



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

Comportamiento de yacimientos de gas

MATERIAL DIDÁCTICO

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Javier Tzintzun González

ASESOR DE MATERIAL DIDÁCTICO

Ing. Héctor Erick

Gallardo Ferrera



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2016

**Investigación realizada gracias al programa
UNAM-DGAPA-PAPIME (PE102516)**

Agradecimientos

A mis padres, por su apoyo incondicional, su confianza y su amor. Por enseñarme que en esta vida nunca hay que darse por vencido a pesar de todas las adversidades que te ponga la vida. Son y siempre serán mi ejemplo a seguir.

A mis hermanos Pablo y Marina por estar siempre a mi lado brindándome su apoyo y su cariño incondicional

A mis tíos Aída y Cuahutemoc porque siempre confiar en que podía realizar cualquier cosa que me propusiera, y que gran parte de haber logrado esta meta es gracias a ustedes.

A mis tíos María de la Luz y Joaquín por ser como mis segundos padres y brindarme su cariño.

A mis primos Ernesto y Rafael que considero como mis hermanos y siempre me han dado su apoyo cuando los he necesitado.

A mis primos Gísela, Lizette, Cuahutemoc y Daniela, por brindarme siempre palabras de aliento

A Daniela Plata por su amor, confianza y siempre creer en mí. Por haberme aguantado en todos esos momentos difíciles que pasamos por la carrera.

A el Ing. Erick Gallardo Ferrera por ser una pieza fundamental durante mi paso por la facultad de ingeniería.

A todos mis amigos que fueron una parte importante durante todos estos años y quienes hicieron más agradable mi estadía por la universidad.

A mi Facultad de Ingeniería por la formación que me proporciono para ser un hombre que sea de valor para el país.

Índice

Índice de Tablas.....	ix
Resumen.....	xi
Abstract.....	xiii
Capítulo 1. Propiedades del gas natural.....	1
1.1 Efecto de la composición sobre las propiedades del gas	1
1.2 Comportamiento de fase $p - T$ de los sistemas de gas.....	2
1.2.1 Yacimientos de gas seco	2
1.2.2 Yacimientos de gas húmedo.....	3
1.2.3 Yacimientos de gas y condensados	4
1.3 Ecuaciones de estado para los sistemas de gas natural	5
1.3.1 Factor de desviación Z	6
1.3.2 Ecuaciones de estado cúbicas tipo van der Waals.....	8
1.4 Propiedades volumétricas del gas natural.....	9
1.4.1 Factor de volumen	9
1.4.2 Densidad.....	10
1.4.3 Factor de compresibilidad isotérmico.....	11
1.4.4 Factor Z de dos fases.....	12
1.4.5 Viscosidad del gas natural.....	13
1.1 Correlaciones para estimar las propiedades del gas	14
1.5.1 Correlaciones para estimar el factor Z	14
1.5.2 Métodos para estimar ppc y Tpc en presencia de heterogeneidades....	19
1.5.3 Correlaciones para las propiedades volumétricas del gas.....	25
1.5.4 Procedimiento general para las propiedades pseudocríticas del gas... 32	
Capítulo 2. Balance de Materia en Sistemas de Gas.....	37
2.1 Factor de recuperación final en yacimientos de gas seco.....	37
2.2 Ecuación General de BM para yacimientos de gas.....	38
2.3 Yacimientos volumétricos	40
2.4 Yacimientos de gas con entrada de agua.....	42
2.5 Yacimientos de gas sobrepresionados.....	44
2.5.1 El método de Ramagost y Farshad	46
2.5.2 Método de Roach.....	47
2.6 Yacimientos compactos	47

2.6.1	Método de p/Z transitorio	49
2.7	Modelo equivalente de gas para líquidos producidos	53
2.8	Yacimientos de gas y condensados	53
2.8.1	Yacimientos volumétricos de gas y condensados	54
2.8.2	Sistemas de gas y condensados con vaporización del agua	57
2.8.3	Declinación de la presión sobre el punto de rocío	58
2.8.4	Declinación de la presión por debajo del punto de rocío	60
Capítulo 3.	Flujo de gas a través de medios porosos	66
3.2	Ecuación de transporte tipo Darcy	66
3.3	Tipos de fluidos de acuerdo a su compresibilidad	67
3.4	Ecuación de difusividad	67
3.5	Estados de flujo en el yacimiento	70
3.5.1	Estado estacionario	71
3.5.2	Estado pseudo-estacionario	71
3.5.3	Estado transitorio	72
3.6	Flujo de gas a través del yacimiento	72
3.6.1	Pseudo-presión	73
3.6.2	Otras variables de flujo	74
3.6.3	Pseudo-tiempo	76
3.6.4	Ecuación de flujo para gases reales en términos de las variables aparentes	76
3.6.5	Ecuación de flujo para gases en términos de la presión cuadrada	79
3.7	Procedimiento de cálculo de pseudo-presión	79
3.7.1	Regla trapezoidal	79
3.7.2	Regla piramidal	80
3.7.3	Regla de Simpson	80
Capítulo 4.	Modelos de entrada de agua al yacimiento	83
4.1	Modelo de Schilthuis para flujo estacionario	83
4.2	Modelo de van Everdingen y Hurst para flujo transitorio	84
4.3	Modelo de Fetkovich para flujos pseudo-estacionario	90
4.4	Método de Carter-Tracy	91
Capítulo 5.	Caso de aplicación	95
5.1	Resumen	95

5.2	Problemática	102
5.3	Planteamiento de la solución	105
5.3.1	Solución del yacimiento $M - 4M - 4A$	105
5.3.2	Solución del yacimiento $M - 6$	119
5.4	Análisis de los resultados	132
5.5	Conclusiones del caso de aplicación	134
	Conclusiones	135
	Referencias Bibliográficas	136

Índice de Figuras

Figura 1.1.	Diagrama $p-T$ de los fluidos petroleros (Modificado de Craft y Hawkins, 1959).	4
Figura 1.2.	Comparación logarítmica del comportamiento $p-V$ de un gas real y uno ideal.	6
Figura 1.3.	Comportamiento isotérmico del factor Z con la presión (Gallardo, 2014).	7
Figura 1.4.	Comportamiento isotérmico del factor Z de diferentes componentes puros en términos de las variables reducidas (Reid et. al, 1977).	8
Figura 1.5.	Isoterma de VDW en el punto crítico de un diagrama $P - V$ de un componente de gas puro (Tarek, 2007).	9
Figura 1.6.	Comportamiento isotérmico de Bg respecto a la presión en escala semi-logarítmica (Gallardo, 2014).	10
Figura 1.7.	Comportamiento isotérmico de ρg respecto a la presión (Gallardo, 2014).	11
Figura 1.8.	Comportamiento real e ideal de cg respecto a la presión en escala semi-logarítmica (Gallardo, 2014).	12
Figura 1.9.	Comportamiento del factor de compresibilidad de un sistema de gas seco y uno rico en líquidos condensables (Gallardo, 2014).	13
Figura 1.10.	Comportamiento de μg respecto a la presión a diferentes temperaturas (Gallardo, 2014).	14
Figura 1.11.	Correlación gráfica del factor Z de Standing-Katz.	15
Figura 1.12.	Correlación gráfica del factor Z de Standing-Katz.	18
Figura 1.13.	Correlación de Brown para sistemas de gas cercanos a las condiciones atmosféricas.	19
Figura 1.14.	Correlación de Brown para sistemas de gas a baja presión.	20
Figura 1.15.	Correlación gráfica de Sutton para las propiedades pseudocríticas.	22
Figura 1.16.	Correlación gráfica de Wichert y Aziz para las propiedades pseudocríticas.	23
Figura 1.17.	Producción adicional (Gps) de gas en separadores de tres etapas (Gold et al., 1989).	28
Figura 1.18.	Vapor equivalente (Veq) en separadores de tres etapas (Gold et al., 1989).	29
Figura 1.19.	Gps para un sistema de separación de dos etapas (Gold et al., 1989).	30
Figura 1.20.	Veq para un sistema de separación de dos etapas (Gold et al., 1989).	31
Figura 1.21.	Correlación de cgR para $3 \geq TR \geq 1.05$ y $15 \leq pR \leq 0.2$ (Mattar et al., 1975).	33

Figura 1.22. Correlación de $cgRTpR$ para $3 \geq TR \geq 1.4$ y $15 \leq pR \geq 0.2$ (Mattar et al., 1975).	34
Figura 2.1. Gráfico especializado p/Z para sistemas de gas respecto a Fr y Gp (Gallardo, 2014).	41
Figura 2.2. Comportamiento de un yacimiento de gas seco debido a los diferentes mecanismos de producción en el gráfico p/Z contra Gp (Gallardo, 2014).	42
Figura 2.3. Representación gráfica de la ecuación de balance de materia para yacimientos de gas-seco (Gallardo, 2014).	43
Figura 2.4. Comportamiento de la recuperación final en sistemas de gas con entrada de agua producidos a distintos gastos (Modificado de Agarwal et al., 1965).	44
Figura 2.5. Gráfico especializado de Sills para determinar la entrada de agua.	44
Figura 2.6. Comportamiento de p/Z contra la producción acumulada (Modificado de Harville y Hawkins, 1969).	45
Figura 2.7. Gráfico especializado de Ramagost y Farshad (Modificado de Ezekwe, 2011).	46
Figura 2.8. Grafico especializado de Roach (Modificado de Ezekwe, 2011).	47
Figura 2.9. Comportamiento de la caída de presión en una prueba de incremento de presión (Gallardo, 2014).	49
Figura 2.10. Comparación entre los gráficos de p/Z estático y transitorios para condiciones de producción a gasto constante (Modificado de Poston and Berg, 1997).	50
Figura 2.11 Comparación entre los gráficos de p/Z estático y transitorios para condiciones de producción a presión constante (Modificado de Poston and Berg, 1997).	51
Figura 2.12. Modelo de balance de materia de un yacimiento de gas y condensado que muestra el comportamiento de las fases en el volumen poroso a condiciones iniciales, y por debajo del punto de rocío (Modificado de Lee y Wattenbarger, 1996).	55
Figura 2.13. Modelo de balance de materia de un yacimiento de gas y condensados sobre la presión de rocío y con vaporización de agua, que muestra el comportamiento de las fases en el volumen poroso a condiciones iniciales y posteriores (Modificado de Lee y Wattenbarger, 1996).	59
Figura 2.14. Modelo de balance de materia de un yacimiento de gas y condensados por debajo de la presión de rocío y con vaporización de agua, que muestra las fases presentes a condiciones iniciales y posteriores (Modificado de Lee y Wattenbarger, 1996).	61
Figura 3.1. Comportamiento de la densidad de diferentes fluidos (Gallardo, 2014).	68
Figura 3.2. Perfil estacionario de presión en un yacimiento radial (Gallardo, 2015).	71
Figura 3.3. Perfil pseudo-estacionario de presión en un yacimiento radial (Gallardo, 2015).	72
Figura 3.4. Perfil estacionario de presión en un yacimiento radial (Gallardo, 2015).	73
Figura 3.5. Variación isotérmica del producto μZ respecto a la presión.	75
Figura 4.1. Esquematación del modelo de VEH para representar la entrada de agua de un acuífero a un yacimiento.	84
Figura 4.2. Representación del ángulo de contacto entre el sistema acuífero-yacimiento con dos fronteras de no-flujo.	86
Figura 4.3. Pasos discretos de presión para superponer sus efectos y representar la presión continua en la frontera del yacimiento/acuífero.	86
Figura 4.4. WD contra tD para reD de 5, 7.5, 10, 20 e ∞ (modificado de Van Everdingen y Hurst, 1949).	88

Figura 4.5. WD contra tD para reD de 1 (modificado de Van Everdingen y Hurst, 1949).	88
Figura 4.6. Representación gráfica de la ecuación de balance de materia para un yacimiento de gas con entrada de agua.	89
Figura 5.1. Sección transversal del yacimiento WC 580 (Nnaemeka Ezekwe 2011)	96
Figura 5.2. Mapa estructural del yacimiento M-4/M-4A (Nnaemeka Ezekwe 2011).....	97
Figura 5.3. Mapa estructural del yacimiento M-6 (Nnaemeka Ezekwe 2011).....	97
Figura 5.4 Grafico del histórico de producción y presión del yac. M-4/M-4A (Nnaemeka Ezekwe 2011).....	101
Figura 5.5. Grafico del histórico de producción de los datos del yacimiento M-6 (Nnaemeka Ezekwe 2011)	105
Figura 5.6. Gráfico de G_p vs p/Z para el yacimiento M-4/M-4A.	109
Figura 5.7. Gráfica de B_g vs P para el yacimiento M-4/M-4A.....	111
Figura 5.8. Zonas geopresurizadas a lo largo de la Costa del Golfo, EE.UU. (de Dickinson)	112
Figura 5.9. Correlación para estimar la compresibilidad de la formación (de Hammerlindl 1971 SPE).....	113
Figura 5.10. Gráfico del método de Ramagost y Farshad para el yacimiento M-4/M-4A	116
Figura 5.11. Gráfico del método de Roach para el yacimiento M-4/M-4A	119
Figura 5.12. Gráfico de G_p vs p/Z para el yacimiento M-6.....	123
Figura 5.13. Gráfica de B_g vs P para el yacimiento M-6.	125
Figura 5.14. Gráfico del método de Ramagost y Farshad para el yacimiento M-6	129
Figura 5.15. Gráfico del método de Roach para el yacimiento M-6.	132
Figura 5.16 Comparación del volumen original de gas G del yacimiento M-4/M-4A obtenido tanto por el método de Ramagost-Farshad y el de Roach.....	133
Figura 5.17. Comparación del volumen original de gas G del yacimiento M-6 obtenido tanto por el método de Ramagost-Farshad y el de Roach.....	133

Índice de Tablas

Tabla 1.1. Composición y propiedades típicas de los fluidos petroleros (Cronquist; 1979)	3
Tabla 1.2. Rangos recomendados de aplicación de las correlaciones del factor Z (McKetta, 1999).	16
Tabla 2.1. Efectos de la permeabilidad y el área de drene de un pozo sobre el tiempo de estabilización para alcanzar la presión estática (Lee y Wattenbarger, 1996).	48
Tabla 3.1. Definiciones de los operadores divergencia y Laplaciano en diferentes geométricas de flujo (Modificado de Bird et al., 1960)*.....	70
Tabla 3.2. Definiciones de la pseudo-presión y pseudo-presión aparente.	74
Tabla 5.1. Resumen de los datos estructurales del yacimiento WC 580.....	98
Tabla 5.2. Propiedades promedio del yacimiento WC 580	98
Tabla 5.3. Propiedades del fluido para el yacimiento M-4/M-4A	98
Tabla 5.4. Propiedades del fluido para el yacimiento M-6	99
Tabla 5.5. Datos del histórico de producción para el yacimiento M-4/M-4A	100
Tabla 5.6. Presión promedio del yacimiento M-4/M-4A	101

Tabla 5.7. Datos del histórico de producción para el yacimiento M-6 102

Tabla 5.8. Presión promedio del yacimiento M-6 104

Tabla 5.9. Valores del factor z para el yacimiento M-4/M-4A 107

Tabla 5.10. Datos para el gráfico Gp vs p/Z para el yacimiento M-4/M-4A 108

Tabla 5.11. Datos de Bg para el yacimiento M-4/M-4A..... 110

Tabla 5.12. Resumen de los datos necesarios para el cálculo de G para el yacimiento M-4/M-4A..... 114

Tabla 5.13. Resumen de los cálculos del método de Ramaagost y Farshad..... 115

Tabla 5.14. Resumen de los cálculos del método de Roach para el yacimiento M-4/M-4A..... 117

Tabla 5.15. Valores del factor z para el yacimiento M-6 120

Tabla 5.16. Datos para el gráfico Gp vs p/Z para el yacimiento M-6 122

Tabla 5.17. Datos de Bg para el yacimiento M-6 124

Tabla 5.18. Resumen de los datos necesarios para el cálculo de G para el yacimiento M-6..... 127

Tabla 5.19. Resumen de los cálculos por el método de Ramagost y Farshad para el yacimiento M-6 127

Tabla 5.20. Resumen de los cálculos por el método de Roach para el yacimiento M-6..... 130

Resumen

El gas natural es una mezcla formada principalmente CH_4 , y en menores cantidades de C_2H_6 , C_3H_8 y C_4H_{10} . Además, pueden encontrarse gases no-hidrocarburos (considerados contaminantes), como: CO_2 , H_2S , N_2 , He , H_2O entre otros.

Los yacimientos de gas se clasifican de diferentes maneras, pero la más usada es tomando en cuenta el tipo de fluido que contiene (gas seco, gas húmedo, gas y condensados) así como su presión y temperatura iniciales. Todas estas características se muestran en los diagramas de fase. Conocer las propiedades de los fluidos, en este caso las del gas son de suma importancia para modelar y poder predecir el comportamiento de los yacimientos. Algunas de las propiedades que se deben conocer son: el factor de volumen del gas (B_g), la viscosidad (μ_g), la compresibilidad (C_g), el factor de compresibilidad (z), etc. Otra parte fundamental para conocer el comportamiento de los yacimientos de gas son los métodos de balance de materia. Dichos métodos nos ayudan a tener una estimación del volumen original, y también nos ayudan a tratar de conocer cuánto del volumen original podremos recuperar. Siempre tomando en cuenta las características del yacimiento, como pueden ser: si es gas seco, húmedo o de gas y condensados, así como si es sobrepresionado, o tiene entrada de agua. Todo esto para elegir el método que más se ajuste a nuestro yacimiento.

El flujo de gas a través del medio poroso se fundamenta en la aplicación de los principios físicos de conservación de la masa, cantidad de movimiento y energía, para describir dichos elementos se implementan algunas ecuaciones, como son: la ecuación diferencial de continuidad de materia, la ecuación de transporte tipo Darcy, la ecuación de difusividad y también tomamos en cuenta los estados de flujo (estado estacionario, pseudo-estacionario y el transitorio).

Es de suma importancia de conocer y modelar la entrada de agua hacia el yacimiento, ya que esta afecta de manera significativa la producción de nuestros

yacimientos. Existen diferentes modelos que tratan de describir la entrada de agua al yacimiento.

El modelo de Schilthuis para flujo estacionario es uno de los modelos más simples, donde se asume que la entrada de agua es proporcional a la caída de presión. Para un flujo transitorio van Everdingen y Hurst crearon un modelo donde consideran la frontera interna debe ser el yacimiento, mientras el medio del flujo es el acuífero. El método de VEH provee buenas aproximaciones para flujo transitorio de agua hacia el yacimiento. Fetkovich creó un modelo para flujo pseudo-estacionario. El método asume que el tamaño del acuífero es conocido y que cualquier cuerpo de agua que fluye del acuífero depresiona al sistema de acuerdo a la ecuación de balance de materia. Carte y Tracy tomaron como base el método de van Everdingen y Hurst para desarrollar su modelo de entrada de agua proponiendo una técnica de cálculo que no requiere la superposición y permite el cálculo directo de la entrada de agua.

Abstract

The natural gas is a mixture of mainly CH_4 smaller amounts of C_2H_6 , C_3H_8 and C_4H_{10} . In addition, can be found gases no-hydrocarbons (considered pollutants), as: CO_2 , H_2S , N_2 , He , H_2O among others.

The gas reservoirs are classified in different ways, but the most used is taking into account the type of fluid containing (dry gas, wet gas, gas and condensate) and its initial pressure and temperature. All these features are shown in the phase diagrams.

Knowing the properties of fluids, in this case the gas are critical to model and predict the behavior of reservoirs. Some of the properties that should be known are: formation volume factor (B_g), viscosity (μ_g), compressibility (c_g), compressibility factor (Z), etc. Another part to understand the behavior of gas reservoirs are the mass balance methods. These methods help us to have an estimate of the original volume, and also help us try to know how we can recover the original volume. Always taking into account the characteristics of the reservoir, as they can be: if it is dry or wet gas and condensate gas, and if overpressured, or has water input. All this to choose the method that best suits our reservoir.

The gas flow through porous media is based on the application of the physical principles of conservation of mass, momentum and energy, to describe these elements some equations are implemented, such as: the differential equation of continuity of matter, the transport equation type Darcy, the equation of diffusivity and also take into account flow statements (steady state and transient pseudosteady).

It is important to know and model the input of water into the reservoir, as this significantly affects the production of our reservoirs. There are different models that attempt to describe the water entering the reservoir.

Schilthuis model for steady flow is one of the simplest models, where it is assumed that the water inlet is proportional to the pressure drop. For a transient flow

van Everdingen and Hurst created a model which considered the internal border should be the reservoir, while the average flow is the aquifer. VEH method provides good approximations for transient flow of water into the reservoir. Fetkovich created a model for pseudo-steady flow. The method assumes that the size of the aquifer is known and any body of water flowing from the aquifer depresses the system according to the material balance equation. Carte and Tracy took as a basis the method of van Everdingen and Hurst to develop its water inlet model proposing a calculation technique that does not require overlap and allows direct calculation of water enters.

Capítulo 1. Propiedades del gas natural

Se denomina gas natural a la mezcla formada por los elementos más volátiles de la serie parafínica de hidrocarburos, principalmente CH_4 , menores cantidades de C_2H_6 , C_3H_8 y C_4H_{10} y, mucho menores de otros compuestos más pesados. Además, pueden encontrarse gases no-hidrocarburos, como: CO_2 , H_2S , N_2 , He , H_2O , entre otros. Para entender la forma en que la composición, presión y temperatura afectan el desarrollo de un yacimiento de gas es necesario conocer su comportamiento de fases y volumétrico. Por esta razón en esta sección se revisan estos elementos y se explican algunos métodos para predecirlos.

1.1 Efecto de la composición sobre las propiedades del gas

Los constituyentes principales del gas natural son parafinas volátiles, principalmente metano. Adicionalmente, el gas natural puede tener cantidades considerables de gases no-hidrocarburos, notablemente: hidrogeno, dióxido de carbono y ácido sulfhídrico; menores cantidades de gases nobles como: Helio, argón y neón. Como el agua en su fase líquida siempre está presente en los sistemas de hidrocarburos, el gas natural también se encuentra saturado con vapor de agua.

La composición de las mezclas de hidrocarburos usualmente se expresa en términos de las fracciones mole y fracciones peso de sus constituyentes. La fracción mole de un componente puede expresarse como:

$$y_i = \frac{n_i}{\sum_{j=1}^N n_j}, \dots\dots\dots (1.1)$$

donde y_i y n_i son la fracción mole y el número de moles del i -ésimo componente, respectivamente, y N el número de componentes totales del sistema.

De acuerdo con los componentes de una mezcla, el gas puede clasificarse como dulce cuando posee cantidades despreciables de ácido sulfhídrico, y gas amargo en caso contrario. Los gases amargos son altamente corrosivos y muy peligrosos, por lo que es necesario tratarlos para remover el ácido sulfhídrico. Como se discute a continuación, la cantidad de componentes condensables también afecta el comportamiento del gas natural, así como su valor comercial.

1.2 Comportamiento de fase $p - T$ de los sistemas de gas

La naturaleza y composición de los hidrocarburos dependen del ambiente de depositación y la madurez geológica del kerógeno, así como de las condiciones entrampamiento. Esto indica que la forma del diagrama de fases $p - T$ de cada mezcla de hidrocarburos es variable. No obstante, existen ciertas características que permiten clasificar y comprender a la mayoría de los yacimientos.

La **Tabla 1.1** muestra composiciones y propiedades típicas de los cinco fluidos petroleros clásicos, mientras que la **Fig. 1.1** ilustra el comportamiento de fases de los mismos en un diagrama genérico. Puede observarse que el gas natural presenta propiedades y trayectorias de explotación dependientes de su composición, razón por la que se le clasifica como: gas seco, gas húmedo y gas retrógrado. Las características de estos fluidos se muestran a continuación.

1.2.1 Yacimientos de gas seco

Se aprecia que la temperatura del yacimiento es mucho mayor a la cricondenterma, y cualquier trayectoria de producción está fuera de la región de dos fases. En consecuencia, la composición de la mezcla permanece constante tanto en el yacimiento como en las líneas de producción.

Tabla 1.1. Composición y propiedades típicas de los fluidos petroleros (Cronquist; 1979)

Composición [mol%]					
Componente	Gas Seco	Gas Húmedo	Gas Retrogrado	Aceite Volátil	Aceite Negro
CO ₂	0.10	1.41	2.37	1.82	0.02
N ₂	2.07	0.25	0.31	0.24	0.34
C ₁	86.12	92.46	73.19	57.60	34.62
C ₂	5.91	3.18	7.80	7.35	4.11
C ₃	3.58	1.01	3.55	4.21	1.01
i-C ₄	1.72	0.28	0.71	0.74	0.76
n-C ₄	-	0.24	1.45	2.07	0.49
i-C ₅	0.50	0.13	0.64	0.53	0.43
n-C ₅	-	0.08	0.68	0.95	0.21
n-C ₆	-	0.14	1.09	1.92	1.61
C ₇₊	-	0.82	8.21	22.57	56.40
Propiedades					
RGA, <i>scf/stb</i>	∞	69,000	5,965	1,465	320
M _{C7+}	-	130	184	228	274
γ _{C7+}	-	0.763	0.816	0.858	0.920
γ _{API}	-	57	49	38	24

Normalmente no se producen condensados, aunque si la presión del separador se mantiene suficientemente alta pueden producirse algunos líquidos transparentes de muy alta RGA (mayor a 50,000 *scf/stb*).

1.2.2 Yacimientos de gas húmedo

La temperatura del yacimiento es mayor a la de la cricondenterma, y los condensados se presentan en el trayecto a la superficie y no en el yacimiento. Los líquidos recuperados en superficie son de color transparente, con una densidad mayor a 50 °API y una RGA mayor a 50,000 *scf/stb*

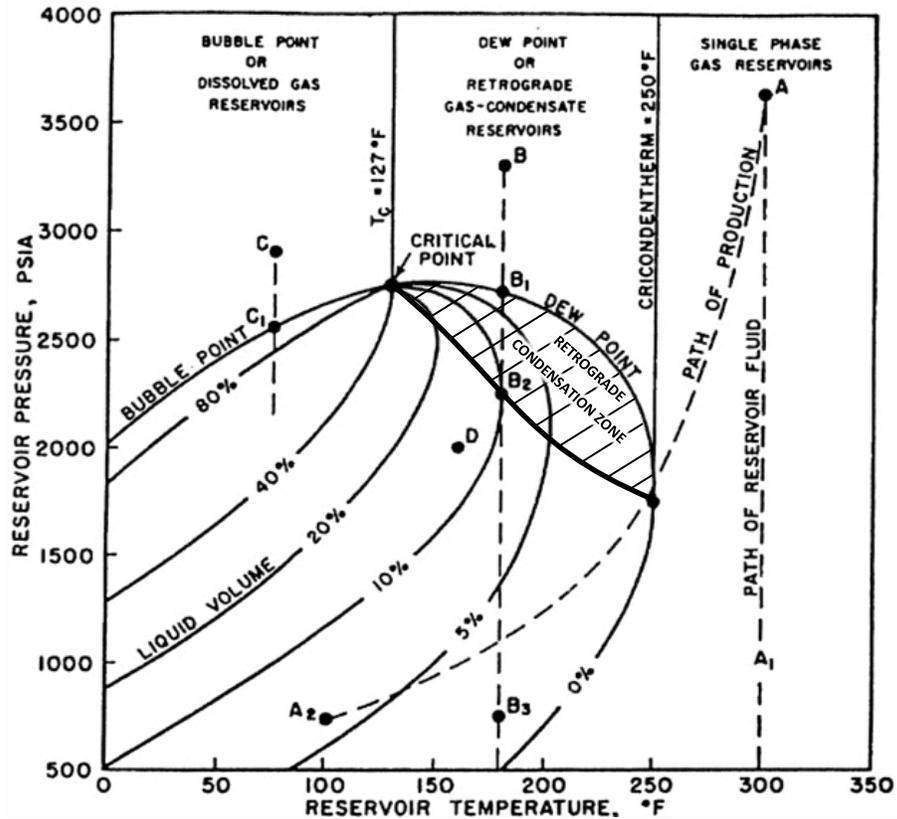


Figura 1.1. Diagrama $p-T$ de los fluidos petroleros (Modificado de Craft y Hawkins, 1959).

1.2.3 Yacimientos de gas y condensados

Inicialmente el fluido existe como gas en el yacimiento, y la formación de condensados únicamente ocurre en el trayecto al separador. Al llegar al punto B₁, los líquidos comenzarán a condensar en el yacimiento, y su cantidad aumentará hasta llegar a un valor máximo y salir de la región de condensación retrógrada, después de la cual los líquidos formados vuelven a evaporarse.

