



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“SIMULACIÓN NUMÉRICA DE
YACIMIENTOS DE GAS CONVENCIONAL
Y NO CONVENCIONAL: CASOS
SINTÉTICOS Y DE CAMPO”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

MIRIAM MEZA VIRGEN

DIRECTOR DE TESIS:

DR. JORGE ALBERTO ARÉVALO VILLAGRÁN



MÉXICO, D.F., CIUDAD UNIVERSITARIA, FEBRERO 2016

RESUMEN

Éste trabajo presentará los fundamentos necesarios para el análisis de la producción de los yacimientos de gas convencional y no convencional, se utilizará la simulación numérica para validar datos ya conocidos por otras metodologías, por medio de un simulador numérico en 2D, en lenguaje de programación Visual Basic para Excel.

Presenta metodologías analíticas para el análisis de la producción en yacimientos convencional y no convencional.

Se presentarán ejemplos sintéticos para familiarizarse con el simulador, y ejemplos de casos de campo con la finalidad de dar propuestas de solución a problemas que se presentan en la actualidad en pozos de gas, ya sea convencional o no convencional.

La finalidad de éste trabajo es aportar un procedimiento práctico de análisis en los yacimientos de gas (convencional y no convencional), apoyándose de un simulador numérico monofásico en 2D, que sirva como complemento y validación a las metodologías actualmente aplicadas; así como, para realizar pronósticos de producción bajo diferentes condiciones de explotación.

ABSTRACT

This work will submit the necessary fundamentals for analysis of the production of conventional and unconventional gas reservoirs', it will be used numerical simulation with the aim to validate data by other methods, through a numerical 2D program in Visual Basic language for Excel.

Analytical methodologies are presented for the analysis of production in conventional and unconventional reservoirs.

Also synthetic examples to become familiar with the simulator and field examples will be presented, with the aim of providing solutions to actual problems in gas wells, conventional or unconventional.

The purpose of this work is provide a practical method of analysis in gas fields (conventional and unconventional), using the single-phase-2D numerical simulator, as a complement and as validator of the methodologies currently applied, in addition to production forecasting under different operating conditions.

ÍNDICE

	Página
RESUMEN	iii
ABSTRACT.....	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS.....	vi
ÍNDICE	vii
LISTA DE FIGURAS.....	xi
LISTA DE TABLAS	xiv
CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO II ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS DE GAS: ANALÍTICOS Y SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS.....	9
2.1 Introducción.....	9
2.1.1 Descripción de yacimientos de gas convencional	10
2.1.2 Descripción de yacimientos de gas no convencional	10
2.2 Métodos de Análisis de la Producción.....	12
2.2.1 Ecuación de Difusión.....	13
2.2.2 Variables adimensionales	17
2.2.3 Curvas tipo	19
2.2.4 Métodos de Arps y Fetkovich	20
2.2.5 Pseudofunciones de Carter y Wattenbarger.....	24
2.2.6 Palacio y Blasingame	28
2.2.7 Tiempo de Balance de Materia.....	30
2.2.8 Método de curvas tipo de Agarwal	35
2.2.9 Curvas tipo del método de la Integral de la presión normalizada (NPI).....	39
2.2.10 Análisis del comportamiento de pozos por Cox y cols.....	41
2.3 Metodología de Análisis de la producción de pozos en yacimientos de gas con baja permeabilidad.....	42

2.4	Métodología de Análisis de la producción de pozos en yacimientos de lutitas de gas	46
2.4.1	Métodos empíricos	46
2.4.2	Sistemas de doble porosidad	48
2.4.3	Sistemas con fracturamiento hidráulico.....	52
2.4.4	Sistemas de doble porosidad con fracturamiento hidráulico	54
2.4.5	Bumb y McKee	55
2.4.6	Spivey y Semmelbeck	57
2.5	Simulación Numérica de yacimientos en el análisis de la producción	58
2.6	Resumen	59
CAPÍTULO III SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS DE GAS		61
3.1	Introducción.....	61
3.2	Simulación numérica de yacimientos de gas	62
3.2.1	Flujo de fluidos en medios porosos	62
3.2.2	Clasificación de los simuladores numéricos	62
3.2.2.1	Tipo de yacimiento	64
3.2.2.2	Nivel de simulación	64
3.2.2.3	Tipo de simulación	64
3.2.2.4	Tipo de flujo.....	65
3.2.2.5	Número de dimensiones	65
3.2.2.6	Geometría	67
3.2.3	Método de diferencias finitas para la ecuación de difusión en una sola dimensión (1D)	68
3.2.3.1	Bases Teóricas: Serie de Taylor	69
3.2.3.2	Condiciones iniciales.....	72
3.2.3.3	Condiciones de frontera	72
3.2.3.4	Solución de una matriz tridiagonal – Algoritmo de Thomas	75
3.2.4	Precisión de Solución.....	76
3.3	Simulación numérica de yacimientos de gas no convencional.....	76
3.3.1	Adsorción/Desorción de gas.....	77
3.3.1	Efectos geomecánicos	78

3.3.1	Efecto de Klikenberg	79
3.3.1	Flujo no darciano.....	80
3.3	Resumen.....	80
CAPÍTULO IV MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA PARA EL FLUJO DE GASES REALES		83
4.1	Introducción.....	83
4.2	Aproximación de una celda o bloque de la malla a una ecuación de diferencias finitas	84
4.3	Modelo de simulación de gases reales en coordenadas x-y (areal).....	89
4.3.1	Extensión al flujo de dos dimensiones (2D).....	93
4.3.2	Condiciones iniciales.....	94
4.3.3	Condiciones de frontera	94
4.3.4	Heterogeneidad, anisotropía y mallas no uniformes.....	95
4.3.5	Efectos gravitacionales.....	96
4.3.6	Presión de fondo fluyendo	98
4.4	Solución de las ecuaciones.....	100
4.4.1	Métodos iterativos para problemas matriciales en dos dimensiones (2D)	101
4.4.2	No linealidad.....	104
4.5	Modelo de simulación de un solo pozo para flujo de gases reales, en coordenadas r-z (radial)	105
4.5.1	Espaciamiento de la malla en coordenadas $r - z$	106
4.5.2	Espaciamiento del paso del tiempo, Δt	107
4.5.2	Volumen poroso y coeficiente de flujo en coordenadas r-z	108
4.6	Modelo de simulación numérica para flujo de gases reales	109
4.7	Ajuste de historia	110
4.7.1	Comparación de la presión del simulador con los datos de una prueba de incremento de presión.....	111
4.7.2	Ajuste de la historia de presión	113
4.8	Pronóstico del comportamiento del yacimiento	114
4.9	Resumen	114

CAPÍTULO V	MÉTODOLOGÍA DE ANÁLISIS: CASOS SINTÉTICOS Y CASOS DE CAMPO	117
5.1	Introducción	117
5.2	Casos sintéticos de aplicación para la simulación de pozos de gas	117
5.2.1	Simulación de un solo pozo productor en coordenadas radiales	117
5.2.2	Simulación de una malla areal en dos dimensiones (2D) con dos pozos	123
5.2.3	Ajuste de Historia de Producción	128
5.3	Casos de campo para la simulación de pozos de gas	139
5.3.1	Yacimiento de gas convencional	139
5.3.2	Yacimiento de gas no convencional	151
5.4	Resumen	160
CAPÍTULO VI	CONCLUSIONES	161
NOMENCLATURA		163
REFERENCIAS		173
APÉNDICE A		177
APÉNDICE B		185
APÉNDICE C		205

LISTA DE FIGURAS

Figura	Página
2-1 Curvas tipo para yacimientos homogéneos de una sola porosidad (Schlumberger, 1994).....	20
2-2 Curvas tipo de Fetkovitch. (Castellanos, 2015)	24
2-3 Curvas tipo de Carter para un sistema de gas (1981)	26
2-4 Efecto de la compresibilidad y la viscosidad del gas en curvas de declinación (Fraim y Wattenbarger, 1987).....	27
2-5 Curvas tipo para sistemas de gas presentadas por Carter (Arps, 1945).	28
2-6 Curvas de declinación de Palacio y Blasingame (Castellanos, 2015). ...	29
2-7 Gráficas de la integral del gasto de Blasingame. (Castellanos, 2015)....	30
2-8 Curvas tipo adimensionales (Agarwal, 1999)	37
2-9 Transformación con el tiempo de balance de materia. (Castellanos, 2015)	38
2-10 Gráfica de variación de la compresibilidad del gas.....	39
2-11 Gráfica de variación de la compresibilidad del gas (Castellanos, 2015).	41
2-12 Gráfica con ejes log-log de $t \frac{d[\Delta m(p)/q_g]}{dt}$ para diferentes regímenes de flujo. (Guzmán, 2009).	44
2-13 Esquema de las gráficas especializadas para evaluar algunos parámetros del yacimiento, ya sea con intersección en cero y no intersección en cero de la línea recta. (Guzmán, 2009).	46
2-14 Representación de un yacimiento de doble porosidad con valor de $n=1$ (Serra, 1983)	50
2-15 Variación de ω en las curvas tipo para yacimientos con doble porosidad (Schlumberger, 1994).	51
2-16 Variación de λ en curvas tipo para yacimientos con doble porosidad (Schlumberger, 1994).	52

2-17	Curvas tipo para yacimientos con fractura vertical de conductividad finita (Schlumberger, 1994).....	54
2-18	Curvas tipo para yacimientos con fractura vertical de conductividad infinita (Schlumberger, 1994).....	54
3-1	Clasificación general de los simuladores de yacimientos (Chilingarian y Samaniego, 1992).	63
4-1	Sistema de bloques de malla, mostrando las dimensiones de un bloque de la malla.	86
4-2	Diagrama que muestra las direcciones: oeste, centro, este, norte y sur para el flujo en dos dimensiones, 2D.....	93
4-3	Sistema numérico para una malla en dos dimensiones (2D) y correspondientes a una ecuación matricial.	101
4-4	Sistema de bloques de malla en forma radial.....	106
4-5	Perfil de presiones en un bloque de malla que contiene un pozo productor.	112
5-1	Gráfica de diagnóstico de flujo del caso sintético 1 para un pozo en coordenadas radiales	121
5-2	Presión del yacimiento con respecto al cambio de drenaje.....	123
5-3	Malla del Caso 5.2.2.....	124
5-4	Comportamiento de la presión de fondo con respecto al tiempo caso 5.2.2	125
5-5	Perfil de presiones en el yacimiento.....	126
5-6	Malla del caso 5.2.3.....	128
5-7	Comportamiento de la presión de fondo para la historia actual y 3 corridas diferentes en el simulador.....	130
5-8	Perfil de presiones en el yacimiento al final del año 3, para la historia actual y para 3 corridas diferentes del simulador.	130
5-9	Mapa de permeabilidad y de espesores del caso 5.2.4.....	134
5-10	Registros geofísicos del yacimiento Z (yacimiento convencional).....	140
5-11	Sección sísmica del yacimiento Z (yacimiento convencional)	141
5-12	Gráfica de diagnóstico log-log $\Delta m(p)/q_g$ vs. t para el pozo-A.....	142

5-13 Gráfica especializada para régimen de flujo dominado por la frontera externa.....	143
5-14 Modelo de bloque lineal (Ahmed y Wattenbarger, 1998).....	144
5-15 Esquema representativo del yacimiento Z.....	145
5-16 Comparación de datos reales y del simulado para el caso de campo convencional.....	148
5-17 Gráfica de ajuste $\log\Delta m(p)/q_g$ vs. $\log t$	149
5-18 Historia de producción diaria del pozo B (yacimiento no convencional).	153
5-19 Gráfica de diagnóstico log-log para el pozo B	154
5-20 Gráfica de diagnóstico log-log G_p vs t para el pozo B	155
5-21 Gráfica especializada para el régimen de flujo lineal en el pozo B.....	156
5-22 Gráfica especializada para el régimen de flujo en la frontera externa ..	157
5-23 Modelo lineal en un yacimiento rectangular (Ahmed y Wattenbarger, 1998)	158
5-24 Ajuste de Historia de producción de datos reales y datos simulados del pozo B.....	158

LISTA DE TABLAS

Tabla	Página
1-1 Reservas probadas de gas al final del año 2014, Estadísticas BP.....	2
1-2 Producción de gas natural no convencional (OECD/IEA, 2012).....	4
2-1 Valores que toma n en $t \frac{d[\Delta m(p)/q_g]}{dt} = ct^n$ dependiendo del régimen de flujo diagnosticado.....	44
2-2 Funciones específicas del tiempo para las distintas geometrías de flujo.....	45
5-1 Espaciamiento geométrico para malla radial del Caso sintético 1.....	117
5-2 Espaciamiento para malla radial del Caso sintético 1.....	118
5-3 Resultados del simulador para el Caso sintético 1.....	122
5-4 Datos de Producción del caso sintético 2.....	124
5-5 Datos de prueba de incremento del Caso sintético 3.....	128
5-6 Datos de producción del Caso sintético 3.....	129
5-7 Resultados del simulador para localización del pozo 1, Caso Sintético 4.....	134
5-8 Resultados del simulador para localización del pozo 2, Caso Sintético 4.....	135
5-9 Datos generales del yacimiento Z (caso convencional).....	141
5-10 Datos del pozo A (caso convencional).....	142
5-11 Resultados del análisis en el régimen de flujo lineal.....	144
5-12 Datos de producción del yacimiento Z (caso convencional).....	147
5-13 Información general del pozo B (caso No convencional).....	152
5-14 Datos del yacimiento del pozo B (caso No convencional).....	152
5-15 Datos del fluido del pozo B (caso No convencional).....	152
5-16 Resultados del análisis en el régimen de flujo lineal para el pozo B (caso No convencional).....	156
5-17 Resultados del análisis en el régimen de flujo en la frontera externa del pozo B.....	157

INTRODUCCIÓN

Uno de los mayores retos en el mundo es satisfacer una mayor demanda a largo plazo de energía. De acuerdo a la Agencia Internacional de Energía (IEA), se espera que la demanda sea un 37% mayor en el 2040. El crecimiento de la población, el desarrollo económico y la necesidad de facilitar el acceso a la energía moderna a más personas en situación de pobreza extrema; son factores críticos en el fortalecimiento de la demanda. La pregunta es, ¿será posible satisfacer la creciente demanda y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y la contaminación del aire? Tal vez sí, pero tomará tiempo, tecnología, inversión y políticas efectivas.

Muchos negocios se han vuelto auténticamente globales en sus operaciones y perspectivas durante la década pasada. El gas natural ha sido una excepción hasta ahora. Aunque tiene un volumen comercial enorme, ha sido un negocio limitado por el alcance de los gasoductos y principalmente, por la ausencia de un mercado global. Sin embargo, cada vez son más evidentes las ventajas del gas.

El gas es el combustible fósil más limpio; produce poca contaminación y emite menos dióxido de carbono – el gas principal en el efecto invernadero – que el petróleo o el carbón. También es muy abundante. Sus reservas probadas totalizan lo que en términos petroleros ascenderían a más de un billón de barriles. Rusia, que posee 30% de las reservas mundiales, es la “Arabia Saudita del gas natural”; otro 25% está en los subsuelos de Irán y Qatar.

Hoy, el gas proporciona casi la cuarta parte del total de energía a la economía de Estados Unidos de América. Si bien el mercado europeo apenas comenzó sus operaciones en gran escala en 1959, con el hallazgo de un importante yacimiento en Holanda, actualmente el gas suministra más de 20% de la energía de la región, la cual sigue elevándose.

INTRODUCCIÓN

Cambiar el uso del carbón por gas natural en la generación de energía es un paso lógico para muchos países decididos a reducir sus emisiones de CO₂ y la contaminación del aire. Para habilitar esta opción, la industria tiene que seguir invirtiendo en la oferta, la infraestructura y el almacenamiento; e innovar como por ejemplo: mediante el desarrollo de las instalaciones de GNL flotante y fomentar el uso de GNL como combustible para el transporte (Ben van Beurden, Shell CEO).

En la Tabla 1.1 se puede observar los 20 países con mayores reservas probadas de gas natural.

Tabla 1.1 Reservas probadas de gas al final del año 2014, Estadísticas BP.

	País	Tcf (Trillones de pies cúbicos)
1	Irán	1201.40
2	Rusia	1152.80
3	Qatar	866.20
4	Turkmenistán	617.27
5	US	345.00
6	Arabia Saudita	288.40
7	Emiratos Árabes Unidos	215.10
8	Venezuela	197.09
9	Nigeria	180.10
10	Argelia	159.06
11	Australia	132.00
12	Iraq	126.70
13	China	122.16
14	Indonesia	101.54
15	Canadá	71.69
16	Noruega	67.87
17	Egipto	65.20
18	Kuwait	63.00
19	Kazakstán	53.19
20	Libia	53.18

De acuerdo con *Oil & Gas Journal*, México cuenta con 17 Tcf (trillones de pies cúbicos) de reservas probadas y tiene una producción diaria de gas con 5.6 bpcd,

El gas natural ganó una posición más favorable en la energía futura a la que se encontraba unos años antes. Esto ha sido, debido al desarrollo de yacimientos no convencionales en algunos países importantes, su impacto en la industria estadounidense y los continuos desarrollos de las economías asiáticas.

Muchos países en distintas partes del mundo se encuentran explorando la promesa del desarrollo del gas no convencional como un componente de su política de energía nacional. El consejo gubernamental del riesgo internacional (IRGC) define al desarrollo de gas no convencional como el uso de métodos avanzados de fracturamiento hidráulico, adaptado con perforación direccional para llegar a los recursos de gas natural que previamente se consideraron como no recuperables tecnológicamente o improductivos.

Después del éxito económico que la exploración y producción de hidrocarburos no convencionales ha supuesto en Estados Unidos, en donde actualmente representan uno de los motores de la competitividad del país, el interés global en el desarrollo del gas no convencional ha sido estimulado por un incremento rápido en la exploración y desarrollo de shale gas.

El desarrollo del gas no convencional brinda una variedad de beneficios como:

- Contribuye a la seguridad energética de un país mediante la reducción de la dependencia de la energía importada
- Es la base de una nueva industria de exportación, debido a la alta importación de gas de muchos países
- Menores impactos sobre la calidad del medio ambiente mediante la reducción de la dependencia del carbón y el petróleo
- Reducción de las emisiones de dióxido de carbono para mitigar el cambio climático
- Mejora de la competitividad del sector manufacturero de un país, especialmente los subsectores (por ejemplo: productos químicos, acero,

INTRODUCCIÓN

plástico y productos forestales), que utilizan gas natural como insumo clave para la producción

En el mundo se producen ya anualmente unos 472 BCM (billones de metros cúbicos, para México miles de millones). Esa es una cifra muy importante, que representa aproximadamente el 14% de la producción de gas natural en el mundo. Pero la aportación del gas no convencional a la producción total de gas natural crecerá significativamente en el futuro. Pasará a ser de unos 848 BCM en el año 2020, lo que representará ya el 21% del total del gas natural producido. En el horizonte del año 2035, se estima que en todo el planeta se produzcan unos 713,4 BCM de gas natural no convencional, el 32% de la producción mundial. En la Tabla 1.2 se muestra que países son los que contribuyen en estas producciones.

PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL NO CONVENCIONAL

Producción en BCM, 1BCM=mil millones de m³ y porcentaje de su producción de gas (OECD/IEA, 2012)

	2010		2020		2035	
Estados Unidos	359	60,0%	486	72,0%	582	76'6%
Canadá	62	39,0%	99	57,0%	118	67,0%
México	1'5	3,0%	6'2	12,0%	37'4	43,0%
Polonia	0'66	11,0%	3'33	37,0%	30'6	90,0%
Unión Europea	2	1,0%	11'2	7,0%	77'55	47,0%
Australia/Oceanía	5'39	10,0%	58'65	51,0%	110	65,0%
PAÍSES OCDE	430 BCM	36,0%	664 BCM	49,0%	955 BCM	60,0%
Rusia	19	3,0%	28	4,0%	67'38	6,0%
China	11'64	12,0%	110	45,0%	392	83,0%
India	1	2,0%	15'75	21,0%	88'8	80,0%
Indonesia	0	0,0%	2'12	2,0%	56'61	37,0%
Argelia	0	0,0%	1	1,0%	10'8	8,0%
Argentina	3'78	9,0%	4'77	9,0%	34'56	48,0%
PAÍSES NO OCDE	41,88 BCM	2%	184 BCM	7%	713'4 BCM	20,0%
MUNDO	472 BCM	14%	848 BCM	21 %	1.668 BCM	32,0%

Tabla 1.2 – Producción de gas natural no convencional (OECD/IEA, 2012).

En México, el conocimiento acerca de los yacimientos no convencionales, era relativamente bajo; sin embargo, con la apertura a la inversión privada se dio la

oportunidad de adquirir la tecnología necesaria para lograr la especialización e iniciar procesos de extracción.

En el caso de México, la región sur del país contiene la mayor parte de las reservas probadas, sin embargo la región de Burgos en el norte tiene el potencial de ser el centro de crecimiento de las reservas futuras, ya que contiene 393 billones de pies cúbicos de reservas de gas de esquisto técnicamente recuperables. México tiene una de las bases de recursos de shale gas más grandes del mundo, lo que podría apoyar una mayor reserva de gas natural y la producción. De acuerdo con la evaluación del EIA de los recursos de shale gas, México tiene un estimado de 545 billones de pies cúbicos de los recursos shale gas técnicamente recuperables, sexto más grande de cualquier país.

La mayor parte de estos recursos de gas en México se encuentran en las regiones noreste y centro-este del país. La Cuenca de Burgos, es considerada como prospecto más prometedor de México para la producción de gas natural en el futuro.

El gas no convencional es ya una realidad energética en el mundo, los hidrocarburos no convencionales son ya recursos económicos a escala global que van a aumentar paulatinamente su aportación a la producción mundial de energía con el paso de los años. Es por ello que es de suma importancia conocer sus características y diferencias a los yacimientos convencionales, los avances en el análisis de la producción y los modelos numéricos que hoy en día se utilizan en la simulación de éstos.

La simulación de yacimientos es una práctica común en las compañías petroleras y es manejada por los ingenieros de yacimientos. Sus aplicaciones son variadas, desde campos de producción convencionales manejados bajo diferentes esquemas de explotación, hasta tareas más especializadas.

El actual uso generalizado de esta herramienta en la comunidad de ingenieros de yacimiento, se debe a su aplicabilidad, ya que esta herramienta no tiene

INTRODUCCIÓN

competencia alguna y todo problema puede ser afrontado con ayuda de la simulación. También su facilidad de uso; en la actualidad los paquetes de simulación están provistos de procesadores interactivos que facilitan enormemente el uso de modelos. Así como su aceptación como técnica estándar en el estudio de los yacimientos.

Esto no significa que ésta herramienta sea la solución para todo problema pero su contribución si es de suma importancia.

La motivación para desarrollar éste trabajo resultó de la necesidad de utilizar herramientas de fácil comprensión que sean de apoyo para el Ingeniero de yacimientos, y principalmente para el alumno de Ingeniería Petrolera. La herramienta que se utiliza se basa en el programa propuesto por Lee y Wattenbarger, “Gas Reservoir Engineering”, capítulo 11.

Los objetivos de éste trabajo es presentar el avance en el análisis de los datos de producción y en los modelos de simulación, principalmente en los yacimientos no convencionales; proporcionar las bases y el uso de una herramienta que facilite el estudio de los yacimientos para el Ingeniero y como material didáctico a la materia de Ingeniería de Yacimientos de Gas para una mejor enseñanza-aprendizaje acerca de la simulación; presentar casos sintéticos y principalmente de campo para el uso de dicha herramienta

El siguiente trabajo se desarrollará de la siguiente forma:

Capítulo 1, se inicia con una pequeña introducción de los yacimientos de gas convencional y no convencional en el mundo y la importancia de su producción, así como la importancia de la simulación como herramienta en el estudio de estos.

Capítulo 2, se presentan las bases y el avance del análisis de los datos de producción para yacimientos de gas convencional y no convencional.

Capítulo 3, se presenta las bases de la ingeniería de yacimientos de gas específicamente en la simulación numérica, así como los parámetros necesarios en los modelos de simulación de yacimientos de gas no convencional.

Capítulo 4, se presenta la construcción y características del modelo de simulación numérica para el flujo de gases reales, el cual es la base del simulador utilizado.

Capítulo 5, se presentan algunos ejemplos de casos sintéticos para familiarizarse con el uso del simulador. Posteriormente se presenta un caso de campo de gas convencional y un caso de gas no convencional.

Capítulo 6, se detallan los resultados de éste trabajo, las conclusiones y las limitaciones que se presentaron a lo largo de la investigación.

Por último, se presentan algunos apéndices como apoyo en el desarrollo de este trabajo.

ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS DE GAS: ANALÍTICOS Y SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS.

2.1. Introducción

En la ingeniería de Yacimientos, el estudio del comportamiento de los yacimientos es de vital importancia durante la vida útil del mismo; es por ello que el análisis de la producción para determinar las características del yacimiento, la eficiencia de terminación y el volumen de hidrocarburos in-situ, se ha vuelto muy popular en los últimos años.

Aunque el análisis de la producción para la caracterización de yacimientos se acerca a la popularidad de los análisis de presiones transitorias, son pocos los métodos de diagnóstico consistente en la práctica para el análisis de los datos de producción. Muchos de los métodos de diagnóstico para análisis de datos de producción son poco más que los enfoques basados en la observación - y algunos son esencialmente reglas de oro.

Los análisis de producción son utilizados en la ingeniería de yacimientos debido al bajo costo económico y de tiempo que conlleva, además que no implica ningún costo en pérdidas de producción.

En este capítulo se presentan la descripción y una pequeña clasificación de los tipos de yacimiento de gas que existen hoy en día. También se enlistan y describen brevemente los distintos métodos de análisis de la producción que con el paso de los años se han utilizado y a los cuales se le han aplicado mejoras; desde la ecuación de difusión, la cual es la base en la ingeniería de yacimientos, con respecto al flujo de fluidos; hasta la importancia de la Simulación Numérica en el análisis de la producción.

2.1.1. Descripción de yacimientos de gas convencional

Como ya se sabe, en los yacimientos convencionales, los hidrocarburos se forman en lo que se conoce como roca generadora, la cual está compuesta por una acumulación de material orgánico y rocas que se almacenaron durante largos períodos de tiempo. Con el paso de los años, y a medida que se acumula una mayor cantidad de sedimentos y rocas, se generan ciertas condiciones de presión y temperatura que hacen que la materia orgánica se transforme y descomponga, obteniendo así los hidrocarburos. Posteriormente, estos migran a través de las diferentes formaciones geológicas, hasta encontrar una roca impermeable que impida su paso, conocida como sello.

La roca generadora puede ser lutita o bien roca caliza, además en el caso de los yacimientos de gas se requiere temperaturas altas para que el gas sea formado.

En el supuesto de que no existan condiciones para que se forme la roca generadora, simplemente no se obtiene ningún tipo de hidrocarburo ya que es un elemento fundamental sin el cual el gas o aceite no existirían. En geología se le conoce como sincronía; se debe tener sincronía entre los elementos y procesos.

2.1.2. Descripción de yacimientos de gas no convencional

El yacimiento no convencional es aquel donde el hidrocarburo, gas y aceite permanece en la roca generadora, es decir, no migra a una roca almacenadora, a diferencia de los yacimientos convencionales.

En estos casos, la roca generadora y la roca almacenadora son la misma.

La desventaja del yacimiento no convencional radica en que resulta más caro extraer aceite y gas, en comparación de los yacimientos convencionales

Al hablar de los yacimientos no convencionales, se debe tener en cuenta que las características de la roca donde se encuentran alojados definen diferentes tipos de yacimientos. Cuando el gas se encuentra atrapado en arenas compactas, se

denomina tight sands, mientras que si es en una roca de tipos arcillosa, se conoce como shale gas. También existe otro tipo de yacimiento no convencional, que es el conocido como coalbed methane, que está compuesto por metano proveniente del carbón.

Los yacimientos de tight gas son similares a los yacimientos convencionales; sin embargo la baja permeabilidad de matriz hace más complicada su producción. Los yacimientos shale gas, localiza en la roca generadora. La permeabilidad de estos yacimientos es mucho menor que los yacimientos de tight y ultra-tight gas. Los yacimientos de metano en capas de carbón, es similar a los yacimientos shale, excepto que la roca generadora es carbón.

Otra de las diferencia entre los yacimiento de tight y shale gas es su permeabilidad. Los yacimientos de tight poseen permeabilidades menores a 0.1 md mientras que los yacimientos de shale gas tienen permeabilidades del orden de nano-darcies.

Este tipo de yacimientos ha recibido gran atención en los últimos diez años y se ha convertido en el foco de la industria petrolera, así como en recursos energéticos en todo el mundo, debido a sus grandes reservas. Así también los avances técnicos en el desarrollo de estos recursos. La Agencia Internacional de Energía (AIE) estima que estos recursos podrían potencialmente duplicar las reservas actuales de gas. Teniendo en cuenta esto, el potencial de los recursos de gas no convencional requiere mayor investigación.

En los yacimientos no convencionales de gas se presentan dos formas principales de almacenamiento del gas: 1) Gas libre en los poros de la matriz y fracturas de la roca y 2) Gas adsorbido que se encuentra en la superficie de las partículas de la matriz orgánica de la roca (Lane, Waston y Lancaster, 2009).

Este tipo de yacimientos requiere estimulación a través del fracturamiento hidráulico para crear redes de fracturas para una explotación práctica. Dentro de

un volumen del yacimiento estimulado, el gas fluye de escalas de nano-Darcy a una red de fracturas, llegando al pozo para ser producido.

En Capítulo 3 se presenta parámetros críticos que deben ser considerados en el estudio de este tipo de yacimientos.

2.2. Métodos de Análisis de la Producción

Por casi todo el tiempo que el aceite y el gas han sido producidos, ha existido un tipo de análisis realizado en los datos de producción. El reto principal ha sido y seguirá siendo el pronosticar la producción a largo plazo. Muchos pozos puestos en producción muestran un tipo de declinación con el paso del tiempo. Excluyendo los yacimientos con fuerte empuje del acuífero, esta declinación se debe al decremento de la presión en el yacimiento. En todos los casos se considera que es causado por la extracción del aceite y gas del yacimiento. Este decremento en la tasa de producción resultó en este campo de la ingeniería petrolera el cual fue llamado Análisis de curvas de declinación. (DCA, por sus siglas en inglés).

Se puede decir que el primer enfoque científico para predecir la producción fue hecho por Arps (1945), quien desarrolló un conjunto de curvas empíricas para yacimientos de aceite. Fetkovich (1980) tomó las curvas de Arps y desarrolló una derivación matemática ligándolas a una ecuación de afluencia en estado pseudoestacionario; al hacerlo revolucionó este campo de la ingeniería petrolera puesto que la técnica presentada mostraba que existían razones físicas para ciertas declinaciones, lo que eliminó la idea empírica que existía sobre el análisis de las curvas de declinación.

Siguieron trabajos de investigadores como Fraim y Wattenbarger (1987), Palacio y Blasingame (1993) inspirados en Fetkovich. Las pseudofunciones para el tiempo y la presión realizadas por Fraim y Wattenbarger, representan cambios en las propiedades del gas con respecto al tiempo; esto permitió que el análisis de las curvas de declinación se aplicara rigurosamente a los yacimientos de gas por primera vez. Adicionalmente, el desarrollo del tiempo en el balance de materia de

Palacio y Blasingame, permitió un ajuste mucho más riguroso en los datos de producción. Este método también permite que un dato de presión constante sea tratado como un dato de gasto constante. Esto es importante porque el área de análisis transitorio de presión enfatiza modelos analíticos para datos con gasto constante. Estos modelos son la solución para varios escenarios que son gobernados por la ecuación de difusión. Estas soluciones fueron más efectivas para identificar el régimen de flujo y las propiedades del yacimiento, que el análisis de curvas de declinación.

A continuación se describen brevemente el avance de los métodos de análisis de la producción con el paso de los años. Primero, se describirá a detalle el desarrollo de la Ecuación de Difusión, de la cual parten todos los métodos.

2.2.1. Ecuación de Difusión

Las raíces del análisis de la producción nacen a partir de la ecuación de difusión. Todo análisis de la producción utiliza la suposición de que toda o parte de la producción ocurre en un flujo dominado por la frontera. Si esto es verdadero, entonces ciertas suposiciones pueden tomarse como condiciones de frontera, las cuales pueden utilizarse para resolver la ecuación de difusión.

La ecuación de difusión es una combinación de la ecuación de continuidad, ecuación de flujo y ecuación de estado. La ecuación de flujo utilizada es la ley de Darcy y la ecuación de estado utiliza la ecuación de gas real para el manejo de fluidos compresible.

La ecuación de continuidad y la ley de Darcy son (Lee y Wattenbarger, 1996):

$$-\frac{1}{r} \left(\frac{\partial(r\rho v_r)}{\partial r} \right) = \frac{\partial(\phi\rho)}{\partial t}, \dots\dots\dots (2.1)$$

$$v_r = -\frac{k\rho}{\mu} \frac{\partial\Phi}{\partial r}. \dots\dots\dots (2.2)$$

Asumiendo que los efectos de gravedad son despreciables (se aplica para un yacimiento casi horizontal), la Ley Darcy puede ser reescrita como

$$v_r = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial \Phi}{\partial r} \dots\dots\dots (2.3)$$

El término de la densidad a partir de la ley de gas real es:

$$\rho = \frac{M}{RT} \frac{p}{z} \dots\dots\dots (2.4)$$

Combinando la ecuación de continuidad, Ley de Darcy, ley de gas real y asumiendo un medio homogéneo con composición de gas y temperatura constante (Lee y Wattenbarger, 1996)

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{M}{RT} \frac{p}{z} \frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{M}{RT} \frac{p}{z} \right) \dots\dots\dots (2.5)$$

Asumiendo que los cambios de la permeabilidad y la viscosidad son pequeños y el flujo isotérmico, la ecuación puede ser reacomodada y tener términos semejantes cancelados

$$\frac{1}{r} \frac{k}{\mu} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{p}{z} \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{p}{z} \right) \dots\dots\dots (2.6)$$

El lado derecho de la ecuación puede ser ampliada a (Lee y Wattenbarger, 1996):

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{p}{z} \right) = \frac{p}{z} \frac{\partial \phi}{\partial t} + \phi \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{p}{z} \right) = \phi \frac{p}{z} \frac{\partial p}{\partial t} \left(\frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial p} + \frac{z}{p} \frac{\partial}{\partial p} \left(\frac{p}{z} \right) \right) \dots\dots\dots (2.7)$$

Recordando las definiciones isotérmicas de la compresibilidad del gas y de la formación.

$$c_f = \left(\frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial p} \right) \dots\dots\dots (2.8)$$

$$c_g = \frac{z}{p} \frac{\partial(p/z)}{\partial p} \dots\dots\dots(2.9)$$

Sustituyendo, utilizando las ecuaciones anteriores queda:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{p}{z} \right) = \phi \frac{p}{z} \frac{\partial p}{\partial t} (c_f + c_g) \dots\dots\dots(2.10)$$

Ahora, sustituyendo en la ecuación de difusión,

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{p}{\mu z} \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu (c_f + c_g)}{k} \frac{p}{\mu z} \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{p}{\mu z} \frac{\partial p}{\partial t} \dots\dots\dots(2.11)$$

Esta es la ecuación de difusión en coordenadas radiales para un gas real compresible en una fase en un yacimiento homogéneo, medio horizontal. Con el fin de resolver la ecuación, es necesario tratarlo como un fluido ligeramente compresible. Al hacer esto, y conservar la aplicación para yacimientos de gas, el cambio en la viscosidad y la compresibilidad del gas debe ser tomada en cuenta. Esto es hecho con dos nuevas variables llamadas pseudopresión $m(p)$ y pseudotiempo t_a . (Lee y Wattenbarger, 1996).

$$m(p) = 2 \int_{p_b}^p \frac{p}{\mu z} dp, \dots\dots\dots(2.12)$$

$$t_a = (\mu c_t)_i \int_0^t \frac{dt}{\mu c_t} \dots\dots\dots(2.13)$$

Sustituyendo las ecuaciones en la ecuación de difusión

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial m(p)}{\partial r} \right) = \frac{\phi}{k} \frac{\partial m(p)}{\partial t_a} \dots\dots\dots(2.14)$$

En unidades de campo queda (t en días):

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial m(p)}{\partial r} \right) = \frac{\phi}{0.00634k} \frac{\partial m(p)}{\partial t_a} \dots \dots \dots (2.15)$$

Ésta ecuación está lista para resolverse estableciendo condiciones iniciales y de frontera.

Existen distintos métodos y conjuntos de condiciones iniciales y frontera; solo algunas de estas soluciones serán mencionadas. El análisis de la producción asume un flujo dominado por la frontera y una presión de fondo fluyendo constante. Esto se explica más adelante; las soluciones de presión constante pueden ser transformadas en una solución de gasto constante. Esto puede ser utilizado para una solución de gasto constante en un pozo en el centro de un yacimiento cilíndrico. Las condiciones iniciales y de frontera son entonces (unidades de campo) (Lee y Wattenbarger, 1996):

$$m(p)(r, t = 0) = m(p_i), \dots \dots \dots (2.16)$$

$$\left(r \frac{\partial m(p)}{\partial r} \right)_{r=r_w} = \frac{50300 p_{sc} T q}{k h T_{sc}}, \dots \dots \dots (2.17)$$

$$\left(\frac{\partial m(p)}{\partial r} \right)_{r=r_e} = 0. \dots \dots \dots (2.18)$$

La aproximación, en una solución espacio-dimensional para la ecuación de difusión asumiendo las condiciones anteriores es:

$$m(p_i) - m(p_{wf}) = \Delta p_p = \frac{2q_g p_i}{(\mu_g c_{tZ})_i G} t_a + \frac{1.417 E^{-6} T q_g}{k h} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} \right). \dots \dots \dots (2.19)$$

Esta es una solución muy importante debido a su similitud para algunas de las soluciones utilizadas en el análisis de producción.

2.2.2. Variables adimensionales

La solución de la ecuación de difusión presentada anteriormente, es perfectamente válida para soluciones de espacio dimensional. Para resolver sistemas más complicados, se deben tomar algunos pasos. Para comenzar, la ecuación de difusión para un fluido compresible en una sola fase, en un medio horizontal y homogéneo es:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \dots\dots\dots (2.20)$$

Una solución para la ecuación anterior es la Ecuación 2.19. Sin embargo, existe una solución más simple si ciertas variables creadas permitan la simplificación de las expresiones involucradas. Por ahora, la ecuación siguiente para presión no tiene unidades, pero abarca todas las variables que tienen un efecto en la presión

$$p_d = \frac{kh(p_i - p_{wf})}{q\mu B} \dots\dots\dots (2.21)$$

El tiempo y el radio adimensional puede ser representado en la misma forma.

$$t_d = \frac{kt}{\phi \mu c_t r_w^2} \dots\dots\dots (2.22)$$

$$r_d = \frac{r}{r_w} \dots\dots\dots (2.23)$$

La definición de las variables adimensionales puede ser principalmente cuestión de reconocer los grupos importantes que rigen la ecuación que se resuelve y saber cómo simplificar ecuaciones algebraicas. También, pueden ser desarrolladas a partir de condiciones de frontera utilizadas para ecuaciones con el objetivo de simplificar la solución resultante. En particular, la ecuación de difusión establece las definiciones de r_d y t_d , mientras que las condiciones de frontera determinan las escala de p_d . Ahora, usando las Ecuaciones 2.23 a la 2.25, la ecuación de difusión puede ser reescrita en forma adimensional como

$$\frac{1}{r_d} \frac{\partial}{\partial r_d} \left(r_d \frac{\partial p_d}{\partial r_d} \right) = \frac{\partial p_d}{\partial t_d}, \dots\dots\dots (2.24)$$

con condición inicial como

$$p_d(r_d)_{t_d} = 0, \dots\dots\dots (2.25)$$

y las condiciones de frontera interna (producción constante) y las condiciones de frontera externa (frontera externa cerrada) como:

$$\left(\frac{\partial p_d}{\partial r_d} \right) = -1, \dots\dots\dots (2.26)$$

$$\left(\frac{\partial p_d}{\partial r_d} \right)_{r_d=r_{ed}} = 0. \dots\dots\dots (2.27)$$

Por definición, las variables adimensionales incorporan todos los términos de la variable, la mayoría de las gráficas de presión transitoria y de análisis de presión son hechas utilizando variables adimensionales de presión y temperatura.

2.2.3. Curvas tipo

En ésta sección se examinará un caso que es comúnmente analizado tanto en análisis de presión transitoria y en análisis de producción.

Una curva tipo se puede crear para cualquier situación de la que se puede obtener una solución general. Estas soluciones provienen de la ecuación de difusión y difieren solo en las suposiciones respecto a la estructura del sistema, condiciones de frontera y grupos adimensionales elegidos.

En análisis transitorios de presión, las curvas tipo son típicamente presentados de dos formas. Primero, la presión adimensional es graficada contra el tiempo adimensional. Segundo, se hace una gráfica de diagnóstico. Para este caso, el eje y será $t_d/C_d(d \ln(P_d)/d(t_d/C_d))$ y el eje x será t_d/C_d . La gráfica de la derivada permite identificar más fácilmente los regímenes de flujo, como se muestra en la

Figura 2.1. A tiempos tempranos o al inicio de la explotación se puede observar el efecto de almacenamiento en el cual el fluido de producción proviene de la expansión tanto del fluido ya en el interior del pozo como del fluido del yacimiento. Las funciones graficadas en la Figura 2.1 son p_d , dada en la Ecuación 2.21 y t_d/C_d .

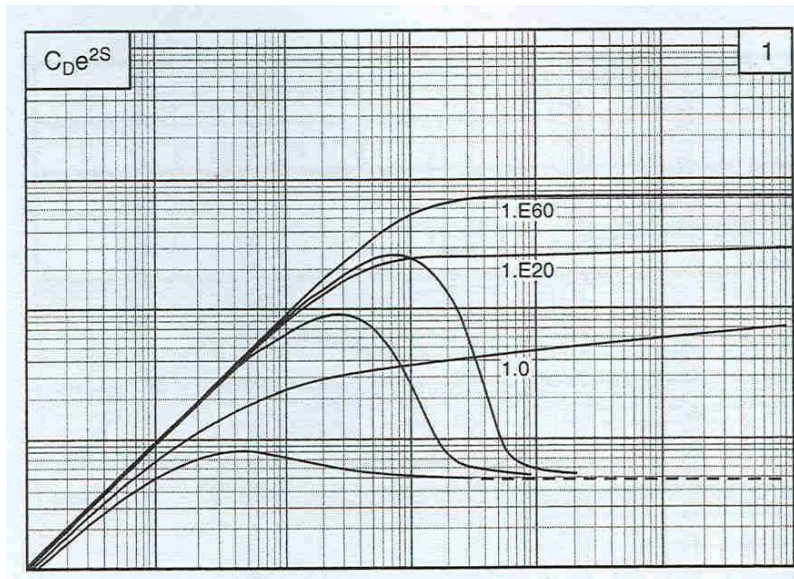


Figura 2.1 – Curvas tipo para yacimientos homogéneos de una sola porosidad (Schlumberger, 1994)

Existen numerosas soluciones de presión transitoria desarrolladas con el paso de los años.

Recientemente, el análisis de los datos de producción se ha basado en métodos o soluciones más empíricos, debido a la dificultad de las soluciones analíticas. En la última década, las soluciones a presión constante más rigurosas han comenzado a hacer una reaparición. Basándose en el éxito de las curvas de declinación de Fetkovich, Fekete ha desarrollado numerosas herramientas de software que permiten a los usuarios acceder a las soluciones de presión constante analíticas en la misma forma en la que el análisis de presión transitoria ha hecho por años. Esto, combinando con la producción de alta resolución que ha sido históricamente

válida solo para pruebas de presión transitoria ha dado un nuevo comienzo en el análisis de la producción.

2.2.4. Métodos de Arps y Fetkovich

El principal avance de Fetkovich en el área de análisis de las curvas tipo fue colocar un sustento firme matemático y teórico. Todos estos análisis de alguna forma están basados en las curvas tipo del conjunto original de Arps. Estas curvas fueron completamente empíricas y habían sido consideradas como no-científicas. La ecuación de declinación de Arps se define como (Arps, 1945):

$$q(t) = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{\frac{1}{b}}}, \dots\dots\dots (2.28)$$

donde la relación empírica para D_i es

$$D_i = \frac{q_i}{N_{pi}}, \dots\dots\dots (2.29)$$

N_{pi} , es la producción acumulada de aceite a una presión del yacimiento hipotética de 0 psi. La ecuación de Arps muestra una declinación de tipo exponencial cuando $b = 0$ ($b = 1$ es una declinación hiperbólica) con un exponente definido como $-D_i * t$. El valor de b puede ser indicativo de un tipo de yacimiento y un mecanismo de empuje. Cualquier valor mayor de 0.5 es usualmente considerado heterogéneo o de múltiples capas. Cabe señalar que las instalaciones superficiales pueden afectar el valor del parámetro b ; por ejemplo, la contrapresión en un pozo provocará un valor de b más alto. (Fetkovich et al., 1987)

Hurst (1943) propuso soluciones para entrada de agua en estado estacionario. Utilizando versiones modificadas para estas soluciones para entrada de agua finita, Fetkovich (1980) propuso:

$$q(t) = \frac{J(P_i - P_{wf})}{e^{\frac{(q_i * t)}{N_{pi}}}}, \dots\dots\dots (2.30)$$

donde

$$J = \frac{q_i}{p_i}, \dots\dots\dots(2.31)$$

y

$$N_{pi} = \frac{\pi(r_e^2 - r_w^2)\phi c_t h p_i}{5.615B} \dots\dots\dots(2.32)$$

Asumiendo que $p_{wf} = 0$ (mayor potencial de flujo), se llega a la ecuación de Arps (1945), la cual es:

$$\frac{q(t)}{q_i} = e^{-\frac{q_i}{N_{pi}}t} \dots\dots\dots(2.33)$$

Por lo tanto, Fetkovich volvió a deducir la ecuación de Arps y la fusionó con las ecuaciones de flujo de entrada en estado pseudoestacionario. Así $D_i = q_i/N_{pi}$ y $t_{Dd} = (q_i/N_{pi}) * t$. Suponiendo un yacimiento circular y un flujo pseudoestacionario, Fetkovich (1980) propuso,

$$q_i = \frac{kh(p_i - p_{wf})}{141.2\mu B \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.5 \right]}, \dots\dots\dots(2.34)$$

$$t_{Dd} = \frac{\frac{0.00634kt}{\phi\mu c_1 r_w^2}}{0.5 \left[\left(\frac{r_e}{r_w}\right)^2 - 1 \right] \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.5 \right]}, \dots\dots\dots(2.35)$$

con $q_{Dd} = q(t)/q_i$

$$q_{Dd} = \frac{\frac{q(t)}{kh(p_i - p_{wf})}}{141.2\mu B \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.5 \right]} = q_d \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.5 \right], \dots\dots\dots(2.36)$$

donde q_d es gasto adimensional dado por,

$$q_d = \frac{141.2quB}{kh(p_i - p_{wf})} \dots\dots\dots(2.37)$$

Graficando q_{Dd} vs. t_{Dd} se obtiene la curva de declinación clásica de Fetkovich la cual se observa en la Figura 2.2.

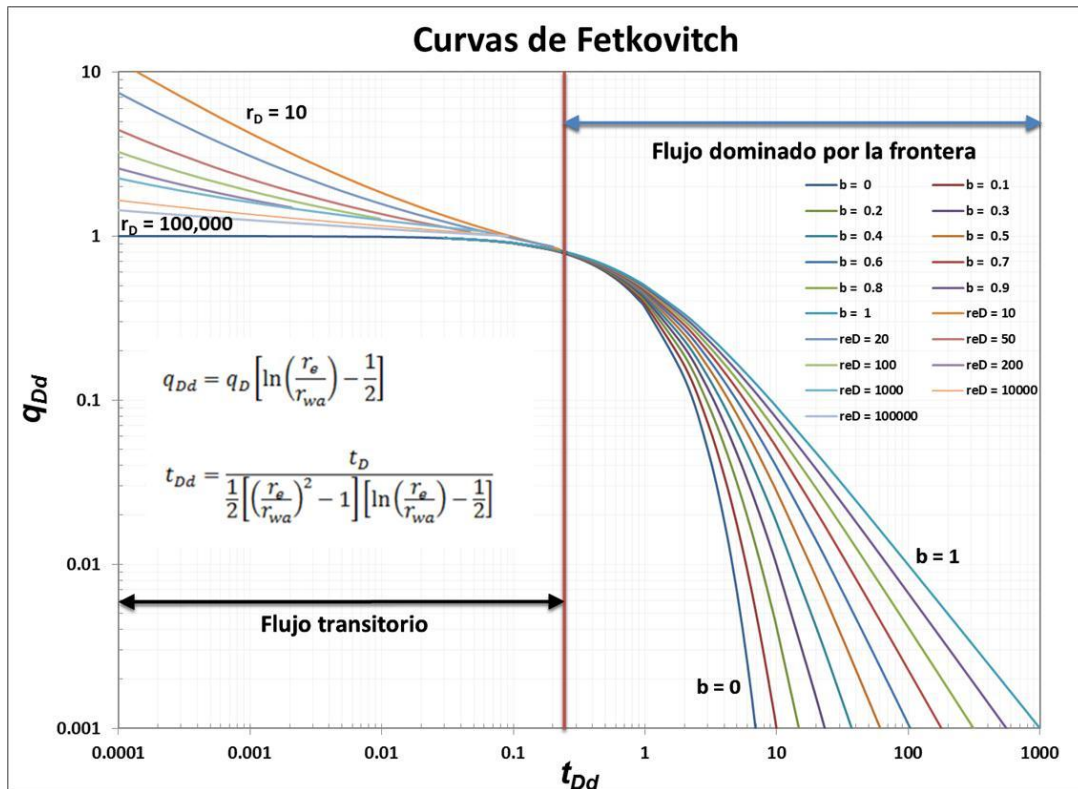


Figura 2.2 – Curvas tipo de Fetkovich. (Castellanos, 2015)

Todas las curvas coinciden en un punto específico del gráfico (tiempo adimensional), lo que indica el inicio del flujo límite; es decir, que a t_D mayores, comienza la declinación del yacimiento. La aplicación de la metodología de Fetkovich, requiere de un ajuste con la gráfica de los datos de campo y la curva tipo. A partir de este ajuste, se pueden estimar las reservas de hidrocarburos y ciertas propiedades de la formación

El modelo matemático considera los siguientes supuestos: a) Yacimiento homogéneo, b) Espesor constante, c) El líquido en una sola fase de

compresibilidad constante, d) Sin límite externo de flujo y d) Presión de fondo fluyendo constante en el pozo. (Fetkovich, 1996)

Fetkovich combina la solución a presión constante de la ecuación de difusión con la ecuación de Arps de una manera consistente que permite de forma sencilla que una curva tipo sea desarrollada.

Fetkovich nunca muestra la derivación completa de su solución, hasta 1987 que Ehlig-Economides y Joseph presentan la derivación completa de la solución. También demostraron que el término de 0.5 en la Ecuación 2.36 y 2.39 debe ser 0.75 considerando que la solución es en estado pseudoestacionario. También afirmaron que 0.5 parecía tener un mejor ajuste a los datos de campo a pesar de no ser teóricamente correcto.

Otro concepto importante presentado en el análisis de curvas tipo por Fetkovich fue la re-inicialización. En cada tiempo que el régimen de flujo cambie (por ejemplo: estimulación, cambio de estrangulador, cierran pozo, etc.) los datos de producción deben ser re-inicializados en el tiempo y gasto. Esto se hace cambiando p_i y q_i de referencia y restableciendo el tiempo en 0.

2.2.5. Pseudofunciones de Carter y Wattenbarger

Las curvas de declinación de Fetkovich fueron desarrolladas para sistemas de líquido. Carter (1981) reconoció que la suposición de compresibilidad baja y constante era muy inexacta para yacimientos de gas producidos a grandes caídas de presión. Carter desarrolló una variable (γ_g) que clasificó la magnitud del error que se hizo en el análisis de un sistema de gas utilizando las curvas de declinación para un sistema de líquido. Carter (1981) definió γ_g como

$$\lambda_{cart} = \frac{\mu_{gi}c_{gi}}{2} \frac{m(p_i) - m(p_{wf})}{(p/z)_i - (p/z)_{wf}} \dots\dots\dots (2.38)$$

Donde μ_{gi} y c_{gi} son la viscosidad del gas y la compresibilidad a la presión inicial y $\bar{\mu}_g$ y \bar{c}_g son evaluadas a una presión de yacimiento promedio. Cada valor de λ_{cart} tenía su propio conjunto de curvas de declinación. Este es un enfoque más bien empírico que permite que sistemas de gas sean graficados en curvas de declinación de sistemas de líquido. Un ejemplo de las curvas de declinación de Carter se pueden observar en la Figura 2.3.

El siguiente avance significativo en el análisis de curvas tipo provino de Fraim y Wattenbarger (1987). Utilizando los conceptos de análisis de presión transitoria y los trabajos de Fetkovich (1980) y Carter (1981), introdujeron el concepto de pseudotiempo para analizar los datos de producción del pozo de gas. Fraim y Wattenbarger (1987) dedujeron la siguiente ecuación para yacimientos de gas, cerrados, radial:

$$\ln\left(\frac{q}{q_1}\right) = \frac{-2J_g(P/z)_i}{G(\mu_g c_g)_i} \int_0^t \frac{(\mu_g c_g)_i}{\bar{\mu}_g \bar{c}_g} dt, \dots\dots\dots (2.39)$$

donde

$$J_g = \frac{1.9875E^{-5} k_g h}{0.5 \ln\left(\frac{2.2458A}{C_A r_w^2}\right)} \frac{T_{sc}}{P_{sc} T}, \dots\dots\dots (2.40)$$

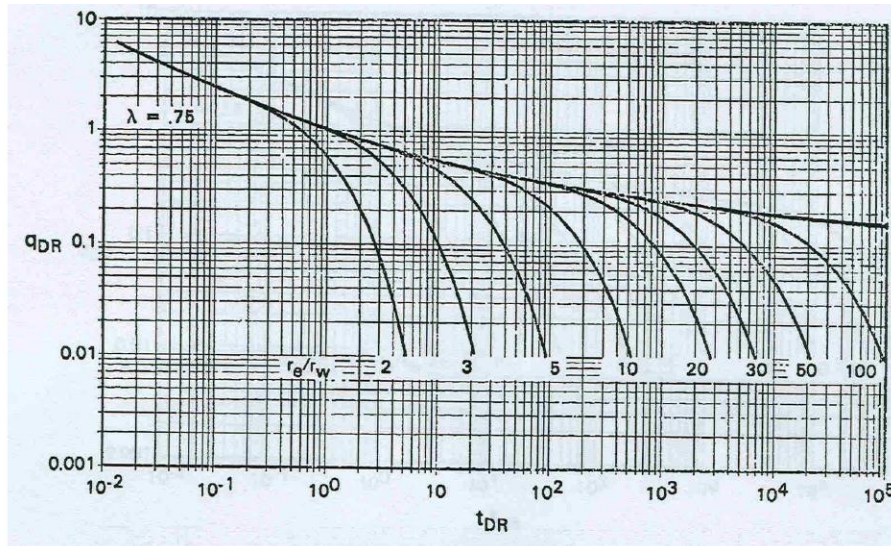


Figura 2.3 – Curvas tipo de Carter para un sistema de gas (1981)

El factor de forma C_A utilizado en la ecuación para J_g es 19.1785 en lugar de 31.62 para un yacimiento circular. Esto se realizó con el fin de ajustarse a las curvas tipo de Fetkovich. La necesidad para una función de pseudo-tiempo es evidente después de examinar la Ecuación 2.39. Fraim y Wattenbarger (1987) lo definen como:

$$t_a = (\mu c_t)_i \int_0^t \frac{dt}{\mu c_t} \dots\dots\dots(2.41)$$

La diferencia entre el pseudo-tiempo y el tiempo actual se observa en la Figura 2.4 de Fraim y Wattenbarger (1987). Actualmente, cualquier yacimiento de gas homogéneo, cerrado exhibirá una declinación exponencial en la gráfica cuando se utilice la función pseudo-tiempo.

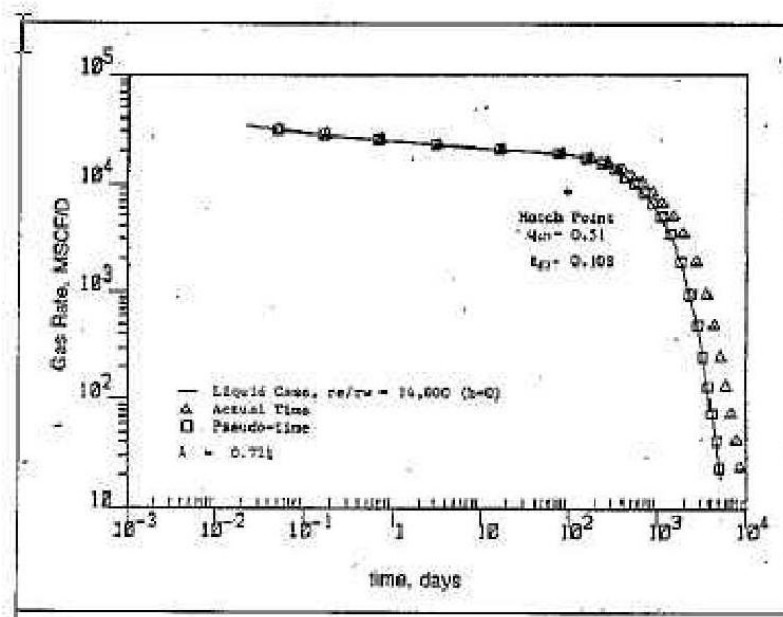


Figura 2.4 – Efecto de la compresibilidad y la viscosidad del gas en curvas de declinación (Fraim y Wattenbarger, 1987)

El factor de forma (C_A) utilizado en la ecuación para J_g es 19.1785 en lugar de 31.62 para un yacimiento circular.

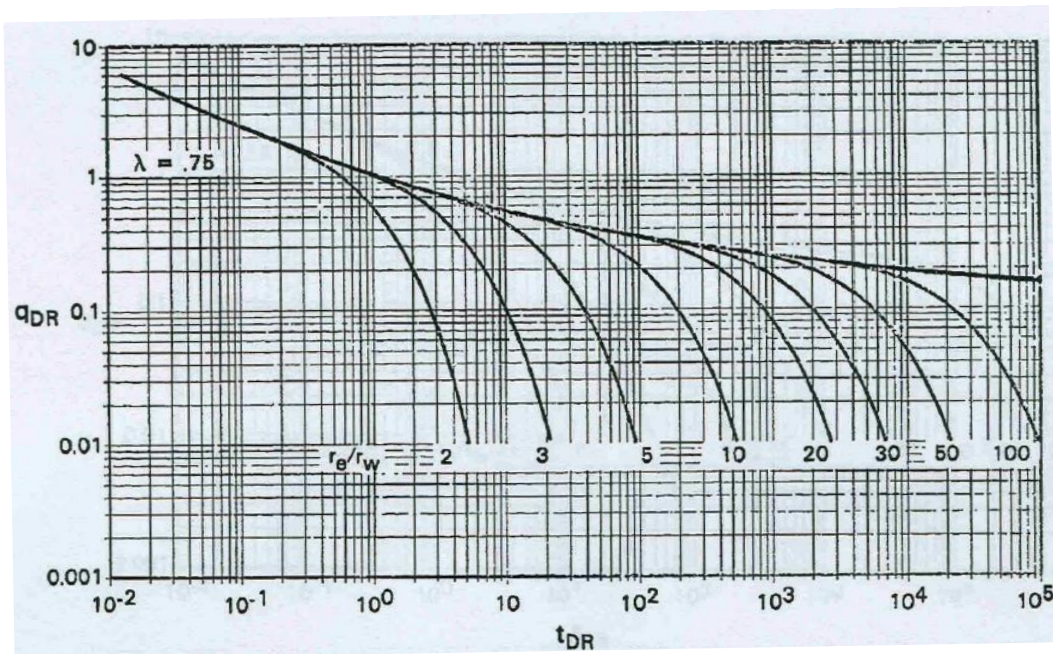


Figura 2.5 – Curvas tipo para sistemas de gas presentadas por Carter (Arps, 1945)

2.2.6. Palacio y Blasingame

Las técnicas de análisis de declinación de producción de Arps y Fetkovich están limitadas, ya que no consideran las variaciones en la presión de flujo de fondo del pozo en régimen transitorio, y sólo las toman en cuenta de forma empírica durante el flujo dominado por la frontera. Además, para los pozos de gas no utilizan la variación de las propiedades de presión volumen y temperatura (PVT) con el cambio de la presión del yacimiento. (Palacio y Blasingame, 1993)

Palación y Blasingame desarrollaron un método de declinación de la producción que toma en cuenta los fenómenos anteriores. El método utiliza una función de tiempo de superposición, que sólo requiere de una tendencia de declinación para el ajuste con curvas tipo armónicas, Figura 2.6.

Una ventaja importante de este método es que las curvas tipo utilizadas para el ajuste son similares a las utilizadas para el análisis declinación de Fetkovich. El método de curvas tipo de Palación y Blasingame permite la declinación a una presión constante, para que aparezca como si se tratara de un agotamiento a una velocidad de flujo constante.

Palacio y cols., demostraron que el flujo dominado por la frontera tanto para la declinación de presión como del gasto, aparece como una declinación en estado pseudoestacionario a un gasto constante.

ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS DE GAS: ANALÍTICOS Y SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS

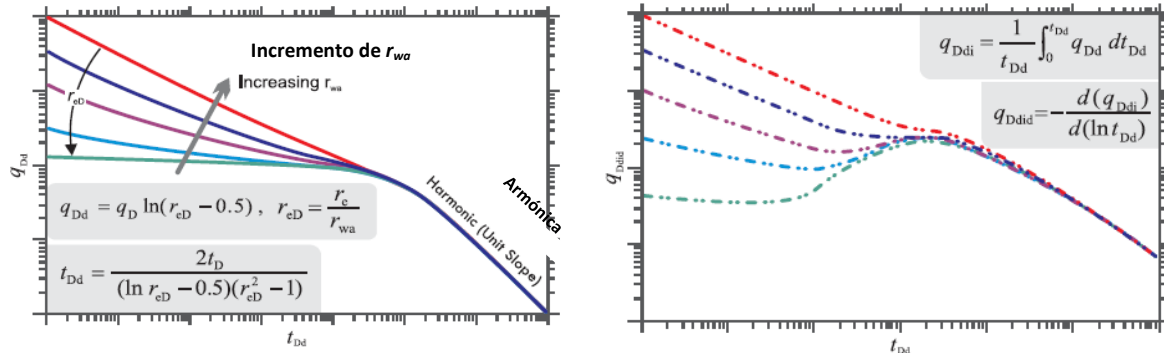


Figura 2.6. Curvas de declinación de Palacio y Blasingame (Castellanos, 2015)

El juego de curvas tipo de Palacio y Blasingame consiste de los modelos siguientes:

- a) Pozo Vertical, modelo de flujo radial
- b) Pozo Vertical, modelo de fractura hidráulica (conductividad infinita)
- c) Pozo Vertical, modelo de fractura hidráulica (conductividad finita)
- d) Pozo Vertical, modelo de fractura hidráulica (flujo elíptico)
- e) Modelo de Pozo Horizontal
- f) El modelo de inyección de agua
- g) Modelo de interferencia de pozo (declinación de la presión del yacimiento)

Todos los modelos asumen una frontera exterior circular, con la excepción de los modelos de flujo elíptico y pozo horizontal, que suponen un límite exterior elíptico y cuadrado, respectivamente.

