se introduce la definición de B_g y se reorganiza:

$$Ah\phi \frac{Z_{CS} T_{CS}}{P_{CS} T} P \left[\frac{(1-C_f\Delta P)(1-\bar{S}_w)}{Z} + \frac{\rho_B}{\phi} \frac{P_{CS} T}{Z_{CS} T_{CS}} \frac{1}{P} \frac{V_L P}{P_L + P} \frac{Z}{Z} \right] = G - G_p \quad 16$$

Definición del término Z^* :

$$Z^* = \frac{Z}{(1 - C_f \Delta P)(1 - \bar{S}_w) + Z \frac{P_{CS} T}{Z_{CS} T_{CS}} \frac{\rho_B}{\phi} \frac{V_L}{P_L + P}} \quad 17$$

Remplazando Z^* en la ecuación 17:

$$Ah\phi \frac{Z_{CS} T_{CS}}{P_{CS} T} \frac{P}{Z^*} = G - G_P \quad 18$$

Usando la definición de B_g , V_P y G_f a condiciones iniciales en la ecuación 9 y reorganizando:

$$G = Ah\phi \frac{Z_{CS} T_{CS} P_i}{TP_{CS}} \left[\frac{S_{gi}}{Z_i} + \frac{TP_{CS}}{Z_{CS} T_{CS}} \frac{\rho_B}{\phi} \frac{V_L}{P_L + P_i} \right] \quad 19$$

Definición del término Z_i^* :

$$Z_i^* = \frac{Z_i}{S_{gi} + \frac{Z_i TP_{CS}}{Z_{CS} T_{CS}} \frac{\rho_B}{\phi} \frac{V_L}{P_L + P_i}} \quad 20$$

Sustituyendo la ecuación 20 en la 19 y reorganizando:

$$Ah\phi \frac{Z_{CS} T_{CS}}{TP_{CS}} = G \frac{Z_i^*}{P_i} \quad 21$$

Sustituyendo la ecuación 21 en la 18 y reorganizando da la EBM para yacimientos de CBM:

$$\frac{P}{Z^*} = \left(1 - \frac{G_P}{G} \right) \frac{P_i}{Z_i^*} \quad 22$$

Desarrollo de la EBM Introduciendo el Término Z para Todo Tipo de Yacimientos de Gas (Convencional, Sobrepresionados, CBM/Shale).**

Se divide la ecuación 8 por $\frac{G_f B_{gi}}{S_{gi}}$:

$$S_{gi} = \frac{(G_f - G_p) B_g}{\frac{G_f B_{gi}}{S_{gi}}} + \frac{(W_e - W_p B_w)}{\frac{G_f B_{gi}}{S_{gi}}} + (C_f + S_{wi} C_w + S_{oi} C_o)(P_i - P) + \frac{\rho_B B_g}{\phi} \left(\frac{V_L P_i}{P_L + P_i} - \frac{V_L P}{P_L + P} \right) \quad 23$$

Usando la definición de B_g la ecuación 23 se reduce a:

$$\frac{1}{S_{gi}} \frac{P}{Z} (S_{gi} - C_{wip} - C_{ep} - C_d) G_f = (G_f - G_p) \frac{P_i}{Z_i} \quad 24$$

Dónde:

$$C_{wip} = \frac{(W_e - W_p B_w)}{\frac{G_f B_{gi}}{S_{gi}}} \quad 25$$

$$C_{ep} = (C_f + S_{wi} C_w + S_{oi} C_o)(P_i - P) \quad 26$$

$$C_d = \frac{\rho_B B_g}{\phi} \left(\frac{V_L P_i}{P_L + P_i} - \frac{V_L P}{P_L + P} \right) \quad 27$$

Se divide la ecuación 24 por G y se reorganiza:

$$\left[\frac{1}{S_{gi}} \frac{P}{Z} (S_{gi} - C_{wip} - C_{ep} - C_d) + \frac{P_i}{Z_i} \left(\frac{G}{G_f} - 1 \right) \right] \frac{G_f}{G} = \left(1 - \frac{G_p}{G} \right) \frac{P_i}{Z_i} \quad 28$$

Definición del término Z^{**} :

$$Z^{**} = \frac{P}{\left[\frac{1}{S_{gi}} \frac{P}{Z} (S_{gi} - C_{wip} - C_{ep} - C_d) + \frac{P_i}{Z_i} \left(\frac{G}{G_f} - 1 \right) \right]} \frac{G_f}{G} \quad 29$$

Nota: $Z_i^{**} = Z_i$

Sustituyendo la ecuación 29 en la 28 queda la EBM para todo tipo de Yacimiento de Gas:

$$\frac{P}{Z^{**}} = \left(1 - \frac{G_P}{G} \right) \frac{P_i}{Z_i^{**}} \quad 30$$

Desarrollo de la ecuación para el Cálculo del Área de Drene.

Se divide la ecuación 11 por B_g y se reorganiza:

$$G_p + 5.6146 \frac{(W_p B_w - W_e)}{B_g} = 43560 Ah \left[\frac{\phi}{B_g} (C_f + S_{wi} C_w + S_{oi} C_o) (P_i - P) + \rho_B \left(\frac{V_L P_i}{P_L + P_i} - \frac{V_L P}{P_L + P} \right) + S_{gi} \phi \left(\frac{1}{B_{gi}} - \frac{1}{B_g} \right) \right] \quad 31$$

Donde:

$$y = G_p + 5.6146 \frac{(W_p B_w - W_e)}{B_g} \quad 32$$

$$x = \frac{\phi}{B_g} (C_f + S_{wi} C_w + S_{oi} C_o) (P_i - P) + \rho_B \left(\frac{V_L P_i}{P_L + P_i} - \frac{V_L P}{P_L + P} \right) + S_{gi} \phi \left(\frac{1}{B_{gi}} - \frac{1}{B_g} \right) \quad 33$$

$$m = Ah \quad 34$$