En la práctica, la re-vaporización del líquido condensado no ocurre como en el laboratorio porque al comenzar la formación de una nueva fase, el fluido original se empobrece y los componentes ligeros tienden a permanecer en la fase gaseosa, mientras que los pesados, en la líquida. Esto invalida el diagrama de fase del fluido, y la zona de condensación retrógrada se modifica.

1.3 Ecuaciones de estado para los sistemas de gas natural

Una ecuación de estado (EDE) es un modelo constitutivo de la materia que relaciona su presión, su temperatura y su volumen. El modelo fundamental para predecir el comportamiento volumétrico de los gases es el de los gases ideales:

$$pV = nRT, \dots\dots\dots (1.2)$$

donde p es la presión, V el volumen, n el número de moles de gas, R es la constante universal de los gases y T la temperatura en escala absoluta. La Ec. 1.2 combina las leyes de Charles, Boyle y Avogadro con la teoría cinética de los gases, y su uso asume la validez de los siguientes supuestos:

1. Las moléculas son iguales y están separadas por grandes distancias.
2. El volumen de las moléculas es insignificante respecto al volumen del gas.
3. Las colisiones entre las moléculas son perfectamente elásticas.
4. Las fuerzas intermoleculares son despreciables.

Estas suposiciones sólo son válidas a condiciones cercanas a las atmosféricas. En otro caso, cuando la presión es mayor, el gas muestra un comportamiento compresible, **Fig. 1.2**, y la EDE de los gases ideales pierde validez.

El comportamiento ideal de un gas suele “corregirse” de dos formas:

1. Con un factor multiplicativo en la Ley de gases ideales (factor de desviación o de compresibilidad Z).
2. En forma aditiva para representar los efectos moleculares (uso de coeficientes de interacción molecular como los de van der Waals).

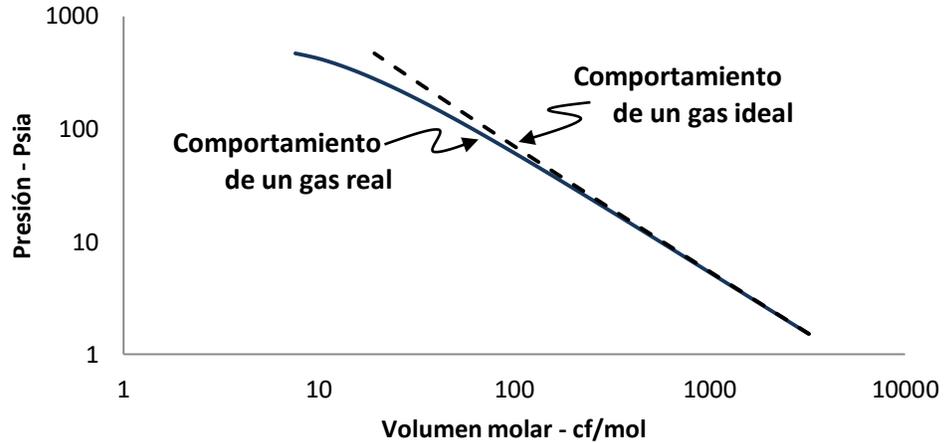


Figura 1.2. Comparación logarítmica del comportamiento p-V de un gas real y uno ideal.

1.3.1 Factor de desviación Z

La primera forma de corregir el comportamiento ideal de los gases se logra al incorporar al factor de compresibilidad o de desviación (Z), que se define como:

$$Z = \frac{V_{real}@c_{p,T}}{V_{ideal}@c_{p,T}}, \dots\dots\dots (1.3)$$

donde V_{real} es el volumen real que ocupa un gas a una presión p y temperatura T, y V_{ideal} es el volumen que ocuparía dicha fase a esas condiciones si tuviese un comportamiento ideal.

Al incluir la Ec. 1.3 en la Ley de los gases ideales se llega a la siguiente EDE para gases reales:

$$pV = ZnRT. \dots\dots\dots (1.4)$$

El comportamiento isotérmico del factor Z respecto a la presión se muestra en la Fig. 1.3. A bajas presiones el factor Z converge a la unidad, y conforme la presión aumenta se observan dos comportamientos: El primero se debe a la alta compresibilidad de los gases reales, que ocasiona la disminución del factor Z hasta llegar a un mínimo; la segunda parte es dominada por el volumen y fuerzas moleculares despreciadas para los gases ideales.

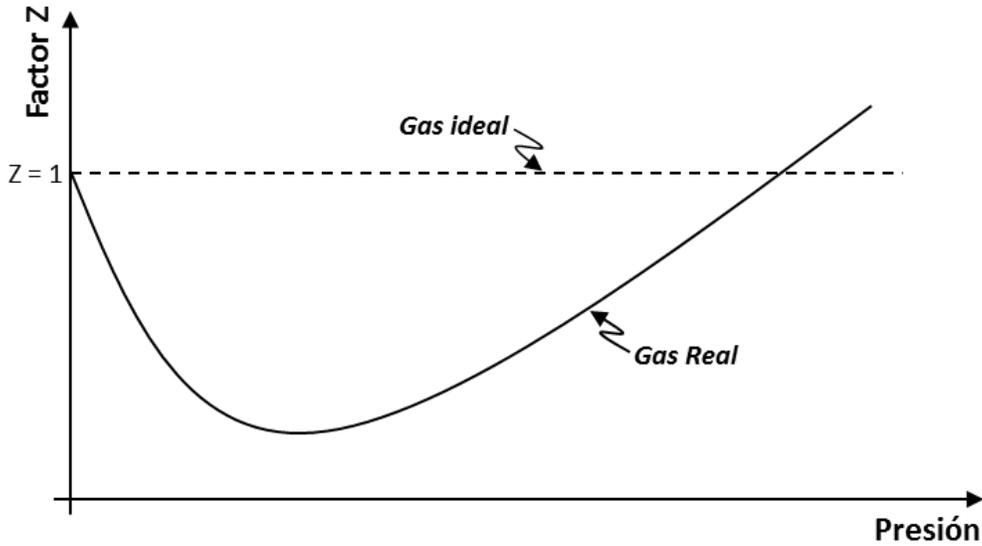


Figura 1.3. Comportamiento isotérmico del factor Z con la presión (Gallardo, 2014).

Para generalizar el comportamiento de los gases se hace uso del principio de los estados correspondientes, que propone que todos los gases exhiben el mismo comportamiento cuando se les estudia en términos de sus propiedades reducidas, **Fig. 1.4**, mismas que se definen al normalizar una variable con su valor en el punto crítico, por ejemplo:

$$p_R = \frac{p}{p_C}, \quad T_R = \frac{T}{T_C}, \quad V_R = \frac{V}{V_C}, \quad \dots \quad (1.5)$$

donde los subíndices R y C indican el estado reducido y crítico de la propiedad.

El principio de los estados correspondientes puede extenderse para su uso en mezclas de gases mediante el uso de pseudo-valores críticos. Estos se obtienen ponderando el valor de la propiedad θ de cada componente con su concentración (molar o peso) en la mezcla como:

$$\theta_{pc} = \sum_{i=1}^n z_i \theta_{ci}, \quad \dots \quad (1.6)$$

donde el subíndice pc refiere a la condición pseudo-crítica. El uso de pseudo-propiedades es ampliamente aceptado en el desarrollo de correlaciones para estimar el comportamiento del gas en forma práctica.

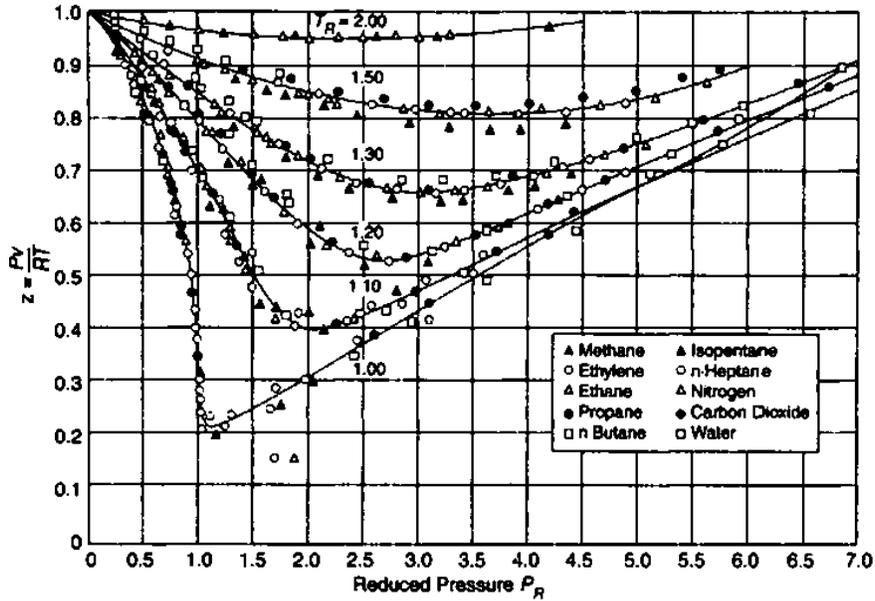


Figura 1.4. Comportamiento isotérmico del factor Z de diferentes componentes puros en términos de las variables reducidas (Reid et. al, 1977).

1.3.2 Ecuaciones de estado cúbicas tipo van der Waals

El desarrollo de las EDEC's se ha fundamentado en el trabajo presentado por Van der Waals en 1873; quien propuso corregir el comportamiento ideal de los gases en forma aditiva al incluir los efectos de las fuerzas de atracción-repulsión y el volumen de las moléculas:

$$\left(p + \frac{n^2 a}{V^2}\right)(V - nb) = nRT, \quad (1.7)$$

donde tales efectos se corrigen mediante los términos a y b , respectivamente.

La formulación de van der Waals (VDW) se basa en el comportamiento de la presión respecto al volumen a diferentes temperaturas, **Fig. 1.5**. De acuerdo a sus observaciones, VDW planteó las siguientes condiciones en el punto crítico:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial v}\right)_{PC} = 0 \quad y \quad \left(\frac{\partial^2 p}{\partial v^2}\right)_{PC} = 0. \quad (1.8)$$

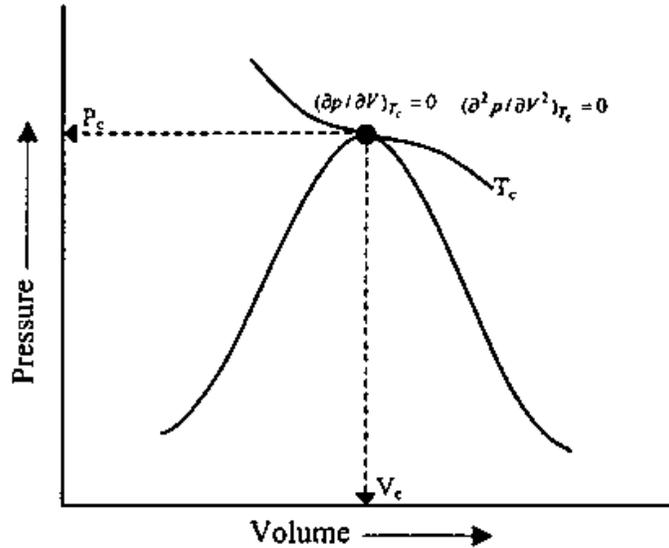


Figura 1.5, Isoterma de VDW en el punto crítico de un diagrama $P - V$ de un componente de gas puro (Tarek, 2007).

Una de las limitantes en el uso de la ecuación de VDW es que las estimaciones volumétricas obtenidas son imprecisas, principalmente para la fase líquida. Pese a que diversos autores han propuesto otros modelos para corregir estos comportamientos (Soave-Redlich-Kwong, Peng-Robinson, Patel-Teja, entre otros), la formulación inicial de VDW siguiendo el fundamento de los mismos.

1.4 Propiedades volumétricas del gas natural

Modelar el comportamiento volumétrico del gas-natural es necesario para realizar predicciones. Por esta razón, en esta sección se definen diversas propiedades del gas en términos de la EDE del factor de desviación Z .

1.4.1 Factor de volumen

El factor de volumen del gas (B_g) se define como la relación de volúmenes de una masa de gas, cuando se encuentra a condiciones del yacimiento y cuando está a condiciones estándar (14.7 psia y 60 °F); es decir:

$$B_g = \frac{V_g@C.Y.}{V_g@C.E.} \dots\dots\dots (1.9)$$

o considerando la EDE del factor Z:

$$B_g = \frac{p_{C.E.} ZT}{T_{C.E.} p} \dots\dots\dots (1.10)$$

El comportamiento isotérmico del factor de volumen a diversas presiones se muestra en la Fig. 1.6.

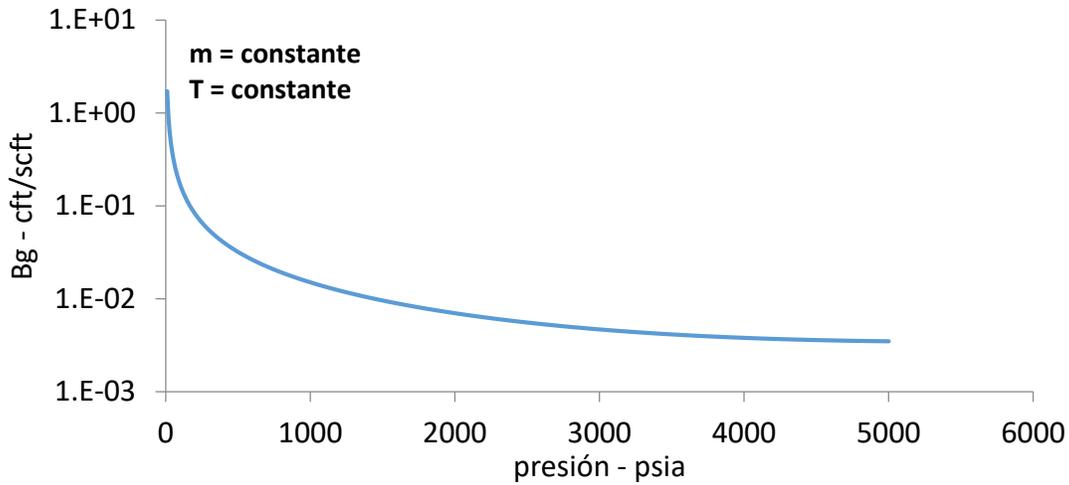


Figura 1.6. Comportamiento isotérmico de B_g respecto a la presión en escala semi-logarítmica (Gallardo, 2014).

1.4.2 Densidad

La densidad del gas puede ser calculada con la EDE del factor Z como:

$$\rho_g = \frac{M_g p}{ZRT} \dots\dots\dots (1.11)$$

cuyo comportamiento isotérmico se muestra en la Fig. 1.7.

La densidad relativa de un gas (γ_g) suele ser un parámetro más utilizado durante la práctica. Esta se define como el cociente entre las densidades del gas y del aire a las mismas condiciones como:

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{aire}} = \frac{M_g}{M_{aire}}, \quad \dots\dots\dots (1.12)$$

y considerando que la masa molar del aire es de 28.97 lb/lb – mole:

$$\gamma_g = \frac{M_g}{28.97}. \quad \dots\dots\dots (1.13)$$

La Ec. 1.11 puede combinarse con la Ec. 1.13, resultado en:

$$\rho_g = \frac{nM_{aire}\gamma_g}{ZnRT/p} = 28.97 \frac{\gamma_g p}{ZRT}. \quad \dots\dots\dots (1.14)$$

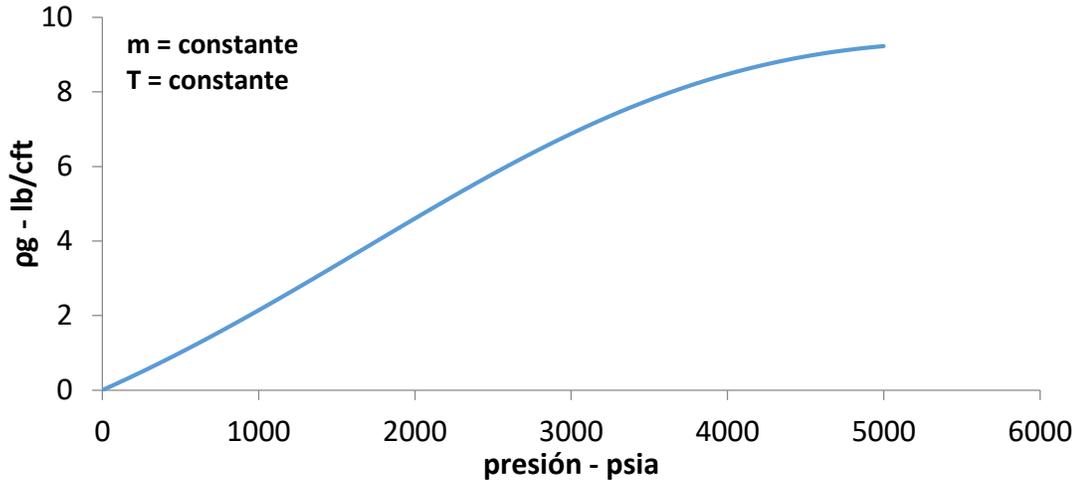


Figura 1.7, Comportamiento isotérmico de ρ_g respecto a la presión (Gallardo, 2014).

1.4.3 Factor de compresibilidad isotérmico

Una forma conveniente de describir el comportamiento volumétrico del gas es mediante su factor de compresibilidad isotérmico (c_g), como:

$$c_g = -\frac{1}{V_g} \left(\frac{\partial V_g}{\partial p} \right)_T. \quad \dots\dots\dots (1.15)$$

Considerando la EDE del factor Z, la Ec. 1.15 puede expresarse como:

$$c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{Z} \frac{dZ}{dp}, \quad \dots\dots\dots (1.16)$$

lo que para un gas ideal se reduce a:

$$c_g = \frac{1}{p} \dots\dots\dots (1.17)$$

El comportamiento de c_g respecto a la presión se muestra en la **Fig. 1.8**.

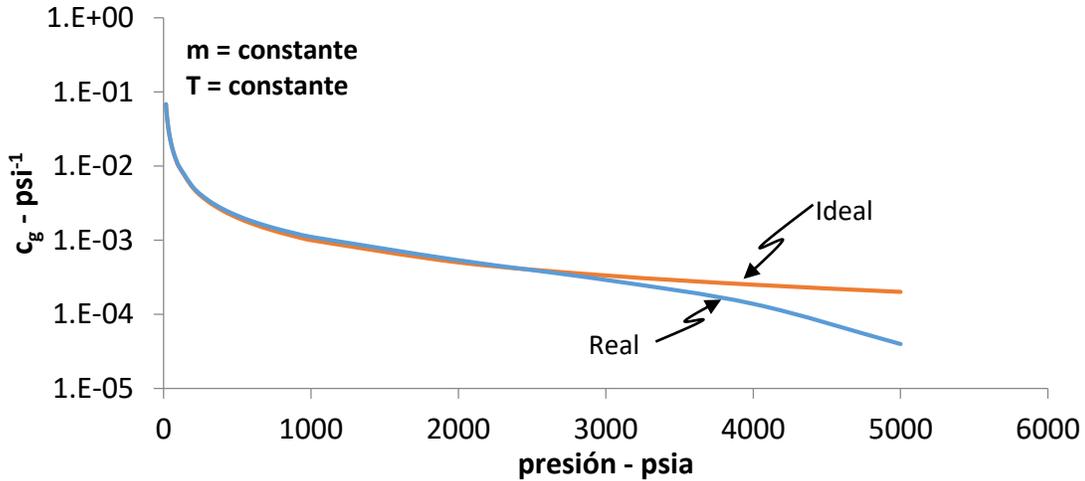


Figura 1.8. Comportamiento real e ideal de c_g respecto a la presión en escala semi-logarítmica (Gallardo, 2014).

1.4.4 Factor Z de dos fases

El factor Z de dos fases (Z_2) es una propiedad definida para sistemas de gas y condensado, como la desviación que existe entre el volumen real que ocupan los moles de gas y líquido condensable respecto al volumen que ocuparía el número de moles totales del sistema si se comportase como un gas ideal:

$$Z_2 = \frac{V_l + V_g}{V_i} \dots\dots\dots (1.18)$$

lo que considerando la forma de la Ec. 1.4, puede ser expresado como:

$$Z_2 = \frac{n_l}{n_T} \left(\frac{pV_l}{n_l RT} \right) + \frac{n_g}{n_T} \left(\frac{pV_g}{n_g RT} \right) = f_l Z_l + f_g Z_g \dots\dots\dots (1.19)$$

donde f_l y f_g son las fracciones fase mole de líquido y gas, respectivamente.

Una comparación del comportamiento del factor de desviación de un sistema de gas seco y uno rico en condensados se muestra en la **Fig. 1.9**. A presiones por encima del punto de rocío, Z y Z_2 son iguales; y por debajo del punto de rocío, Z_2 es menor a Z .

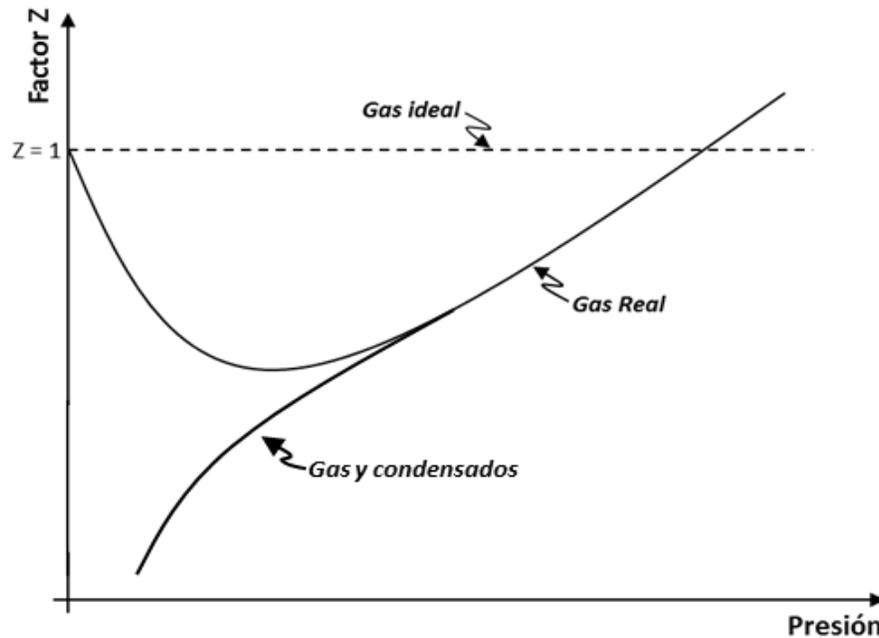


Figura 1.9. Comportamiento del factor de compresibilidad de un sistema de gas seco y uno rico en líquidos condensables (Gallardo, 2014).

1.4.5 Viscosidad del gas natural

La viscosidad de un fluido es una medida de la resistencia al flujo causada por la fricción molecular. A diferencia de los líquidos, cuyas moléculas se encuentran próximas entre sí, a bajas presiones la viscosidad del gas (μ_g) aumenta con la temperatura, mientras que, a altas presiones, donde las moléculas del gas se encuentran más próximas entre sí, un incremento térmico implica una disminución de viscosidad, **Fig. 1.10**.

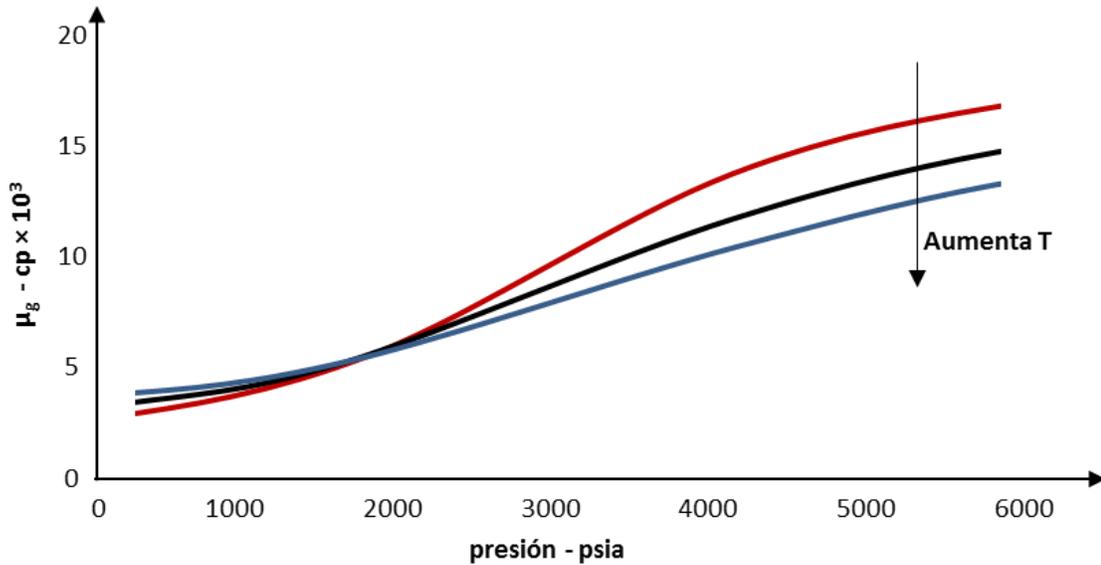


Figura 1.10. Comportamiento de μ_g respecto a la presión a diferentes temperaturas (Gallardo, 2014).

1.1 Correlaciones para estimar las propiedades del gas

A continuación, se muestran algunas correlaciones típicamente usadas en la industria para describir el comportamiento de los sistemas de gas.

1.5.1 Correlaciones para estimar el factor Z

La aplicación más generalizada en la industria petrolera es el diagrama presentado por Standing y Katz, **Fig. 1.11**. Este se desarrolló con mediciones a presiones mayores a 8200 psia y 250°F en sistemas de metano y otros gases. En esta sección se presentan algunas correlaciones adicionales para el cálculo de esta propiedad.

La **Tabla 1.2** presenta los rangos de aplicación recomendados por McKetta para las correlaciones presentadas. Excluyendo los valores para $1.05 \leq T_R \leq 1.1$ y $p_R < 5$, donde el autor señala que la desviación es considerable en todas las correlaciones; los métodos de HY, DPR, y DAK reproducen los valores del factor Z con una desviación absoluta menor al 0.35% respecto al gráfico de Standing-Katz.

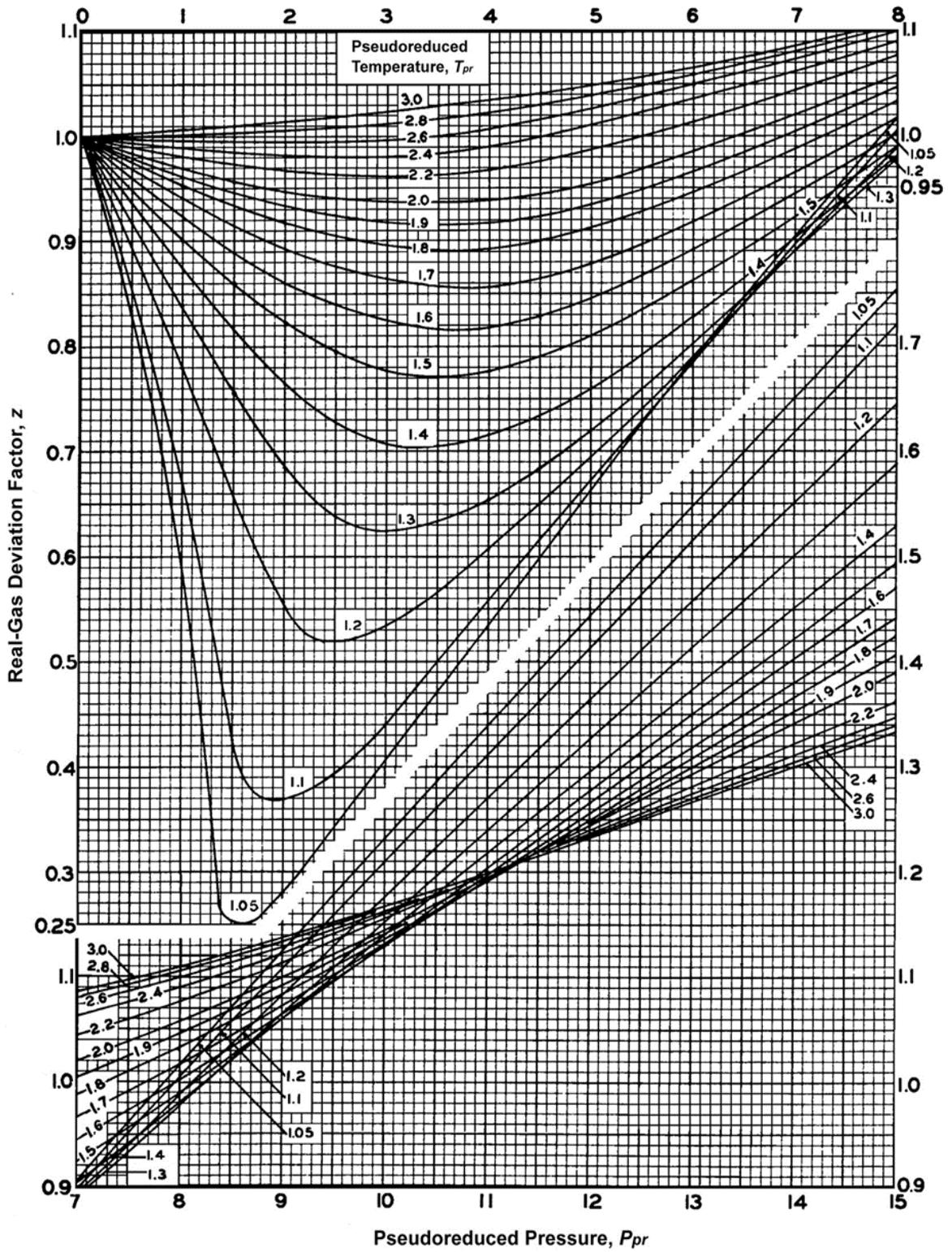


Figura 1.11. Correlación gráfica del factor Z de Standing-Katz.