En el análisis de curvas tipo de Palacio y Blasingame se pueden graficar las tres funciones de gasto normalizado, integral del gasto y derivada de la integral del gasto, Figura 2.7.

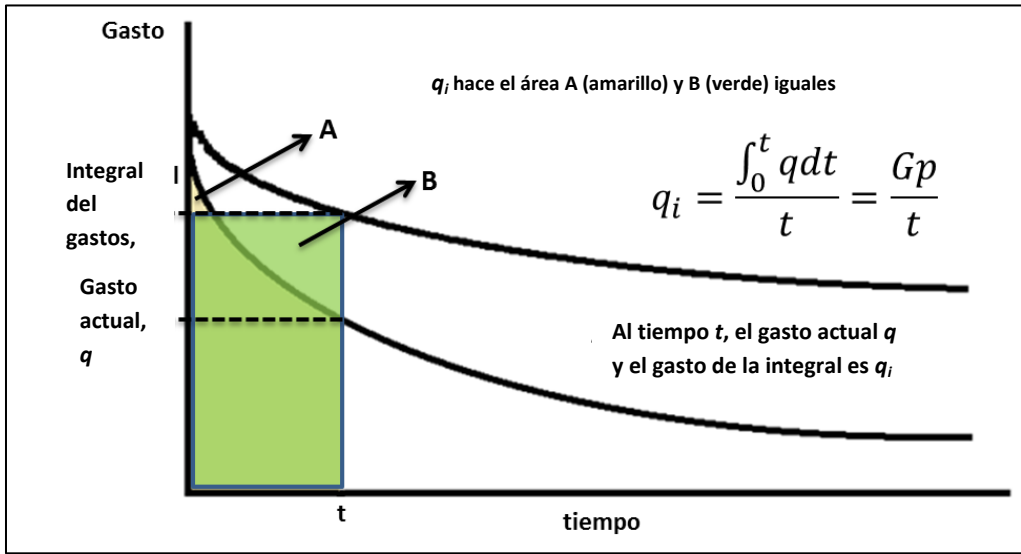


Figura 2.7. Gráficas de la integral del gasto de Blasingame. (Castellanos, 2015)

Para crear un pronóstico, se toma la tendencia de la curva tipo seleccionada y se extrapola más allá de los últimos puntos de datos. El gasto de producción futuro se lee a partir de la tendencia de datos de la curva tipo.

2.2.7. Tiempo de Balance de Materia

Palacio y Blasingame (1993) presentaron el uso de funciones de tiempo en el balance de materia con la finalidad de minimizar los efectos de la variable presión/gasto en las historias de producción para una mejor aproximación de los pronósticos del análisis de curvas adimensionales. En los métodos previamente mencionados para el análisis de curvas adimensionales se requiere que el pozo que se analice se encuentre en estado pseudo-estacionario (producción a gasto/presión constante) con el fin de aislar la curva de declinación correcta. La ecuación presentada para declinación en líquidos es:

$$\frac{q_o}{P_i - P_{wf}} \frac{141.2\mu B}{kh} \left[0.5 \ln \left(\frac{4A}{e^{\gamma} C_A r_w^2} \right) \right] = \frac{1}{1 + \bar{t}_{Dd}}, \dots\dots\dots (2.42)$$

donde

$$\bar{t}_{Da} = \frac{2\pi \left(\frac{0.00634k}{\phi\mu c_t A} \right) \bar{t}}{0.5 \ln \left(\frac{4A}{e^\gamma C_A r_w^2} \right)}, \dots\dots\dots (2.43)$$

con

$$\bar{t} = \frac{N_p}{q_o} \text{ (tiempo de balance de materia)}. \dots\dots\dots (2.44)$$

La diferencia que existe entre la Ecuación 2.42 y la ecuación de Fetkovich es el uso de tiempo de balance de materia, y el lado derecho de la ecuación tiene un comportamiento armónico en lugar de hiperbólico.

Palacio y Blasigame (1993) proponen utilizar el pseudo-tiempo de balance de materia el cual se basa en la pseudo-presión de un gas real, la cual se expresa en la siguiente ecuación:

$$\frac{\Delta P_p}{q_g} = m_a t_a, \dots\dots\dots (2.45)$$

donde

$$m_a = \frac{1}{G c_{ti}}. \dots\dots\dots (2.46)$$

La ecuación de flujo en estado pseudo-estacionario está dada como:

$$\frac{m(p_i) - m(\bar{p})}{q_g} = 141.2 \frac{\mu_{gi} B_{gi}}{k_g h} \left[\frac{1}{2} \ln \left(\frac{4}{e^\gamma} \frac{A}{C_A r_w^2} \right) \right]. \dots\dots\dots (2.47)$$

Sustituyendo la Ecuación 2.46 y 2.47 (Palacio y Blasingame, 1993), queda:

$$\frac{m(p_i) - m(\bar{p})}{q_g b_{a,pss}} = 1 + \frac{m_a}{b_{a,pss}} t_a, \dots\dots\dots (2.48)$$

donde

$$b_{a,pss} = 141.2 \frac{\mu_{gi} B_{gi}}{k_g h} \left[\frac{1}{2} \ln \left(\frac{4}{e^\gamma} \frac{A}{C_a r_w^2} \right) \right], \dots\dots\dots (2.49)$$

$$B_g = \frac{z T p_{sc}}{z_{sc} T_{sc} p}. \dots\dots\dots (2.50)$$

Actualmente, la ecuación de Palacio y Blasingame puede ser reescrita como:

$$\Delta m(p) = q_g 141.2 \frac{\mu_{gi} B_{gi}}{k_g h} \left[\frac{1}{2} \ln \left(\frac{4}{e^\gamma} \frac{A}{C_a r_w^2} \right) \right] + \frac{q_g}{G c_n} t_a. \dots\dots\dots (2.51)$$

La Ecuación 2.60 es equivalente a la ecuación de difusión si se considera el término de logaritmo natural en la ecuación de Palacio y Blasingame como el factor de forma (C_a). Se utiliza $\ln(r_e/r_w - 3/4)$ cuando es un pozo en medio de un yacimiento cilíndrico para tener una mejor aproximación.

En la actualidad, es necesario examinar la fracción de declinación en la Ecuación 2.60 para elaborar el mismo enfoque que Palacio y Blasingame y sus derivaciones del pseudo-tiempo de balance de materia. La ecuación de declinación para gas que presentaron es (Palacio y Blasingame, 1993):

$$\frac{\Delta m(p)}{q_g} = \frac{1}{G c_t} t_a. \dots\dots\dots (2.52)$$

Para yacimientos de gas, la ecuación solo es válida cuando el pseudo-tiempo (t_a) incluye un componente de balance de materia, dado como:

$$t_a = \bar{t}_a = \frac{\mu_{gi} c_{ti}}{q_g} \int_0^t \frac{q_g}{\bar{\mu}_g \bar{c}_g} dt, \dots\dots\dots (2.53)$$

(balance de materia incorporado dentro t_a). La pseudopresión está dada como:

$$m(p) = 2 \int_0^t \frac{q_g}{u_g z} dp. \dots\dots\dots (2.54)$$

La derivación del pseudotiempo de balance de materia requiere la ecuación de balance de materia del gas. Esta relación se utiliza en la obtención de la producción de gas, la presión de yacimiento corregida y en el volumen original de gas. La ecuación de balance de materia para gas (Ecuación 2.56) tiene como suposiciones: el yacimiento es cerrado con una frontera externa (volumétrico, es decir, sin entrada de agua), su producción se debe a la expansión del propio gas. La expansión de la roca y del agua connata se considera despreciable.

$$G_p = G \left(1 - \frac{\bar{p} z_i}{\bar{z} p_i} \right), \dots \dots \dots (2.55)$$

donde G_p es la producción acumulada de gas, y el volumen original de gas, G , está dado por,

$$G = \frac{V_b \phi (1 - S_w)}{B_g} \dots \dots \dots (2.56)$$

La derivada de la ecuación de balance de materia para gas da lugar al gasto, el cual queda como:

$$q_g = \frac{dG_p}{dt} = -G \frac{z_i}{p_i} \frac{d}{dt} \left(\frac{\bar{p}}{\bar{z}} \right) \dots \dots \dots (2.57)$$

Reescribiendo la ecuación de balance de materia para gas,

$$q_g = -G \frac{z_i}{p_i} \frac{d(\bar{p}/\bar{z})}{d\bar{p}} \left(\frac{\partial \bar{p}}{\partial \bar{z}} \right) \dots \dots \dots (2.58)$$

Sustituyendo la definición de la compresibilidad del gas (Ecuación 2.9) en la ecuación de balance de materia queda:

$$q_g = -G \frac{z_i \bar{p}}{p_i \bar{z}} c_g \left(\frac{d\bar{p}}{dt} \right) \dots \dots \dots (2.59)$$

Actualmente, esta definición de q_g puede ser sustituida en la definición de t_a (Ecuación 2.55), quedando:

$$\bar{t}_a = \frac{\mu_{gi}c_{ti}}{q_g} \left(-\frac{Gz_i}{p_i} \right) \int_0^t \frac{\bar{p}}{\bar{z}} \frac{c_g}{\bar{\mu}_g \bar{c}_t} \frac{dp}{dt} dt. \dots\dots\dots (2.60)$$

Para resolver la integral, Palacio y Blasingame (1993) sugieren que, acorde con las suposiciones del balance de materia para gas, la compresibilidad puede ser cambiada con la teoría de que la compresibilidad del gas c_g es igual a la compresibilidad total del sistema c_t . La Ecuación 2.70 muestra la compresibilidad de un yacimiento de gas seco

$$c_t = (1 - S_w)c_g + S_w c_w + c_f. \dots\dots\dots (2.61)$$

El valor de la compresibilidad del agua está comúnmente alrededor de 1×10^{-6} y la compresibilidad de la formación se encuentra alrededor de 4×10^{-6} en formaciones consolidadas. Ambos son de 2 o 3 órdenes de magnitud menor que los valores típicos de compresibilidad del gas, incluso a presiones altas. Por lo tanto, bajo estas condiciones $c_t \approx c_g$ y la ecuación para el tiempo de balance de materia puede reescribirse como:

$$\bar{t}_a = \frac{\mu_{gi}c_{ti}}{q_g} \left(-\frac{Gz_i}{p_i} \right) \int_{p_i}^{\bar{p}} \frac{p}{z\mu_g} dp. \dots\dots\dots (2.62)$$

El término de la integral en esta ecuación es una expresión para la diferencia de la pseudopresión de un gas real. Así, la ecuación final del pseudotiempo de balance de materia es:

$$\bar{t}_a = \frac{\mu_{gi}c_{ti}}{q_g} \left(\frac{Gz_i}{2p_i} \right) [m(p_i) - m(\bar{p})]. \dots\dots\dots (2.63)$$

El uso de pseudopresión es sumamente importante cuando se trata de yacimientos de gas, ya que toma en cuenta los cambios en la viscosidad y

compresibilidad del gas, especialmente cuando existe un cambio significativo de la presión del yacimiento en el tiempo. Este es el método más aproximado para tomar en cuenta estos cambios en las propiedades del gas (Wattenbarger y Lee, 1996).

2.2.8. Método de curvas tipo de Agarwal

Una de las mayores contribuciones de Argawal y cols (1999) fue la verificación del desarrollo de Palacio y Blasingame (1993) del tiempo de balance de materia. Argawal y cols. (1999) utilizaron un simulador de yacimientos de una sola fase para comparar los problemas de flujo a gasto y presión constante. Verificaron que cualquier sistema producido a presión constante puede ser convertido en un sistema de gasto constante equivalente, utilizando la transformación del tiempo de balance de materia. Debido a este hallazgo, la amplia variedad de soluciones analíticas ya conocidas para sistemas de gasto constante pueden ser utilizadas en el análisis de datos de producción. Además, el concepto de re-inicialización en los datos de producción es más sencillo en un sistema de gasto constante que a presión constante.

También, Agarwal y cols (1999) realizaron una contribución significativa en el uso de las derivadas en los análisis de curvas tipo, específicamente en la identificación de los regímenes de flujo en la zona de transición, existente entre el estado transitorio y el estado pseudo-estacionario. Utilizaron el método de Palacio y Blasingame (1993) para calcular el tiempo ajustado adimensional, el cual es idéntico a la Ecuación 2.70, y desarrollaron su función adimensional de tiempo propia basada en el área,

$$t_{DA} = t_{aD} \left(\frac{r_w^2}{A} \right) \dots\dots\dots (2.64)$$

Así mismo, realizaron modificaciones en tres variedades de curvas tipo, gasto-tiempo, gasto-producción acumulada, y producción acumulada-tiempo. Para graficar gasto-tiempo utilizaron $1/p_{wd}$ vs. t_{DA} , p'_{wd} vs. t_{DA} y $1/d\ln(p'_{wd})$ vs. t_{DA} .

Como se muestra en la Figura 2.8, p'_{wd} presenta una pendiente de 2 en el periodo transitorio y una pendiente de 0, durante el periodo pseudoestacionario.

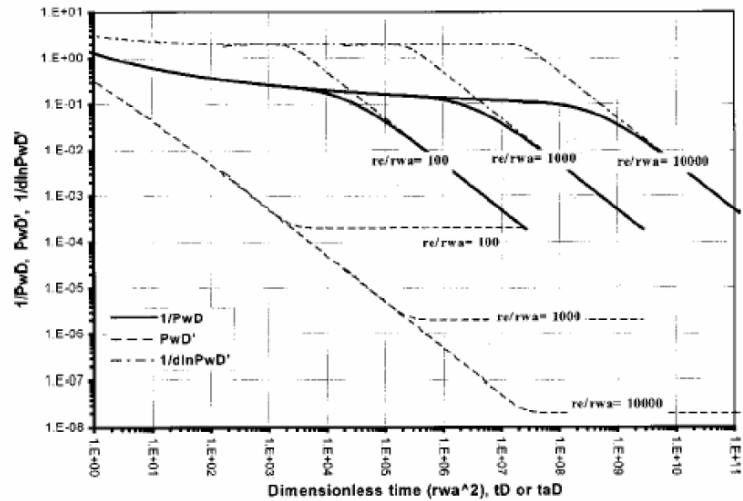


Figura 2.8. Curvas tipo adimensionales (Agarwal, 1999)

Estas gráficas facilitan la identificación de los regímenes de flujo cuando se analiza los datos de producción. Las ecuaciones desarrolladas por Argawal y cols. para p_{wd} y la producción acumulada adimensional (Q_{DA}), son las siguientes:

$$\frac{1}{p_{wd}} = \frac{1422Tq(t)}{kh * [m(p_i) - m(p_{wf})]} \dots\dots\dots (2.65)$$

$$Q_{AD} = \frac{200Tz_iG_i}{\phi hr_{wa}^2 p_i} \frac{m(p_i) - m(\bar{p})}{m(p_i) - m(p_{BHP})} \dots\dots\dots (2.66)$$

$$Q_{DA} = Q_{AD} \frac{r_{wa}^2}{A} \dots\dots\dots (2.67)$$

ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS DE GAS: ANALÍTICOS Y SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS

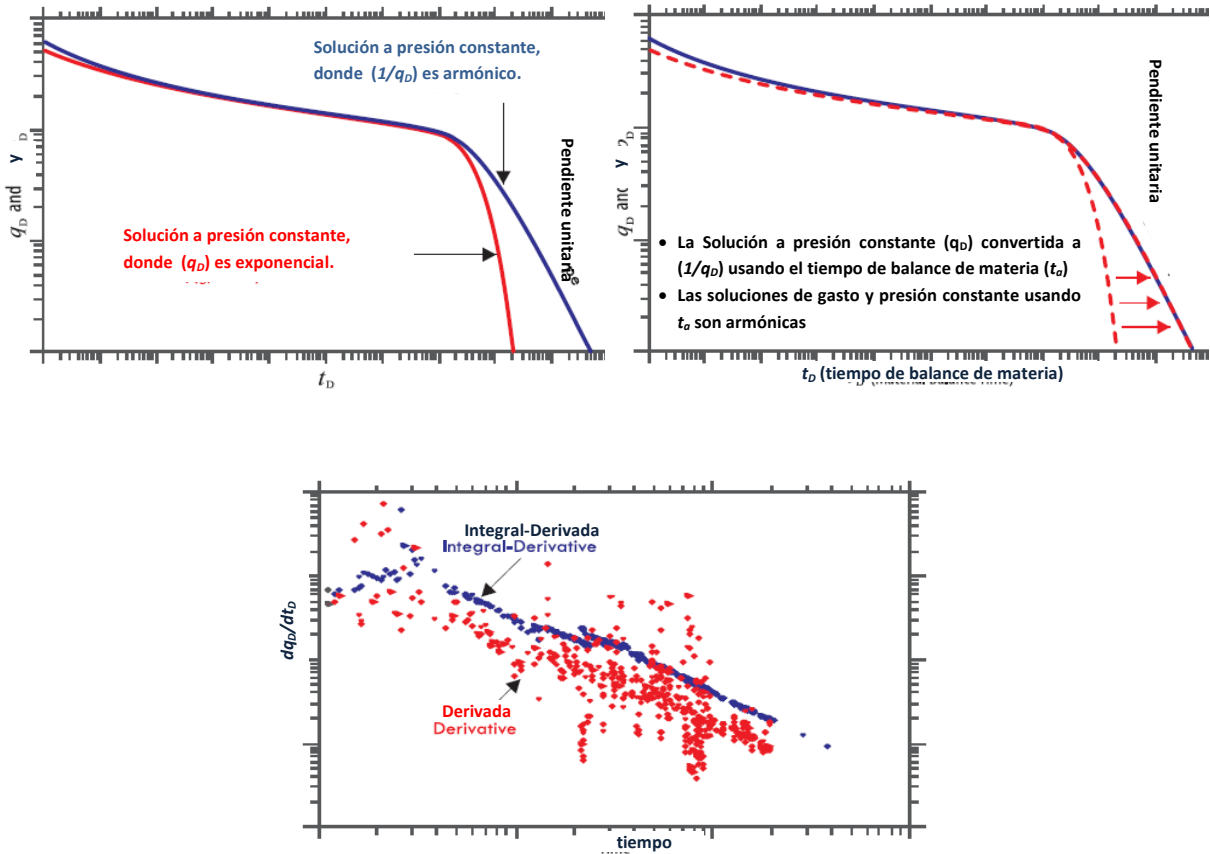


Figura 2.9. Transformación con el tiempo de balance de materia. (Castellanos, 2015)

Para el caso de yacimientos de gas se deben tomar las consideraciones siguientes:

1. La viscosidad del gas (μ_g) y el factor de compresibilidad del gas (z) no son constantes y se usa la pseudopresión, es decir:

$$p_p = m(p) = 2 \int_{p_0}^p \frac{p}{\mu_g z} dp. \dots\dots\dots (2.54)$$

2. La compresibilidad (c_g) en gran medida de la presión, sobre todo a presiones bajas.
3. El pseudotiempo (t_a) corrige el cambio de la viscosidad y la compresibilidad con el cambio de presión.

Para el caso de gas se reemplaza el tiempo (t), por el pseudotiempo (t_a).

$$t_a = \bar{t}_a = \frac{\mu_{gi}c_{ti}}{q_g} \int_0^t \frac{q_g}{\bar{\mu}_g \bar{c}_g} dt. \dots\dots\dots (2.53)$$

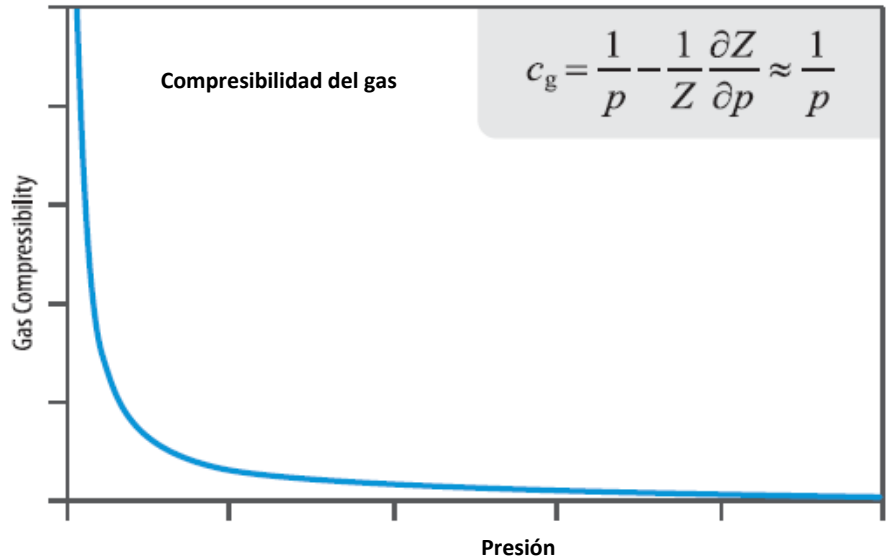


Figura 2.10 Gráfica de variación de la compresibilidad del gas (Castellanos, 2015)

Lo anterior es de suma importancia, ya que el conjunto de soluciones analíticas para sistemas a gastos constante puede utilizarse en el análisis de datos de producción. Además el concepto de re-inicialización de datos de producción, es mucho más simple en los sistemas de gasto constante que en los sistemas de presión constante.

2.2.9. Curvas tipo del método de la Integral de la presión normalizada (NPI)

La integral de la presión normalizada (NPI) se desarrolló inicialmente por Blasingame y cols. ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia. El objetivo del método es presentar un método de diagnóstico robusto para decrementos que no presentan ruido y los datos de dispersión, como es típico del derivado de una

prueba estándar. La solución implica el uso de una curva integral de presión como la curva de base para el análisis de reducción ruidoso.

La integral de presión adimensional se define como sigue:

$$p_{Di} = \frac{1}{t_{DA}} \int_0^{t_{DA}} p_D(t) dt, \dots\dots\dots (2.68)$$

donde:

$$p_D = \frac{kh\Delta p}{141.2qB\mu} \cdot \dots\dots\dots (2.69)$$

Conceptualmente, la integral de presión es un "promedio acumulado de la caída de presión promedio". La característica distintiva de la integral de presión es su suavidad. Por lo tanto, se trata de una curva de punto de partida ideal para la derivada de la presión estándar si los datos originales contienen cualquier grado de ruido o de dispersión.

La NPI se define como:

$$p_{Did} = t_{DA} \frac{dp_{Di}}{dt_{DA}} = p_D - P_{Di} \cdot \dots\dots\dots (2.70)$$

A continuación se muestra la Figura 2.11, con las tres curvas tipo adimensionales que representan la solución para un pozo vertical en el centro de un yacimiento limitado

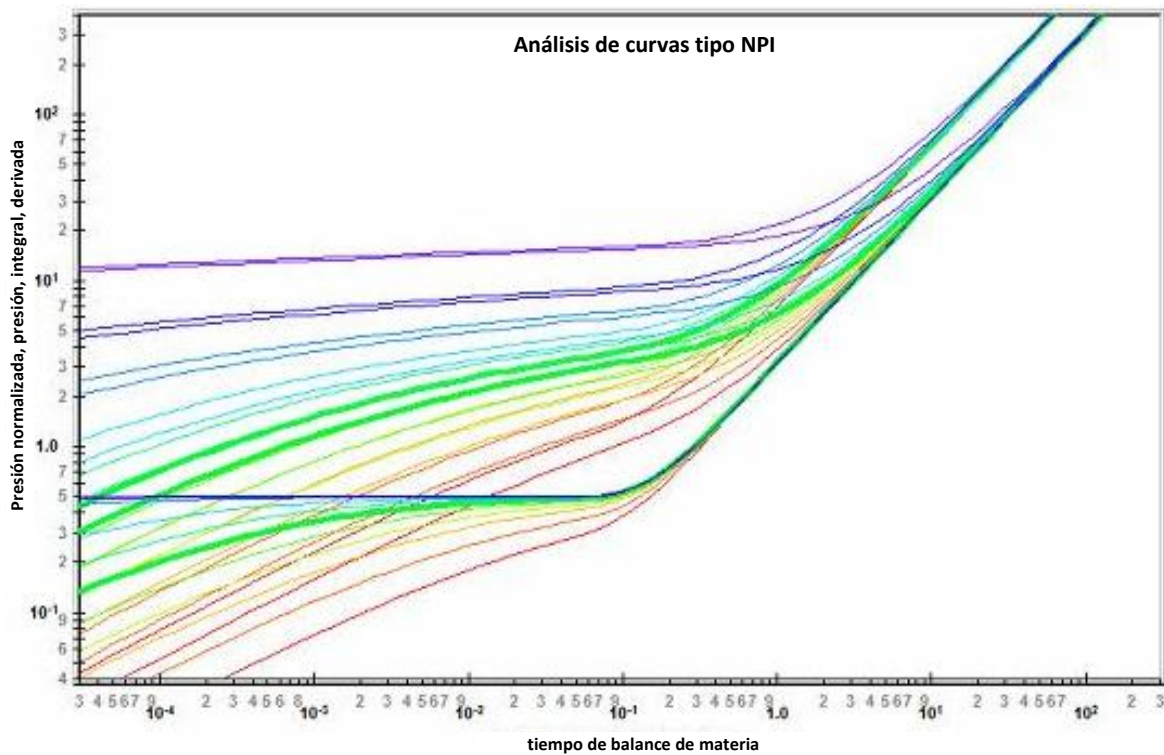


Figura 2.11 Curvas tipo del método de la Integral de la presión normalizada (NPI)
(Castellanos, 2015)

2.2.10. Análisis del comportamiento de pozo por Cox y cols

Cox y cols. (2002) utilizaron el tiempo de balance de materia de Palacio y Blasingame, junto con las variables adimensionales estándar (p_{wd} y t_d). A partir de la propuesta de t_d de Palacio-Blasingame de convertir datos de presión constante a datos de gasto constante, Cox y cols. Demostraron que los datos de producción pueden ser analizados como un equivalente, en pruebas de pozo a gasto constante. Dichos trabajos son un excelente ejemplo de la combinación de curvas de declinación de presión constante con gasto constante, y curvas tipo en presión transitoria.

Este tipo de análisis combinado se convierte en un excelente método para caracterizar el yacimiento y realizar pronósticos de producción. El análisis de gasto constante permite un fácil reconocimiento de los regímenes de flujo. Por ejemplo, el flujo radial se presenta como una línea horizontal en el gráfico de la derivada de

una solución a gasto constante. El flujo dominado por la frontera siempre presenta una pendiente con valor de uno en la gráfica de presión adimensional y la derivada de presión. El reconocer los regímenes de flujo es necesario para una mejor aproximación en los pronósticos de la producción acumulada.

En resumen, el análisis de los datos de producción no requiere que q_d vs t_d sea graficado y re-inicializado. Actualmente, existe una herramienta, tiempo de balance de materia, que permite que todos los datos de producción sean utilizados sin re-inicialización suponiendo que los valores de presión/gasto constante son correctos.

Agarwal y cols. (1999) demostraron que las soluciones a gasto/presión constante son equivalentes con el tiempo de balance de materia. Esto, combinado con las soluciones analíticas en el espacio de Laplace permite que todas las soluciones sean utilizadas en los análisis de datos de producción. Cox y cols. (2002) demostraron que los datos de producción pueden ser graficados como equivalentes en una prueba de pozo y que los regímenes deben ser preservados en su totalidad.

2.3. Metodología de Análisis de la producción de pozos en yacimientos de gas con baja permeabilidad

La identificación de la geometría de flujo obtenida a partir del análisis de datos de producción en yacimientos de gas con baja permeabilidad, se alcanza utilizando distintas técnicas gráficas; esto debido a las significativas diferencias en el comportamiento que exhibe el gasto de producción y la presión en las etapas iniciales, intermedias y a largo plazo. Se presenta una metodologías sistemáticas para analizar los datos de presión y producción-producción con cualesquiera de las dos condiciones de producción, a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} , o a gasto de flujo constante de gas, q_g . Estas metodologías utilizan gráficas simples y ecuaciones matemáticas para el análisis de los datos de presión-producción

dominados bajo diferentes regímenes de flujo y considerando yacimientos de gas homogéneos e isotrópicos.

Paso 1. Construcción de las gráficas de diagnóstico de flujo y determinación de periodos, geometrías o regímenes de flujo.

Se comienza con la elaboración de las gráficas de diagnóstico de flujo: gráfica con ejes log-log de la caída de la pseudo-presión, $\Delta m(p)/q_g$ vs. t , gráfica con ejes log-log de la derivada de la caída de la pseudo-presión en relación con la función derivada del tiempo, $t[\Delta m(p)/q_g]'$ vs. t y la gráfica con ejes log-log de gasto de flujo de gas acumulado o producido, G_p vs. t .

La gráfica con ejes log-log de la caída de la pseudo-presión, $\Delta m(p)/q_g$ vs. t , se ha utilizado para detectar los efectos de almacenamiento, flujo lineal, bilineal, radial, esférico y dominado por la frontera externa; sin embargo, cuando un valor de presión inicial es utilizado de forma errónea, la gráfica con ejes log-log no es usada para diagnosticar el tipo de flujo. La combinación de una gráfica de $\log \Delta m(p)/q_g$ vs. $\log t$, y una gráfica de tiempo, $\log \left(t \frac{d[\Delta m(p)/q_g]}{dt} \right)$ vs. $\log t$, es una excelente herramienta para identificar los regímenes de flujo. La función derivada de la caída de la pseudo-presión en relación con la función derivada del tiempo es expresada como:

$$t \frac{d[\Delta m(p)/q_g]}{dt} = ct^n, \dots\dots\dots (2.71)$$

en donde c es una constante que depende del gasto de flujo y de las propiedades del yacimiento, n es un elemento para diagnosticar los tipos de flujo y no está definido para el flujo estacionario, n toma diferentes valores dependiendo del régimen de flujo como se muestra en la Tabla 2.1

Tabla 2 .1 – Valores que toma n en $t \frac{d[\Delta m(p)/q_g]}{dt} = ct^n$ dependiendo del régimen de flujo diagnosticado

Almacenamiento en el agujero del pozo productor	$n = 1$
flujo lineal	$n = 1/2$
flujo bilineal	$n = 1/4$
flujo radial	$n = 0$
flujo esférico	$n = -1/2$
flujo dominado por la frontera externa	$n = 1$

La Figura 2.12 muestra en resumen las gráficas de diagnóstico de flujo con ejes log-log de la función derivada de la caída de la pseudo-presión en relación con la función derivada del tiempo para diferentes tipos de flujo.

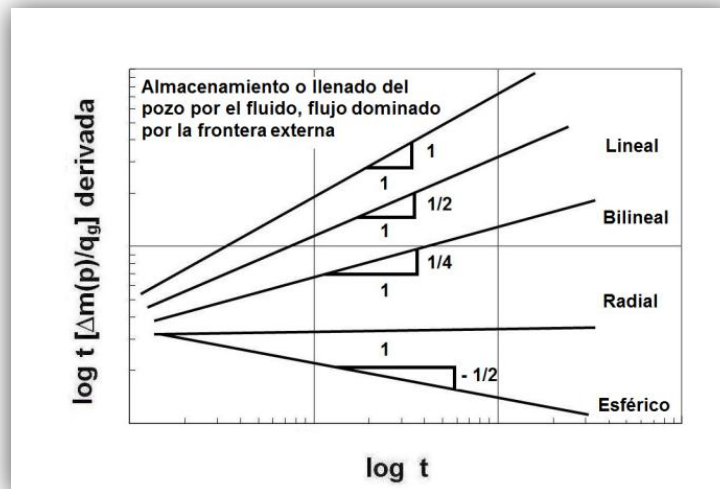


Figura 2.12 Gráfica con ejes log-log de $t \frac{d[\Delta m(p)/q_g]}{dt}$ para diferentes regímenes de flujo.

(Guzmán, 2009)

Paso 2. Construcción de gráficas especializadas y estimación de algunos valores del yacimiento.

Después de haber identificado y clasificado las diferentes geometrías de flujo a partir de los datos de presión-producción del pozo productor, se estiman los tiempos iniciales y finales del dominio de cada régimen de flujo.

Una vez que se caracteriza cada período de flujo detectado en las gráficas de diagnóstico de flujo se elaboran las gráficas especializadas haciendo $[m(p_i) - m(p_{wf})]/q_g$ vs. *una función específica de tiempo* según la geometría de flujo identificada. Estas funciones de tiempo se exponen en la Tabla 2.2, de la línea recta producida en estas gráficas se estima la pendiente, la no intersección en cero y el final de la misma. Posteriormente se estiman algunos valores del yacimiento como por ejemplo: el tamaño del yacimiento, el volumen original de gas, G , utilizando las ecuaciones de interpretación para cada régimen de flujo analizado mostradas en el Apéndice A y los datos obtenidos de la gráfica especializada como se muestra en la Figura 2.13, específicamente para régimen de flujo lineal.

Tabla 2.2 Funciones específicas del tiempo para las distintas geometrías de flujo	
Flujo lineal	$t^{1/2}$
Flujo bilineal	$\frac{1}{t^2}$
Flujo radial	$\log(t)$
Flujo esférico	$\frac{1}{t^2}$
Flujo dominado por la frontera externa	t

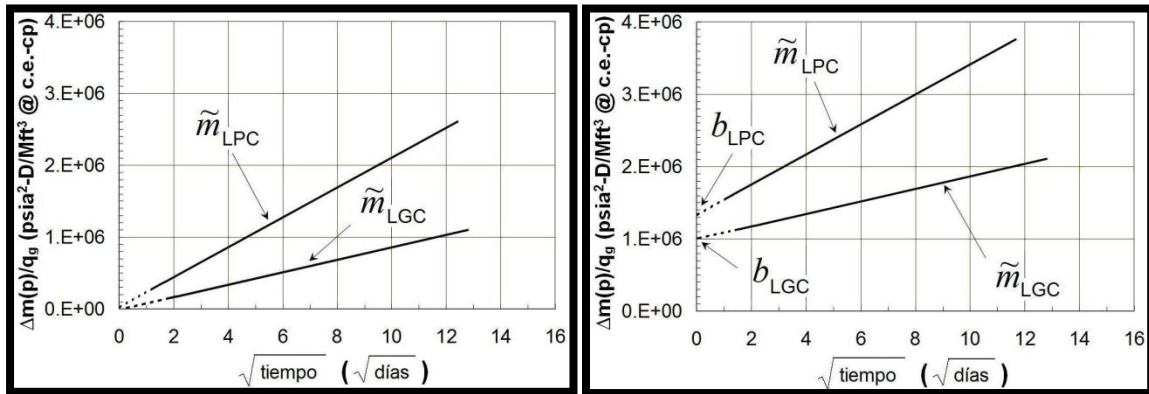


Figura 2.13 Esquema de las gráficas especializadas para evaluar algunos parámetros del yacimiento, ya sea con intersección en cero y no intersección en cero de la línea recta. (Guzmán, 2009)

Adicionalmente al segundo paso, en el Apéndice A se incluyen las gráficas especializadas de superposición del tiempo para cada régimen de flujo con el objeto de ser utilizadas cuando la presión de fondo fluyendo, p_{wf} , y el gasto de flujo de gas, q_g , están cambiando lenta y suavemente con respecto al tiempo de explotación debido a diversas operaciones impuestas al pozo productor, se determina la pendiente y si existe, la no intersección en cero para cada línea recta.

Como un **tercer paso** se propone utiliza la simulación numérica para confirmar o adecuar el análisis efectuado y estimar las reservas de gas mediante la predicción.

2.4. Metodología de Análisis de la producción de pozos en yacimientos de lutitas de gas.

2.4.1. Métodos empíricos

Los análisis de producción en yacimientos de shale se enfocan en identificar la presencia de adsorción/desorción y determinar los parámetros de grafica correctos necesarios para estimar con precisión los parámetros del yacimiento. Lane y Watson (1989) utilizaron varios tipos de modelos de simulación numérica (una porosidad con/sin adsorción, doble porosidad y sin adsorción) para identificar los parámetros de adsorción. Además, determinaron qué tipo de modelo da mejores resultados, realizando un análisis de “ajuste de historia” la historia de la

producción para cada modelo. Basado en el modelo que presenta el mejor ajuste estadístico con los datos de producción, determinaron si el mecanismo de desorción estaba presente.

Sin embargo, observaron que la forma de la isoterma de Langmuir afecta la habilidad para identificar la desorción. Una isoterma lineal indica que muy poco gas se adsorbe en la superficie de los granos de lutitas; una isoterma no-lineal, es decir, altamente curva indica grandes que grandes cantidades gas es adsorbido. En el caso de las isotermas lineales, los modelos sin desorción no mostraron diferencia significativa a aquellos con desorción.

Lane y Watson (1989) observaron que la estimación de los valores de los parámetros de desorción (y la isoterma de Langmuir) a partir de los datos de producción no es posible, pero se obtuvo la permeabilidad. Sin embargo, establecieron que si los parámetros del yacimiento eran conocidos de forma independiente, el error en la estimación de los parámetros de desorción se reduce considerablemente.

Hazlett y Lee (1986) se enfocaron en la búsqueda de un parámetro de correlación adecuado (función para graficar) para yacimientos de shale. Observaron que el flujo a tiempos tempranos y a tiempos intermedios en sistemas de doble porosidad está dominado por el sistema de fractura. En estos casos, λ , el coeficiente de flujo interporoso, no juega un papel importante. Por el contrario en tiempos tardíos el coeficiente de flujo, λ , es muy importante a diferencia de la relación de almacenamiento, ω .

Las soluciones aproximadas al modelo analítico son:

Tiempos tempranos:

$$q_d = \left(\frac{\omega}{\pi t_d} \right)^{\frac{1}{2}} \cdot \dots \dots \dots (2.72)$$

Tiempos intermedios:

$$q_d = \frac{1}{\ln r_{eD} - 0.75} \exp\left(\frac{2t_d}{r_{eD}^2 (\ln r_{eD} - 0.75)}\right) \dots\dots\dots (2.73)$$

Tiempos tardíos:

$$q_d = \frac{(r_{eD}^2 - 1)\lambda}{2} \exp\left(\frac{(-\lambda)t_d}{(1 - \omega)}\right) \dots\dots\dots (2.74)$$

Hazlett y Lee, también desarrollaron nuevas versiones de las variables adimensionales, q_d y t_d ; las cuales incluyen el parámetro λr_{eD}^2 , q es remplazado por N_p/t , y r_w es remplazado por r_e . Quedando:

$$Q_{Dre} = \frac{0.894N_p B_g (1 - \omega)}{\phi c_t h r_e^2 (p_i - p_{wf})}, \dots\dots\dots (2.75)$$

y

$$t_{Dre} = \frac{0.00634kt(1 - \omega)}{\phi \mu_g c_t r_e^2} \dots\dots\dots (2.76)$$

Cuando se grafica Q_{Dre}/t_{Dre} vs. t_{Dre} , se observa un promedio de gasto contra el tiempo lugar de un gasto instantáneo contra el tiempo. Hazlett y Lee (1986) observaron que los valores con mayor precisión pueden ser determinados por el producto de kxh . No obstante, muestran que el ajuste generado a través de su método no es el único para cualquier valor de λ, ω , o r_e .

Los métodos mencionados no permiten caracterizar el sistema con cualquiera de los modelos del yacimiento ya conocidos que tiene soluciones analíticas. Los primeros intentos fueron en su mayoría empíricos. Sin embargo, el carácter de los yacimientos de shale gas se asumen que se conocen, son yacimientos naturalmente fracturados que generalmente tienen pozo que han sido fracturados hidráulicamente para incrementar la producción, tiene una permeabilidad de matriz

muy baja y generalmente contienen gas adsorbido. A lo largo de esta sección se mostrará que los modelos analíticos se pueden utilizar para sistemas shale gas.

2.4.2. Sistemas de doble porosidad

A continuación se mencionará el desarrollo de la solución para sistemas de doble porosidad, ya que éstos se aplican mejor para sistemas de shale gas. Se utilizan las Ecuaciones 2.21 y 2.22 para definir el tiempo adimensional y la presión adimensional. Es necesario suponer variables que describen las interacciones más complejas entre las fracturas que ocurren naturalmente en el yacimiento y la matriz. Estos yacimientos son tratados como dos yacimientos, las fracturas y la matriz.

La primera de estas variables es el coeficiente de flujo interporoso, λ . (Gringarten, 1984); la cual describe como que tan conectados están las fracturas entre sí, y a la matriz.

$$\lambda = \frac{\alpha k_m r_w^2}{k_f}, \dots\dots\dots(2.77)$$

donde

$$\alpha = \frac{4n(n + 2)}{L_m^2}, \dots\dots\dots(2.78)$$

donde n es el numero del plano de fractura normal en el yacimiento (90° entre sí). Para fracturas horizontales o yacimientos con múltiples capas, el número es 1. El máximo valor para n es 3 (dirección x, y, z). L_m es comúnmente referido como el espaciamiento que hay en la fractura. Una representación visual se muestra en la Figura 2.14.

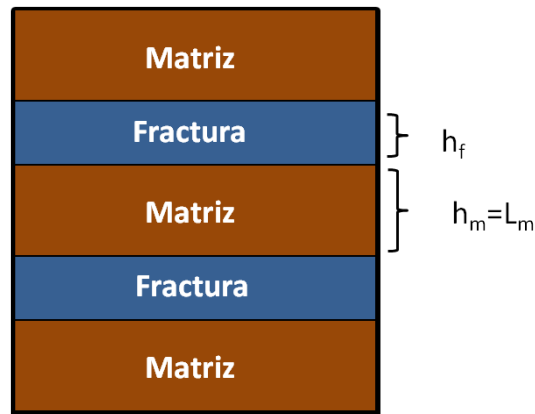


Figura 2.14 – Representación de un yacimiento de doble porosidad con valor de $n = 1$ (Serra, 1983)

La siguiente variable importante para depósitos de doble porosidad es el coeficiente de almacenamiento, ω . (Gringarten, 1984). Este parámetro compara que tan grande es el coeficiente de fractura con respecto al coeficiente de almacenamiento total del yacimiento

$$\omega = \frac{(\phi c_t)_f}{(\phi c_t)_f + (\phi c_t)_m} \dots\dots\dots (2.79)$$

Tanto λ y ω son adimensionales. Las funciones adimensionales graficadas son ligeramente diferentes a los sistemas de solo una porosidad. La permeabilidad se cambia por la permeabilidad de la fractura, debido a que es un número de orden mayor impacta en el comportamiento de la productividad. También en la compresibilidad total del sistema y la porosidad total del sistema se incorporan las fracturas.

$$c_t = c_{tf} + c_{tm} \dots\dots\dots (2.80)$$

$$\phi_t = \phi_f + \phi_m \dots\dots\dots (2.81)$$

Los efectos de ω y λ en las curvas tipo para presión transitoria con las nuevas funciones se ven claramente en la Figura 2.15 y 2.16.

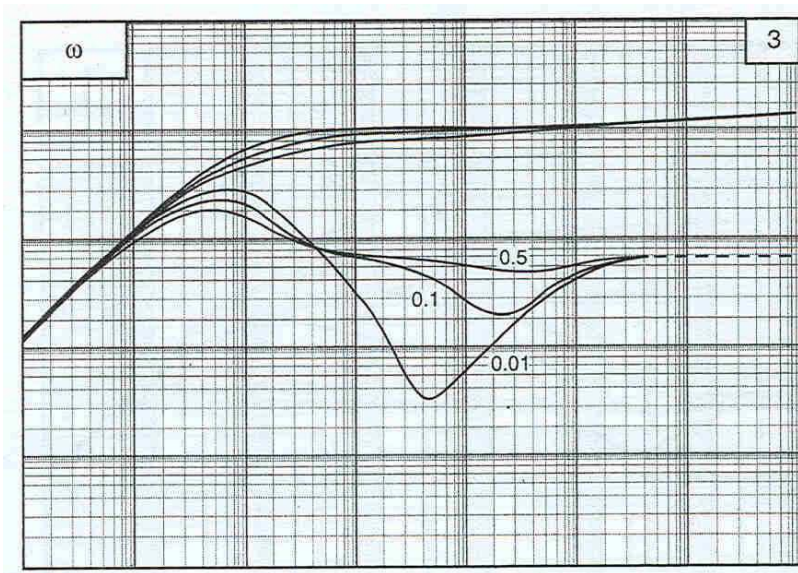


Figura 2.15 – Variación de ω en las curvas tipo para yacimientos con doble porosidad (Schlumberger, 1994)

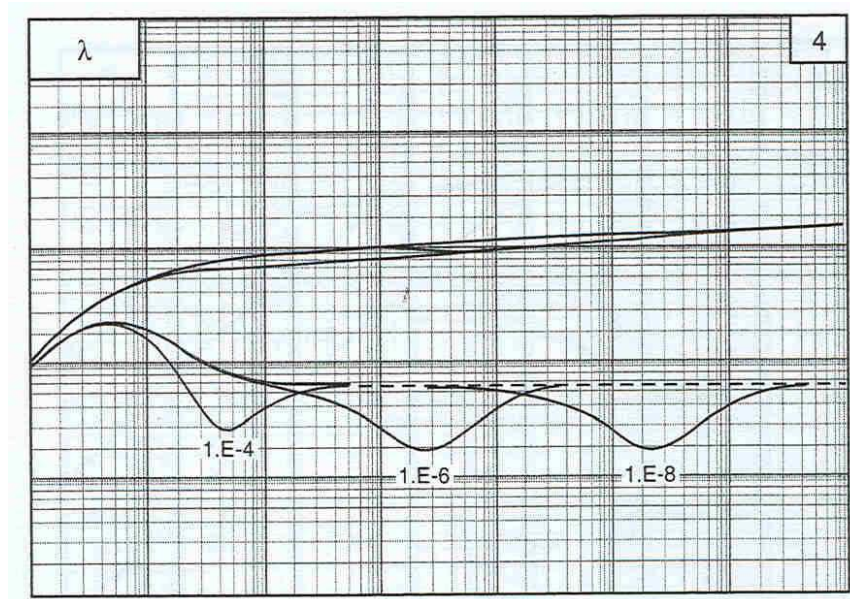


Figura 2.16. Variación de λ en curvas tipo para yacimientos con doble porosidad (Schlumberger, 1994)

Las Figuras 2.15 y 2.16 muestran claramente que a tiempos tempranos el flujo está dominado por las fracturas; lo cual se puede observar los efectos en los cambios de valor de ω . En la Figura 2.8 se observan caídas más grandes, las

cuales representan la disminución del coeficiente de almacenamiento de fractura. A tiempos intermedios se encuentra dominado por el flujo de la matriz a la fractura, el cual es controlado por el coeficiente de flujo interporoso, λ .

La Figura 2.16 muestra que la disminución de la conectividad fractura-matriz retrasa los efectos de ω . A tiempos largos, el sistema se comporta con una sola porosidad y mostrará un flujo dominado por la frontera (pendiente igual a 1) o como yacimiento infinito.

2.4.3. Sistemas con fracturamiento hidráulico

El fracturamiento hidráulico es usualmente utilizado en yacimientos que poseen baja permeabilidad y que no son económicamente comerciales. Estos yacimientos son muy distintos a los yacimientos naturalmente fracturados clasificados con doble porosidad. Las fracturas hidráulicas son caracterizadas por tres variables: distancia media de fractura, x_f , ancho de la fractura w , y permeabilidad de la fractura k_{fh} . Estas variables constituyen la conductividad de fractura adimensional y está dada como (Lee y Wattenbarger, 1996):

$$C_{df} = \frac{k_{fh}w}{\pi k_m x_f} \dots\dots\dots (2.82)$$

A diferencia de las fracturas naturales, las fracturas hidráulicas son casi totalmente vertical en el corte a través del espesor del yacimiento, y por lo general son pequeñas en longitud en comparación con el radio de drenaje del yacimiento ($r_e/x_f \gg 1$). Las funciones adimensionales para graficar son diferentes para yacimientos fracturados hidráulicamente. La función tiempo es t_{dx_f}/C_{df} con distancia media de fractura en lugar del radio de pozo ($t_{dx_f} = t_d * r_w^2/x_f^2$). Sin embargo, la función de presión utiliza la permeabilidad de la matriz. Las fracturas hidráulicas son consideradas como fracturas de punto en que se conectan a un único punto en el yacimiento. Las nuevas funciones para graficar en unidades consistentes son:

$$p_d = \frac{k_m h (p_i - p_{wf})}{q \mu B}, \dots\dots\dots (2.83)$$

$$\frac{t_{dx_f}}{C_{df}} = \frac{k_{fh} t}{\phi \mu c_t x_f^2} \frac{\pi k_m x_f}{k_{fh} w} = \frac{\pi k_m t}{\phi \mu c_t x_f w} \dots\dots\dots (2.84)$$

Las funciones para graficar las curvas tipo para yacimientos con fractura hidráulica y solo una porosidad mencionadas anteriormente se pueden observar en la Figura 2.17 y 2.18.

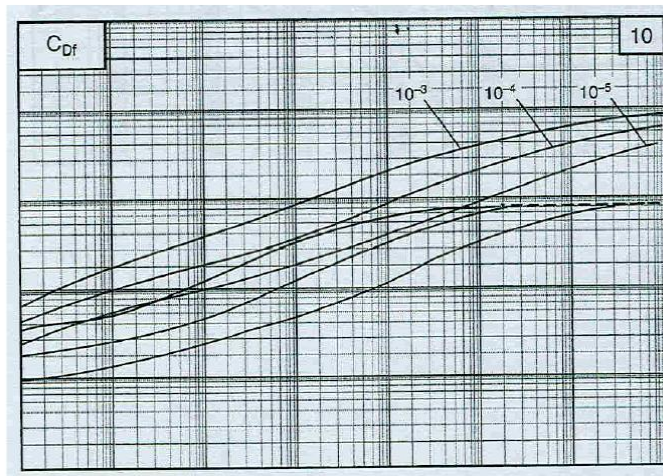


Figura 2.17 – Curvas tipo para yacimientos con fractura vertical de conductividad finita (Schlumberger, 1994).

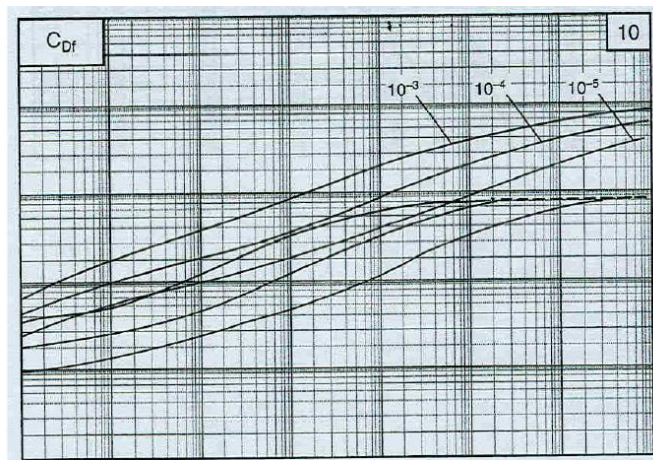


Figura 2.18 – Curvas tipo para yacimientos con fractura vertical de conductividad infinita (Schlumberger, 1994)

2.4.4. Sistemas de doble porosidad con fracturamiento hidráulico

Finalmente, un área en particular de interés son los yacimientos con doble porosidad y fracturados hidráulicamente. La mayoría de los yacimientos de shale gas son fracturados hidráulicamente con la finalidad de lograr gastos económicamente sostenibles.

Es importante señalar que en esta área de curvas tipo y datos de producción se ha realizado poca investigación. Sin embargo, algunos autores han hecho el esfuerzo de describir el comportamiento de estos sistemas.

Las variables adimensionales características que rigen este sistema, son similares a los sistemas de doble porosidad. El coeficiente de flujo interporoso es ahora λ_{fh} . (Cinco-Ley y Meng, 1988). La ecuación para λ_{fh} es:

$$\lambda_{fh} = \frac{\alpha k_m r_w^2 x_f^2}{k_f r_w^2} = \lambda \frac{x_f^2}{r_w^2} \dots\dots\dots (2.85)$$

En la ecuación anterior, k_f es la permeabilidad de la roca de las fracturas naturales. Para sistemas de doble porosidad con fracturas hidráulicas, es importante señalar que existen 3 sistemas diferentes con diferente permeabilidad. Estas son: permeabilidad de matriz, k_m ; permeabilidad de fractura natural, k_f ; permeabilidad de la fractura hidráulica, k_{fh} . La permeabilidad de la fractura hidráulica no se considera en la ecuación de λ_{fh} , debido a que se suponen conectadas un solo punto en el yacimiento y no a las propiedades de la roca. (Aguilera, 1989). Por lo tanto, se comprende que la medida de la fractura que penetra en el yacimiento, x_f , tendrá un efecto sobre el comportamiento de la producción.

Este tipo de sistemas presentan el mismo ω como estándar, en yacimientos de doble porosidad. Sin embargo, el tiempo adimensional, t_d , utiliza x_f en el denominador en lugar de r_w . Esto es similar para t_d en sistemas de doble

porosidad con fracturas hidráulicas. La conductividad de la fractura adimensional es también ligeramente diferente en este caso. La ecuación para t_d , p_d , y C_{df} son:

$$\frac{t_d}{C_{df}} = \frac{k_{fh}t}{(\phi c_t)_{f+m} \mu x_f^2} \frac{\pi k_f x_f}{k_{fh}W} = \frac{\pi k_f t}{\phi \mu c_t x_f W}, \dots\dots\dots (2.86)$$

$$P_d = \frac{k_f h \Delta p}{q \mu B}, \dots\dots\dots (2.87)$$

$$C_{df} = \frac{k_f h W}{\pi k_f x_f} \dots\dots\dots (2.88)$$

2.4.5. Bumb y McKee

Los modelos hasta ahora presentados tienen el potencial para estructurar los sistemas de shale gas en una u otra forma. Sin embargo, no cuentan para componentes críticos en estos sistemas como es la presencia de gas adsorbido.

Bumb y McKee (1988) desarrollaron una nueva solución a la ecuación de difusión que toma en cuenta la desorción del gas. Este es un avance significativo ya que comenzaron desde el principio, es decir, con la ecuación de difusión original. En el caso del gas adsorbido, demostraron que el lado derecho de la Ecuación 2.1 se debe tratar de manera muy diferente. Los cambios en la densidad y la porosidad del sistema solo eran resultado de la expansión de la formación y/o gas; ahora se debía considerar la desorción. Por lo tanto suponiendo una isoterma de desorción de Langmuir en el lado derecho de la Ecuación 2.1 se expande y queda como (Bumb y McKee, 1988):

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi \rho) = \left(\phi \frac{\partial \rho}{\partial t} + \rho \frac{\partial \phi}{\partial t} + \rho_{sc} \frac{\partial V_e}{\partial t} \right), \dots\dots\dots (2.89)$$

donde

$$V_e = \frac{v_L p}{p_L + p}, \dots\dots\dots (2.90)$$

y V_L es el gas adsorbido por pie cúbico de roca y p_L es la presión de Langmuir.

La única diferencia entre esta ecuación y la versión original es la incorporación del tercer término que toma en cuenta la adsorción. Sustituyendo el lado derecho expandido en la ecuación anterior, la isoterma de Langmuir y la ecuación de gas real de estado en la ecuación de difusión, queda:

$$\frac{1}{r} \frac{k}{\mu} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{pM}{RTz} \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \left(\phi \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{pM}{RTz} \right) + \frac{pM}{RTz} \frac{\partial \phi}{\partial t} + \rho_{sc} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{v_L p}{p_L + p} \right) \right) \dots \dots \dots (2.91)$$

Asumiendo que la composición molecular del gas y la temperatura son constantes, reordenando queda:

$$\frac{1}{r} \frac{k}{\mu} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{p}{z} \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \left(\phi \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{p}{z} \right) \frac{\partial p}{\partial p} + \frac{p}{z} \frac{\partial \phi}{\partial t} \frac{\partial p}{\partial p} + \rho_{sc} \frac{\phi}{\phi} \frac{p}{z\rho} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{v_L p}{p_L + p} \right) \frac{\partial p}{\partial p} \right) \dots \dots \dots (2.92)$$

Diferenciando y recordando la definición de compresibilidad, queda:

$$\frac{1}{r} \frac{k}{\mu} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{p}{z} \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \phi \frac{p}{z} \left(c_g + c_f + \frac{\rho_{sc} v_L p_L}{\phi \rho (p_L + p)^2} \right) \frac{\partial p}{\partial t} \dots \dots \dots (2.93)$$

Es importante examinar esta nueva forma de la ecuación de difusión. La compresibilidad del gas y de la formación son las mismas que en la ecuación original. La diferencia es el tercer término, el cual representa una corrección de la compresibilidad total del sistema tomando en cuenta el gas adsorbido (Bumb y McKee, 1988). Esta compresibilidad está basada en la isoterma de desorción de Langmuir. Esta nueva compresibilidad total del sistema se define como:

$$c_t^* = c_g + c_f + c_{ads}, \dots \dots \dots (2.94)$$

donde

$$c_{ads} = \frac{\rho_{sc} v_L p_L}{\phi \rho (p_L + p)^2} \dots \dots \dots (2.95)$$

2.4.6. Spivey y Semmelbeck

Spivey y Semmelbeck (1995) y Clarkson y cols. (2007) analizaron con precisión los datos de producción analíticamente. Utilizaron un simulador numérico para demostrar el comportamiento de los yacimientos de gas en capas de carbón y shale gas. Su modelo incluía una alta porosidad de fractura entre dos capas con baja porosidad y permeabilidad. (Por ejemplo: modelo de doble porosidad en un bloque). Compararon los resultados del simulador con el modelo analítico de doble porosidad y obtuvieron resultados con una buena aproximación utilizando la versión modificada de la compresibilidad total del sistema presentado por Bumb y McKee (1988). Variaban varios parámetros incluyendo el radio adimensional (r_d), coeficiente interporoso (λ), relación de coeficiente de almacenamiento (ω), Presión de fondo fluyendo (p_{wf}), y el volumen de Langmuir (v_L).

En este enfoque, los efectos de la desorción se toman en cuenta utilizando la compresibilidad total ajustada. El volumen de Langmuir (v_L) y la presión de Langmuir (p_L) se incorporan para el cálculo de la adsorción. Spivey y Semmelbeck (1995) utilizan las ecuaciones estándar para q_d y t_d , pero sustituyen en la definición de Bumb y McKee, la compresibilidad,

$$c_t^* = S_w c_w + (1 - S_w) c_g + \frac{\rho_{sc} v_L p_L T z}{\phi T_{sc} z_{sc} (p_L + \bar{p})^2} + c_f. \dots\dots\dots (2.96)$$

Los efectos de r_d y p_{wf} son grandes y pueden identificarse fácilmente. Sin embargo, λ, ω y v_L trabajan en conjunto para influencia la producción. El volumen de Langmuir afecta a la cantidad de gas disponible para fluir, mientras que el coeficiente de de flujo interporoso y la relación de almacenamiento afectan su capacidad y forma de flujo. A altos volúmenes (v_L), el efecto de λ y ω es más pronunciado, específicamente a tiempos largos. Valores pequeños de v_L y a tiempos tempranos, es muy difícil distinguir los efectos de cambio en λ y ω . Esta dificultad se podría acrecentar al utilizar datos reales en comparación con los datos simulados.

2.5. Simulación Numérica de yacimientos en el análisis de la producción

Posterior al análisis de la producción se busca validar a través de la Simulación Numérica de Yacimientos los datos obtenidos en los análisis de la producción. Es por ello, que la Simulación es una herramienta importante y necesaria en la Ingeniería de Yacimientos.

La Simulación Numérica de yacimientos, reproduce un comportamiento bastante aproximado al yacimiento que se está estudiando, a través de distintos modelos, los cuales en la actualidad son muy exactos. Una buena aproximación dependerá de la veracidad de las propiedades del yacimiento y del fluido y de una buena caracterización estática del yacimiento.

Teniendo los resultado de la simulación se comparan con los datos obtenidos en el análisis de producción, y se valida la información.

Una ventaja de utilizar la simulación, es la posibilidad de variar distintos parámetros, como las propiedades del yacimiento y del fluido. Esto es útil para conocer los diferentes comportamientos que puede presentar el yacimiento; incluso, si no se cuenta con alguna de estos datos, a través del ajuste de historia de producción se pueden estimar una o varias propiedades, como por ejemplo: la permeabilidad, la porosidad, etc.

2.6. Resumen

Ha habido avances significativos en el campo del análisis de los datos de producción en los últimos años. La llegada del tiempo de balance de materia, las pseudofunciones y el crecimiento en software para implementarlo, son las mayores contribuciones a éste nuevo enfoque mucho más riguroso.

Los yacimientos de gas no convencional aún presentan un enorme desafío debido a su complejidad. En términos generales, esto yacimientos pueden representarse analíticamente mejor con un modelo de doble porosidad que incorpore las fracturas hidráulicas que se hayan realizado. Se espera que estos yacimientos se

comporten de forma similar a sus contrapartes de yacimientos convencionales. Específicamente, todos los diversos regímenes de flujo que uno esperaría deben ser visibles en las gráficas de derivadas comúnmente utilizadas en los análisis de presión-transitoria. Se ha demostrado que existe un enfoque analítico que contempla el gas adsorbido utilizando la forma de compresibilidad ajustada; sin embargo, no está claro aún cómo la aproximación impacta los resultados del análisis cuando la adsorción está presente.

SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS DE GAS

3.1. Introducción

Como se discutió en el capítulo anterior, la Simulación Numérica de yacimientos, es una herramienta muy útil y necesaria para el estudio de los yacimientos.

En este capítulo se presentarán los conceptos básicos de la simulación numérica de los yacimientos, ahondando más en los yacimientos de gas; que se utilizarán en capítulos posteriores. También se incluirán los parámetros que son necesarios implementar en la simulación de los yacimientos de gas no convencional, a diferencia de los convencionales.

En una simulación numérica se busca entender y cuantificar el impacto de los elementos desconocidos del modelo estático en el flujo de los fluidos y el transporte de hidrocarburos, para realizar un manejo prudente y eficiente del yacimiento.

Los objetivos principales en la simulación de yacimientos son la determinación de la reservas y la predicción de las tasas de recuperación de los yacimientos y encontrar la manera de optimizar la recuperación de los hidrocarburos bajo diversas condiciones operativas, prediciendo así el desempeño a futuro del yacimiento. La simulación de yacimiento consiste en el proceso de inferir el comportamiento real a partir del comportamiento de un modelo. Los modelos pueden ser físicos, tales como modelos a escala de laboratorio o matemáticos.

Existen cuatro etapas de modelado, estableciendo primero el modelo físico, seguido del desarrollo de los matemáticos, posteriormente la discretización de dichos modelos y el diseño de algoritmos computacionales.

3.2. Simulación numérica de yacimientos de gas

3.2.1. Flujo de fluidos en medios porosos

La ingeniería de yacimientos se interesa en dar solución a las ecuaciones de flujo de fluidos en yacimientos de una sola fase y multifásico, en yacimientos con geometrías complejas. Para resolver cada una de estas situaciones de forma numérica es necesario el uso de la simulación para una mejor aproximación. Utilizando estas soluciones, el ingeniero de yacimientos calcula el comportamiento de la presión en pozos de aceite, gas, y determina los perfiles de presión a través del yacimiento en función del tiempo y de una posición radial. Las soluciones a estas ecuaciones son las bases para el análisis de pruebas en pozos. Estas ecuaciones son utilizadas para calcular la relación entre el gasto de flujo y la presión en un pozo, así como las propiedades de los fluidos y de la formación; sin embargo, las ecuaciones son aplicables solamente en el área de drene y no describen el comportamiento total del yacimiento, excepto para el agotamiento del yacimiento con un solo pozo productor. Dichas ecuaciones son: Ecuación de difusión y el término de pseudopresión; las cuales ya fueron mencionadas y explicadas en el Capítulo 2.

3.2.2. Clasificación de los simuladores numéricos

En la Figura 3.1 se muestra un organigrama de una clasificación general de los simuladores presentada por Chilingarian; esta incluye el número de fases móviles en el yacimiento.

Para explicar los diferentes modelos de simulación representados en la Figura 3.1, se distinguen seis parámetros de selección:

- Tipos de yacimiento
- Nivel de simulación
- Tipo de simulación
- Tipo de flujo en el yacimiento

- Número de dimensiones
- Geometría

El grado de complejidad de las alternativas que aparecen en la Figura 3.1 para cada parámetro de selección va de izquierda a derecha; por ejemplo, es menos complejo realizar un tipo de simulación para yacimientos de gas que para aceite negro, y este último es menos complejo que el yacimiento geotérmico, y así continuamente, hasta que el tipo de simulación más complejo es el de recuperación térmica.

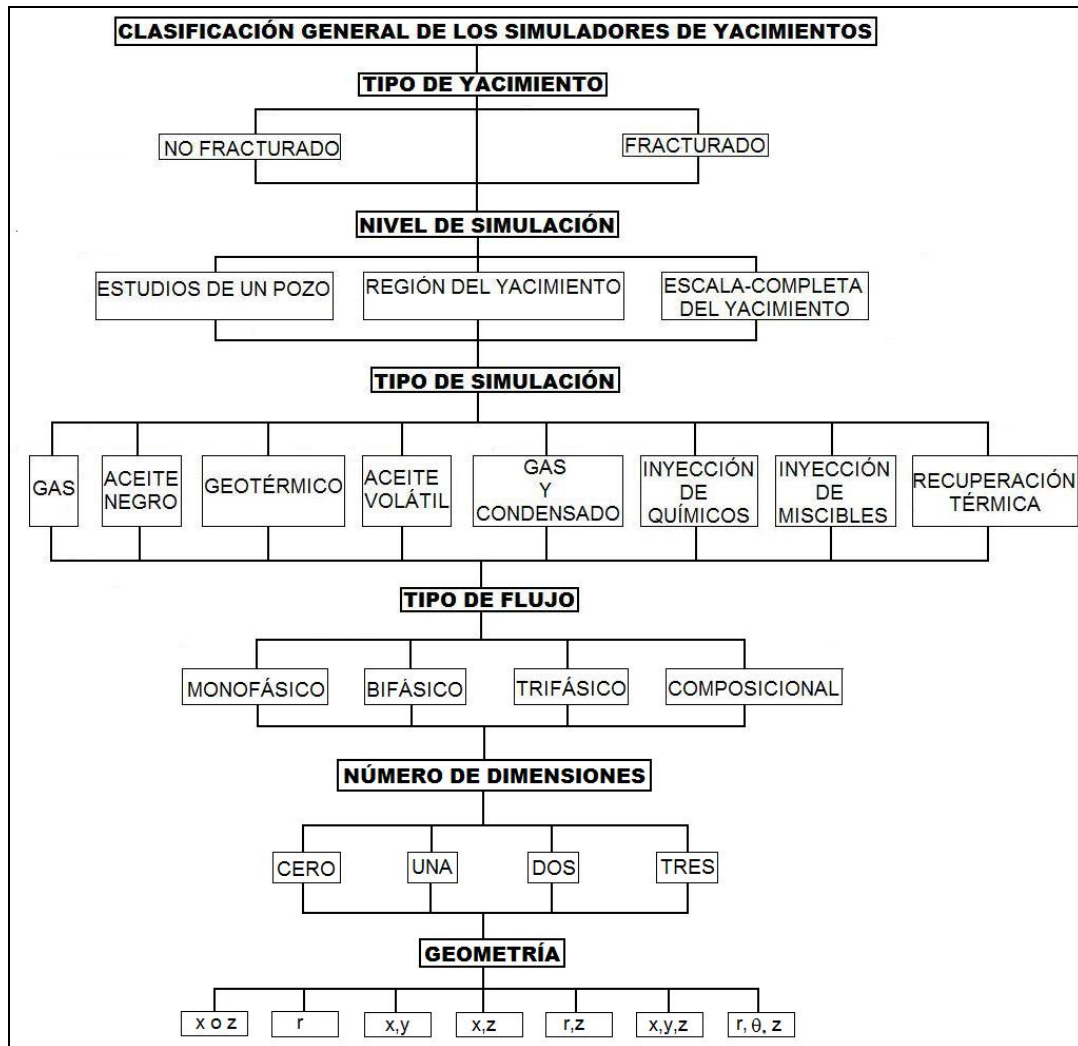


Figura 3.1 – Clasificación general de los simuladores de yacimientos
(Samaniego y Chilingarian, 1992)

3.2.2.1. Tipo de yacimiento

En forma general, dependiendo de las características físicas producto de la mecánica de las rocas de los yacimientos, estos se pueden dividir en dos grupos: yacimientos no fracturados y yacimientos fracturados. Este último grupo representa el de mayor grado de dificultad, debido a que las fracturas representan canales de flujo que modifican el comportamiento de los fluidos a través del medio poroso.

3.2.2.2. Nivel de simulación

Estos niveles son: estudios de un pozo, región del yacimiento y escala completa del yacimiento. La complejidad de los niveles de simulación mencionados anteriormente con respecto a la Figura 3.1, es que los estudios de simulación en pozos individuales son más sencillos que los estudios de simulación en un determinado sector del yacimiento; sin embargo existen estudios de simulación para un solo pozo que son más complejos que la simulación en un determinado sector del yacimiento; por ejemplo la simulación de las fracturas hidráulicas a nivel de pozo.

3.2.2.3. Tipo de simulación

Este parámetro es donde se inicia lo que es la selección del modelo, es decir, después de determinar el tipo de yacimiento y el nivel de simulación, se especifica que es lo que se desea simular. Este parámetro se puede dividir en dos grupos. El primero define el tipo de hidrocarburos que contiene el yacimiento, los cuales son: los simuladores de gas, de aceite negro, geotérmicos, aceite volátil, y gas y condensado.

El segundo grupo son los simuladores que se utilizan en los procesos de recuperación mejorada, los cuales son: simuladores de inyección de productos químicos, inyección de miscibles y recuperación térmica.

Los simuladores de gas se utilizan para llevar a cabo las predicciones del comportamiento de un yacimiento de gas; un ejemplo de este tipo de simuladores es el modelo de simulación numérica de gases reales (Capítulo 4), el cual se utiliza en el simulador empleado en el estudio de los casos sintéticos de y campo, expuestos en el Capítulo 5.

Los estudios para este tipo de yacimientos son los más sencillos, si se considera la presencia de una sola fase que es el gas. No necesariamente son los más fáciles de resolver; depende de la simulación o problema real que se desee resolver. Los principales parámetros que se pueden obtener de este tipo de simulador son entre otros: el gasto de producción de gas, el comportamiento y la distribución de las presiones. Este trabajo se enfoca a los yacimientos y pozos productores de gas por lo cual no se mencionarán detalles de los demás tipos de simuladores.

3.2.2.4. Tipo de flujo

El yacimiento puede representarse en varios tipos de flujo, esto se debe a la cantidad de fluidos que se encuentran en movimiento, los cuales son: flujo monofásico (un fluido), flujo bifásico (dos fluidos), flujo trifásico (tres fluidos) y flujo composicional.

El flujo monofásico considera el flujo de un solo fluido en particular. El modelo de simulación numérica de gases reales utilizado, emplea este tipo de flujo ya que solo puede manejar una sola fase, ya sea gas o líquido (aceite); por ejemplo: el flujo de aceite en los yacimientos bajosaturados, y el flujo de gas en yacimientos de gas volumétricos.

3.2.2.5. Número de dimensiones

Este parámetro se divide en: simulador de cero dimensiones, simulador de una dimensión (1D), simulador en dos dimensiones (2D) y simulador de tres dimensiones (3D).

El simulador de cero dimensiones es conocido también como modelo tanque o de balance de materia. Se le dice de cero dimensiones debido a que las propiedades petrofísicas, las propiedades de los fluidos y los valores de presión no varían de un punto a otro, a lo largo del yacimiento. Este modelo de cero dimensiones es la base de todos los modelos existentes y tiene la particularidad de que en él no pueden colocarse pozos. El uso que generalmente se le da a este modelo es: estimar el volumen original de aceite en el yacimiento, calcular la entrada de agua y calcular la presión del yacimiento. Para calcular alguno de éstos tres parámetros es necesario conocer los otros dos.

En cuanto al simulador de una dimensión (1D), se considera que el yacimiento puede dividirse en varias partes o celdas y cada celda puede representar las propiedades promedio del yacimiento. En este caso, la ecuación de balance de materia describe al comportamiento del fluido en cada celda como en el modelo de cero dimensiones; sin embargo, esto se complica debido a que al existir flujo de una celda a otra, no se sabe exactamente qué cantidad de fluido del volumen total que permanece en el yacimiento, corresponde a cada celda. Esta transferencia de fluido entre ambas celdas (transmisibilidad), se evalúa con una ecuación de movimiento, como es la ecuación de Darcy. De esta forma, la ecuación de balance de materia junto con la ecuación de Darcy, describen el comportamiento de cada celda. El modelo de una dimensión puede ser horizontal, vertical, inclinado o radial. Este modelo se puede aplicar si se tiene un yacimiento en el que el flujo en una dirección es predominante. El modelo de una dimensión en forma radial es útil para pruebas de formación y pruebas de incremento y decremento de presión, ya que los efectos que provoca la caída de presión en el pozo a lo largo de todo el yacimiento, no pueden simularse directamente con los otros modelos de una dimensión; esto debido a que la celda más pequeña del yacimiento, es generalmente muy grande comparada con el volumen del yacimiento que es realmente afectado por las presiones en el pozo.

El mismo análisis que se utilizó para explicar el modelo en una dimensión (1D), puede extenderse para los modelos en dos (2D) y tres dimensiones (3D); esto es,

la ecuación de balance de materia describe el comportamiento en cada celda y la ecuación de movimiento, el flujo que existe entre éstas, la única diferencia es que la interacción de flujo en las celdas será en dos o tres dimensiones. Un simulador en dos dimensiones puede ser: areal, de sección transversal y radial. El modelo areal es el que se utiliza con mayor frecuencia. En él se tienen variaciones de las propiedades en dos direcciones (x,y). Este tipo de simulador se aplica en yacimientos donde generalmente los espesores son pequeños con respecto a su área y no existe efecto muy marcado de estratificación. Estas son algunas de sus aplicaciones: simular los efectos de barrido al inyectar gas o agua, determinar la localización de pozos en yacimientos donde se tengan variaciones de las propiedades de la roca y la determinación de la entrada de agua. El modelo de dos dimensiones (2D) en forma radial es útil para simular yacimientos de gas y la conificación de agua o de gas en yacimientos de aceite. Además este modelo tiene la ventaja de poder analizar con mayor detalle los cambios bruscos de presión y saturación que ocurren en la cercanía del pozo; tales como la explotación de los yacimientos de gas.

3.2.2.6. Geometría

Este parámetro se divide en: simulador de cero dimensiones, simulador de una dimensión (1D), simulador en dos dimensiones (2D) y simulador de tres dimensiones (3D).

En cierta forma no existe una clasificación de simuladores en función de la geometría que presentan, sino más bien la geometría es una consecuencia del número de dimensiones que tenga el simulador. De esta manera, es claro que un modelo que tenga una dimensión, 1D, solo puede tener las geometrías x, z y r. Para un modelo de dos dimensiones, 2D, se tienen las geometrías (x,y) si es areal, (x,z) si es de sección transversal y (r,z) si se trata de un simulador radial.

3.2.3. Enfoque a las diferencias finitas para la ecuación de difusión en una sola dimensión (1D). (Lee y Wattenbarger, 1996)

La ecuación de difusión en una sola dimensión y en coordenadas cartesianas se define como:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{\phi \mu c}{0.00633k} \frac{\partial p}{\partial t} \dots\dots\dots (3.1)$$

Esta ecuación es para el flujo de un fluido ligeramente compresible.

Para resolver los problemas que involucra está ecuación, se utiliza el método de diferencias finitas. Está ecuación se “discretiza” en forma de diferencias finitas centrales para el término de flujo (lado izquierdo de la Ecuación 3.1) y diferencias finitas regresivas para el término del tiempo (lado derecho de la Ecuación 3.1) en la siguiente forma:

$$\frac{p_{i-1}^{n+1} - 2p_i^{n+1} + p_{i+1}^{n+1}}{(\Delta x^2)} = \frac{\phi \mu c}{0.00633k} \frac{p_i^{n+1} - p_i^n}{\Delta t}, \dots\dots\dots (3.2)$$

donde el superíndice n indica el “anterior” nivel de tiempo. Se asume que se tienen soluciones en el nivel de tiempo n, el superíndice n + 1 indica el “nuevo” nivel de tiempo, el cual es el que se busca resolver.

A la Ecuación 3.2 se le denomina ecuación implícita de diferencias finitas porque involucra más de una variable. Hay tres variables de presión p_{i-1}^{n+1} , p_i^{n+1} y p_{i+1}^{n+1} , que se eligieron en el nivel de tiempo n + 1 para discretizar el lado izquierdo de la Ecuación 3.1.

El procedimiento de solución para las ecuaciones de diferencias finitas para determinar los valores de p en el nivel de tiempo n + 1, conociendo el valor de p en el nivel de tiempo n, es:

1. Especificar los valores para todos los p_i^0 en $t = 0$ (está es la condición inicial).

2. Resolver para todas las p_i^{n+1} para el paso de tiempo 1.
3. Repetir este procedimiento para una secuencia de pasos de tiempo, usando los valores obtenidos en pasos de tiempo anteriores.
4. Detenerse cuando el tiempo deseado ha sido simulado.

Se puede discretizar el lado izquierdo de la Ecuación 3.2 en el nivel de tiempo n . En este caso, se puede tener una sola variable, p_i^{n+1} . Este método es llamado la ecuación explícita de diferencias finitas, la cual presenta una forma más sencilla de resolver pero debido a su inestabilidad (oscilaciones) para tamaños prácticos de tiempo de tránsito no es de uso práctico.

3.2.3.1. Bases Teóricas: Serie de Taylor

La justificación para aproximar la Ecuación 3.1 con la Ecuación 3.2 está basada en el análisis de la serie de Taylor. Considerando la función $p(x)$ y suponiendo que se conoce el valor de $p(x)$ en el punto x y todas las derivadas de $p(x)$ en el punto x , se puede aproximar el valor de $p(x + \Delta x)$ en el punto $x + \Delta x$ por medio de la serie de Taylor:

$$p(x + \Delta x) = p(x) + \Delta x p'(x) + \frac{\Delta x^2}{2!} p''(x) + \frac{\Delta x^3}{3!} p'''(x) + \dots + \frac{\Delta x^n}{n!} p^n(x), \dots\dots\dots (3.3)$$

donde p^n es igual a la n -ésima derivada de p . Esta serie infinita es teóricamente exacta para un número infinito de términos. Sin embargo, se puede truncar la serie después de n términos, lo cual introduce un error de truncamiento, e_t (los términos remanentes no se incluyen). Este error de truncamiento se expresa:

$$e_t = \frac{p(x)^{n+1} \Delta x^{n+1}}{(n + 1)!}, \dots\dots\dots (3.4)$$

que es igual a:

$$e_t = \frac{p(x + \xi)^{n+1} \Delta x^{n+1}}{(n + 1)!}, 0 \leq \xi \leq \Delta x. \dots\dots\dots (3.5)$$

Recordar que la función $p(x)$ y todas sus derivadas deben ser continuas a lo largo del intervalo que se tiene bajo consideración.

Ahora se simplificará la notación usando p_i , en lugar de $p(x)$, p_{i+1} en lugar de $p(x + \Delta x)$, y p_{i-1} en lugar de $p(x - \Delta x)$. Se puede expandir la serie de Taylor en cualquier dirección como sigue:

$$p_{i+1} = p_i + \Delta x \frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\Delta x^2}{2!} \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\Delta x^3}{3!} \frac{\partial^3 p}{\partial x^3} + \frac{\Delta x^4}{4!} \frac{\partial^4 p}{\partial x^4} + \dots + \frac{\Delta x^n}{n!} \frac{\partial^n p}{\partial x^n}, \dots \dots \dots (3.6)$$

$$p_{i-1} = p_i - \Delta x \frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\Delta x^2}{2!} \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} - \frac{\Delta x^3}{3!} \frac{\partial^3 p}{\partial x^3} + \frac{\Delta x^4}{4!} \frac{\partial^4 p}{\partial x^4} - \dots \pm \frac{\Delta x^n}{n!} \frac{\partial^n p}{\partial x^n}. \dots \dots \dots (3.7)$$

Notar que el lado derecho ahora usa derivadas parciales (evaluadas en x_i) porque p está en función tanto de x y t , $p(x, t)$. Se tienen dos opciones para la aproximación de $\partial p / \partial x$ diferencias finitas progresivas (Ecuación 3.6)

$$\frac{\partial p}{\partial x} \approx \frac{p_{i+1} - p_i}{\Delta x}, \dots \dots \dots (3.8)$$

y diferencias finitas regresivas (Ecuación 3.7)

$$\frac{\partial p}{\partial x} \approx \frac{p_i - p_{i-1}}{\Delta x}. \dots \dots \dots (3.9)$$

Ambas ecuaciones (Ecuaciones 3.8 y 3.9) son de primer orden, $O(\Delta x)$, porque el primer término truncado incluye Δx . Los términos con mayor potencia de Δx son llamados términos de mayor orden.

También se puede desarrollar una aproximación para $\partial^2 p / \partial x^2$ combinando las Ecuaciones 3.6 y 3.7. Esto da una diferencia finita central:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} \approx \frac{p_{i-1} - 2p_i + p_{i+1}}{(\Delta x)^2}. \dots \dots \dots (3.10)$$

La Ecuación 3.10 es usada para el lado izquierdo de la Ecuación 3.1. Esto es $O(\Delta x^2)$ (segundo orden) ya que el término Δx se cancela y el primer término truncado contiene Δx^2 .

Aplicando la serie de Taylor en términos de t para encontrar la expresión de diferencia finita para $\partial p / \partial x$, utilizando una diferencia finita regresiva (en la dirección negativa t de t^{n+1}). Se puede simplificar la notación utilizando los superíndices para indicar el nivel de tiempo. Nuevamente n es el tiempo nivel de tiempo anterior para que se tenga una solución completa y todas las variables y propiedades. Y $n + 1$ es el nuevo nivel de tiempo para la solución que es desconocida. Con esta anotación, la aproximación en diferencias finitas para la ecuación de difusión en una solo dimensión (1D) es:

$$\frac{p_{i-1} - 2p_i + p_{i+1}}{(\Delta x)^2} = \frac{\phi \mu c}{0.00633k} \frac{p_i^{n+1} - p_i^n}{\Delta t} \dots\dots\dots (3.11)$$

La Ecuación 3.11 es la forma básica de la ecuación de diferencias finitas para la ecuación de difusividad en una sola dimensión (1D). Se puede decir que esto es $O(\Delta x^2, \Delta t)$. Y debe ser resuelta para todas las nuevas presiones, p^{n+1} , simultáneamente. Una vez que se han solucionado las presiones, vienen las presiones anteriores para el próximo paso de tiempo. En esta forma, las soluciones para la Ecuación 3.11 son resueltas en una secuencia de tiempo para tantos pasos de tiempo como sea requerido.

Ahora el enfoque será hacia a las condiciones iniciales y de frontera para completar las especificaciones del problema.

3.2.3.2. Condiciones iniciales

Las condiciones iniciales son requeridas para el inicio de la secuencia de los pasos de tiempo. Para las condiciones iniciales, $n = 0$, un valor es especificado para cada presión. La condición inicial más común es especificar para cada presión un valor igual a una constante, como:

$$p_i^0 = p^{init}, i = 1 \dots IMAX, \dots\dots\dots (3.12)$$

donde IMAX es el número total de puntos en la dirección x . Esto representa un pozo o un yacimiento en condiciones iniciales donde no hay flujo del fluido.

3.2.3.3. Condiciones de frontera

Para un problema en una sola dimensión (1D), se necesitan especificar otras ecuaciones para poder resolver la Ecuación 3.2 estas ecuaciones son llamadas las condiciones de frontera interna y externa. Usualmente, se especifica cualquiera de las siguientes dos condiciones, en una se fija la presión (matemáticamente llamada la condición tipo Dirichlet¹) o se fija la primera derivada (condición tipo Neumann¹).

Fijando la presión se tiene que:

$$p_1^{n+1} = C_1, \dots\dots\dots (3.13)$$

o

$$p_{IMAX}^{n+1} = C_2. \dots\dots\dots (3.14)$$

Fijando la primera derivada se tiene que:

$$\frac{p_2 - p_1}{\Delta x} = C_3, \dots\dots\dots (3.15)$$

o

$$\frac{p_{IMAX} - p_{IMAX-1}}{\Delta x} = C_4, \dots\dots\dots (3.16)$$

C_1 a C_4 son valores especificados por el problema. Si bien estos valores pueden cambiar con el tiempo, se pueden mantener constantes durante el paso de tiempo.

3.2.3.4. Solución de la presión – Un problema matricial

Suponiendo que se toma un caso donde se fija la presión como condición de frontera. Para las siguientes ecuaciones, se desconocen las presiones en el lado izquierdo y se conocen los valores en el lado derecho.

La frontera interna es:

$$p_1 = C_1. \dots\dots\dots(3.17)$$

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

$$-p_{i-1}^{n+1} + \left[2 + \frac{\phi\mu c}{0.00633k} \left(\frac{\Delta x^2}{\Delta t} \right) \right] p_i^{n+1} - p_{i+1}^{n+1} = \frac{\phi\mu c}{0.00633k} \left(\frac{\Delta x^2}{\Delta t} \right) p_i^n. \dots\dots\dots(3.18)$$

La frontera externa es:

$$p_{IMAX} = C_2. \dots\dots\dots(3.19)$$

De las Ecuaciones 3.17 a 3.19 se puede hacer un sistema simultáneo de de ecuaciones con $IMAX$ variables e $IMAX$ ecuaciones. Todas las ecuaciones son lineales con respecto a las variables de presión. Todos los términos de presión tienen coeficientes que son dependientes de la presión.

Como un ejemplo, se considera un problema donde $IMAX = 5$. Para este problema, se tienen cinco variables de presión y cinco ecuaciones. Tres de estas ecuaciones son para los puntos internos, representados por la ecuación de diferencias finitas (Ecuaciones 3.18). La primera y última ecuación son para las condiciones de frontera.

Este arreglo de ecuaciones puede ser representado por una ecuación matricial, que se puede escribir simplemente como:

$$A\vec{p} = \vec{d}, \dots\dots\dots(3.20)$$

donde A es igual a la matriz de coeficientes, y \vec{p} y \vec{d} son los vectores columna. La ecuación matricial, Ecuación 3.20, se puede mostrar como:

$$\begin{pmatrix} b_1 & c_1 & & & \\ a_2 & b_2 & c_2 & & \\ & a_3 & b_3 & c_3 & \\ & & a_4 & b_4 & c_4 \\ & & & a_5 & b_5 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} p_1 \\ p_2 \\ p_3 \\ p_4 \\ p_5 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} d_1 \\ d_2 \\ d_3 \\ d_4 \\ d_5 \end{pmatrix} \dots\dots\dots (3.21)$$

Las filas de la matriz representan las ecuaciones, y las columnas representan las variables. La Ecuación 3.21 muestra solo los elementos que son diferentes de cero. Se nota que los elementos diferentes de cero siguen una tendencia diagonal, formando tres diagonales adyacentes. Esta es llamada una matriz tridiagonal y se caracteriza como la forma matricial de la Ecuación 3.2. Los valores de $a, b, c, y d$ son almacenados como arreglos y calculados de la siguiente forma para un problema con condiciones de fronteras de tipo presión (tipo Dirichlet¹). La frontera interna es $b_1 = 1, c_1 = 0$ y $d_1 = C_1$. Los puntos internos ($i = 2, IMAX = 1$) son: $a_1 = -1, b_1 = 2 + \phi\mu c / (.00633k)(\Delta x^2 / \Delta t)$, $c_1 = -1$, y $d_1 = \phi\mu c / (.00633k)(\Delta x^2 / \Delta t) p_i^n$. La frontera externa es $a_{IMAX} = 0, b_{IMAX} = 1$ y $d_{IMAX} = C_2$. Se nota que a_1 y c_{IMAX} no son usados porque estos caen fuera de la matriz.

3.2.3.5. Solución de una matriz tridiagonal – Algoritmo de Thomas

La matriz tridiagonal de la Ecuación 3.21 comúnmente aparece en problemas de ingeniería. Y se tiene un muy eficiente procedimiento de solución llamado algoritmo de Thomas. Este algoritmo es similar a la eliminación Gaussiana ya que esta tiene la sustitución hacia adelante y hacia atrás. El algoritmo puede ser resumido como sigue.

Para la sustitución hacia adelante, $w_1 = b_1, g_1 = d_1/w_1, w_i = b_i - a_i c_{i-1}/w_{i-1}, g_i = (d_i - a_i g_{i-1})/w_i$. Para la sustitución hacia atrás, $p_{IMAX} = g_{IMAX}$ y $p_i = g_i - c_i p_{i+1}/w_i$. Después de que se completan estos cálculos, se tiene resuelto para las nuevas presiones y está lista para el siguiente paso de tiempo.

3.2.4. Precisión de solución

Las soluciones de las diferencias finitas se pueden comparar con una solución analítica exacta para determinar qué tan precisas son estas soluciones. Sin embargo, no se necesita una solución analítica exacta para muchos problemas. Es necesario desarrollar una metodología para analizar la precisión de la solución de las diferencias finitas, para que en lo posterior se tenga la certeza que se tiene la suficiente precisión para los propósitos requeridos.

La precisión de la solución está relacionada con el error de truncamiento en el análisis de la serie de Taylor. Se puede hacer un análisis complicado de la aproximación de la serie de Taylor, pero se puede analizar la precisión de la ecuación de diferencias finitas (esta es una aproximación a la ecuación diferencial parcial).

3.3. Simulación numérica de yacimientos de gas no convencional

El gas no convencional se refiere al gas que necesita de métodos no convencionales y técnicas específicas para poder ser producido comercialmente. Los depósitos de gas no convencional están contenidos en yacimientos de baja porosidad y muy baja permeabilidad. Tight gas, Shales gas y Capas de carbón (CBM, por sus siglas en inglés) son tres tipos de gas no convencional, mencionados en el Capítulo 2.

La simulación de yacimientos para predecir la producción de yacimientos de gas no convencional es esencial para una evaluación económica antes de desarrollar el campo. No existe una técnica estándar disponible para predecir con precisión la producción de gas de este tipo de yacimientos. La simulación de los yacimientos de estos yacimientos requiere un buen entendimiento de la dinámica del fluido.

El flujo de gas en formaciones con muy baja permeabilidad es más complicado considerando diferentes fenómenos coexistentes, como la desviación de flujo continuo (tiempo dependiente de la permeabilidad), el comportamiento no lineal,

efectos geomecánicos sobre el flujo, la adsorción/desorción del gas, el efecto Kilienberg y diferentes regímenes de flujo en micro y macro fracturas en formaciones shale y tight. Estos procesos se consideran parámetros críticos que deben ser considerados en cualquier modelo de flujo para el desarrollo de herramientas de simulación adaptados a yacimientos no convencionales.

Contrario a los yacimientos convencionales, la clave para el éxito en los yacimientos de shale gas, es enfocarse a escala de pozo más que escala de campo. Para ser capaz de evaluar correctamente el rendimiento del pozo, es importante para modelar correctamente las fracturas hidráulicas y predecir el flujo en el yacimiento.

A continuación se describen brevemente dichos parámetros. Se propone en trabajos futuros incorporarlos al simulador con la finalidad de mejorar la simulación de este tipo de yacimientos.

3.3.1. Adsorción/Desorción del gas

La adsorción de gas ha demostrado ser esencial para comprender la capacidad de producción en los yacimientos de shale gas, esto debido a que pueden retener cantidades significativas en la superficie de la formación. En yacimientos de shale, las moléculas de metano son adsorbidas principalmente componentes ricos en carbono. Al decrecer la presión más gas adsorbido es liberado de la formación a la parte de gas libre, contribuyendo a la producción.

El modelo empírico utilizando más comúnmente para describir la sorción en yacimientos shale es análogo al utilizado en los yacimientos de carbón y comprende la isoterma de Langmuir (Langmuir, 1916)

El término de sorción es calculado como:

$$v_{sg} = (1 - \phi^m - \phi^f) \xi_{sc} \rho_r V_s, \dots\dots\dots (3.22)$$

donde V_s es el volumen de gas adsorbido en condiciones estándar por unidad de masa de sólido, ρ_r es la densidad de roca sólida y ξ_{sc} es la densidad mol de gas a condiciones estándar. Considerando equilibrio de sorción instantánea con la isoterma de Langmuir, la dependencia del volumen de gas desorbido sobre la presión a temperatura se da como:

$$V_s = \frac{V_L P_g}{(P_L + P_g)}, \dots\dots\dots (3.23)$$

donde V_L es el volumen de Langmuir, P_L es la presión de Langmuir, la presión a la cual se ha desorbido 50% del gas, P_g es la presión del gas en el yacimiento. El volumen de Langmuir es función de la riqueza de carbono.

3.3.2. Efectos geomecánicos

Wu y cols. (2013) incorporaron el impacto de la geomecánica en la porosidad efectiva y la permeabilidad a través de la tensión media efectiva, la cual es definida como la diferencia entre la media de la tensión total y la presión de la formación con un factor de Biot. En general, la variación de la tensión total es mucho menor que la variación de la presión durante la producción de gas en un yacimiento de shale. Por lo tanto, como un enfoque simplificado, se asume que las variaciones de porosidad y permeabilidad efectiva son funciones solo de la presión de formación. El comportamiento de la variación de la permeabilidad debido a la geomecánica depende de varios factores, como el tipo de fracturas (fracturas hidráulicas, fractura apuntalados parcialmente, fracturas micro) y el módulo de Young, etc. (Cipolla et al. 2009, Winterfeld y Wu, 2013). En general se recomienda el uso de diferentes leyes y parámetros, con base a experimentos de laboratorio, para modelar el efecto geomecánico en los cambios de la porosidad y permeabilidad de acuerdo a la formación, tipos de fracturas, etc.

Cuando se utiliza un modelo de doble porosidad, las micro fracturas pueden ser consideradas como parte del medio de fractura o como parte del medio de matriz. El efecto geomecánico efectivo en las propiedades petrofísicas debe ser

considerado en una celda que contenga diferentes tipos de fracturas y/o matriz. Para aplicaciones prácticas, incorporamos el efecto geomecánico a través de una tabla donde describir el cambio de la porosidad y la permeabilidad como una función de la presión del gas en las celdas simuladas.

3.3.3. Efecto de Klikenberg

En formaciones de baja permeabilidad con poros de tamaño nano, el efecto de deslizamiento del gas o efecto de Klikenberg podría cambiar significativamente la permeabilidad de la formación, especialmente en yacimiento con condiciones de presión bajas. El efecto de Klikenberg es incorporado en la ecuación de flujo de gas, modificando la permeabilidad de la fase gas como función de la presión de gas. (Wu et al, 1998):

$$k_g = k_\infty \left(1 + \frac{b_K}{P_g} \right), \dots\dots\dots (3.24)$$

donde k_∞ es constante, igual a la permeabilidad en la fase gas absoluta bajo una presión en fase gas muy grande (donde se minimiza el efecto Klikenberg); b_K es el factor b de Klikenberg. Aunque b_K pueda cambiar con las propiedades del gas y el tamaño del poro, se selecciona un factor de b_K constante en las pruebas de simulación.

Es importante aclarar lo siguiente: en una matriz tipo tight, la permeabilidad de la matriz está sujeta tanto al efecto Klinkenberg y el efecto geomecánico, con impactos opuestos en los resultados. Cuando la presión disminuye, la permeabilidad del gas aumenta debido al efecto Klinkenberg, pero al mismo tiempo disminuye debido al efecto geomecánica. Además, el efecto Klinkenberg modifica únicamente la permeabilidad del gas, mientras que el efecto geomecánico modifica la permeabilidad absoluta tanto para el flujo de gas y el flujo de agua. Se deben tener precaución al tomar en cuenta estos dos efectos en un simulador

3.3.4. Flujo no-Darciano

La velocidad del gas puede ser muy grande dentro de la fractura, especialmente en la región cerca del pozo, donde el flujo radial incrementa la velocidad del gas. Para flujo no darciano con alta velocidad, la ecuación de Forchheimer es usualmente utilizada:

$$-(\nabla\Phi_g) = \frac{\mu_g}{k_{rg}k} \vec{u}_g + \beta_g \rho_g \vec{u}_g |\vec{u}_g|, \dots\dots\dots (3.25)$$

donde β_g es el coeficiente de flujo no darciano efectivo para la fase gas; μ_g es la viscosidad del gas; ρ_g es la densidad del gas; k es la permeabilidad absoluta; k_{rg} es la permeabilidad relativa del gas; $\nabla\Phi_g$ es el gradiente de potencial del gas (el potencial de la fase p está definido como $\Phi_p = P_p + \rho_p g z$, donde P es la presión, ρ la densidad, g la gravedad y z la profundidad), y \vec{u}_g es la velocidad del gas.

3.4. Resumen

En este capítulo se presentaron conceptos básicos de los simuladores de yacimientos, los cuales se pueden clasificar a diferentes enfoques. Los más comunes se basan en el tipo de fluidos contenidos en el yacimiento de estudio y los procesos de recuperación que están siendo modelados. Otros enfoques incluyen el número de dimensiones, el número de fases, etc.

Se describieron los procesos físicos que ocurren de forma simultánea en flujo de gas, como adsorción/desorción, efectos geomecánicos, efecto de Klinkenberg y flujo no darciano, los cuales deben ser tomados en cuenta en la elaboración de modelos numéricos para la simulación de yacimientos de gas no convencional.

La desorción del gas causa un impacto en la recuperación de gas. Se puede acelerar el proceso reduciendo el espacio de fractura o incrementando el número de fracturas hidráulicas.

Dependiendo de la formación y la sensibilidad al estrés, la producción de gas puede ser dramáticamente reducida debido al efecto geomecánico. Este efecto en micro fracturas y en la matriz tiene un impacto significativo en la producción de gas. Además de este efecto, la reactivación de las fracturas naturales, es también útil para incrementar la producción de gas.

El efecto de Klinkenberg tiene generalmente un pequeño impacto en la producción de gas, excepto para yacimientos con permeabilidad y presión (bottom-hole) baja.

El flujo no darciano no tiene un impacto significativo en el caso de los yacimientos tipos shale. Sin embargo, esta conclusión no toma en cuenta la región cerca del pozo.

MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA PARA EL FLUJO DE GASES REALES

4.1. Introducción

Los simuladores de gas se utilizan para llevar a cabo predicciones del comportamiento de un pozo y/o yacimiento de gas. Los estudios para este tipo de yacimientos son simples, si se considera la presencia de una sola fase que es el gas. Pero generalmente no son las más sencillos de resolver; todo depende del modelo que se desee simular o los problemas reales que se quieran resolver. Los parámetros principales que se pueden obtener de este tipo de simulador son: el gasto o tasa de producción, el comportamiento dinámico del pozo y/o yacimiento y la distribución de las presiones.

El objetivo de éste capítulo es presentar la construcción y las características del modelo de simulación numérica para flujo de gases reales, utilizado para el estudio de los casos sintéticos y de campo, presentados en el Capítulo V, tomando en consideración conceptos y ecuaciones referentes a la simulación numérica de yacimientos de gas, enfocándose principalmente en las bases para su desarrollo.

En éste capítulo, primero se presenta la aproximación de la ecuación de diferencias finitas a un bloque de la malla, y a partir de esta aproximación se desarrolló el modelo de simulación para flujo de gases reales en coordenadas x-y y r-z. Posteriormente se presenta las consideraciones para el flujo en dos dimensiones, 2D, areal y radial, la solución de las ecuaciones matriciales por métodos iterativos (PSOR y LSOR), y el modelo de simulación numérica para flujo de gases reales.

El Apéndice C presenta de forma detallada los módulos principales del programa de cómputo para la simulación de pozos y yacimientos en lenguaje de programación Visual Basic (VBA) para EXCEL.

4.2. Aproximación de una celda o bloque de la malla a una ecuación de diferencias finitas.

El desarrollo se inicia con la ecuación diferencial parcial (notación continua) y se utiliza la serie de Taylor para la discretación. Esta aproximación clásica proporciona una forma para analizar los errores de truncamiento y estabilidad. Es importante recordar que la ecuación diferencial parcial por si misma se derivó de una aproximación discreta (los bloques de la malla). Las derivadas continuas se desarrollan tomando límites de las ecuaciones discretas como Δx y $\Delta t \rightarrow 0$.

Una alternativa para esta aproximación es el desarrollo de bloques de malla, la cual consiste en desarrollar una ecuación de diferencias finitas que considere la conservación de masa, pero sin una notación continua. Esta aproximación es simple y conserva la masa, mientras que una aproximación continua puede o no conservar la masa. Los métodos de aproximaciones continuas y de bloques de malla son suficientemente precisos si se utilizan mallas muy pequeñas. La aproximación de los bloques de malla se utiliza para desarrollar la ecuación de diferencias finitas para gases reales.

En la Figura 4.1 se muestra un bloque de malla utilizado para la simulación; cada bloque tiene sus dimensiones específicas $\Delta x, \Delta y$ y h . Una forma simple para desarrollar una ecuación de diferencias finitas es mediante una ecuación que conserve la masa del bloque de la malla, equivalente a una discretización de “la ecuación de continuidad” o “ecuación de balance de masa”. Si se considera un bloque de la malla y se escribe la ecuación de conservación de masa para un paso de tiempo, se tiene lo siguiente:

$$\begin{aligned}
 & m^{n+1} \\
 & = m^n + (\text{flujo total de la masa que entra durante un paso de tiempo}) \\
 & - (\text{producción total de masa que sale durante un paso de tiempo}), \dots\dots\dots (4.1)
 \end{aligned}$$

en donde m representa la masa en el bloque.

Primero se desarrolla una expresión para m :

$$m = (\Delta x \Delta y h \phi) \rho, \dots\dots\dots (4.2)$$

por lo que:

$$m^{n+1} = (\Delta x \Delta y h \phi^{n+1}) \rho^{n+1}, \dots\dots\dots (4.3)$$

y

$$m^n = (\Delta x \Delta y h \phi^n) \rho^n, \dots\dots\dots (4.4)$$

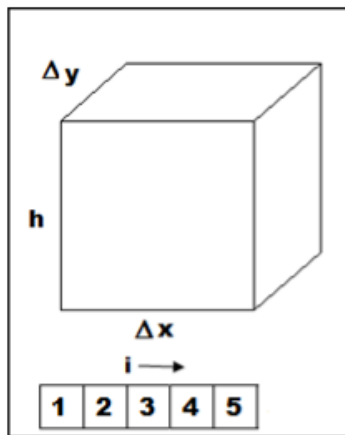


Figura 4.1. Sistema de bloques de malla, mostrando las dimensiones de un bloque de la malla.

Luego, usando la ley de Darcy para el flujo de masa dentro del bloque de la malla:

(flujo total de masa que entra durante un paso de tiempo)

$$= \left(\frac{\rho 0.00633kA}{\mu \Delta x}\right) (p_{i+1}^{n+1} - p_i^{n+1})\Delta t + \left(\frac{\rho 0.00633kA}{\mu \Delta x}\right) (p_{i-1}^{n+1} - p_i^{n+1})\Delta t, \dots\dots\dots (4.5)$$

donde A es igual al área transversal al flujo ($A = \Delta y h$) (por simplicidad se desprecian los efectos de gravitacionales). En este tiempo, los coeficientes de las propiedades del fluido en el término de flujo, (μ, ρ) se toman como promedios entre los dos bloques de malla indicados en el término de flujo.

El gasto de producción se especifica con q (donde se utiliza un signo positivo para la producción y un signo negativo para la inyección); para el caso que se está considerando, se tiene que:

$$(producción total de masa que sale durante un paso de tiempo) = \rho_{ce} q \Delta t. \dots (4.6)$$

Sustituyendo las Ecuaciones 4.3, 4.4, 4.5 y 4.6 en la Ecuación 4.1. y reorganizando y dividiendo por Δt se obtiene la siguiente ecuación de diferencias finitas:

$$\left(\frac{\rho 0.00633k\Delta y h}{\mu \Delta x}\right) (p_{i-1}^{n+1} - p_i^{n+1}) + \left(\frac{\rho 0.00633k\Delta y h}{\mu \Delta x}\right) (p_{i+1}^{n+1} - p_i^{n+1}) = \left(\frac{\Delta x \Delta y h}{\Delta t}\right) [(\rho\phi)_i^{n+1} - (\rho\phi)_i^n] + \rho_{ce} q. \dots\dots\dots (4.7)$$

Para un caso simple los valores de $\Delta x, \Delta y, k$ y h son constantes, por lo tanto se simplifica y reescribe como:

$$\left(\frac{\rho}{\mu} T_o\right) (p_{i-1}^{n+1} - p_i^{n+1}) + \left(\frac{\rho}{\mu} T_E\right) (p_{i+1}^{n+1} - p_i^{n+1}) = \left(\frac{\Delta x \Delta y h}{\Delta t}\right) [(\rho\phi)_i^{n+1} - (\rho\phi)_i^n] + \rho_{ce} q, \dots\dots\dots (4.8)$$

donde

$$T_o = T_e = \frac{0.00633kh\Delta y}{\Delta x} \dots\dots\dots (4.9)$$

Los valores de ρ y μ en el lado izquierdo de la Ecuación 4.8 se toman usualmente en el nivel de tiempo n y se promedian (en espacio) entre los valores de los dos bloques de la malla involucrados en el término de flujo. La Ecuación 4.8 puede ser escrita en una forma que sea más simple de resolver, es decir, en términos de p^{n+1} .

$$\begin{aligned} \left(\frac{\rho}{\mu} T_o\right) (p_{i-1}^{n+1} - p_i^{n+1}) + \left(\frac{\rho}{\mu} T_E\right) (p_{i+1}^{n+1} - p_i^{n+1}) \\ = \left(\frac{V_p^n \rho^n c_t}{\Delta t}\right) [p_i^{n+1} - p_i^n] + \rho_{ce} q, \dots\dots\dots (4.10) \end{aligned}$$

donde

$$V_p^n = \Delta x \Delta y h \phi^n, \dots\dots\dots (4.11)$$

y

$$c_t = \frac{1}{\rho^n \phi^n} \frac{(\rho \phi)_i^{n+1} - (\rho \phi)_i^n}{(p^{n+1} - p^n)}, \dots\dots\dots (4.12)$$

La Ecuación 4.10 es una forma similar a la ecuación de difusividad, excepto por el término de producción. Este término toma en cuenta la producción o inyección que ocurre dentro del bloque de la malla en el momento justo que esta cruza las fronteras. La forma matricial de estas ecuaciones de diferencias finitas es la misma forma que la matriz tridiagonal que se obtiene en la aproximación de la serie de Taylor (Capítulo 3).

$$\begin{pmatrix} b_1 & c_1 & & & \\ a_2 & b_2 & c_2 & & \\ & a_3 & b_3 & c_3 & \\ & & a_4 & b_4 & c_4 \\ & & & a_5 & b_5 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} p_1 \\ p_2 \\ p_3 \\ p_4 \\ p_5 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} d_1 \\ d_2 \\ d_3 \\ d_4 \\ d_5 \end{pmatrix} \dots\dots\dots (3.21)$$

Los coeficientes de la matriz dependen de la presión (esta es una no linealidad). Consecuentemente, se debe resolver para obtener el valor de las presiones, reevaluando los coeficientes de la matriz, y entonces volver a resolver para el valor de las presiones.

Este procedimiento de iteración es llamado iteración no lineal, mejor conocida como iteración de Newton-Raphson, y se pueden tener varias iteraciones después de que la solución converge.

La forma de bloques de malla de las diferencias finitas es simple y es usada en la práctica en el desarrollo de ecuaciones para los simuladores. Este método no requiere funciones continuas y derivadas continuas como se supone en la aproximación de la serie de Taylor. Y esto es exactamente la conservación de masa.

La Ecuación 4.10 puede ser usada para una simulación de un líquido o un gas con resultados aceptables. Sin embargo, la simulación de gas puede ser mejorada si se manejan los coeficientes no lineales en el término de flujo, por integración de las propiedades variables del gas en el potencial de flujo.

4.3. Modelo de simulación de gases reales en coordenadas x-y (areal)

El uso de los bloques de malla se puede utilizar para desarrollar una ecuación para un simulador para el flujo de gases reales en términos de la pseudopresión de los gases reales $m(p)$. Partiendo de la Ecuación 4.8 y tomando en cuenta las propiedades de la densidad del gas, ρ_g ; viscosidad del gas, μ_g ; y gasto de gas, q_g , se tiene que:

$$\begin{aligned} & \left(\frac{\rho_g}{\mu_g} T_o\right) (p_{i-1}^{n+1} - p_i^{n+1}) + \left(\frac{\rho_g}{\mu_g} T_E\right) (p_{i+1}^{n+1} - p_i^{n+1}) \\ & = \left(\frac{\Delta x \Delta y h}{\Delta t}\right) [(\rho\phi)_i^{n+1} - (\rho\phi)_i^n] + \rho_{ce} q_g. \dots\dots\dots(4.8) \end{aligned}$$

Escribiendo esta ecuación en forma de un gasto volumétrico estándar, q_g , [$ft^3 c. e./día$], y dividiendo la ecuación por ρ_{ce} se tiene que:

$$\left(\frac{T_{ce} p}{p_{ce} z \mu_g} T_o\right) (p_{i-1}^{n+1} - p_i^{n+1}) + \left(\frac{T_{ce} \rho_g}{p_{ce} T z \mu_g} T_E\right) (p_{i+1}^{n+1} - p_i^{n+1})$$

$$= \left(\frac{1}{\Delta t}\right) \left(\frac{T_{ce}}{p_{ce} T}\right) \left[\left(\frac{V_p p}{z}\right)_i^{n+1} - \left(\frac{V_p p}{z}\right)_i^n\right] + q_g, \dots\dots\dots(4.13)$$

en donde

$$\frac{\rho_g}{\rho_{ce}} = \frac{1}{B_g} = \frac{T_{ce} p}{p_{ce} T z} \dots\dots\dots(4.14)$$

Empleando el concepto de la pseudopresión de los gases reales. Recordando la función $m(p)$ definida por:

$$m(p) = 2 \int_{p_0}^p \frac{p}{\mu_g z} dp, \dots\dots\dots(2.54)$$

o

$$\Delta m(p) = \left(\frac{2p}{\mu_g z}\right) \Delta p. \dots\dots\dots(4.15)$$

Donde la cantidad que se encuentra en el paréntesis es un promedio integrado entre las presiones involucradas.

Considerando el término de flujo en una forma más simple que usa la función de pseudopresión, $m(p)$; por ejemplo, el término de flujo de la dirección “Este, E” de la Ecuación 4.13 se puede modificar de la forma siguiente:

$$\left(\frac{T_{ce} p}{p_{ce} T \mu_g z} T_E\right) (p_{i+1}^{n+1} - p_i^{n+1}), \dots\dots\dots(4.16)$$

esta puede cambiarse a:

$$\left(\frac{T_{ce}}{p_{ce}T} \frac{1}{2} T_E\right) \left(\frac{2p}{\mu_g z}\right) (p_{i+1}^{n+1} - p_i^{n+1}), \dots\dots\dots (4.17)$$

y finalmente a:

$$\left(\frac{T_{ce}}{p_{ce}T} \frac{1}{2} T_E\right) (m(p)_{i+1}^{n+1} - m(p)_i^{n+1}). \dots\dots\dots (4.18)$$

Ahora se simplifica esta última expresión definiendo un coeficiente de flujo para la dirección “Este, E” el cual se escribe como, a_E :

$$a_E = \frac{T_{ce}}{p_{ce}T} \frac{1}{2} T_E, \dots\dots\dots (4.19)$$

así el gasto de flujo, en términos de pies cúbicos a condiciones estándar por día, [ft^3 c. e./día], queda:

$$a_E [m(p)_{i+1}^{n+1} - m(p)_i^{n+1}], \dots\dots\dots (4.20)$$

donde a_E es el coeficiente del flujo para la dirección “Este, E”. Para el flujo que viene de la dirección i-1, se puede usar el coeficiente de flujo para la dirección “Oeste, O”, a_O .

Usando los coeficientes de flujo a_E y a_O , la Ecuación 4.13 queda de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} a_E [m(p)_{i+1}^{n+1} - m(p)_i^{n+1}] + a_O [m(p)_{i+1}^{n+1} - m(p)_i^{n+1}] \\ = \frac{1}{\Delta t} \left(\frac{T_{ce}}{p_{ce}T}\right) \left[\left(\frac{V_p p}{z}\right)_i^{n+1} - \left(\frac{V_p p}{z}\right)_i^n \right] + q_g. \dots\dots\dots (4.21) \end{aligned}$$

Se puede simplificar el lado derecho de la Ecuación 4.21 por un cambio de variable quedando de la siguiente forma:

$$\frac{1}{\Delta t} \left(\frac{T_{ce}}{p_{ce}T}\right) \left[\left(\frac{V_p p}{z}\right)_i^{n+1} - \left(\frac{V_p p}{z}\right)_i^n \right] + q_g = \alpha [m(p)_{i+1}^{n+1} - m(p)_i^n], \dots\dots\dots (4.22)$$

donde

$$\alpha = \frac{1}{\Delta t} \left(\frac{T_{ce}}{p_{ce} T} \right) \frac{\left[\left(\frac{V_p p}{Z} \right)_i^{n+1} - \left(\frac{V_p p}{Z} \right)_i^n \right]}{[m(p)_{i+1}^{n+1} - m(p)_i^n]} \dots\dots\dots (4.23)$$

La ecuación en diferencias finitas para gases reales es simplificada a:

$$a_E [m(p)_{i+1}^{n+1} - m(p)_i^{n+1}] + a_O [m(p)_{i+1}^{n+1} - m(p)_i^{n+1}] = \alpha [m(p)_{i+1}^{n+1} - m(p)_i^n] + q_g \dots\dots\dots (4.24)$$

4.3.1. Extensión al flujo de dos dimensiones (2D)

La Ecuación 3.24 puede ser fácilmente extendida a dos dimensiones por la adicción de los términos “Sur, S” y “Norte, N”. Estos coeficientes de flujo, a_S y a_N , deben ser calculados en una manera consistente con la geometría de los bloques de la malla. La ecuación para flujo en dos dimensiones (2D) es:

$$a_E [m(p)_{i+1}^{n+1} - m(p)_i^{n+1}] + a_S [m(p)_{i+1}^{n+1} - m(p)_i^{n+1}] + a_O [m(p)_{i+1}^{n+1} - m(p)_i^{n+1}] + a_N [m(p)_{i+1}^{n+1} - m(p)_i^{n+1}] = \alpha [m(p)_{i+1}^{n+1} - m(p)_i^n] + q_g \dots\dots\dots (4.25)$$

Cabe destacar que los incrementos de j son en dirección Sur. Esta dirección se escribe en el subíndice como se muestra en la Figura 4.2.

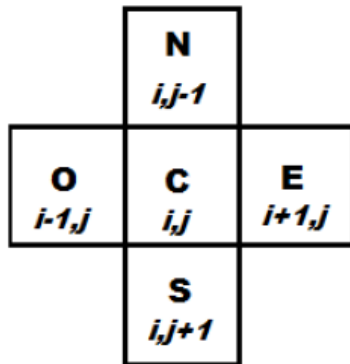


Figura 4.2 – Diagrama que muestra las direcciones: oeste, centro, este, norte y sur para el flujo en dos dimensiones, 2D.

Una característica de los coeficientes en la discretización de la ecuación de masa (preferentemente la ecuación volumétrica de difusividad) es que estos coeficientes son simétricos; esto es, $a_{E i,j} = a_{O i,j}$ y $a_{S i,j} = a_{N i,j}$.

Se puede reordenar la Ecuación 3.25 poniendo las variables en el lado izquierdo:

$$-a_N m(p)_{i,j-1}^{n+1} - a_O m(p)_{i-1,j}^{n+1} + a_C m(p)_{i,j}^{n+1} - a_E m(p)_{i+1,j}^{n+1} - a_S m(p)_{i,j+1}^{n+1} = d, \dots (4.26)$$

donde

$$a_C = a_N + a_O + a_E + a_S + \alpha, \dots (4.27)$$

y

$$d = \alpha m(p)_{i,j}^n - q_g, \dots (4.28)$$

4.3.2. Condiciones iniciales

Las condiciones iniciales son implementadas por asignación de un valor específico de presión y la correspondiente $m(p)$ para cada bloque de la malla. Este valor es usualmente el mismo para todos los bloques de la malla.

4.3.3. Condiciones de frontera

Las condiciones de frontera generalmente se denomina una condición de frontera de “no flujo”. En otras palabras, no hay flujo de fluidos que cruza las fronteras externas. Esto es implementado simplemente para poner el coeficiente de flujo igual a cero. Por ejemplo, $a_E = 0$ en la frontera “Este, E”. El término de producción, q_g , puede ser también considerado como una condición de frontera para los bloques de malla con pozos. Sin embargo, estos términos son usualmente considerados como fuentes y sumideros en lugar de fronteras.

4.3.4. Heterogeneidad, anisotropía y mallas no uniformes

Para un caso general cuando los valores de $\Delta x, \Delta y, k, h$ y ϕ varían con la posición, los coeficientes de flujo son redefinidos. El método más común para definir estos coeficientes es con un flujo en serie entre los bloques de la malla:

$$T_{E_{i,j}} = \frac{T_1 T_2}{T_1 + T_2}, \dots\dots\dots (4.29)$$

donde

$$T_1 = \frac{0.00633 \Delta y_j (k_x h)_{i,j}}{\Delta x_i / 2}, \dots\dots\dots (4.30)$$

y

$$T_2 = \frac{0.00633 \Delta y_j (k_x h)_{i+1,j}}{\Delta x_{i+1} / 2}, \dots\dots\dots (4.31)$$

También:

$$T_{S_{i,j}} = \frac{T_3 T_4}{T_3 + T_4}, \dots\dots\dots (4.32)$$

donde

$$T_3 = \frac{0.00633 \Delta x_i (k_y h)_{i,j}}{\Delta y_j / 2}, \dots\dots\dots (4.33)$$

y

$$T_4 = \frac{0.00633 \Delta x_j (k_y h)_{i,j+1}}{\Delta y_{j+1} / 2}, \dots\dots\dots (4.34)$$

Debido a la simetría de estos coeficientes, $T_{O_{i,j}} = T_{E_{i-1,j}}$ y $T_{N_{i,j}} = T_{S_{i-1,j}}$.

Este método de promediar las propiedades y el espaciamiento de las mallas, asume que cada bloque de malla es uniforme dentro de sus fronteras y las

propiedades cambian abruptamente en las interfaces con los bloques de malla adyacentes.

4.3.5. Efectos gravitacionales

Si los efectos gravitacionales se incluyen en el flujo de gas, entonces la aplicación de la ley de Darcy debe modificarse; se usa el lado derecho de la Ecuación 4.8 donde se encuentra el flujo de masa en el lado “Este, E” del bloque de la malla. En la Ecuación 4.8, el flujo de masa está dado por:

$$\text{flujo de masa Este, E} = \left(\frac{\rho_g}{\mu_g} T_E \right) (p_{i+1}^{n+1} - p_i^{n+1}). \dots\dots\dots (4.35)$$

Esta expresión sólo incluye flujo horizontal; incluyendo los efectos de gravedad, los mismos términos se convierten en:

$$\text{flujo de masa Este, E} = \left(\frac{\rho_g}{\mu_g} T_E \right) (p_{i+1}^{n+1} - p_i^{n+1}) + \left(\frac{\rho_g^2}{144\mu_g} T_E \right) (Z_{i+1} + Z_i), \dots (4.36)$$

donde Z es la elevación en ft, y es positiva en la dirección hacia arriba. Se incluye este segundo término y se debe dividir entre ρ_{ce} , con los otros términos en la ecuación desarrollada. Ahora se incluye el flujo en las cuatro direcciones, y se puede definir el término de gravedad, G , como sigue:

$$G = \left(\frac{\rho_g^2}{144\mu_g} T_E \right) (Z_{i+1} + Z_{i,j}) + \left(\frac{\rho_g^2}{144\mu_g} T_O \right) (Z_{i-1} + Z_{i,j}) + \left(\frac{\rho_g^2}{144\mu_g} T_S \right) (Z_{i,j+1} + Z_{i,j}) + \left(\frac{\rho_g^2}{144\mu_g} T_N \right) (Z_{i,j-1} + Z_{i,j}), \dots\dots\dots (4.37)$$

donde ρ_g y μ_g son promedios entre los bloques de malla en la dirección de flujo indicada. En la forma final de la Ecuación 4.26, se agrega una resta simple del término del lado derecho, d , la cual se convierte en:

$$d = \alpha m(p)_{i,j}^n - q_g - G/\rho_{ce}. \dots\dots\dots (4.38)$$

Esta modificación es bastante fácil para implementarla en un simulador de gas pero ha sido omitida en este desarrollo y en el programa por dos razones: (1) por la simplicidad del programa y en los datos de entrada y (2) por que el término de gravedad es usualmente despreciado en la ingeniería de yacimientos de gas debido a las bajas densidades de este. La presión del yacimiento usualmente es supuesta a partir de una presión de referencia representando la presión en el centro del yacimiento. Así, las condiciones iniciales de presión en un nivel de referencia constante a lo largo del yacimiento significa que está en equilibrio.

4.3.6. Presión de fondo fluyendo

Estas ecuaciones de simulación usan presiones, o la función de pseudopresión $m(p)$, en el centro de los bloques de malla. Estas presiones representan el promedio de balance de materia en el bloque de la malla. Sin embargo, si un pozo está localizado en el centro del bloque de la malla, la presión del bloque, $p_{i,j}$, no es la presión de fondo fluyendo, p_{wf} . Las ecuaciones empleadas para calcular el flujo de gas de un bloque de malla a otro bloque, no pueden modelar los gradientes de presión demasiado grandes cerca del pozo. Una expresión adicional se requiere para calcular la, p_{wf} . A partir del modelo de pozos de Peaceman, (Peaceman, 1977), el gasto de gas, q_g , en función del índice de productividad es:

$$q_g = J' [m(p)_{i,j}^{n+1} - m(p_{wf})], \dots\dots\dots(4.39)$$

donde

$$J' = \frac{0.01988khT_{ce}}{p_{ce}T \left(\ln \frac{r_o}{r_w} + s + 0.001Dq_g \right)}, \dots\dots\dots(4.40)$$

donde D es el coeficiente de flujo no-Darcy, y definido por las ecuaciones siguientes:

$$D = \frac{2.715 \times 10^{-15} \beta k_g M p_{ce}}{h \mu_g (p_{wf}) r_w T_{ce}}, \dots\dots\dots(4.41)$$

y

$$\beta = 1.88 \times 10^{10} k^{-1.47} \phi^{-0.53}, \dots\dots\dots (4.42)$$

en donde k es la permeabilidad de la formación en md, k_g es la permeabilidad efectiva al gas en md, M es el peso molecular de la mezcla de gases en lbm/lbm-mol, h es el espesor de la formación en pies, T_{ce} es la temperatura a condiciones estándar en °R, T es la temperatura del yacimiento en °R, p_{ce} es la presión a condiciones estándar en lb/pg² absolutas, q_g es el gasto de gas en pies³ c.e./día, r_w es el radio del pozo en pies, s es el factor de daño, ϕ es la porosidad de la formación y β es el factor de turbulencia del gas.

En el Apéndice A se presenta de forma más amplia el factor de turbulencia del gas, β , y coeficiente de flujo no-Darcy, D y el pseudocódigo utilizado en el simulador .

Hay que notar que el valor de la viscosidad en el denominador de D es tomado en la presión de fondo fluyendo, p_{wf} , y está dado como $\mu_g(p_{wf})$ en cp. El valor de β puede ser estimado empíricamente por la Ecuación 4.42.

En el caso del radio equivalente del bloque de la malla donde se encuentra el pozo en pies, r_o , es definida por la siguiente ecuación:

$$r_o = \frac{0.28 \left(\sqrt{\frac{k_y}{k_x}} \Delta x^2 + \sqrt{\frac{k_x}{k_y}} \Delta y^2 \right)^{\frac{1}{2}}}{\left(\frac{k_y}{k_x}\right)^{\frac{1}{4}} + \left(\frac{k_x}{k_y}\right)^{\frac{1}{4}}}, \dots\dots\dots (4.43)$$

donde k_x es la permeabilidad en dirección x en md, y k_y es la permeabilidad en dirección y en md, Δx es el espaciamiento del bloque de la malla en dirección x en pies y Δy es el espaciamiento del bloque de la malla en dirección y , en pies.

Cuando $\Delta x = \Delta y$ y $k_x = k_y$, se tiene que:

$$r_o = 0.2\Delta x. \dots\dots\dots(4.44)$$

Este valor de r_o ha sido determinado por análisis y experimentos numéricos¹⁷. Esta ecuación es usada para calcular p_{wf} después de que las presiones han sido determinadas, asumiendo que el usuario especifica el q_g para un paso de tiempo.