Tabla 1.2. Rangos recomendados de aplicación de las correlaciones del factor Z (McKetta, 1999).

Dranchuk-Abou Kassem (DAK)	$1.05 \leq T_R \leq 1.1$	$5.00 \leq p_R \leq 15.0$
	$1.10 \leq T_R \leq 3.0$	$0.20 \leq p_R \leq 15.0$
Dranchuk-Purvis-Robinson (DPV)	$1.05 \leq T_R \leq 1.1$	$5.00 \leq p_R \leq 15.0$
	$1.10 \leq T_R \leq 3.0$	$0.55 \leq p_R \leq 15.0$
Papay	$1.15 \leq T_R \leq 2.4$	$0.20 \leq p_R \leq 6.00$

Correlación de Dranchuk y Abou-Kassem (DAK)

La correlación de DAK fue construida mediante el ajuste de 1500 puntos seleccionados de los gráficos de Standing-Katz con la ecuación de estado de Benedict-Web-Rubin (BWR). Como resultado se obtuvo la siguiente expresión:

$$Z = 1 + c_1(T_r)\rho_r + c_2(T_r)\rho_r^2 - c_3(T_r)\rho_r^5 + c_4(\rho_r, T_r), \quad (1.20)$$

donde:

$$c_1(T_r) = A_1 + A_2/T_r + A_3/T_r^3 + A_4/T_r^4 + A_5/T_r^5, \quad (1.21)$$

$$c_2(T_r) = A_6 + A_7/T_r + A_8/T_r^2, \quad (1.22)$$

$$c_3(T_r) = A_9(A_7/T_r + A_8/T_r^2), \quad (1.23)$$

$$c_4(\rho_r, T_r) = A_{10}(1 + A_{11}\rho_r^2)(\rho_r^2/T_r^3) \cdot \exp(-A_{11}\rho_r^2). \quad (1.24)$$

Las Ecs. 1.21 a 1.24 dependen del valor de la temperatura, así como de los valores de las constantes que se muestran a continuación:

$$\begin{array}{lll} A_1 = 0.3265, & A_5 = -0.05165, & A_9 = 0.1056, \\ A_2 = -1.0700, & A_6 = 0.5475, & A_{10} = 0.6134, \\ A_3 = -0.5339, & A_7 = -0.7361, & A_{11} = 0.7210, \\ A_4 = 0.01569, & A_8 = 0.1844 & \rho_r = 0.27p_{pR}/ZT_{pR}. \end{array}$$

Puede observarse que la Ec. 1.20 posee no-linealidades, pues se requiere un valor de Z para calcular la densidad reducida (ρ_r); por lo que se propone el uso del método de Newton-Raphson (NR), con la siguiente función objetivo:

$$f(Z) = Z - [1 + c_1(T_r)\rho_r + c_2(T_r)\rho_r^2 - c_3(T_r)\rho_r^5 + c_4(\rho_r, T_r)] = 0, \quad (1.25)$$

cuyo resultado es válido sólo cuando se conoce el valor de Z correcto. En otro caso puede obtenerse un mejor estimado mediante la siguiente formula iterativa:

$$Z^{\alpha+1} = Z^\alpha - f(Z^\alpha)/f'(Z^\alpha). \dots\dots\dots (1.26)$$

La derivada de la Ec. 1.25 se obtiene en forma analítica de la Ec. 1.26 como:

$$f'(Z) = 1 + \frac{c_1(T_r)\rho_r}{Z} + \frac{2c_2(T_r)\rho_r^2}{Z} - \frac{5c_3(T_r)\rho_r^5}{Z} + \frac{2A_{10}\rho_r^2}{T_r^3 Z} \times \dots (1.27)$$

$$[1 + A_{11}\rho_r^2 - (A_{11}\rho_r^2)^2] \exp(-A_{11}\rho_r^2).$$

El procedimiento para resolver la expresión de DAK por el método de NR es:

1. Suponer un valor de Z^α .
2. Evaluar $\rho_r = \rho_r(Z^\alpha)$, y resolver $Z(Z^\alpha)$ mediante la Ec. 1.20.
3. Calcular la función de error $\epsilon = |Z^\alpha - Z|$.
4. Si $\epsilon \leq 1 \times 10^{-4}$, finalizar.
5. Si $\epsilon > 1 \times 10^{-4}$,
 - a. Evaluar las Ecs. 1.25 y 1.27.
 - b. Obtener un nuevo estimado mediante la Ec. 1.26.
 - c. $Z^\alpha = Z^{\alpha+1}$ y repetir el proceso desde el paso 2.

Correlación de Dranchuk, Purvis y Robinson (DPR)

Como su predecesora, la ecuación de DPR se construyó con el ajuste de puntos al gráfico de Standing-Katz con la EDE de BWR. La expresión obtenida es:

$$Z = 1 + \left[A_1 + \frac{A_2}{T_{pr}} + \frac{A_3}{T_{pr}^3} \right] \rho_r + \left[A_4 + \frac{A_5}{T_{pr}} \right] \rho_r^2 + \frac{A_5 A_6 \rho_r^5}{T_{pr}} + \frac{A_7 \rho_r^2}{T_{pr}^3} \times \dots (1.28)$$

$$[1 + A_8 \rho_r^2] \exp(-A_8 \rho_r^2),$$

donde:

$A_1 = 0.31506,$	$A_4 = 0.5353,$	$A_7 = 068157,$
$A_2 = -1.0467,$	$A_5 = -0.6123,$	$A_8 = 0.68446,$
$A_3 = -0.5783,$	$A_6 = -0.10489,$	$\rho_R = 0.27 p_{pR}/Z T_{pR}.$

Para solucionar la Ec. 1.26 se usa un algoritmo de substituciones sucesivas:

1. Suponer un valor de Z^α .
2. Evaluar $\rho_r = \rho_r(Z^\alpha)$, y resolver $Z(Z^\alpha)$ mediante la Ec. 1.26.
3. Calcular la función tolerancia $\epsilon = |Z_s - Z|$.
4. Si $\epsilon \leq 1 \times 10^{-4}$, finalizar.

5. Si $\epsilon > 1 \times 10^{-4}$, $Z^\alpha = Z$ y repetir el proceso desde 2.

Correlación de Papay

Esta expresión permite calcular el factor Z de los gases de forma explícita y simple, en términos de la presión y temperatura pseudo-reducidas, como:

$$Z = 1 - \frac{3.53p_{pr}}{10^{0.9813T_{pr}}} + \frac{0.274p_{pr}^2}{10^{0.8157T_{pr}}} \dots\dots\dots (1.29)$$

Correlación de Katz para sistemas de gas a alta presión

Debido a que pueden encontrarse yacimientos de gas a presiones mayores a las consideradas originalmente por Standing-Katz. Por esta razón Katz desarrolló una correlación para sistemas a altas presiones (entre 10000 y 20000 psia). El gráfico obtenido se muestra en la **Fig. 1.12**.

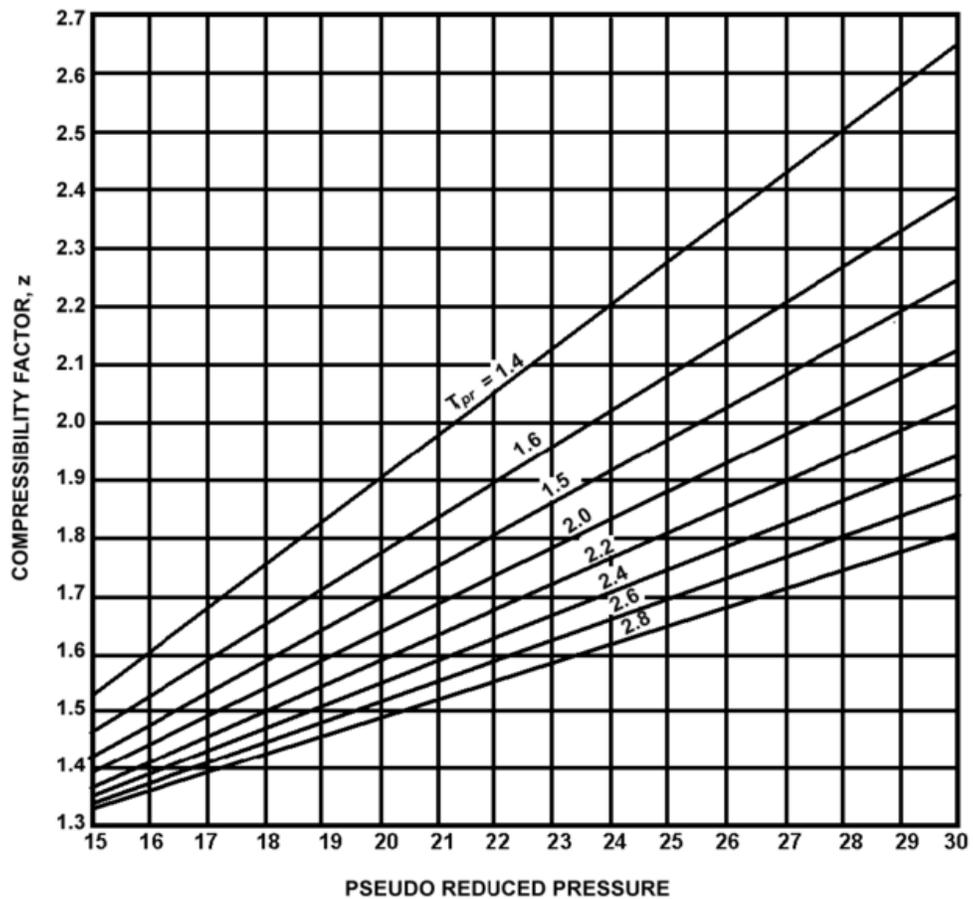


Figura 1.12. Correlación gráfica del factor Z de Standing-Katz.

Correlación de Brown para sistemas de gas a baja presión

Dado que las presiones en los sistemas de producción son menores a las que se tienen en el yacimiento, para estimar un valor más preciso del factor Z , Brown desarrolló las correlaciones observadas en las **Figs. 1.13 y 1.14**.

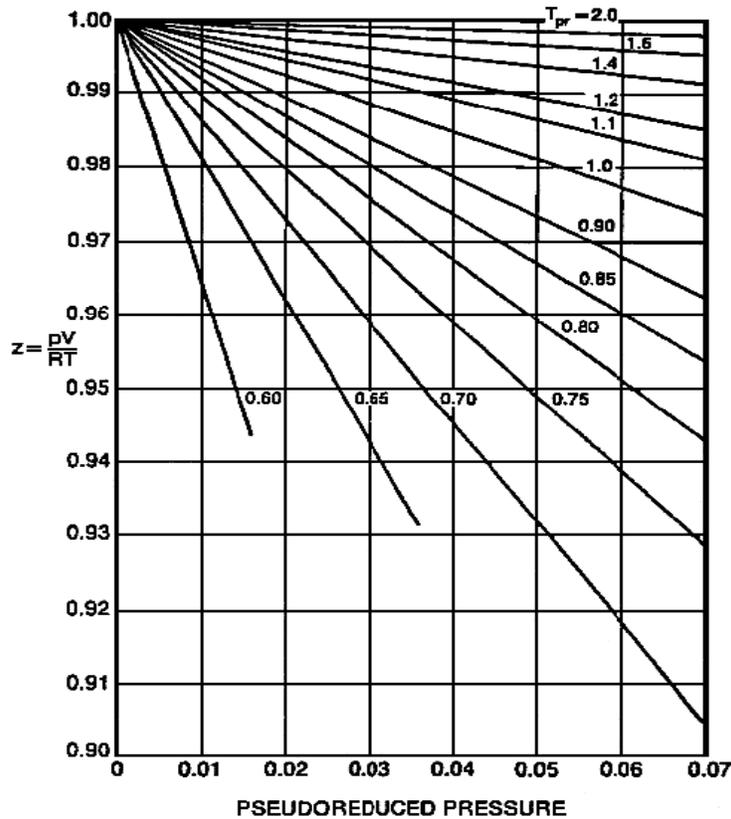


Figura 1.13. Correlación de Brown para sistemas de gas cercanos a las condiciones atmosféricas.

1.5.2 Métodos para estimar p_{pc} y T_{pc} en presencia de heterogeneidades

Los valores de las propiedades pseudocríticas estimados mediante las reglas de Kay, son válidos principalmente cuando se trabaja con mezclas de componentes similares. No obstante, dado que la presencia de impurezas y agrupaciones de alto peso molecular es común en los sistemas petroleros, es conveniente utilizar otros métodos para determinar dichos parámetros.

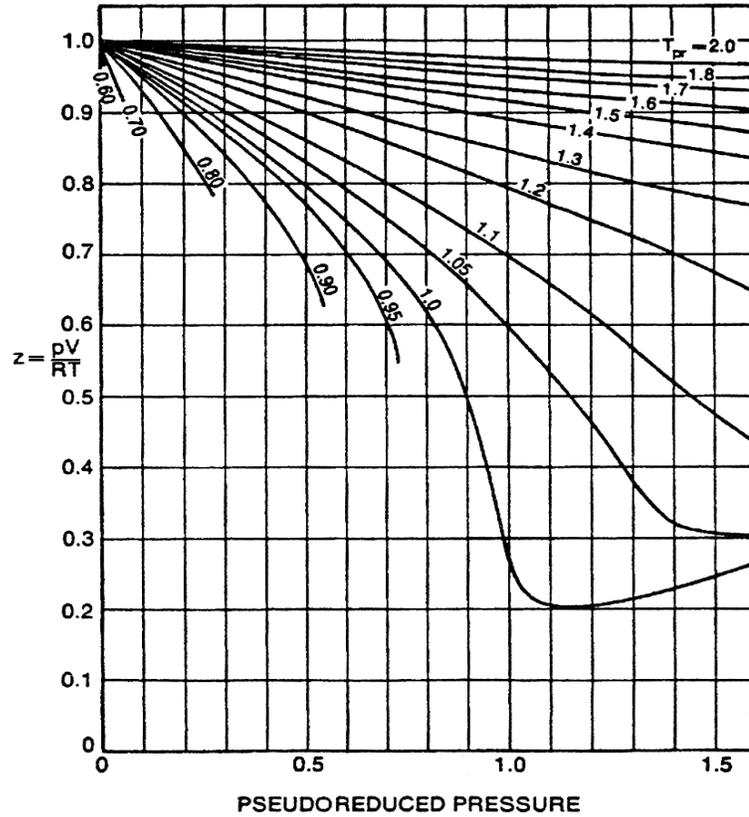


Figura 1.14. Correlación de Brown para sistemas de gas a baja presión.

Método de Stewart, Burkhardt y Voo (SBV)

Para representar mejor las interacciones moleculares de los componentes de una mezcla en sus propiedades pseudocriticas, se propone el uso de las reglas de mezclado de SBV. Para ello se obtienen los parámetros *J* y *K*, como:

$$J = \frac{T_{pc}}{p_{pc}} = \frac{1}{3} \sum_{i=1}^N y_i \left(\frac{T_c}{p_c} \right)_i + \frac{2}{3} \left[\sum_{i=1}^N y_i \sqrt{\left(\frac{T_c}{p_c} \right)_i} \right]^2, \dots\dots\dots (1.30)$$

$$K = \frac{T_{pc}}{\sqrt{p_{pc}}} = \sum_{i=1}^N y_i \left(\frac{T_c}{\sqrt{p_c}} \right)_i, \dots\dots\dots (1.31)$$

con lo que se tiene que:

$$T_{pc} = K^2/J, \dots\dots\dots (1.32)$$

$$p_{pc} = T_{pc}/J. \dots\dots\dots (1.33)$$

Correlación de Sutton para corregir la desviación por componentes pesados

Valores elevados de masa molecular y densidad relativa son consecuencia directa de la presencia de grandes cantidades de componentes pesados en la composición de una mezcla. Sutton ajustó las reglas de SBV como:

$$F_J = \frac{1}{3} \left[y \frac{T_C}{p_C} \right]_{c_{n+}} + \frac{2}{3} \left[y \sqrt{\frac{T_C}{p_C}} \right]_{c_{n+}}^2, \quad \dots \quad (1.34)$$

$$E_J = 0.6081F_J + 1.1325F_J^2 - 14.004F_J y_{c_{n+}} + 64.434F_J y_{c_{n+}}^2, \quad \dots \quad (1.35)$$

$$E_K = \left[\frac{T_C}{\sqrt{p_C}} \right]_{c_{n+}} [0.3129y_{c_{n+}} - 4.8156y_{c_{n+}}^2 + 27.3751y_{c_{n+}}^3], \quad \dots \quad (1.36)$$

donde T está en °R, y p_C en psia. Conocidos E_J y E_K, se ajusta J y K como:

$$J' = J - E_J, \quad \dots \quad (1.37)$$

$$K' = K - E_K, \quad \dots \quad (1.38)$$

y los parámetros pseudocríticos son:

$$T'_{pC} = (K')^2 / J', \quad \dots \quad (1.39)$$

$$p'_{pC} = T'_{pC} / J'. \quad \dots \quad (1.40)$$

En caso de desconocer la composición, Sutton elaboró las siguientes correlaciones entre las propiedades pseudocríticas del gas y su densidad relativa:

$$p_{pC} = 756.8 - 131.07\gamma_g - 3.6\gamma_g^2, \quad \dots \quad (1.41)$$

$$T_{pC} = 169.2 + 349.5\gamma_g - 74.0\gamma_g^2, \quad \dots \quad (1.42)$$

donde p_{pC} está en psia, y T_{pC} en °R. Estas expresiones, así como la correlación de la **Fig. 1.15**, son válidas para valores de densidad relativa entre 0.57 y 1.68.

Método de Wichert y Aziz (WA) para corregir la desviación por H₂S y CO₂

Para corregir las desviaciones del dióxido de carbono (CO₂) y el ácido sulfhídrico (H₂S) en una mezcla de hidrocarburos, Wichert y Aziz desarrollaron una

correlación que modifica las propiedades pseudocríticas calculadas. El valor resultante es utilizado para determinar las propiedades pseudoreducidas y el factor Z correspondiente.

Para el método de WA debe determinarse el factor de desviación ε como:

$$\varepsilon = 120(A^{0.9} - A^{1.6}) + 15(B^{0.5} - B^4), \dots\dots\dots (1.43)$$

donde:

$$A = y_{H_2S} + y_{CO_2}, \dots\dots\dots (1.44)$$

$$B = y_{H_2S}, \dots\dots\dots (1.45)$$

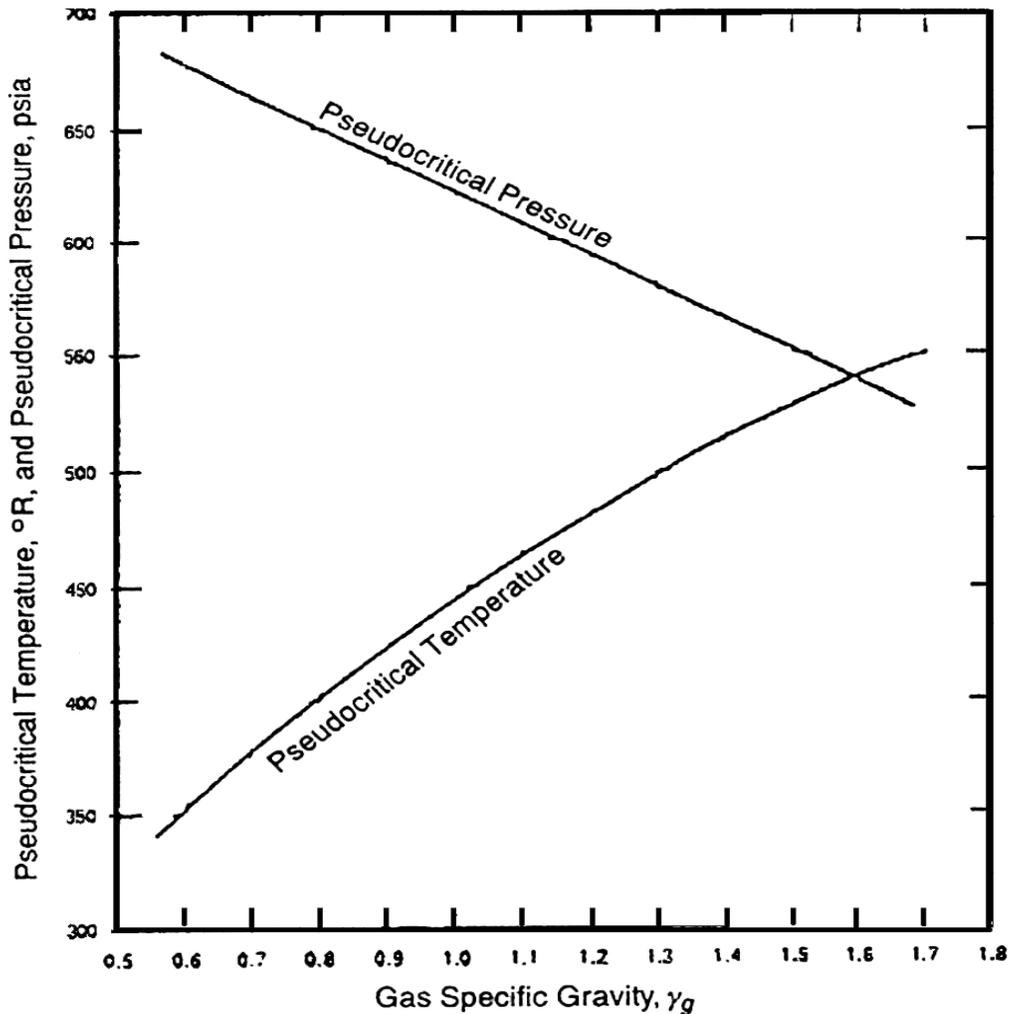


Figura 1.15. Correlación gráfica de Sutton para las propiedades pseudocríticas.

o mediante la correlación gráfica que se presenta en la **Fig. 1.16** para diferentes concentraciones de CO_2 y H_2S . Las propiedades pseudocríticas se corrigen como:

$$T'_{pc} = T_{pc} - \varepsilon, \quad \dots\dots\dots (1.46)$$

$$p'_{pc} = p_{pc} T'_{pc} / [T_{pc} - B(1 - B)\varepsilon]. \quad \dots\dots\dots (1.47)$$

La correlación de WA posee un error absoluto promedio menor al 0.97% cuando se usa a presiones entre 154 y 7026 psia, temperaturas entre 500 y 760 °R, y fracciones molares de CO_2 entre 0 y 0.5456, y de H_2S entre 0 y 0.7385.

Método de Lee y Wattenbarger (LW) para corregir la desviación por N_2 y H_2O

LW desarrollaron la siguiente correlación, una vez considerados los efectos del CO_2 y el H_2S , para los del nitrógeno (N_2) y el vapor de agua (H_2O).

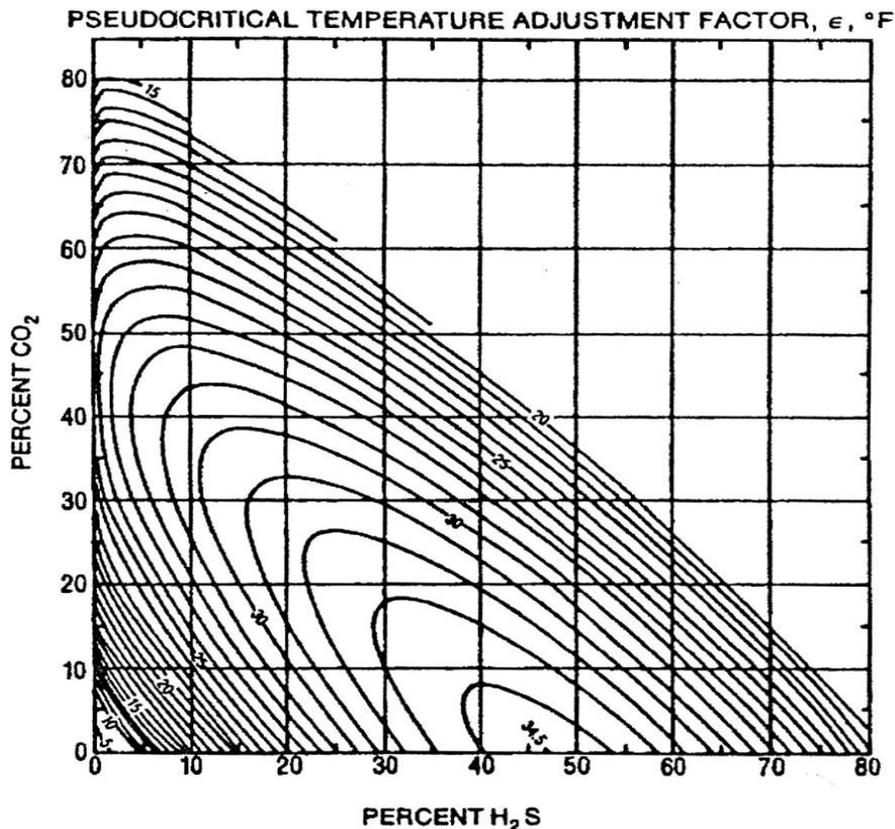


Figura 1.16. Correlación gráfica de Wichert y Aziz para las propiedades pseudocríticas

$$T_{pC_c} = +400.0y_{H_2O}, \quad \dots\dots\dots (1.48)$$

$$p_{pC_c} = -162.0y_{N_2} + 1270.0y_{H_2O}, \quad \dots\dots\dots (1.49)$$

y las correcciones al método de SBV son:

$$T''_{pC} = \frac{T'_{pC} - 227.2y_{N_2} - 1165y_{H_2O}}{1 - y_{N_2} - y_{H_2O}} + T_{pC_c}, \quad \dots\dots\dots (1.50)$$

$$p''_{pC} = \frac{p'_{pC} - 493.1y_{N_2} - 3200y_{H_2O}}{1 - y_{N_2} - y_{H_2O}} + p_{pC_c}. \quad \dots\dots\dots (1.51)$$

Método de Piper, McCain y Corredor (PMC) para corregir desviaciones

El método de PMC considera la presencia de N₂, CO₂ y H₂S, y que la presencia de C₇₊, y para corregir las desviaciones se consideran dos métodos; el primero, conociendo la composición, se obtiene de un ajuste a 896 datos medidos:

$$J = \alpha_0 + \sum_{i=1}^3 \alpha_i y_i \frac{T_{C_i}}{p_{C_i}} + \alpha_4 \sum_{j=1}^6 y_j \frac{T_{C_j}}{p_{C_j}}, \quad \dots\dots\dots (1.52)$$

$$K = \beta_0 + \sum_{i=1}^3 \beta_i y_i \frac{T_{C_i}}{\sqrt{p_{C_i}}} + \beta_4 \sum_{j=1}^6 y_j \frac{T_{C_j}}{\sqrt{p_{C_j}}} + \beta_6 y_{C_{7+}} M_{C_{7+}} + \beta_7 (y_{C_{7+}} M_{C_{7+}})^2, \quad \dots\dots (1.53)$$

donde y_i son las composiciones de las impurezas (y₁ = y_{H₂S}, y₂ = y_{CO₂}, y₃ = y_{N₂}), y_j de los componentes hidrocarburos (y_{C₁}, y_{C₂}, y_{C₃}, y_{C₄}, y_{C₅}, y_{C₆}), y las constantes:

$\alpha_0 = 0.052073,$	$\alpha_6 = 0.020818,$	$\beta_3 = 0.78569,$
$\alpha_1 = 1.01600,$	$\alpha_7 = -0.0001506,$	$\beta_4 = 0.98211,$
$\alpha_2 = 0.86961,$	$\beta_0 = -0.39741,$	$\beta_6 = 0.45536,$
$\alpha_3 = 0.72646,$	$\beta_1 = 1.503000,$	$\beta_7 = -0.0037684$
$\alpha_4 = 0.85101,$	$\beta_2 = 0.965920,$	$\alpha_5 = \beta_5 = 0.0.$

Si se desconoce la composición de los hidrocarburos, pero se conoce la composición de los componentes no-hidrocarburos y la densidad relativa del gas, pueden determinarse los valores de J y K mediante las siguientes expresiones:

$$J = \xi_0 + \xi_1 \left(y \frac{T_C}{p_C} \right)_{H_2S} + \xi_2 \left(y \frac{T_C}{p_C} \right)_{CO_2} + \xi_3 \left(y \frac{T_C}{p_C} \right)_{N_2} + \xi_4 \gamma_g + \xi_5 \gamma_g^2, \dots (1.54)$$

$$K = \lambda_0 + \lambda_1 \left(y \frac{T_C}{\sqrt{p_C}} \right)_{H_2S} + \lambda_2 \left(y \frac{T_C}{\sqrt{p_C}} \right)_{CO_2} + \lambda_3 \left(y \frac{T_C}{\sqrt{p_C}} \right)_{N_2} + \lambda_4 \gamma_g + \lambda_5 \gamma_g^2, \dots (1.55)$$

donde los coeficientes de los polinomios son:

$\xi_0 = 0.11582,$	$\xi_4 = 0.70729,$	$\lambda_2 = -0.42113,$
$\xi_1 = -0.45820,$	$\xi_5 = -0.099397,$	$\lambda_3 = -0.91249,$
$\xi_2 = -0.90348,$	$\lambda_0 = 3.8216,$	$\lambda_4 = 17.438,$
$\xi_3 = -0.66026,$	$\lambda_1 = -0.06534,$	$\lambda_5 = -3.219$

Los valores de J y K calculados son utilizados para conocer los valores de las propiedades pseudoreducidas mediante las Ecs. 1.30 y 1.31.