Cuando el usuario especifica p_{wf} en lugar de q_g , la ecuación de diferencias finitas debe ser modificada. La Ecuación 4.39 es incorporada dentro de la ecuación de diferencias finitas en lugar de q_g . Esto significa que J' es agregada a la “diagonal principal,” a_c y $J'm(p_{wf})$ es sustituida por q_g en el término de lado derecho, d . En este caso, se obtiene el valor q_g con la Ecuación 4.39 después del nuevo paso de tiempo los valores de $m(p)$ son calculados.

4.4. Solución de las ecuaciones

Problema matricial. Para un problema en una sola dimensión, 1D, la ecuación matricial es de la misma forma como se muestra en la Ecuación 3.21:

$$\begin{pmatrix} b_1 & c_1 & & & \\ a_2 & b_2 & c_2 & & \\ & a_3 & b_3 & c_3 & \\ & & a_4 & b_4 & c_4 \\ & & & a_5 & b_5 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} m(p)_1 \\ m(p)_2 \\ m(p)_3 \\ m(p)_4 \\ m(p)_5 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} d_1 \\ d_2 \\ d_3 \\ d_4 \\ d_5 \end{pmatrix} \dots\dots\dots(4.45)$$

Esta matriz diagonal se resuelve fácilmente con el algoritmo de Thomas.

Para un problema de dos dimensiones (2D), la matriz tiene dos diagonales más, como se muestra en la Figura 4.3. Este problema matricial no puede ser resuelto con el algoritmo de Thomas ya que no es una matriz tridiagonal. Para el problema en dos dimensiones (2D) se puede utilizar la eliminación Gaussiana o algún método iterativo apropiado.

Esta ecuación muestra que los términos Norte y Oeste están listos para ser calculados para la iteración actual, si las ecuaciones son resueltas en el orden de la Figura 4.3. Sólo los términos del Este y el Sur son tomados en la iteración previa.

PSOR. El método de Gauss-Seidel puede ser mejorado si cada valor de $m(p)$ es extrapolado después de moverse al siguiente bloque de la malla. Con el siguiente fragmento de un programa de cómputo en Fortran, es más claro.

```

DO 10 iter=1,itmax

DO 10 j=1,imax

DO 10 i=1,imax

      potx=(b(i,j)+an(i,j)*pot(i,j-1)+ao(i,j)*pot(i-
1,j)
&
+ae(i,j)*pot(i+1,j)+as(i,j)*pot(i,j+1))/ac(i,j)

      pot(i,j)=pot(i,j)+omega*(potx-pot(i,j))

10 CONTINUE

```

Esto muestra que el valor de la función de pseudopresión, $m(p)$ denotado por $pot(i,j)$, es primero calculado como $potx$ y luego es extrapolado con omega, ω , este último es llamado el parámetro de aceleración. Y este procedimiento general se denomina “sobre relajación sucesivo en punto” o por sus siglas en inglés PSOR (Point Successive Over-Relaxation).

Omega, ω , es una constante que tiene un rango de valor óptimo entre 1 y 2. Este valor óptimo da una convergencia más rápida del método para un paso de tiempo particular. El mejor valor para omega puede ser determinado por experimentos numéricos.

Un valor de 1.3 es usado algunas veces cuando los experimentos numéricos no son realizados.

PSOR es probablemente el método de iteración más simple para el problema en dos dimensiones (2D). Sin embargo, este método no es muy rápido, algunas veces se mejora la velocidad usando el método LSOR.

LSOR. La velocidad de convergencia de SOR puede mejorarse si se resuelven las ecuaciones en dos dimensiones (2D) como una secuencia de ecuaciones en una dimensión (1D). Esto es, que se pueden resolver “líneas” de bloques de malla simultáneamente con el algoritmo de Thomas:

$$-a_o m(p)'_{i-1,j} + a_c m(p)'_{i,j} - a_E m(p)'_{i+1,j} = d + a_N m(p)^{k+1}_{i,j-1} + a_S m(p)^k_{i,j+1} \dots \dots \dots (4.48)$$

Las tres incógnitas en el lado izquierdo de la Ecuación 3.48 dan una forma tridiagonal que se puede colocar en el algoritmo de Thomas. El lado derecho de esta forma tridiagonal es conocida debido a que están involucradas las incógnitas en los lados que se encuentran en las direcciones Norte y Sur de la “línea”. Los valores de la solución del algoritmo de Thomas son temporalmente llamados $m(p)'$. Estos valores son extrapolados con ω para $m(p)^{k+1}$ después de ir a la próxima “línea”.

PSOR y LSOR son simples, para métodos factibles para resolver problemas en dos dimensiones (2D). Estos métodos están incluidos en el simulador utilizado. Si bien PSOR y LSOR son factibles para problemas relativamente pequeños, estos pueden no ser competitivos con otros métodos para problemas grandes y más difíciles.

Los métodos especialmente directos (eliminación Gaussiana) son usados para muchos problemas difíciles (Price y Coats, 1974) si las mallas no son tan grandes. Se ha hecho mucho trabajo en el desarrollo de métodos iterativos para problemas que son tanto difíciles como grandes. SOR puede ser mejorado por el

uso de la corrección del paso de Watts (Watts, 1971). El procedimiento fuertemente implícito (SIP) fue desarrollado principalmente para flujo multifásico, en tres dimensiones (3D) y en problemas grandes. El SIP es un método iterativo que es más rápido que los métodos SOR para ciertos problemas.

Actualmente, el método más ampliamente usado para resolver grandes problemas está basado en el procedimiento de Orthomin. Estos métodos son a veces llamados métodos de gradiente conjugado pre condicionado. Una solución aproximada es hecha (la precondition), seguida por una corrección Orthomin. Este procedimiento de dos pasos es repetido iterativamente hasta que la convergencia es alcanzada. El método de Orthomin es mucho mejor que el método de SOR para problemas que son grandes o inusualmente de difícil solución.

4.4.2. No linealidad

A diferencia de la Ecuación 3.2 del Capítulo 3, la ecuación de los gases reales, Ecuación 4.26, no es lineal debido al coeficiente α que depende de la variable dependiente $m(p)$.

Sin embargo, en el lado izquierdo de la Ecuación 4.26 los coeficientes de flujo, α , son no lineales. Estos coeficientes no cambian con el tiempo.

Debido a la no linealidad de α , la iteración es requerida para reevaluar α en el nuevo nivel de tiempo. El procedimiento de solución no lineal es como sigue:

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

Paso 2. Reevaluar α y recalcular a_c para cada bloque de la malla.

Paso 3. Repetir los pasos 1 y 2 hasta que la convergencia sea alcanzada después continuar con el siguiente paso de tiempo.

Recalcar que este proceso de iteración es llamado no lineal, o iteración de Newton-Raphson. Este mismo procedimiento puede aplicarse para la Ecuación

4.10, excepto donde los coeficientes de flujo deben ser recalculados para cada iteración. Los coeficientes de flujo constantes en la Ecuación 4.26 son la principal ventaja del método $m(p)$ sobre el método p de la Ecuación 4.10.

4.5. Modelo de simulación de un solo pozo para flujo de gases reales, en coordenadas r-z (radial)

La simulación de la productividad de un solo pozo es muy útil y común. Las coordenadas radiales son apropiadas para este tipo de simulación, justo como con las soluciones analíticas. La Figura 4.4 muestra como son usadas las coordenadas radiales para la simulación de un solo pozo. La dirección i se encuentra en dirección radial y la dirección j se encuentra en la dirección vertical. Esto es usualmente llamado una malla $r - z$ (en el simulador se utiliza y en lugar de z).

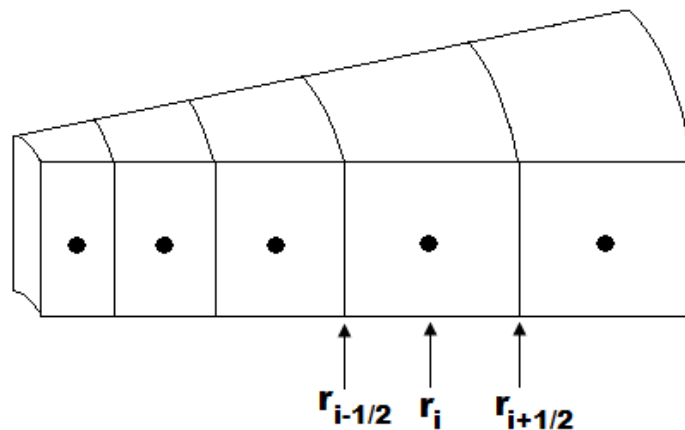


Figura 4.4 – Sistema de bloques de malla en forma radial. (Guzmán, 2010)

4.5.1. Espaciamiento de la malla en coordenadas r-z.

Se sabe que las soluciones de un solo pozo tienden a ser líneas rectas cuando son graficadas contra el logaritmo del radio, r .

Se incrementa la precisión de las diferencias finitas para esta solución si se usa un espaciamiento de mallas igual a una base logarítmica. Un sistema de malla radial

coherente con este modelo es útil para crear mallas radiales geoméricamente espaciadas. Las ecuaciones que se pueden aplicar para la Figura 4.4 son:

$$\beta = \left(\frac{r_e}{r_w}\right)^{1/IMAX}, \dots\dots\dots (4.49)$$

$$r_{i+1} = \beta r_i, \dots\dots\dots (4.50)$$

$$r_{i+1/2} = \beta r_i, \dots\dots\dots (4.51)$$

$$r_{i+1/2} = \beta r_{i-1/2}, \dots\dots\dots (4.52)$$

$$r_i = \sqrt{r_{i+1/2} r_{i-1/2}} \dots\dots\dots (4.53)$$

Este sistema para crear una malla da una buena precisión para los perfiles de presión, a presión constante, o $m(p)$ constante en la frontera externa. Para el caso más común de una frontera externa cerrada, la relación logarítmica existe sólo para la mitad del radio de drene, r_e .

Para este sistema, es más preciso usar un espaciamiento logarítmico para distancias mayores que la mitad del radio de drene, $(1/2)r_e$, y usar un espaciamiento igual a Δr para los bloques consecuentes. Se pueden tener más bloques de las malla arreglados cerca del pozo debido a que $m(p)$ cambia rápidamente en esta área. Quizá, una buena regla puede ser que se use dos tercios (2/3) de los bloques totales de malla, es decir, $(2/3)IMAX$, para los bloques que se encuentran cerca del pozo.

Para todos los bloques de la malla, el radio donde se encuentra el “centro” de cada bloque (el radio en donde $m(p)$ es calculado para cada bloque de la malla) es determinado por:

$$r_i = \sqrt{r_{i+1/2} r_{i-1/2}} \dots\dots\dots (4.54)$$

4.5.2. Espaciamiento del paso del tiempo, Δt .

La selección del tamaño del paso de tiempo para un solo pozo en simulación radial es similar al espaciamiento de la malla. Esto es, un espaciamiento logarítmico del paso de tiempo y es usado para una mayor precisión debido a los cambios de presión que tienden a ser lineales con el logaritmo de tiempo. Este espaciamiento constante-logarítmico es una aproximación al multiplicar cada paso de tiempo, Δt , por una constante α para obtener el valor del siguiente paso de tiempo. Un buen valor de α es 1.5, donde se obtienen de cinco a seis pasos de tiempo por cada ciclo logarítmico. Esto usualmente da una buena precisión.

4.5.3. Volumen poroso y coeficientes de flujo en coordenadas r-z.

Las ecuaciones para determinar V_p , T_E , T_s y J' son redefinidos para este sistema de malla como sigue:

$$V_p = \phi_{i,j} A \Delta z_j, \dots\dots\dots (4.55)$$

donde

$$A = \pi (r_{i+1/2}^2 - r_{i-1/2}^2), \dots\dots\dots (4.56)$$

$$T_E = \frac{T_1 T_2}{T_1 + T_2}, \dots\dots\dots (4.57)$$

donde

$$T_1 = \frac{(2\pi)0.00633k_{Hi,j}\Delta z_j}{\ln(r_{i+1/2}/r_i)}, \dots\dots\dots (4.58)$$

y

$$T_2 = \frac{(2\pi)0.00633k_{Hi+1,j}\Delta z_j}{\ln(r_{i+1}/r_{i+1})}, \dots\dots\dots (4.59)$$

$$T_s = \frac{T_3 T_4}{T_3 + T_4}, \dots\dots\dots (4.60)$$

donde

$$T_3 = \frac{0.00633 k_{Vi,j} A}{\Delta z_j / 2}, \dots\dots\dots (4.61)$$

$$T_4 = \frac{0.00633 k_{Vi,j+1} A}{\Delta z_{j+1} / 2}, \dots\dots\dots (4.62)$$

$$J' = \frac{0.01988 k_{Hi,j} \Delta z_j T_{ce}}{T p_{ce} [\ln(r_o / r_w) + s + .001 D q]}, \dots\dots\dots (4.63)$$

donde

$$r_o = \sqrt{r_{1+1/2} r_w}. \dots\dots\dots (4.64)$$

4.6. Modelo de simulación numérica para flujo de gases reales

La solución de algunos problemas de simulación requiere de programas de cómputo. Estos programas pueden ser utilizados para solucionar problemas difíciles y además si son versátiles pueden resolver muchos problemas en general. Para muchos especialistas con experiencia en desarrollar programas de cómputo, toma tiempo considerable el desarrollar un modelo de cómputo e incluso para casos simples.

El simulador utilizado está dividido en varios módulos para llevar a cabo más tareas durante la simulación. A continuación, se describe en general las funciones de cada uno de estos módulos.

1. MSNFG (programa principal) controla los diferentes módulos en una secuencia apropiada. CONTROLADOR llama a las subrutinas que se necesitan para los procesos de solución durante un paso de tiempo.

2. CREAR lee los valores de los datos e información de la malla y lleva a cabo todas las tareas que se pueden hacer después del inicio de los pasos de tiempo.
3. EVENTOS lee los datos dependientes del tiempo (eventos), calcula el tamaño de los pasos de tiempo, los gastos y la presión de fondo fluyendo, p_{wf} .
4. COEFICIENTES calcula los coeficientes de la matriz y los valores del lado derecho de las ecuaciones que se utilizan para la simulación.
5. RESOLVER calcula la solución de la ecuación matricial en términos de $m(p)$.
6. PROPIEDADES calcula las presiones y las propiedades del gas a partir de $m(p)$ después de que se ha calculado la solución.
7. REPORTE escribe los resultados en la pantalla y en el archivo de salida después de que cada paso de tiempo es terminado y actualiza los valores de la solución para el próximo paso de tiempo.
8. UTIL contiene varias subrutinas útiles usadas a lo largo de la simulación.

La solución de cada paso de tiempo es controlado por la subrutina DRIVER, que controla las soluciones repetidas debido a la no linealidad.

El simulador utiliza un modelo de simulación numérico con diseño simple. Y está diseñado para proponer y agregar nuevas características o modificar el programa si se desea. Cada módulo se detalla en el Apéndice C.

4.7. Ajuste de historia

Un uso común de la simulación de yacimientos para los problemas de campo es el ajuste de historia. Este proceso calcula los datos reales del yacimiento por búsqueda de datos del simulador que dan un comportamiento del yacimiento similar al comportamiento de los datos reales del campo. Esto es a veces llamado el problema inverso. Es decir, se inicia con la respuesta (comportamiento de los datos reales del campo) y se intenta definir el problema (la descripción del

yacimiento). El comportamiento de los datos del campo son usualmente gastos de producción/inyección y las pruebas de presión del pozo.

Los datos del comportamiento del campo pueden tener errores. Algunas veces esto llega a ser un problema mayor en obtener un ajuste de historia aceptable. Sin embargo, para este caso, se asume que el comportamiento de los datos del campo son precisos.

Uno de los principios del ajuste de historia es que no se hace un solo ajuste. Esto es, que más de un conjunto de datos del yacimiento se pueden colocar en el comportamiento del campo, los cuales tiene mediciones de igual precisión. Esta conclusión matemática es complicada junto a mediciones escasas y erróneas del comportamiento del campo. Aquí es donde viene la responsabilidad del ingeniero para hacer una elección entre los diferentes conjuntos de datos. Al hacer esta elección, el ingeniero debe analizar otras fuentes para la obtención de datos, como son los registros geofísicos de pozos, pruebas de producción en pozos, análisis de núcleos, análisis de fluidos e interpretación geológica.

Se ha hecho bastante trabajo en las técnicas para ajustar automáticamente la presión, pero muchos ajustes de historia se han hecho con las técnicas de ensaye y error junto con el análisis del ingeniero y el criterio para modificar los datos del yacimiento, y posteriormente volver a correr el simulador. Durante este proceso, el ingeniero esta trata de ajustar las presiones medidas en el campo con una simulación de presiones.

Para yacimientos de gas en una sola fase, se evita el problema adicional de ajustar las relaciones agua-aceite (RAA) y gas-aceite (RGA).

4.7.1. Comparación de la presión del simulador con los datos de una prueba de incremento de presión.

Esto es posible para ajustar la p_{wf} . Sin embargo, esta información usualmente no está disponible y también no es muy confiable porque es posible que existan

imprecisiones en los datos del gasto de producción. Ajustar los datos de las pruebas de incremento de presión (cuando están disponibles) es más común y confiable. El problema es ajustar los datos de las pruebas de incremento de presión. La escala de tiempo de las pruebas de incremento de presión es usualmente muy corta para aproximar el modelo a una malla con escala de campo debido a que los bloques de la malla son muy grandes.

Peaceman provee un método para comparar las presiones de los bloques de la malla de simulación a una prueba de incremento de presión. La Figura 4.5 muestra un perfil de presiones en un bloque de malla que contiene un pozo productor.

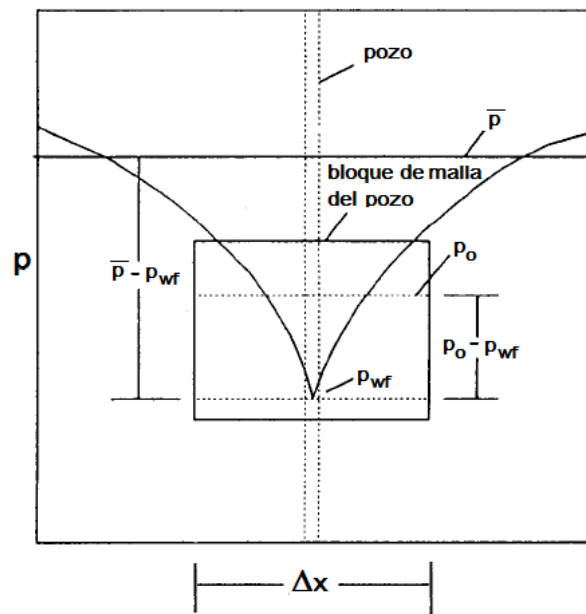


Figura 4.5 – Perfil de presiones en un bloque de malla que contiene un pozo productor.

El perfil de presiones es considerado en un estado pseudoestacionario. Se puede ver que la presión del bloque de la malla (la presión promedio del balance de materia dentro del bloque de la malla) en algunos lugares está entre la presión de fondo fluyendo, p_{wf} , y la presión promedio del yacimiento, \bar{p} . La presión del bloque de malla correspondiente a la presión reportada en la prueba de

incremento se presenta con una línea recta semilogarítmica en el tiempo Δt_o , calculado por:

$$\Delta t_o = \frac{67.5\phi\mu c_t\Delta x^2}{k} \dots\dots\dots(4.65)$$

La “presión de ajuste,” p_o , corresponde a la presión en estado estacionario en $0.2\Delta x$. Si $p_o = p_{i,j}$, donde $p_{i,j}$ es la presión en el bloque de la malla, entonces el simulador es adecuadamente ajustado al comportamiento del campo.

4.7.2. Ajuste de la historia de presión.

Una vez que se ha estimado la presión del yacimiento promedio, los datos del simulador son modificados para ajustarse a las presiones del campo. Como se había mencionado anteriormente la mayoría de los ajustes de historia se efectúan por medio de ensayo y error. Un ingeniero con experiencia confía en sus conocimientos relacionados con los fundamentos del comportamiento de presión para guiar la modificación de los datos.

La primera consideración es ajustar el tamaño del yacimiento o el volumen inicial de gas, G (no considera la entrada de agua como mecanismo de producción en esta discusión). A menudo se determina con el simulador pero usa el principio de balance de materia. Durante el estado pseudoestacionario, el decremento del gasto en cada punto en el yacimiento está dado por:

$$\frac{dp}{dt} = \frac{-qB_g}{V_p c_t} \dots\dots\dots(4.66)$$

El volumen poroso, V_p , puede ser representado como una integración de un mapa de contornos ϕh , y los efectos de ϕ y h no pueden ser separados.

El valor de c_t en la Ecuación 2.61 es usualmente dominado por c_g , pero esto puede no ser en presiones que excedan las $6,000 \text{ lb/pg}^2$. En presiones arriba de $6,000 \text{ lb/pg}^2$ la compresibilidad del gas, c_g , al inicio es relativamente pequeña. En

este caso de alta presión, se debe tener precaución para obtener buenas estimaciones de la c_f . El término $c_w s_w$ usualmente tiende a ser menos importante (por ser más pequeño) que la c_f .

En los casos de campo reales, el análisis de ajuste de historia puede complicarse, ya que siempre se trata al yacimiento como homogéneo. La falta de homogeneidad siempre se demuestra cuando se perforan pozos nuevos y se tienen propiedades diferentes. La falta de homogeneidad también se demuestra dentro del mismo cuando se inyectan fluidos al yacimiento y se encuentra una falta de continuidad.

Muchos yacimientos son complejos al tener sistemas de fallas; que actúan como impermeables o semipermeables ya que son difíciles de detectar. Para estos casos, el ajuste de historia involucra análisis pozo por pozo y pruebas por ensaye y error, sin perder de vista el modelo geológico del yacimiento.

4.8. Pronóstico del comportamiento del yacimiento

El objetivo principal de un proyecto de simulación numérica de yacimiento es pronosticar el comportamiento del yacimiento sin conocer los volúmenes de hidrocarburo a recuperar respecto al tiempo. Durante un ajuste de historia, los gastos de producción son especificados para cada pozo a lo largo del periodo de historia. Dichos gastos de producción son usualmente desconocidos para el periodo de pronóstico, aunque otras condiciones son especificadas. La condición más común es especificar los gastos y dejar que el simulador calcule la p_{wf} para cada paso de tiempo.

Otro objetivo de los proyectos de simulación de yacimientos es crear y comparar pronósticos alternativos para auxiliarse en la decisión final respecto a la explotación del campo. Usualmente se corre un caso base, ya que este representa la continuación de las condiciones y operaciones reales. Entonces otros casos son realizados y estos representan operaciones alternativas, tal como perforar nuevos pozos, adición de compresores en el campo, estimular pozos e inyectar fluidos

(estos métodos de recuperación no son comunes en los yacimientos de gas seco y con entrada de agua). Las decisiones de operación se realizan con base al comportamiento pronosticado y al aspecto económico.

4.9. Resumen

En este capítulo, se presentó el modelo en el cual se basa el simulador. Primero se presenta el desarrollo del modelo de simulación numérica para flujo de gases reales, con base a la aproximación de la ecuación de diferencias finitas a un bloque de la malla, obteniendo una ecuación que representa la conservación de masa en un bloque de la malla sin una notación continua. Esta aproximación es simple y conserva la masa, mientras que una aproximación continua puede o no conservar la masa. A partir de esta aproximación de la ecuación de diferencias finitas a un bloque de la malla se desarrollan otras ecuaciones para simular el flujo de gases reales en el yacimiento en una dimensión, 1D, y en dos dimensiones, 2D; en coordenadas cartesianas, x-y (areal), y radiales, r-z (radial). También se presentan las consideraciones del modelo de simulación numérica para flujo de gases reales como son: las condiciones iniciales, condiciones de frontera, heterogeneidad, anisotropía, mallas no uniformes, efectos gravitacionales, la obtención de la presión de fondo fluyendo, p_{wf} , espaciamiento de la malla en coordenadas radiales, espaciamiento del paso de tiempo, Δt , y los coeficientes de flujo en coordenadas radiales.

Para un problema en dos dimensiones, 2D, se obtiene una matriz pentadiagonal la cual no se puede resolver por el algoritmo de Thomas, se utilizan métodos directos (por ejemplo: eliminación Gaussiana utilizando el ordenamiento D4) o métodos iterativos (por ejemplo: PSOR y LSOR). También se describen estos últimos métodos iterativos y el manejo de la no linealidad de las ecuaciones.

Asimismo, se presenta una breve descripción del modelo programado y de los módulos principales del simulador numérico de gases reales. En el Apéndice C se

detalla toda la información requerida para utilizar el simulador, así como el código utilizado en cada uno de los módulos.

De igual modo, se explica la importancia del ajuste de historia y de presión, la cual tiene como finalidad lograr crear pronósticos del comportamiento del yacimiento mas aproximadas a la real. Esto contribuirá en una mejor toma de decisiones respecto a la explotación, logrando mayores ganancias; propósito principal de esta industria.

METODOLOGÍA DE ANÁLISIS: CASOS SINTÉTICOS Y CASOS DE CAMPO

5.1. Introducción

Con el propósito de conocer el simulador numérico, se presentan casos sintéticos para la simulación numérica en yacimientos de gas, propuestos por Lee y Wattenbarger, en su libro “Gas Reservoir Engineering”.

Finalmente, se presentan dos casos de campo en pozos de México, productores de gas convencionales y no convencionales; con la intención de validar el uso de éste simulador como una herramienta más en el estudio de los yacimientos de gas.

5.2. Casos sintéticos de aplicación para la simulación de pozos de gas

5.2.1. Simulación de un solo pozo productor en coordenadas radiales (r,z).

Caso 1. Se desea calcular el comportamiento de la caída de presión ($p_i - p_{wf}$) de un pozo para 1,095 días. Los datos del yacimiento, del fluido y de producción necesarios para la simulación son los siguientes:

$$k = 1 [md]$$

$$\gamma_g = 0.65$$

$$h = 50 [ft]$$

$$T_{yac} = 160 \text{ } ^\circ F$$

$$\phi = 0.15$$

$$r_w = 0.25 [ft]$$

$$c_f = 3.5 \times 10^{-6} \left[\frac{lb}{pg^2} \right]^{-1}$$

$$q_g = 60,000 [ft^3 c. e. / día]$$

$$p_i = 4800 \left[\frac{lb}{pg^2} abs \right]$$

$$r_e = 900 [ft] (\text{frontera cerrada})$$

SOLUCIÓN

Se pueden obtener buenos resultados de ingeniería con $IMAX = 9$ y $JMAX = 1$. Para la mitad del radio de drene se utilizan la reglas de espaciamento para mallas detalladas en el Capítulo 4, donde se toman los primeros seis bloques aplicando un espaciamento geométrico; en los últimos tres se utiliza un espaciamento del mismo tamaño hasta los 900 ft.

Primero se obtiene el valor de β con la Ecuación 4.49:

$$\beta = \left[\frac{\left(\frac{1}{2} r_e\right)}{r_w} \right]^{1/\frac{2}{3}IMAX} = \left[\frac{\left(\frac{1}{2} \times 900\right)}{0.25} \right]^{1/\frac{2}{3} \times 9} = 3.4878 \dots \dots \dots (4.49)$$

El espaciamento de los primero seis bloques se calcula con la Ecuación 4.52, quedando:

$$r_{i+1/2} = \beta r_{i-1/2} = 3.4878 r_{i-1/2} = 3.4878(0.25) \dots \dots \dots (4.52)$$

Tabla 5.1 Espaciamento geométrico para malla radial del Caso sintético 1					
1	2	3	4	5	6
3.487(0.25)	3.487(0.872)	3.487(3.041)	3.487(10.607)	3.487(36.9979)	3.487(129.041)
= 0.8720	= 3.0414	= 10.6078	= 36.9979	=129.0413	=450

Para los últimos tres bloques se calcula el valor de Δr como:

$$\Delta r = \frac{\left(r_e - \frac{1}{2} r_e\right)}{\frac{1}{3}IMAX} = \frac{\left(900 - \frac{1}{2} \times 900\right)}{\frac{1}{3} \times 9} = 150 [ft]$$

El espaciamento del bloque 7 al bloque 9 se calcula con la siguiente Ecuación:

$$r_{i+1/2} = r_{i-1/2} + \Delta r = r_{i-1/2} + 150$$

Tabla 5.2 Espaciamiento para malla radial del Caso sintético 1

7	8	9
450+150	600+150	750+150
= 600	= 750	= 900

Para los pasos de tiempo se utiliza un valor de $\Delta t = 0.1$ días y $\alpha = 1.5$. Estos valores dan una progresión del paso de tiempo de 0.1, 0.15, 0.225, sin pasar de 50 pasos de tiempo (DTMX=50) para cada ciclo logarítmico. El pozo se ubica en la posición $r = 1$.

Los valores de entrada para el simulador son los siguientes:

CMNT Caso sintético 1

CMNT Simulación de solo un pozo productor coordenadas radiales

CMNT ---Sección de datos comunes---

IMAX 9

JMAX 1

CR 0.0000035

RPOZO 0.25

PREF 4800

TCY 620

DREL 0.65

FIN

CMNT ---Sección de la malla---

RA -1

0.872 3.041 10.607 36.993 129.023 450 600 750 900

DELY 50

KX 1

KY 1
PORO0.15
POI 4800
FIN
CMNT----SECCIÓN DE DATOS DE PRODUCCIÓN----
POZO1 1 1
QG 1 60000
ALFA 1.5
REPOZO 1
MAPP1
DELT 0.1
DTMX50
TIEMPO 1
TIEMPO 183
TIEMPO 365
TIEMPO 548
TIEMPO 730
TIEMPO 1095
FIN

Los resultados del simulador se muestran en la Figura 5.1.

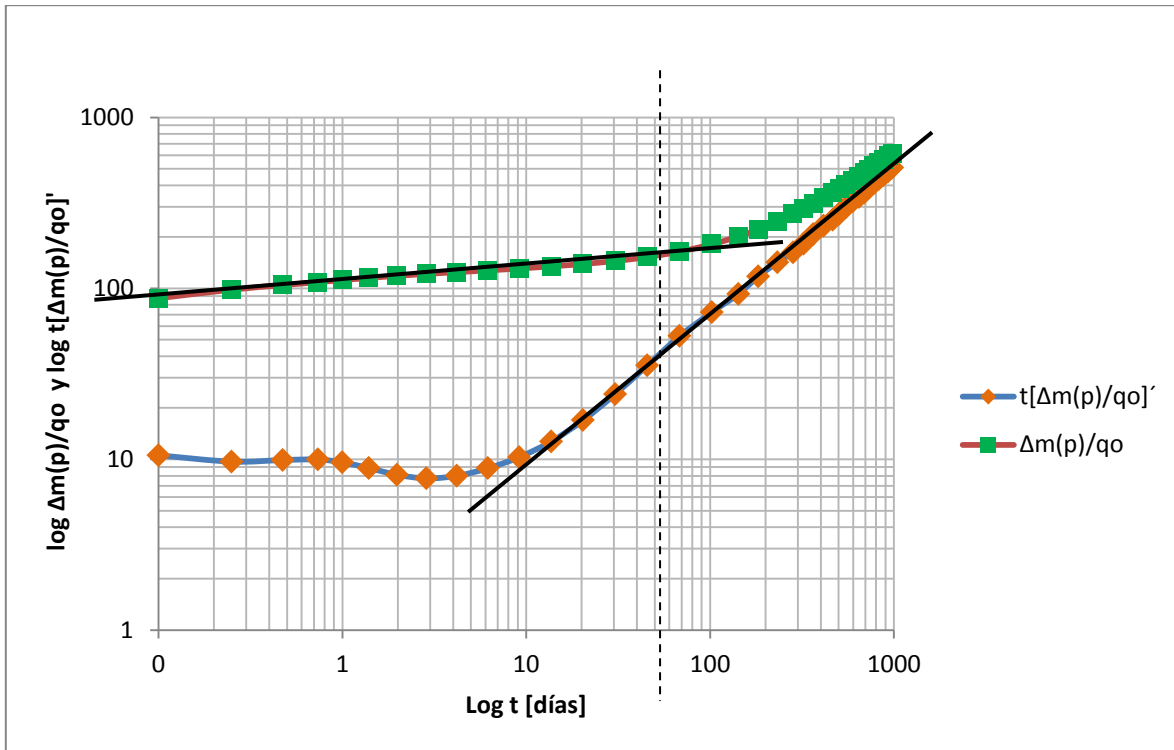


Figura 5.1 – Gráfica de diagnóstico de flujo del caso sintético 1 para un pozo en coordenadas radiales

En la Figura 5.1 se observa en la curva $\Delta m(p)/q_g$ que a tiempos tempranos el flujo se encuentra en un período de flujo transitorio, identificado por una línea recta en escala log-log hasta aproximadamente 45 días. En la curva $t[\Delta m(p)/q_g]'$ después de 45 días, el efecto de la frontera externa cerrada es visible y la solución se aproxima al período de flujo pseudoestacionario, identificado con una línea recta con pendiente igual a uno.

La Tabla 5.1 muestra los resultados detallados obtenidos el simulador.

La pseudopresión inicial se obtuvo a través un programa en macros de Excel, basado en las definiciones presentadas en el capítulo 2, con las condiciones iniciales y propiedades del yacimiento; dando como resultado a $P_i = 4800$ psia un valor de pseudopresión inicial de $1257174203.9738 \left(\frac{lb}{pg^2} abs\right)^2 / cp$.

Tabla 5.3 Resultados del simulador para el caso sintético 1

<i>Tiempo</i> <i>Días</i>	ρ_{wf} [lb/pg ² abs]	$m(\rho_{wf})$ [(lb/pg ² abs) ² /cp]	$\Delta m(p)/q_o$ [(lb/pg ² abs) ² /cp-ft ³]	$t[\Delta m(p)/q_o]'$ [(lb/pg ² abs) ² /cp-ft ³]d
0.1000	4785.6646	1251924421	87.496381	
0.2500	4783.9082	1251281200	98.216729	10.5408026
0.4750	4782.8850	1250906525	104.461318	9.6835307
0.7375	4782.1893	1250651730	108.707892	9.8969354
1.0000	4781.6871	1250467828	111.772940	9.9649126
1.3938	4781.1510	1250271528	115.044607	9.5818833
1.9844	4780.6132	1250074557	118.327453	8.8743878
2.8703	4780.1028	1249887674	121.442174	8.1061497
4.1992	4779.6188	1249710437	124.396115	7.7315381
6.1926	4779.1288	1249531004	127.386670	7.9969346
9.1826	4778.5931	1249334824	130.656336	8.8562001
13.6677	4777.9794	1249110074	134.402173	10.2950424
20.3953	4777.2463	1248841634	138.876164	12.6994294
30.4866	4776.3092	1248498468	144.595592	16.9103633
45.6237	4775.0145	1248024365	152.497315	24.0426795
68.3293	4773.1288	1247333837	164.006113	35.4222520
102.3877	4770.3219	1246305943	181.137675	52.5400222
142.6939	4767.0099	1245093148	201.350929	72.4870726
183.0000	4763.7009	1243881441	221.546042	92.6168817
233.0000	4759.5955	1242378126	246.601307	117.5015152
283.0000	4755.4993	1240878205	271.599982	142.0974507
324.0000	4752.1407	1239648368	292.097274	162.3428447
365.0000	4748.7846	1238419465	312.578977	182.6229035
415.0000	4744.6996	1236923693	337.508521	207.4475743
465.0000	4740.6135	1235427532	362.444540	232.0154924
506.5000	4737.2284	1234188080	383.102072	252.2826350
548.0000	4733.8463	1232949729	403.741249	272.8805068
598.0000	4729.7705	1231457400	428.613397	297.4608904
648.0000	4725.7036	1229968374	453.430495	321.8597558
689.0000	4722.3693	1228747586	473.776973	342.0233577
730.0000	4719.0368	1227527462	494.112374	361.9503239
780.0000	4714.9808	1226042497	518.861791	386.3936912
830.0000	4710.9241	1224557256	543.615799	410.7927124

880.0000	4706.8742	1223074554	568.327497	434.9109518
930.0000	4702.8286	1221593459	593.012423	459.3676190
980.0000	4698.7828	1220112322	617.698028	483.4228411
1030.0000	4694.7469	1218634825	642.322975	507.4857488
1062.5000	4692.1228	1217674205	658.333315	523.2852868
1095.0000	4689.5008	1216714337	674.331113	

La Figura 5.2 muestra una gráfica del comportamiento de la presión del yacimiento con respecto al radio de drene, al mismo tiempo se muestra dicho comportamiento a distintos tiempos. Se observa que de 1 a 10 días se presenta flujo transitorio como yacimiento infinito. El comportamiento de los siguientes tiempos (50, 100 y 500 días) el yacimiento ha sido afectado por la frontera externa cerrada, es decir, el yacimiento presenta flujo pseudoestacionario.

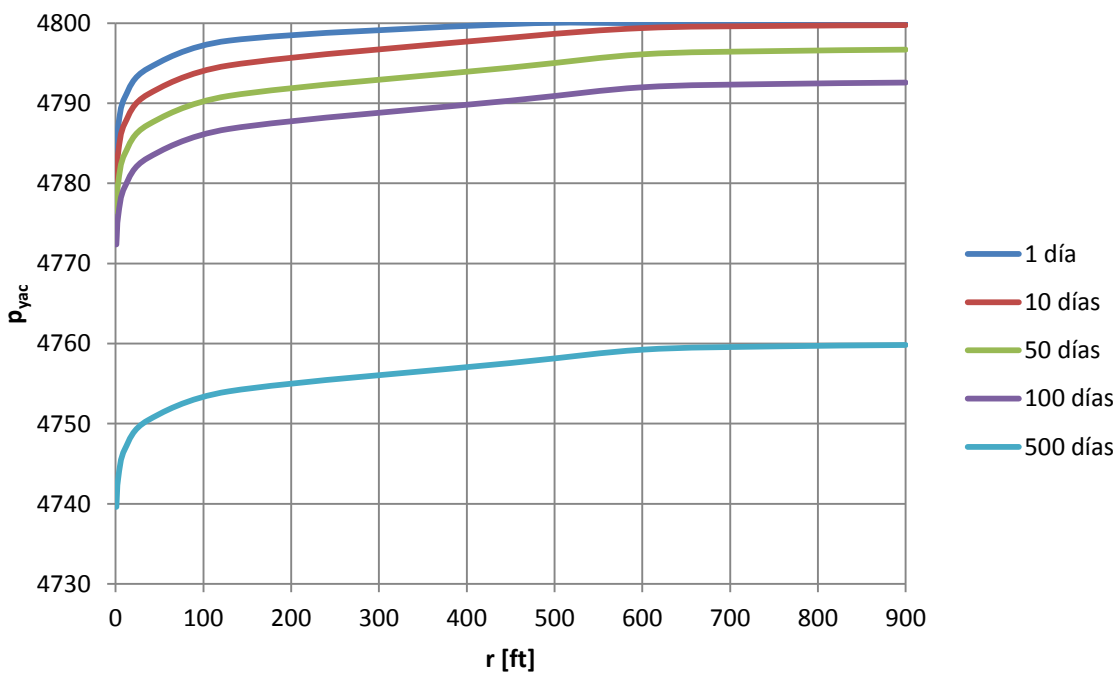


Figura 5.2 – Presión del yacimiento con respecto al cambio de drene.

5.2.2. Simulación de una malla areal en dos dimensiones (2D) con dos pozos.

Caso 2. Se tiene un yacimiento con las siguientes características:

METODOLOGÍA DE ANÁLISIS: CASOS SINTÉTICOS Y CASOS DE CAMPO

$$k = 0.1 [md]$$

$$c_f = 3 \times 10^{-6} \left[\frac{lb}{pg^2} \right]^{-1}$$

$$\phi = 0.2$$

$$h = 30 [ft]$$

$$q = 50,000 \left[\frac{ft^3}{día} \right]$$

$$r_w = 0.25 [ft]$$

$$\Delta x = 60 ft$$

$$\gamma_g = 0.7$$

$$\Delta y = 60 ft$$

$$T_{yac} = 150 [°F]$$

$$IMAX = 10$$

$$p_i = 4,500 \left[\frac{lb}{pg^2} abs \right]$$

$$JMAX = 10$$

Se desea conocer el comportamiento de la presión en el pozo durante 3 años de producción. Los de flujo y de la malla son:

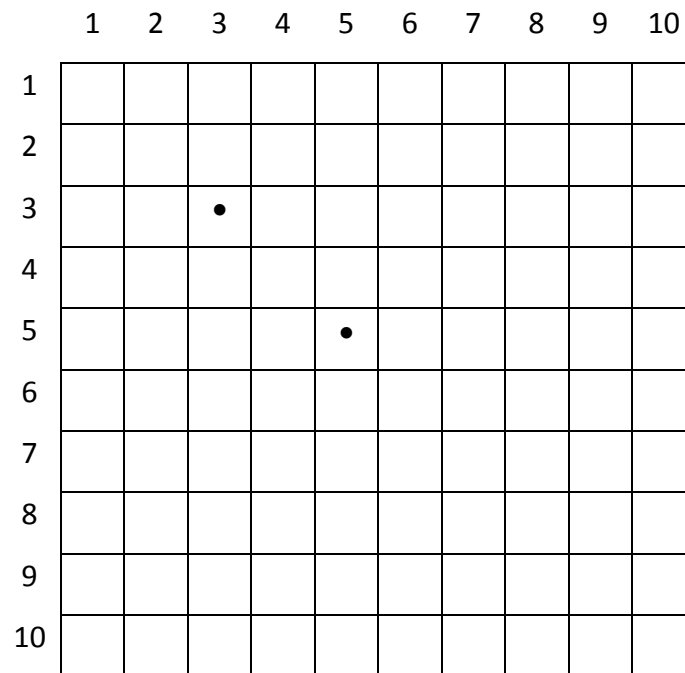


Figura 5.3 – Malla del Caso sintético 2

Tabla 5.4 *Datos de Producción del caso sintético 2*

q_g [ft c.e./día]		
<i>Año</i>	Pozo 1 (3, 3)	Pozo 2 (5, 5)
1	50,000	0
2	50,000	45,000
3	50,000	5,000

SOLUCIÓN

Éste problema muestra como los cambios de gasto afectan el comportamiento de la presión e ilustra la interferencia de la producción de uno de los pozos sobre el otro. La Figura 5.4 muestra el comportamiento de la presión de fondo fluyendo con respecto al tiempo. Es fácil observar el efecto del cambio de gasto en el pozo 2 sobre la presión del pozo 1. También se observa que el pozo 1 pasa a través de un comportamiento de presión transitorio cerca de 100 días y luego comienza el estado pseudoestacionario. Después de 100 días, la pendiente de la curva depende de la declinación del gasto en el yacimiento.

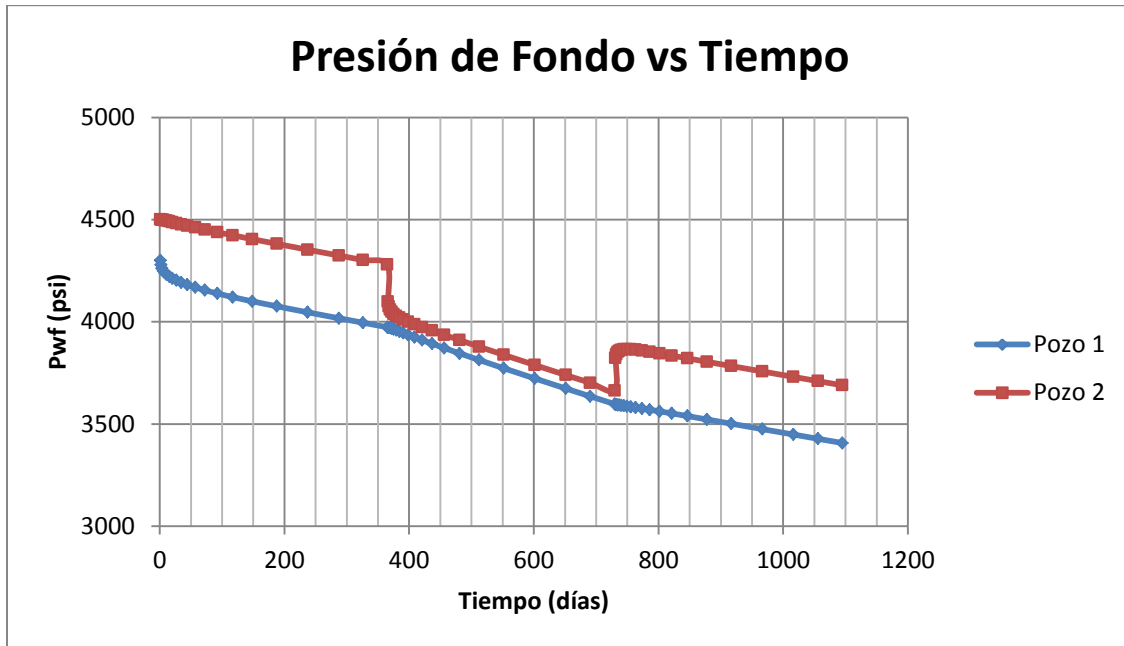


Figura 5.4 – Comportamiento de la presión de fondo con respecto al tiempo caso 5.2.2

La Figura 5.5 muestra el perfil de presión al final de cada año, de los bloques que se ubican en la diagonal central de la malla, es decir, $i = j$. Esto proporciona una idea del comportamiento dentro del yacimiento.

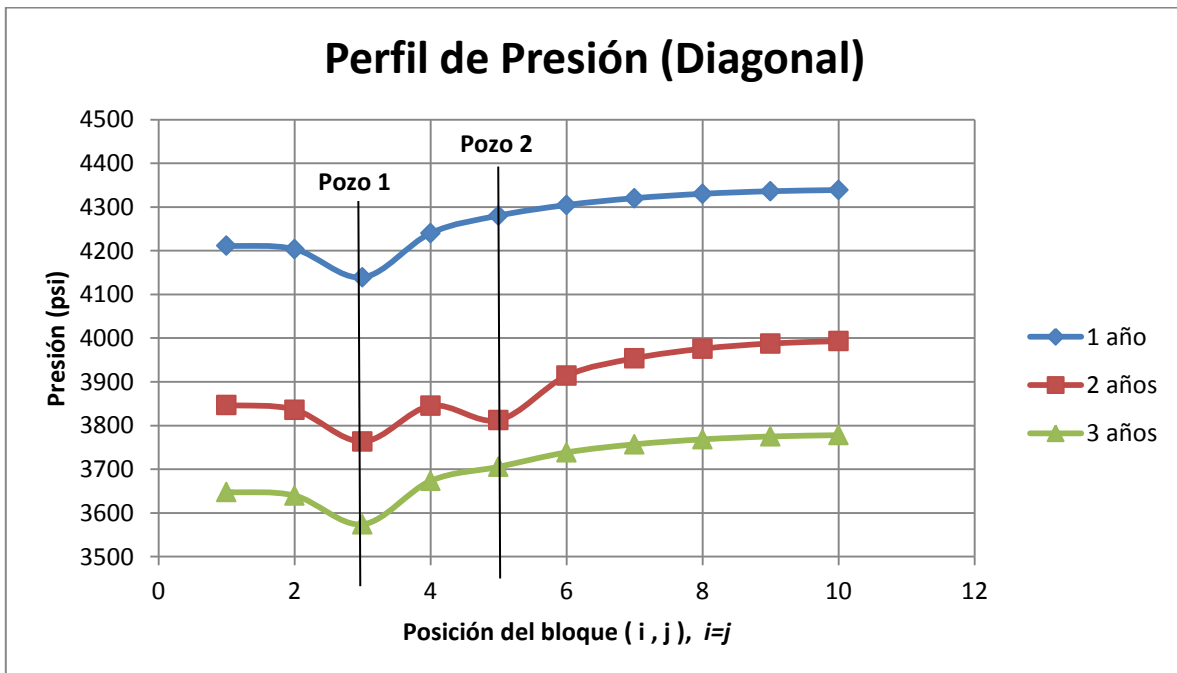


Figura 5.5 Perfil de presiones en el yacimiento

Los valores de entrada para el simulador son:

```

CMNT
CMNTCaso de campo 5.2.2
CMNTsimulación 2-D malla areal 2 pozos
CMNT
CMNT---Sección de datos comunes---
IMAX 10
JMAX 10
RPOZO 0.25
CR 0.000003
PREF 4500
TCY 610
DREL 0.7
FIN
CMNT---Sección de la malla---
DELX 60
DELY 60
H 30
KX 0.1
KY 0.1
PORO0.2
POI 4500
FIN
CMNT---Sección de eventos---
CMNTPozo_No localización localización daño
POZO1 3 3 0
POZO2 5 5 0
CMNTPozo_No pies^3c.e./día
QG 1 50000
QG 2 0
    
```

ALFA 1.258
REPOZO 2
MAPP2
DELT 1
DTMX50
TIEMPO 365
DELT 1
QG 2 45000
TIEMPO 730
DELT 1
QG 2 5000
TIEMPO 1095
FIN

5.2.3. Ajuste de Historia de Producción

Se desea realizar un ajuste de historia de producción para 3 años, y graficar las presiones en el pozo con respecto al tiempo para el pozo 1 y los perfiles de presión al final de cada año; con la finalidad de conocer los valores de porosidad y permeabilidad correctos para este yacimiento. Se tienen 3 pozos ubicados en (4,3), (10,3) (17,3), respectivamente. La tabla 5.2 muestra los resultados de una prueba de incremento. Los datos adicionales de las propiedades del yacimiento, de flujo y de la malla son los siguientes:

$$k = 1.0 [md]$$

$$p_i = 6,000 \left[\frac{lb}{pg^2} abs \right]$$

$$\phi = 0.1$$

$$c_f = 3 \times 10^{-6} \left[\frac{lb}{pg^2} \right]^{-1}$$

$$h = 30 [ft]$$

$$\gamma_g = 0.7$$

$$\Delta x = 100 ft$$

$$T_{yac} = 150 [^{\circ}F]$$

$$\Delta y = 100 ft$$

$I_{MAX} = 20$

$J_{MAX} = 5$

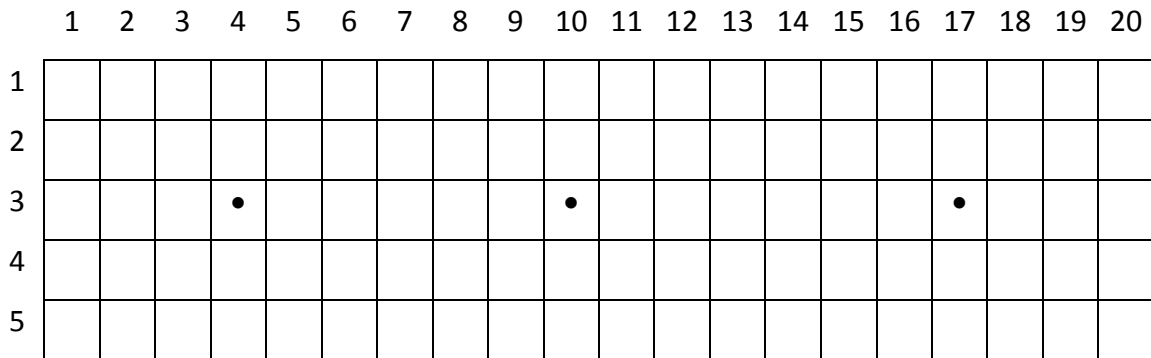


Figura 5.6 Malla del caso 5.2.3

Tabla 5.5 Datos de Prueba de Incremento del Caso sintético 3				
Tiempo	Tiempo	Pozo 1	Pozo 2	Pozo 3
años	Días	p_{wf}	p_{wf}	p_{wf}
		[lb/pg²	[lb/pg²	[lb/pg²
		abs]	abs]	abs]
0.0000	0	6000.0000		
0.2020	73.73	5907.0000		
0.4660	170.09	5856.0000		
1.0000	365	5779.0000		
1.4660	535.09	5605.0000		
2.0000	730	5446.0000		
2.3080	842.42	5233.0000		
3.0000	1095	4857.0000	4972	5036.0000

Tabla 5.6 Datos de Producción del caso sintético 3

Año	q_g [ft c.e./día]		
	Pozo 1 (4, 3)	Pozo 2 (10, 3)	Pozo 3 (17, 3)
1	40,000	0	0
2	60,000	40,000	0
3	100,000	60,000	60,000

SOLUCIÓN

Se tiene la historia completa de presión del pozo 1 de las ocho pruebas de incremento. En los pozos 2 y 3 solo se tiene la presión a 3 años. La Figura 5.7 y 5.8 muestra el comportamiento de la p_{wf} con respecto al tiempo y los perfiles de presión a través de todo el yacimiento de 3 corridas.

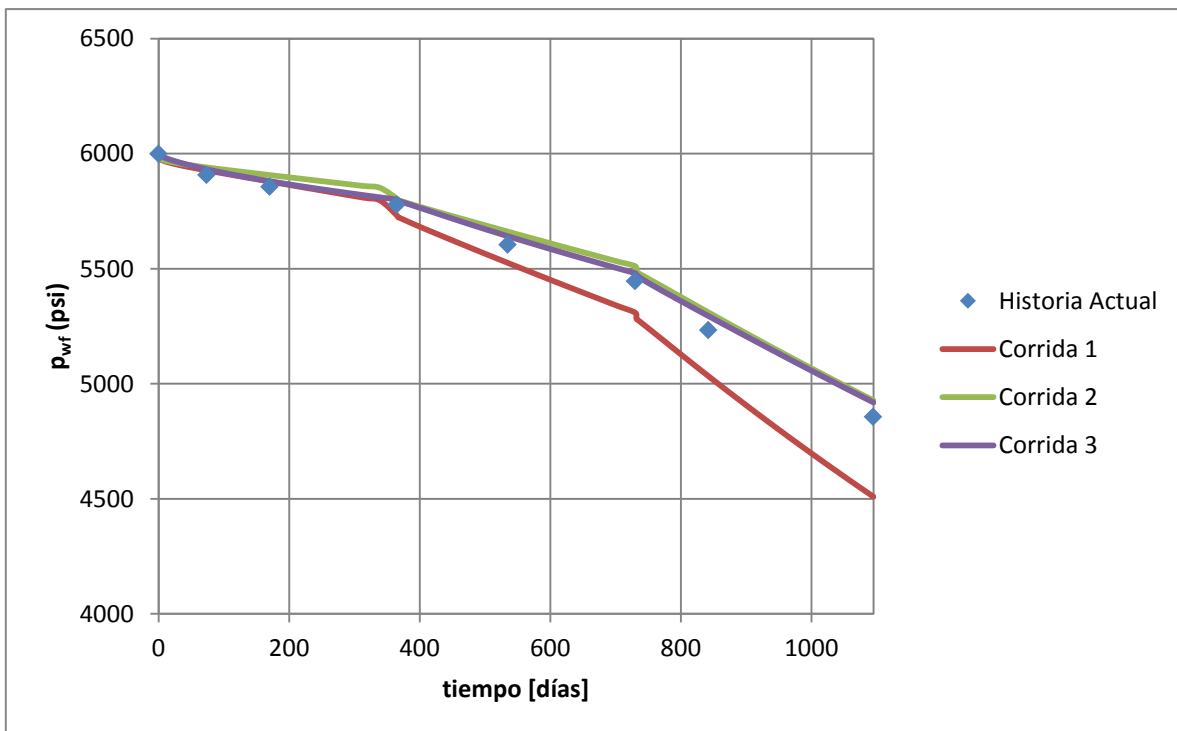


Figura 5.7 – Comportamiento de la presión de fondo para la historia actual y 3 corridas diferentes en el simulador.

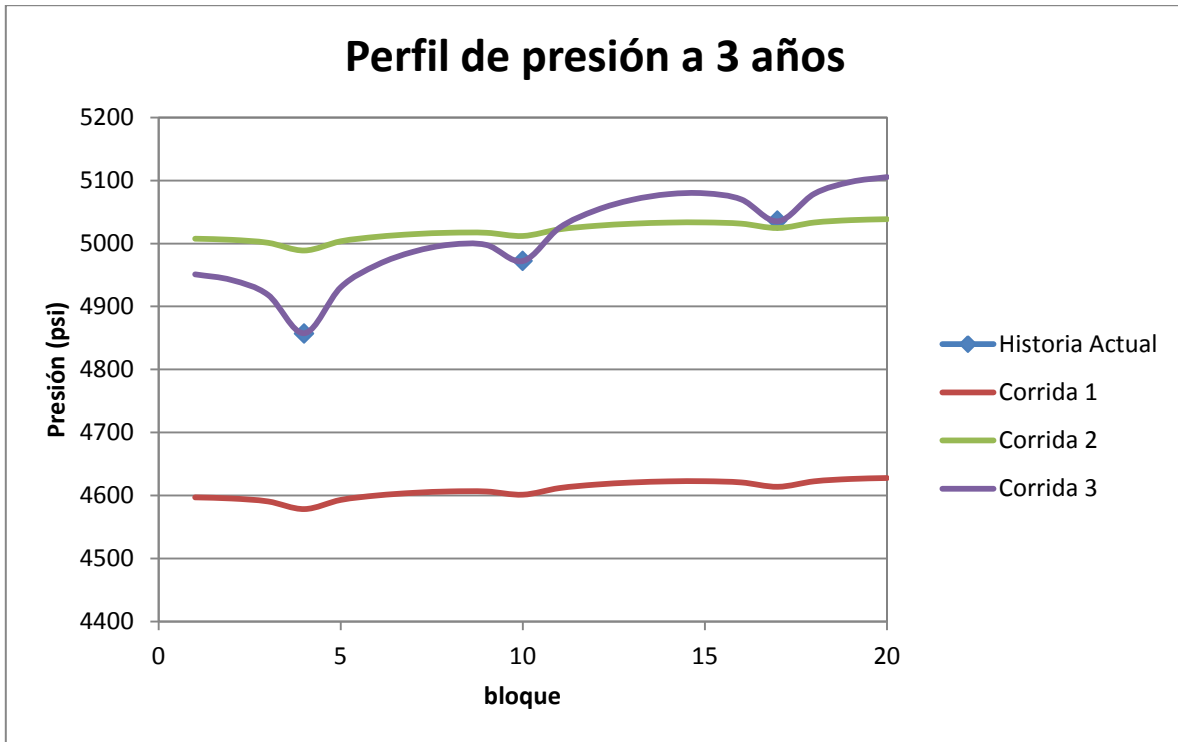


Figura 5.8 – Perfil de presiones en el yacimiento al final del año 3, para la historia actual y para 3 corridas diferentes del simulador.

La corrida No. 1 muestra un cambio de declinación de la presión muy rápida, se decide incrementar el volumen de poro incrementando la porosidad de 0.10 a 0.15. Para la corrida 2 muestra que la tasa de declinación es correcta pero el comportamiento transitorio no produce caída de presión suficiente para que el estado pseudoestacionario comience. El nivel de la presión es acertada pero el gradiente de presión es muy plano. Las dos primeras corridas muestran que el kh/μ es muy alto. Se asume que el valor de viscosidad es correcta, por lo tanto, se cambia la permeabilidad de 1.0 a 0.2 md.

Se encuentra la corrida 3 como una buena aproximación de ajuste en la historia actual.

Los valores de entrada para el simulador son:

CMNTCaso sintético 5.2.3

CMNTHistory Matching Reservoir Pressure

CMNT

CMNT---Sección de datos comunes---

IMAX 20

JMAX 5

CR 0.000003

PREF 6000

TCY 610

DREL 0.7

FIN

CMNT---Sección de la malla---

DELX 100

DELY 100

H 30

KX 1

KY 1

PORO0.1

POI 6000

FIN

CMNT---Sección de eventos---

CMNTPozo_No	localizacion_i	localizacion_j	daño
-------------	----------------	----------------	------

POZO1	4	3	0
-------	---	---	---

POZO2	10	3	0
-------	----	---	---

POZO3	17	3	0
-------	----	---	---

CMNTPozo_No	pies^3c.e./d/a
-------------	----------------

QG 1	40000
------	-------

QG 2	0
------	---

QG 3	0
------	---

ALFA 1.5

REPOZO 1

MAPP1

DELT 1

DTMX50
TIEMPO 365
DELT 1
QG 1 60000
QG 2 40000
TIEMPO 730
DELT 1
QG 1 100000
QG 2 60000
QG 3 60000
TIEMPO 1095
FIN

Para cada corrida en el simulador se varían los datos de porosidad o permeabilidad como se mencionó previamente.

5.2.4. Ubicación de dos pozos productores de gas a partir de los valores de índice de productividad y producción acumulada en una malla areal (x,y).

Se tienen las siguientes consideraciones: dos pozos productores en un yacimiento de gas, malla cartesiana en dos dimensiones, yacimiento infinito, producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} , se desprecian los efectos de almacenamiento y daño del pozo. Se requiere determinar la correcta ubicación de dos pozos productores con base al mejor índice de productividad y volumen acumulado de gas producido, en 365 días, en un yacimiento anisótropo y con espesores diferentes. La permeabilidad varía linealmente desde cero en el norte de la frontera hasta el valor dado en el sur de la frontera; y el espesor varía linealmente desde cero en lado oeste de la frontera hasta el valor dado en el este de la frontera. Estos valores son en el centro del bloque, La Figura 5.9 muestra el mapa de espesores y el mapa de permeabilidades, respectivamente. Los datos

adicionales de las propiedades del yacimiento, de flujo y de la malla son los siguientes:

$$k = 0.1 [md]$$

$$\phi = 0.2$$

$$h = 30 [ft]$$

$$r_w = 0.25 [ft]$$

$$\gamma_g = 0.7$$

$$T_{yac} = 150 [^{\circ}F]$$

$$p_i = 4,500 \left[\frac{lb}{pg^2} abs \right]$$

$$c_f = 3 \times 10^{-6} \left[\frac{lb}{pg^2} \right]^{-1}$$

$$p_{wf} = 500 [psi]$$

$$IMAX = 10$$

$$\Delta x = 60 ft$$

$$JMAX = 10$$

$$\Delta y = 60 ft$$

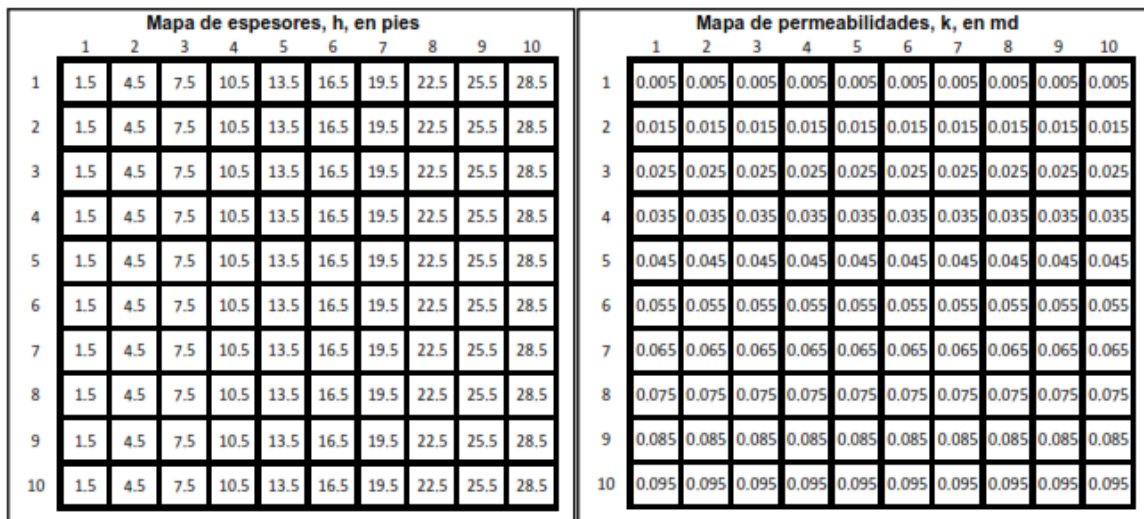


Figura 5.9 – Mapa de permeabilidad y de espesores del caso 5.2.4

SOLUCIÓN

Primero se determina la localización del pozo 1 haciendo varias corridas con diferentes localizaciones, se elige la localización que obtenga el mayor volumen de gas producido, G_p .

La Tabla 5.3 muestra las corridas para determinar la localización del pozo 1.

Tabla 5.7 – Resultados del simulador para localización del pozo 1, caso sintético 4

No. De corrida	Localización Pozo 1		365 días		
	i	j	J'	Gp	Gp/G
	1	10	10	0.00074691	70.8718638
2	10	9	0.00066255	75.8602862	25.1593743
3	10	8	0.00058084	75.4121355	25.0107433
4	10	7	0.00050117	71.4643503	23.7014442
5	10	6	0.00042328	64.9379413	21.5369339
6	9	10	0.00065974	74.9512637	24.8578933
7	9	9	0.00058521	78.3868378	25.9973155
8	9	8	0.00051284	77.1965754	25.6025601
9	9	7	0.00044229	72.9243263	24.1856512
10	9	6	0.00037344	66.2077994	21.9580876
11	8	10	0.00057566	72.9361012	24.1895564
12	8	9	0.00051043	75.5178558	25.0458059
13	8	8	0.0004475	73.4937563	24.374505
14	7	10	0.00049404	67.2345864	22.2986257
15	7	9	0.00043784	69.3319708	22.9942318
16	7	8	0.0003841	66.9229395	22.1952667
17	6	9	0.0003672	60.9334336	20.2088226
18	5	9	0.00029807	51.1785008	16.9735592

Una vez determinada la localización del pozo 1, se realizan corridas para determinar la localización del pozo 2. La Tabla 5.4 muestra las corridas para determinar la localización del pozo 2.

Tabla 5.8 – Resultados del simulador para localización del pozo 2, Caso sintético 4

No. De corrida	Localización			365 días			
	Pozo 2			Gp Pozo 1	Gp Pozo 2	Gp total	Gp/G
i	j	J'					
1	9	8	0.00053624	53.7458799	52.342346	106.088226	35.18%
2	9	7	0.0004625	58.708726	52.4835121	111.192238	36.88%
3	9	6	0.00038997	63.2630668	50.0030103	113.266077	37.57%
4	9	5	0.00031845	67.3511354	45.4016831	112.752819	37.39%
5	8	9	0.00053541	54.0916992	50.5613922	104.653091	34.71%
6	8	8	0.00046974	57.0567122	51.4161011	108.472813	35.98%
7	8	7	0.00040521	60.9434206	50.3693501	111.312771	36.92%
8	8	6	0.00034169	64.8660906	47.4393515	112.305442	37.25%
9	8	5	0.00027908	68.4880262	42.7428436	111.23087	36.89%
10	7	9	0.00046094	59.0206079	48.6385498	107.659158	35.71%
11	7	8	0.00040455	61.01617	48.2803652	109.296535	36.25%
12	7	7	0.0003491	63.9242115	46.4407203	110.364932	36.60%
13	7	6	0.00029449	67.05102	43.1897281	110.240748	36.56%
14	7	5	0.00024065	70.0353905	38.5522789	108.587669	36.01%
15	6	9	0.00038778	63.2853579	44.164196	107.449554	35.64%

Se puede observar que para éste yacimiento se recomienda la localización del pozo 1 en (9,9) y el pozo 2 en (9,6).

Los valores de entrada en el simulador son:

CMNT caso sintético 5.2.4

CMNT Ubicación de dos pozos a partir de la Pwf

CMNT Comienzan las corridas en donde hay mayor permeabilidad y espesor

CMNT

CMNT --- Sección de datos comunes ---

IMAX 10
 JMAX 10
 CR 0.000003
 PREF 4500
 TCY 610
 DREL 0.7
 FIN
 CMNT---Sección de la malla---
 DELX 60
 DELY 60
 POI 4500
 POR0.2
 EDITAR 1 10 1 1
 KX 0.005
 KY 0.005
 EDITAR 1 10 2 2
 KX 0.015
 KY 0.015
 EDITAR 1 10 3 3
 KX 0.025
 KY 0.025
 EDITAR 1 10 4 4
 KX 0.035
 KY 0.035
 EDITAR 1 10 5 5
 KX 0.045
 KY 0.045
 EDITAR 1 10 6 6
 KX 0.055
 KY 0.055
 EDITAR 1 10 7 7

METODOLOGÍA DE ANÁLISIS: CASOS SINTÉTICOS Y CASOS DE CAMPO

KX	0.065				
KY	0.065				
EDITAR	1	10	8	8	
KX	0.075				
KY	0.075				
EDITAR	1	10	9	9	
KX	0.085				
KY	0.085				
EDITAR	1	10	10	10	
KX	0.095				
KY	0.095				
EDITAR	1	1	1	10	
H	1.5				
EDITAR	2	2	1	10	
H	4.5				
EDITAR	3	3	1	10	
H	7.5				
EDITAR	4	4	1	10	
H	10.5				
EDITAR	5	5	1	10	
H	13.5				
EDITAR	6	6	1	10	
H	16.5				
EDITAR	7	7	1	10	
H	19.5				
EDITAR	8	8	1	10	
H	22.5				
EDITAR	9	9	1	10	
H	25.5				
EDITAR	10	10	1	10	
H	28.5				

FIN

CMNT-----SECCION DE DATOS DE PRODUCCIÓN---

POZO 1 9 9 0

POZO 2 6 9 0

CMNTPozo_No Pwf

PWF 1 500

PWF 2 500

REPOZO 2

MAPP 1

ALFA 1.258

DELT 1

DTMX 30

TIEMPO 365

FIN

5.3. Casos de campo

A continuación se presenta la aplicación del simulador a casos de campo. Primero se utilizaron los datos del pozo A perforado en el elemento geológico Cuenca Terciaria de Veracruz, yacimiento de gas convencional; y posteriormente se utilizó información del pozo B perforado en la formación Eagle Ford en el norte de México; yacimiento de gas no convencional.

5.3.1. Yacimiento de gas convencional

A continuación se presenta el desarrollo de análisis de un yacimiento de arenas ubicado al sur de la planicie costera de Golfo de México. El campo al que pertenece se ubica en el elemento geológico denominado Cuenca Terciaria de Veracruz; éste campo cuenta con 5 yacimientos de areniscas productoras de aceite y gas de edad Mioceno Medio. La estratigrafía del campo consiste en sedimentos arcillosos que van del Mioceno Inferior al Reciente.

En la Figura 5.10 se muestran los registros petrofísicos tomados del yacimiento Z el cual es el yacimiento seleccionado para la simulación.

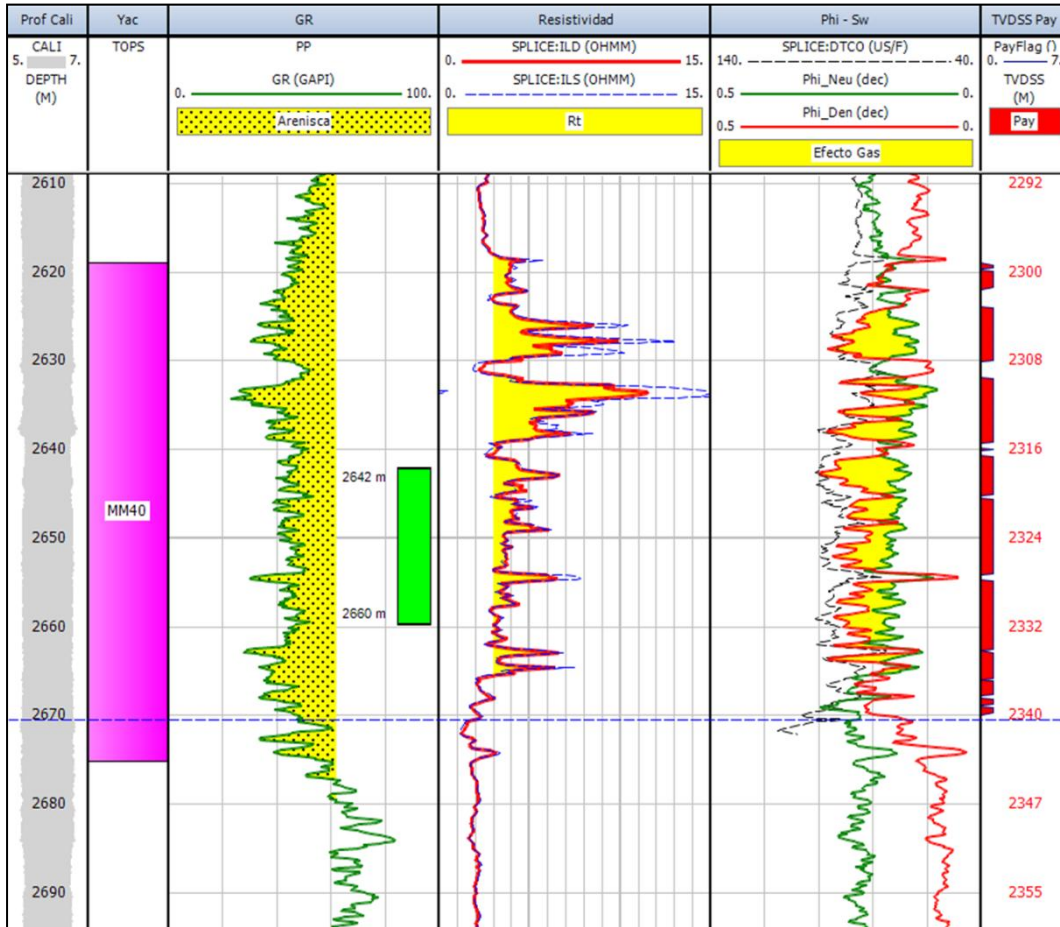


Figura 5.10 Registros geofísicos del yacimiento Z, caso de campo convencional

El yacimiento Z inició su explotación en julio de 2014 a través de un solo pozo, nombrado pozo-A. En la Figura 5.11 se puede observar el campo y la ubicación del pozo.

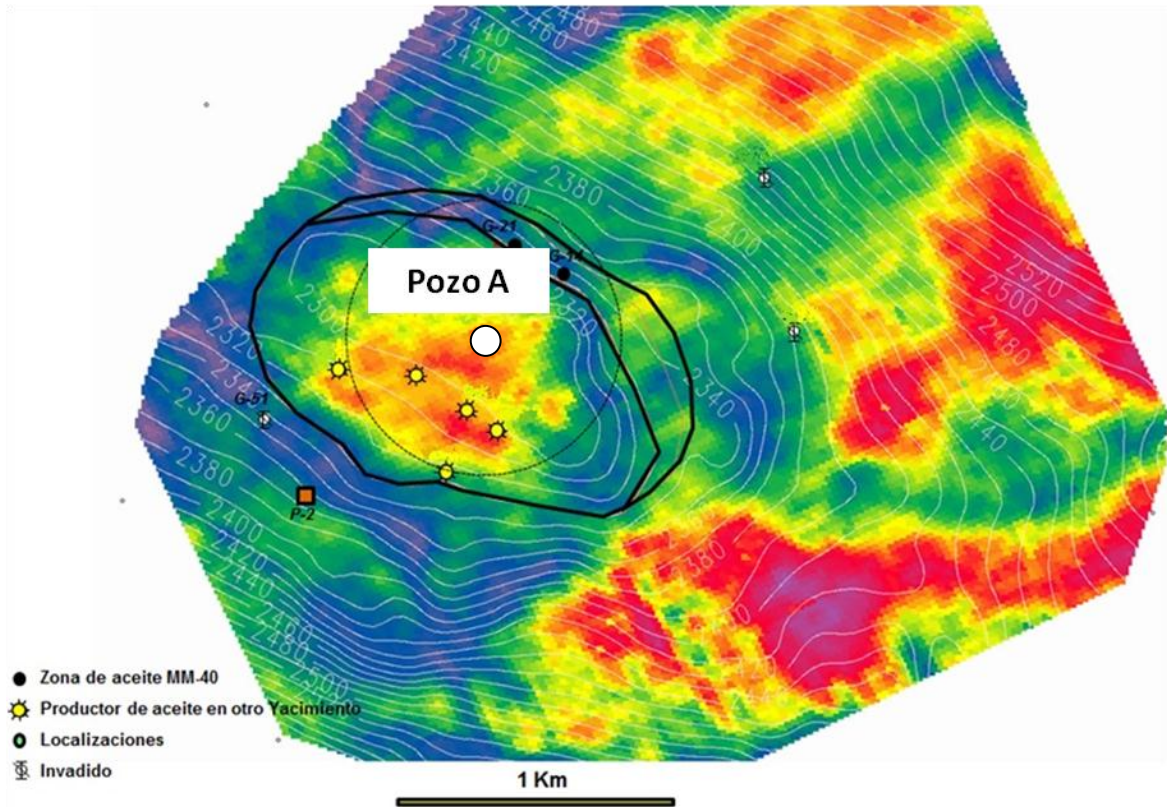


Figura 5.11 – Sección sísmica del yacimiento Z (yacimiento convencional)

La Tabla 5.5 presenta datos generales de la formación.

Tabla 5.9 Datos generales del yacimiento Z (yacimiento convencional)	
Profundidad	8668 ft - 8727 ft
Espesor	59 ft
Saturación de agua	45 %
Permeabilidad	37 mD
Volumen de Arcilla	20 %
Espesor total impregnado	43 ft

El pozo A es un pozo desviado productor de gas seco. En la Tabla 5.6 se muestran los datos de dicho pozo.

Tabla 5.10 Datos del pozo A, ubicado en el yacimiento Z.	
Radio del pozo (ft)	0.24
Espesor (ft)	59
Porosidad	19 %
Presión del yacimiento (psia)	3800
Temperatura (°R)	637
Densidad relativa del gas	0.568

Primero se realiza un análisis de la producción, para identificar el régimen de flujo en el cual se encuentra el yacimiento. Se realizan gráficas de diagnóstico: $\Delta m(p)/q_g$ vs. t y G_p vs. t .

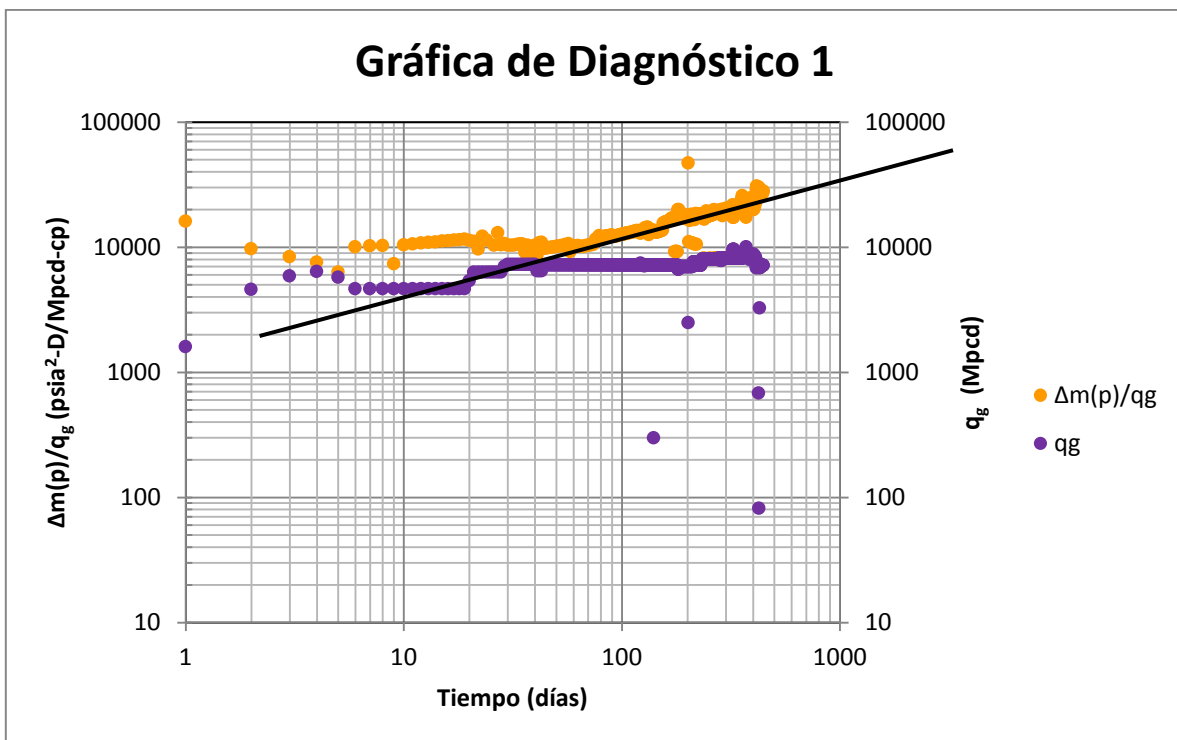


Figura 5.12 Gráfica de diagnóstico log-log $\Delta m(p)/q_g$ vs. t para el pozo-A

De la gráfica de diagnóstico se determina un régimen de flujo lineal esto es debido a que en la gráfica de $\Delta m(p)/q_g$ vs. t a partir de 60 días presenta una recta con pendiente igual a $\frac{1}{2}$.

A partir de esto se realiza la gráfica especializada, es este caso $\Delta m(p)/q_g$ vs. \sqrt{t} , donde se calcula la pendiente de la línea recta y su ordenada al origen necesarias para obtener propiedades del yacimiento. En el Apéndice A se encuentran las ecuaciones de interpretación para este régimen de flujo (Tabla A.5); se selecciona para gasto de flujo constante de gas.

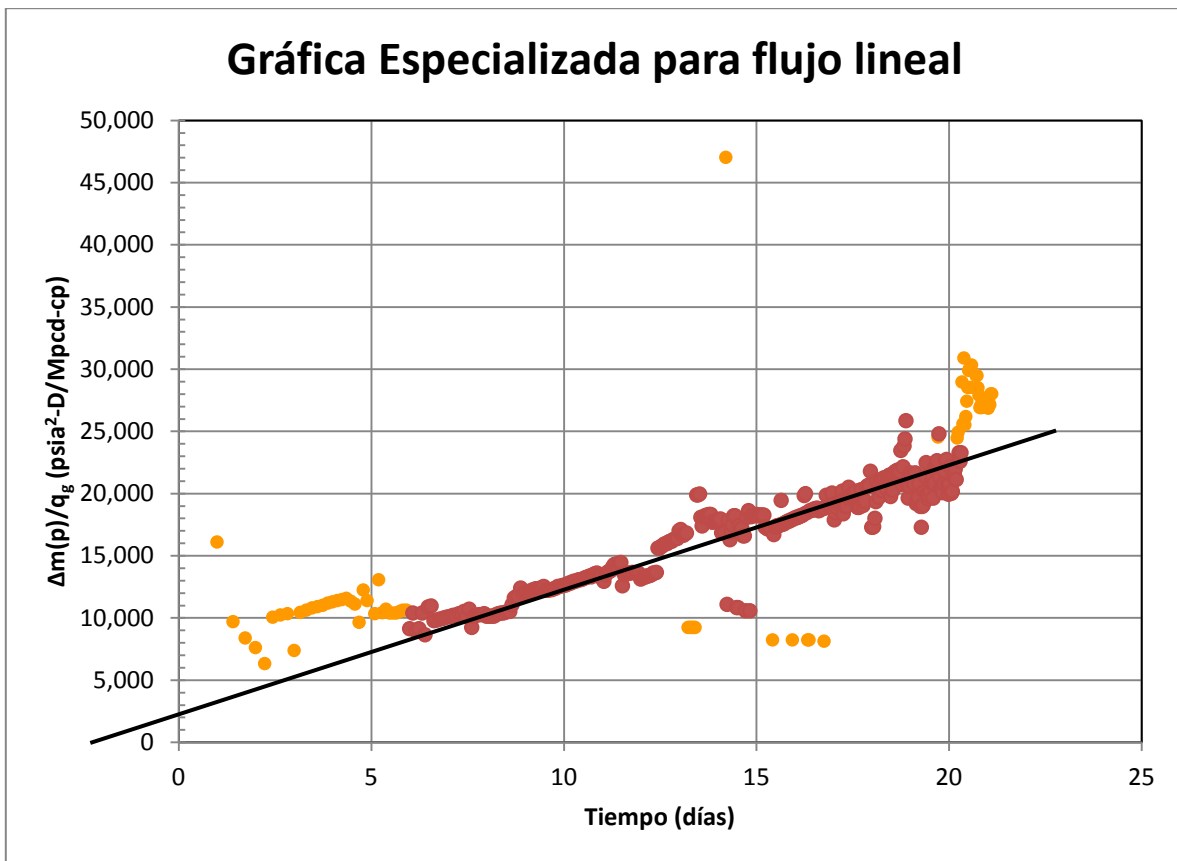


Figura 5.13 Gráfica especializada para régimen de flujo dominado por la frontera externa

Se obtiene una pendiente, \tilde{m}_{FPC} de $785 \text{ psia}^2 - D^{\frac{1}{2}}/\text{Mpcd} - cp$ y una ordenada al origen, b_{FPC} de 3000, con estos valores se calcula el área de drene, el volumen poroso y el volumen original de gas. Los resultados se muestran en la Tabla 5.7.

Tabla 5.11 Resultados del análisis en el régimen de flujo lineal	
$\sqrt{kA_c}$	580,444 $md^{\frac{1}{2}}ft^2$
Área de drene	759 <i>acre</i>
Volumen de poros	370 <i>MMft</i> ³
y_e	25,000 <i>ft</i>
Mínimo volumen de Gas, G	104.5 <i>MMMpc</i>

A partir de la información obtenida en el análisis de la producción se considera un Modelo de Acuífero lineal, también llamado Modelo de bloque lineal (Ahmed y Wattenbarger, 1998), debido a la presencia de un acuífero.

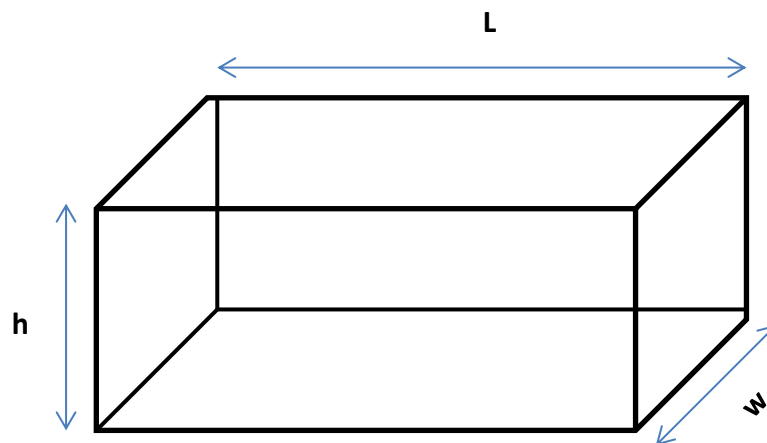


Figura 5.14 Modelo de bloque lineal (Ahmed y Wattenbarger, 1998)

Con el valor de 25,000 *ft* referente a la distancia del pozo a la frontera y el Área de drene, 759 *acres*, se obtiene el ancho del yacimiento, quedando como se muestra en la Figura 5.15.

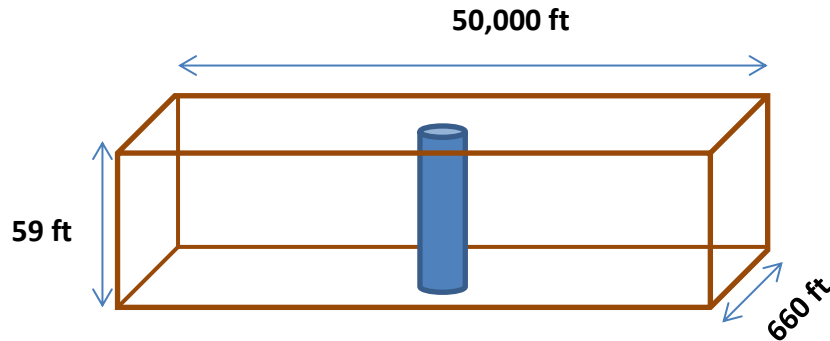


Figura 5.15 Esquema representativo del yacimiento Z

Se puede observar que el yacimiento es 75 veces más grande su largo con respecto a su ancho. Con estos datos se procede a validar a través del simulador.

El procedimiento para ingresar los datos al simulador se detallan a continuación paso a paso.

Primero se realiza el espaciamiento logarítmico de los bloques de la malla en coordenadas cartesianas (x,y) tomando en cuenta el esquema del pozo previamente mostrado.

Se seleccionan los valores de $IMAX = 101$ $JMAX = 21$, para mejor aproximación. La precisión de las diferencias finitas se incrementa al utilizar un espaciamiento de mallas igual a una base logarítmica.

Se obtiene el factor β , expresado en la Ecuación 4.49.

$$\beta = \left(\frac{r_e}{r_w}\right)^{1/IMAX} = \left(\frac{25000}{0.24}\right)^{\frac{1}{50}} = 1.26$$

Para determinar el tamaño de las celdas x , Δx se considera que las celdas ubicadas cerca del pozo, es decir, las celdas (50, 11) y (52, 11) se calculan con la siguiente ecuación:

$$\Delta x_i = \beta r_w - r_w = 1.26(0.24) - 0.24 = 0.0624$$

Para las celdas restantes se utiliza la siguiente ecuación.

$$\Delta x_i = \beta \Delta x_{i-1}$$

Debido a que es un modelo de un yacimiento rectangular en donde el pozo se localiza en el centro del yacimiento (51,11); las celdas que van desde $i = 1$ hasta $i = 49$ son simétricas a las celdas que van desde $i = 53$ hasta $i = 101$.

Considerando esto, los 101 bloques en dirección x quedan distribuidos de la siguiente manera:

Δx_i
= 5168.2237 4101.7648 3255.3689 2583.6261 2050.4969 1627.3785 1291.5702 1025.0557
813.5363 645.6637 512.4315 406.6917 322.7712 256.1676 203.3076 161.3553 128.0597
101.6347 80.6625 64.0178 50.8078 40.3237 32.0029 25.3991 20.1580 15.9984 12.6972
10.0771 7.9977 6.3474 5.0376 3.9981 3.1731 2.5183 1.9987 1.5863 1.2589 0.9992 0.7930
0.6293 0.4995 0.4800 0.3964 0.3146 0.2497 0.1982 0.1573 0.1248 0.0991 0.0786 0.0624 0.48
0.0624 0.0786 0.0991 0.1248 0.1573 0.1982 0.2497 0.3146 0.3964 0.4800 0.4995 0.6293
0.7930 0.9992 1.2589 1.5863 1.9987 2.5183 3.1731 3.9981 5.0376 6.3474 7.9977 10.0771
12.6972 15.9984 20.1580 25.3991 32.0029 40.3237 50.8078 64.0178 80.6625 101.6347
128.0597 161.3553 203.3076 256.1676 322.7712 406.6917 512.4315 645.6637 813.5363
1025.0557 1291.5702 1627.3785 2050.4969 2583.6261 3255.3689 4101.7648 5168.2237

De igual manera para determinar el tamaño de las celdas en dirección y , Δy , se obtiene el multiplicador β con la ecuación 4.49

$$\beta = \left(\frac{r_e}{r_w}\right)^{1/IMAX} = \left(\frac{330}{0.24}\right)^{\frac{1}{10}} = 2.0598$$

Las celdas ubicadas cerca del pozo, es decir, las celdas (51, 10) y (51, 12) se calculan con la siguiente ecuación:

$$\Delta y_i = \beta r_w - r_w = 2.0598(0.24) - 0.24 = 0.2544$$

Para las celdas restantes en dirección y se utiliza la siguiente ecuación.

$$\Delta y_i = \beta \Delta y_{i-1} = 2.0598 \Delta y_{i-1}$$

Los 11 bloques en dirección y quedan distribuidos de la siguiente forma:

$\Delta y_i = 169.8019 \ 82.4361 \ 40.0214 \ 19.4298 \ 9.4328 \ 4.5795 \ 2.2233 \ 1.0794 \ 0.5240 \ 0.2544 \ 0.48 \ 0.2544 \ 0.48 \ 0.5240 \ 1.0794 \ 2.2233 \ 4.5795 \ 9.4328 \ 19.4298 \ 40.0214 \ 82.4361 \ 169.8019$

Para la sección de datos de producción se toman los siguientes datos mostrados en la Tabla 5.8.

Tabla 5.12 Datos de producción del yacimiento Z, caso convencional

Año	Mes	Producción (MMPCD)	
		Mensual	Diario
2014	Julio	179.17	5.780
	Agosto	220.829	7.124
	Septiembre	215.31	7.177
	Octubre	222.686	7.183
	Noviembre	208.432	6.948
	Diciembre	219.811	7.091
2015	Enero	215.71	6.958
	Febrero	214.528	7.662
	Marzo	249.981	8.064
	Abril	243.841	8.128
	Mayo	259.131	8.359
	Junio	249.57	8.319
	Julio	271.167	8.747
	Agosto	209.99	6.774

Los resultados de la simulación se comparan con los datos reales y se valida los datos de las propiedades obtenidas. La Figura 5.16 muestra la p_{wf} obtenida a partir de la p_{wh} del pozo y los datos de p_{wf} obtenidas del simulador a partir de las propiedades del yacimiento y las condiciones de producción.

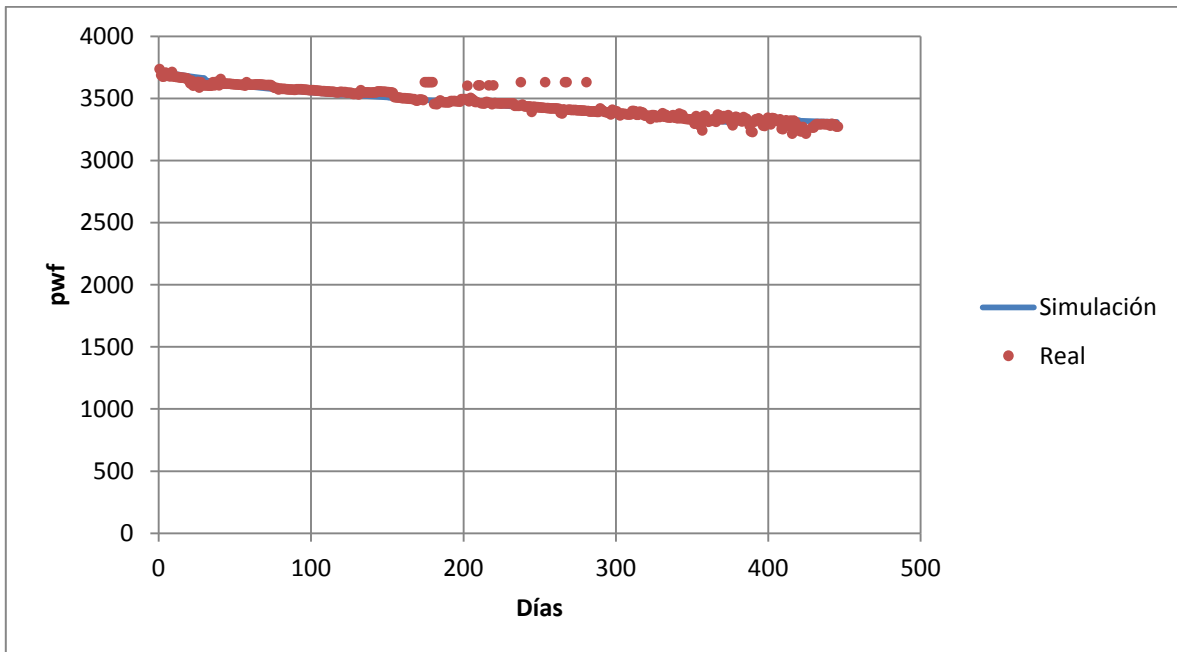


Figura 5.16 – Comparación de datos reales y del simulado para el caso de campo convencional.

Se observa una excelente aproximación de los datos de presión obtenidos en el simulador. Los resultados se anexan en el Apéndice C.

Del ajuste resultó un daño en el pozo igual a $s = 2$ y una porosidad en el yacimiento de $\phi = 0.24$. Se obtuvo un Volumen original de $G = 104,807 \text{ MMft}^3$ el cual coincide con el resultado obtenido del análisis del régimen de flujo, con un porcentaje de error de 1%.

En la Figura 5.17 se muestran el ajuste de historia del pozo, es decir los resultados de la simulación ajustados a los datos reales. La discrepancia en los primeros días se debe a los cambios de producción al inicio de la explotación, los cuales es el simulador se considero como un promedio.

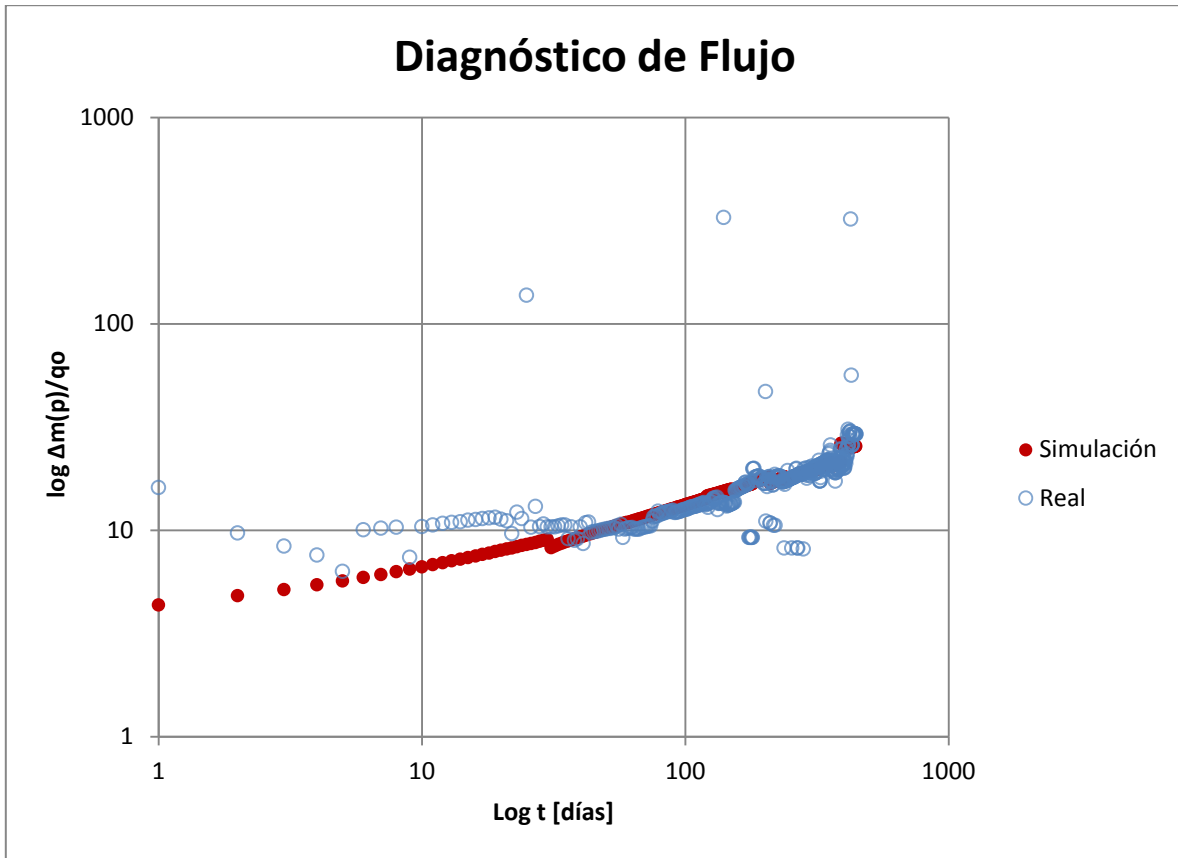


Figura 5.17 – Gráfica de ajuste $\log \Delta m(p)/q_0$ vs. $\log t$

Los valores de entrada utilizados en el simulador fueron:

```

CMNT Caso campo      convencional
CMNT Simulación de  un pozo productor en un yacimiento
arenas
CMNT
CMNT
CMNT---Sección de  datos comunes---
IMAX 101
JMAX 21
CR 0.000003
PREF 3800
TCY 637
DREL 0.568
FIN
CMNT ---Sección de  la malla---
DELX -1
5168.2236664101.7648143255.3689 2583.6261112050.496914
1627.3785031291.570241 1025.055746813.5363067
    
```


645.6637355512.4315361406.6916953322.7711868256.1676085
 203.3076258161.3552586128.059729 101.6347056
 80.6624647564.0178291750.8078009340.3236515332.00289804
 25.3991254320.1580360515.9984413112.69717564
 10.077123537.9977170856.3473945125.0376146923.998106899
 3.1731007132.5183338991.9986776981.586252141
 1.2589302710.9991510090.7929769910.6293468180.499481602
 0.39641397 0.3146142620.2496938580.198169729
 0.1572775630.1248234620.09906624 0.078624 0.0624 0.48
 0.0624 0.078624 0.09906624
 0.1248234620.1572775630.1981697290.2496938580.314614262
 0.39641397 0.4994816020.6293468180.792976991
 0.9991510091.2589302711.5862521411.9986776982.518333899
 3.1731007133.9981068995.0376146926.347394512
 7.99771708510.0771235312.6971756415.9984413120.15803605
 25.3991254332.0028980440.3236515350.80780093
 64.0178291780.66246475101.6347056128.059729 161.3552586
 203.3076258256.1676085322.7711868406.6916953
 512.4315361645.6637355813.53630671025.0557461291.570241
 1627.3785032050.4969142583.6261113255.3689
 4101.7648145168.223666

DELY -1

169.801917982.4361189940.0214190719.429759729.432838002
 4.5794921852.22327031 1.0793622250.52401312
 0.2544 0.48 0.2544 0.52401312 1.0793622252.22327031
 4.5794921859.432838002 19.42975972
 40.0214190782.43611899169.8019179

H 59.05

KX 37

KY 37

PORO 0.24

POI 3800

FIN

CMNT----- SECCION DE DATOS DE PRODUCCIËN

POZO 1 51 11 2

QG 1 5780000

ALFA 1

REPOZO 0

MAPP 0

DELT 1

DTMX 50

TIEMPO 30

QG 1 7124000

TIEMPO 60

QG 1 7177000

TIEMPO	90	
QG	1	7183000
TIEMPO	120	
QG	1	6948000
TIEMPO	150	
QG	1	7091000
TIEMPO	180	
QG	1	6958000
TIEMPO	210	
QG	1	7662000
TIEMPO	240	
QG	1	8064000
TIEMPO	270	
QG	1	8128000
TIEMPO	300	
QG	1	8359000
TIEMPO	330	
QG	1	8319000
TIEMPO	360	
QG	1	8747000
TIEMPO	390	
QG	1	6774000
TIEMPO	420	
QG	1	7137000
TIEMPO	445	
QG	1	7137000
TIEMPO	1080	

FIN

5.3.2. Yacimiento de gas no convencional

A continuación se analizará un pozo de gas seco en un yacimiento de tight gas localizado en México. El pozo ha producido por más de 44 años sin una fractura hidráulica. Es el único pozo en el yacimiento. Solo se cuenta con los datos del yacimiento, del fluido y los gastos mensuales; éstos se muestran en las siguientes tablas.

De los tipos de yacimientos de gas no convencional mencionados en el Capítulo 2 se seleccionó un yacimiento de tight gas, esto debido a que los yacimientos de

tipos shale es necesario contemplar el parámetro del gas desorbido, el cual no se considera en el simulador estudiado.

Tabla 5.13 Información general del pozo B	
Estado	Veracruz
rw , ft	0.25
TP D.I., in	2.994
tprod, días	16,060
Gp, Bscf	13.527

Tabla 5.14 Datos del yacimiento del pozo B	
Formación	Eoceno wilcox
Profundidad, ft	8,200
Espesor neto, ft	590
Porosidad	0.070
Cf, 1/psia x10-6	4.22
Saturación de Agua	0.120

Tabla 5.15 Datos del fluido del pozo B	
Presión inicial, psia	5,463
Temperatura, °F	230
Densidad relativa	0.568
Compresibilidad del gas, 1/psia x 10-6	136.2
Viscosidad, cp	0.0246

En la Figura 5.18 se grafica la producción diaria mostrando una curva declinada en una gráfica tipo semilog.

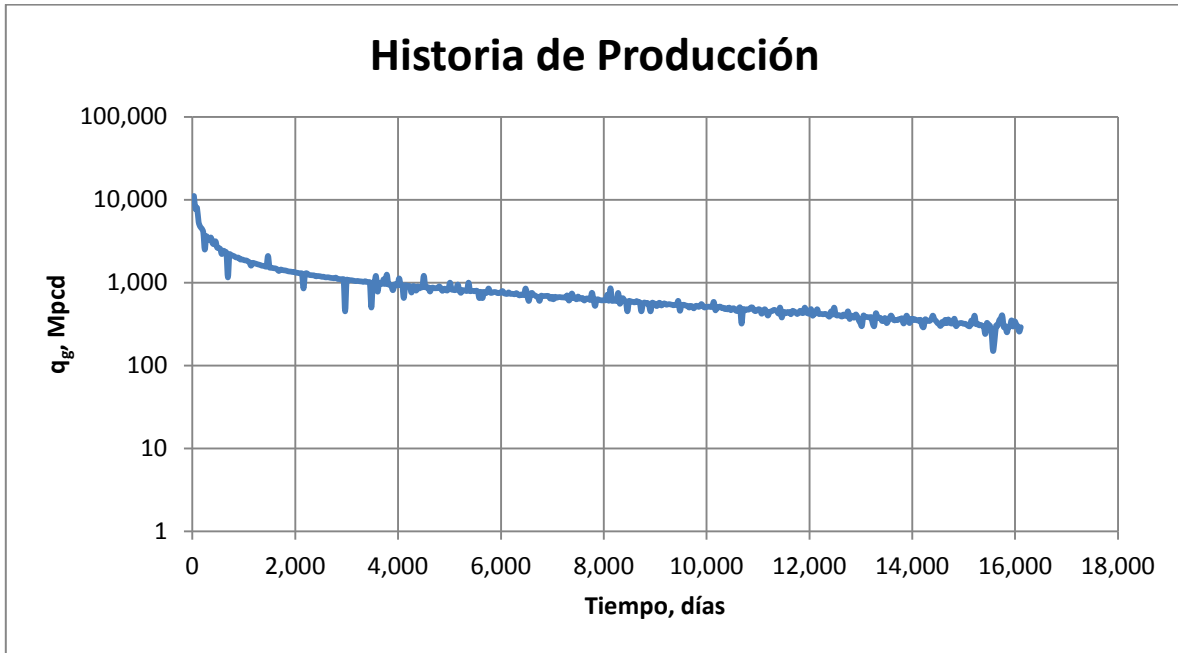


Figura 5.18 – Historia de producción diaria del pozo B (yacimiento no convencional)

Se puede observar que la gráfica se comporta de forma similar a una curva de declinación hiperbólica típica. No se registraron presiones ni en los primeros años ni a mediados, se asume que la p_{wf} fue constante a través del tiempo de producción. Desafortunadamente los cierres del pozo causaron alteraciones en los pozos; de éstos periodos de cierre no se tiene información.

En la Figura 5.19 y 5.20 se presentan gráficas de diagnóstico, se asume una presión de fondo fluyendo de 800 psia, y con la cual se obtuvieron los valores de $\Delta m(p)/q_g$.

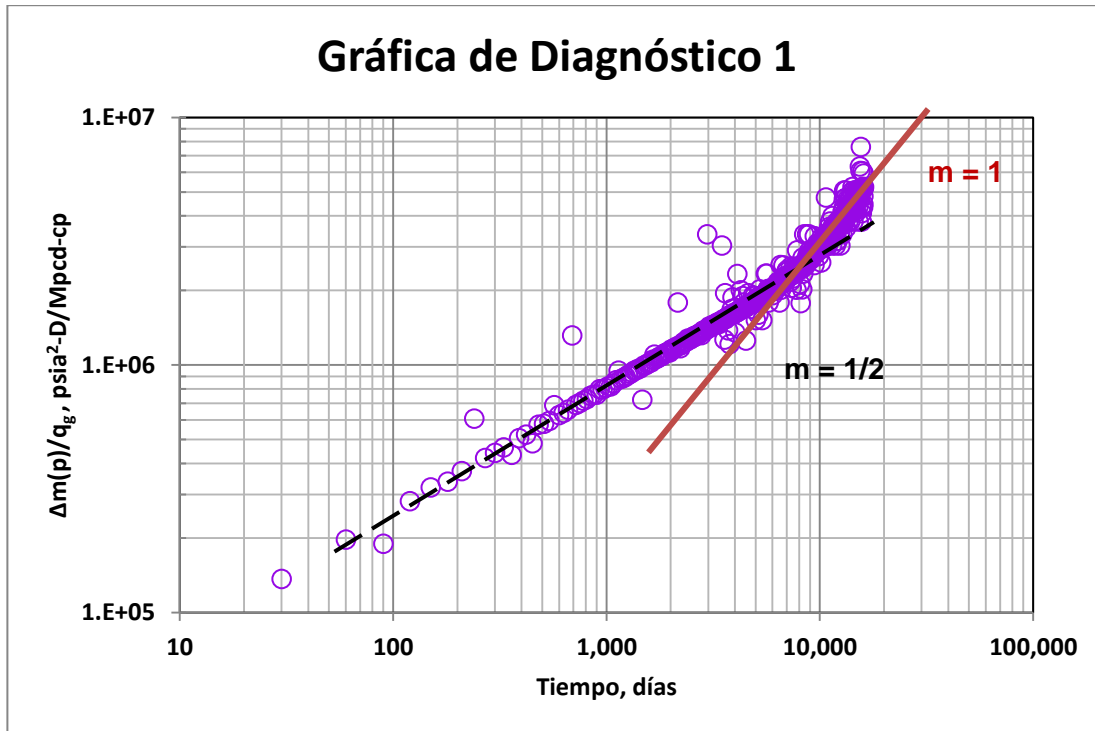


Figura 5.19 – Gráfica de diagnóstico log-log para el pozo B

En los datos de producción se observa una línea recta con una pendiente de $\frac{1}{2}$ en la mayor parte del tiempo de producción, la cual define un régimen de flujo lineal. Después de 6, 500 días aproximadamente se presenta el flujo dominado por una frontera externa, definido con una recta con pendiente igual a 1.

En este caso las curvas de declinación log-log se muestran como una buena herramienta de diagnóstico para identificar en este caso, flujo lineal y flujo dominado por la frontera. Sin embargo dichos análisis se confirmarán a través del simulador para validar los datos obtenidos. Esto es necesario, ya que la variación del gasto y la posible variación de la presión tienen un efecto en la curva de declinación.

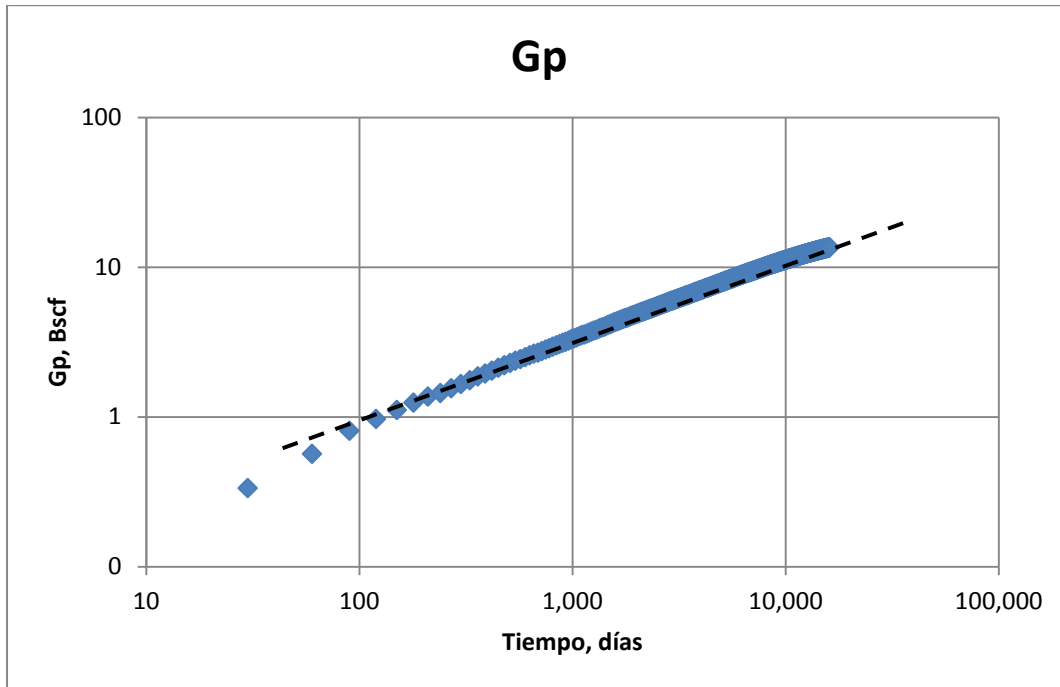


Figura 5.20 – Gráfica de diagnóstico log-log G_p vs t para el pozo B

Ya que se determinó los regímenes de flujo, se realizan las gráficas especializadas. Se observan dos comportamientos, por lo tanto; se realizaron los análisis para cada uno y se obtuvieron los datos respectivamente.

La Figura 5.21 muestra una gráfica de $\Delta m(p)/q_g$ vs. \sqrt{t} , para analizar el comportamiento lineal. De la gráfica se obtiene un tiempo final de flujo lineal de 6561 días, (18 años aproximadamente). Se obtuvo una pendiente de $26,000 \text{ psia}^2 - D^{\frac{1}{2}} / \text{Mpcd} - cp$ con intersección en cero.

Utilizando las ecuaciones de la Tabla A.3 del Apéndice A, bajo la condición de p_{wf} constante, se estiman los parámetros indicados en la Tabla 5.12; para el régimen de flujo lineal.

Tabla 5.16 Resultados del análisis en el régimen de flujo lineal para el pozo B	
$\sqrt{kA_c}$	72,320 $md^{\frac{1}{2}}ft^2$
Área de drene	88 acre
Volumen de poros	157.87 $MMft^3$
Volumen de Gas original, G	39 MMMscf

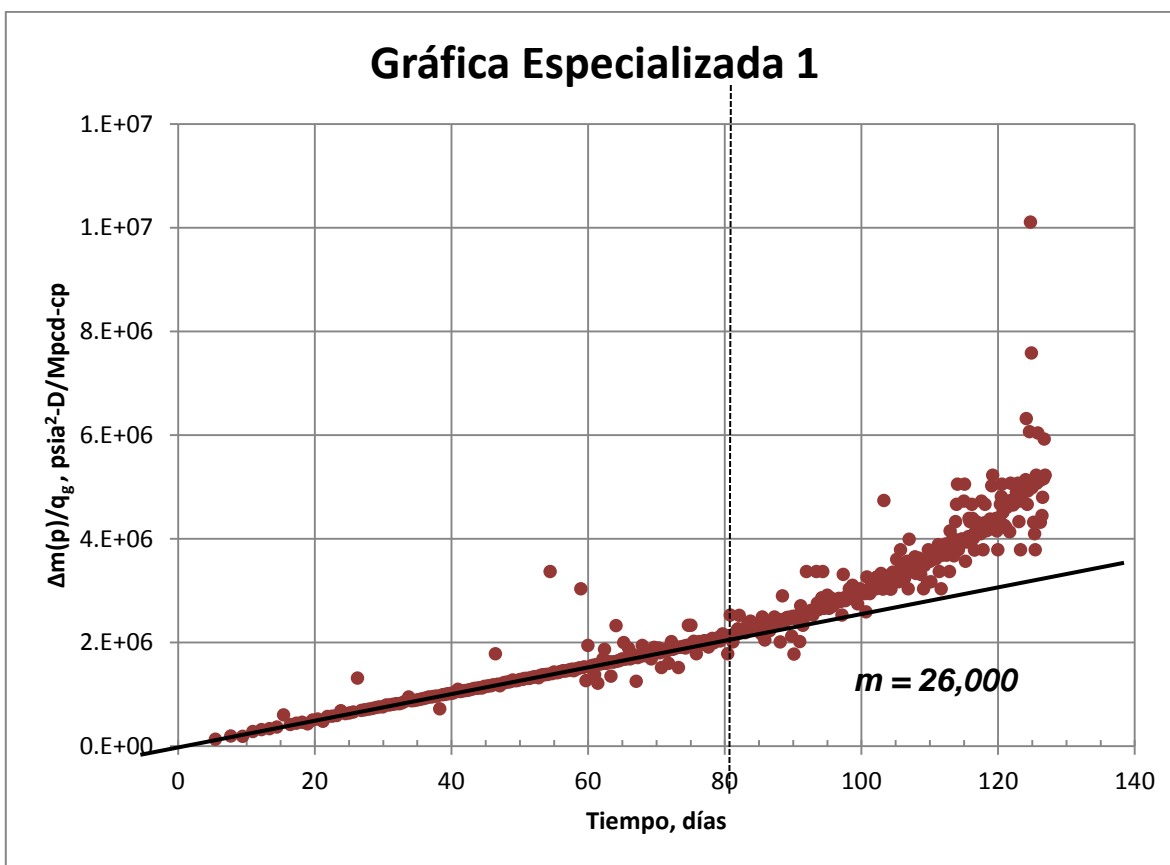


Figura 5.21 – Gráfica especializada para el régimen de flujo lineal en el pozo B

Para el régimen de flujo dominado por la frontera se realiza la gráfica especializada ($\Delta m(p)/q_g$ vs. t), la cual se muestra en la Figura 5.22 y los resultados obtenidos en la Tabla 5.13.

Tabla 5.17 Resultados del análisis en el régimen de flujo en la frontera externa del pozo B	
Volumen del yacimiento	2,382 MMft ³
Área de drene	93 acre
Volumen de poros	167 MMft ³
Volumen de Gas original, G	38.5 MMMscf

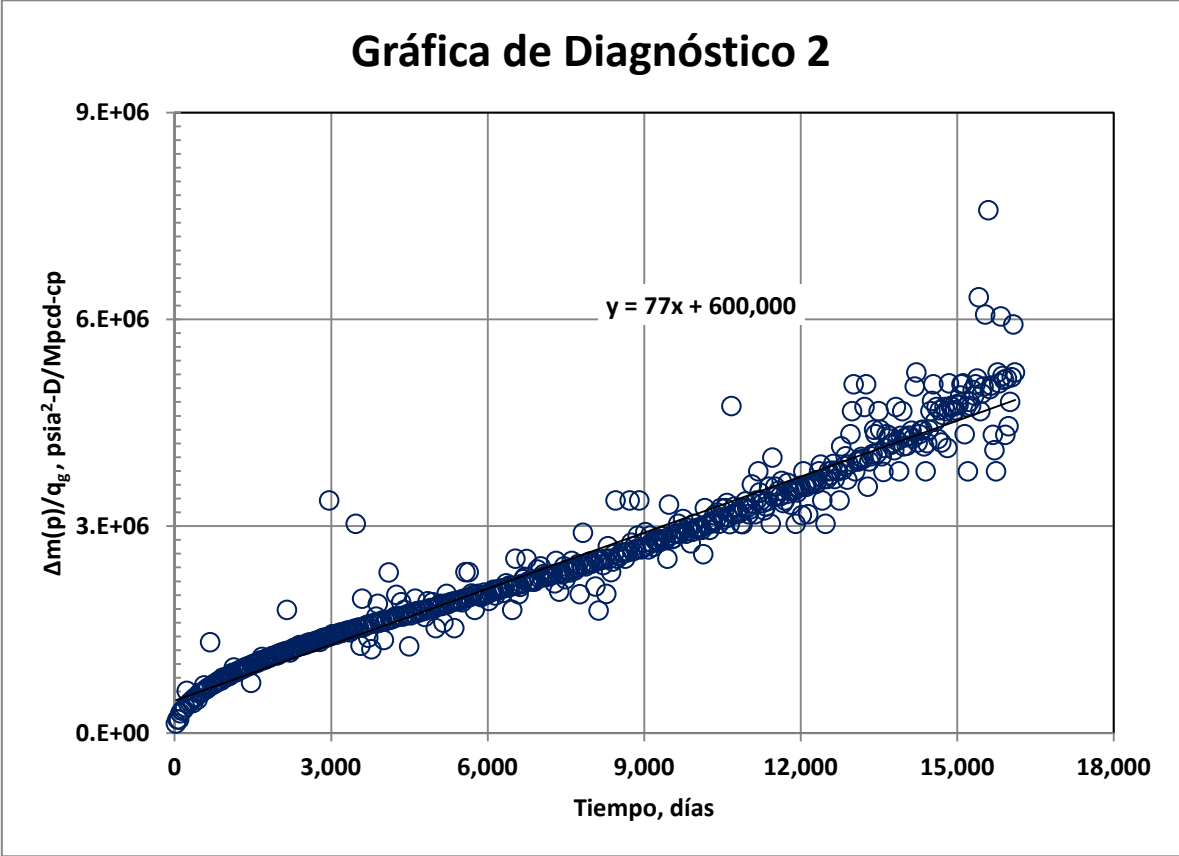
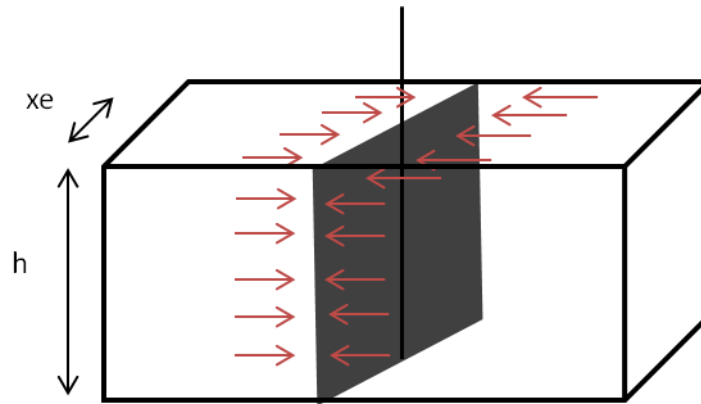


Figura 5.22 – Gráfica especializada para el régimen de flujo en la frontera externa

Debido a las variaciones del gasto en el pozo, es necesario confirmar el análisis lineal con un ajuste de producción utilizando el simulador. A través del ajuste de historia se podrá obtener la permeabilidad.

Para este caso, se supone un modelo de pozo productor en un bloque del yacimiento, como se observa en la Figura 5.23 donde el Área de flujo es igual a cuatro veces la distancia del pozo a la frontera externa por el espesor.



$$A_c = (2hx_e) + (2hx_e) = 4hx_e$$

Figura 5.23– Modelo lineal en un yacimiento rectangular (Ahmed y Wattenbarger, 1998)

La simulación se realiza en una dimensión en coordenadas x-y, se seleccionan valores para la malla de $IMAX = 50$ y $JMAX = 1$, ubicando el pozo en la primera celda (1,1).

Se seleccionó una permeabilidad de 0.001 md , se obtuvo a partir del parámetro $\sqrt{k}A_c$ un área de flujo de $2,286,974.40 \text{ ft}^2$. De la fórmula de A_c se obtiene un valor propuesto de x_e de 969 ft y del área de drene resultante del análisis de producción se obtiene un valor de y_e de 986 ft^2 .

Con base a los valores antes mencionados se determina en la simulación 1D, un $\Delta x = 38$ para cada celda en dirección i y un $\Delta y = 1000$ para la única celda en dirección j . Cabe destacar, que hasta este punto solo se está tomando en cuenta la mitad del área de drene del yacimiento, es por ello que el valor del espesor se ingresa como 1180 ft abarcando así el área total de drene.

Se ingresan los datos de producción mensuales de 44 años de producción que lleva el pozo y se realizan varias corridas del simulador cambiando los datos del

yacimiento hasta obtener el mejor ajuste. Los datos de producción se anexan en el Apéndice C.

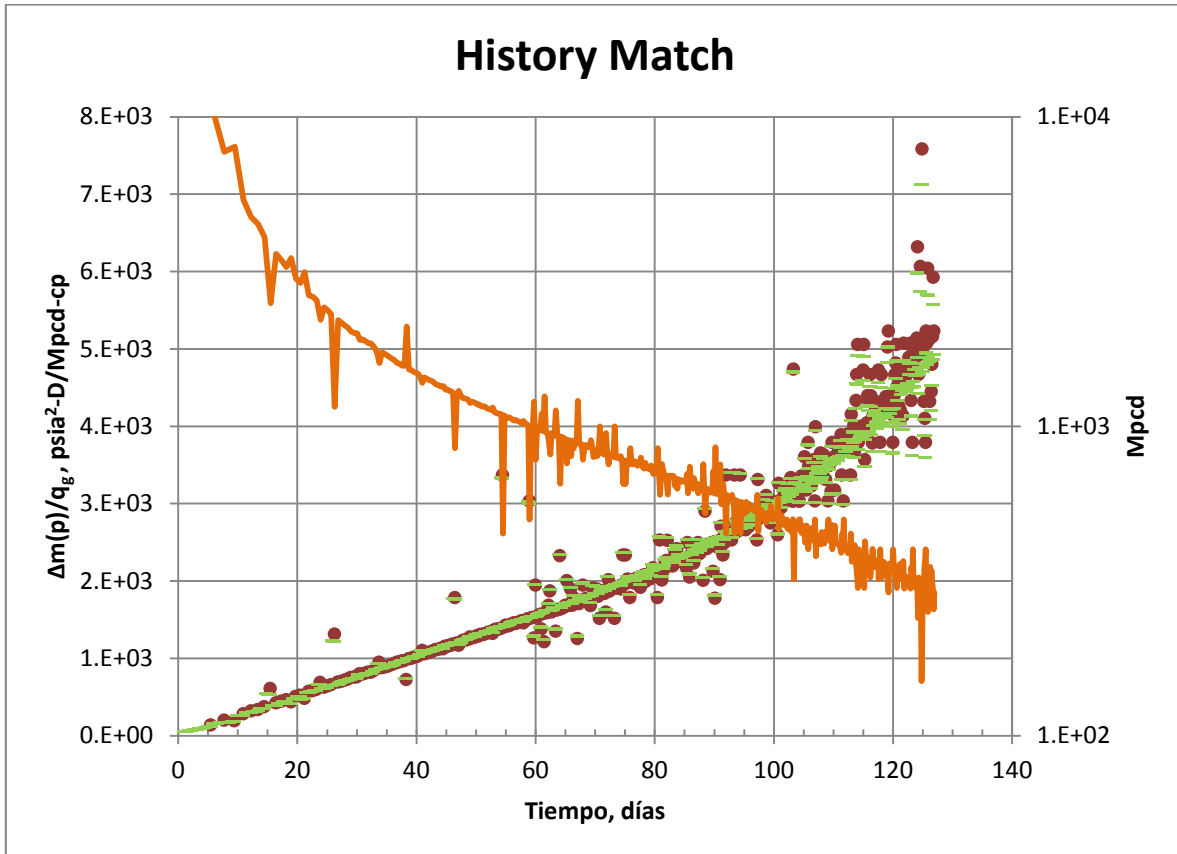


Figura 5.24 – Ajuste de Historia de producción de datos reales y datos simulados del pozo B.