1.5.3 Correlaciones para las propiedades volumétricas del gas

En esta sección se presentan algunas de las correlaciones más usadas para estimar el comportamiento de las propiedades volumétricas del gas.

Correlación para la viscosidad del gas de Lee-González

Rara vez se mide a μ_g en los laboratorios, por falta de equipo necesario, y el valor normalmente reportado se obtiene con la correlación de Lee-González como:

$$\mu_g = K \times 10^{-4} \exp \left[X \left(\frac{\rho_g}{62.428} \right)^Y \right], \dots (1.56)$$

donde:

$$K = \frac{(9.4 + 0.5794\gamma_g)(T + 460)^{1.5}}{209 + 550.4\gamma_g + (T + 460)}, \dots (1.57)$$

$$Y = 2.447 - 0.2224X, \dots\dots\dots (1.58)$$

$$X = 3.448 + \frac{986.4}{T + 460} + 0.2897\gamma_g, \dots\dots\dots (1.59)$$

donde μ_g está en *cp* y *T* en °F. La desviación de esta correlación es del 2 al 4% para $\gamma_g < 1.0$, y los errores observados para sistemas de gas y condensado con $\gamma_g > 1.5$ sobrepasan el 20%.

Estimación de la densidad relativa de los yacimientos de gas.

La **Ec. 1.60** combina la densidad relativa del gas del yacimiento, γ_w , en un sistema de separación de tres fases que consiste en un separador primario (a alta presión), uno secundario (a baja presión), y un tanque de almacenamiento. Del mismo modo, la **Ec. 1.61** es para un sistema de separación de dos etapas que consiste de uno primario y un tanque de almacenamiento.

$$\gamma_w = \frac{R_1\gamma_1 + 4602\gamma_o + R_2\gamma_2 + R_3\gamma_3}{R_1 + (133316 \frac{\gamma_o}{M_o}) + R_2 + R_3}, \dots\dots\dots (1.60)$$

$$\gamma_w = \frac{R_1\gamma_1 + 4602\gamma_o + R_3\gamma_3}{R_1 + (133316 \frac{\gamma_o}{M_o}) + R_3}, \dots\dots\dots (1.61)$$

donde R_1 es la relación de gas-líquido almacenado para la etapa primaria (de alta presión), [scf / STB]; R_2 es la relación de gas-líquido para la etapa secundaria (de baja presión), [scf / STB]; R_3 es la relación de gas-líquido para el tanque de almacenamiento [scf/STB]; γ_1 es la densidad relativa del gas en el separador primario ($\gamma_{aire} = 1.0$); γ_2 es la densidad relativa del gas en el separador secundario ($\gamma_{aire} = 1.0$); γ_3 es la densidad relativa del gas en el tanque de almacenamiento ($\gamma_{aire} = 1.0$); γ_o es la densidad relativa de los hidrocarburos líquidos ($\gamma_{agua} = 1.0$); y M_o , el peso molecular del líquido en el tanque de almacenamiento, [lbm/lbm-mol].

Si M_o es desconocido, entonces se puede aproximar con cualquiera densidad API (**Ec. 1.62a**) o la densidad relativa (**Ec. 1.62b**)

$$M_o = \frac{5954}{(\rho_{API} - 8811)}, \dots\dots\dots (1.62a)$$

$$M_o = \frac{42.43\gamma_o}{(1.008 - \gamma_o)}, \dots\dots\dots (1.62b)$$

donde ρ_{API} es la densidad API del líquido de hidrocarburos en condiciones de tanque. En términos de G_{pa} y V_{eq} , γ_w se estima:

$$\gamma_w = \frac{R_1\gamma_1 + 4602\gamma_o + G_{pa}}{R_1 + V_{eq}}, \dots\dots\dots (1.63)$$

donde V_{eq} es el volumen de gas en el separador secundario y gas en el tanque de almacenamiento más el volumen que sería ocupado por 1 bbl de líquido en el tanque de almacenamiento si fuera gas, [scf / STB]; y G_{pa} , la producción de gas adicional, [scf/STB].

G_{pa} y V_{eq} se determinan mediante las **Figs. 1.17 a la 1.20**. Las Figs. 1.17 y 1.18 se aplican a un sistema de separación de tres etapas; y las Figs. 1.19 y 1.20 son para un sistema de separación de dos etapas. Las expresiones ajustadas a los gráficos son, para la Fig. 1.17:

$$G_{pa} = 2.9922(p_{s1} - 14.65)^{0.97050}(\gamma_1^{6.8049})(\gamma_{API}^{1.0792})(T_{s1}^{-1.1960})(T_{s2}^{0.55367}), \dots\dots (1.64)$$

para la Fig. 1.18:

$$V_{eq} = 535.92 + 2.6231p_{s1}^{0.79318}\gamma_1^{4.6612}\gamma_{API}^{1.2094}T_{s1}^{-0.84911}T_{s2}^{0.2687}. \dots\dots\dots (1.65)$$

para la Fig. 1.19:

$$G_{pa} = 1.4599(p_{s1} - 14.65)^{1.3394}\gamma_1^{7.0943}\gamma_{API}^{1.1436}T_{s1}^{-0.93446}. \dots\dots\dots (1.66)$$

para la Fig. 1.20:

$$V_{eq} = 635.53 + 0.36182p_{s1}^{1.0544}\gamma_1^{5.0831}\gamma_{API}^{1.5812}T_{s1}^{-0.79130}. \dots\dots\dots (1.67)$$

El gasto y la corriente del gas, que representan todo el gas y el líquido producido en la superficie, que incluye el separador de alta y baja presión y el gas en el tanque de almacenamiento, se puede calcular con las siguientes ecuaciones:

$$q = q_g + 133.316 \left(\frac{\gamma_o q_o}{M_o} \right), \dots\dots\dots (1.68)$$

$$q = q_{s1} \left(1 + \frac{V_{eq}}{R_1} \right). \dots\dots\dots (1.69)$$

Donde, q es el gasto total de gas en el pozo [Mpc/ D]; q_g es el gasto total de gas en la superficie, [Mpc/D]; q_o es el gasto de aceite, [STB/D]; q_{s1} es el gasto de gas procedente del separador primario, [Mpc /D].

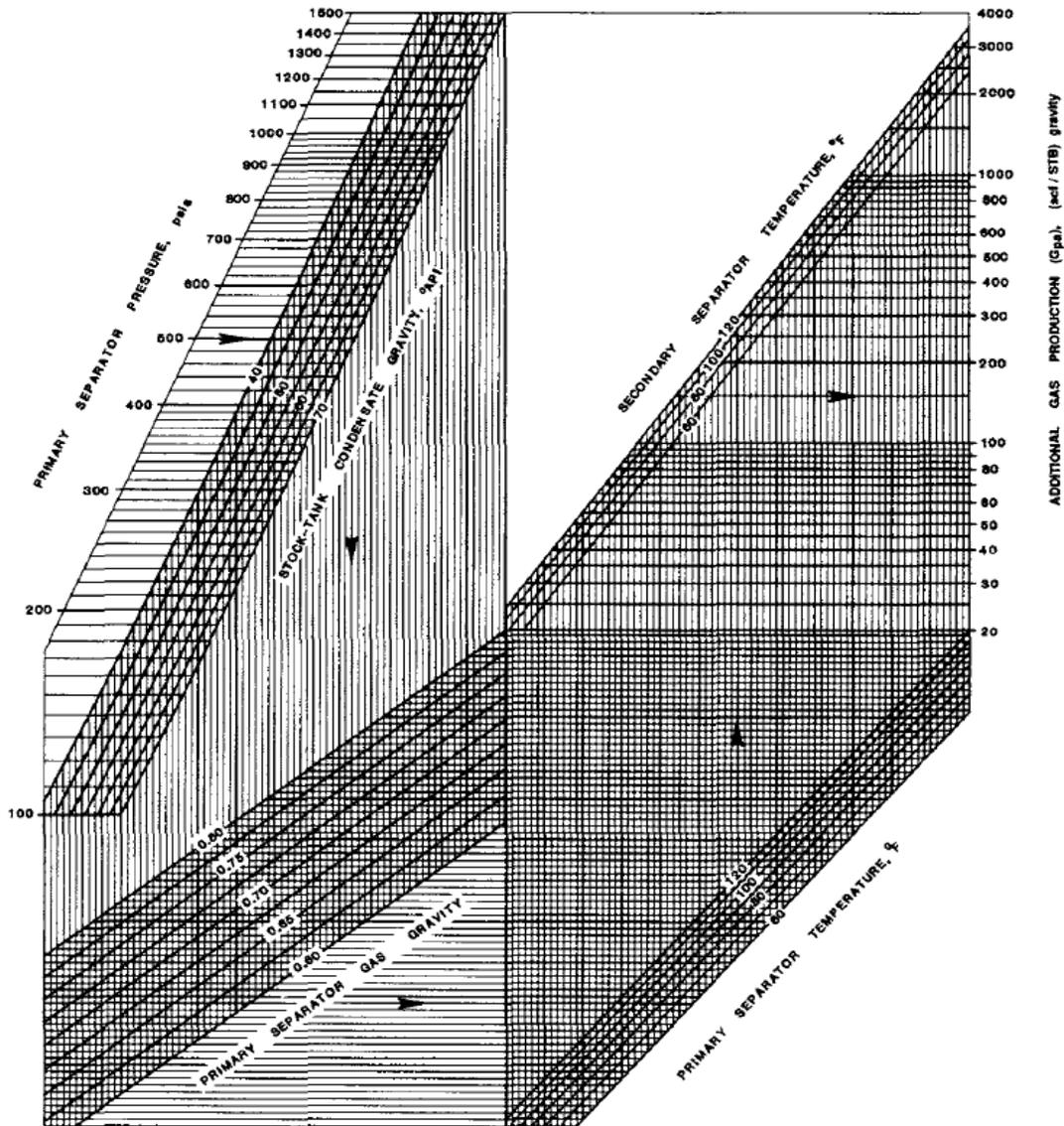


Figura 1.17. Producción adicional (G_{ps}) de gas en separadores de tres etapas (Gold et al., 1989).

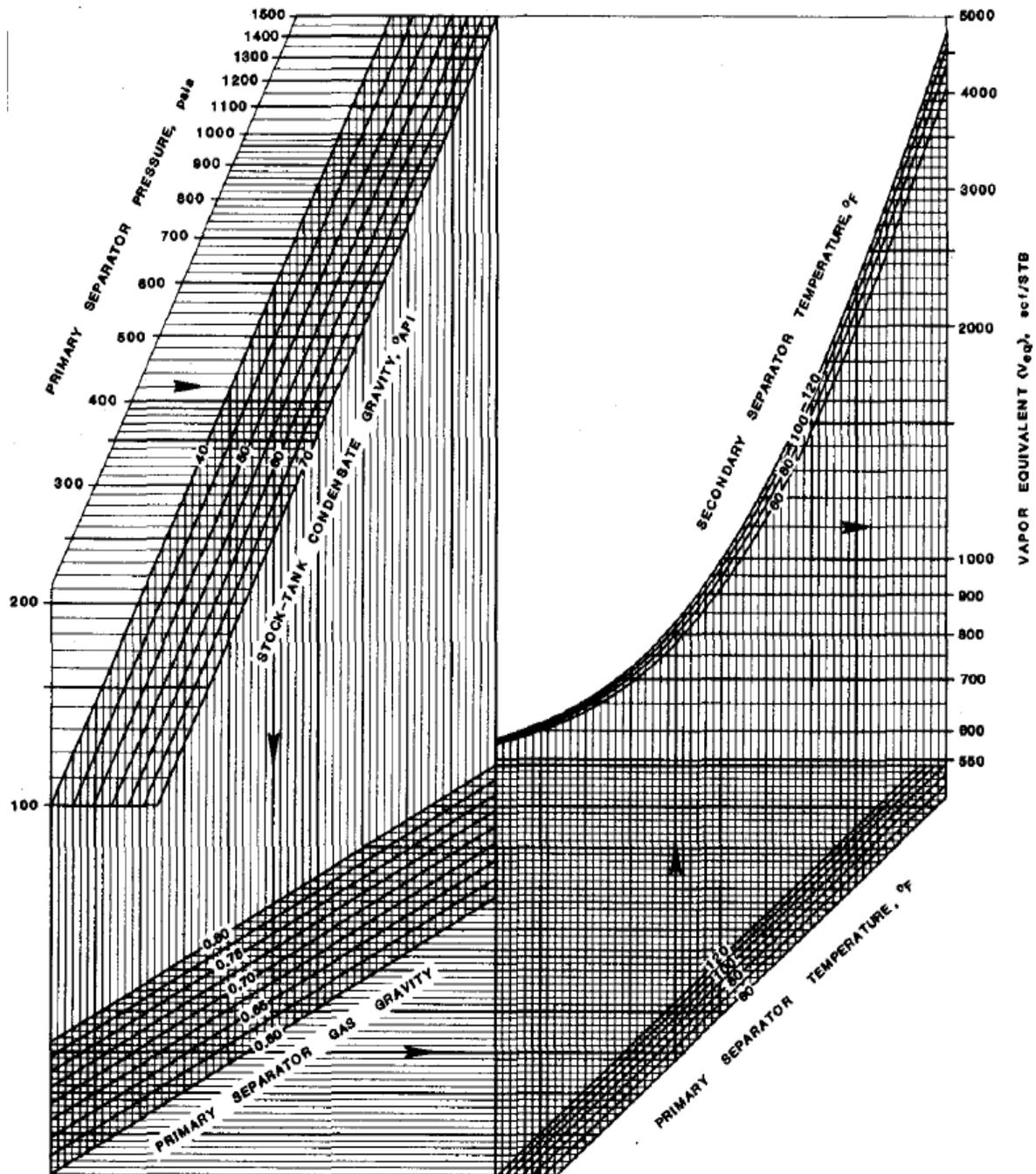


Figura 1.18. Vapor equivalente (V_{eq}) en separadores de tres etapas (Gold et al., 1989).

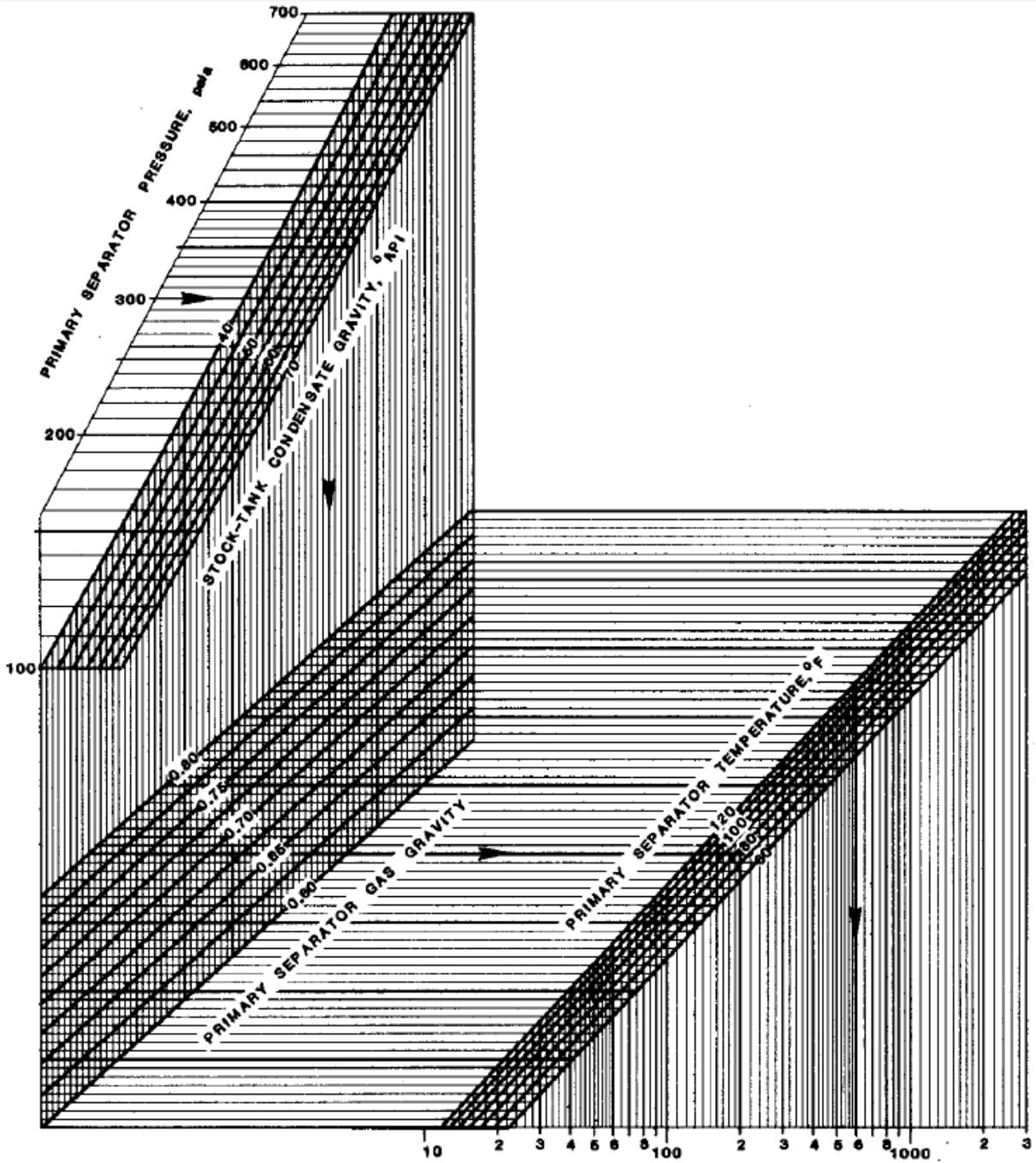


Figura 1.19. G_{ps} para un sistema de separación de dos etapas (Gold et al., 1989).

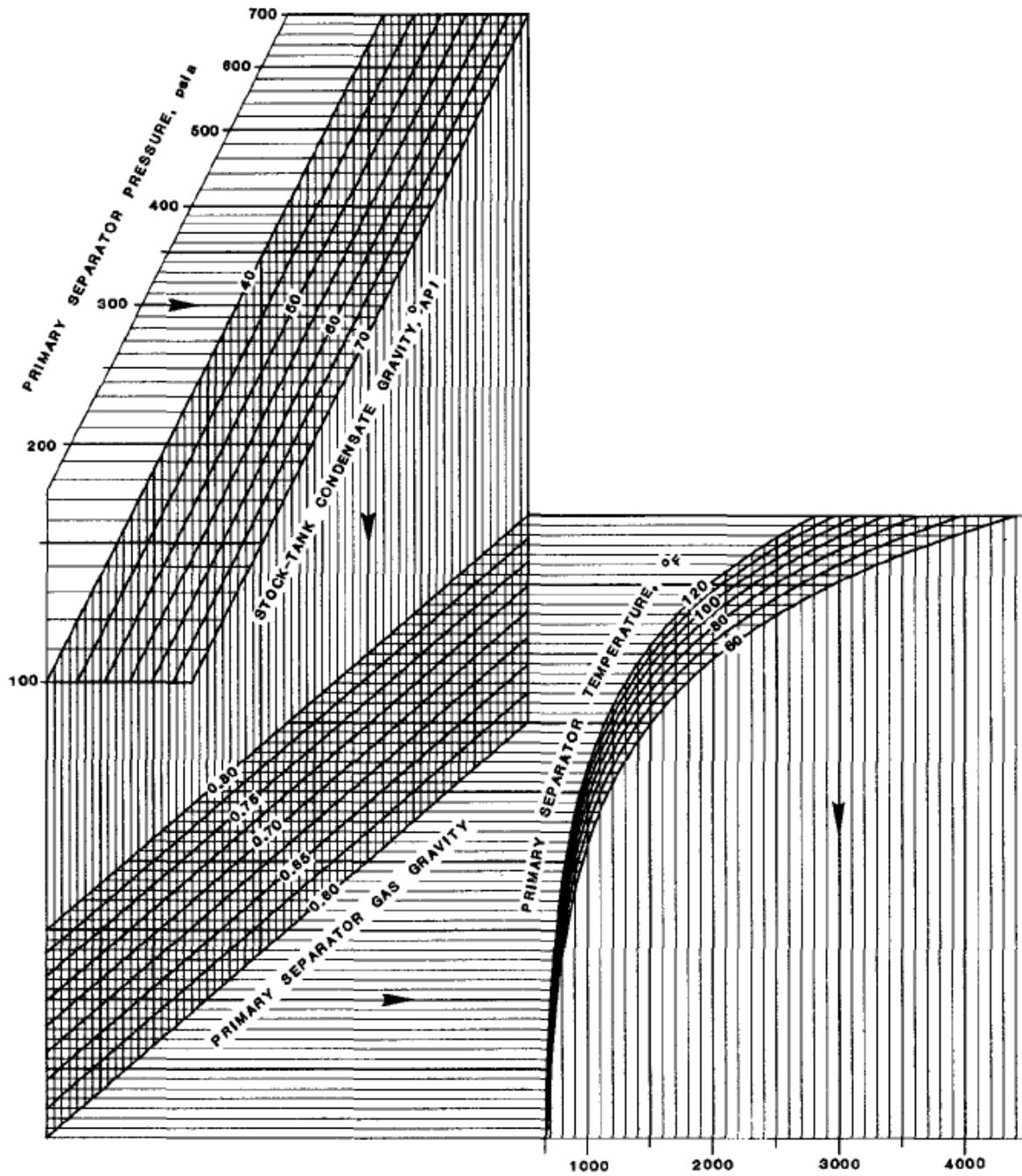


Figura 1.20. V_{eq} para un sistema de separación de dos etapas (Gold et al., 1989).

Correlación para la compresibilidad isotérmica del gas de Mattar

La compresibilidad de un gas real puede expresarse en términos del factor de compresibilidad Z como:

$$c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{Z} \frac{dZ}{dp}, \dots\dots\dots (1.67)$$

y puede expresarse en términos de variables pseudoreducidas como:

$$c_{gR} = c_g p_{pC} = \frac{1}{p_{pR}} - \frac{1}{Z} \frac{dZ}{dp_{pR}}, \dots\dots\dots (1.68)$$

donde c_{gR} es la compresibilidad reducida del gas. Para estimar directamente esta propiedad, Mattar, Brar y Aziz (MBA) propusieron las correlaciones gráficas incluidas en las **Figs. 1.21 y 1.22.**

1.5.4 Procedimiento general para las propiedades pseudocríticas del gas

En el siguiente procedimiento se resumen las técnicas descritas con anterioridad para el cálculo de las propiedades pseudocríticas de una mezcla de gases reales, así como su factor de compresibilidad Z.

1. Estimar las propiedades pseudocríticas de la mezcla:
 - a. Si se dispone de la composición de la mezcla, y sólo se tienen componentes hidrocarburos usar las reglas de Kay.
 - b. Si se dispone de la composición de la mezcla, y se tiene presencia de impurezas y vapor de agua, usar las reglas de SBV.
 - c. Si se dispone la composición del gas, y no existe vapor de agua en la mezcla, usar el método corregido de PMR-SBV.
 - d. Si no se dispone de la composición del gas, pero se sabe su densidad relativa, las impurezas presentes, y no hay vapor de agua, usar el método corregido de PMR-SBV.
 - e. Si no se dispone de ningún dato composicional del gas, pero se sabe su densidad relativa, usar la correlación de Sutton.

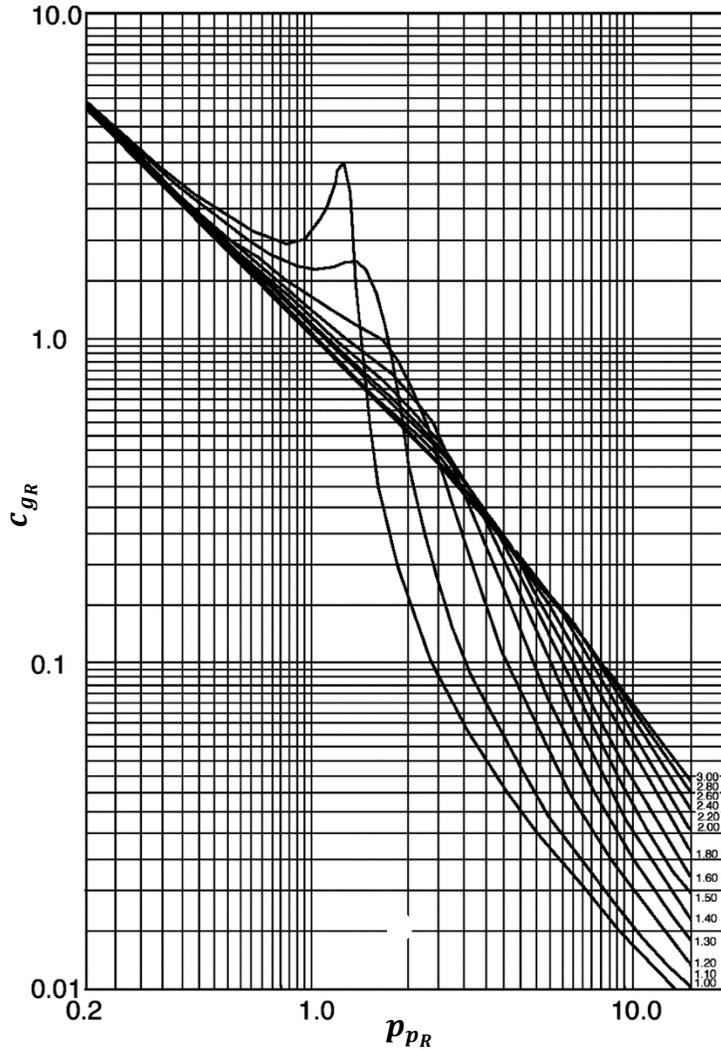


Figura 1.21. Correlación de c_{gR} para $3 \geq T_R \geq 1.05$ y $15 \leq p_R \leq 0.2$ (Mattar et al., 1975).

2. Si se conoce las fracciones molares de los contaminantes y la fracción pesada, corregir las desviaciones de las propiedades pseudocríticas calculadas por las opciones a, b y e del paso 1:
 - a. Si se tiene una agrupación para la fracción pesada, usar las correcciones de Sutton.
 - b. Si se tiene presencia de CO_2 y H_2S , utilizar las correcciones de WA.
 - c. Si se tiene presencia de N_2 y H_2O , utilizar las correcciones de LW.
3. Determine las propiedades pseudoreducidas de acuerdo al PEC.