La Figura 5.24 muestra un excelente ajuste de historia utilizando una simulación de 1D para el pozo B. Para ajustar, los datos del yacimiento fueron modificados. Se obtuvo $k = 0.0023 \text{ md}$ con un $x_e = 950 \text{ ft}$ y $A_c = 2,286,974.40 \text{ ft}^2$. El volumen original de hidrocarburos estimado a través del simulador fue de $G = 41.5 \text{ MMMft}^3$ y el volumen de poros $V_p = 156.92 \text{ MMft}^3$, los cuales son cercanos a los obtenidos en los análisis de producción, tanto del régimen lineal como el régimen de frontera externa.

5.4. Resumen

En este capítulo se desarrollaron ejemplos sintéticos para familiarizarse con el simulador. Se presentaron soluciones a través del simulador a distintos tipos de situaciones que se presentan en la industria, las cuales pueden ser resueltas de forma rápida y sencilla, con resultados certeros. Algunas de las aplicaciones del simulador son: simular pozos productores en coordenadas radiales y areal; simular más de un pozo en una malla areal, realizar ajuste de historia de producción, ubicar pozos productores a partir del índice de productividad, entre otros.

Se presentó el análisis de un yacimiento de gas convencional en el que se determinó un régimen lineal, del cual se obtuvo del ajuste un daño $s = 2$ y una porosidad corregida en el yacimiento de $\phi = 0.24$ y un $G = 104,807 \text{ MMft}^3$ con un porcentaje de variación de 1%.

Del análisis del yacimiento de gas no convencional de tipo tight, se obtuvo $k = 0.0023 \text{ md}$ con un $x_e = 950 \text{ ft}$ y $A_c = 2,286,974.40 \text{ ft}^2$. El volumen original de $G = 41.5 \text{ MMMft}^3$ y $V_p = 156.92 \text{ MMft}^3$, con un porcentaje de variación de 6% aproximadamente.

Es importante mencionar la importancia de la geología, geofísica, en los análisis y ajustes del simulador, esto debido a que a los modelos se deben determinar con base a datos geológicos del yacimiento y con apoyo de expertos para obtener resultados y pronósticos más certeros y/o aproximados.

CONCLUSIONES

De éste trabajo se concluye lo siguiente:

1. Se dio a conocer el avance del análisis de la producción a lo largo del tiempo y su importancia en el estudio de los yacimientos, específicamente para yacimientos de gas convencional y no convencional.
2. Se presentó las bases de la simulación numérica de yacimientos, su importancia, así como la singularización para yacimientos no convencionales; especificando los parámetros necesarios en los modelos de simulación para este tipo de yacimientos.
3. Se presentó el desarrollo del modelo base del simulador utilizado y se presentó de forma general algunas características del simulador. También se agrego un Apéndice donde se describe el código completo del simulador para cambios y/o mejoras que se requieran en un futuro próximo.
4. Se desarrollaron ejemplos de casos sintéticos resueltos con el simulador, para familiarizarse y conocer el empleo del mismo.
5. Se demostró la utilidad del análisis de producción en el estudio de cualquier pozo y la importancia del apoyo de geólogos a la par de ésta; esto debido a las decisiones que deben ser tomadas con base al flujo que se presenta.
6. Se aprobó el uso del simulador para casos de campo tanto en yacimientos de gas no convencional y no convencional pero exclusivamente de tipo tight.
7. Se mencionó la importancia de un análisis integral, es decir, el apoyo de disciplinas como la geología, geofísica, para determinar un modelo del yacimiento más certero y así obtener resultados con buenas aproximaciones que permitan realizar pronósticos y predicciones con muy baja incertidumbre.

Como limitaciones de éste trabajo se tiene:

CONCLUSIONES

- Para el caso de yacimientos no convencionales de tipo shale gas, se encontró una deficiencia en el simulador, ya que no contempla el gas desorbido, el cual, es un parámetro de gran importancia en el análisis de estos yacimientos. De no ser contemplado los resultados serán erróneos, como por ejemplo el cálculo del volumen original del gas, entre otros. Se recomienda como una mejora y continuación de éste trabajo agregar al simulador dicho parámetro y corroborar los resultados obtenidos para yacimientos de shale gas.
- No contempla el cambio de la compresibilidad del gas con respecto al cambio de presión; considera al gas como ligeramente compresible lo cual puede generar errores en los resultados. Como sabemos el gas es altamente compresible es por ello se utiliza la pseudopresión, la cual considera los cambios de viscosidad y al mismo tiempo la compresibilidad del gas.

Recomendaciones y trabajos futuros por realizar:

- ✓ Como primera recomendación se propone suprimir las limitaciones mencionadas.
- ✓ Incluir la correlación de Cullender y Smith para presiones obtener las presiones de fondo fluyendo a partir de las presiones en la TP. Las presiones en la tubería de producción son parte de las mediciones que se hacen en el pozo, a diferencia de la presión de fondo fluyendo.
- ✓ Mostrar la pseudopresión para la presión inicial en los datos de salida.
- ✓ Adicionar la gráfica de $\Delta m(p)/q_g$ vs. t , log-log.

NOMENCLATURA

$1D = una\ dimensión$

$2D = dos\ dimensiones$

$3D = tres\ dimensiones$

$a_c = diagonal\ principal\ de\ coeficientes\ de\ la\ Matriz\ A,$

$[pies^3\ c.e.\ (cp) / (lb / pg^2\ día)]$

$a_E, a_S, a_O, a_N = coeficientes\ de\ flujo\ Este, Sur, Oeste\ y\ Norte,$

$[pies^3\ c.e.\ (cp) / (lb / pg^2\ día)]$

$A = matriz\ de\ coeficientes\ en\ la\ Ecuación\ 3.20$

$A = área\ de\ la\ sección\ transversal\ perpendicular\ al\ flujo, L^2, [pies^2]$

$A_c = área\ de\ sección\ transversal\ al\ flujo, L^2, [ft^2]$ o sección transversal en un medio rectangular, ($= hL$), $[in^2, cm^2]$.

$A_w = área\ transversal\ del\ pozo\ en\ la\ región\ donde\ se\ tiene\ el\ nivel$

$del\ líquido, L^2, [pies^2]$

$a_i = elemento\ de\ la\ diagonal\ izquierda\ de\ la\ matriz\ tridiagonal$

$b_i = elemento\ de\ la\ diagonal\ principal\ de\ la\ matriz\ tridiagonal$

$b = exponente\ de\ declinación\ en\ las\ curvas\ tipo\ de\ gasto\ de\ Arps, [fracción]$

$b = daño\ a\ la\ formación\ o\ el\ efecto\ del\ régimen\ de\ flujo\ al\ principio,$

$[adimensional]$

$b_{LPC} = intersección\ al\ origen\ para\ p_{wf} \ evaluada\ desde\ el\ comienzo\ de\ la\ línea$

$recta\ sobre\ la\ gráfica\ de\ $\Delta m(p)/q_g$ \ vs. \sqrt{t} [$psia^2 - D / Mft^3 @c.e. - cp$]$

$b_{RPC} = intersección\ al\ origen\ para\ la\ constante\ de\ p_{wf} \ evaluada\ de\ la\ línea$

NOMENCLATURA

recta en la gráfica de $\Delta m(p)/q_g$ vs. $\log(t)$, $[psia^2 - D/Mft^3 @c.e. - cp]$

b_{BGC} = intersección al origen para la constante q_g evaluada de línea recta de la gráfica de $\Delta m(p)/q_g$ vs. $\sqrt[4]{t}$, $[psia^2 - D/Mft^3 @c.e. - cp]$

b_{RGC} = intersección al origen para la constante q_g evaluada de la línea recta de la gráfica de $\Delta m(p)/q_g$ vs. $\log(t)$, $[psia^2 - D/Mft^3 @c.e. - cp]$

b_{EGC} = intersección al origen para la constante q_g evaluada de la línea recta de la gráfica de $\Delta m(p)/q_g$ vs. $1/\sqrt{t}$, $[psia^2 - D/Mft^3 @c.e. - cp]$

b_{FPC} = intersección al origen para la constante p_{wf} evaluada de la línea recta de la gráfica de $[\Delta m(p)/q_g]$ vs. t , $[psia^2 - D/Mft^3 @c.e. - cp]$

b_{FGC} = intersección al origen para el PSS (constante q_g) evaluada de la línea recta de la gráfica de $\Delta m(p)/q_g$ vs. t , $[psia^2 - D/Mft^3 @c.e. - cp]$.

B = factor de volumen de la formación

B_{gi} = factor de volumen inicial de formación, L^3/L^3 , $[Mft^3@c.y./Mft^3@c.e.]$.

B_g = factor de volumen del gas, L^3/L^3 , $[pies^3 c. y./pies^3 c. e.]$

B_o = factor de volumen del aceite, L^3/L^3 , $[pies^3 c. y./pies^3 c. e.]$

c = compresibilidad del fluido, Lt^2/m , $[lb/(pg^2)]^{-1}$

C_A = factor de forma de Dietz's, adimensional

c_f = compresibilidad de la formación, Lt^2/m , $[lb/pg^2]^{-1}$

c_g = compresibilidad del gas, Lt^2/m , $[lb/pg^2]^{-1}$

c_i = elemento de la diagonal derecha de la matriz tridiagonal

c_r = compresibilidad de la roca, Lt^2/m , $[lb/pg^2]^{-1}$

c_t = compresibilidad total, Lt^2/m , $[lb/pg^2]^{-1}$

$c_w =$ compresibilidad agua, $Lt^2/m, [lb/pg^2]^{-1}$

$C =$ coeficiente de almacenamiento, $L^4t^2/m, [bls/(lb/pg^2) \text{ o } pies^3/(lb/pg^2)]$

$D =$ coeficiente para flujo no Darciano, $t/L^3, [día / Mpies^3 \text{ c. e.}]$

$EBM =$ error de balance de materia expresado en porcentaje de producción, % $[pies^3 \text{ c. e.}/pies^3 \text{ c. e.}]$

$G =$ volumen original de gas, $L^3, [pies^3 \text{ a c. e.}]$

$G_p =$ volumen acumulado de gas producido, $L^3, [pies^3 \text{ a c. e.}]$

$h =$ espesor total de la formación, $L, [pies]$

$IMAX =$ número de bloques de la malla en la dirección x o r

$J' =$ índice de productividad, $[(pies^3 \text{ a c. e. cp})/(lb/pg^2 \text{ día})]$

$JMAX =$ número de bloques de la malla en la dirección y o z

$k =$ permeabilidad, $L^2, [md]$

$k_a =$ permeabilidad anisotrópica, $L^2, [md]$

$\bar{k} =$ permeabilidad promedio en un medio anisotrópico, $L^2, [md]$

$k_g =$ permeabilidad efectiva al gas, $L^2, [md]$

$k_x =$ permeabilidad en la dirección x , $L^2, [md]$

$k_y =$ permeabilidad en la dirección y , $L^2, [md]$

$kh =$ capacidad de flujo.

$L =$ distancia a la frontera para yacimientos lineales

$L =$ longitud durante la cual existe pérdida de presión, distancia, $L, [in, cm]$.

$L_f =$ Longitud media de la fractura, $L, [ft]$.

$L =$ longitud, $L, [pies]$

$m =$ masa, $m, [lbm]$

$m(p) =$ pseudopresión de los gases reales, $m/Lt^3, [(lb/(pg^2))^2 \text{ abs}/cp]$

NOMENCLATURA

$m(p)'$ = solución temporal de la pseudopresión de los gases reales usando LSOR,

$$m/Lt^3 [(lb/pg^2)^2 \text{ abs}/cp]$$

$m(p_{wf})$ = pseudopresión de fondo fluyendo, m/Lt^3 , $[(lb/pg^2)^2 \text{ absolutas}/cp]$

M = peso molecular de la mezcla de gases, m , $[lbm/lbm - mol]$

\tilde{m}_{LPC} = pendiente para la constante p_{wf} evaluada del comienzo de la línea recta de la gráfica $\Delta m(p)/q_g$ vs. \sqrt{t} , $[psia^2 - D^{1/2}/Mft^3 - cp]$

\tilde{m}_{RPC} = pendiente para la constante p_{wf} evaluada de la línea recta en una gráfica de $\Delta m(p)/q_g$ vs. $\log(t)$, $[psia^2/Mft^3 @c.e. - cp]$

\tilde{m}_{BGC} = pendiente para la constante q_g evaluada de la línea recta en una gráfica de $\Delta m(p)/q_g$ vs. $\sqrt[4]{t}$, $[psia^2 - D^{3/4}/Mft^3 - cp]$

\tilde{m}_{LGC}

= pendiente para la constante q_g evaluada desde el comienzo de la línea recta en una gráfica de $\Delta m(p)/q_g$ vs. \sqrt{t} , $[psia^2 - D^{1/2}/Mft^3 - cp]$

\tilde{m}_{RGC} = pendiente para constante q_g evaluada de la línea recta en una gráfica de $\Delta m(p)/q_g$ vs. $\log(t)$, $[psia^2/Mft^3 - cp]$

\tilde{m}_{FPC} = pendiente para constante p_{wf} evaluada de la línea recta en una gráfica de $\log[\Delta m(p)/q_g]$ vs. t , $[psia^2/Mft^3 - cp]$

\tilde{m}_{FGC} = pendiente para estado pseudo – estacionario evaluada en la gráfica de $\Delta m(p)/q_g$ vs. t , $[psia^2/Mft^3 - cp]$

N = aceite original en el lugar, L^3 , $[Barriles@c.e.]$

Np = aceite acumulado producido, L^3 , $[Barriles@c.e.]$

p = presión, m/Lt^2 , $[lb/pg^2 \text{ absolutas}]$

\bar{p} = presión promedio, m/Lt^2 , $[lb/pg^2 \text{ absolutas}]$

- \vec{p} = vector columna de presiones, m/Lt^2 , [lb/pg² absolutas]
- p_{ce} = presión a condición estándar, m/Lt^2 , [lb/pg² absolutas]
- p_i = presión inicial, m/Lt^2 , [lb/pg² absolutas]
- p_o = presión de ajuste, m/Lt^2 , [lb/pg² absolutas]
- p_{wf} = presión de fondo fluyendo, m/Lt^2 , [lb/pg² absolutas]
- p_{ws} = presión de fondo cerrado, m/Lt^2 , [lb/pg² absolutas]
- p_{yac} = presión del yacimiento, m/Lt^2 , [lb/pg² absolutas]
- q = gasto de producción, L^3/t , [pies³ c. e./día]
- q_g = gasto de gas, L^3/t , [pies³ c. e./día]
- q_o = gasto de aceite, L^3/t , [bls c. e./día]
- q_t = gasto total, L^3/t , [pies³ c. e./día]
- R = constante universal de los gases reales
- r = radio, L , [pies]
- r_e = radio de drene, L , [pies]
- r_i = radio donde se encuentra el centro de cada celda (es el radio donde $m(p)$ es calculado), L , [pies]
- r_o = radio equivalente de la celda donde se encuentra el pozo, L , [pies]
- r = radio del pozo, L , [pies]
- s = factor de daño, adimensional
- S_g = saturación de gas, fracción
- S_w = saturación de agua, fracción
- t = tiempo, t , [días]
- t_a = tiempo de balance de materia, t , [días]
- t_{da} = tiempo de balance de materia adimensional

NOMENCLATURA

t_{ap} = pseudotiempo adimensional

t_{er} = fin de la línea recta en una gráfica de tiempo semi – log

t_{esr} = fin de la línea recta en una gráfica con la raíz cuadrada del tiempo

t_{prod} = tiempo de producción, t , [días]

T = temperatura, T , [°R]

T_1, T_2, T_3, T_4 = coeficiente de flujo

T_c = temperatura crítica, T , [°R]

T_{ce} = temperatura a condición estándar, T , [°R]

T_E, T_S, T_O, T_N = coeficientes de flujo en las direcciones Este, Sur, Oeste, Norte

T_{yac} = temperatura del yacimiento, T , [°R]

V = volumen, L^3 , [pies³]

V_p = volumen poroso del bloque de malla, L^3 , [pies³]

VY = volumen del yacimiento, L^3 , [MMft³@c.y.].

w = arreglo del algoritmo de Thomas

x = distancia en la dirección x , L , [pies]

x_e = distancia del pozo a la frontera externa, L , [ft]

y = distancia en la dirección y , L , [pies]

Z = elevación, L , [pies]

z = factor de desviación o compresibilidad del gas

z = distancia en la dirección z , L , [pies]

Símbolos Griegos

β = factor de turbulencia del gas, $1/L$, [pies]⁻¹

β = multiplicador para espaciamiento logarítmico

γ_g = densidad relativa del gas

$\Delta m(p)$ = diferencia de pseudopresiones de los gases reales, m/Lt^3 , $[(lb/pg^2)^2 \text{ abs} / cp]$

Δp = cambio o diferencia de presiones, m/Lt^2 , $[lb/pg^2 \text{ absolutas}]$

Δr = espaciamiento del bloque de la malla en dirección r , L , $[pies]$ (sistema radial)

Δt = paso de tiempo, t , $[días]$

Δt = tiempo de cierre del pozo, t , $[horas]$

Δt_o
= tiempo de cierre del pozo correspondiente a la presión del bloque de la malla, t ,
 $[horas]$

Δx = espaciamiento del bloque de la malla en dirección x , L , $[pies]$

Δy = espaciamiento del bloque de la malla en dirección y , L , $[pies]$

Δz = espaciamiento del bloque de la malla en dirección z , L , $[pies]$

λ_{cart} = factor de corrección del gas

ϕ = porosidad, fracción

μ = viscosidad, m/Lt , $[cp]$

μ_g = viscosidad del gas, m/Lt , $[cp]$

μ_o = viscosidad del aceite, m/Lt , $[cp]$

π = 3.14159265

ρ = densidad del fluido, m/L , $[lbm/pies]$

ρ_g = densidad del gas, m/L , $[lbm/pies]$

ρ_{ce} = densidad del fluido a condiciones estándar, m/L , $[lbm/pies]$

ω = parámetro de aceleración para el método SOR

Subíndices

$c.e =$ factor de turbulencia del gas, $1/L$, $[\text{pies}]^{-1}$

$\beta =$ multiplicador para espaciamiento logarítmico

$\gamma_g =$ densidad relativa del gas

$c.e. =$ condiciones estándar

$c.y. =$ condiciones de yacimiento

$g =$ fase gaseosa

$i =$ condición inicial

$i =$ índice del bloque de la malla en la dirección x o r

$i + \frac{1}{2} =$ interface entres los bloques de la malla i e $i + 1$

$i - \frac{1}{2} =$ interface entres los bloques de la malla $i - 1$ e i

$i + 1 =$ índice "posterior" del bloque de la malla en dirección x o r

$i - 1 =$ índice "anterior" del bloque de la malla en dirección x o r

$j =$ índice del bloque de la malla en la dirección y o z

$j + \frac{1}{2} =$ interface entres los bloques de la malla j e $j + 1$

$j - \frac{1}{2} =$ interface entres los bloques de la malla $j - 1$ e j

$j + 1 =$ índice "posterior" del bloque de la malla en dirección y o z

$j - 1 =$ índice "anterior" del bloque de la malla en dirección y o z

$L =$ Langmuir

pozo = propiedad asignada a la celda que representa al pozo

$wf =$ condición de fondo fluyendo

$x =$ dirección x

y = dirección y

Subíndices

n = nivel del tiempo n

$n + 1$ = nuevo nivel del tiempo $n + 1$

0 = *init* = condición inicial

k = número de iteraciones k

REFERENCIAS

1. Arana Ortiz, V.H., Trujillo Escalona, D. y Sánchez Vela, J. 2007. *Apuntes de Simulación Numérica de Yacimientos*. México, D.F.: UNAM, Facultad de Ingeniería.
2. Arévalo-Villagrán, J.A. 1997-2001. *Libretas de Apuntes*. College Station, Texas: Texas A&M University.
3. Arévalo-Villagrán, J.A. 2001. *Analysis of Long-Term Behavior in Tight Gas Reservoir: Case Histories*. PhD dissertation, Texas A&M University, College Station, Texas (August 2001).
4. Arévalo-Villagrán, J.A., Castellanos Páez, F. y Martínez Romero, N. 2015. Análisis de la Producción en Yacimientos de Gas No Convencionales de Baja Permeabilidad y de Lutitas: Casos de Campo. Artículo presentado en el Congreso Mexicano del Petróleo, Guadalajara, Jal., junio 10-13.
5. Arévalo-Villagrán, J.A., Martínez-Romero, N. y Cinco-Ley, H. 2005. Análisis del Comportamiento en Yacimientos de Gas de Baja Permeabilidad – Ejemplos de Campo. Artículo presentado en el Cuarto E-Exitep, CIPM, Veracruz, Ver., febrero 20-23.
6. Arévalo-Villagrán, J.A., Cinco-Ley H., Wattenbarger, R.A. et al. 2003. Transient Analysis of Tight Gas Well Performance - More Case Histories. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, octubre 5-8. SPE-84476-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/84476-MS>
7. Arévalo-Villagrán, J.A., Wattenbarger, R.A., Samaniego-Verduzco, F. et al. 2001. Some History Cases of Long-Term Linear Flow in Tight Gas Wells. Artículo presentado en Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canadá, junio 12-14. PETSOC-2001-015. <http://dx.doi.org/10.2118/2001-015>.
8. Arps, J.J. 1945. Analysis of Decline Curves. *Trans., AIME* **160** (1): 228-247.

REFERENCIAS

9. Bradley, H.B., ed. 1992. *Petroleum Engineering Handbook*. Richardson, Texas: SPE.
10. Castellanos Páez, F. 2015. *Caracterización Dinámica de Yacimientos No Convencionales de Gas*. Tesis de Maestría. UNAM, Facultad de Ingeniería, México, D.F. (marzo 2015).
11. Chilingarian, G.V., Mazzullo, S.J., Rieke, H.H., Dominguez, G.C. y Samaniego, F. 1992. Carbonate reservoir caracterización: a geologic-engineering analysis, part 1", E.U.A., Elsevier Science Publishers B.V. Capítulo 12.
12. Cinco-Ley, H. y Samaniego-Verduzco, F. 1981. Transient Pressure Analysis for Fractured Wells. *J Pet Tech* **33** (9): 1749-1766. SPE-7490-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/7490-PA>.
13. Ding, Y.D., Wu, Y.-S., Farah, N. et al. 2014. Numerical Simulation of Low Permeability Unconventional Gas Reservoirs. Artículo presentado en SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition, Viena, Austria, febrero 25-27. SPE-167711-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/167711-MS>.
14. El-Banbi, A.H. y Wattenbarger, R.A. 1998. Analysis of Linear Flow in Gas Well Production. Artículo presentado en SPE Gas Technology Symposium, Calgary, Alberta, Canadá, marzo 15-18. SPE-39972-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/39972-MS>.
15. ETSAP. 2010. Unconventional Oil & Gas Production. *ETSAP Energy Technology Systems Analysis Programme*, May 2010, http://www.iea-etsap.org/Energy_Technologies/Energy_Supply/Unconventional_Oil_and_Gas_Technology.asp (Fecha de acceso 1 de septiembre de 2015).
16. Fetkovich, M.J. 1980. Decline Curve Analysis Using Type Curves. *J Pet Tech* **32** (6): 1065-1077. SPE-4629-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/4629-PA>.
17. Fetkovich, M.J., Fetkovich, E.J. y Fetkovich, M.D. 1996. Useful Concepts for Decline Curve Forecasting, Reserve Estimation, and Analysis. *SPE Res Eng* **11** (1): 13-22. SPE-28628-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/28628-PA>.

18. Fetkovich, M.J., Vienot, M.E., Bradley, M.D. et al. 1987. Decline Curve Analysis Using Type Curves: Case Histories. *SPE Form Eval* **2** (4): 637-656. SPE-13169-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/13169-PA>.
19. Grajales Nishimura, J.M. 2014. *Yacimientos Convencionales y No Convencionales*. México, D.F.: Instituto Mexicano del Petróleo y Secretaría de Energía.
20. Guzmán Arévalo, J.D. 2009. *Análisis de la Producción en Yacimientos de Gas con Baja Permeabilidad*. Tesis de Licenciatura, UNAM, Facultad de Ingeniería, México, D.F.
21. Guzmán Arévalo, J.F. 2012. *Técnicas de Modelado para la Simulación Numérica en Yacimientos y Pozos de Gas*. Tesis de Licenciatura, UNAM, Facultad de Ingeniería, México, D.F.
22. Lee, W.J. y Wattenbarger, R.A. 1996. *Gas Reservoir Engineering*, 5. Richardson, Texas: Textbook Series, SPE.
23. Lewis, A.M. 2007. *Production Data Analysis of Shale Gas Reservoirs*. MS thesis, Louisiana State University and Agricultural and Mechanical College, The Department of Petroleum Engineering (December 2007).
24. Palacio, J.C. y Blasingame, T.A. 1993. Decline-Curve Analysis With Type Curves - Analysis of Gas Well Production Data. Artículo presentado en Low Permeability Reservoirs Symposium, Denver, Colorado, abril 26-28. SPE-25909-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/25909-MS>.
25. Price, H.S. y Coats, K.H. 1974. Direct Methods in Reservoir Simulation. *SPE J.* **14** (3): 295-308. SPE-4278-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/4278-PA>.
26. Shabro, V., Torres-Verdín, C. y Javadpour, F. 2001. Numerical Simulation of Shale-Gas Production: From Pore-Scale Modeling of Slip-Flow, Knudsen Diffusion, and Langmuir Desorption to Reservoir Modeling of Compressible Fluid. Artículo presentado en North American Unconventional Gas Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, junio 14-16. SPE-144355-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/144355-MS>.
27. TOTAL. 2012. *Unconventional Gas: Resources for the Future, Strategic Sector*. Paris: TOTAL, Exploration & Production.

REFERENCIAS

- <http://www.total.com/sites/default/files/atoms/file/brochure-gnc-en> (Fecha de acceso 1 de septiembre de 2015).
28. Towler, B.F. 2002. Fundamental Principles of Reservoir Engineering, 8. Richardson, Texas: Textbook Series, SPE.
29. Watts, J.W. 1971. An Iterative Matrix Solution Suitable for Anisotropic Problems. *SPE J.* **11** (1): 47-51. SPE-2802-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/2802-PA>.
30. Webster, J. 2014. Going Global: Tight Oil Production. Conferencia presentada en 2014 EIA Energy Conference, Washington, D.C., julio 14-15. <https://www.eia.gov/conference/2014/pdf/presentations/webster.pdf> (Fecha de acceso 1 de septiembre de 2015).

APÉNDICE A

ECUACIONES DE INTERPRETACIÓN PARA CADA RÉGIMEN DE FLUJO

(Guzmán, 2009)

A.1 Modelo homogéneo para la condiciones de gasto y presión constante

A continuación se presentan las ecuaciones de interpretación para yacimientos no convencionales, para cada uno de los regímenes de flujo.

Tabla A.1 – Ecuaciones de interpretación para régimen de flujo *bilineal* en un modelo homogéneo para la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g

$$\sqrt{k_1 w} = \frac{984 A_c^{1/4}}{\sqrt[4]{k(\phi \mu_g c_t)_i}} \left(\frac{T}{\tilde{m}_{BGC}} \right)$$

$$s_1 = \frac{b_{BGC} k \sqrt{A_c}}{1424 T}$$

Tabla A.2 – Ecuaciones de interpretación para régimen de flujo *esférico* en un modelo homogéneo para la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g

$$k = - \left[\frac{10098 T}{\tilde{m}_{EGC}} \sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i} \right]^{2/3}$$

$$r_{esf} = \frac{1424 T}{k b_{EGC}}$$

Tabla A.3 – Ecuaciones de interpretación para régimen de flujo *lineal* en un modelo de yacimiento homogéneo e infinito para las condiciones de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g

p_{wf}	q_g
$\sqrt{k} A_c = \frac{1262 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i}} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{LPC}} \right)$	$\sqrt{k} A_c = \frac{803 T}{\sqrt{(\phi \mu_g c_t)_i}} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{LGC}} \right)$
$A = \frac{225 T}{(\phi \mu_g c_t)_i} \left(\frac{\sqrt{t_{frc}}}{\tilde{m}_{LPC} h} \right)$	$A = \frac{128 T}{(\phi \mu_g c_t)_i} \left(\frac{\sqrt{t_{frc}}}{\tilde{m}_{LGC} h} \right)$
$V_p = \frac{225 T}{(\mu_g c_t)_i} \left(\frac{\sqrt{t_{frc}}}{\tilde{m}_{LPC}} \right)$	$V_p = \frac{128 T}{(\mu_g c_t)_i} \left(\frac{\sqrt{t_{frc}}}{\tilde{m}_{LGC}} \right)$
$y_e = 0.1779 \sqrt{\frac{k t_{frc}}{(\phi \mu_g c_t)_i}}$	$y_e = 0.1591 \sqrt{\frac{k t_{frc}}{(\phi \mu_g c_t)_i}}$
$G = \frac{225 T S_{gi}}{(\mu_g c_t B_g)_i} \left(\frac{\sqrt{t_{frc}}}{\tilde{m}_{LPC}} \right)$	$G = \frac{128 T S_{gi}}{(\mu_g c_t B_g)_i} \left(\frac{\sqrt{t_{frc}}}{\tilde{m}_{LGC}} \right)$
$G = \frac{225 T}{(\mu_g c_g B_g)_i} \left(\frac{\sqrt{t_{frc}}}{\tilde{m}_{LPC}} \right)$	$G = \frac{128 T}{(\mu_g c_g B_g)_i} \left(\frac{\sqrt{t_{frc}}}{\tilde{m}_{LGC}} \right)$
$b = \frac{b_{LPC} k \sqrt{A_c}}{1424 T}$	$b = \frac{b_{LGC} k \sqrt{A_c}}{1424 T}$

Tabla A.4 – Ecuaciones de interpretación para régimen de flujo *radial* en un modelo homogéneo para la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y a gasto de flujo constante de gas, q_g

Presión de fondo fluyendo constante, p_{wf}	Gasto de flujo constante de gas, q_g
$kh = \frac{1640 T}{\tilde{m}_{RPC}}$	$kh = \frac{1640 T}{\tilde{m}_{RGC}}$
$s = \frac{1}{0.869} \left[\frac{b_{RPC} k h}{1640 T} - \log \left(\frac{0.00633 k}{(\phi \mu_g c_t)_i r_w^2} \right) - 0.352 \right]$	$s = \frac{1}{0.869} \left[\frac{b_{RGC} k h}{1640 T} - \log \left(\frac{0.00633 k}{(\phi \mu_g c_t)_i r_w^2} \right) - 0.352 \right]$
$x_f = \sqrt{\frac{0.00633 k}{\exp \left(\frac{kh b_{RPC}}{712 T} - 2.2 \right) (\phi \mu_g c_t)_i}}$	$x_f = \sqrt{\frac{0.00633 k}{\exp \left(\frac{kh b_{RGC}}{712 T} - 2.2 \right) (\phi \mu_g c_t)_i}}$
$r_{inv} = 0.1779 \sqrt{\frac{k t_{flr}}{(\phi \mu_g c_t)_i}}$	$r_{inv} = 0.1779 \sqrt{\frac{k t_{flr}}{(\phi \mu_g c_t)_i}}$
$A = \frac{163 T}{(\phi \mu_g c_t)_i h} \left(\frac{t_{flr}}{\tilde{m}_{RPC}} \right)$	$A = \frac{163 T}{(\phi \mu_g c_t)_i h} \left(\frac{t_{flr}}{\tilde{m}_{RGC}} \right)$
$Vp = \frac{163 T}{(\mu_g c_t)_i} \left(\frac{t_{flr}}{\tilde{m}_{RPC}} \right)$	$Vp = \frac{163 T}{(\mu_g c_t)_i} \left(\frac{t_{flr}}{\tilde{m}_{RGC}} \right)$
$G = \frac{163 T S_{gi}}{(\mu_g c_t B_g)_i} \left(\frac{t_{flr}}{\tilde{m}_{RPC}} \right)$	$G = \frac{163 T S_{gi}}{(\mu_g c_t B_g)_i} \left(\frac{t_{flr}}{\tilde{m}_{RGC}} \right)$

Tabla A.5 – Ecuaciones de interpretación para régimen de flujo dominado por la frontera externa en un modelo homogéneo con la condición de producción a gasto de flujo constante de gas, q_g (PSS) y a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} (declinación exponencial)

Presión de fondo fluyendo constante, p_{wf}	Gasto de flujo constante de gas, q_g
$VY = \frac{57 T}{(\phi \mu_g c_t)_i} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{FGC}} \right)$ $A = \frac{VY}{h}$ $A = \frac{57 T}{(\phi \mu_g c_t)_i} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{FGC}} \right) \left(\frac{1}{h} \right)$ $C_A = \frac{2.2458 A}{\exp \left[2 \left(\frac{b_{FGC} k h}{1424 T} \right) - 2s \right] r_w^2}$ $V_p = \frac{57 T}{(\mu_g c_t)_i} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{FGC}} \right)$ $G = \frac{57 T S_{gi}}{(\mu_g c_t B_g)_i} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{FGC}} \right)$	$VY = \frac{25 T}{(\phi \mu_g c_t)_i b_{FPC}} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{FPC}} \right)$ $A = \frac{VY}{h}$ $A = \frac{25 T}{(\phi \mu_g c_t)_i b_{FPC} h} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{FPC}} \right)$ $C_A = \frac{56 T}{h (\phi \mu_g c_t)_i b_{FPC} r_w^2} \left[\frac{1}{\tilde{m}_{FPC}} \right] \exp \left[\frac{-2 b_{FPC} k h}{1424 T} \right]$ $V_p = \frac{25 T}{(\mu_g c_t)_i b_{FPC}} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{FPC}} \right)$ $G = \frac{25 T S_{gi}}{(\mu_g c_t B_g)_i b_{FPC}} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{FPC}} \right)$

Tabla A.6 – Ecuaciones de interpretación para régimen de flujo lineal temprano en un modelo homogéneo para las condiciones de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} y gasto de flujo constante de gas, q_g

Presión de fondo fluyendo constante, p_{wf}	Gasto de flujo constante de gas, q_g
$\sqrt{k_1 A_{c_1}} = \frac{631 T}{\sqrt{\mu_{gi} (\phi c_{ii})_f}} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{LTPC}} \right)$ $s_f = \frac{b_{LTPC} k_1 \sqrt{A_{c_1}}}{1424 T}$	$\sqrt{k_1 A_{c_1}} = \frac{402 T}{\sqrt{\mu_{gi} (\phi c_{ii})_f}} \left(\frac{1}{\tilde{m}_{LTGC}} \right)$ $s_f = \frac{b_{LTGC} k_1 \sqrt{A_{c_1}}}{1424 T}$

A.2 Gráficas especializadas de superposición del tiempo con el modelo de yacimiento homogéneo e infinito y estimación de algunos valores del yacimiento

Las variaciones en la presión de fondo fluyendo, p_{wf} y el gasto de flujo de gas, q_g en el transcurso del tiempo de explotación pueden ocultar la pendiente de los regímenes de flujo y complicar el análisis de la producción.

Por tanto, para estos casos la forma convencional de análisis con las gráficas de diagnóstico de flujo con ejes log-log y especializadas se considera como una técnica cualitativa en lugar de un análisis cuantitativo definitivo, y se sugiere la utilización de las gráficas de superposición del tiempo para cada régimen de flujo.

Aquí se muestra una ecuación general de la superposición del tiempo. El cambio total de la presión adimensional en un modelo de historia de datos de presión-producción con gasto de flujo variable es escrito como la suma del nuevo gasto al gasto anterior en el tiempo para una respuesta de presión (que es, un cambio de presión en un tiempo, t). La cual es una solución generalizada de superposición del tiempo para los modelos de yacimientos lineales: infinitos y cerrados.

$$\Delta m(p) = f_1(\text{parámetros}) \sum_{j=1}^n (q_{gj} - q_{gj-1}) f_2(t_n - t_{j-1}) + q_{gn} \Delta P_s \quad \text{Ecuación A.1}$$

La Ecuación se aplica en función de los diferentes regímenes de flujo mencionados en el Capítulo 2 con el objeto de enderezar las tendencias de las curvas, el modelo general para éste método se presenta a continuación:

$$y = mx + b \Rightarrow \frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g} = \text{pendiente} * \text{superposición del tiempo} + \text{intersección.}$$

En donde la pendiente es conforme a la condición de producción: a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} o a gasto de flujo constante de gas, q_g .

En la Tabla A.7 se muestran los modelos generales de superposición del tiempo para las distintas geometrías de flujo.

Tabla A.7 – Modelos generales de superposición de tiempo para diversas geometrías de flujo	
Régimen de flujo	Superposición del tiempo
Flujo lineal	$\sum_{j=1}^n \frac{(q_{gj} - q_{gj-1})}{q_{gn}} \sqrt{t_n - t_{j-1}}$
Flujo bilineal	$\sum_{j=1}^n \frac{(q_{gj} - q_{gj-1})}{q_{gn}} \sqrt[4]{t_n - t_{j-1}}$
Flujo radial	$\sum_{j=1}^n \frac{(q_{gj} - q_{gj-1})}{q_{gn}} \log(t_n - t_{j-1})$
Flujo esférico	$\sum_{j=1}^n \frac{(q_{gj} - q_{gj-1})}{q_{gn}} \frac{1}{\sqrt{t_n - t_{j-1}}}$
Flujo dominado por la frontera externa	$\sum_{j=1}^n \frac{(q_{gj} - q_{gj-1})}{q_{gn}} (t_n - t_{j-1})$

Con esta técnica de superposición del tiempo se calculan diversos valores del yacimiento (algunas propiedades del yacimiento y el volumen original de gas, G), se obtienen tendencias de la producción, sin necesidad de tener una presión estable para todos los tiempos.

APÉNDICE B

DESCRIPCIÓN DEL SIMULADOR (VISUAL BASIC PARA EXCEL)

(Guzmán, 2012)

B.1 Introducción

El simulador utilizado es de una sola fase para la simulación de flujo de gases reales, también podría aplicarse a líquidos. Este simulador está realizado para una o dos dimensiones (1D y 2D) y es apto tanto para fines prácticos como académicos. Puede utilizarse con las geometrías x-y (modelo areal) o r-z (modelo radial).

El simulador es una versión en español modificada y mejorada en lenguaje de programación Visual Basic para Excel de la versión original del simulador numérico Gassim de Lee y Wattenbarger, realizado en lenguaje de programación Fortran.

La organización del simulador es en módulos y por su facilidad puede ser modificado para cualquier tipo de mejoras, incluso ser base para otros simuladores numéricos más avanzados.

Este simulador calcula la pseudo-presión del gas real, $m(p)$, linealiza uno de los lados de la ecuación de difusión simplificando así la simulación y proporcionando resultados más precisos. Toma en cuenta las variaciones de las propiedades del gas con respecto al cambio de presión. También toma en cuenta el flujo no-Darciano en el pozo, también utiliza el factor de turbulencia y el coeficiente de flujo no-Darciano.

Algunas de las aplicaciones del simulador son para: yacimientos y pozos de gas seco, análisis de pruebas de incremento y decremento de presión, inyección de gas y yacimientos y pozos de producen líquidos (aceite).

Es importante aclarar que la compresibilidad total que calcula el simulador está dada por la siguiente expresión:

$$c_t = c_f + s_w c_w$$

Esto es debido a que el aceite es considerado como un fluido ligeramente compresible ($c_o s_o$) y ya que el simulador es monofásico considera el término $c_g s_g$ igual a cero.

B.2 Definición de comandos

A continuación se presenta un listado de los comando utilizados en el simulador, con su respectivo significado y descripción, así como el valor asignado y sus unidades. Este listado se divide en tres secciones para una mejor comprensión y facilidad de uso del simulador, las cuales son:

- Sección de datos comunes
- Sección de datos de la malla
- Sección de datos de producción

ECUACIONES DE INTERPRETACIÓN PARA CADA RÉGIMEN DE FLUJO

Tabla B-2 - Sección de datos de la malla (**)			
Comando	Descripción	Predeterminado	Unidades
EDITAR	(IMN, IMX, JMN, JMX) Los rangos de la celda para los datos de entrada.		
	IMN - Principio del rango i.	1	1 - 105
	IMX - Final del rango i.	1	1 - 105
	JMN - Principio del rango j.	1	1 - 105
	JMX - Final del rango j.	1	1 - 105
	<u>Geometría x - y (predeterminado)</u>		
DELX	Tamaño del bloque de la malla en dirección x.	0.0	pies
H	Espesor de la formación.	0.0	pies
DELY	Tamaño del bloque de la malla en dirección y.	0.0	pies
	<u>Geometría r - z (cuando RPOZO está en la sección datos comunes)</u>		
RA	Radio apropiado del bloque de la malla.	0.0	pies
DELY	Tamaño del bloque de la malla en dirección z.	0.0	pies
	<u>Ambas geometrías</u>		
KX	Permeabilidad en la dirección x o r.	0.0	md
KY	Permeabilidad en la dirección y o z.	0.0	md
PORO	Porosidad de la formación.	0.0	fracción
POROA	Porosidad de la celda del pozo con el almacenamiento (Sólo la celda del pozo, puede ser más grande que 1.0).	0.0	fracción
POI	Presión inicial en el yacimiento. Nota: la máxima POI (actualmente 30,000 lb/pg ² abs) es determinada en el módulo PROPS.FOR en la subrutina ARREGLOS.	0.0	lb/pg ²
LAMBDA	Parámetro de doble porosidad - Usando el comando DOBLE.	0.0	
OMEGA	Parámetro de doble porosidad - Usando el comando DOBLE.	0.0	fracción
BETA	Parámetro para flujo no darciano entre celdas.	0.0	1/pie
FIN	Final de los datos de la malla.		

(**) Introducir un valor positivo después de cada comando para datos constantes. Un número negativo (-1) después de cada comando requiere la entrada de los datos en forma libre para cada celda en la ventana en la o las próximas línea(s). Esto significa que al iniciar en la siguiente línea, un valor para cada celda en la ventana se puede encontrar en la o las siguiente(s) línea(s).

Tabla B-3 - Sección de datos de producción			
Comando	Descripción	Predeterminado	Unidades
Control del pozo			
POZO	(NUM, IPOZO, JPOZO, DAÑO) Información para la identificación del pozo.		
	NUM - Número de identificación del pozo (ver el parámetro NP en MSNFG.CMN).	1	1 - 10
	IPOZO - Posición i del pozo.	1	1 - 105
	JPOZO- Posición j del pozo.	1	1 - 105
	DAÑO - Factor de daño.	0.0	-
QG	(NUM, GASTO) Información de la producción del pozo.		
	NUM - Número de identificación del pozo.	1	1 - 10
	GASTO - Producción/inyección, (+/-).	0.0	pies ³ c.e./D
PWF	(NUM, PWF) Información de la presión del pozo.		
	NUM - Número de identificación del pozo.	1	1 - 10
	PWF -Presión de fondo fluyendo.	0.0	lb/pg ²
PMIN	(NUM, PMIN) NUM - Número de identificación del pozo.	1	1 - 10
	PMIN - Mínima presión permitida.	0.0	lb/pg ²
	Este comando debe utilizarse junto con el comando QG.		
Control del paso de tiempo			
ALFA	Multiplicador del paso de tiempo.	1.0	-
DELT	Tamaño del paso de tiempo.	1.0	días
DTMN	Tamaño mínimo del paso de tiempo.	0.001	días
DTMX	Tamaño máximo del paso de tiempo.	200.0	días
DELT	Tamaño del primer o siguiente paso de tiempo.		
TIEMPO	Tiempo acumulado para los eventos.	0.0	días
Control del reporte de salida			
REPOZO	Reporte de salida del pozo o de los pozos. (***)	0	0,1 y 2
MAPP	Mapa de presiones de la malla. (***)	0	0,1 y 2
FIN	Final de los datos de producción.		
(***) Formato para los comandos REPOZO y MAPP			
0 - No se imprime reporte de salida de REPOZO y/o MAPP.			
1 - Impresión del reporte de salida de REPOZO y/o MAPP en cada valor asignado en el comando TIEMPO.			
2 - Impresión del reporte de salida de REPOZO y/o MAPP en cada paso de tiempo (DELT).			

B.3 Listado de los módulos principales del simulador en lenguaje de programación Visual Basic (VBA) para Excel

B.3.1 Módulo: MSNFG

Option Explicit

```

***** MSNFG *****
Simulador de Gas en 2-D

MSNFG
  IniciarMSNFG
  Principal
  Controlador
CREAR
  Crearr
  GetImportFileName
  entradaDatosComunes
  Malla
  ventana
  initl
  trans
  trans_doble
  DatosSalida
  propconst
EVENTOS
  Eventoss
  Gastos
  terminodq
COEFICIENTES
  Coef
  Coefsim
  NoDarcyAE
  NoDarcyAS
RESOLVER
  Resolverr
  Psor
  Lsor
  Converge
  Thomas
  D4
PROPIEDADES
  Propiedadess
  Actualizar
  arreglos
  Zfact
  Visg
  Bgas
REPORTE
  Reportee
  Ebm
UTIL
  valEntrada
  EscaneoBlanco
  blanco
  tabseq
  mapa1D
  mapa2D
  tabint
  LeerArreglo
  MensajeError
  Mensaje
  obtener_p_de_pot
  obtener_z_de_p
    
```

```

'
' obtener_vg_de_p
' obtener_pz_de_p
' obtener_bg_de_p
' obtener_volporHC_de_p
' obtener_dGIPdm_de_p
'
'.....Inicio
'===== MSNFG
'
Sub IniciarMSNFG()
  totnewts = 0
  Sheets("Archivo de Entrada").Select
  Range("A1:Z16384").ClearFormats
  Sheets("Linea de
  Salida").Range("A1:IV16384").ClearContents
  Sheets("Salida").Range("A1:IV16384").ClearConten
  ts
  Sheets("datos de salida").Select
  Selection.AutoFilter Field:=3
  Sheets("datos de
  salida").Range("A6:IV16384").ClearContents
  Sheets("datos de
  salida").Range("A15:IV16384").ClearContents
  Sheets("Archivo de Entrada").Select
  Principal
End Sub

Sub Principal()
'===== PRINCIPAL
'
'Esta es la subrutina tiene el control de la
'secuencia de los pasos de tiempo
  filagrafica = 1
  Call Crearr
  ipaso = 0
  Do
    ipaso = ipaso + 1
    Call Eventoss
    Call Controlador
    Call Reportee
  Loop
End Sub

'===== CONTROLADOR
'
'Localiza las ecuaciones para las propiedades
'del gas y resuelve los valores para las nuevas
'presiones.
'
Sub Controlador()
  Call Propiedadess(0)
'obtiene las propiedades de las últimas
'presiones
  Call Actualizar
  Call Gastos
  If (ipaso = 1) Then Call coefsim
  newts = 0
  itsor = 0
  Do While (newts < newton)
    newts = newts + 1
    newtsc = newtsc + 1
    Call Coef
    Call Resolver
    Call Propiedadess(1)
  
```


ECUACIONES DE INTERPRETACIÓN PARA CADA RÉGIMEN DE FLUJO

```
'obtiene las propiedades en el nuevo m(p)
  Call Gastos
  Loop
End Sub
```

B.3.2 Módulo: CREAR

Option Explicit

```
***** CREAR
'
' Crearr
' GetImportFileName
' entradaDatosComunes
' Malla
' ventana
' initl
' trans
' trans_doble
' DatosSalida
' propconst
'
'===== CREAR
'
' Crea e inicializa las variables.
'
Sub Crearr()
  salidac = 2
  graficac = 6
'
' .....Llama las subrutinas
  Call SingleDataInput
  Call arreglos
  If (lconst) Then
    Call propconst
  End If
  Call Malla
  Call Propiedadess(0)
  Call initl
  Call trans
  If (doble_porosidad) Then Call trans_doble
  Call ebm(0)
  Call DatosSalida
' Regresa
End Sub

'
'===== GetImportFileName
'
'
'===== entradaDatosComunes
'
' Lee el valor de las variables en la sección de
'datos comunes.
Sub SingleDataInput()
  Dim nombree As String, buffer As String
  Dim iset As Integer
  Dim value, valor2
  Dim singmsg As String, singans As String

  Application.StatusBar = "MSNFG - Leyendo los
  datos comunes"

  imax = 1
  jmax = 1
  rpozo = 0.25
  lrad = False
  croca = 1E-20
```

```
grav = 0.8
Pref = -9
' puede ser fijada la Pinicial en DatosSalida a
'menos que ingrese en entradaDatosComunes
Tce = 520
pce = 14.7
TCY = 520
newton = 2
metodo = 3
itmx = 400
tol = 0.0001
omega = 1.3
itsorc = 0
newtsc = 0
zer = 0
uno = 1
dos = 2
peq = 1E-20
grande = 1E+20
fatal = 0
neg = -10000000000#
beta1 = -1
itabla = 0
mapaii = 0
'iprof = 0
lconst = False
doble_porosidad = False

Application.GoTo
Reference:="OrigenArchivoEntrada"

Do
  indr = indr + 1
  Worksheets("Archivo de
  Entrada").Cells(indr, 1).Select
  Selection.Font.ColorIndex = 5
  nombree =
  EscaneoBlanco(Worksheets("Archivo de
  Entrada").Cells(indr, 1))
  value = ActiveCell.Offset(0,
  1).Range("A1").value
  valor2 = ActiveCell.Offset(0,
  2).Range("A1").value
  If (nombree = "FIN") Then Exit Do
  iset = zer
  If (nombree = "CASO") Then GoTo 100:
  If (nombree = "IMAX") Then Call
  valEntrada(value, 2, imax, iset, uno, nx,
  nombree)
  If (nombree = "JMAX") Then Call
  valEntrada(value, 2, jmax, iset, uno, ny,
  nombree)
  If (nombree = "RPOZO") Then lrad = True
  If (nombree = "RPOZO") Then Call
  Mensaje(202, nombree, 0, 0)
  If (nombree = "RPOZO") Then Call
  valEntrada(value, 2, rpozo, iset, zer, grande,
  nombree)
  If (nombree = "CR") Then Call
  valEntrada(value, 2, croca, iset, zer, grande,
  nombree)
  If (nombree = "GRAV") Then Call
  valEntrada(value, 2, grav, iset, zer, dos,
  nombree)
  If (nombree = "PREF") Then Call
  valEntrada(value, 2, Pref, iset, zer, grande,
  nombree)
  If (nombree = "TCE") Then Call
  valEntrada(value, 2, Tce, iset, zer, grande,
  nombree)
```

```

        If (nombree = "PCE") Then Call
valEntrada(value, 2, pce, iset, zer, grande,
nombree)
        If (nombree = "TCY") Then Call
valEntrada(value, 2, TCY, iset, zer, grande,
nombree)
        If (nombree = "NEWT") Then Call
valEntrada(value, 2, newton, iset, uno, grande,
nombree)
        If (nombree = "MET") Then Call
valEntrada(value, 2, metodo, iset, uno, grande,
nombree)
        If (nombree = "ITMX") Then Call
valEntrada(value, 2, itmx, iset, zer, grande,
nombree)
        If (nombree = "TOL") Then Call
valEntrada(value, 2, tol, iset, zer, grande,
nombree)
        If (nombree = "OMEG") Then Call
valEntrada(value, 2, omega, iset, zer, grande,
nombree)
        If (nombree = "BETA") Then Call
valEntrada(value, 2, beta1, iset, neg, grande,
nombree)
        If (nombree = "TABL") Then Call
valEntrada(value, 2, itabla, iset, zer, uno,
nombree)
        If (nombree = "MAPI") Then Call
valEntrada(value, 2, mapaii, iset, zer, uno,
nombree)
        If (nombree = "SW") Then Call
valEntrada(value, 2, Swat, iset, zer, uno,
nombree)
        If (nombree = "CW") Then Call
valEntrada(value, 2, cwat, iset, zer, uno,
nombree)
        If (nombree = "CNST") Then Call
valEntrada(value, 2, cbo, iset, zer, grande,
"Factor de volumen del aceite")
        If (nombree = "CNST") Then Call
valEntrada(valor2, 3, cvis, iset, zer, grande,
"Viscosidad")
        If (nombree = "CNST") Then lconst =
True
        If (nombree = "DOBLE") Then
            doble_porosidad = True
            iset = 1
        End If
        If (iset = zer And nombree <>
"CMNT") Then Call MensajeError(100, nombree, 1,
1, indr, 1, 0, 0)
100:
        Loop Until nombree = "FIN"
End Sub

```

```

'===== MALLA
'
' Lee la información en la malla y propiedades
' para cada celda.

Sub Malla()
Application.StatusBar = "MSNFG - Leyendo los
datos de la malla"
Dim i As Integer, j As Integer, inx As
Integer, iny As Integer, iset As Integer
Dim value As Variant
Dim nombree As String, mallaMsg As String,
mallaAns As String

inx = nx

```

```

iny = ny
NoDarcy = False
For j = 1 To ny
    For i = 1 To nx
        rd(i) = 0
        delx(i) = 0
        H(i, j) = 0
        dely(j) = 0
        permx(i, j) = 0
        permy(i, j) = 0
        poro(i, j) = 0
        p(i, j) = 0
        doble_lambda(i, j) = 0
        doble_omega(i, j) = 0
    Next i
Next j
imn = 1
imx = imax
jmn = 1
jmx = jmax
Debug.Print indr
Do
    iset = 0
    indr = indr + 1
    Worksheets("Archivo de
Entrada").Cells(indr, 1).Select
    Selection.Font.ColorIndex = 5
    nombree =
EscaneoBlanco(Worksheets("Archivo de
Entrada").Cells(indr, 1))
    value = Worksheets("Archivo de
Entrada").Cells(indr, 2)
    If (nombree = "LAMBDA" Or nombree =
"OMEGA") And Not doble_porosidad Then _
        MsgBox "LAMBDA u OMEGA no son válidos
a menos que sea introducido el comando DOBLE en
la sección de datos comunes"
    If (nombree = "FIN") Then Exit Do
    If (nombree = "EDITAR") Then
        imn = Worksheets("Archivo de
Entrada").Cells(indr, 2)
        imx = Worksheets("Archivo de
Entrada").Cells(indr, 3)
        jmn = Worksheets("Archivo de
Entrada").Cells(indr, 4)
        jmx = Worksheets("Archivo de
Entrada").Cells(indr, 5)
        iset = 1
    End If
    If (lrad) Then
        ' RA y DELY son requeridos
        If (nombree = "RA") Then Call
ventana(value, iset, peq, grande, nombree,
fatal, rd)
        If (nombree = "DELX") Or (nombree =
"H") Then Call MensajeError(301, nombree, 1, 1,
indr, 1, 0, 0)
        Else
        ' DELX, DELY y H son requeridos
        If (nombree = "DELX") Then Call
ventana(value, iset, peq, grande, nombree,
fatal, delx)
        If (nombree = "H") Then Call
ventana(value, iset, zer, grande, nombree,
fatal, H)
        If (nombree = "RD") Then Call
MensajeError(302, nombree, 1, 1, indr, 1, 0, 0)
        End If
    End If

```

ECUACIONES DE INTERPRETACIÓN PARA CADA RÉGIMEN DE FLUJO

```

    If (nombre = "DELY") Then Call
ventana(value, iset, peq, grande, nombre,
fatal, dely) ' requerido siempre
    If (nombre = "KX") Then Call
ventana(value, iset, zer, grande, nombre,
fatal, permx)
    If (nombre = "KY") Then Call
ventana(value, iset, zer, grande, nombre,
fatal, permy)
    If (nombre = "PORO") Then Call
ventana(value, iset, zer, uno, nombre, fatal,
poro)
    If (nombre = "POROS") Then Call
ventana(value, iset, zer, grande, nombre,
fatal, poro)
    If (nombre = "POI") Then Call
ventana(value, iset, peq, grande, nombre,
fatal, p)
    If (nombre = "BETA") Then Call
ventana(value, iset, peq, grande, nombre,
fatal, Beta2)
    If (nombre = "BETA") Then NoDarcy =
True
        If doble_porosidad Then
            If (nombre = "LAMBDA") Then Call
ventana(value, iset, peq, grande, nombre,
fatal, doble_lambda)
            If (nombre = "OMEGA") Then Call
ventana(value, iset, peq, uno, nombre, fatal,
doble_omega)
                End If
            If (iset = 0 And nombre <> "CMNT") Then
Call MensajeError(101, nombre, 1, 1, indr, 1,
0, 0)
                Loop Until nombre = "FIN"
            End Sub

```

```

'===== VENTANA
'
' Lee las propiedades de la celda para un
' rango específico de las celdas de la malla.
'
    Sub ventana(value As Variant, iset As
Integer, xmin, xmax, nombre As String, fatal,
x())
        Dim i As Integer, j As Integer, inn As
Integer, ix As Integer, jn As Integer, jx As
Integer, ic As Integer, tmp As Integer, Ven2Msg
As String, Ven2Ans As String, errorc As Integer
        Dim is1D As Boolean
        is1D = False
        iset = 1
        jn = jmn
        jx = jmx
        inn = imn
        ix = imx
        If (nombre = "DELX" Or nombre = "RA")
Then
            is1D = True
            jn = 1
            jx = 1
        End If
        If (nombre = "DELY") Then
            is1D = True
            inn = jn
            ix = jx
            jn = 1
            jx = 1
        End If

```

```

    If value = -1 Then
        Call REARREGLAR(nombre, x, inn, ix, jn,
jx, is1D, xmin, xmax)
    Else
        If value < xmin Or value > xmax Then
Call MensajeError(110, nombre, value, value,
indr, 2, xmin, xmax)
        For j = jn To jx
            For i = inn To ix
                If (is1D) Then
                    x(i) = value
                Else
                    x(i, j) = value
                End If
            Next i
        Next j
    End If
End Sub

```

```

'===== INICIALIZAR
'
' Inicializa los valores predeterminados.
'
Sub init1()
'..... datos del pozo
For l = 1 To nw
    ipo(l) = 0
    jpo(l) = 0
    ind(l) = 0
    Pi(l) = 0#
    PIG(l) = 0#
    daño(l) = 0#
    qg(l) = 0#
    qgacum(l) = 0#
    pwf(l) = 0#
    pmin(l) = 0#
    potwf(l) = 0#
    dterm(l) = 0#
    beta(l) = 0#
Next l
'..... variables de la malla
For j = 1 To ny
    For i = 1 To nx
        pn(i, j) = p(i, j)
        potn(i, j) = pot(i, j)
        zn(i, j) = z(i, j)
        bgn(i, j) = bg(i, j)
        vgn(i, j) = vg(i, j)
    Next i
Next j
'..... datos de los Eventos de producción
    tiempoacum = 0#
    tiem = 0#
    alfa = 1#
    delt = 1#
    deltmx = 200#
    deltmn = 0.000001
    ipozo = 0
    mappi = 0
    igráfica = 2
'    idimp = 0
' Regresa
End Sub

```

```

'===== TRANS
'
' Calcula los coeficientes de transmisibilidad

```

```

Sub trans()
  Dim hxx(nx, ny), hky(nx, ny), pp As Double, r1 As Double, t1 As Double, t2 As Double
  Dim Area, Volpor_P

  pp = 3.14159265359
  For j = 1 To ny
    For i = 1 To nx
      te(i, j) = 0#
      ts(i, j) = 0#
      volpor(i, j) = 0#
    Next i
  Next j
  '..... cálculos para el sistema radial
  If (lrad) Then
    r1 = rpozo
    For i = 1 To imax
      rad(i) = (r1 * rd(i)) ^ 0.5
      r1 = rd(i)
    Next i
    For j = 1 To jmax
      For i = 1 To imax - 1
        t1 = permx(i, j) * dely(j) / (Log(rd(i) / rad(i)))
        t2 = permx(i + 1, j) * dely(j) / (Log(rad(i + 1) / rd(i)))
        If (t1 > 0# And t2 > 0#) Then
          te(i, j) = 2# * pp * 0.00633 * t1 * t2 / (t1 + t2)
        Else
          te(i, j) = 0#
        End If
      Next i
    Next j
    r1 = rpozo
    For i = 1 To imax
      Area = pp * (rd(i) ^ 2 - r1 ^ 2)
      r1 = rd(i)
      For j = 1 To jmax
        volpor(i, j) = Area * dely(j) * poro(i, j)
        If (j < jmax) Then
          If (permy(i, j) > 0# And permy(i, j + 1) > 0) Then
            t1 = permy(i, j) * Area / (dely(j) * 0.5)
            t2 = permy(i, j + 1) * Area / (dely(j + 1) * 0.5)
            ts(i, j) = 0.00633 * t1 * t2 / (t1 + t2)
          Else
            ts(i, j) = 0#
          End If
        End If
      Next j
    Next i
  End If

  If (Not lrad) Then
    '..... cálculos para el sistema cartesiano
    For j = 1 To jmax
      For i = 1 To imax
        hxx(i, j) = permx(i, j) * H(i, j)
        hky(i, j) = permy(i, j) * H(i, j)
        volpor(i, j) = poro(i, j) * delx(i) * dely(j) * H(i, j)
      Next i
    Next j
    For j = 1 To jmax
      For i = 1 To (imax - 1)
        If (hxx(i, j) > 0 And hxx(i + 1, j) > 0) Then