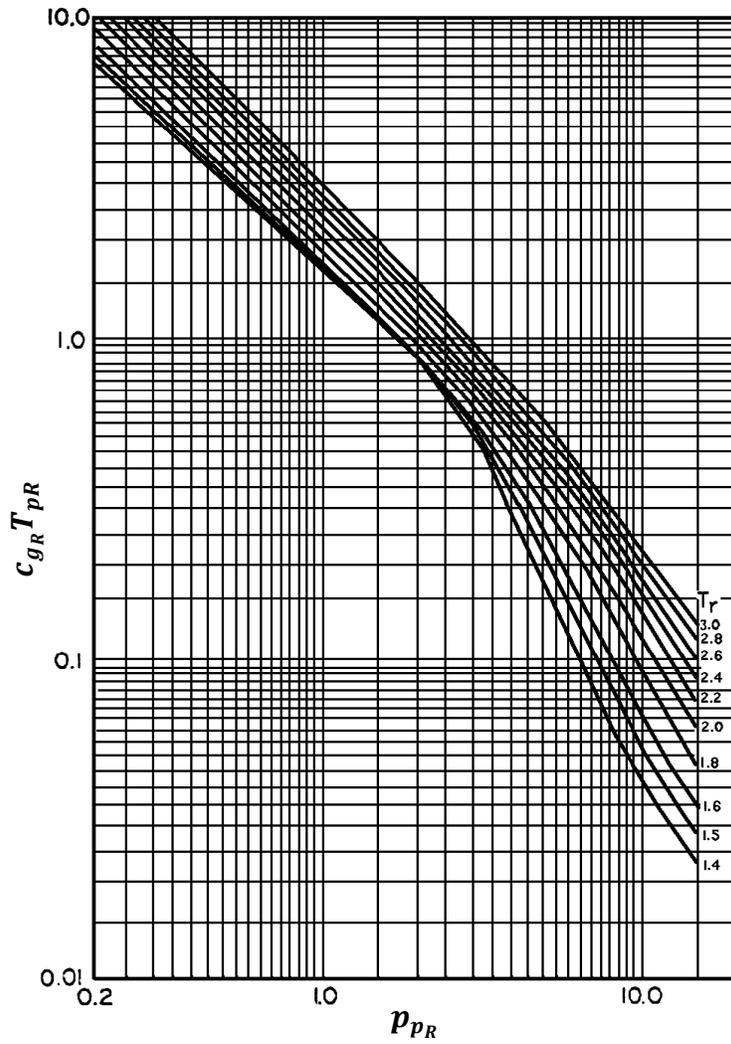


Figura 1.22. Correlación de $c_{gR} T_{pR}$ para $3 \geq T_R \geq 1.4$ y $15 \leq p_R \leq 0.2$ (Mattar et al., 1975).

Nomenclatura.

B_g = Factor de volumen del gas; $ft^3 @ c.y./ft^3 @ c.s.$	p_c = Presión crítica.
c_g = Compresibilidad del gas; $psia^{-1}$.	p_{pC} = Presión pseudocrítica.
c_{gR} = Compresibilidad del gas reducida.	p_{pR} = Presión pseudoreducida.
f_g = Fracción mole de la fase gas.	p_R = Presión reducida.
f_l = Fracción mole de la fase líquida.	p_{s1} = Presión de la primera etapa de separación; psi .
G_{pa} = producción de gas adicional; Scf/STB .	q = Gasto total de gas en el pozo; Mpc/D .
M_{aire} = Peso molecular del aire; $g \cdot mol^{-1}$.	q_g = Gasto total de gas en la superficie; Mpc/D .
M_g = Peso molecular del gas; $g \cdot mol^{-1}$.	q_o = Gasto de aceite; Mpc/D .
M_o = Peso molecular del líquido; $g \cdot mol^{-1}$.	q_{s1} = Gasto de gas procedente del separador primario; Mpc/D .
n = Número de moles.	R = Constante de los gases ideales; $10.73 ft^3 \cdot psia/R \cdot lb - mol^{-1}$.
n_g = Número de moles del gas.	R_1 = Relación gas-líquido almacenado para la etapa primaria; Scf/STB .
n_l = Número de moles del líquido.	R_2 = Relación gas-líquido almacenado para la etapa secundaria; Scf/STB .
n_T = Número de moles totales.	R_3 = Relación gas-líquido almacenado para el tanque de almacenamiento; Scf/STB .
p = Presión; $psia$.	T = Temperatura; R .
$p_{C.E}$ = Presión a condiciones estándar; $psia$.	$T_{C.E}$ = Temperatura a condiciones estándar; $^{\circ}F$.
	T_c = Temperatura crítica.

T_{pC} = Temperatura pseudocrítica.	y_j = Componentes hidrocarburos.
T_{pR} = Temperatura pseudoreducida.	Z = Factor de compresibilidad.
T_R = Temperatura reducida.	Z_g = Factor de compresibilidad de la fase gas.
T_{s1} = Temperatura de la primera etapa de separación; R .	Z_l = Factor de compresibilidad de la fase líquida.
T_{s2} = Temperatura de la segunda etapa de separación; R .	Z_2 = Factor de compresibilidad de dos fases.
V = Volumen; ft^3 .	ε = Factor de desviación, método de Wichert y Aziz.
V_c = Volumen crítico.	γ_{API} = densidad del aceite; °API.
V_{eq} = volumen de gas en el separador secundario y gas en el tanque de almacenamiento más el volumen que sería ocupado por 1 <i>bbl</i> de líquido en el tanque de almacenamiento si fuera gas; Scf/STB .	γ_g = Densidad relativa del gas.
V_g = Volumen del gas; ft^3 .	γ_o = Densidad relativa de los hidrocarburos líquidos.
V_l = Volumen del líquido; ft^3 .	γ_1 = Densidad relativa del gas en el separador primario.
V_{ideal} = Volumen de gas ideal; ft^3 .	γ_2 = Densidad relativa del gas en el separador secundario.
V_i = Volumen inicial; ft^3 .	γ_3 = Densidad relativa del gas en tanque de almacenamiento.
V_{real} = Volumen de gas real; ft^3 .	μ_g = Viscosidad del gas; cp .
V_R = Volumen reducido.	ρ_{aire} = Densidad del aire; lb/ft^3 .
y = Fracción mol.	ρ_g = Densidad del gas; lb/ft^3 .
	ρ_r = Densidad reducida.

Capítulo 2. Balance de Materia en Sistemas de Gas

Los yacimientos de gas seco usualmente exhiben altos factores de recuperación, particularmente cuando la producción se debe principalmente a la expansión del mismo; llegándose a producir hasta un 80% del volumen original estimado en sistemas volumétricos.

En este capítulo se discuten los métodos para determinar el volumen original de gas por Balance de Materia (BM). Así mismo se examinan los problemas de sistemas sobre-presionados y yacimientos de gas con entrada de agua.

2.1 Factor de recuperación final en yacimientos de gas seco

El factor de recuperación en un momento dado (F_r) se define como.

$$F_r = N_p/N, \dots\dots\dots (2.1)$$

y para un yacimiento homogéneo con entrada de agua:

$$F_r = \frac{[(1 - S_{wi})/B_{gi}] - S_{gr}/B_{ga}}{(1 - S_{wi})/B_{gi}}, \dots\dots\dots (2.2)$$

o bien:

$$F_r = 1 - S_{gr}B_{gi}/(1 - S_{wi}B_{ga}), \dots\dots\dots (2.3)$$

y para el caso de un yacimiento volumétrico, el factor de recuperación resulta:

$$F_r = 1 - B_{gi}/B_{ga}. \dots\dots\dots (2.4)$$

Las **Ecs. 2.3** y **2.4** requieren del conocimiento del factor de volumen a la presión de abandono (B_{ga}), misma que se fija en términos de factores económicos.

2.2 Ecuación General de BM para yacimientos de gas

La Ecuación General de Balance de Materia (EGBM) en un sistema de gas puede obtenerse en términos del número de moles existentes al establecer que:

$$n_r = n_i - n_p, \dots\dots\dots (2.5)$$

donde los subíndices i , r y p se refieren a las condiciones iniciales, remanentes y de producción, respectivamente. Así, y al considerar la **Ec. 2.5**, se tiene:

$$n = pV/ZRT, \dots\dots\dots (2.6)$$

y al substituir en la Ec. 2.5:

$$(pV/ZRT)_r = (pV/ZRT)_i - (pV/ZRT)_p, \dots\dots\dots (2.7)$$

donde el volumen de gas producido, medido a condiciones estándar, se expresa como $V_p = V_{CE} = G_p$ y el factor Z en este punto es aproximadamente uno.

El volumen de gas remanente en el yacimiento se expresa en función del volumen de gas inicial (V_i), los efectos de compactación de la roca (ΔV_p), el cambio por el acuífero (ΔW), y la expansión del agua de la formación (ΔV_w).

$$V_r = V_i - \Delta W - \Delta V_p - \Delta V_w, \dots\dots\dots (2.8)$$

dónde:

$$\Delta W = W_e - W_p B_w, \dots\dots\dots (2.9)$$

$$\Delta V_p = C_f V_{pi} \Delta p, \dots\dots\dots (2.10)$$

$$\Delta V_w = C_w V_{wi} \Delta p, \dots\dots\dots (2.11)$$

y al substituir en la Ec. 2.7 se tiene:

$$p_r(V_i - \Delta W - \Delta V_p - \Delta V_{wi})/Z_r RT = p_i V_i / Z_i RT - p_{CE} G_p / RT_{CE} \quad (2.12)$$

Considerando que el volumen inicial es GB_{gi} y que $p_r = p$, $Z_r = Z$, R es constante a las diferentes condiciones y sustituyendo los efectos de cambio de volumen debido a la compactación de la roca y expansión del volumen poroso debido al acuífero y al agua de formación, se obtiene:

$$\frac{p(GB_{gi} - W_e + W_p B_w - C_f V_{pi} \Delta p - C_w V_{wi} \Delta p)}{ZT} = \frac{p_i GB_{gi}}{Z_i T} - \frac{p_{CE} G_p}{T_{CE}} \quad (2.13)$$

Multiplicando los términos de la **Ec. 2.13** por T_{CE}/p_{CE} ,

$$\frac{p(GB_{gi} - W_e + W_p B_w - C_f V_{pi} \Delta p - C_w V_{wi} \Delta p) T_{CE}}{ZT} = \frac{p_i GB_{gi} T_{CE}}{Z_i T p_{CE}} - \frac{p_{CE} G_p T_{CE}}{T_{CE} p_{CE}} \quad (2.14)$$

e incorporando la definición de B_g en término del factor Z, al simplificar se tiene:

$$\frac{(GB_{gi} - W_e + W_p B_w - C_f V_{pi} \Delta p - C_w V_{wi} \Delta p)}{B_g} = G - G_p \quad (2.15)$$

y multiplicando la expresión anterior por B_g , al despejar $G_p B_g + W_p B_w$

$$GB_g - GB_{gi} + C_f V_{pi} \Delta p + C_w V_{wi} \Delta p + W_e = W_p B_w + G_p B_g \quad (2.16)$$

Dado que $V_{wi} = V_{pi} S_{wi}$, al factorizar V_{pi} y G , como $V_{pi} = GB_{gi}/(1 - S_{wi})$:

$$G(B_g - B_{gi}) + GB_{gi} \frac{C_f + C_w S_{wi}}{1 - S_{wi}} \Delta p + W_e = W_p B_w + G_p B_g \quad (2.17)$$

La **Ec. 2.17** se conoce como la EGBM para un yacimiento de gas, que puede expresarse en términos de las variables definidas por Havlena y Odeh como:

$$GE_g + GB_{gi} E_{fw} + W_e = W_p B_w + G_p B_g \quad (2.1)$$

donde:

$$E_g = \text{Expansión del gas} = B_g - B_{gi} \quad (2.19)$$

$$E_{fw} = \text{Expansión del sistema roca - fluido} = \frac{C_f + C_w S_{wi}}{1 - S_{wi}} \Delta p \quad (2.20)$$

$$F = \text{Producción acumulada} = W_p B_w + G_p B_g \quad (2.21)$$

y W_e es la entrada de agua. Finalmente, al definir a la expansión total como:

$$Exp = E_g + B_{gi}E_{fw}, \dots\dots\dots (2.22)$$

la Ec. 2.18 puede reescribirse como:

$$GExp + W_e = F, \dots\dots\dots (2.23)$$

observándose que la producción acumulada se debe a la expansión total y la entrada de agua que ocurre en el yacimiento.

2.3 Yacimientos volumétricos

Cuando el sistema es volumétrico, y posee fronteras de no-flujo, se tiene que $W_e = W_p B_w = 0$, y despreciando E_{fw} , se establece que:

$$GE_g = G_p B_g, \dots\dots\dots (2.24)$$

y al dividir por G y B_g :

$$1 - \frac{Z_i p}{Z p_i} = \frac{G_p}{G}, \dots\dots\dots (2.25)$$

al despejar al término p/Z se llega a:

$$\frac{p}{Z} = \frac{p_i}{Z_i} - \frac{1}{G} \frac{p_i}{Z_i} G_p = \frac{p_i}{Z_i} (1 - F_r). \dots\dots\dots (2.26)$$

Puede observarse que la Ec. 2.26 posee la forma de la ecuación de una línea recta de ordenada al origen p_i/Z_i al graficar a p/Z en el eje de las ordenadas. La pendiente observada depende de las variables utilizadas en el eje de las abscisas,

Fig. 2.1.

Si se analiza a p/Z contra G_p/G , Fig. 2.1a, se tiene que la pendiente corresponde p_i/Z_i . En este caso, cuando $p/Z = 0$, se alcanzan las condiciones teóricas del máximo factor de recuperación ($F_r = 1$). Por otro lado, cuando se analiza a p/Z contra G , Fig. 2.1b, la pendiente es p/ZG y al extrapolar a $p/Z = 0$ se tienen las condiciones teóricas del máximo volumen de gas recuperable ($G_{p_{MAX}} = G$). Por esta razón, el segundo gráfico es más empleado en la práctica.

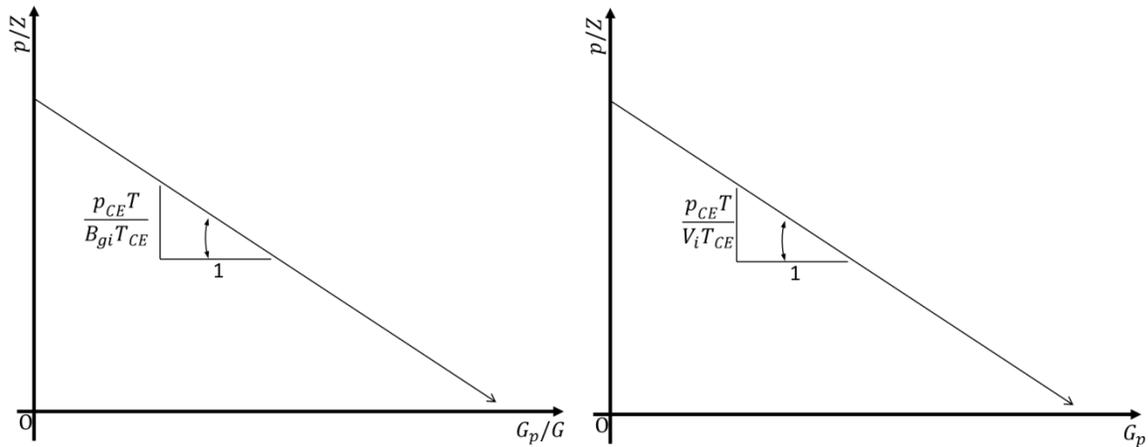


Figura 2.1. Gráfico especializado p/Z para sistemas de gas respecto a F_r y G_p (Gallardo, 2014).

Cuando hay entrada de agua al yacimiento, las gráficas de p/Z contra F_r o G_p no necesariamente muestran una línea recta, exhibiendo cierta curvatura, **Fig. 2.2**. Esto se debe a que la presión disminuye más lentamente, por lo que conforme la influencia del acuífero es mayor, la curva tiende a hacerse horizontal. Por otro lado, en un sistema volumétrico re-presionado se tiene una desviación aparente debido a la alta compresibilidad del gas y expansión de los granos en la formación. Estos efectos pueden observarse mejor al reacomodar la Ec. 2.26 como:

$$\frac{G_p}{G} = 1 - \frac{p Z_i}{Z p_i}, \dots\dots\dots (2.2)$$

con lo que al tomar logaritmos se tiene que

$$\log \left(1 - \frac{p Z_i}{Z p_i} \right) = \log G_p - \log G, \dots\dots\dots (2.3)$$

y al graficar $(1 - Z_i p / p_i Z)$ contra G_p en escala doble logarítmica, se observa que para un yacimiento de gas volumétrico se tiene una línea recta de pendiente unitaria, y que a las condiciones teóricas de $p = 0$, se tiene el valor de $G_p = G$. Por otro lado, cuando el sistema tiene entrada de agua por un acuífero asociado, la línea se desvía hacia abajo por efecto del mantenimiento de presión observado. De igual manera, en un sistema re-presionado ocurre una desviación de la línea recta por efecto de las compresibilidades de los fluidos y la roca.

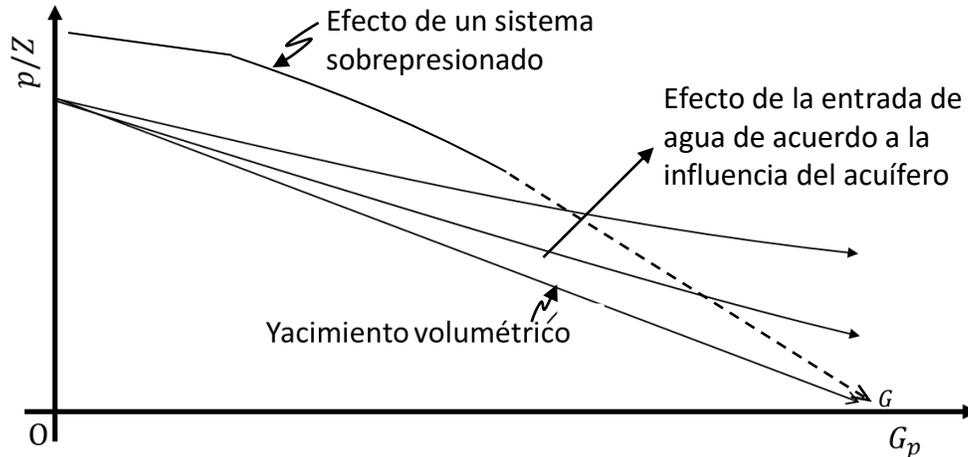


Figura 2.2. Comportamiento de un yacimiento de gas seco debido a los diferentes mecanismos de producción en el gráfico p/Z contra G_p (Gallardo, 2014).

2.4 Yacimientos de gas con entrada de agua

La ecuación de balance de materia para sistemas con entrada de agua, puede expresarse como:

$$G(B_g - B_{gi}) + W_e - W_p B_W = G_p B_g \dots\dots\dots (2.29)$$

donde el término que representa la entrada de agua debe ser evaluado con la ayuda de un modelo representativo.

Cuando existe entrada de agua al yacimiento, el factor de recuperación es menor al de los sistemas volumétricos, debido a que la invasión del agua deja una saturación residual de gas que es irrecuperable, misma que muchas veces se encuentra a altas presiones. Como resultado, la expansión del gas no actúa como un mecanismo activo y una mayor cantidad de materia queda atrapada en el yacimiento, **Fig. 2.3.**

La **Fig. 2.4** es una gráfica de p/Z contra G_p para varios gastos de producción y presiones iniciales. En todos los casos las propiedades de los yacimientos y del acuífero fueron las mismas, por lo que únicamente cambiaba el número de moles inicial de cada caso. En la figura se observa la desviación notoria que presenta un sistema con entrada de agua de uno volumétrico.

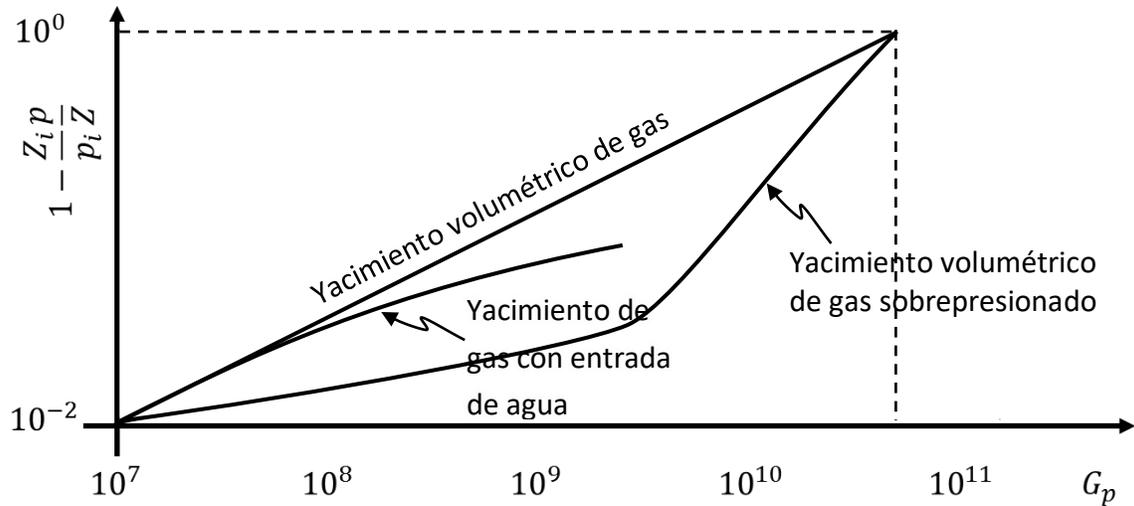


Figura 2.3. Representación gráfica de la ecuación de balance de materia para yacimientos de gas-seco (Gallardo, 2014).

Otra característica resaltable es la influencia de los gastos en la recuperación final, que es señalada por el volumen recuperado al final de la línea de explotación. En cada caso se observa que conforme la velocidad de extracción aumenta, la recuperación final es mayor. Esto se debe a que un gasto de producción elevado permite reducir la presión media del yacimiento lo suficiente, favoreciendo que los efectos de expansión del gas se manifiesten antes de que el agua invada completamente al yacimiento. De esta manera, una menor cantidad de materia queda confinada en el sistema.

Una forma de la EBM útil para analizar los sistemas de gas seco con entrada de agua es la siguiente (Sills, 1996):

$$G_p B_g / Exp = G + \Delta W / Exp, \dots\dots\dots (2.30)$$

donde al graficar $G_p B_g / Exp$ contra G_p , o contra el tiempo, se obtiene una recta de ordenada al origen G , **Fig. 2.5**. En caso de que el yacimiento sea volumétrico se tendrá una recta horizontal, indicando que la expansión es igual a la producción; por otro lado, si el yacimiento posee un acuífero asociado, se observará una curva en el gráfico cuya forma dependerá de la influencia que guardé sobre el yacimiento.

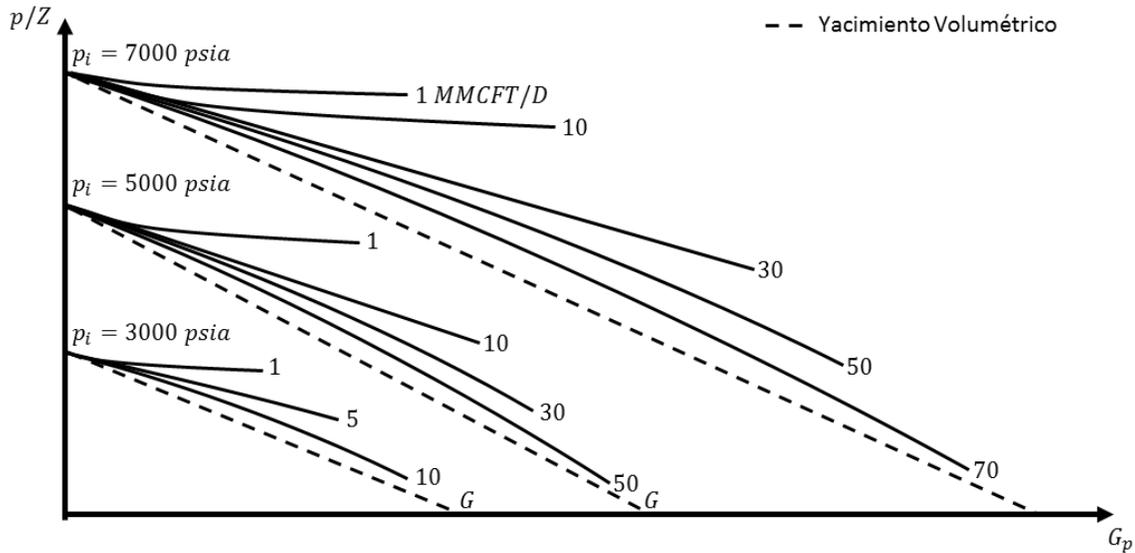


Figura 2.4. Comportamiento de la recuperación final en sistemas de gas con entrada de agua producidos a distintos gastos (Modificado de Agarwal et al., 1965).

2.5 Yacimientos de gas sobrepresionados

El efecto de la compresibilidad de la formación suele ser despreciado cuando se tiene presencia de gas, dado que la compresibilidad de este fluido es mucho mayor que la de los otros materiales.

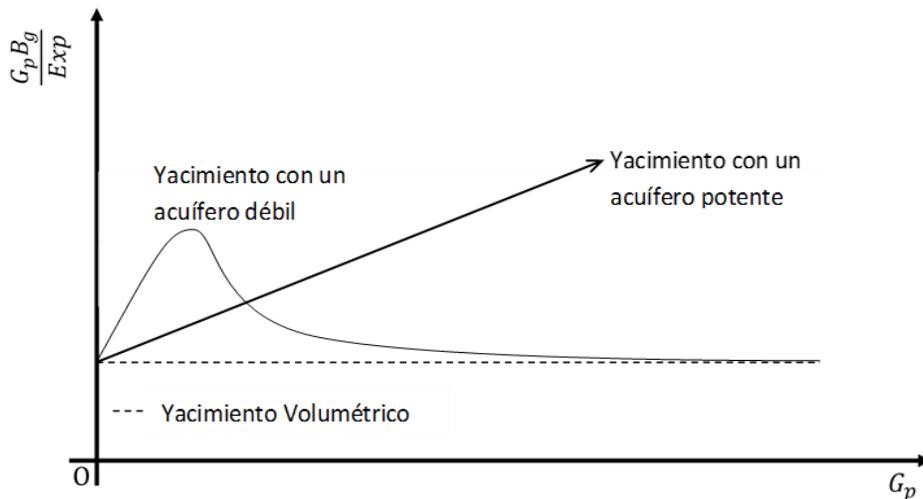


Figura 2.5. Gráfico especializado de Sills para determinar la entrada de agua.

En los yacimientos volumétricos de gas, dado que la compresibilidad del fluido disminuye conforme aumenta la presión, la compactación de la formación y la

expansión de los granos y el agua congénita resultan efectos a considerar cuando la presión es muy alta (por ejemplo, en sistemas a altas profundidades). En estos casos, durante la producción se identifican tres regímenes, **Fig. 2.6**:

1. El primero ocurre a altas presiones, donde la producción se debe a la expansión roca-fluidos ($c_g \cong c_f$), por lo que la tendencia definida en este periodo en el gráfico p/Z resultará en una caracterización del volumen inicial incorrecta.
2. Una vez que la presión se ha abatido considerablemente, comienza un periodo de transición, en el que los granos de la formación se expanden hasta llegar a un valor asintótico.
3. Una vez alcanzado este punto, la expansión del gas domina el completamente el comportamiento del yacimiento, y por ende la extrapolación de la tendencia definida corresponderá al verdadero volumen inicial del sistema.

La presencia de presiones anormales confiere cierta incertidumbre a la evaluación de las reservas en los sistemas de gas.

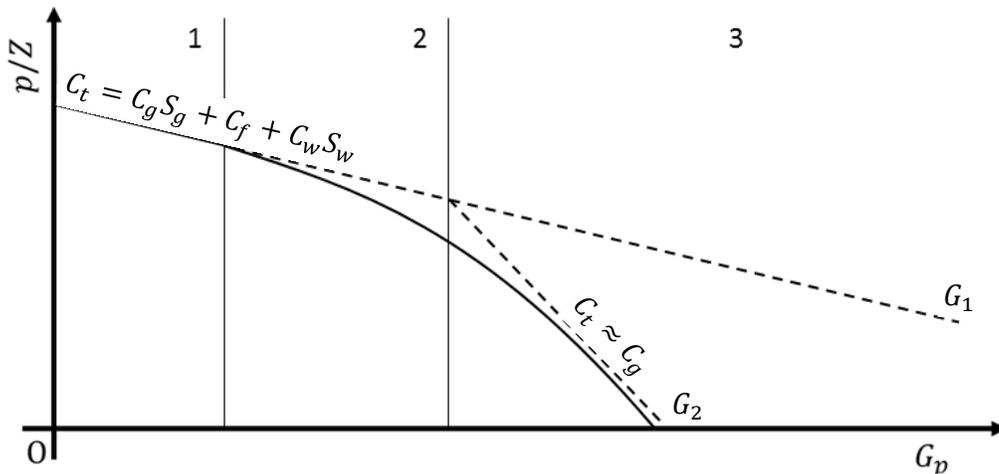


Figura 2.6. Comportamiento de p/Z contra la producción acumulada (Modificado de Harville y Hawkins, 1969).

2.5.1 El método de Ramagost y Farshad

La EBM para un yacimiento de gas sobrepresionado sin entrada de agua, es:

$$G_p B_g = G(B_g - B_{gi}) + GB_{gi} \frac{\bar{C}_f + C_w S_{wi}}{1 - S_{wi}} \Delta p, \dots\dots\dots (2.31)$$

$$G(B_g - B_{gi}) + GB_{gi} \frac{C_f + C_w S_{wi}}{1 - S_{wi}} \Delta p + W_e = W_p B_w + G_p B_g. \dots\dots\dots (2.32)$$

o reacomodando

$$\frac{p}{Z} \left[1 - \left(\frac{C_f + C_w S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right) (p_i - p) \right] = \frac{p_i}{Z_i} - \frac{p_i}{GZ_i} G_p. \dots\dots\dots (2.33)$$

La **Ec. 2.32** toma en cuenta los efectos de las compresibilidades del agua y de la roca en la relación p/Z para yacimientos sobrepresionados, y puede presentarse como una línea recta, de ordenada al origen p_i/Z_i y pendiente $-p_i/GZ_i$ al realizar un gráfico como la **Fig. 2.7**. En este caso, el volumen original, G , se puede conocer al intersectar la línea recta en el eje de G_p .

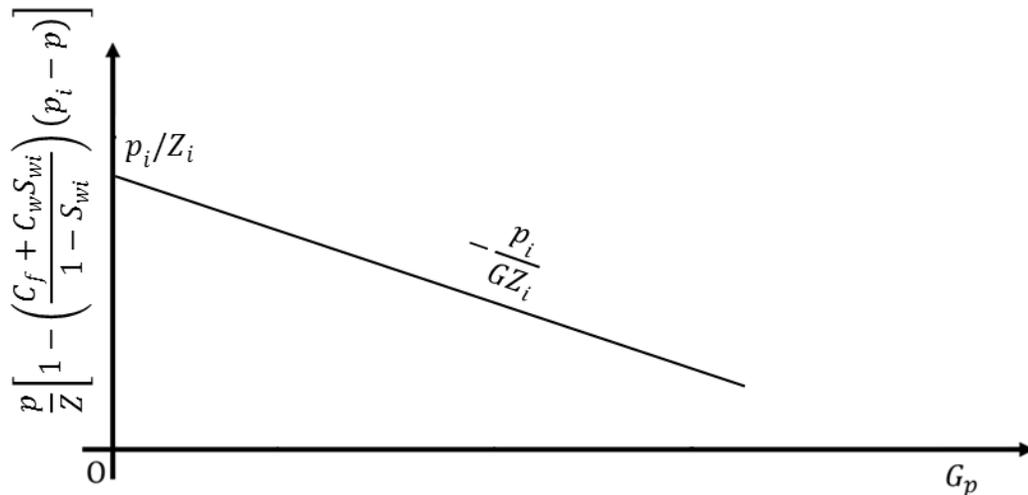


Figura 2.7. Gráfico especializado de Ramagost y Farshad (Modificado de Ezekwe, 2011).
Figura 2.1

Este método asume que la compresibilidad de la formación es conocida y constante (e igual a un valor promedio, \bar{C}_f); sin embargo, ésto no siempre es así, especialmente en las etapas tempranas de agotamiento del yacimiento.

2.5.2 Método de Roach

Roach reorganizó la EBM mostrada en la Ec.2.32 de una manera alternativa, considerando la compresibilidad de la formación y del gas inicial como variables desconocidas, como:

$$\frac{1}{(p_i - p)} \left(\frac{p_i Z}{p Z_i} - 1 \right) = \frac{1}{G} \left[\frac{G_p}{(p_i - p)} \left(\frac{p_i Z}{p Z_i} \right) \right] - \left(\frac{\bar{C}_f + C_w S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right) \dots\dots\dots (2.34)$$

La Ec. 2.33 puede ser graficada como en la Fig. 2.8, con pendiente 1/G, y ordenada al origen $(\bar{C}_f + C_w S_{wi}) / (1 - S_{wi})$. En este caso, el término de las compresibilidades también es constante, pero desconocida; por lo que puede ser aplicado sin tener información previa de la compresibilidad de la formación.

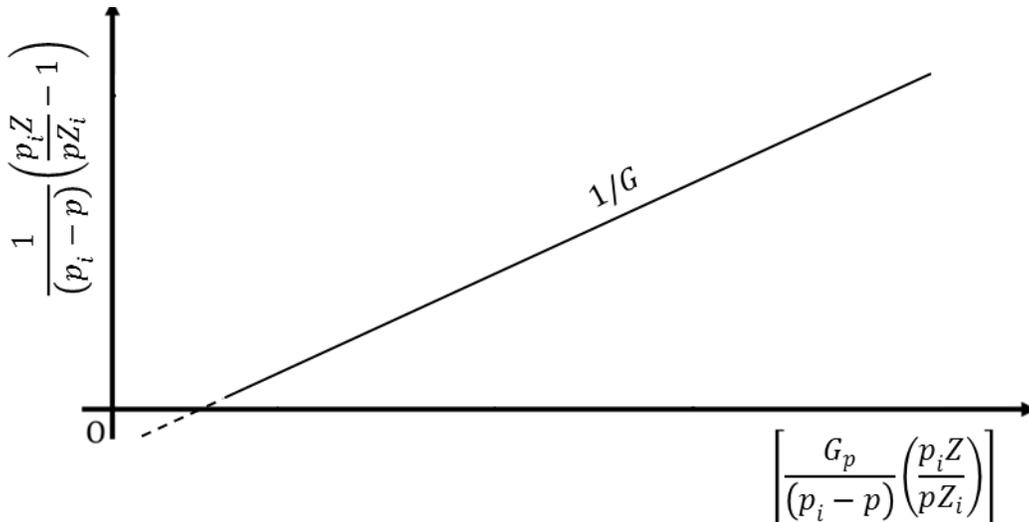


Figura 2.8. Grafico especializado de Roach (Modificado de Ezekwe, 2011).

2.6 Yacimientos compactos

La ecuación de balance de materia se utiliza comúnmente para evaluar sistemas de gas en términos de la presión y producción. Para los cálculos realizados, debe considerarse la presión estática del yacimiento; no obstante, para medirla, un pozo debe estar cerrado –y parar su producción– por un tiempo suficientemente prolongado para alcanzar condiciones de estabilización. En un

yacimiento compacto, debido a la baja permeabilidad que poseen ($k < 0.01$ [md]), los tiempos de estabilización requeridos son mucho mayores, **Tabla 2.1**.

Tabla 2.1. Efectos de la permeabilidad y el área de drene de un pozo sobre el tiempo de estabilización para alcanzar la presión estática (Lee y Wattenbarger, 1996).

k [md]	A [acres]	t_s [horas]
0.01	40	25,953 (3 años)
0.01	640	415,242 (47 años)
0.1	40	2,595 (108 días)
0.1	640	41,524 (4.7 años)
1.0	40	295.5 (12.3 días)
1.0	640	4,152.4 (173 días)
10.0	40	25.95 (1.08 días)
10.0	640	415.2 (17.3 días)
100.0	40	2.59 (0.11 días)
100.0	640	41.52 (1.73 días)
1000.0	40	0.259 (0.011 días)
1000.0	640	4.15 (0.173 días)

La **Fig. 2.9** representa el comportamiento de la caída de presión de fondo de pozo típica (Δp_{wf}) para un pozo cerrado. La curva puede ser dividida en tres regiones: 1. región de tiempos tempranos (RTT), 2. región de tiempos medios (RTM), y 3. región tiempos largos (RTL). Los efectos de pozo afectarán la forma de la curva y la respuesta de la presión en la RTT. En la RTM, los efectos pozo son despreciables y las características del yacimiento afectan la forma de la curva de incremento. Finalmente, la RTL se produce cuando la frontera exterior del yacimiento gobierna la presión del yacimiento. La tasa de cambio de presión es inversamente proporcional al volumen de poros drenado (VPD), y la respuesta de la caída de presión contra el tiempo es lineal o constante.

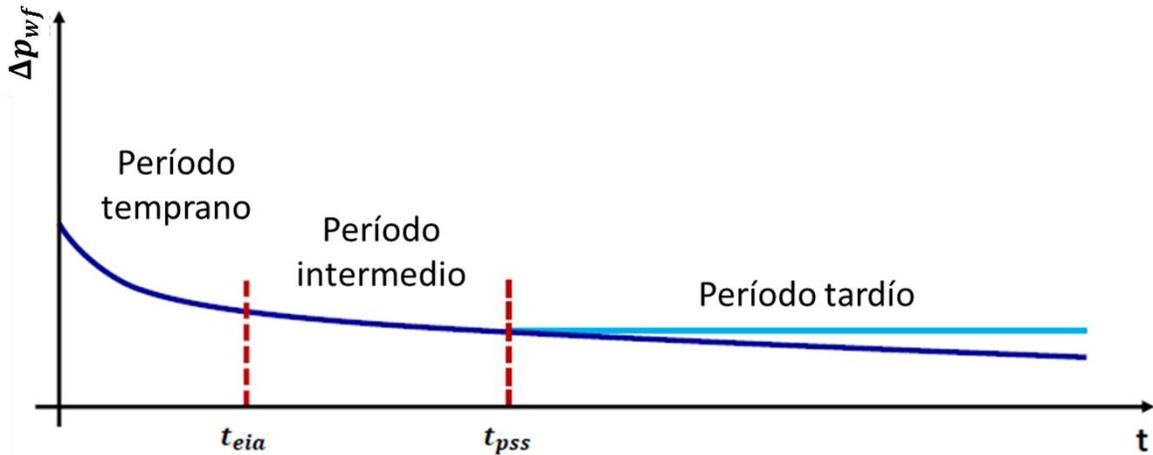


Figura 2.9. Comportamiento de la caída de presión en una prueba de incremento de presión (Gallardo, 2014).

En esta sección se describen algunas modificaciones realizadas a la EBM en sistemas compactos para utilizar valores de la presión transitoria, observada en la RTM, en lugar de las presiones estabilizadas de la RTL.

2.6.1 Método de p/Z transitorio

El método p/Z transitorio fue desarrollado para substituir las presiones obtenidas en la parte temprana de la RTM, una vez que han finalizado los efectos de almacenamiento, en lugar de las observadas en la RTL.

Este método se basa en la teoría definida para determinar el potencial absoluto de flujo de los pozos de gas (Rawlins y Schellhardt, 1935; Houpert, 1959), y las modificaciones realizadas por Cullender (1955) y Katz (1959), que demostraron que, definiendo el radio de drene (r_d) de un pozo como:

$$r_d = 0.029 \sqrt{\frac{kt}{\phi\mu c_g}}, \dots\dots\dots (2.35)$$

al cambiar las condiciones de producción de un pozo para diversas pruebas, si todas mantenían la misma duración, se drenaría la misma sección del yacimiento y por ende se podrían caracterizar los parámetros necesarios para determinar el potencial

de flujo del pozo sólo con la presión inicial, y sin necesidad de las mediciones estabilizadas de la presión para cada período de flujo.

Para el caso de la EBM en sistemas de gas, se propone utilizar las presiones transitorias en lugar de las estabilizadas, siempre que la duración de cada período de cierre sea la misma. Esto reduce considerablemente el tiempo requerido para realizar el análisis de un yacimiento de gas.

Cuando las condiciones de producción del yacimiento son a gasto constante, se ha observado que el comportamiento de las líneas de presión transitoria se comportan paralelas a las de la presión estática, y que conforme el tiempo de cierre aumenta, la distancia entre cada una de las líneas se reduce, **Fig. 2.10**.

En este caso, se ajusta una línea a los puntos de presión transitoria y se determina su pendiente, misma que se utiliza junto con el valor de p_i/Z_i –que es el único valor estático conocido– para determinar el volumen original de gas en el yacimiento extrapolando con el eje de la producción acumulada. Siempre que pueda comprobarse que las líneas transitorias son paralelas, puede evitarse el uso de la presión estática.

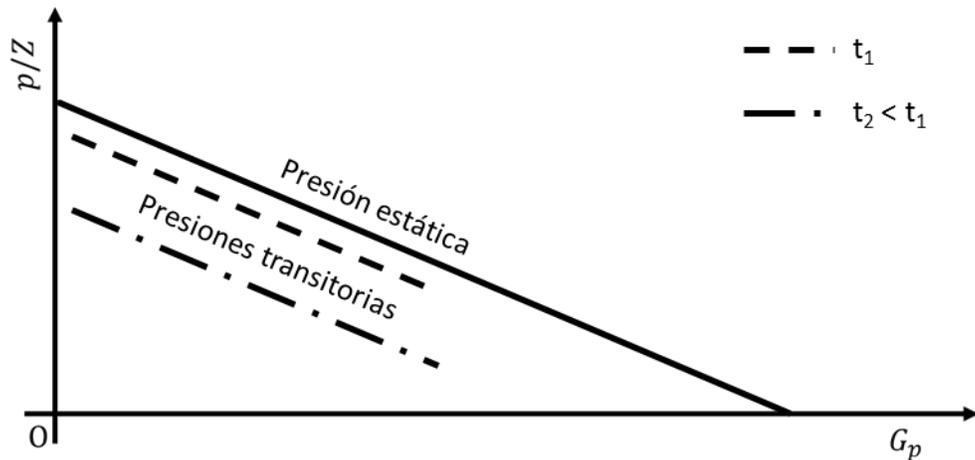


Figura 2.10. Comparación entre los gráficos de p/Z estático y transitorios para condiciones de producción a gasto constante (Modificado de Poston and Berg, 1997).

Por otro lado, cuando se produce a presión de fondo fluyente (p_{wf}) constante, se ha observado que las líneas de transitorias convergen sobre la línea de la presión estática en el valor correspondiente a p_{wf} , **Fig. 2.11**. En este caso se traza una línea recta con los valores de $(p/Z)_i$ y $(p/Z)_{wf}$ para determinar la pendiente, y el valor de G puede estimarse extrapolando hacia el eje de la producción acumulada nuevamente.

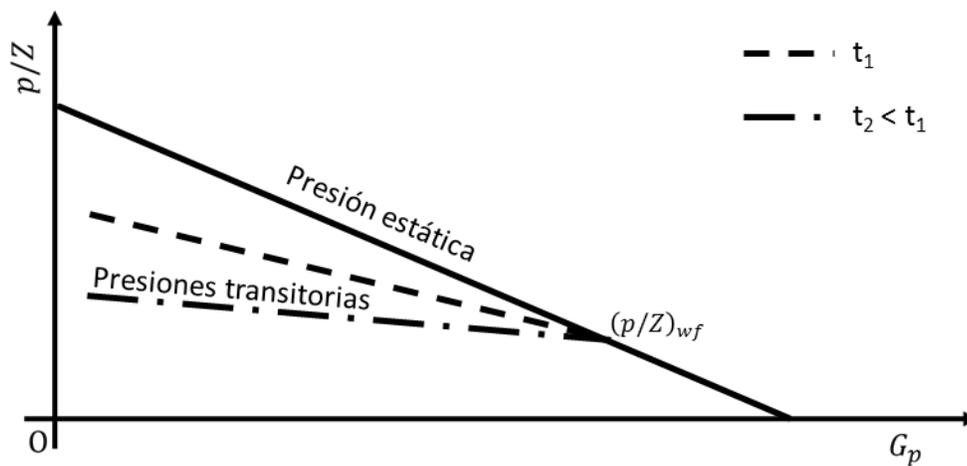


Figura 2.11 Comparación entre los gráficos de p/Z estático y transitorios para condiciones de producción a presión constante (Modificado de Poston and Berg, 1997).

Debido a la alta variación en las propiedades del gas con la presión, y por efecto de la reducción tan drástica en la movilidad (k/μ) que se tiene en algunos yacimientos compactos, se ha observado que los métodos de que usan la presión transitoria en la EBM suelen subestimar el volumen original de gas en el yacimiento. En el caso de los pozos productores a gasto constante, no se observan líneas paralelas a la de presión estática, y en el de los pozos productores a presión de fondo constante no convergen dentro de la línea construida con las presiones estabilizadas. Normalmente esto resulta más evidente en yacimientos cuyas presiones son menores a 1500 *psia*, y mejora substancialmente en yacimientos sobrepresionados por la disminución en la compresibilidad observada por la cercanía que existe entre las moléculas del gas.

Los errores descritos pueden ser corregidos mediante el uso de un tiempo ajustado que indicará el tiempo al que debe medirse la presión una vez cerrado el pozo para compensar los efectos de la compresibilidad del gas. Para ello se determina el tiempo de cierre adimensional considerando el producto viscosidad compresibilidad del gas a condiciones iniciales, $(\mu c_g)_i$, como:

$$t_{Di} = \frac{0.000264k}{\phi(\mu c_g)_i r_w^2} t, \dots\dots\dots (2.36)$$

y la permeabilidad y la porosidad se asumen constantes. Posteriormente se calcula un coeficiente de escalamiento a , que relaciona las propiedades del fluido que son de interés para la medición de la presión esperada:

$$a = \frac{(\mu c_g q)_i}{(\mu c_g q)_n} \dots\dots\dots (2.37)$$

Una vez que se conoce el factor de escalamiento correspondiente, se estima el tiempo de cierre ajustado adimensional:

$$t_{Dn} = \left[\frac{A}{C_A r_w^2} \right]^{1-a} (t_{Di})^a, \dots\dots\dots (2.38)$$

donde A es el área de drene total del yacimiento y C_A es el factor de forma de Dietz. Finalmente, se convierte el tiempo a una magnitud real como:

$$t_n = \frac{\phi(\mu c_g)_n r_w^2}{0.000264k} t_{Dn} \dots\dots\dots (2.39)$$

Dado que el producto μc_g aumenta conforme se reduce la presión, por la alta compresibilidad del gas, cada vez se requerirá un tiempo de cierre mayor –y por ende que el pozo tenga una mayor área de drene– para compensar este efecto y lograr líneas paralelas a la presión estática con las presiones transitorias, en el caso de producción a gasto constante; o líneas convergentes sobre la línea de presión estabilizada para el caso de producción a p_{wf} constante. Las **Ecs. 2.35 a 2.38** son válidas para ambos casos.

2.7 Modelo equivalente de gas para líquidos producidos

En ocasiones, cuando se desconoce el comportamiento volumétrico del agua y condensado y la producción de líquidos no es muy grande, es conveniente agrupar a estos componentes y tratar al sistema como un yacimiento de gas seco. Para ello, puede determinarse el equivalente de un barril de condensado medido a condiciones estándar mediante la ecuación de gases ideales:

$$V = \frac{nRT_e}{p_e} = \frac{350.15\gamma_o(10.732)(520)}{M_o(14.7)} = 132849 \frac{\gamma_o}{M_o} \left[\frac{scf}{STB} \right], \quad \dots\dots\dots (2.40)$$

donde n se determina en $lb - m mole/STB$ de condensado mediante la siguiente relación:

$$n = \rho_w \gamma_o / M_o, \quad \dots\dots\dots (2.41)$$

donde ρ_w es $350.16 lb - m/STB$. El peso molecular del aceite, M_o , puede medirse directamente o estimarse como:

$$M_o = \frac{5954}{\gamma_{API} - 8.811} = \frac{42.43\gamma_o}{1.008 - \gamma_o}. \quad \dots\dots\dots (2.42)$$

Un valor típico para el gas equivalente del condensado es de 700 a 750 scf/STB. La Ec. 2.39 puede aplicarse al agua cuando esta se presenta como vapor, y el agua producida como líquido debe manejarse como parte de W_e y W_p en el término ΔW . Debido a que $M_w = 18$ y $\gamma_w = 1$, el gas equivalente de un barril de agua se reduce a $V = 7380 scf/STB$.

2.8 Yacimientos de gas y condensados

Por su composición, estos yacimientos exhiben diversos comportamientos, dependiendo de si se encuentran o no sobre el punto de rocío, y permiten la existencia de hasta tres fases fluidas: agua, gas y líquido condensado; toda vez que el gas presente se constituye tanto de componentes hidrocarburos, gases inertes, y vapor de agua.

Por encima del punto de rocío, además de la expansión de la fase gaseosa, la declinación de la presión en un yacimiento de gas y condensados provoca que una porción del agua nativa se vaporice para permanecer en equilibrio con el vapor de agua existente; con lo que la saturación de la fase gaseosa en el medio poroso aumenta de forma considerable. Sin embargo, por debajo del punto de rocío, y conforme comienza la condensación de líquidos, el volumen de poros disponible para la fase gaseosa disminuye nuevamente.

2.8.1 Yacimientos volumétricos de gas y condensados

En estos yacimientos, a presiones sobre la del punto de rocío, el gas contiene una cantidad considerable de moléculas que permiten la formación de condensados, y conforme la presión se reduce por debajo del punto de rocío, una porción de esta forma una fase líquida de hidrocarburos, que a menudo resulta inmóvil en el yacimiento.

De esta manera, considerando que la presión inicial del yacimiento está por encima del punto de rocío, el volumen del yacimiento (V_{pi}) está ocupado inicialmente por hidrocarburos en la fase gaseosa (V_{hVi}), **Fig. 2.12**:

$$V_{pi} = V_{hVi}, \dots\dots\dots (2.43)$$

toda vez que el volumen del yacimiento ocupado por los hidrocarburos en la fase gaseosa puede escribirse como:

$$V_{hVi} = G_T B_{gi}, \dots\dots\dots (2.44)$$

donde G_T incluye el gas y el equivalente de los condensados producidos.

Considerando que la condensación de las fases puede tener lugar por debajo del punto de rocío, el volumen poroso puede representarse como:

$$V_p = V_{hV} + V_{hL}, \dots\dots\dots (2.45)$$

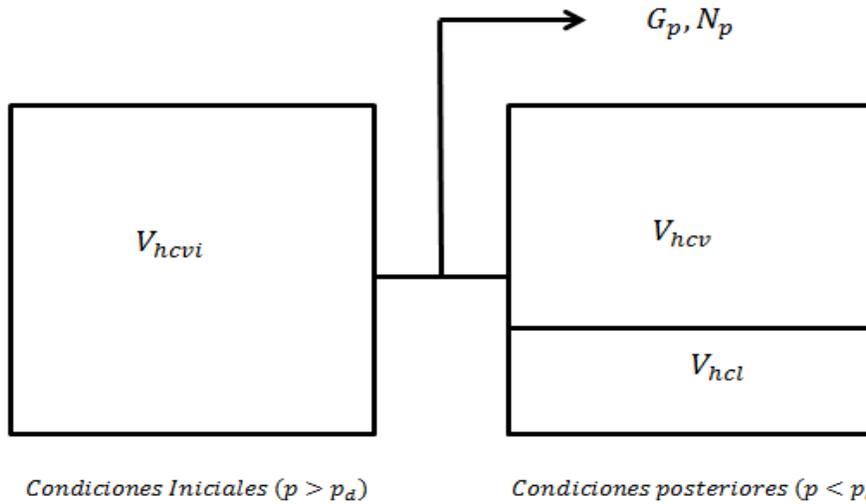


Figura 2.12. Modelo de balance de materia de un yacimiento de gas y condensado que muestra el comportamiento de las fases en el volumen poroso a condiciones iniciales, y por debajo del punto de rocío (Modificado de Lee y Wattenbarger, 1996).

donde V_{hV} es la cantidad de hidrocarburos gaseosos que permanece como gas, y V_{hL} , la cantidad de hidrocarburos líquidos condensados; toda vez que la **Ec. 2.44** asume que la expansión de la roca y la vaporización del agua son insignificantes.

Con la saturación de líquidos hidrocarburos condensados (S_{hL}), se tiene que:

$$V_{hV} = (1 - S_{hL})V_p, \dots\dots\dots (2.46)$$

$$V_{hL} = S_{hL}V_p. \dots\dots\dots (2.47)$$

y como el volumen de hidrocarburos que permanece como vapor a las condiciones dadas es

$$V_{hV} = (G_T - G_{pT})B_g, \dots\dots\dots (2.48)$$

La Ec. 2.44 puede expresarse como:

$$V_p = (G_T - G_{pT})B_g + \frac{S_{hL}(G_T - G_{pT})B_g}{(1 - S_{hL})}, \dots\dots\dots (2.49)$$

y considerando que el volumen poroso no cambia, al incluir la Ec. 2.43 se tiene:

$$G_T B_{gi} = (G_T - G_{pT}) B_g + \frac{S_{hL} (G_T - G_{pT}) B_g}{1 - S_{hL}}, \quad \dots \quad (2.50)$$

y al substituir $B_{gi}/B_g = (pZ_i)/(p_iZ)$ y reorganizar:

$$(1 - S_{hL}) \frac{p}{Z} = \frac{p_i}{Z_i} \left(1 - \frac{G_{pT}}{G_T}\right). \quad \dots \quad (2.51)$$

Lo que sugiere que una gráfica de $(1 - S_{hL})(p/Z)$ contra G_{pT} será una línea recta de la cual puede estimarse a G_T . No obstante, la correcta aplicación de la Ec. 2.50 requiere estimaciones de los volúmenes de hidrocarburos líquidos formados como una función de la presión por debajo del punto de rocío, siendo la fuente más precisa de estas estimaciones un análisis de laboratorio de los fluidos del yacimiento. Desafortunadamente, no siempre se tiene acceso a estas pruebas.

Una forma alternativa de presentar la ecuación de balance de materia es:

$$G_T B_{2gi} = (G_T - G_{pT}) B_{2g}, \quad \dots \quad (2.52)$$

donde $G_T B_{2gi}$ es el volumen del yacimiento que es ocupado por los moles totales que existen como gas y condensados, pero representados en un estado gaseoso equivalente a la presión inicial del yacimiento sobre el punto de rocío; $(G_T - G_{pT}) B_{2g}$ es el volumen poroso total ocupado por los moles remanentes en un momento dado, pero representados en un estado gaseoso equivalente a ese instante; y B_{2gi} y B_{2g} son los factores de volumen del gas en términos del factor Z de dos fases a las condiciones iniciales y dadas, respectivamente, y que son:

$$B_{2g} = \frac{p_E Z_2 T}{T_E p}. \quad \dots \quad (2.53)$$

Considerando que $B_{2gi}/B_{2g} = (pZ_{2i})/(p_iZ_2)$, al reacomodar la Ec. 2.51 y substituir la relación de factores de volumen se tiene:

$$\frac{p}{Z_2} = \frac{p_i}{Z_{2i}} \left(1 - \frac{G_{pT}}{G_T}\right). \quad \dots \quad (2.54)$$

La Ec. 2.53 muestra que al graficar p/Z_2 contra G_{pT} , se obtendrá una línea recta para un yacimiento volumétrico de gas y condensados.

2.8.2 Sistemas de gas y condensados con vaporización del agua

En los yacimientos de gas y condensado donde ocurren cambios en las fases, tanto en las de hidrocarburos como en el agua, puede plantearse que el volumen del yacimiento es:

$$V_{pi} = V_{vi} + V_{wi}, \quad \dots\dots\dots (2.55)$$

donde V_{wi} es el volumen inicial del yacimiento ocupado por el agua líquida y V_{vi} es el volumen inicial ocupado por el vapor. Si la presión del yacimiento está por encima del punto de rocío, el agua congénita es la única fase líquida presente; entonces, de acuerdo a la saturación de agua inicial (S_{wi}), se tiene que:

$$V_{wi} = S_{wi}V_{pi}, \quad \dots\dots\dots (2.56)$$

y para la fase vapor:

$$V_{vi} = (1 - S_{wi})V_{pi}. \quad \dots\dots\dots (2.57)$$

En este caso, la fracción volumen del vapor que corresponde al agua es:

$$y_{wi} = \frac{V_{wvi}}{V_{vi}}. \quad \dots\dots\dots (2.58)$$

y la que corresponde a los gases hidrocarburos es:

$$(1 - y_{wi}) = \frac{V_{hvi}}{V_{vi}}, \quad \dots\dots\dots (2.59)$$

donde V_{wvi} es el volumen inicial de yacimiento ocupado por el vapor de agua, y V_{hvi} es el que ocupan los hidrocarburos en estado gaseoso inicialmente. De esta manera, substituyendo la Ec. 2.56 en la 2.58 se obtiene:

$$V_{vhi} = V_{pi}(1 - S_{wi})(1 - y_{wi}). \dots\dots\dots (2.60)$$

Finalmente, dado que la fase inicial de hidrocarburos es:

$$V_{hvi} = GB_{gi}, \dots\dots\dots (2.61)$$

se establece que:

$$V_{pi} = \frac{GB_{gi}}{(1 - S_{wi})(1 - y_{wi})}. \dots\dots\dots (2.62)$$

La forma final de la EBM depende del valor del punto de rocío.