```

```

          te(i, j) = 0.01266 * hxx(i, j) * hxx(i + 1, j) * dely(j) / (delx(i) * hxx(i + 1, j) + delx(i + 1) * hxx(i, j))
        Else
          te(i, j) = 0#
        End If
      Next i
    Next j
    For i = 1 To imax
      For j = 1 To (jmax - 1)
        If (hky(i, j) > 0 And hky(i, j + 1) > 0) Then
          ts(i, j) = 0.01266 * hky(i, j) * hky(i, j + 1) * delx(i) / (dely(j + 1) * hky(i, j) + dely(j) * hky(i, j + 1))
        Else
          ts(i, j) = 0#
        End If
      Next j
    Next i
  End If
  '
  volpor_P = 0
  SumHCPV = 0
  For i = 1 To imax
    For j = 1 To jmax
      volpor_P = volpor_P + p(i, j) * volpor(i, j) * (1 - Swat)
      SumHCPV = SumHCPV + volpor(i, j) * (1 - Swat)
    Next j
  Next i
  Pinicial = volpor_P / (SumHCPV + 1E-20)
  If Pref = -9 Then Pref = Pinicial
  'valor predeterminado de 14.7

End Sub

'===== TRANS_DOBLE

Sub trans_doble()
  '
  'Calcula los coeficientes de transmisibilidad, volpor_matriz, etc.
  'Para un sistema de doble porosidad, indicado por DOBLE en la sección de datos comunes y LAMBDA y OMEGA en la sección de la malla.
  'Las modificaciones del programa por el comando DOBLE aparecen en:
  ' SingleDataInput, Malla, trans_doble, Resolver, ebm, y Actualizar
  Dim volumen As Double
  ' La ecuación de drenaje es q(pies^3 c.e./día) = coef_drene(i,j)*[pot_matriz(i,j) - pot(i,j)]
  ' Si no se introduce RPOZO( caso x-y) se asume que rpozo = 0.25
  metodo = 3
  ' El método 3 ha sido modificado para Doble porosidad
  If mapaii <> 0 Then Call mapa2D(imax, jmax, volpor, "MAPA DE VOLUMEN POROSO", "Salida", salidac)
  For j = 1 To jmax
    For i = 1 To imax

      volumen = volpor(i, j) / poro(i, j)
      'calcula el coeficiente de drene

```

ECUACIONES DE INTERPRETACIÓN PARA CADA RÉGIMEN DE FLUJO

```

    coef_drene(i, j) = Tce / (2# * pce * TCY) *
0.00633 * doble_lambda(i, j) * permx(i, j) *
volumen / rpozo ^ 2
'ajusta el volumen poroso para OMEGA
'asume que la compresibilidad es la misma en la
'fractura y en la matriz
'coloca la presión en la matriz a presión
'inicial en la fractura
    volpor_matriz(i, j) = (1# - doble_omega(i,
j)) * volpor(i, j)
    volpor(i, j) = doble_omega(i, j) *
volpor(i, j)
    p_matriz(i, j) = p(i, j)
    pn_matriz(i, j) = p(i, j)
    pot_matriz(i, j) = obtener_pot_de_p(p(i,
j))
    potn_matriz(i, j) = obtener_pot_de_p(p(i,
j))
Next i
Next j
If mapaii <> 0 Then
    Call mapa2D(imax, jmax, volpor, "Mapa del
volumen poroso de la Fractura", "Salida",
salidac)
    Call mapa2D(imax, jmax, volpor_matriz, "Mapa
de volumen poroso de la Matriz", "Salida",
salidac)
    Call mapa2D(imax, jmax, doble_lambda, "Lambda
de Doble Porosidad", "Salida", salidac)
    Call mapa2D(imax, jmax, doble_omega, "Omega de
Doble Porosidad", "Salida", salidac)
    Call mapa2D(imax, jmax, coef_drene,
"Coeficiente de drene de Doble Porosidad",
"Salida", salidac)
End If
End Sub

```

```

'===== DATOSSALIDA
' Imprime los datos de salida a MSNFG.
Sub DatosSalida()
Dim ldq_stat As String
Dim dly(1, ny), px As Double, zx As Double, dzdp
As Double, cgix As Double

    ldq_stat = "Desactivado"
    If (beta1 <> 0#) Then ldq_stat =
"Activado"

    With worksheets("Salida")
        salidac = salidac + 1
        .Cells(salidac, 1) = "-----"
Resumen de los datos de entrada - MSNFG-----
----- "
        salidac = salidac + 1
        .Cells(salidac, 1) = "-----"
        salidac = salidac + 2
        .Cells(salidac, 1) = "Núm. de Bloques en
Dirección I:....."
        .Cells(salidac, 6) = imax
        salidac = salidac + 1
        .Cells(salidac, 1) = "Núm. de Bloques en
Dirección J:....."
        .Cells(salidac, 6) = jmax
        salidac = salidac + 1
        .Cells(salidac, 1) = "BETA para flujo no
Darciano esta:....."
        .Cells(salidac, 6) = ldq_stat
        salidac = salidac + 2

```

```

        .Cells(salidac, 1) = "Volumen de
Hidrocarburos, pies^3 c.y.:....."
        .Cells(salidac, 6) = SumHCPV
        salidac = salidac + 1
        If (lconst) Then
            .Cells(salidac, 1) = "N, pies^3
c.e.:....."
        Else
            .Cells(salidac, 1) = "G, pies^3
c.e.:....."
        End If
        .Cells(salidac, 6) = OGIP
        salidac = salidac + 1
        If OGIP <= 0 And lrad Then
            Call MensajeError(303, "", 1, 1, 1,
1, 0, 0)
            salidac = salidac + 1
        ElseIf OGIP <= 0 Then
            Call MensajeError(304, "", 1, 1, 1,
1, 0, 0)
        End If
        salidac = salidac + 1
        px = Pinicial - 1
        zx = obtener_z_de_p(px)
        dzdp = (obtener_z_de_p(Pinicial) - zx) /
(Pinicial - px)
        cgix = 1 / Pinicial - 1 /
obtener_z_de_p(Pinicial) * dzdp

        If (doble_porosidad) Then
            .Cells(salidac + 1, 1) = "La opción
de Doble porosidad esta....."
            .Cells(salidac + 1, 6) = "Activado"
            salidac = salidac + 1
        End If
        salida = "Desactivado"

        If lconst Then
            salida = "Activada (Caso Líquido)"
            Debug.Print "salidac del Reporte = "
& salidac
            .Cells(salidac + 1, 1) =
"Compresibilidad Constante del Aceite:....."
            .Cells(salidac + 1, 6) = "Activada"
            .Cells(salidac + 2, 1) =
"Compresibilidad del Aceite, 1/(lb/pg^2)
:....."
            .Cells(salidac + 2, 6) = "0"
            .Cells(salidac + 3, 1) =
"Compresibilidad de la Roca,
1/(lb/pg^2):....."
            .Cells(salidac + 3, 6) = croca
            .Cells(salidac + 4, 1) =
"Compresibilidad del Agua, 1/(lb/pg^2)
:....."
            .Cells(salidac + 4, 6) = cwat
            .Cells(salidac + 5, 1) =
"Compresibilidad Total, 1/(lb/pg^2):....."
            .Cells(salidac + 5, 6) = croca +
cwat * Swat
            .Cells(salidac + 6, 1) = "Viscosidad
del Aceite, cp:....."
            .Cells(salidac + 6, 6) = cvis
            .Cells(salidac + 7, 1) = "Bo, pies^3
c.y./pies^3 c.e.:....."
            .Cells(salidac + 7, 6) = cbo
            .Cells(salidac + 8, 1) = "Presión
Inicial, lb/pg^2 absolutas:..."
            .Cells(salidac + 8, 6) = Pinicial

```

```

        .Cells(salidac + 9, 1) = "Presión de
Referencia para cf y cw, lb/pg^2 absolutas:..."
        .Cells(salidac + 9, 6) = Pref
        salidac = salidac + 12
    Else
        .Cells(salidac + 1, 1) =
"Compresibilidad Constante:....."
        .Cells(salidac + 1, 6) =
"Desactivado"
        .Cells(salidac + 2, 1) =
"Compresibilidad Inicial del Gas,
1/(lb/pg^2):....."
        .Cells(salidac + 2, 6) = cgix
        .Cells(salidac + 3, 1) =
"Compresibilidad de la Roca,
1/(lb/pg^2):....."
        .Cells(salidac + 3, 6) = croca
        .Cells(salidac + 4, 1) =
"Compresibilidad del Agua,
1/(lb/pg^2):....."
        .Cells(salidac + 4, 6) = cwat
        .Cells(salidac + 5, 1) =
"Compresibilidad Total, 1/(lb/pg^2):....."
        .Cells(salidac + 5, 6) = croca +
cgix * (1 - Swat) + cwat * Swat
        .Cells(salidac + 6, 1) = "Viscosidad
Inicial del Gas, cp:....."
        .Cells(salidac + 6, 6) =
obtener_vg_de_p(Pinicial)
        .Cells(salidac + 7, 1) = "Factor Z
Inicial:....."
        .Cells(salidac + 7, 6) =
obtener_z_de_p(Pinicial)
        .Cells(salidac + 8, 1) = "Bg
Inicial, pies^3 c.y./pies^3 c.e.:....."
        .Cells(salidac + 8, 6) =
obtener_bg_de_p(Pinicial)
        .Cells(salidac + 9, 1) = "Presión
Inicial, lb/pg^2 absolutas:..."
        .Cells(salidac + 9, 6) = Pinicial
        .Cells(salidac + 10, 1) = "Presión
de Referencia para cf y cw, lb/pg^2
absolutas:..."
        .Cells(salidac + 10, 6) = Pref
        salidac = salidac + 12
    End If

'....IMPRIMIR ARREGLO DE Salida
'.... imprimir tabla de las propiedades de los
'fluidos
    If (itabla <> 0) Then
        If lconst Then
            .Cells(salidac, 2) = "----- No se
pueden mostrar tablas para el caso de aceite
(TABL)"
            salidac = salidac + 1
        Else
            i = 1
            .Cells(salidac, i) = "Presión"
            .Cells(salidac + 1, i) = "lb/pg^2"
            i = i + 1
            .Cells(salidac, i) = "z"
            .Cells(salidac + 1, i) = " "
            i = i + 1
            .Cells(salidac, i) = "vg"
            .Cells(salidac + 1, i) = "cp"
            i = i + 1
            .Cells(salidac, i) = "Bg"
            .Cells(salidac + 1, i) = "pies^3
c.y./pies^3 c.e."
            i = i + 1
            .Cells(salidac, i) = "m(p)"
            .Cells(salidac + 1, i) =
"(lb/pg^2)^2/cp"
            i = i + 1
            .Cells(salidac, i) = "p/z"
            .Cells(salidac + 1, i) = "lb/pg^2"
            i = i + 1
            .Cells(salidac, i) = "cg"
            .Cells(salidac + 1, i) = "1/(lb/pg^2)"
            salidac = salidac + 2
        For i = 1 To nt
            px = ptab(i) - 1
            zx = obtener_z_de_p(px)
            dzdp = (ztab(i) - zx) / (ptab(i) - px)
            cgix = 1 / ptab(i) - 1 / ztab(i) * dzdp
            .Cells(salidac, 1) = ptab(i)
            .Cells(salidac, 2) = ztab(i)
            .Cells(salidac, 3) = vgtab(i)
            .Cells(salidac, 4) = bgtab(i)
            .Cells(salidac, 5) = pottab(i)
            .Cells(salidac, 6) = pztab(i)
            .Cells(salidac, 7) = cgix
            salidac = salidac + 1
        Next i
    End If
    salidac = salidac + 1
End If
If Not lconst And itabla = 0 Then
    .Cells(salidac, 2) = "----- Introduzca
TABL = 1 en la sección de datos comunes si desea
ver la tabla de las propiedades del Gas"
    salidac = salidac + 1
End If
'..... imprimir mapa
If (mapaii <> 0) Then
    salidac = salidac + 2
    If (lrad) Then
        .Cells(salidac, 1) = "Radio del
Pozo, pies....."
        .Cells(salidac, 6) = rpozo
        salidac = salidac + 2
        Call mapa1D(imax, rd, "MAPA DE RADIO
EXTERNO DE LA CELDA ", "Salida", salidac)
        Call mapa1D(imax, rad, "RADIO:
CENTRO DE LA CELDA ", "Salida", salidac)
        Call mapa1D(jmax, dely, "MAPA DE
ESPESORES DE LAS CAPAS ", "Salida", salidac)
'..... solo sistema cartesiano
    Else
        Call mapa1D(imax, delx, "MAPA EN LA
DIMENSION X ", "Salida", salidac)
        Call mapa1D(jmax, dely, "MAPA EN LA
DIMENSION Y ", "Salida", salidac)
        Call mapa2D(imax, jmax, H, "MAPA DE
ESPESORES ", "Salida", salidac)
    End If

    Call mapa2D(imax, jmax, poro, "MAPA DE
POROSIDAD ORIGINAL ", "Salida", salidac)
    If Not doble_porosidad Then _
        Call mapa2D(imax, jmax, volpor, "MAPA
DE VOLUMEN POROSO ORIGINAL ", "Salida", salidac)
        Call mapa2D(imax, jmax, permx, "MAPA DE
PERMEABILIDADES EN X", "Salida", salidac)
        Call mapa2D(imax, jmax, permy, "MAPA DE
PERMEABILIDADES EN Y", "Salida", salidac)
        Call mapa2D(imax, jmax, p, "MAPA DE
PRESION INICIAL ", "Salida", salidac)

```

ECUACIONES DE INTERPRETACIÓN PARA CADA RÉGIMEN DE FLUJO

```

    Call mapa2D(imax, jmax, pz, "MAPA DE
P/Z INICIAL ", "Salida", salidac)
    Else
        .Cells(salidac, 2) = "-----
Introduzca MAPI = 1 en la sección de datos
comunes si desea ver los mapas iniciales"
        salidac = salidac + 1
    End If

    salidac = salidac + 2
    Debug.Print "salidac de datsalida = " &
salidac
    End With
End Sub

```

```

'===== PROPCONST
'
' Calcula las tablas de las pseudo-propiedades
'para el caso de aceite estas propiedades
'artificiales son equivalentes a un líquido 'con
compresibilidad cero

Sub propconst()
    For i = 0 To nt
        pottab(i) = ptab(i)
        pztab(i) = ptab(i)
        ztab(i) = ptab(i) * 2# / cvis
        bgtab(i) = cbo
        vgtab(i) = cvis
    Next i
    TCY = Tce * cvis * cbo / (pce * 2#)
End Sub

```

B.3.3 Módulo: EVENTOS

Option Explicit

```

'***** EVENTOS
'
' Eventoss
' Gastos
' terminodq
'
'===== EVENTOS
Sub Eventoss()
    Dim num As Integer, relacion1 As Double,
relacion2 As Double, relacion3 As Double, ro As
Double
    Dim iset As Integer
    Dim nombre As String, value, valor2, valor3,
valor4
    Static iniciar As Double, terminar As Double,
tiempocorrida As Single

    Application.StatusBar = "Paso de Tiempo: " &
ipaso & " Tiempo: " & tiem & " Tiempo Acum.: " &
tiempoacum

    If (ipaso = 1) Then iniciar = Timer
    If (tiem - tiempoacum) > 0.00001 Then GoTo
line30
    '
    ' Se tiene un alcance en la linea TIEMPO, aunque
'se fueran a leer mas datos
    Do
        indr = indr + 1
        iset = 0
    Loop

```

```

ActiveCell.Offset(1, 0).Range("A1").Select
Selection.Font.ColorIndex = 5
nombre = ActiveCell.value
value = ActiveCell.Offset(0,
1).Range("A1").value
valor2 = ActiveCell.Offset(0,
2).Range("A1").value
valor3 = ActiveCell.Offset(0,
3).Range("A1").value
valor4 = ActiveCell.Offset(0,
4).Range("A1").value

If nombre = "FIN" Then
    terminar = Timer
    tiempocorrida = terminar - iniciar
    Beep
    Application.StatusBar = "Ha terminado la
corrida en MSNFG." & " Iter. Newt. = " &
totnewts & " P.T. : " & ipaso - 1 & " Tiempo
Acum.: " & tiempoacum & " Duración de la
corrida: " & tiempocorrida / 60 & " minutos "
    End
End If

If (nombre = "POZO") Then
    Call valEntrada(value, 2, num, iset,
uno, nw, "Numero de Pozo")
    Call valEntrada(valor2, 3, ipo(num),
iset, uno, imax, "localizacion i")
    Call valEntrada(valor3, 4, jpo(num),
iset, uno, jmax, "localizacion j")
    Call valEntrada(valor4, 5, daño(num),
iset, neg, grande, "daño")
    i = ipo(num)
    j = jpo(num)
    ind(num) = 1
    qg(num) = 0#
'..... Calcula el Indice de Productividad
If (lrad) Then
    denom(num) = Log(rad(i) / rpozo) +
daño(num)
    Pi(num) = 0.019877 * permx(i, j) *
dely(j) / denom(num)
    Else
        If (permy(i, j) > 0) Then
            relacion1 = (permx(i, j) / permy(i,
j)) ^ 0.5
        Else
            relacion1 = 1
        End If
        relacion2 = 1 / relacion1
        ro = 0.28 * (relacion2 * delx(i) ^ 2 +
relacion1 * dely(j) ^ 2) ^ 0.5 / _
(relacion1 ^ 0.5 + relacion2 ^
0.5)
        relacion3 = ro / rpozo

'.... denom(num) es usado en la subrutina para
'.... calcular el flujo no Darciano.
denom(num) = Log(relacion3) +
daño(num) + 1E-20
Pi(num) = 0.019877 * (permx(i, j) *
permy(i, j)) ^ 0.5 * H(i, j) / denom(num)
'.... si el IP es negativo o cero, puede
'hacerlo muy grande
If (Pi(num) <= 0) Then
    Pi(num) = 1000000#
End If
End If
npozo = num

```

```
'..... Calcula es factor de
'turbulencia(Beta) de la correlación

    If (beta1 < 0) Then
        beta(num) = 18800000000# * permx(i,
j) ^ (-1.47) * poro(i, j) ^ (-0.53)
    Else
        beta(num) = beta1
    End If

    End If
' control del pozo
    If (nombre = "QG") Then Call
valEntrada(value, 2, num, iset, 1, nw, "numero
del pozo")
    If (nombre = "QG") Then Call
valEntrada(valor2, 3, qg(num), iset, neg,
grande, nombre)
    If (nombre = "QG") Then ind(num) = 1
    If (nombre = "PWF") Then Call
valEntrada(value, 2, num, iset, 1, nw, "numero
del pozo")
    If (nombre = "PWF") Then Call
valEntrada(valor2, 3, pwf(num), iset, zer,
grande, nombre)
    If (nombre = "PWF") Then ind(num) = 2
    If (nombre = "PMIN") Then Call
valEntrada(value, 2, num, iset, 1, nw, "numero
del pozo")
    If (nombre = "PMIN") Then Call
valEntrada(valor2, 3, pmin(num), iset, zer,
grande, nombre)
' control de salida
    If (nombre = "MAPP") Then Call
valEntrada(value, 2, mappi, iset, zer, dos,
nombre)
    If (nombre = "GRAF") Then Call
valEntrada(value, 2, igrafica, iset, zer, dos,
nombre)
    If (nombre = "REPOZO") Then Call
valEntrada(value, 2, ipozo, iset, zer, dos,
nombre)
' control de los pasos de tiempo
    If (nombre = "ALFA") Then Call
valEntrada(value, 2, alfa, iset, zer, grande,
nombre)
    If (nombre = "DTMN") Then Call
valEntrada(value, 2, deltmn, iset, zer, grande,
nombre)
    If (nombre = "DTMX") Then Call
valEntrada(value, 2, deltmx, iset, zer, grande,
nombre)
    If (nombre = "DELT") Then Call
valEntrada(value, 2, delt, iset, zer, grande,
nombre)
    If (nombre = "TIEMPO") Then Call
valEntrada(value, 2, tiem, iset, zer, grande,
nombre)
    If (nombre = "TIEMPO") Then GoTo line30
' Puede no encontrar el comando en cualquier
'linea
    If (iset = zer And nombre <> "CMNT") Then
Call MensajeError(102, nombre, 1, 1, indr, 1, 0,
0)
Loop
' calcula delt para el próximo paso de tiempo
line30:

    If (ipaso > 1) Then delt = delt * alfa
    If (delt > deltmx) Then delt = deltmx
```

```
    If (delt < deltmn) Then delt = deltmn
    If ((tiempoacum + delt) >= tiem) Then
        delt = tiem - tiempoacum
        tiempoacum = tiem
    ElseIf ((tiem - (tiempoacum + delt)) <
delt) Then
        delt = 0.5 * (tiem - tiempoacum)
        tiempoacum = tiempoacum + delt
    Else
        tiempoacum = tiempoacum + delt
    End If
exitloop:
End Sub

'===== GASTOS
'
' Calcula las presiones del pozo o los gastos.
'
Sub Gastos()
    Dim dqtol As Double, pesomol As Double, iterdq
As Integer
    Dim pwx As Double, vgwf As Double, pigx As
Double, qgx As Double

    dqtol = 0.01
    pesomol = grav * 28.97
    For k = 1 To nw
        i = ipo(k)
        j = jpo(k)
        PIg(k) = (Pi(k) + 1E-20) * (Tce / (pce *
TCY))

' la siguiente no es usada?????
        If cambio2p(k) = 2 Then ind(k) = 2

'.....ind(k) = 1 es fijado QG
        If (ind(k) = 1) Then
            pwx = -1
            potwf(k) = pot(i, j) - qg(k) / PIg(k)
            If (potwf(k) < 0#) Then potwf(k) = 0#
            Call tabseq(pottab, ptab, nt, potwf(k),
pwx(k))

'.....
'Calcula los efectos para el flujo no Darciano
'...Beta1 > 0 entonces Beta es introducido por
'...el 'usuario.....
'...Beta1 < 0 entonces Beta es calculado de
'...la correlación....
'.....

        If (beta1 <> 0#) Then
            iterdq = 0
            Do While ((Abs(pwx - pwx(k)) >
dqtol) And (iterdq < 20))
                iterdq = iterdq + 1
                Call tabseq(ptab, vgtab, nt,
pwx(k), vgwf)
                Call terminodq(beta(k), vgwf,
pesomol, i, j, dterm(k))
                pigx = PIg(k) * denom(k) /
(denom(k) + dterm(k) * qg(k))
                pwx = pwx(k)
                potwf(k) = pot(i, j) - qg(k) / pigx
                If (potwf(k) < 0#) Then potwf(k) =
0#

                Call tabseq(pottab, ptab, nt,
potwf(k), pwx(k))
            Loop
            PIg(k) = pigx
```


ECUACIONES DE INTERPRETACIÓN PARA CADA RÉGIMEN DE FLUJO

```

End If

If pwf(k) < pmin(k) Then
  cambio2p(k) = 1
  pwf(k) = pmin(k)
  ind(k) = 2
  GoTo pminswitch:
End If

'..... ind(k) = 2 es fijado PWF
  ElseIf (ind(k) = 2) Then
pminswitch:
  Call tabseq(ptab, pottab, nt, pwf(k),
potwf(k))
  qg(k) = PIg(k) * (pot(i, j) - potwf(k))
  qgx = -10#
'..... iterar si "beta1.ne.0"
  If (beta1 <> 0#) Then
    iterdq = 0
    Do while ((Abs(qgx - qg(k)) > dqtol)
And (iterdq < 20))
      iterdq = iterdq + 1
      Call tabseq(ptab, vgtab, nt,
pwf(k), vgwf)
      Call terminodq(beta(k), vgwf,
pesomol, i, j, dterm(k))
      pigx = PIg(k) * denom(k) /
(denom(k) + dterm(k) * qg(k))
      qgx = qg(k)
      qg(k) = pigx * (pot(i, j) -
potwf(k))
      If qg(k) < 0 Then qg(k) = 0
      Loop
      PIg(k) = pigx
    End If
  End If
Next k
End Sub

'===== TERMINODQ
' Calcula el factor D para flujo no Darciano en
' las celdas del pozo.
' Las unidades de Dterm son puestas en
' [Días/pies^3 c.e.]

Sub terminodq(betawf, vgwf, pesomol, i, j, d)
  If (lrad) Then
    d = 2.715E-15 * betawf * permx(i, j) *
pesomol * pce _
/ (1000# * dely(j) * vgwf *
rpozo * Tce)
  Else
    d = 2.715E-15 * betawf * permx(i, j) *
pesomol * pce _
/ (1000# * H(i, j) * vgwf *
rpozo * Tce)
  End If
End Sub

```

B.3.4 Módulo: COEFICIENTES

Option Explicit

```

'***** COEFICIENTES
'
' Coef

```

```

' Coefsim
' *FUNCIONES*
' NoDarcyAE
' NoDarcyAS
'===== COEFICIENTES
'
'...Calcula los coeficientes centrales de la
'matriz y los valores del lado derecho de las
'ecuaciones
Sub Coef()
Dim alfax As Double

  For j = 1 To jmax
  For i = 1 To imax
    If (i <> 1) Then AO(i, j) = AE(i - 1,
j)
    If (j <> 1) Then AN(i, j) = A_S(i, j -
1)
  Next i
  Next j
' modificación para flujo No Darciano
' RAW 12/12/08
  If NoDarcy Then
    For j = 1 To jmax
    For i = 1 To imax
      If (i <> imax) Then AE(i, j) =
NoDarcyAE(i, j)
      If (i <> 1) Then AO(i, j) = AE(i - 1,
j)
      If (j <> jmax) Then A_S(i, j) =
NoDarcyAS(i, j)
      If (j <> 1) Then AN(i, j) = A_S(i, j -
1)
    Next i
    Next j
  End If

  For j = 1 To jmax
  For i = 1 To imax
    alfax = obtener_dGIPdm_de_p(p(i, j),
pn(i, j), volpor(i, j)) / delt
    AC(i, j) = AE(i, j) + A_S(i, j) + AO(i,
j) + AN(i, j) + alfax
    rhs(i, j) = alfax * potn(i, j)
  Next i
  Next j
'...ajustes de rhs y AC para los pozos
  For l = 1 To nw
    i = ipo(l)
    j = jpo(l)
    If (ind(l) = 1) Then
      rhs(i, j) = rhs(i, j) - qg(l)
    ElseIf (ind(l) = 2) Then
      AC(i, j) = AC(i, j) + PIg(l)
      rhs(i, j) = rhs(i, j) + PIg(l) *
potwf(l)
    End If
  Next l
End Sub

```

```

'===== COEFSIM
'
'...Calcula los coeficientes simétricos
'(masa).
'
Sub coefsim()

```

```

  For j = 1 To ny
  For i = 1 To nx
    AE(i, j) = 0#

```

```

        A_S(i, j) = 0#
    Next i
    Next j
    For j = 1 To jmax
    For i = 1 To imax - 1
        AE(i, j) = te(i, j) * Tce / (2# * pce *
TCY)
        If NoDarcy Then AEOrig(i, j) = AE(i, j)
    Next i
    Next j

    For j = 1 To jmax - 1
    For i = 1 To imax
        * TCY)
        A_S(i, j) = ts(i, j) * Tce / (2# * pce
        If NoDarcy Then ASOrig(i, j) = A_S(i,
j)
        Next i
        Next j
    End Sub

```

```

Function NoDarcyAE(i, j)
' RAW 12/20/08
' Flujo Radial
' Modifica el coeficiente AE para calcular el
'flujo no Darciano, dando la caída de presión
'm(p2)-m(p1)
' La ecuación para el flujo no-Darciano esta
'dada por la Ec. 8.24 in Dake's "Fundamentals
'of Reservoir Engineering"
' El flujo entre la celda 2 y la celda 1 es AE *
'[m(p2)-m(p1)] en pies^3 c.e./día, donde AE ha
'sido multiplicado por el factor de flujo no-
'Darciano, delta.
' la ecuación cuadrática para q(pies^3
'c.e./día) es: F*10^-6 * q^2 + 1/AEOrig * q -
'[m(p2)-m(p1)] = 0
' Son usados valores absolutos para asegurar
'que 0 < delta <= 1 y que el flujo pueda ser en
'cualquier dirección.
Dim r1, r2, f, FX, pprom, vprom, qDarcy, aa, bb,
cc, determinante, qnoDarcy, delta, Area_Sq, Area

If lconst Then MsgBox "El flujo No-Darciano solo
puede usarse para gas"
If lconst Then Stop

If newton = 1 Then newton = 2

If i = 1 Then
    r1 = rd(1)
'Asumiendo que no hay caída de presión en la
'celda 1. Esta es una celda con Almacenamiento
'en el pozo.
Else
    r1 = (rd(i - 1) * rd(i)) ^ 0.5 ' r1 y r2 son
los "centros de la celda"
End If
r2 = (rd(i) * rd(i + 1)) ^ 0.5
vprom = (vg(i, j) + vg(i + 1, j)) / 2

FX = 0.000000000003161 * Beta2(i, j) * TCY *
grav / vprom
' Este factor puede ser usado para radial o
'lineal
If lrad Then
'F = 0.000000000003161 * Beta2(i, j) * TCY *
'grav / (vprom * dely(j) ^ 2) * (1 / r1 - 1 /
'r2) ---- fórmula radial
    f = FX / (dely(j) ^ 2) * (1 / r1 - 1 / r2)

```

```

Else
' Cambia a coordenadas x-y en lugar de radiales
Area_Sq = (dely(j) * (H(i, j) + H(i + 1, j))
/ 2) ^ 2
' El área transversal para flujo lineal en
'dirección x
f = FX * 4 * 3.14159 ^ 2 / Area_Sq * (delx(i)
+ delx(i + 1)) / 2
End If
qDarcy = AEOrig(i, j) * Abs(pot(i + 1, j) -
pot(i, j))
'coeficientes cuadráticos
aa = f / 1000000#
bb = 1 / AEOrig(i, j)
cc = (pot(i + 1, j) - pot(i, j))
If cc = 0 Then
    NoDarcyAE = AEOrig(i, j)
Else
    determinante = bb ^ 2 + Abs(4 * aa * cc)
    qnoDarcy = (-bb + Abs(determinante) ^ 0.5) /
(2 * aa)
    delta = (qnoDarcy / (qDarcy + 1E-20))
    NoDarcyAE = delta * AEOrig(i, j)
End If
End Function

```

```

Function NoDarcyAS(i, j)
' RAW 1/10/09
' Flujo radial
' Modifica el coeficiente AS para calcular el
'flujo no-Darciano, dando la caída de presión
'm(p2)-m(p1)
' La ecuación para flujo no-Darciano esta dada
'por la Ec. 8.24 en Dake's "Fundamentals of
'Reservoir Engineering".
' El flujo entre la celda 2 y la celda 1 es AE *
'[m(p2)-m(p1)] en pies^3 c.e./día, donde AE ha
'sido multiplicado
' por el factor para flujo no-Darciano, delta.
' la ecuación cuadrática para q(pies^3
'c.e./día) es: F*10^-6 * q^2 + 1/AEOrig * q -
'[m(p2)-m(p1)] = 0
' Son usados valores absolutos para asegurarse
'que 0 < delta <= 1 y que el flujo pueda ser en
'cualquier dirección.
Dim r1, r2, f, FX, pprom, vprom, qDarcy, aa, bb,
cc, determinante, qnoDarcy, delta, Area_Sq

vprom = (vg(i, j) + vg(i, j + 1)) / 2

FX = 0.000000000003161 * Beta2(i, j) * TCY *
grav / vprom
' Este factor puede ser usado para radial o
'lineal
If lrad Then
' El flujo lineal en la dirección z con el área
'transversal entre el radio
r1 = rpozo
If i > 1 Then r1 = rd(i - 1)
Area_Sq = (3.14159 * (rd(i) ^ 2 - r1 ^ 2)) ^ 2
Else
' Cambia a coordenadas x-y en lugar de radiales
Area_Sq = (delx(i) * (H(i, j) + H(i, j + 1))
/ 2) ^ 2
' El área transversal para flujo lineal en
'dirección y
End If

```

ECUACIONES DE INTERPRETACIÓN PARA CADA RÉGIMEN DE FLUJO

```
'F = 0.000000000003161 * Beta2(i, j) * TCY *
'grav / (vprom * dely(j) ^ 2) * (1 / r1 - 1 /
'r2) ---- fórmula radial
f = FX * 4 * 3.14159 ^ 2 / Area_Sq * (dely(j) +
dely(j + 1)) / 2

qDarcy = ASorig(i, j) * Abs(pot(i, j + 1) -
pot(i, j))
' Coeficientes cuadráticos
aa = f / 1000000#
bb = 1 / ASorig(i, j)
cc = (pot(i, j + 1) - pot(i, j))
If cc = 0 Then
NoDarcyAS = ASorig(i, j)
Else
determinante = bb ^ 2 + Abs(4 * aa * cc)
qnoDarcy = (-bb + Abs(determinante) ^ 0.5) /
(2 * aa)
delta = (qnoDarcy / (qDarcy + 1E-20))
NoDarcyAS = delta * ASorig(i, j)
End If

End Function
```

B.3.5 Módulo: RESOLVER

Option Explicit

```
'***** RESOLVER
'
' ResolVERR
' psor
' lsor
' converge
' thomas
' D4
'===== RESOLVER
' Elige un método iterativo de solución para
'resolver la matriz de coeficientes de la
'ecuaciones de presión.
'
Sub ResolVERR()

Dim dum(nx), A(nx), b(nx), c(nx), d(nx),
potx(nx), sumres(nx)
Dim cx2, dGdmdt

If metodo = 1 Then
Call psor(AN, AO, AC, AE, A_S, rhs, pot,
imax, jmax, itmx, omega, tol, nx, ny, delt,
volpor, itsor, itsorc, dum)
ElseIf metodo = 2 Then
Call lsor(AN, AO, AC, AE, A_S, rhs, pot,
imax, jmax, itmx, omega, tol, nx, ny, delt,
volpor, itsor, itsorc, A, b, c, d, potx, sumres)
ElseIf metodo = 3 Then
ij = 0
For j = 1 To jmax
For i = 1 To imax
ij = ij + 1
potmp(ij) = pot(i, j)
antmp(ij) = AN(i, j)
aotmp(ij) = AO(i, j)
actmp(ij) = AC(i, j)
If doble_porosidad Then
```

```
dGdmdt =
obtener_dGIPdm_de_p(p_matriz(i,j), pn_matriz(i,
j), volpor_matriz(i, j))_
/ delt
cx2 = coef_drene(i, j) /
(coef_drene(i, j) + dGdmdt)
actmp(ij) = AC(i, j) +
coef_drene(i, j) * (1 - cx2)
End If
aetmp(ij) = AE(i, j)
astmp(ij) = A_S(i, j)
rhstmp(ij) = rhs(i, j)
If doble_porosidad Then _
rhstmp(ij) = rhs(i, j) + cx2 *
dGdmdt * potn_matriz(i, j)
Next i
Next j
Call D_4(potmp, actmp, aetmp, astmp,
aotmp, antmp, rhstmp, 1, imax, imax, jmax, 1,
imax * jmax, 1, stemp1, stemp2, stemp3, itemp1,
stemp4)
ij = 0
For j = 1 To jmax
For i = 1 To imax
ij = ij + 1
pot(i, j) = potmp(ij)
Next i
Next j
If doble_porosidad Then
For j = 1 To jmax
' Se actualiza la presión de matriz de Doble
'Porosidad
For i = 1 To imax
dGdmdt =
obtener_dGIPdm_de_p(p_matriz(i, j), pn_matriz(i,
j), volpor_matriz(i, j)) / delt
pot_matriz(i, j) = (dGdmdt *
potn_matriz(i, j) + coef_drene(i, j) * pot(i,
j)) / (dGdmdt + coef_drene(i, j))
p_matriz(i, j) =
obtener_p_de_pot(pot_matriz(i, j))
Next i
Next j
End If
Else
MsgBox "Método inválido para la
solución de la matriz, MÉTODO = " & metodo
Stop 'Fatal Error'
End If
End Sub
```

```
'===== PSOR
'
' Método de solución de sobrerelajación
'sucesivo en un punto.
'
Sub psor(AN, AO, AC, AE, A_S, rhs, pot, imax,
jmax, itmx, omega, tol, nx, ny, delt, volpor,
itsor, itsorc, dum)
Dim potx As Double, ressum As Double, resmx As
Double

For iter = 1 To itmx
itsor = itsor + 1
itsorc = itsorc + 1

'... Resolver para las presiones de la celda

For j = 1 To jmax
For i = 1 To imax
```

```

potx = (rhs(i, j) + AN(i, j) * pot(i, j - 1) -
+ AO(i, j) * pot(i - 1, j) + AE(i, j) * _
pot(i + 1, j) + A_S(i, j) * pot(i, j + 1)) / -
AC(i, j)
pot(i, j) = pot(i, j) + omega * (potx - _ pot(i,
j))
    Next i
  Next j

'... Verificar la convergencia

    Call converge(AN, AO, AC, AE, A_S,
rhs, pot, imax, jmax, nx, ny, delt, volpor, dum,
ressum, resmx)
    If (resmx <= tol) Then GoTo line30
  Next iter
  MsgBox " PSOR NO CONVERGE EN " & itmx & "
ITERACIONES"

line30:
  End Sub

'===== LSOR
'
' Método de solución de sobrerajación
'sucesivo en línea.

Sub lsor(AN, AO, AC, AE, A_S, rhs, pot, imax,
jmax, itmx, omega, tol, nx, ny, delt, volpor,
itsor, itsorc, A, b, c, d, potx, sumres)
  Dim ressum As Double, resmx As Double

  If jmax = 1 Then omega = 1#
  For iter = 1 To itmx
    itsor = itsor + 1
    itsorc = itsorc + 1

'... Resolver para las presiones de la celda

    For j = 1 To jmax
      For i = 1 To imax
        A(i) = -AO(i, j)
        b(i) = AC(i, j)
        c(i) = -AE(i, j)
        d(i) = rhs(i, j)
        If j > 1 Then d(i) = d(i) +
AN(i, j) * pot(i, j - 1)
        If j < jmax Then d(i) = d(i) +
A_S(i, j) * pot(i, j + 1)
      Next i
      Call thomas(A, b, c, d, potx, imax)
    For k = 1 To imax
      Next k
    For i = 1 To imax
      pot(i, j) = pot(i, j) + omega *
(potx(i) - pot(i, j))
    Next i
  Next j

'... Verificar la convergencia

    Call converge(AN, AO, AC, AE, A_S, rhs,
pot, imax, jmax, nx, ny, delt, volpor, sumres,
ressum, resmx)

    If resmx <= tol Then GoTo line40
  Next iter
  MsgBox " LSOR NO CONVERGE EN " & itmx &
"ITERACIONES"

```

```

line40:
  End Sub

'===== CONVERGENCIA
'
' Verifica la convergencia de PSOR y LSOR
'usando el residuo
'
Sub converge(AN, AO, AC, AE, A_S, rhs, pot,
imax, jmax, nx, ny, delt, volpor, sumres,
ressum, resmx)
  Dim res As Double, resnrm As Double

'.....RESSUM:L - 1 normal
'.....RESMX : L - normal infinita
'.....RESNRM: Residual Normalizado

  res = 0#
  resnrm = 0#
  resmx = 0#
  ressum = 0#
  For j = 1 To jmax
    sumres(j) = 0#
    For i = 1 To imax
      res = AC(i, j) * pot(i, j) -
rhs(i, j)
      If j > 1 Then res = res - AN(i, j)
      * pot(i, j - 1)
      If i > 1 Then res = res - AO(i, j)
      * pot(i - 1, j)
      If i < imax Then res = res - AE(i,
j) * pot(i + 1, j)
      If j < jmax Then res = res -
A_S(i, j) * pot(i, j + 1)
      sumres(j) = sumres(j) - res
      resnrm = res * delt / volpor(i, j)
      ressum = ressum + Abs(resnrm)
      If Abs(resnrm) > resmx Then resmx
= Abs(resnrm)
    Next i
  Next j
End Sub

'===== THOMAS
'
Sub thomas(A, b, c, d, x, n)

'-----
' Esta es una solución para el sistema de
'matrices tridiagonales
'
' a(i) * x(i - 1) + b(i) * x(i) + c(i) *
'x(i + 1) = d(i)
' A,B,C,D : coeficientes de la ecuación,
' X = vector solución
' N = número de incógnitas
'-----

Dim w(1001), G(1001)

w(1) = b(1)
G(1) = d(1) / w(1)

For i = 2 To n
w(i) = b(i) - A(i) * c(i - 1) / w(i - 1)
G(i) = (d(i) - A(i) * G(i - 1)) / w(i)
Next i
x(n) = G(n)
For i = n - 1 To 1 Step -1

```

ECUACIONES DE INTERPRETACIÓN PARA CADA RÉGIMEN DE FLUJO

```

        x(i) = G(i) - c(i) * x(i + 1) / w(i)
    Next i
End Sub

```

```

'===== D4
'
' DESCRIPCION:
'
' RESUELVE LA ECUACION PARA UN PROBLEMA EN 2-D
' POR REAREGLO DE LAS ECUACIONES EN UN
' ORDENAMIENTO D-4.
'
' VARIABLES:
' IARREGLO = CONTADOR PARA ALMACENAR LAS
' ENTRADAS DE LA MATRIZ QUE ESTAN EN LA PARTE
' INFERIOR DERECHA
' IJ = NUM. DEL BLOQUE DE MALLA
' IJSUM = i + j
' IL = DIVERGENCIA IZQUIERDA CORREGIDA
' IPI = CONTEO PROGRESIVO DE LA DIVERGENCIA
' IZQUIERDA
' IRI = CONTEO REGRESIVO DE LA DIVERGENCIA
' IZQUIERDA
' IM = CENTRO (DIAGONAL PRINCIPALL) DE LA FILA
' ACTUAL
' IP = DIVERGENCIA DERECHA CORREGIDA
' IPF = CONTEO PROGRESIVO DE LA DIVERGENCIA
' DERECHA
' IPR = CONTEO REGRESIVO DE LA DIVERGENCIA
' DERECHA
' IFILA = NUMERO DE LA FILA ACTUAL, INFERIOR
' DE LA MATRIZ
' IRS = NUMERO DE FILAS ENTRANTES A LA DERECHA
' DE LA DIAGONAL PRINCIPAL
' IINFERIOR = INDICE PARA EL MAS BAJO (NO SE
' TIENEN CEROS)
' IJSTRT = PRIMER IJ EN LLAMAR LA RUTINA PARA
' I=1,J=1
' IBANDA = NUMERO DE LA BANDA ACTUAL
' NBANDA = ANCHO DE BANDA DEL BLOQUE INFERIOR
' DE LA MATRIZ
' NFILA = FILAS EN LA DERECHA INFERIOR DE LA
' MATRIZ (IMAX*JMAX)/2
' NBANDAS = NUMERO DE BANDAS
'
' arreglos:
'
' ASUPERIOR = MATRIZ SUPERIOR REDUCIDA (RE-
' ENTRADA)
' AINFERIOR = INFERIOR - -----" -----"
' ACINV = 1 / ac - -----" -----"
' IC = GUARDA EL INDICE IJ PARA LA FILA I
' (2DMAX/2)
' FILA = TRABAJO PARA LA FILA INFERIOR 'DERECHA
' DE LA MATRIZ (S*MAXID+1)
'
Sub D_4(p, AC, AE, A_S, AO, AN, R, INCI, INCJ,
imax, jmax, ijstrt, IJKMAX, iter, ACINV,
AINFERIOR, ASUPERIOR, ic, FILA)
    Dim max As Integer, isumj As Integer, idiff
As Integer, i_mp As Integer
    Dim imm As Integer, iac As Integer
'
    Dim RENTRADA As Boolean
'
'..... INICIO DEL CÓDIGO
'
    RENTRADA = False
    If iter > 1 Then RENTRADA = True
    max = Application.Min(imax + 1, jmax - 1)
'
    isumj = Fix((imax + jmax) / 2)
' Es fijada para simular en FORTRAN
    idiff = imax + jmax - isumj * 2
    nbanda = 1 + 2 * jmax
    nfila = Fix(imax * jmax / 2)
' Es fijada para simular en FORTRAN
    im = 1 + jmax
    i_mp = im + 1
    imm = im - 1
    ibaja = 0
    iac = 0
    ifila = 0
    ifranja = 0
    ipf = 1
    ipi = -1
'
'If Int((imax + jmax) / 2) = ((imax + jmax) /
'2) Then
' nfranja = (imax + jmax - 2) / 2
'Else
' nfranja = Fix((imax + jmax - 1) / 2)
' Es fijada para simular en FORTRAN
' End If
'
'..... Nota
' nfranja = (imax + jmax - 1) / 2
'..... Fin de la Nota
'
    ijsum = 1
    iarreglo = 0
'
'..... ELIMINACIÓN DE BANDA
line10:
    ipf = ipf + 2
    ipi = ipi + 2
    ifranja = ifranja + 1
    If ifranja > nfranja Then GoTo line170
    ipr = 1 + 2 * (nfranja - ifranja) - idiff
    iri = 3 + 2 * (nfranja - ifranja) - idiff
    ip = ipf
    il = ipi
    If ipr < ipf Then ip = ipr
    If iri < ipi Then il = iri
    If ip > max Then ip = max
    If il > max Then il = max
    ijsum = ijsum + 2
    i = 1
    j = ijsum - i
    If j > jmax Then
        j = jmax
        i = ijsum - j
    End If
    ij = ijstrt + (i - 1) * INCI + (j - 1) * INCJ
    If ij > IJKMAX Then GoTo line170
'
'..... ELIMINACIÓN DE LA CELDA
line30:
    For k = 1 To nbanda
        FILA(k) = 0#
    Next k
    FILA(im) = AC(ij)
    rx = R(ij)
    ifila = ifila + 1
    If FILA(im) = 0# Then GoTo line140
    ic(ifila) = ij
    ils = Application.Min(jmax, ifila - 1)
    irs = Application.Min(jmax, nfila - ifila)
'
'..... ELIMINACIÓN DEL OESTE

```

```

If AO(ij) <> 0# Then
  ijw = ij - INCI
  x = AO(ij) / AC(ijw)
  rx = rx + R(ijw) * x
If Not RENTRADA Then
  FILA(imm - il) = FILA(imm - il) - AO(ijw) * x
  FILA(im - il) = FILA(im - il) - AN(ijw) * x
  FILA(imm) = FILA(imm) - A_S(ijw) * x
  FILA(im) = FILA(im) - AE(ijw) * x
End If
End If

'..... ELIMINACIÓN DEL NORTE

If AN(ij) <> 0# Then
  ijn = ij - INCJ
  x = AN(ij) / AC(ijn)
  rx = rx + R(ijn) * x
  If Not RENTRADA Then
    FILA(im - il) = FILA(im - il) - AO(ijn) * x
    FILA(i_mp - il) = FILA(i_mp - il) - AN(ijn) * x
    FILA(im) = FILA(im) - A_S(ijn) * x
    FILA(i_mp) = FILA(i_mp) - AE(ijn) * x
  End If
End If

'..... ELIMINACIÓN DEL SUR

If A_S(ij) <> 0# Then
  ijs = ij + INCJ
  x = A_S(ij) / AC(ijs)
  rx = rx + R(ijs) * x
  If Not RENTRADA Then
    FILA(imm) = FILA(imm) - AO(ijs) * x
    FILA(im) = FILA(im) - AN(ijs) * x
    FILA(imm + ip) = FILA(imm + ip) - A_S(ijs) * x
    FILA(im + ip) = FILA(im + ip) - AE(ijs) * x
  End If
End If

'..... ELIMINACIÓN DEL ESTE

If AE(ij) <> 0# Then
  ije = ij + INCI
  x = AE(ij) / AC(ije)
  rx = rx + R(ije) * x
  If Not RENTRADA Then
    FILA(im) = FILA(im) - AO(ije) * x
    FILA(i_mp) = FILA(i_mp) - AN(ije) * x
    FILA(im + ip) = FILA(im + ip) - A_S(ije) * x
    FILA(i_mp + ip) = FILA(i_mp + ip) - AE(ije) * x
  End If
End If

'..... COLOCA LA FILA EN EL TRIÁNGULO SUP

  iizquierda = im - ils
  For iz = iizquierda To jmax
    ibaja = ibaja + 1
    lfila = ifila - (im - iz)
    If Not RENTRADA Then
      x = FILA(iz)
      AINFERIOR(ibaja) = x
      ix = (lfila - 1) * jmax
      lderecha = Application.Min(jmax, nfila - lfila)
      For k = 1 To lderecha
        FILA(iz + k) = FILA(iz + k) - ASUPERIOR(ix + k)
      * x
      Next k

```

```

End If
  ixt = ic(lfila)
  rx = rx - R(ixt) * AINFERIOR(ibaja)
  Next iz

'..... COLOCA LA DIAGONAL A 1A

  iac = iac + 1
  If Not RENTRADA Then
    ACINV(iac) = 1# / FILA(im)
    limr = jmax + 1 + irs
    For k = i_mp To limr
      FILA(k) = FILA(k) * ACINV(iac)
    Next k
  End If
  rx = rx * ACINV(iac)
line140:

'..... ALMACENA LAS FILAS CALCULADAS
'..... PARA LA SUSTITUCIÓN
'..... HACIA ATRÁS

  If Not RENTRADA Then
    For k = 1 To jmax
      ASUPERIOR(iarreglo + k) = FILA(im + k)
    Next k
  End If
  R(ij) = rx
  iarreglo = iarreglo + jmax
  i = i + 1
  j = j - 1
  ij = ij + INCI - INCJ
  If i > imax Or j < 1 Then
    GoTo line10
  Else
    GoTo line30
  End If
line170:

'..... SUSTITUCIÓN HACIA ATRÁS
'..... PARA RESOLVER LA MITAD
'..... INFERIOR DE LA MATRIZ

  ia = jmax * nfila
  ifila = nfila + 1
  For k = 1 To nfila
    ifila = ifila - 1
  ia = ia - jmax
  ij = ic(ifila)
  rx = R(ij)
  lim = Application.Min(nfila - ifila, jmax)
  For l = 1 To lim
    ij1 = ic(ifila + l)
    rx = rx - ASUPERIOR(ia + l) * p(ij1)
  Next l
  p(ij) = rx
  Next k

'..... CALCULA LAS PRESIONES QUE
'..... ESTAN EN LA MITAD SUPERIOR

isw = 1
For j = 1 To jmax
  isw = 1 - isw
  ii = isw + 1
  For i = ii To imax Step 2
    ij = ijstr + (i - 1) * INCI + (j - 1) * INCJ
    p(ij) = R(ij)
    If i > 1 Then p(ij) = p(ij - INCI) * AO(ij)
  + p(ij)

```

ECUACIONES DE INTERPRETACIÓN PARA CADA RÉGIMEN DE FLUJO

```

    If j > 1 Then p(ij) = p(ij - INCJ) * AN(ij)
+ p(ij)
    If i < imax Then p(ij) = p(ij + INCI) *
AE(ij) + p(ij)
    If j < jmax Then p(ij) = p(ij + INCJ) *
A_S(ij) + p(ij)
    p(ij) = p(ij) / AC(ij)
    Next i
  Next j
'..... FINAL DE LA SUBROUTINA
End Sub

```

B.3.6 Módulo: PROPIEDADES

Option Explicit

```

'***** PROPIEDADES
'
' Propiedadess
' Actualizar
' arreglos
' zfact
' visg
' bgas
'
'===== PROPIEDADESS
'
' Calcula todas las propiedades dependientes
' de la presión.
Sub Propiedadess(key)
  For j = 1 To jmax
    For i = 1 To imax
      If key = 1 Then
' Encuentra p de m(p) después de calcular la
' iteración de Newton-Raphson
        p(i, j) = obtener_p_de_pot(pot(i, j))
      Else
' O encontrar m(p) de p en las condiciones
' iniciales
        pot(i, j) = obtener_pot_de_p(p(i, j))
      End If
      z(i, j) = obtener_z_de_p(p(i, j))
      vg(i, j) = obtener_vg_de_p(p(i, j))
      bg(i, j) = obtener_bg_de_p(p(i, j))
      pz(i, j) = obtener_pz_de_p(p(i, j))
    Next i
  Next j
End Sub

```

```

'===== ACTUALIZAR
'
' Actualiza las presiones, potenciales y
' propiedades, para el próximo paso de tiempo
Sub Actualizar()
  For j = 1 To jmax
    For i = 1 To imax
      pn(i, j) = p(i, j)
      potn(i, j) = pot(i, j)
      zn(i, j) = z(i, j)
      bgn(i, j) = bg(i, j)
      vgn(i, j) = vg(i, j)
    Next i
  Next j
'..... Variables de Doble Porosidad

```

```

    pn_matriz(i, j) = p_matriz(i, j)
    potn_matriz(i, j) = pot_matriz(i, j)
  Next i
Next j
End Sub
'===== ARREGLOS
'
' Genera una tabla para las propiedades que
' varían con la presión.
Sub arreglos()
Dim pinc As Double, x1 As Double, xr As Double
  ptab(0) = 0#
  pinc = 30000# / nt
  For i = 1 To nt
    ptab(i) = ptab(i - 1) + pinc
    Call zfact(ptab(i), TCY, grav, ztab(i))
    Call viscg(ptab(i), TCY, grav, ztab(i),
vgtab(i))
    Call bgas(ptab(i), TCY, ztab(i), pce, Tce,
bgtab(i))
  Next i

  x1 = 0#
  ptab(0) = 0#
  pottab(0) = 0#
  For i = 1 To nt
    xr = (2# * ptab(i)) / (ztab(i) * vgtab(i))
    pottab(i) = pottab(i - 1) + (((x1 + xr) /
2#) * pinc)
    x1 = xr
    pztab(i) = ptab(i) / ztab(i)
  Next i
End Sub
'===== ZFACT
'
' Calcula la compresibilidad del gas (factor
' z) para las tablas
Sub zfact(ptab, TCY, grav, ztab)
Dim pc As Double, tc As Double, tr As Double, pr
As Double, a1 As Double, a2 As Double, a3 As
Double, a4 As Double
Dim a5 As Double, a6 As Double, a7 As Double, a8
As Double, a9 As Double, a10 As Double, a11 As
Double
Dim c1 As Double, c2 As Double, c3 As Double, c4
As Double, zz As Double, dr As Double, dc4dr As
Double
Dim fun As Double, dfun As Double, del As Double

'..... Temperatura y presión pseudo-crítica
'(Sutton)
pc = 756.8 - 131# * grav - 3.6 * grav * grav
tc = 169.2 + 349.5 * grav - 74# * grav * grav

'..... Temperatura y presión pseudo-reducida
tr = TCY / tc
pr = ptab / pc

'..... Ec. de Dranchuk y Abou-Kassem
a1 = 0.3265
a2 = -1.07
a3 = -0.5339

```

```

a4 = 0.01569
a5 = -0.05165
a6 = 0.5475
a7 = -0.7361
a8 = 0.1844
a9 = 0.1056
a10 = 0.6134
a11 = 0.721

c1 = a1 + (a2 / tr) + (a3 / tr ^ 3) + (a4
/ tr ^ 4) + (a5 / tr ^ 5)
c2 = a6 + (a7 / tr) + (a8 / tr ^ 2)
c3 = a9 * ((a7 / tr) + (a8 / tr ^ 2))

zz = 1#
For iter = 1 To 100
    dr = 0.27 * pr / (zz * tr)
    c4 = a10 * (1 + a11 * dr ^ 2) * (dr ^
2 / tr ^ 3) * Exp(-a11 * dr ^ 2)
    dc4dr = (2# * a10 * dr / (tr ^ 3)) *
(1# + a11 * (dr ^ 2) - (a11 * (dr ^ 2)) ^ 2) *
Exp(-a11 * (dr ^ 2))

'..... Nota de Bryan's
' dzdr no es usado para nada. JBM 11/94
' dzdr = c1 + 2# * c2 * dr
' & - 5.d0*c3*(dr**4) + dc4dr
'...Declaración de la función para la Ec. de
'DAK

    fun = zz - (1# + c1 * dr + c2 * (dr ^
2) - c3 * (dr ^ 5) + c4)
    dfun = 1# + c1 * dr / zz + 2# * c2 *
(dr ^ 2) / zz - 5# * c3 * (dr ^ 5) / zz + dc4dr
    * dr / zz
    del = -(fun / dfun)
    zz = zz + del
    If Abs(del) < 0.00001 Then GoTo line20

Next iter
MsgBox "*****ADVERTENCIA***** EL FACTOR Z
NO CONVERGE", ptab
line20:
    ztab = zz
End Sub

'===== VISCOS
'
' Calcula la viscosidad del gas para las
'tablas
'
Sub viscg(ptab, TCY, grav, ztab, vgtab)
    Dim pesomol As Double, d As Double, ak As
Double, x As Double, y As Double

'... Viscosidad del gas (método Lee, Gonzales y
'Eakin)

    pesomol = grav * 28.97
    d = 0.0014935 * ptab * pesomol / (ztab *
TCY)
    ak = (9.379 + 0.01607 * pesomol) * (TCY ^
1.5) / (209.2 + 19.26 * pesomol + TCY)
    x = 3.448 + (986.4 / TCY) + 0.01009 *
pesomol
    y = 2.447 - 0.2224 * x
    vgtab = (0.0001) * ak * Exp(x * (d ^ y))
End Sub

```

```

'===== BGAS
'
' Calcula el factor de volumen del gas para
'las tablas
'
Sub bgas(ptab, TCY, ztab, pce, Tce, bgtab)

    bgtab = ((pce * TCY * ztab) / (Tce *
ptab))
End Sub

```

B.3.7 Módulo: REPORTE

Option Explicit

```

'***** REPORTE
'
' Reportee
' ebm
'
'===== REPORTE
'
' Imprime el reporte de salida de las presiones
'del pozo. Esta es llamada en el final de cada
'paso de tiempo.
'

Sub Reportee()
    Dim x As Double, x1 As Double, x2 As Double,
y1 As Double, y2 As Double,
    carta_TIEMPO As Boolean, qgt As Double, px As Double, zx As
Double, dzdp As Double, xmpi As Double, zini As
Double, xvg As Double
    Dim bgini As Double, cgix As Double,
thoras As Double, qgd As Double, tdx As Double,
pv_total As Double
    Dim pz_bar As Double, pv As Double, xmd As
Double, p_bar As Double, pot_bar As Double
    Dim i As Integer, j As Integer, k As
Integer, l As Integer, kt As Integer, ikkk As
Integer, ijj As Integer
    Dim sumtim As Variant, pv1 As Double, profc
As Integer

    kt = 0
    qgt = 0
    qgacumt = 0
    qgcabs = 0
'... Actualización de la producción acumulada
'(Gp)
    For l = 1 To nw
        qgacum(l) = qgacum(l) + qg(l) * delt
        qgacumt = qgacumt + qgacum(l)
        qgcabs = qgcabs + Abs(qgacum(l))
    Next l
    Call ebm(1)
    carta_TIEMPO = False
    If (Abs(tiem - tiempoacum) < 0.00001) Then
carta_TIEMPO = True

'... Pone el encabezado para el primer paso de
'tiempo
    If (ipaso <= 1) Then
        Sheets("Salida").Cells(salidac, 1) =
".....COMIENZAN LOS PASOS DE TIEMPO....."
        salidac = salidac + 1
        with worksheets("Linea de Salida")
            .cells(2, 1) = "P. T."