2.8.3 Declinación de la presión sobre el punto de rocío

Debido a que la presión del yacimiento es mayor a la del punto de rocío, no hay condensación del gas hidrocarburo. Sin embargo, conforme declina la presión, y una mayor cantidad de agua se vaporiza, se reduce la saturación de agua líquida, **Fig. 2.13**; y la fracción del volumen del medio poroso ocupada por el agua congénita remanente en un momento dado (S_w) es:

$$V_w = S_w V_p, \dots\dots\dots (2.63)$$

mientras que el volumen de la fase vapor se representa como:

$$V_v = (1 - S_w)V_p. \dots\dots\dots (2.64)$$

Además, la fracción de agua que existe en la fase vapor se representa como:

$$y_w = V_{wv}/V_v, \dots\dots\dots (2.65)$$

y la de hidrocarburos gaseosos:

$$(1 - y_w) = V_{hv}/V_v \dots\dots\dots (2.66)$$

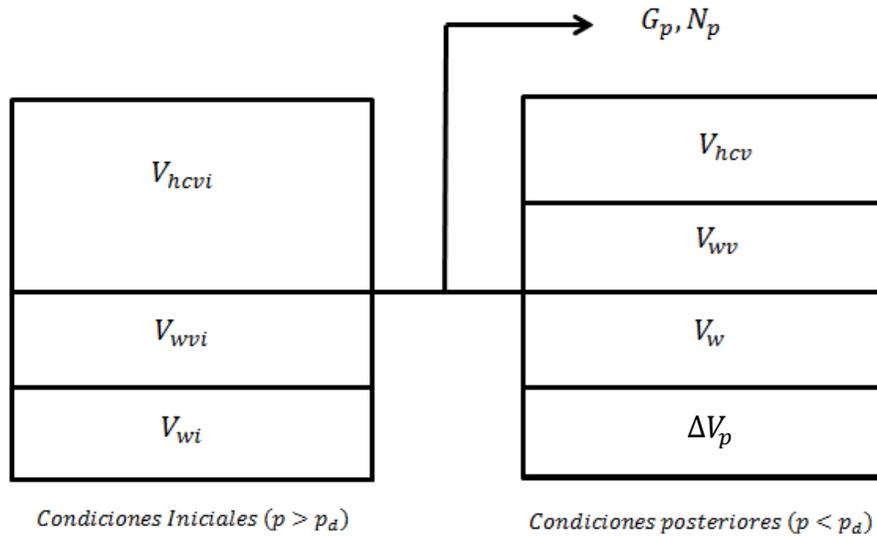


Figura 2.13. Modelo de balance de materia de un yacimiento de gas y condensados sobre la presión de rocío y con vaporización de agua, que muestra el comportamiento de las fases en el volumen poroso a condiciones iniciales y posteriores (Modificado de Lee y Wattenbarger, 1996).

Si sustituimos la Ec. 2.63 en la Ec. 2.65, la ecuación que representa el volumen de hidrocarburos en estado gaseoso en un momento en el yacimiento es:

$$V_{hv} = V_p(1 - S_w)(1 - y_w), \quad \dots\dots\dots (2.67)$$

y como V_{hv} en un momento dado es:

$$V_{hv} = (G - G_p)B_g. \quad \dots\dots\dots (2.68)$$

con lo que al combinar las **Ecs. 2.66** y **2.67**, se obtiene la expresión que representa el volumen poroso disponible en un momento dado:

$$V_p = \frac{(G - G_p)B_g}{(1 - S_w)(1 - y_w)}. \quad \dots\dots\dots (2.69)$$

Como los yacimientos geopresionados de gas, un sistema sobre-presionado de gas y condensado también experimenta cambios significativos en su volumen poroso por efecto de la caída de presión. Por lo tanto, los cambios en el volumen de los sólidos en la formación se consideran como:

$$\Delta V_p = \frac{\bar{C}_f(p_i - p)GB_{gi}}{(1 - S_{wi})(1 - y_{wi})}, \dots\dots\dots (2.70)$$

con lo que, al realizar un balance, considerando que el volumen poroso inicial debe ser igual al existente en un momento dado más los cambios por compactación, se tiene:

$$\frac{GB_{gi}}{(1 - S_{wi})(1 - y_{wi})} = \frac{(G - G_p)B_g}{(1 - S_w)(1 - y_w)} + \frac{\bar{C}_f(p_i - p)GB_{gi}}{(1 - S_{wi})(1 - y_{wi})}, \dots\dots\dots (2.71)$$

y reordenando términos:

$$G \frac{(1 - S_w)(1 - y_w)}{(1 - S_{wi})(1 - y_{wi})} \frac{B_{gi}}{B_g} [1 - \bar{C}_f(p_i - p)] = G - G_p, \dots\dots\dots (2.72)$$

así, substituyendo $B_{gi}/B_g = pZ_i/Zp_i$ en la **Ec. 2.71** y reordenando, llega a que

$$\frac{(1 - S_w)(1 - y_w)}{(1 - S_{wi})(1 - y_{wi})} [1 - \bar{C}_f(p_i - p)] \frac{p}{Z} = \frac{p_i}{Z_i} - \frac{p_i}{Z_i} \frac{G_p}{G} \dots\dots\dots (2.73)$$

que muestra la forma de una línea recta al graficar $[(1 - S_w)(1 - y_w)/(1 - S_{wi})(1 - y_{wi})][1 - \bar{C}_f(p_i - p)]p/Z$ contra G_p , cuya pendiente es $-p_i/Z_iG$ y su ordenada al origen es p_i/z_i . Para este gráfico, cuando $p/Z = 0$, la línea indicará un valor de $G_p = G$. Debe observarse que, cuando la saturación de agua permanece constante durante la vida del yacimiento ($S_w = S_{wi}$ y $y_w = y_{wi}$), si los efectos de compactación son despreciables, la Ec. 2.72 se reduce a la de un yacimiento volumétrico de gas seco, pues no hay condensación de líquidos.

2.8.4 Declinación de la presión por debajo del punto de rocío

Una vez alcanzada la presión de rocío, y conforme se abate la presión, comienza a condensar líquido del gas en el yacimiento, **Fig. 2.14**. En muchos sistemas, esta fase permanece inmóvil.

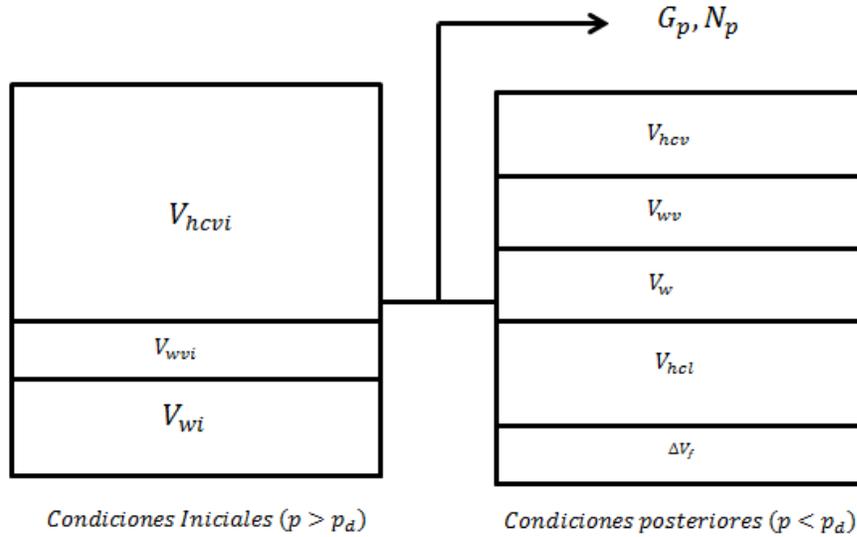


Figura 2.14. Modelo de balance de materia de un yacimiento de gas y condensados por debajo de la presión de rocío y con vaporización de agua, que muestra las fases presentes a condiciones iniciales y posteriores (Modificado de Lee y Wattenbarger, 1996).

De esta manera, la EBM resultante es:

$$\frac{GB_{gi}}{(1 - S_{wi})(1 - y_{wi})} = \frac{(G - G_p)B_g}{(1 - S_w - S_{hL})(1 - y_w)} + \frac{\bar{c}_f(p_i - p)GB_{gi}}{(1 - S_{wi})(1 - y_{wi})}, \dots\dots\dots (2.74)$$

y al reacomodar términos, se tiene:

$$\frac{(1 - S_w - S_{hL})(1 - y_w)}{(1 - S_{wi})(1 - y_{wi})} [1 - \bar{c}_f(p_i - p)] \frac{p}{Z_2} = \frac{p_i}{Z_{2i}} - \frac{p_i}{Z_{2i}} \frac{G_p}{G}. \dots\dots\dots (2.75)$$

En este caso, al graficar $(1 - S_w - S_{hL})(1 - y_w)[1 - \bar{c}_f(p_i - p)](p/Z_2)/(1 - S_{wi})(1 - y_{wi})$ contra G_p se forma una línea recta con pendiente igual a $-p_i/Z_{2i}G$ y una intersección igual a p_i/Z_{2i} . La extrapolación de la recta en $p/Z_2 = 0$ proporciona una estimación del volumen original de gas en el yacimiento. Por su parte, la producción de gas debe incluir tanto al gas como al equivalente gaseoso de los condensados producidos.

La correcta aplicación de la Ec. 2.75 también requiere estimaciones del volumen de hidrocarburos líquidos formado a presión por debajo del punto de rocío. La fuente más precisa de estas estimaciones es un análisis de laboratorio de las

muestras de los fluidos del yacimiento. Las saturaciones de los líquidos se obtienen a partir de un estudio de agotamiento a volumen constante. Tenga en cuenta que este tipo de estudio de laboratorio de fluido asume que los hidrocarburos líquidos formados en el yacimiento son inmóviles. Esta suposición es válida para la mayoría de los yacimientos de gas y condensados; sin embargo, algunos sistemas poseen saturaciones de líquidos móviles. Para estas condiciones, se requieren simuladores composicionales para predecir el comportamiento futuro con precisión.

Nomenclatura.

B_g = Factor de volumen del gas; G = Volumen original de gas;
 $ft^3 @ c.y./ft^3 @ c.s.$ $ft^3 @ c.s.$

B_{ga} = Factor de volumen del gas a la G_p = Producción acumulada de
 presión de abandono gas; $ft^3 @ c.s.$
 $ft^3 @ c.y./ft^3 @ c.s.$

B_{gi} = Factor de volumen del gas G_T = Vol. de gas total inicial
 inicial; $ft^3 @ c.y./ft^3 @ c.s.$ incluyendo el gas y el equivalente
 de los condensados producidos;

B_{2gi} = Factor de volumen del gas en k = Permeabilidad; *darcy*.
 términos del factor Z de dos fases a N = Volumen original de aceite;
 condiciones iniciales; $RB/Mscf.$ $ft^3 @ c.s.$

B_{2g} = Factor de volumen del gas en M_o = Peso molecular del líquido;
 términos del factor Z de dos fases a $g \cdot mol^{-1}.$
 las condiciones dadas; $RB/Mscf.$ n = Número de moles.

B_w = Factor de volumen del agua; n_i = Número de moles iniciales.
 $ft^3 @ c.y./ft^3 @ c.s.$

C_f = Factor de compresibilidad de la N_p = Volumen de aceite producido
 formación; $psia^{-1}.$ acumulado; $ft^3 @ c.s.$

C_w = Factor de compresibilidad del n_p = Número de moles producidos.
 agua; $psia^{-1}.$

E_{fw} = Expansión del sistema roca- n_r = Número de moles
 fluido; $ft^3.$ remanentes.

E_{fw} = Expansión del sistema roca- p = Presión; *psia*.
 fluido; $ft^3.$

E_g = Expansión del gas; $ft^3.$ $p_{C.E}$ = Presión a cond. estándar.

E_{gi} = Expansión inicial del gas; $ft^3.$ p_r = Presión reducida.

E_{gi} = Expansión inicial del gas; $ft^3.$ p_i = Presión inicial; *psia*.

F = Producción acumulada; *Bbl*. r_d = Radio de drene; *ft*.

S_{gr} = Saturación del gas residual; <i>fracción.</i>	V_{wi} = Volumen inicial del yacimiento ocupado por el agua líquida; ft^3 .
S_{hL} = Saturación de los hidrocarburos líquidos condensados; <i>fracción.</i>	V_{wvi} = Volumen inicial del yacimiento ocupado por el vapor de agua; ft^3 .
S_{wi} = Saturación de agua inicial; <i>fracción.</i>	W_e = Entrada acumulada de agua al yacimiento; $ft^3 @ c. s.$
t = Tiempo; <i>seg.</i>	W_p = Producción acumulada de agua; $ft^3 @ c. s.$
$T_{C.E}$ = Temperatura a condiciones estándar; $^{\circ}F$.	y_w = Fracción de agua que existe en la fase vapor.
t_{Di} = Tiempo de cierre adimensional.	Z = Factor de compresibilidad.
t_{Dn} = Tiempo de cierre ajustado adimensional.	Z_g = Factor de compresibilidad de la fase gas.
V_{hL} = Volumen de hidrocarburos líquidos condensados; ft^3 .	Z_i = Factor de compresibilidad inicial.
V_{hV} = Volumen de hidrocarburos gaseosos que permanecen como gas; ft^3 .	Z_l = Factor de compresibilidad de la fase líquida.
V_{hvi} = Volumen de hidrocarburos en estado gaseoso inicialmente; ft^3 .	Z_2 = Factor de compresibilidad de dos fases.
V_i = Volumen inicial; ft^3 .	Z_{2i} = Factor de compresibilidad inicial de dos fases.
V_{pi} = Volumen poroso inicial; ft^3 .	γ_{API} = densidad del aceite; $^{\circ}API$.
V_r = Volumen remante; ft^3 .	γ_g = Densidad relativa del gas.
V_{hL} = Volumen de los hidrocarburos líquidos condensados; ft^3 .	γ_o = Densidad relativa de los hidrocarburos líquidos.
V_v = Volumen de la fase vapor; ft^3 .	= Porosidad; <i>fracción.</i>

V_{v_i} = Volumen inicial ocupado por el vapor; ft^3 .

Capítulo 3. Flujo de gas a través de medios porosos

La descripción del flujo de fluidos a través de medios porosos se fundamenta en la aplicación de los principios físicos de conservación de la masa, cantidad de movimiento y energía; que, junto a expresiones constitutivas, permiten conformar una ecuación de flujo. A menos que se intente representar un proceso de recuperación térmica, la ley de conservación de la energía no es empleada en los problemas de flujo en yacimientos, pues se supone que el proceso ocurre bajo condiciones isotérmicas.

3.1 Ecuación diferencial de continuidad de la materia

La ecuación diferencial de continuidad de la materia (EDCM) resulta de la aplicación local del principio de conservación de la materia sobre un elemento de volumen representativo (EVR) de un medio poroso; con lo que se tiene:

$$\nabla \cdot (\rho_f \mathbf{v}) = -\frac{\partial}{\partial t}(\phi S_f \rho_f), \quad \dots\dots\dots (3.1)$$

3.2 Ecuación de transporte tipo Darcy

La ecuación de Darcy que permite representar el transporte de fluidos en un medio poroso debido a las fuerzas viscosas es:

$$\mathbf{v}_f = -k \frac{k_{rf}}{\mu_f} \nabla p_f. \quad \dots\dots\dots (3.2)$$

Las principales suposiciones realizadas en la **Ec. 3.2**, así como sus limitantes, se listan a continuación:

- **Suposición:** El flujo es principalmente debido a las fuerzas viscosas.
- **Limitante:** El flujo debe ser laminar para que las fuerzas viscosas sean dominantes.
- **Suposición:** El movimiento de la fase depende de las propiedades promedio del yacimiento
- **Limitante:** Aplicable sólo a escalas macroscópicas.
- **Suposición:** Las propiedades del fluido son constantes.
- **Limitante:** La temperatura y composición deben ser constantes.

3.3 Tipos de fluidos de acuerdo a su compresibilidad

La Fig. 3.1 compara el comportamiento de la densidad de diferentes modelos de fluidos con la del aceite. Puede observarse que a condiciones de bajo-saturación de la fase, este puede ser modelado como un fluido de compresibilidad constante, y que una vez que comienza la liberación de gas, este debe tratarse como un fluido compresible. Por otro lado, a diferencia del aceite, el caso de un gas debe ser tratado como un fluido compresible durante su explotación.

3.4 Ecuación de difusividad

Para este desarrollo se considera el flujo isotérmico de un fluido ligeramente y de compresibilidad constante, que el fenómeno ocurre en un medio poroso isótropo y homogéneo cuyas propiedades no dependen de la presión, que sólo una fase satura al sistema, y que la densidad es:

$$c = \frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial p} \right)_T, \dots\dots\dots (3.3)$$

Así, la ecuación de continuidad de la materia resulta:

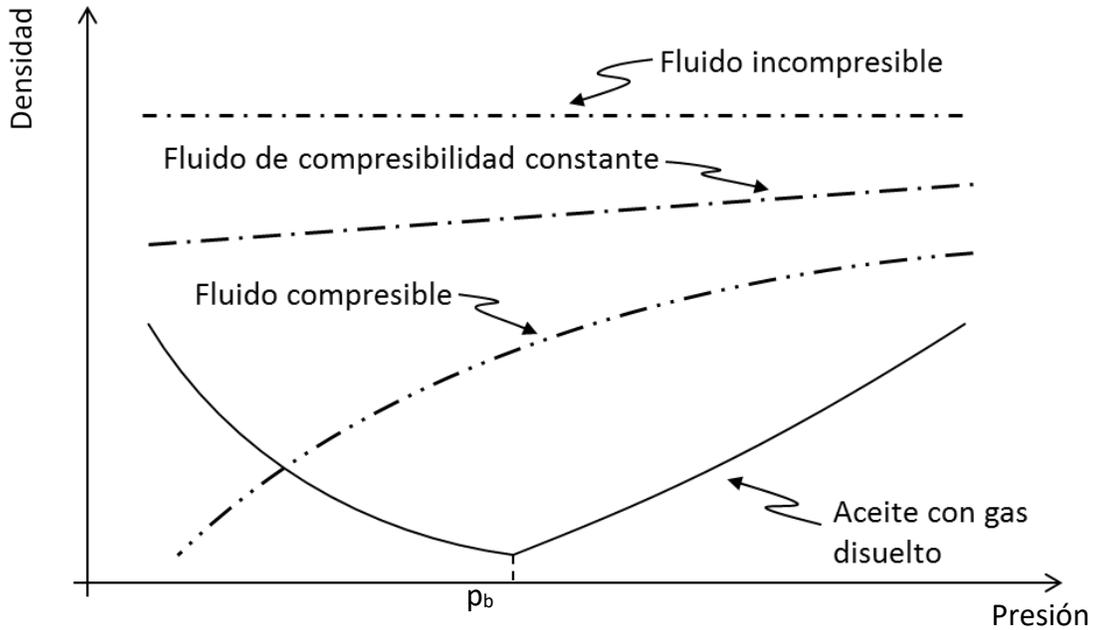


Figura 3.1. Comportamiento de la densidad de diferentes fluidos (Gallardo, 2014).

$$\nabla \cdot (\rho \mathbf{v}) = -\frac{\partial}{\partial t}(\phi \rho), \quad \dots\dots\dots (3.4)$$

y la ecuación de Darcy es:

$$\mathbf{v} = -\frac{k}{\mu} \nabla p. \quad \dots\dots\dots (3.5)$$

De esta manera, al combinar las Ecs. 3.4 y 3.5 se obtiene:

$$\frac{k}{\mu} \nabla \cdot (\rho \nabla p) = \frac{\partial}{\partial t}(\phi \rho), \quad \dots\dots\dots (3.6)$$

lo que al desarrollar el lado derecho y multiplicar por la variación de la presión respecto de la presión en el izquierdo permite:

$$\frac{k}{\mu} [\nabla \rho \cdot \nabla p + \rho \nabla^2 p] = \frac{\partial}{\partial p}(\phi \rho) \frac{\partial p}{\partial t} = \left[\rho \frac{\partial \phi}{\partial p} + \phi \frac{\partial \rho}{\partial p} \right] \frac{\partial p}{\partial t},$$

y considerando el siguiente cambio de variable:

$$\nabla \rho = \nabla p \frac{\partial \rho}{\partial p} = \left(\frac{\partial p}{\partial x_1}, \frac{\partial p}{\partial x_2}, \frac{\partial p}{\partial x_3} \right) \frac{\partial \rho}{\partial p} = \left(\frac{\partial \rho}{\partial x_1}, \frac{\partial \rho}{\partial x_2}, \frac{\partial \rho}{\partial x_3} \right), \quad \dots\dots\dots (3.7)$$

se llega a:

$$\frac{k}{\mu} [(\nabla p)^2 \cdot \frac{\partial \rho}{\partial p} + \rho \nabla^2 p] = \frac{\partial}{\partial p} (\phi \rho) \frac{\partial p}{\partial t} = \left[\rho \frac{\partial \phi}{\partial p} + \phi \frac{\partial \rho}{\partial p} \right] \frac{\partial p}{\partial t} \quad (3.8)$$

La variación de la densidad respecto de la presión puede conocerse de la Ec. 3.3, mientras que la variación de la porosidad puede describirse como:

$$c_f = \frac{1}{\phi} \left(\frac{\partial \phi}{\partial p} \right)_T, \quad (3.9)$$

con lo que al incluirlas en la Ec. 3.8 se obtiene:

$$\frac{k}{\mu} [(\nabla p)^2 \cdot \rho c + \rho \nabla^2 p] = \frac{\partial}{\partial p} (\phi \rho) \frac{\partial p}{\partial t} = [\rho \phi c_f + \phi \rho c] \frac{\partial p}{\partial t}$$

donde al considerar que los gradientes de presión deben ser pequeños para que la Ec. 3.5 sea válida, que la compresibilidad de un fluido ligeramente compresible es pequeña y los gradientes pequeños; al reacomodar, la expresión resultante es:

$$\nabla^2 p = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t}, \quad (3.10)$$

donde la compresibilidad total es $c + c_f$. Cuando se asume que las propiedades del sistema permanecen constantes, la **Ec. 3.10** se reescribe como

$$\nabla^2 p = \frac{1}{\eta} \frac{\partial p}{\partial t}, \quad (3.11)$$

y es denominada Ecuación de Difusividad. El término η se conoce como constante de difusividad hidráulica, y su valor indica la velocidad de propagación de los estímulos de presión en el yacimiento. Los parámetros más sensibles de esta constante son la viscosidad y la permeabilidad. A diferencia de la Ec. 3.10, la **Ec. 3.11** es una ecuación lineal y puede resolverse en forma analítica.

El desarrollo de los operadores Laplaciano (∇^2) y divergencia ($\nabla \cdot$) se muestra para coordenadas rectangulares, cilíndricas y esféricas en la **Tabla 3.1**.

Tabla 3.1. Definiciones de los operadores divergencia y Laplaciano en diferentes geométricas de flujo (Modificado de Bird et al., 1960)*

Tres dimensiones	Una dimensión
Coordenadas Rectangulares	
$(\nabla \cdot \mathbf{F}) = \frac{\partial F_x}{\partial x} + \frac{\partial F_y}{\partial y} + \frac{\partial F_z}{\partial z}$	$(\nabla \cdot \mathbf{F}) = \frac{\partial F_x}{\partial x}$
$(\nabla^2 F) = \frac{\partial^2 F}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 F}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 F}{\partial z^2}$	$(\nabla^2 F) = \frac{\partial^2 F}{\partial x^2}$
Coordenadas Cilíndricas	
$(\nabla \cdot \mathbf{F}) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r F_r) + \frac{1}{r} \frac{\partial F_\theta}{\partial \theta} + \frac{\partial F_z}{\partial z}$	$(\nabla \cdot \mathbf{F}) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r F_r)$
$(\nabla^2 F) = \frac{1}{r} \frac{\partial^2}{\partial r^2} \left(r \frac{\partial F}{\partial r} \right) + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 F}{\partial \theta^2} + \frac{\partial^2 F}{\partial z^2}$	$(\nabla^2 F) = \frac{1}{r} \frac{\partial^2}{\partial x^2} \left(r \frac{\partial F}{\partial r} \right)$
Coordenadas Esféricas	
$(\nabla \cdot \mathbf{F}) = \frac{1}{r^2} \frac{\partial}{\partial r} (r^2 F_r) + \frac{1}{r \sin \theta} \frac{\partial}{\partial \theta} (\sin \theta F_\theta) + \frac{1}{r \sin \theta} \frac{\partial F_\sigma}{\partial \sigma}$	$(\nabla \cdot \mathbf{F}) = \frac{1}{r^2} \frac{\partial}{\partial r} (r^2 F_r)$
$(\nabla^2 F) = \frac{1}{r^2} \frac{\partial}{\partial r} \left(r^2 \frac{\partial F}{\partial r} \right) + \frac{1}{r^2 \sin \theta} \frac{\partial}{\partial \theta} \left(\sin \theta \frac{\partial F}{\partial \theta} \right) + \frac{1}{r^2 \sin^2 \theta} \frac{\partial^2 F_\sigma}{\partial \sigma^2}$	$(\nabla^2 F) = \frac{1}{r^2} \frac{\partial}{\partial r} \left(r^2 \frac{\partial F}{\partial r} \right)$
Coordenadas Ortogonales Generales**	
$(\nabla \cdot \mathbf{F}) = \frac{1}{a_{x_1} a_{x_2} a_{x_3}} \left[\frac{\partial}{\partial x_1} (a_{x_2} a_{x_3} R_{x_1}) + \frac{\partial}{\partial x_2} (a_{x_1} a_{x_3} R_{x_2}) + \frac{\partial}{\partial x_3} (a_{x_1} a_{x_2} R_{x_3}) \right]$	
$(\nabla^2 F) = \frac{1}{a_{x_1} a_{x_2} a_{x_3}} \left[\frac{\partial}{\partial x_1} \left(\frac{a_{x_2} a_{x_3}}{a_{x_1}} \frac{\partial F}{\partial x_1} \right) + \frac{\partial}{\partial x_2} \left(\frac{a_{x_1} a_{x_3}}{a_{x_2}} \frac{\partial F}{\partial x_2} \right) + \frac{\partial}{\partial x_3} \left(\frac{a_{x_1} a_{x_2}}{a_{x_3}} \frac{\partial F}{\partial x_3} \right) \right]$	

*Donde \mathbf{F} es una función vectorial y F es una función escalar

** Donde a_{x_1} , a_{x_2} y a_{x_3} son los factores de escalamiento

3.5 Estados de flujo en el yacimiento

Como se ha comentado, para estudiar el flujo de fluidos en medios porosos es necesario dar solución a la ecuación de difusión presentada con anterioridad. Para ello se consideran tres diferentes comportamientos de acuerdo a las variaciones de la presión respecto al tiempo en la frontera externa: estacionario, pseudo-estacionario y transitorio. A continuación, se explican los mismos de forma breve.

3.5.1 Estado estacionario

En este caso se tiene un fluido virtualmente incompresible, y no hay cambios respecto al tiempo en el sistema:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} = 0, \quad \dots\dots\dots (3.12)$$

$$\frac{\partial p}{\partial t} = 0. \quad \dots\dots\dots (3.13)$$

Este estado de flujo se define cuando el comportamiento del sistema es dominado por las fronteras externas del yacimiento. Esto puede ocurrir cuando se tiene un acuífero libre, con una recarga superficial, que reemplace completamente el volumen de hidrocarburos extraídos durante la producción. El comportamiento radial del estado estacionario se muestra en la **Fig. 3.2**.

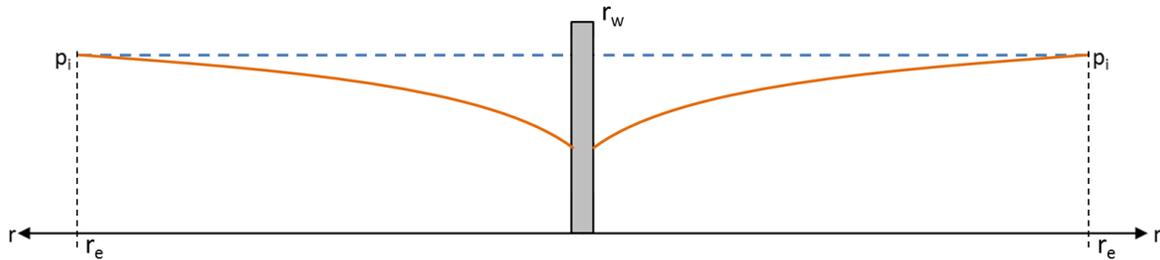


Figura 3.2. Perfil estacionario de presión en un yacimiento radial (Gallardo, 2015).