```


ECUACIONES DE INTERPRETACIÓN PARA CADA RÉGIMEN DE FLUJO

```

.Cells(2, 2) = "TIEMPO ACUM"
.Cells(2, 3) = "DELT"
.Cells(2, 4) = "ITSOR"
.Cells(2, 5) = "OMEGA"
.Cells(2, 6) = "NEWT"
.Cells(2, 7) = "EBM"
End With
filasalida = 3
End If

'..... Salida del paso de tiempo
with worksheets("Salida")
  salidac = salidac + 1
  .Cells(salidac, 1) = "P.T."
  .Cells(salidac + 1, 1) = ipaso
  .Cells(salidac, 2) = "TIEMPO ACUM. DÍAS"
  .Cells(salidac + 1, 2) = tiempooacum
  .Cells(salidac, 3) = "DELT"
  .Cells(salidac + 1, 3) = delt
  .Cells(salidac, 4) = "SOR"
  .Cells(salidac + 1, 4) = itsor
  .Cells(salidac, 5) = "OMEGA"
  .Cells(salidac + 1, 5) = omega
  .Cells(salidac, 6) = "NEWTON"
  .Cells(salidac + 1, 6) = newts
  .Cells(salidac, 7) = "EBM"
  .Cells(salidac + 1, 7) = gas_acum_ebm
  salidac = salidac + 2
End With

With worksheets("Linea de Salida")
  .Cells(filasalida, 1) = ipaso
  .Cells(filasalida, 2) = tiempooacum
  .Cells(filasalida, 3) = delt
  .Cells(filasalida, 4) = itsor
  .Cells(filasalida, 5) = omega
  .Cells(filasalida, 6) = newts
  .Cells(filasalida, 7) = gas_acum_ebm
  totnewts = totnewts + newts
End With
filasalida = filasalida + 1

'..... Salida del pozo
If (ipozo <> 0 Or igráfica <> 0) Then
  If (ipozo = 2 Or (ipozo = 1 And
carta_TIEMPO)) Then
    with worksheets("Salida")
      .Cells(salidac + 1, 1) = "REPORTE DEL POZO"
      .Cells(salidac + 2, 2) = "Pozo"
      .Cells(salidac + 3, 2) = "Núm."
      .Cells(salidac + 2, 3) = "I"
      .Cells(salidac + 2, 4) = "J"
      .Cells(salidac + 2, 5) = "Indice"
      .Cells(salidac + 3, 5) = "de Prod."
      .Cells(salidac + 2, 6) = "Daño"
      .Cells(salidac + 3, 6) = "Adimensional"
      .Cells(salidac + 2, 7) = "Pwf"
      .Cells(salidac + 3, 7) = "lb/pg^2"
      .Cells(salidac + 2, 8) = "Qg"
      .Cells(salidac + 3, 8) = "Mpies^3 c.e./día"
      .Cells(salidac + 2, 9) = "Gp"
      .Cells(salidac + 3, 9) = "Mmpies^3 c.e."
      salidac = salidac + 4
      For k = 1 To nw
        If (ind(k) <> 0) Then
          i = ipo(k)
          j = jpo(k)
          .Cells(salidac, 2) = k
          .Cells(salidac, 3) = ipo(k)
          .Cells(salidac, 4) = jpo(k)
          .Cells(salidac, 5) = PIg(k)
          .Cells(salidac, 6) = daño(k)
          .Cells(salidac, 7) = pwf(k)
          .Cells(salidac, 8) = qg(k) / 1000
          .Cells(salidac, 9) = qgacum(k) / 1000000
          salidac = salidac + 1
          kt = kt + 1
          qgt = qgt + qg(k)
        End If
      Next k
      .Cells(salidac, 1) = "Total"
      .Cells(salidac, 2) = kt
      .Cells(salidac, 8) = qgt / 1000
      .Cells(salidac, 9) = qgacumt / 1000000
      salidac = salidac + 2
    End With
  End If
End If

'..... Salida p_mapa y p/z_mapa
If (mappi <> 0) Then
  If (mappi = 2 Or (mappi = 1 And
carta_TIEMPO)) Then
    Call mapa2D(imax, jmax, p, "Mapa de
presiones en cada celda:", "Salida", salidac)
    If (doble_porosidad) Then Call
mapa2D(imax, jmax, p_matriz, "Mapa de presiones
en la matriz (Doble Porosidad):", "Salida",
salidac)
    If (Not lconst) Then
      Call mapa2D(imax, jmax, pz, "Mapa
p/z en cada celda:", "Salida", salidac)
    End If
    salidac = salidac + 1
  End If
End If

'... Salida de los datos para la hoja "Datos de
'Salida"
If (igráfica <> 0) Then
  If (igráfica = 2 Or (igráfica = 1 And
carta_TIEMPO)) Then
    pv_total = 0
    pz_bar = 0
    For j = 1 To jmax
      For i = 1 To imax
        'pv = volpor(i, j) * Exp(croca * (p(i, j) -
'pref))
        pv = obtener_volporHC_de_p(p(i,
j), volpor(i, j))
        'HCPV
        pv_total = pv_total + pv
        pz_bar = pz_bar + pv * pz(i, j)
      Next i
    Next j
    pz_bar = pz_bar / pv_total
    Call tabseq(pztab, ptab, nt, pz_bar, p_bar)
    Call tabseq(ptab, pottab, nt, p_bar,
pot_bar)
    ikkk = 0
    For ijj = 1 To nw
      If ((ipo(ijj) <> 0) And (jpo(ijj)
<> 0)) Then
        ikkk = ikkk + 1
        i = ipo(ijj)
        j = jpo(ijj)
        'pv = volpor(i, j) * Exp(croca * (p(i, j) -
'pref))

```

```

        pv = obtener_volporHC_de_p(p(i, j),
volpor(i, j))
'HCPV
        potwf(ijj) = obtener_pot_de_p(pwf(ijj))
        With Worksheets("datos de salida")
        .Cells(graficac, 1) = tiempoacum
        .Cells(graficac, 2) = gas_acum_ebm
        .Cells(graficac, 3) = ijj
        .Cells(graficac, 4) = ipo(ijj)
        .Cells(graficac, 5) = jpo(ijj)
        .Cells(graficac, 6) = pwf(ijj)
        .Cells(graficac, 7) = qg(ijj)
        .Cells(graficac, 8) = potwf(ijj)
        .Cells(graficac, 9) = pot(i, j)
        .Cells(graficac, 10) = p_bar
        .Cells(graficac, 11) = pot_bar
        graficac = graficac + 1
        End With
    End If
Next ijj
End If
End Sub

```

```

'-----
' Calcula el error de balance de materia.
'-----

```

```

Sub ebm(init)
'... Calcula el actual gas en el sitio (pies^3
'c.e.) y compara esto con el gas original menos
'la producción. Este es el "error de balance de
'materia"

    Dim pv1, gipx
    gipx = 0#
    For j = 1 To jmax
'..... Suma el G para todas las celdas
        For i = 1 To imax
            gipx = gipx +
obtener_volporHC_de_p(p(i, j), volpor(i, j)) /
obtener_bg_de_p(p(i, j))
            If doble_porosidad Then
                gipx = gipx + obtener_volporHC_de_p
(p_matriz(i, j), volpor_matriz(i, j)) /
obtener_bg_de_p(p_matriz(i, j))
            End If
        Next i
    Next j
    Debug.Print Swat, gipx
    If init = 0 Then
        OGIP = gipx
    Else
        gas_acum_ebm = (gipx + qgacumt) - OGIP
        gas_acum_ebm = 100# * gas_acum_ebm /
(qgcabs + 1E-20)
    End If
End Sub

```

B.3.8 Módulo: UTIL

Option Explicit

```

'***** UTIL
'
' valEntrada
' EscaneoBlanco

```

```

' blanco
' tabseq
' mapa1D
' mapa2D
' LeerArreglo
' Mensaje
' MensajeError
' obtener_volporHC_de_p
' obtener_z_de_p
' get_pz_from_p
' get_vg_from_p
' obtener_bg_de_p
' get_mu_from_p
' obtener_pot_de_p
' obtener_p_de_pot
' obtener_volporHC_de_p
' obtener_dGIPdm_de_p
'
'===== VALIN
'
' Coloca el valor de entrada en la variable
'apropiada.
' Da un mensaje y detiene si el valor
' introducido esta fuera del rango.
'

```

```

    Sub valEntrada(value As Variant, indc, xval,
iset, xmin, xmax, nombree As String)

        iset = 1
        xval = value
        If (xval > xmax Or xval < xmin) Then
            worksheets("Archivo de
Entrada").Cells(indr, indc).Select
            Selection.Interior.ColorIndex = 6
            Selection.Font.ColorIndex = 3
            MsgBox "Este valor de " & value & "
para " & nombree & " esta fuera del rango." &
Chr(13) & "Este debe estar entre " & xmin & " y
" & xmax
        End
        End If
    End Sub

```

```

'===== EscaneoBlanco
' Escanea y quita el espacio derecho e izquierdo
'de la serie de datos
'

```

```

Function EscaneoBlanco(x As String) As String
    Dim i As Integer, j As Integer
    Dim c As String
    i = 1
    c = x
    For i = 1 To Len(c)
        If Left(c, 1) = " " Then
            c = Mid(c, 2)
        Else
            For j = 1 To Len(c)
                If Right(c, 1) = " " Then
                    c = Mid(c, 1, Len(c) - 1)
                Else
                    EscaneoBlanco = c
                    Exit Function
                End If
            Next
        End If
    Next
End Function
EscaneoBlanco = ""
End Function

```

ECUACIONES DE INTERPRETACIÓN PARA CADA RÉGIMEN DE FLUJO

```
'===== BLANCO
'
' Llena la serie de caracteres con espacios en
' blanco.
'
' Sub blanco(n, buffer)
'
' For i = 1 To n
' Next i
End Sub
```

```
'===== TABSEQ
'
' Tabla de interpolación. Encuentra yy para un
' valor dado de xx
'
' Sub tabseq(x, y, n, xx, yy)
'
' Static i As Integer
' Static s As Integer
'
' If (xx <= x(1)) Then
' s = s + 1
' yy = y(1)
' If (s <> 1) Then Call Mensaje(200,
x(1), ipaso, tiempoacum)
' i = 1
' ElseIf (xx >= x(n)) Then
' Call Mensaje(201, x(n), ipaso,
tiempoacum)
' yy = y(n)
' i = n
' Else
' Esta búsqueda usa el método de índice
' retenido, recordando el último intervalo
' Do While (xx > x(i))
' i = i + 1
' Loop
' Do While (xx < x(i - 1))
' i = i - 1
' Loop
' Interpolación lineal sobre el intervalo i a i+1
' yy = y(i - 1) + ((y(i) - y(i - 1)) *
(xx - x(i - 1)) / (x(i) - x(i - 1)))
' End If
'
' End Sub
```

```
'===== MAPA1D
' ..... Arreglo para el mapa en 1D
'
' Sub mapa1D(ijmx, arrayy(), heading As String,
wshs As String, counter)
' Dim i As Integer, j As Integer
' counter = counter + 1
' With worksheets(wshs)
' .Cells(counter, 1) = heading
' counter = counter + 2
' For i = 1 To ijmx
' .Cells(counter, 1 + i) = i
' .Cells(counter + 1, 1 + i) = arrayy(i)
' Next
' counter = counter + 2
' End With
End Sub
```

```
'===== MAPA2D
' ..... Arreglo para el mapa en 2D
```

```
'
' Sub mapa2D(imx, jmx, arrayy(), heading As
String, wshs As String, counter)
' Dim i As Integer, j As Integer
' counter = counter + 1
' With worksheets(wshs)
' .Cells(counter, 1) = heading
' counter = counter + 1
' For i = 1 To imx
' .Cells(counter, 1 + i) = i
' Next
' counter = counter + 1
' For j = 1 To jmx
' .Cells(counter, 1) = j
' For i = 1 To imx
' .Cells(counter, 1 + i) = arrayy(i, j)
' Next
' counter = counter + 1
' Next
' End With
' counter = counter + 1
End Sub
```

```
'===== LEERAREGLO
' Lee un arreglo de valores en un estilo
' parecido a FORTRAN
'
' Sub REARREGLAR(nombre, x, inn, ix, jn, jx,
is1D, xmin, xmax)
' Dim indc As Integer, tmp As Integer, ic
As Integer, valu As Variant
' Dim win2aMsg As String, win2aAns As
String, errorc As Integer, primerfila As Integer
'
' primerfila = indr
' indr = indr + 1
' indc = 0
' tmp = (ix - inn + 1) * (jx - jn + 1)
' ic = 0
'
' For j = jn To jx
' For i = inn To ix
' indc = indc + 1
' valu = worksheets("Archivo de
Entrada").Cells(indr, indc)
' If indc = 1 And valu = "" Then
' indc = 2
' valu = worksheets("Archivo de
Entrada").Cells(indr, indc)
' End If
' If valu <> "" Then
' ic = ic + 1
' If (is1D) Then
' x(i) = valu
' Else
' x(i, j) = valu
' End If
' If valu < xmin Or valu > xmax Then
' Call MensajeError(110, nombre, valu, valu,
indr, indc, xmin, xmax)
' ... Va a la próxima línea para encontrar el
' primer valor
' Else
' indr = indr + 1
' indc = 1
' valu = worksheets("Archivo de
Entrada").Cells(indr, indc)
' If Not IsNumeric(valu) Then
' Call MensajeError(111, nombre, tmp, ic, indr,
indc, xmin, xmax)
```

```

        If indc = 1 And valu = "" Then
            indc = 2
            valu = Worksheets("Archivo
de Entrada").Cells(indr, indc)
        End If
        If valu <> "" Then
            ic = ic + 1
            If (is1D) Then
                x(i) = valu
            Else
                x(i, j) = valu
            End If
            If valu < xmin Or valu >
xmax Then Call MensajeError(110, nombre, valu,
valu, indr, indc, xmin, xmax)
        End If
    End If
Next i
Next j
'..... Se han leído todos los valores
End Sub

```

```

'===== MENSAJEERROR
' Maneja un mensaje de error. Para los datos que
'se están leyendo, la celda donde se encuentra
'el error aparece en color amarillo e imprime
'el mensaje
Sub MensajeError(message_number, nombre, x1, x2,
indr, indc, xmin, xmax)

    Worksheets("Archivo de Entrada").Cells(indr,
indc).Select
    Selection.Interior.ColorIndex = 6
    Selection.Interior.Pattern = xlSolid
    Selection.Font.ColorIndex = 3
    If message_number = 100 Then
        MsgBox nombre & " es una variable
irreconocible en la Sección de Datos Comunes."
    ElseIf message_number = 101 Then
        MsgBox nombre & " es una variable
irreconocible en la Sección de Datos de la
Malla."
    ElseIf message_number = 102 Then
        MsgBox nombre & " es una variable
irreconocible en la Sección de Datos de
Eventos."
    ElseIf message_number = 110 Then
        MsgBox "ERROR FATAL-110 Este valor de " &
nombre & " esta fuera del rango. Este debe estar
entre " & xmin & " y " & xmax & "."
    ElseIf message_number = 111 Then
        MsgBox "ERROR FATAL-111: " & Str(x1) & " EL
VALOR DE " & nombre & " SE ESPERABA, PERO " &
Str(x2) & " ES INTRODUCIDO."
    ElseIf message_number = 112 Then
        MsgBox "ERROR FATAL-112: " & " el número del
pozo debe ser " & x1 & " o menos."
    ElseIf message_number = 301 Then
        MsgBox "El comando RPOZO indica una
geometría radial (r-z). Los comandos RD y DELY
son requeridos para esta geometría. No
introduzca H o DELX. Por favor vea el Manual
Electrónico de MSNFG."
    ElseIf message_number = 302 Then
        MsgBox "Esta trabajando con la geometría
predeterminada que es areal (x-y). Los comandos
DELX, DELY y H son requeridos para esta
geometría. Por favor vea el Manual Electrónico
de MSNFG."

```

```

ElseIf message_number = 303 Then
    MsgBox "No se tiene gas/aceite en el
sitio. La geometría radial requiere de los
valores de RD, DELY, y PORO"
ElseIf message_number = 304 Then
    MsgBox "No se tiene gas/aceite en el
sitio. La geometría areal requiere de los
valores de DELX, DELY, H, y PORO"
End If
    fatal = fatal + 1
End
End Sub

```

```

Sub Mensaje(Number, x, ipaso, tiempoacum)

    Dim Resp As Integer
    Dim mTitle As Variant

```

```

    mTitle = "Mensaje de Error en Paso de
Tiempo= " & ipaso & " ; Tiempo Acum.= " &
tiempoacum & " min "

```

```

    If Number = 200 Then
        Resp = MsgBox(prompt:="Una presión
calculada o m(p) esta por debajo de " & x & "
Si continúa, se pondrá el valor de " & x & ".
Sin embargo, la solución puede no tener sentido.
¿Desea continuar?", _
            title:=mTitle, _
            Buttons:=vbYesNo + vbQuestion)
        ElseIf Number = 201 Then
            Resp = MsgBox(prompt:="Una presión
calculada o m(p) esta por debajo arriba de " & x
& " Si continúa, se pondrá el valor de " & x &
". Sin embargo, la solución puede no tener
sentido. ¿Desea continuar?", _
                title:=mTitle, _
                Buttons:=vbYesNo + vbQuestion)
        ElseIf Number = 202 Then
            Resp = MsgBox(prompt:="El comando " & x &
" cambia la geometría areal (x-y) a geometría
radial(r-z). ¿Desea continuar?", _
                    title:=mTitle, _
                    Buttons:=vbYesNo + vbQuestion)
        End If

        Select Case Resp
            Case Is = vbYes
                Exit Sub
            Case Is = vbNo
                End
        End Select
    End Sub

```

```

Function obtener_volporHC_de_p(px, porvolx)
    obtener_volporHC_de_p _
        = porvolx * Exp(croca * (px - Pref)) -
porvolx * Swat * Exp(-cwat * (px - Pref))
End Function

```

```

Function obtener_z_de_p(px)
    Static zx
    Call tabseq(ptab, ztab, nt, px, zx)
    obtener_z_de_p = zx
End Function

```

```

Function obtener_vg_de_p(px)
    Static vgx
    Call tabseq(ptab, vgtab, nt, px, vgx)
    obtener_vg_de_p = vgx

```

ECUACIONES DE INTERPRETACIÓN PARA CADA RÉGIMEN DE FLUJO

```
End Function
Function obtener_bg_de_p(px)
    Static bgx
    Call tabseq(ptab, bgtab, nt, px, bgx)
    obtener_bg_de_p = bgx
End Function
Function obtener_pz_de_p(px)
    Static pzx
    Call tabseq(ptab, pztab, nt, px, pzx)
    obtener_pz_de_p = pzx
End Function
Function obtener_pot_de_p(px)
    Static potx
    Call tabseq(ptab, pottab, nt, px, potx)
    obtener_pot_de_p = potx
End Function
Function obtener_p_de_pot(potx)
    Static px
    Call tabseq(pottab, ptab, nt, potx, px)
    obtener_p_de_pot = px
End Function
Function obtener_dGIPdm_de_p(pnewx, pnx,
porvolx)
    '... Esta función calcula la pendiente d(GIP) /
    'd m(p) para ser usada como un coeficiente
    Dim px, HCpvx, HCpvnx, bgx, bgnx, potx,
    potnx
    If (Abs(pnewx - pnx) < (0.001 * pnx)) Then
        px = pnx - 0.001 * pnx
    Else
        px = pnewx
    End If
    '... Calcula la compresibilidad constante, alfa
    HCpvx = obtener_volporHC_de_p(px,
porvolx)
    HCpvnx = obtener_volporHC_de_p(pnx,
porvolx)
    bgx = obtener_bg_de_p(px)
    bgnx = obtener_bg_de_p(pnx)
    potx = obtener_pot_de_p(px)
    potnx = obtener_pot_de_p(pnx)

    obtener_dGIPdm_de_p = (HCpvx / bgx - HCpvnx
/ bgnx) / (potx - potnx)
End Function
```

B.4 Resumen.

En este Apéndice se muestra la descripción del modelo de simulación numérica en lenguaje de programación Visual Basic (VBA) para EXCEL. Así como los comandos divididos en tres secciones: (1) Sección de datos comunes, (2) Sección de datos de la malla y (3) Sección de datos de producción. Y por último un listado de los módulos principales del programa MSNFG en lenguaje de programación Visual Basic (VBA) para EXCEL.

APÉNDICE C

RESULTADOS OBTENIDOS EN LOS CASOS DE CAMPO CONVENCIONAL Y
NO CONVENCIONAL

C.1 Caso de campo convencional

A continuación se presentan en la tabla los resultados obtenidos del simulador, los cuales resultaron con una excelente aproximación.

Estos datos pueden ser utilizados para verificar los cálculos.

<i>Tiempo Días</i>	Simulador	Real			
	$\Delta m(p)/q_o$	$\Delta m(p)/q_o$			
1	4.3454	16.0982	23	8.3226	12.2242
2	4.8127	9.6977	24	8.4280	11.3882
3	5.1532	8.3755	25	8.5312	137.7920
4	5.4363	7.5942	26	8.6324	10.3434
5	5.6840	6.3285	27	8.7316	13.0498
6	5.9067	10.0495	28	8.8289	10.4131
7	6.1108	10.2390	29	8.9245	10.7030
8	6.3003	10.3338	30	9.0184	10.3838
9	6.4779	7.3853	31	8.2269	10.3838
10	6.6455	10.4286	32	8.3880	10.3838
11	6.8047	10.6182	33	8.5242	10.5048
12	6.9567	10.8077	34	8.6486	10.6256
13	7.1023	10.9025	35	8.7653	10.6256
14	7.2422	10.9973	36	8.8763	9.1137
15	7.3771	11.1869	37	8.9829	10.3838
16	7.5075	11.2817	38	9.0858	8.9323
17	7.6338	11.3765	39	9.1855	9.1137
18	7.7564	11.4713	40	9.2825	10.3838
19	7.8755	11.5661	41	9.3771	8.6300
20	7.9914	11.3305	42	9.4696	10.8730
21	8.1045	11.1096	43	9.5601	10.9410
22	8.2148	9.6471	44	9.6488	9.7678
			45	9.7358	9.8292
			46	9.8213	9.8905
			47	9.9053	9.9519
			48	9.9880	10.0133

RESULTADOS

49	10.0695	10.0747	91	12.7764	12.2052
50	10.1497	10.1361	92	12.8319	12.2052
51	10.2288	10.1974	93	12.8868	12.2659
52	10.3067	10.1974	94	12.9414	12.2659
53	10.3837	10.3202	95	12.9956	12.3265
54	10.4596	10.3202	96	13.0495	12.3872
55	10.5347	10.5044	97	13.1030	12.5085
56	10.6088	10.1361	98	13.1563	12.5085
57	10.6820	10.6886	99	13.2092	12.5691
58	10.7545	9.2155	100	13.2618	12.6298
59	10.8261	10.1361	101	13.3141	12.6298
60	10.8969	10.1974	102	13.3661	12.6904
61	10.9187	10.2588	103	13.4178	12.8117
62	10.9910	10.2588	104	13.4692	12.8117
63	11.0616	10.3202	105	13.5203	12.9330
64	11.1312	10.1361	106	13.5712	12.9330
65	11.1999	10.1361	107	13.6218	12.9937
66	11.2677	10.1361	108	13.6721	13.0544
67	11.3348	10.1361	109	13.7221	13.0544
68	11.4011	10.2588	110	13.7719	13.1150
69	11.4668	10.3202	111	13.8215	13.1757
70	11.5319	10.3816	112	13.8708	13.2364
71	11.5964	10.3816	113	13.9199	13.2970
72	11.6603	10.4430	114	13.9687	13.3577
73	11.7237	10.5044	115	14.0172	13.2970
74	11.7865	10.5044	116	14.0655	13.4790
75	11.8487	11.0533	117	14.1136	13.5397
76	11.9105	11.5989	118	14.1615	13.6004
77	11.9717	11.7202	119	14.2091	13.4184
78	12.0325	11.7202	120	14.2565	13.2970
79	12.0928	12.3872	121	14.6377	13.4184
80	12.1526	11.9021	122	14.6708	12.9196
81	12.2120	12.0233	123	14.7080	13.4578
82	12.2709	12.0840	124	14.7468	13.6610
83	12.3295	12.0840	125	14.7865	13.7217
84	12.3876	12.2052	126	14.8269	13.7824
85	12.4453	12.2659	127	14.8676	14.0657
86	12.5026	12.3265	128	14.9086	14.2679
87	12.5595	12.3265	129	14.9498	14.3286
88	12.6160	12.3265	130	14.9911	14.0251
89	12.6722	12.4478	131	15.0325	14.3892
90	12.7280	12.5085	132	15.0740	14.4499

133	15.1155	12.5691	175	16.6162	9.2155
134	15.1570	13.4790	176	16.6549	9.2155
135	15.1984	13.5397	177	16.6936	9.2155
136	15.2399	13.5397	178	16.7320	9.2155
137	15.2813	13.6004	179	16.7703	9.2155
138	15.3226	13.6004	180	16.8085	9.2155
139	15.3638	13.6610	181	17.0840	19.8809
140	15.4050	327.9109	182	17.1140	19.8809
141	15.4461	13.6004	183	17.1462	19.9453
142	15.4871	13.5397	184	17.1794	18.0719
143	15.5280	13.5397	185	17.2131	17.3942
144	15.5688	13.1150	186	17.2471	18.1335
145	15.6095	13.2364	187	17.2814	18.1951
146	15.6502	13.2364	188	17.3158	18.2568
147	15.6907	13.2970	189	17.3503	18.2568
148	15.7312	13.3577	190	17.3849	18.3184
149	15.7715	13.3577	191	17.4195	18.3184
150	15.8118	13.4184	192	17.4542	17.7022
151	15.6215	13.4790	193	17.4888	17.7022
152	15.6699	13.6004	194	17.5235	17.7639
153	15.7157	13.6004	195	17.5581	17.7639
154	15.7602	13.6610	196	17.5927	17.8255
155	15.8040	15.6033	197	17.6273	17.8255
156	15.8472	15.6033	198	17.6618	17.9487
157	15.8899	15.7248	199	17.6963	16.8399
158	15.9322	15.7855	200	17.7308	16.8399
159	15.9742	15.9069	201	17.7652	16.8399
160	16.0158	15.9677	202	17.7996	47.0237
161	16.0572	15.9677	203	17.8339	11.0825
162	16.0984	16.0887	204	17.8681	17.8255
163	16.1394	16.1485	205	17.9023	16.2826
164	16.1801	16.1485	206	17.9365	16.9015
165	16.2206	16.2683	207	17.9706	17.4558
166	16.2609	16.3282	208	18.0046	18.1951
167	16.3011	16.3881	209	18.0386	18.1951
168	16.3410	16.3881	210	18.0725	10.8330
169	16.3808	16.9871	211	16.8496	10.8330
170	16.4204	17.1069	212	16.9219	17.4235
171	16.4599	16.6876	213	16.9827	17.0810
172	16.4992	16.6277	214	17.0384	17.2098
173	16.5383	16.7475	215	17.0909	16.5902
174	16.5773	16.8074	216	17.1412	16.5902

RESULTADOS

217	17.1897	10.5755	259	18.2632	18.0700
218	17.2369	18.0782	260	18.3014	18.1768
219	17.2830	18.6195	261	18.3394	18.1768
220	17.3282	10.5755	262	18.3771	18.2302
221	17.3725	18.1383	263	18.4145	18.2836
222	17.4161	18.1984	264	18.4518	19.8199
223	17.4591	18.1984	265	18.4888	19.9778
224	17.5015	18.2586	266	18.5257	18.4439
225	17.5434	18.3188	267	18.5624	8.2150
226	17.5848	18.1984	268	18.5989	8.2150
227	17.6259	18.2586	269	18.6352	18.6041
228	17.6665	18.2586	270	18.6713	18.6041
229	17.7068	18.2586	271	18.5949	18.6575
230	17.7468	18.2586	272	18.6339	18.7110
231	17.7864	18.2586	273	18.6718	18.7644
232	17.8257	17.2914	274	18.7090	18.7644
233	17.8648	17.2914	275	18.7459	18.8178
234	17.9035	17.1623	276	18.7825	18.6125
235	17.9420	17.1623	277	18.8187	18.6125
236	17.9802	17.1623	278	18.8547	18.7180
237	18.0183	17.1623	279	18.8906	18.7700
238	18.0560	8.2150	280	18.9261	18.7700
239	18.0936	16.6818	281	18.9615	8.1143
240	18.1310	17.2690	282	18.9968	18.8220
241	17.4838	17.3758	283	19.0318	19.8409
242	17.5415	17.3758	284	19.0666	18.9779
243	17.5928	17.4292	285	19.1013	19.0819
244	17.6413	17.4292	286	19.1358	18.9779
245	17.6878	19.4514	287	19.1702	19.0299
246	17.7330	17.5360	288	19.2045	20.0349
247	17.7772	17.5360	289	19.2386	19.1339
248	17.8204	17.6428	290	19.2725	17.8739
249	17.8630	17.6962	291	19.3064	18.4542
250	17.9049	17.7496	292	19.3401	18.8740
251	17.9463	17.7496	293	19.3737	19.2378
252	17.9872	17.8564	294	19.4072	19.3418
253	18.0277	17.8564	295	19.4406	19.3938
254	18.0678	8.2150	296	19.4738	19.4458
255	18.1076	17.9632	297	19.5070	20.1736
256	18.1470	17.9632	298	19.5400	18.3487
257	18.1860	18.0700	299	19.5729	19.5497
258	18.2248	18.0700	300	19.6056	18.9260

301	19.2185	18.9779	343	20.6958	21.5260
302	19.2625	19.6537	344	20.7258	20.2256
303	19.3031	20.4857	345	20.7557	21.5780
304	19.3421	19.7577	346	20.7856	21.7341
305	19.3801	19.8617	347	20.8154	21.7861
306	19.4173	19.9137	348	20.8452	21.8381
307	19.4539	19.9656	349	20.8749	21.8902
308	19.4900	20.1216	350	20.9045	21.8381
309	19.5258	20.0696	351	20.9341	21.7341
310	19.5612	20.1736	352	20.9636	23.4483
311	19.5962	18.8740	353	20.9930	20.6937
312	19.6310	18.8740	354	21.0223	22.1504
313	19.6655	18.9260	355	21.0516	23.8069
314	19.6998	20.2776	356	21.0808	24.3705
315	19.7339	20.2776	357	21.1100	25.8569
316	19.7678	19.0299	358	21.1391	20.6417
317	19.8015	19.3418	359	21.1681	19.6172
318	19.8350	19.3938	360	21.1971	20.6060
319	19.8684	20.4857	361	20.4051	21.6446
320	19.9016	20.5897	362	20.4544	21.3972
321	19.9346	20.6417	363	20.4976	21.3972
322	19.9675	20.6417	364	20.5382	20.8038
323	20.0002	21.7861	365	20.5770	20.7543
324	20.0328	17.2907	366	20.6146	21.6446
325	20.0653	17.2907	367	20.6512	19.1724
326	20.0976	17.3347	368	20.6872	19.3701
327	20.1298	17.9955	369	20.7225	19.6666
328	20.1619	19.3313	370	20.7573	20.8038
329	20.1939	21.0058	371	20.7917	18.9514
330	20.2258	20.2256	372	20.8257	17.2718
331	20.3335	19.7057	373	20.8593	18.9514
332	20.3632	20.9537	374	20.8926	19.0449
333	20.3933	20.2256	375	20.9257	20.1621
334	20.4236	21.1618	376	20.9585	21.3770
335	20.4540	21.1618	377	20.9910	22.4828
336	20.4843	21.2659	378	21.0233	19.9678
337	20.5147	20.5897	379	21.0554	19.5792
338	20.5450	20.3816	380	21.0872	19.7735
339	20.5753	21.3179	381	21.1189	20.2107
340	20.6055	21.4219	382	21.1504	20.8424
341	20.6356	21.4739	383	21.1818	21.2312
342	20.6657	19.7577	384	21.2130	19.6277

RESULTADOS

385	21.2440	20.7938	417	26.1340	25.5239
386	21.2749	22.1794	418	26.1428	26.1798
387	21.3057	21.8202	419	26.1521	27.4188
388	21.3363	22.6263	420	26.1618	28.5343
389	21.3668	24.5408	421	25.0646	29.8851
390	21.3972	24.7803	422	25.0971	30.0614
391	26.3794	21.3284	423	25.1236	28.5112
392	26.2888	20.4050	424	25.1476	30.3304
393	26.2335	20.4050	425	25.1703	321.5958
394	26.1938	20.0649	426	25.1919	
395	26.1637	20.7938	427	25.2129	
396	26.1404	21.7652	428	25.2335	56.2594
397	26.1220	22.6263	429	25.2537	25.9296
398	26.1076	22.7220	430	25.2736	25.9296
399	26.0963	20.7452	431	25.2933	25.9296
400	26.0876	19.9192	432	25.3129	25.9296
401	26.0811	20.7452	433	25.3323	29.2452
402	26.0765	22.1479	434	25.3517	29.2452
403	26.0736	20.0164	435	25.3710	29.2452
404	26.0720	20.1621	436	25.3902	29.2452
405	26.0718	21.3166	437	25.4094	29.2452
406	26.0727	21.5684	438	25.4285	29.2452
407	26.0746	21.9712	439	25.4476	29.2452
408	26.0775	21.1153	440	25.4667	29.2452
409	26.0811	24.4583	441	25.4858	29.2452
410	26.0856	24.9175	442	25.5049	29.2452
411	26.0908	23.2733	443	25.5240	29.2452
412	26.0966	22.5860	444	25.5431	29.2452
413	26.1030	23.2733	445	25.5621	29.2452
414	26.1100	28.9533			
415	26.1175	25.5835			
416	26.1255	30.8840			

RESULTADOS

C.2 Caso de campo No Convencional de tipo tight

A continuación se presentan en la tabla los resultados reales y por último los datos obtenidos del simulador.

Estos datos pueden ser utilizados para verificar los cálculos.

REAL					
tiempo días	$t^{1/2}$	$\Delta m(p)$			
30	5.4772	136.473217	960	30.9839	794.246958
60	7.7460	196.911356	990	31.4643	805.641574
90	9.4868	189.550874	1,020	31.9374	817.808761
120	10.9545	281.041231	1,050	32.4037	819.576996
150	12.2474	319.405402	1,080	32.8634	840.941455
180	13.4164	336.93721	1,110	33.3167	866.409967
210	14.4914	371.621922	1,140	33.7639	947.635902
240	15.4919	606.486977	1,170	34.2053	876.426268
270	16.4317	420.004832	1,200	34.6410	884.091803
300	17.3205	441.402458	1,230	35.0714	894.523565
330	18.1659	463.958826	1,260	35.4965	907.914636
360	18.9737	433.204984	1,290	35.9166	918.919662
390	19.7484	505.574339	1,320	36.3318	930.19475
420	20.4939	521.933715	1,350	36.7423	947.635902
450	21.2132	481.338871	1,380	37.1484	950.606547
480	21.9089	572.157526	1,410	37.5500	964.514913
510	22.5832	578.708948	1,440	37.9473	968.210372
540	23.2379	593.896374	1,470	38.3406	722.008306
570	23.8747	686.071241	1,500	38.7298	993.589412
600	24.4949	626.536133	1,530	39.1152	997.511476
630	25.0998	639.754195	1,560	39.4968	1010.81163
660	25.6905	658.93848	1,590	39.8748	1017.5956
690	26.2679	1312.74237	1,620	40.2492	1024.47125
720	26.8328	689.189747	1,650	40.6202	1049.28543
750	27.3861	700.978938	1,680	40.9878	1098.70829
780	27.9285	715.872258	1,710	41.3521	1054.39321
810	28.4605	727.20261	1,740	41.7133	1064.01224
840	28.9828	748.749355	1,770	42.0714	1075.33152
870	29.4958	756.59553	1,800	42.4264	1080.69668
900	30.0000	758.108721	1,830	42.7785	1090.80392
930	30.4959	798.00918	1,860	43.1277	1106.72806
			1,890	43.4741	1114.04661
			1,920	43.8178	1118.97966
			1,950	44.1588	1129.81926

RESULTADOS

1,980	44.4972	1123.12403	3,240	56.9210	1457.90139
2,010	44.8330	1153.01707	3,270	57.1839	1464.94439
2,040	45.1664	1152.14091	3,300	57.4456	1472.05577
2,070	45.4973	1166.32111	3,330	57.7062	1486.48769
2,100	45.8258	1168.11821	3,360	57.9655	1457.90139
2,130	46.1519	1184.54488	3,390	58.2237	1486.48769
2,160	46.4758	1783.78523	3,420	58.4808	1492.34
2,190	46.7974	1193.872	3,450	58.7367	1508.67407
2,220	47.1169	1166.32111	3,480	58.9915	3032.43489
2,250	47.4342	1203.34718	3,510	59.2453	1517.73518
2,280	47.7493	1227.70643	3,540	59.4979	1528.445
2,310	48.0625	1232.69711	3,570	59.7495	1263.51454
2,340	48.3735	1237.72852	3,600	60.0000	1943.86852
2,370	48.6826	1242.80118	3,630	60.2495	1531.53277
2,400	48.9898	1274.1323	3,660	60.4979	1550.32458
2,430	49.2950	1262.46248	3,690	60.7454	1563.11077
2,460	49.5984	1265.62391	3,720	60.9918	1378.37949
2,490	49.8999	1274.1323	3,750	61.2372	1574.47294
2,520	50.1996	1290.39782	3,780	61.4817	1212.97395
2,550	50.4975	1287.11158	3,810	61.7252	1587.66224
2,580	50.7937	1307.084	3,840	61.9677	1589.32646
2,610	51.0882	1309.34149	3,870	62.2093	1684.68605
2,640	51.3809	1307.084	3,900	62.4500	1871.87339
2,670	51.6720	1319.59743	3,930	62.6897	1596.01836
2,700	51.9615	1330.0153	3,960	62.9285	1609.57266
2,730	52.2494	1335.8744	3,990	63.1664	1630.34134
2,760	52.5357	1342.97382	4,020	63.4035	1347.74884
2,790	52.8205	1318.44995	4,050	63.6396	1621.62293
2,820	53.1037	1365.96166	4,080	63.8749	1630.34134
2,850	53.3854	1372.14248	4,110	64.1093	2325.48688
2,880	53.6656	1378.37949	4,140	64.3428	1639.15399
2,910	53.9444	1379.63371	4,170	64.5755	1653.45414
2,940	54.2218	1387.20718	4,200	64.8074	1657.06824
2,970	54.4977	3369.3721	4,230	65.0385	1684.68605
3,000	54.7723	1401.31002	4,260	65.2687	2000.28686
3,030	55.0454	1429.04566	4,290	65.4981	1679.08908
3,060	55.3173	1418.35121	4,320	65.7267	1695.99267
3,090	55.5878	1419.67925	4,350	65.9545	1895.2718
3,120	55.8570	1430.39381	4,380	66.1816	1684.68605
3,150	56.1249	1444.01661	4,410	66.4078	1783.78523
3,180	56.3915	1455.10311	4,440	66.6333	1705.53143
3,210	56.6569	1446.77237	4,470	66.8581	1722.97437

4,500	67.0820	1253.07227	5,760	75.8947	1783.78523
4,530	67.3053	1705.53143	5,790	76.0920	1995.02295
4,560	67.5278	1742.77867	5,820	76.2889	2016.2466
4,590	67.7495	1732.81993	5,850	76.4853	1981.98359
4,620	67.9706	1943.86852	5,880	76.6812	1969.11356
4,650	68.1909	1763.04354	5,910	76.8765	1989.78667
4,680	68.4105	1742.77867	5,940	77.0714	2035.1912
4,710	68.6294	1775.43026	5,970	77.2658	2000.28686
4,740	68.8477	1767.1532	6,000	77.4597	2008.23502
4,770	69.0652	1765.09598	6,030	77.6531	1914.41596
4,800	69.2820	1680.9506	6,060	77.8460	2035.1912
4,830	69.4982	1777.51166	6,090	78.0385	2062.88087
4,860	69.7137	1907.19175	6,120	78.2304	2077.0102
4,890	69.9285	1800.73331	6,150	78.4219	1989.78667
4,920	70.1427	1809.32869	6,180	78.6130	2074.16887
4,950	70.3562	1895.2718	6,210	78.8036	2062.88087
4,980	70.5691	1800.73331	6,240	78.9937	2082.71627
5,010	70.7814	1516.21744	6,270	79.1833	2094.22299
5,040	70.9930	1826.768	6,300	79.3725	2027.02867
5,070	71.2039	1849.04566	6,330	79.5613	2100.02416
5,100	71.4143	1871.87339	6,360	79.7496	2166.02492
5,130	71.6240	1837.83932	6,390	79.9375	2105.85756
5,160	71.8331	1596.01836	6,420	80.1249	2135.51753
5,190	72.0417	1871.87339	6,450	80.3119	2120.58384
5,220	72.2496	2016.2466	6,480	80.4984	1783.78523
5,250	72.4569	1867.26286	6,510	80.6846	2129.51888
5,280	72.6636	1888.19109	6,540	80.8703	2527.02907
5,310	72.8697	1895.2718	6,570	81.0555	2141.55006
5,340	73.0753	1904.79578	6,600	81.2404	2010.89847
5,370	73.2803	1516.21744	6,630	81.4248	2117.62213
5,400	73.4847	1914.41596	6,660	81.6088	2159.85391
5,430	73.6885	1909.59376	6,690	81.7924	2229.73153
5,460	73.8918	1907.19175	6,720	81.9756	2263.01111
5,490	74.0945	1931.48719	6,750	82.1584	2522.82436
5,520	74.2967	1895.2718	6,780	82.3408	2191.06567
5,550	74.4983	1943.86852	6,810	82.5227	2203.80442
5,580	74.6994	2332.64222	6,840	82.7043	2200.60587
5,610	74.8999	1956.4096	6,870	82.8855	2197.41658
5,640	75.0999	2332.64222	6,900	83.0662	2191.06567
5,670	75.2994	1969.11356	6,930	83.2466	2213.45612
5,700	75.4983	2021.62326	6,960	83.4266	2369.08975
5,730	75.6968	1995.02295	6,990	83.6062	2246.24806

RESULTADOS

7,020	83.7854	2414.35899	8,280	90.9945	2016.2466
7,050	83.9643	2249.58078	8,310	91.1592	2707.53115
7,080	84.1427	2304.28183	8,340	91.3236	2527.02907
7,110	84.3208	2280.02623	8,370	91.4877	2332.64222
7,140	84.4985	2263.01111	8,400	91.6515	2485.60237
7,170	84.6759	2280.02623	8,430	91.8150	2591.82469
7,200	84.8528	2286.90414	8,460	91.9783	3369.3721
7,230	85.0294	2283.46	8,490	92.1412	2527.02907
7,260	85.2056	2300.78519	8,520	92.3038	2569.86007
7,290	85.3815	2166.02492	8,550	92.4662	2569.86007
7,320	85.5570	2493.77869	8,580	92.6283	2614.168
7,350	85.7321	2318.37529	8,610	92.7901	2614.168
7,380	85.9069	2048.94249	8,640	92.9516	2527.02907
7,410	86.0814	2325.48688	8,670	93.1128	2614.168
7,440	86.2554	2297.29916	8,700	93.2738	2627.75987
7,470	86.4292	2414.35899	8,730	93.4345	3369.3721
7,500	86.6025	2229.73153	8,760	93.5949	2756.75899
7,530	86.7756	2369.08975	8,790	93.7550	2632.32195
7,560	86.9483	2350.72472	8,820	93.9149	2707.53115
7,590	87.1206	2325.48688	8,850	94.0744	2664.70552
7,620	87.2926	2493.77869	8,880	94.2338	2860.78763
7,650	87.4643	2376.51637	8,910	94.3928	3369.3721
7,680	87.6356	2354.37491	8,940	94.5516	2660.0306
7,710	87.8066	2395.28822	8,970	94.7101	2683.5707
7,740	87.9773	2445.512	9,000	94.8683	2756.75899
7,770	88.1476	2008.23502	9,030	95.0263	2910.20622
7,800	88.3176	2425.94791	9,060	95.1840	2707.53115
7,830	88.4873	2899.07733	9,090	95.3415	2660.0306
7,860	88.6566	2437.64862	9,120	95.4987	2860.78763
7,890	88.8257	2414.35899	9,150	95.6556	2756.75899
7,920	88.9944	2461.39195	9,180	95.8123	2697.89581
7,950	89.1628	2477.47948	9,210	95.9687	2797.44916
7,980	89.3308	2485.60237	9,240	96.1249	2782.05035
8,010	89.4986	2453.42628	9,270	96.2808	2756.75899
8,040	89.6660	2465.39422	9,300	96.4365	2782.05035
8,070	89.8332	2120.58384	9,330	96.5919	2807.81008
8,100	90.0000	2502.00898	9,360	96.7471	2850.03279
8,130	90.1665	1773.35373	9,390	96.9020	2797.44916
8,160	90.3327	2502.00898	9,420	97.0567	2797.44916
8,190	90.4986	2506.14453	9,450	97.2111	2527.02907
8,220	90.6642	2433.73586	9,480	97.3653	3310.51843
8,250	90.8295	2518.63363	9,510	97.5192	2860.78763

9,540	97.6729	2807.81008	10,800	103.9230	3212.32509
9,570	97.8264	2818.24804	10,830	104.0673	3185.33076
9,600	97.9796	2888.03322	10,860	104.2113	3032.43489
9,630	98.1326	2888.03322	10,890	104.3552	3026.38212
9,660	98.2853	3032.43489	10,920	104.4988	3260.68267
9,690	98.4378	2893.54474	10,950	104.6422	3354.46337
9,720	98.5901	2944.11154	10,980	104.7855	3260.68267
9,750	98.7421	3100.64917	11,010	104.9285	3172.00302
9,780	98.8939	2915.80277	11,040	105.0714	3239.78086
9,810	99.0454	2888.03322	11,070	105.2141	3601.46661
9,840	99.1968	2972.97538	11,100	105.3565	3325.03825
9,870	99.3479	2927.0607	11,130	105.4988	3172.00302
9,900	99.4987	2746.77073	11,160	105.6409	3369.3721
9,930	99.6494	2915.80277	11,190	105.7828	3790.54361
9,960	99.7998	3032.43489	11,220	105.9245	3485.55734
9,990	99.9500	2961.36219	11,250	106.0660	3369.3721
10,020	100.1000	2972.97538	11,280	106.2073	3332.34603
10,050	100.2497	2949.83938	11,310	106.3485	3225.99456
10,080	100.3992	2984.68001	11,340	106.4894	3281.85594
10,110	100.5485	2944.11154	11,370	106.6302	3361.9012
10,140	100.6976	2591.82469	11,400	106.7708	3567.57045
10,170	100.8464	3260.68267	11,430	106.9112	3032.43489
10,200	100.9950	3008.36794	11,460	107.0514	3990.0459
10,230	101.1435	3032.43489	11,490	107.1914	3422.61274
10,260	101.2917	2944.11154	11,520	107.3313	3567.57045
10,290	101.4396	3063.06554	11,550	107.4709	3445.94873
10,320	101.5874	3038.51191	11,580	107.6104	3509.7626
10,350	101.7349	3158.78634	11,610	107.7497	3430.35621
10,380	101.8823	3081.74277	11,640	107.8888	3653.53601
10,410	102.0294	3192.03672	11,670	108.0278	3332.34603
10,440	102.1763	3032.43489	11,700	108.1665	3369.3721
10,470	102.3230	3260.68267	11,730	108.3051	3461.68366
10,500	102.4695	3126.22153	11,760	108.4435	3627.31446
10,530	102.6158	3094.32131	11,790	108.5818	3509.7626
10,560	102.7619	3260.68267	11,820	108.7198	3310.51843
10,590	102.9077	3332.34603	11,850	108.8577	3509.7626
10,620	103.0534	3126.22153	11,880	108.9954	3509.7626
10,650	103.1988	3026.38212	11,910	109.1329	3032.43489
10,680	103.3441	4738.17951	11,940	109.2703	3485.55734
10,710	103.4891	3172.00302	11,970	109.4075	3550.86052
10,740	103.6340	3281.85594	12,000	109.5445	3584.4384
10,770	103.7786	3172.00302	12,030	109.6814	3158.78634

RESULTADOS

12,060	109.8180	3790.54361	13,320	115.4123	3938.22712
12,090	109.9545	3567.57045	13,350	115.5422	4011.15726
12,120	110.0909	3567.57045	13,380	115.6719	4043.24651
12,150	110.2270	3172.00302	13,410	115.8016	4394.83317
12,180	110.3630	3601.46661	13,440	115.9310	4332.04984
12,210	110.4989	3618.65738	13,470	116.0603	4054.05733
12,240	110.6345	3627.31446	13,500	116.1895	4665.28444
12,270	110.7700	3653.53601	13,530	116.3185	4394.83317
12,300	110.9054	3610.04153	13,560	116.4474	4011.15726
12,330	111.0405	3662.36097	13,590	116.5762	3781.09088
12,360	111.1755	3790.54361	13,620	116.7048	4131.38268
12,390	111.3104	3887.73703	13,650	116.8332	4332.04984
12,420	111.4451	3369.3721	13,680	116.9615	4271.03505
12,450	111.5796	3680.13942	13,710	117.0897	4307.43592
12,480	111.7139	3032.43489	13,740	117.2177	4176.90756
12,510	111.8481	3680.13942	13,770	117.3456	4200.04832
12,540	111.9821	3790.54361	13,800	117.4734	4097.88498
12,570	112.1160	3734.52572	13,830	117.6010	4723.41883
12,600	112.2497	3800.04372	13,860	117.7285	4235.24425
12,630	112.3833	3897.73122	13,890	117.8558	3790.54361
12,660	112.5167	3680.13942	13,920	117.9830	4307.43592
12,690	112.6499	3800.04372	13,950	118.1101	4665.28444
12,720	112.7830	3790.54361	13,980	118.2371	4154.02039
12,750	112.9159	3369.3721	14,010	118.3638	4283.10012
12,780	113.0487	4154.02039	14,040	118.4905	4165.43254
12,810	113.1813	3809.59156	14,070	118.6170	4307.43592
12,840	113.3137	3867.90164	14,100	118.7434	4307.43592
12,870	113.4460	4011.15726	14,130	118.8697	4382.13134
12,900	113.5782	3671.22868	14,160	118.9958	4271.03505
12,930	113.7102	3887.73703	14,190	119.1218	5020.58756
12,960	113.8420	4332.04984	14,220	119.2476	5228.33601
12,990	113.9737	4665.28444	14,250	119.3734	4211.71512
13,020	114.1052	5054.05814	14,280	119.4990	4332.04984
13,050	114.2366	3790.54361	14,310	119.6244	4382.13134
13,080	114.3678	3938.22712	14,340	119.7497	4394.83317
13,110	114.4989	3938.22712	14,370	119.8749	4154.02039
13,140	114.6298	3958.79228	14,400	120.0000	3790.54361
13,170	114.7606	4000.57373	14,430	120.1249	4200.04832
13,200	114.8913	3969.15561	14,460	120.2497	4394.83317
13,230	115.0217	4723.41883	14,490	120.3744	4665.28444
13,260	115.1521	5054.05814	14,520	120.4990	4813.38871
13,290	115.2823	3567.57045	14,550	120.6234	5054.05814

14,580	120.7477	4512.55191	15,390	124.0564	5139.72015
14,610	120.8718	4723.41883	15,420	124.1773	6317.57268
14,640	120.9959	4259.03776	15,450	124.2980	4665.28444
14,670	121.1198	4679.68347	15,480	124.4186	4922.78391
14,700	121.2436	4211.71512	15,510	124.5392	5020.58756
14,730	121.3672	4608.56366	15,540	124.6595	6064.86977
14,760	121.4907	4723.41883	15,570	124.7798	10108.1163
14,790	121.6141	4665.28444	15,600	124.9000	7581.08721
14,820	121.7374	4131.38268	15,630	125.0200	4987.55738
14,850	121.8606	5070.96135	15,660	125.1399	5037.26725
14,880	121.9836	4738.17951	15,690	125.2597	4319.70781
14,910	122.1065	4723.41883	15,720	125.3794	4097.88498
14,940	122.2293	4650.97375	15,750	125.4990	3790.54361
14,970	122.3520	4679.68347	15,780	125.6185	5228.33601
15,000	122.4745	4767.97938	15,810	125.7378	5070.96135
15,030	122.5969	4753.03274	15,840	125.8571	6040.70694
15,060	122.7192	4891.02401	15,870	125.9762	5174.80356
15,090	122.8414	5054.05814	15,900	126.0952	5122.35623
15,120	122.9634	5070.96135	15,930	126.2141	4319.70781
15,150	123.0853	4332.04984	15,960	126.3329	5139.72015
15,180	123.2071	4723.41883	15,990	126.4516	4446.38546
15,210	123.3288	3790.54361	16,020	126.5701	4798.15646
15,240	123.4504	4798.15646	16,050	126.6886	5157.20219
15,270	123.5718	4738.17951	16,080	126.8069	5922.72439
15,300	123.6932	4971.20473	16,110	126.9252	5228.33601
15,330	123.8144	4891.02401			
15,360	123.9355	5054.05814			

RESULTADOS

SIMULACIÓN					
tiempo días	$t^{1/2}$	$\Delta m(p)$			
1	1.0000	49.35288664	291	17.0470	412.3762567
2	1.4832	55.84517611	300	17.3205	414.375164
4	1.9079	62.29407666	311	17.6431	435.1183218
5	2.3169	68.72146191	321	17.9064	436.6194235
7	2.7279	75.18175406	330	18.1659	438.2660069
10	3.1512	81.75386869	341	18.4725	415.0529185
13	3.5939	88.52956196	351	18.7247	417.5835097
16	4.0619	95.60000289	360	18.9737	419.9816943
21	4.5606	103.0452424	371	19.2681	483.733466
25	5.0398	110.1379911	381	19.5098	484.2892383
30	5.4772	116.5535842	390	19.7484	485.1986419
36	5.9599	151.4042266	401	20.0311	500.4684836
42	6.4920	155.7743097	411	20.2638	501.3858013
50	7.0778	161.8497708	420	20.4939	502.4704109
55	7.4194	165.7012985	431	20.7667	469.1720649
60	7.7460	169.5407756	441	20.9911	471.3046581
66	8.1205	169.7425628	450	21.2132	473.3100972
73	8.5484	175.3120712	461	21.4767	554.7183248
82	9.0298	181.475796	471	21.6939	554.7004718
90	9.4868	187.2482935	480	21.9089	555.0673525
100	10.0078	256.7218067	491	22.1642	561.5558786
110	10.4918	258.2036169	501	22.3747	562.2164012
120	10.9545	260.8765835	510	22.5832	563.0111258
132	11.4851	292.2871354	521	22.8309	577.4334505
141	11.8724	294.078153	531	23.0353	578.1232854
150	12.2474	296.3559465	540	23.2379	578.9271559
161	12.6829	312.5376892	551	23.4787	661.3836696
170	13.0548	314.808978	561	23.6775	660.6415794
180	13.4164	317.3335121	570	23.8747	660.2844069
191	13.8379	347.2725787	581	24.1091	607.7517716
201	14.1684	348.8469889	591	24.3028	608.8833462
210	14.4914	350.7384255	600	24.4949	609.9486024
221	14.8697	538.9479071	611	24.7235	622.9230638
231	15.1840	533.8559787	621	24.9123	623.7390929
240	15.4919	530.5485007	630	25.0998	624.6094752
251	15.8536	384.2203192	641	25.3229	642.8200796
261	16.1452	387.5204227	651	25.5074	643.453632
270	16.4317	390.3458739	660	25.6905	644.176359
281	16.7690	410.4481308	671	25.9085	1230.824778
			681	26.0888	1220.539111
			690	26.2679	1212.348667
			701	26.4811	658.7822076

711	26.6576	661.5834177	2,880	53.6656	1394.195338
720	26.8328	663.6865326	2,891	53.7703	1395.617722
731	27.0416	676.1408233	2,901	53.8575	1395.786313
741	27.2144	677.4452932	2,910	53.9444	1395.96566
750	27.3861	678.6659972	2,921	54.0486	1403.590997
761	27.5908	693.3439911	2,931	54.1352	1403.745618
771	27.7601	694.2596792	2,940	54.2218	1403.915986
780	27.9285	695.2026218	2,951	54.3254	3340.102448
791	28.1292	706.5109671	2,961	54.4116	3327.095341
801	28.2953	707.319331	2,970	54.4977	3316.005642
810	28.4605	708.1695553	2,981	54.6008	1403.691793
821	28.6575	728.6219765	2,991	54.6866	1405.794436
831	28.8206	729.2138195	3,000	54.7723	1407.313837
840	28.9828	729.88136	3,011	54.8749	1435.53721
851	29.1762	737.84173	3,021	54.9602	1436.258502
861	29.3364	738.4963648	3,900	62.4500	1888.08708
870	29.4958	739.1990976	3,911	62.5400	1616.091869
881	29.6859	741.4649314	3,921	62.6149	1616.689389
891	29.8433	742.2171434	3,930	62.6897	1617.167131
900	30.0000	742.9960568	3,941	62.7794	1630.95028
911	30.1869	780.2653916	3,951	62.8540	1631.212999
921	30.3418	780.5387865	3,960	62.9285	1631.456058
930	30.4959	780.9337046	3,971	63.0179	1652.158439
941	30.6798	778.0864893	3,981	63.0922	1652.27134
951	30.8322	778.679083	3,990	63.1664	1652.396201
960	30.9839	779.3053079	4,001	63.2554	1374.527585
971	31.1649	790.5126269	4,011	63.3295	1376.108272
981	31.3149	791.0457984	4,020	63.4035	1377.469599
990	31.4643	791.6253153	4,901	70.0089	1840.094476
1,001	31.6425	803.5298528	4,911	70.0759	1840.202519
1,901	43.6033	1124.282934	4,920	70.1427	1840.309693
1,911	43.7107	1124.517145	4,931	70.2229	1925.592024
1,920	43.8178	1124.774489	4,941	70.2896	1925.318503
1,931	43.9460	1135.516645	4,950	70.3562	1925.105348
1,941	44.0525	1135.719591	4,961	70.4361	1831.276229
1,950	44.1588	1135.950011	4,971	70.5027	1831.563466
1,961	44.2860	1129.826385	4,980	70.5691	1831.811687
1,971	44.3917	1130.159179	4,991	70.6488	1550.150096
1,980	44.4972	1130.494523	5,001	70.7151	1551.59419
1,991	44.6234	1159.66211	5,010	70.7814	1552.839403
2,001	44.7283	1159.768259	5,021	70.8608	1862.762784
2,010	44.8330	1159.922787	5,031	70.9269	1862.338016

RESULTADOS

5,901	76.8155	2027.990225	7,901	88.8890	2497.046445
5,910	76.8765	2028.062951	7,911	88.9417	2496.952177
5,921	76.9497	2073.368325	7,920	88.9944	2496.870029
5,931	77.0106	2073.279931	7,931	89.0576	2512.795359
5,940	77.0714	2073.221652	7,941	89.1102	2512.678915
5,951	77.1443	2038.433078	7,950	89.1628	2512.576021
5,961	77.2051	2038.551853	7,961	89.2258	2520.550402
5,970	77.2658	2038.6651	7,971	89.2784	2520.441811
5,981	77.3385	2046.711383	7,980	89.3308	2520.343793
5,991	77.3991	2046.789754	7,991	89.3938	2488.223076
6,000	77.4597	2046.8726	8,001	89.4462	2488.245424
6,011	77.5323	1953.553344	8,010	89.4986	2488.25925
6,021	77.5927	1954.00193	8,021	89.5614	2500.177226
6,030	77.6531	1954.404631	8,031	89.6138	2500.144063
6,041	77.7255	2075.201981	8,040	89.6660	2500.11502
6,051	77.7858	2075.072531	8,051	89.7288	2157.028158
6,060	77.8460	2074.992969	8,061	89.7810	2158.112533
6,071	77.9182	2102.538892	8,070	89.8332	2159.043037
6,081	77.9784	2102.419561	8,081	89.8958	2540.06289
6,090	78.0385	2102.333657	8,091	89.9479	2539.499852
6,101	78.1105	2116.339221	8,100	90.0000	2539.073227
6,900	83.0662	2230.143729	8,901	94.3431	3388.836296
6,911	83.1339	2252.563128	8,910	94.3928	3387.091529
6,921	83.1903	2252.573453	8,921	94.4524	2682.626026
6,930	83.2466	2252.594442	8,931	94.5020	2683.274206
6,941	83.3142	2407.713842	8,940	94.5516	2683.74558
6,951	83.3704	2407.197969	8,951	94.6110	2707.475853
6,960	83.4266	2406.758566	8,961	94.6606	2707.6568
6,971	83.4940	2283.990441	8,970	94.7101	2707.791831
6,981	83.5501	2284.09602	8,981	94.7695	2780.457832
6,990	83.6062	2284.175362	8,991	94.8189	2780.307676
7,001	83.6735	2451.674048	9,000	94.8683	2780.175104
7,011	83.7295	2451.137185	9,011	94.9276	2932.120786
7,020	83.7854	2450.671339	9,021	94.9770	2931.544537
7,031	83.8525	2286.188454	9,030	95.0263	2931.035589
7,041	83.9084	2286.394588	9,041	95.0855	2729.740939
7,050	83.9643	2286.555142	9,051	95.1348	2729.93953
7,061	84.0312	2341.164639	9,060	95.1840	2730.07964
7,071	84.0870	2341.080483	9,071	95.2431	2683.13127
7,080	84.1427	2341.00936	9,081	95.2923	2683.344006
7,091	84.2096	2316.791683	9,090	95.3415	2683.517202
7,101	84.2652	2316.823537	9,101	95.4005	2882.630352

9,900	99.4987	2759.114484	11,901	109.0900	2999.16622
9,911	99.5553	2926.338104	11,910	109.1329	3000.04342
9,921	99.6023	2926.100088	11,921	109.1845	3441.92589
9,930	99.6494	2925.912576	11,931	109.2274	3441.25033
9,941	99.7058	3040.840171	11,940	109.2703	3440.732916
9,951	99.7528	3040.363403	11,951	109.3218	3503.77723
9,960	99.7998	3039.951614	11,961	109.3646	3503.257696
9,971	99.8561	2969.420259	11,970	109.4075	3502.810947
9,981	99.9031	2969.312024	11,981	109.4589	3534.984847
9,990	99.9500	2969.198011	11,991	109.5017	3534.531284
10,001	100.0062	2980.512398	12,000	109.5445	3534.120035
10,011	100.0531	2980.361808	12,011	109.5958	3119.946876
10,020	100.1000	2980.217743	12,021	109.6386	3120.74614
10,031	100.1561	2957.237206	12,030	109.6814	3121.382352
10,041	100.2029	2957.172857	12,041	109.7326	3736.485392
10,050	100.2497	2957.102595	12,051	109.7753	3735.117836
10,061	100.3058	2991.370295	12,060	109.8180	3734.007038
10,071	100.3525	2991.192848	12,071	109.8692	3516.235337
10,080	100.3992	2991.030992	12,081	109.9119	3516.023663
10,091	100.4552	2950.855187	12,090	109.9545	3515.793174
10,101	100.5019	2950.833828	12,101	110.0057	3515.505126
10,901	104.4091	3245.452382	12,900	113.5782	3594.463867
10,911	104.4539	3244.928717	12,911	113.6277	3803.595272
10,920	104.4988	3244.503406	12,921	113.6689	3803.065627
10,931	104.5526	3335.978678	12,930	113.7102	3802.600874
10,941	104.5974	3335.394426	12,941	113.7596	4230.895965
10,950	104.6422	3334.885476	12,951	113.8008	4229.333372
10,961	104.6960	3242.496832	12,960	113.8420	4227.985127
10,971	104.7408	3242.348487	12,971	113.8914	4547.824738
10,980	104.7855	3242.186406	12,981	113.9325	4545.887351
10,991	104.8392	3155.142939	12,990	113.9737	4544.163856
11,001	104.8839	3155.221297	13,001	114.0230	4916.600891
11,010	104.9285	3155.260069	13,011	114.0641	4914.192772
11,021	104.9821	3221.64521	13,020	114.1052	4911.989031
11,031	105.0268	3221.444808	13,031	114.1545	3694.800964
11,040	105.0714	3221.26409	13,041	114.1956	3695.851177
11,051	105.1249	3575.194438	13,050	114.2366	3696.550145
11,061	105.1695	3574.002614	13,061	114.2858	3839.157787
11,070	105.2141	3572.987808	13,071	114.3268	3839.086366
11,081	105.2675	3301.525389	13,080	114.3678	3838.982595
11,091	105.3120	3301.47953	13,091	114.4170	3838.825301
11,100	105.3565	3301.376934	13,101	114.4580	3838.677069

RESULTADOS

13,901	117.9036	4162.341199	15,021	122.5587	4534.120463
13,911	117.9433	4161.4519	15,030	122.5969	4533.645005
13,920	117.9830	4160.735284	15,041	122.6428	4663.189376
13,931	118.0307	4501.375207	15,051	122.6810	4662.408123
13,941	118.0704	4499.944506	15,060	122.7192	4661.689136
13,950	118.1101	4498.713106	15,071	122.7650	4814.50661
13,961	118.1577	4010.138355	15,081	122.8032	4813.482202
13,971	118.1974	4010.371112	15,090	122.8414	4812.546665
13,980	118.2371	4010.464009	15,101	122.8871	4827.425921
13,991	118.2846	4133.490276	15,900	126.0952	4830.933579
14,001	118.3242	4133.11488	15,911	126.1398	4081.760972
14,010	118.3638	4132.760985	15,921	126.1770	4083.140235
14,021	118.4114	4020.231149	15,930	126.2141	4084.20276
14,031	118.4509	4020.191961	15,941	126.2587	4850.742558
14,040	118.4905	4020.110263	15,951	126.2958	4849.4997
14,051	118.5380	4155.281481	15,960	126.3329	4848.529126
14,061	118.5775	4154.800099	15,971	126.3774	4200.720839
14,070	118.6170	4154.363	15,981	126.4145	4201.599052
14,081	118.6644	4153.881354	15,990	126.4516	4202.263301
14,091	118.7039	4153.501135	16,001	126.4960	4531.233017
14,100	118.7434	4153.135185	16,011	126.5331	4530.825097
14,901	122.0681	4511.931664	16,020	126.5701	4530.511839
14,910	122.1065	4511.452786	16,031	126.6146	4865.287042
14,921	122.1526	4442.486411	16,041	126.6516	4864.232463
14,931	122.1909	4442.180785	16,050	126.6886	4863.345479
14,940	122.2293	4441.850612	16,061	126.7330	5576.403362
14,951	122.2753	4468.533591	16,071	126.7700	5573.971137
14,961	122.3136	4468.114364	16,080	126.8069	5571.891964
14,970	122.3520	4467.703631	16,091	126.8513	4922.843465
14,981	122.3979	4550.522312	16,101	126.8882	4922.65096
14,991	122.4362	4549.911574	16,110	126.9252	4922.320669
15,000	122.4745	4549.343086			
15,011	122.5204	4534.602978			