3.5.2 Estado pseudo-estacionario

Para fluidos compresibles o ligeramente compresibles, cuando no puede establecerse un mantenimiento de presión, se observa que parte de la energía aportada por la diferencia de presión se emplea en su expansión, por lo que en un intervalo de tiempo la densidad y la presión son:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} = cte, \quad \dots\dots\dots (3.14)$$

$$\frac{\partial p}{\partial t} = cte. \quad \dots\dots\dots (3.15)$$

Como el flujo estacionario, el estado pseudo-estacionario se presenta cuando el comportamiento del yacimiento es dominado por las fronteras en un yacimiento

volumétrico. La **Fig. 3.3** presenta el comportamiento radial del flujo pseudo estacionario en un yacimiento. En un sistema de gas, dado que siempre hay expansión, no es posible alcanzar un estado pseudo-estacionario completamente.

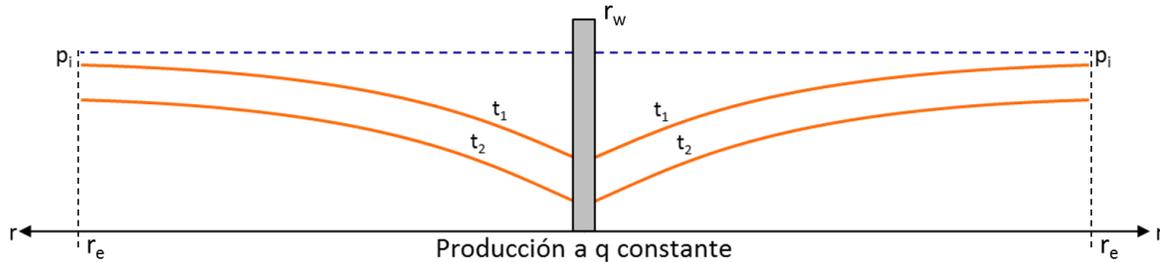


Figura 3.3. Perfil pseudo-estacionario de presión en un yacimiento radial (Gallardo, 2015).

3.5.3 Estado transitorio

Cuando no es posible establecer que el cambio de la presión respecto del tiempo es constante o igual a cero, se tiene el caso de flujo transitorio:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} \neq 0, \dots\dots\dots (3.16)$$

$$\frac{\partial p}{\partial t} \neq 0. \dots\dots\dots (3.17)$$

A diferencia del flujo estacionario y pseudo-estacionario, el flujo transitorio no es dominado por las fronteras externas, por lo que se hace referencia al yacimiento como un sistema infinito o semi-infinito. El comportamiento radial del estado transitorio se muestra en la **Fig. 3.4**.

3.6 Flujo de gas a través del yacimiento

Como se ha mencionado anteriormente, no todos los fluidos pueden considerarse con compresibilidad constante, y para evitar las no-linealidades que surgen en el caso del gas, puede hacerse uso de variables definidas de acuerdo al comportamiento de las propiedades del fluido respecto a la presión y al tiempo.

En esta sección se define a la pseudo-presión, al pseudo-tiempo, y a otras variables convenientes para normalizar el análisis del comportamiento de los yacimientos de gas.

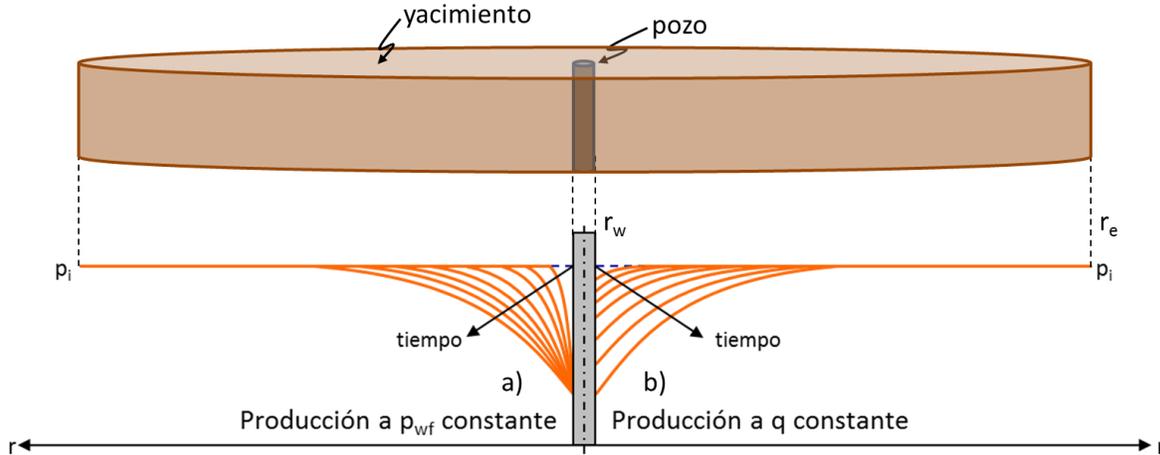


Figura 3.4. Perfil estacionario de presión en un yacimiento radial (Gallardo, 2015).

3.6.1 Pseudo-presión

La pseudo-presión (p_p) es una agrupación de parámetros dependientes de la presión (k , μ y B), y se define como:

$$p_p = 2 \int_{p_0}^p \frac{k}{\mu B} dp, \quad \dots\dots\dots (3.18)$$

donde p_0 es una presión de referencia, normalmente la atmosférica. En muchas ocasiones la variación de la permeabilidad con la presión puede resultar despreciable, por lo que la Ec. 3.18 se reduce a:

$$p_p = 2 \int_{p_0}^p \frac{dp}{\mu B}. \quad \dots\dots\dots (3.19)$$

Para el caso particular del gas, de acuerdo a la ley de los gases reales, la pseudo-presión puede definirse como:

$$p_p = 2 \int_{p_0}^p \frac{kp}{\mu Z} dp. \quad \dots\dots\dots (3.20)$$

Debido a que la pseudo-presión suele tener valores poco prácticos para su análisis, se define a la pseudo-presión aparente como:

$$p_{p_a} = \left[\frac{\mu B}{k} \right]_n \int_{p_0}^p \frac{k}{\mu B} dp, \quad \dots\dots\dots (3.21)$$

donde los valores de k , μ y B utilizados para normalizar a la pseudo-presión son evaluados arbitrariamente a condiciones n de referencia. Usualmente estas condiciones son las iniciales. Las Ecs. 3.20 y 3.21 también pueden ser normalizadas para definir una pseudo-presión aparente. La **Tabla 3.2** muestra un resumen de las definiciones de la pseudo-presión.

Tabla 3.2. Definiciones de la pseudo-presión y pseudo-presión aparente.

Variable	Definición	Ec.
Pseudo-presión	$p_p = 2 \int_{p_0}^p \frac{k}{\mu B} dp$	3.22
Pseudo-presión para sistemas de gas	$p_p = 2 \int_{p_0}^p \frac{kp}{\mu Z} dp$	3.23
Pseudo-presión aparente	$p_{p_a} = \left[\frac{\mu B}{k} \right]_n \int_{p_0}^p \frac{k}{\mu B} dp$	3.24
Pseudo-presión aparente para sistemas de gas	$p_{p_a} = \left[\frac{\mu Z}{kp} \right]_n \int_{p_0}^p \frac{kp}{\mu Z} dp$	3.25

3.6.2 Otras variables de flujo

La **Fig. 3.5** muestra el comportamiento típico del producto μZ como función de la presión para un gas real. En ella pueden apreciarse dos comportamientos: el primero de ellos ocurre a presiones menores a 1500 *psia*, donde el valor del producto μZ permanece relativamente constante.

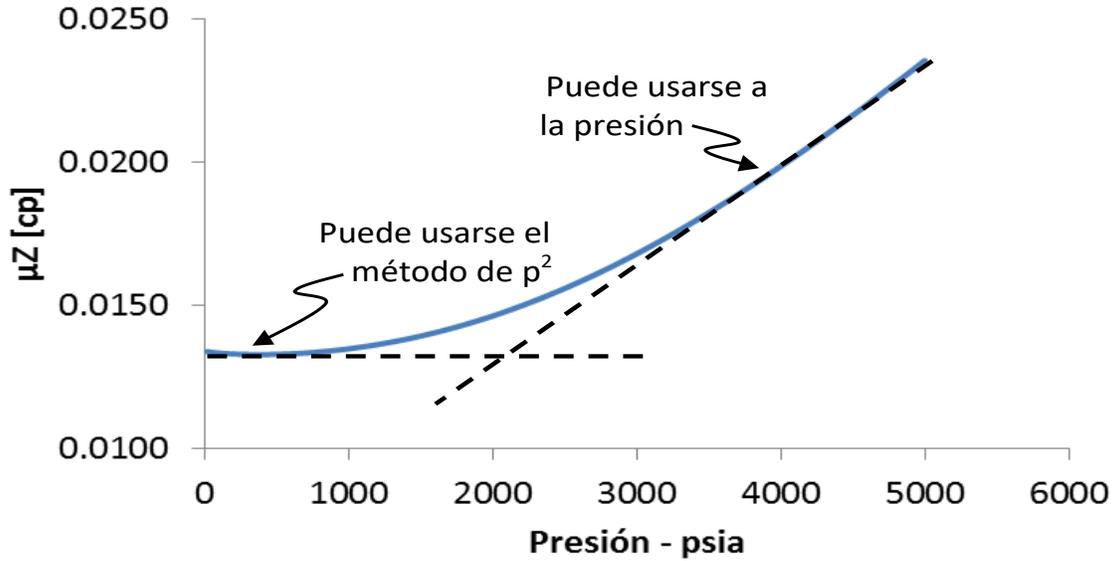


Figura 3.5. Variación isotérmica del producto μZ respecto a la presión.

Durante este período, considerando que $[\mu Z/k]_n = \mu Z/k = cte$, al integrar la Ec. 3.25 se llega a:

$$p_{pa} = \left[\frac{\mu Z}{kp} \right]_n \int_{p_0}^p \frac{kp}{\mu Z} dp = \frac{p^2}{p_n} - \frac{p_0^2}{p_n},$$

donde el término p_0^2/p_n es una constante. De esta manera se tiene que, durante la primera porción del gráfico, el uso de la presión al cuadrado es correcto para el análisis del comportamiento de los gases.

El segundo período, que tiene lugar a presiones mayores a 3000 *psia*, la relación $\mu Z/p$ tiende a ser constante, con lo que tomando a $[\mu Z/kp]_n = \mu Z/kp = cte$, la integral resulta:

$$p_{pa} = p - p_0,$$

demostrándose que, durante este período, el uso de la presión como variable de análisis es adecuado.

En general, el uso de la presión cuadrada mantiene validez a presiones menores de 1500 ó 2000 *psia*, mientras que cuando la presión es mayor a 2500 ó 3000 *psia* puede utilizarse a la presión en forma confiable. No obstante, los valores

que definen las regiones descritas varían con la composición del gas, por lo que es recomendable utilizar siempre a la pseudo-presión.

3.6.3 Pseudo-tiempo

El pseudo-tiempo (t_a) es una transformación definida en términos de la viscosidad y la compresibilidad de la formación como:

$$t_a = \int_0^t \frac{dt}{\mu(p)c_t(p)} \dots\dots\dots (3.26)$$

Así como la pseudo-presión, también es posible normalizar al pseudo-tiempo y definir un pseudo-tiempo aparente como:

$$t_{aa} = [\mu c_t]_n \int_0^t \frac{dt}{\mu(p)c_t(p)} \dots\dots\dots (3.27)$$

Dado que las variables dependen directamente de la presión, que durante el flujo varía con el tiempo, para evaluar el pseudo-tiempo es necesario establecer una correlación directa entre la presión y el tiempo.

3.6.4 Ecuación de flujo para gases reales en términos de las variables aparentes

Partiendo de la Ec. 3.4 y haciendo uso de la ley de los gases reales y de la ley de Darcy, se tiene:

$$\nabla \cdot \left(\frac{pM}{ZRT} \frac{k}{\mu} \nabla p \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{pM}{ZRT} \right),$$

lo que al desarrollar y simplificar los términos constantes resulta:

$$\nabla \cdot \left(\frac{p}{Z} \frac{k}{\mu} \nabla p \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{p}{Z} \right) = \frac{\phi p}{Z} \left[\frac{Z}{p} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{p}{Z} \right) + \frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial t} \right],$$

y proponiendo un cambio de variable para relacionar los cambios de la presión con el tiempo con las variaciones en las propiedades de los materiales:

$$\nabla \cdot \left(\frac{pk}{Z\mu} \nabla p \right) = \frac{\phi p}{Z} \left[\frac{\partial}{\partial p} \left(\frac{p}{Z} \right) + \frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial p} \right] \frac{\partial p}{\partial t} \quad (3.28)$$

Ahora, considerando que la compresibilidad del gas puede expresarse en términos de la ley de los gases reales como:

$$c_g = \frac{Z}{p} \frac{\partial}{\partial p} \left(\frac{p}{Z} \right) \quad (3.29)$$

al incluir a las **Ecs. 3.29** y 3.9 en la Ec. 3.28, se tiene que:

$$\nabla \cdot \left(\frac{pk}{Z\mu} \nabla p \right) = \frac{\phi p}{Z} [c_g + c_f] \frac{\partial p}{\partial t},$$

y siendo la compresibilidad total del sistema $c_t = c_g + c_f$:

$$\nabla \cdot \left(\frac{pk}{Z\mu} \nabla p \right) = \frac{\phi c_t p}{Z} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (3.30)$$

Para evitar las no linealidades asociadas a la variación de las propiedades del sistema con la presión, puede definirse el siguiente cambio de variable para la pseudo-presión aparente:

$$\nabla p_{p_a} = \frac{\partial p_{p_a}}{\partial p} \nabla p, \quad (3.31)$$

donde la variación de la pseudo-presión aparente, considerando a las condiciones de referencia como las iniciales, se obtiene como:

$$\frac{\partial p_{p_a}}{\partial p} = \left[\frac{\mu Z}{kp} \right]_i \frac{\partial}{\partial p} \int_{p_0}^p \frac{kp}{\mu Z} dp = \left[\frac{\mu Z}{kp} \right]_i \frac{kp}{\mu Z},$$

y la Ec. 3.31 resulta:

$$\nabla p_{p_a} = \left[\frac{\mu Z}{kp} \right]_i \frac{kp}{\mu Z} \nabla p. \quad (3.32)$$

De esta manera, al multiplicar ambos miembros de la **Ec. 3.30** por $[\mu Z/kp]_i$ y reacomodar se tiene:

$$\nabla \cdot \left(\left[\frac{\mu Z}{kp} \right]_i \frac{pk}{Z\mu} \nabla p \right) = \phi c_t \left[\frac{\mu Z}{kp} \right]_i \frac{p}{Z} \frac{\partial p}{\partial t},$$

y puede incluirse a la pseudo-presión aparente directamente del lado izquierdo de la igualdad. Así, en términos del Laplaciano, la expresión resultante es:

$$\nabla^2 p_{p_a} = \phi c_t \left[\frac{\mu Z}{kp} \right]_i \frac{p}{Z} \frac{\partial p}{\partial t} \dots\dots\dots (3.33)$$

Ahora, para definir la relación de la pseudo-presión con la variación de la presión en el tiempo se propone un cambio de variable como:

$$\frac{\partial p_{p_a}}{\partial t} = \frac{\partial p_{p_a}}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial t} = \left[\frac{\mu Z}{kp} \right]_i \frac{kp}{\mu Z} \frac{\partial p}{\partial t} \dots\dots\dots (3.34)$$

De esta manera, al multiplicar y dividir por μ/k el lado derecho de la **Ec. 3.33**:

$$\nabla^2 p_{p_a} = \frac{\phi \mu c_t}{k} \left[\frac{\mu Z}{kp} \right]_i \frac{p}{Z} \frac{\mu}{k} \frac{\partial p}{\partial t}$$

e incluyendo a la Ec. 3.30, se llega a:

$$\nabla^2 p_{p_a} = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial p_{p_a}}{\partial t} \dots\dots\dots (3.35)$$

Si bien la porosidad y la presión varían durante la explotación de un yacimiento, para el flujo de una sola fase puede asumirse que los valores de las propiedades petrofísicas permanecen constantes en el tiempo. Por otro lado, el efecto de la compresibilidad y la viscosidad pueden incluirse con el pseudo-tiempo aparente al definir un nuevo cambio de variable:

$$\nabla^2 p_{p_a} = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial p_{p_a}}{\partial t} \frac{\partial t_{a_a}}{\partial t} = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial p_{p_a}}{\partial t_{a_a}} \frac{\partial t_{a_a}}{\partial t} \dots\dots\dots (3.36)$$

y de la Ec. 3.22 se tiene que:

$$\frac{\partial t_{a_a}}{\partial t} = [\mu c_t]_n \frac{\partial}{\partial t} \int_0^t \frac{dt}{\mu(p)c_t(p)} = \frac{[\mu c_t]_i}{\mu c_t}$$

y al incluir esta variable en la Ec. 3.31, se tiene que:

$$\nabla^2 p_{p_a} = \frac{\phi \mu_i c_{t_i}}{k} \frac{\partial p_{p_a}}{\partial t_{a_a}} \dots\dots\dots (3.37)$$

lo que al definir a la constante de difusividad como:

$$\eta_p = \frac{k}{\phi \mu_i c_{t_i}}, \dots\dots\dots (3.38)$$

se obtiene una expresión similar a la Ec. 3.11, por lo que las soluciones de dichas expresiones serán similares.

$$\nabla^2 p_{p_a} = \frac{1}{\eta_p} \frac{\partial p_{p_a}}{\partial t_{a_a}}. \dots\dots\dots (3.39)$$

3.6.5 Ecuación de flujo para gases en términos de la presión cuadrada

Considerando que:

$$\nabla(p^2) = \frac{\partial p^2}{\partial p} \nabla p = 2p \nabla p, \dots\dots\dots (3.40)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(p^2) = 2p \frac{\partial p}{\partial t}, \dots\dots\dots (3.41)$$

considerando que μZ y k son constantes, puede definirse de la Ec. 3.36, la siguiente expresión:

$$\nabla^2(p^2) = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial}{\partial t}(p^2). \dots\dots\dots (3.42)$$

3.7 Procedimiento de cálculo de pseudo-presión

La pseudo-presión puede estimarse con datos de laboratorio, o de correlaciones, al integrar numéricamente para resolver la siguiente expresión:

$$F(p) = \int_{p_o}^{p_i} f(p) dp. \dots\dots\dots (3.43)$$

A continuación, se presentan algunas de las fórmulas de integración numérica más utilizadas para su evaluación.

3.7.1 Regla trapezoidal

El espaciamiento entre las presiones puede considerarse constante para la estimación de la pseudo-presión, y puede calcularse mediante la siguiente expresión:

$$\Delta p = \frac{p_i - p_o}{n - 1} \dots\dots\dots (3.44)$$

donde n es el número de datos de presión considerados. En el caso del pseudo-tiempo el valor de n depende de los puntos conocidos.

Para obtener el resultado de la integración en $p_1 = p_o$ se utiliza:

$$F(p_1) = f(p_1) \frac{\Delta p}{2}, \dots\dots\dots (3.45)$$

y para las j presiones subsecuentes:

$$F(p_j) = F(p_{j-1}) + [f(p_j) + f(p_{j-1})] \frac{\Delta p}{2} \dots\dots\dots (3.46)$$

3.7.2 Regla piramidal

El resultado del primer paso de integración es:

$$F(p_1) = f(p_1) \frac{\Delta p}{3}, \dots\dots\dots (3.47)$$

y para las j presiones subsecuentes:

$$F(p_j) = F(p_{j-1}) + \left[f(p_j) + f(p_{j-1}) + \sqrt{f(p_j)f(p_{j-1})} \right] \frac{\Delta p}{3} \dots\dots\dots (3.48)$$

3.7.3 Regla de Simpson

Se define un intervalo intermedio m de evaluación como:

$$m = \frac{\Delta p}{2} \dots\dots\dots (3.49)$$

El primer punto de la función se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$F(p_1) = [f(p_1) + 4f(m)] \frac{\Delta p}{6}, \dots\dots\dots (3.50)$$

y para las j presiones subsecuentes:

$$F(p_j) = F(p_{j-1}) + [f(p_j) + 4f(m) + f(p_{j-1})] \frac{\Delta p}{6}. \dots\dots\dots (3.51)$$

NOMENCLATURA

- c = Compresibilidad; $psia^{-1}$.
 c_f = Compresibilidad de la formación; $psia^{-1}$.
 c_t = compresibilidad total; $psia^{-1}$.
 k = permeabilidad; *darcy*.
 k_{rf} = Permeabilidad relativa al fluido.
 M = Peso molecular; $g \cdot mol^{-1}$.
 p = Presión; *psia*.
 p_p = Pseudo-presión.
 p_{p_a} = Pseudo-presión aparente.
 R = Constante de los gases ideales;
 $10.73 \text{ ft}^3 \cdot psia / R \cdot lb - mol^{-1}$.
 S_f = Saturación del fluido; *fracción*.
 T = Temperatura; $^{\circ}R$.
 t_a = Pseudo-tiempo.
 t_{a_a} = Pseudo tiempo aparente.
 Z = Factor de compresibilidad del gas.
- η = Constante de difusividad hidráulica.
 μ = Viscosidad; *cp*.
 μ_f = Viscosidad del fluido; *cp*. ρ =
 Densidad: ft^3/lb^2 .
 ρ_f = Densidad del fluido; ft^3/lb .
 ϕ = Porosidad; *fracción*.

Capítulo 4. Modelos de entrada de agua al yacimiento

Para aplicar la ecuación de balance de materia, la cantidad de agua que entra al yacimiento como una función del tiempo. Este término depende del tamaño del acuífero y la caída de presión del acuífero hacia el yacimiento. Los cuatro modelos básicos presentados en este trabajo para la entrada de agua son los de: Schilthuis, basado en la teoría de flujo estacionario; van Everdingen y Hurst, y Carter-Tracy, que describe el flujo en estado transitorio; y el de Fetkovich, cuya naturaleza de flujo es pseudo-estacionario.

4.1 Modelo de Schilthuis para flujo estacionario

El modelo más simple para modelar la entrada de agua es el de Schilthuis para flujo estacionario, donde se asume que esta es proporcional a la caída de presión, de tal manera que puede plantearse:

$$\frac{dW_e}{dt} = k'(p_i - p), \dots\dots\dots (4.1)$$

integrando la **Ec. 4.1** se obtiene:

$$W_e = k' \int_0^t (p_i - p) dt, \dots\dots\dots (4.2)$$

donde k' es una constante de proporcionalidad, cuyo valor puede obtenerse de la historia de presión-producción.

$$\frac{dW_e}{dt} = B_g \frac{dG_p}{dt} + B_w \frac{W_p}{dt}, \dots\dots\dots (4.3)$$

de donde puede obtenerse:

$$k' = \left(B_g \frac{dG_p}{dt} + B_w \frac{dW_p}{dt} \right) \frac{1}{(p_i - p)} \dots\dots\dots (4.4)$$

4.2 Modelo de van Everdingen y Hurst para flujo transitorio

Para usar el modelo de van Everdingen y Hurst (VEH) para calcular la entrada de agua, la frontera interna debe ser el yacimiento, mientras el medio de flujo es el acuífero, **Fig. 4.1**. Otras consideraciones implícitas son que el sistema es homogéneo e isótropo, el fluido es ligeramente compresible, y que hay flujo radial, o semi-radial. Pese a estas restricciones, el método de VEH provee buenas aproximaciones para flujo transitorio de agua hacia el yacimiento.

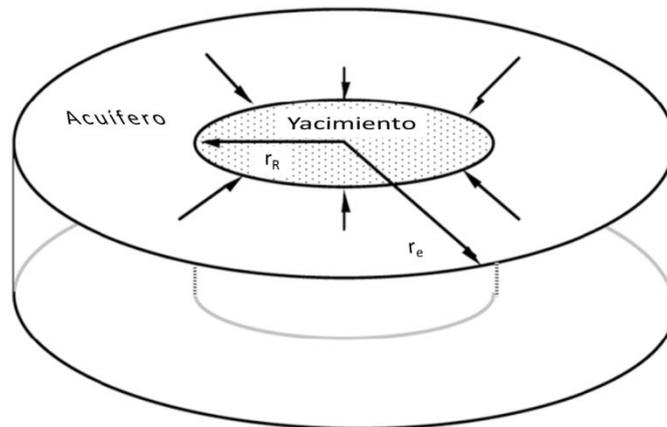


Figura 4.1. Esquematación del modelo de VEH para representar la entrada de agua de un acuífero a un yacimiento.

La solución normalmente aplicada es la de presión terminal constante, que requiere que la presión sea constante en la frontera interna. Es decir, el problema de flujo resultante es:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{1}{\eta} \frac{\partial p}{\partial t} \dots\dots\dots (4.5)$$

sujeta a:

$$p(r, 0) = p_i, \dots\dots\dots (4.6)$$

$$p(r_R, t) = p_y, \dots \dots \dots (4.7)$$

y dependiendo del sistema:

$$p(r \rightarrow \infty, t) = p_i, \text{ infinito} \dots \dots \dots (4.8)$$

$$r \frac{\partial p}{\partial r}(r = r_e, t) = 0, \text{ finito cerrado.} \dots \dots \dots (4.9)$$

La solución al problema planteado en términos de la entrada acumulativa de agua es:

$$W_e = \int_0^t q(t) dt = B' \Delta p W_{eD}(t_D), \dots \dots \dots (4.10)$$

donde W_{eD} es la entrada de agua adimensional, t_D el tiempo adimensional, y B' es un factor de forma característico del yacimiento. La entrada de agua adimensional es una función del área de contacto yacimiento-acuífero, el tiempo y la difusividad hidráulica del sistema. El factor de forma por su parte se define como:

$$B' = 1.119 \phi c_t h r_R^2 \frac{\theta}{360}, \dots \dots \dots (4.11)$$

donde r_R es el radio del yacimiento en ft y θ es el ángulo de contacto entre un elemento cilíndrico (de 0 a 360 grados). El ángulo de contacto en un yacimiento es ilustrado por la **Fig. 4.2**.

El tiempo adimensional es:

$$t_D = \frac{0.0002637kt}{\phi \mu c_t r_R^2}. \dots \dots \dots (4.12)$$

Asumir que la presión en la interfaz yacimiento-acuífero es constante implica que la presión del yacimiento no cambia durante toda su explotación. Esto no siempre es representativo, ya que la presión del yacimiento usualmente disminuye con el tiempo. Así, para la aplicación del modelo de VEH se hace uso del principio de superposición, **Fig. 4.3**, como:

$$W_e = B' \sum_{j=1}^n W_{eDj} \Delta p_j. \dots \dots \dots (4.13)$$

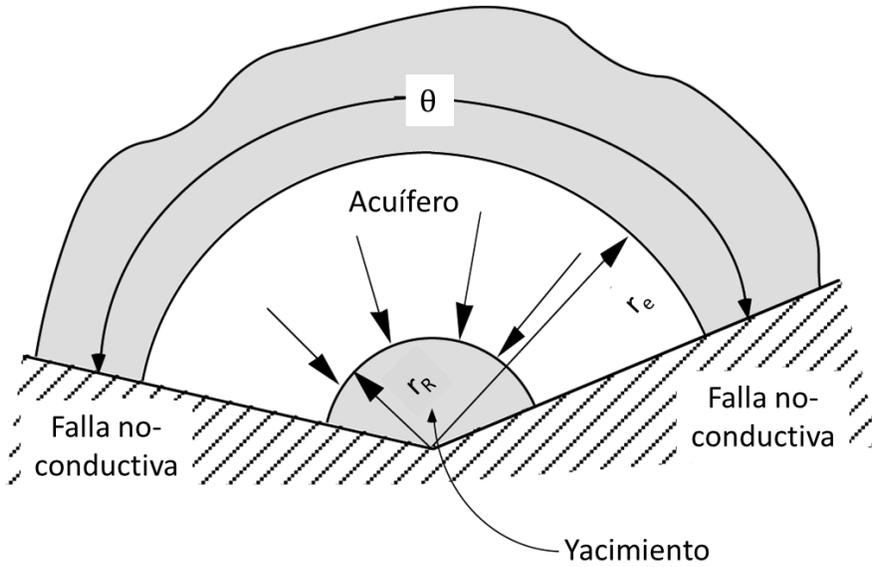


Figura 4.2. Representación del ángulo de contacto entre el sistema acuífero-yacimiento con dos fronteras de no-flujo.

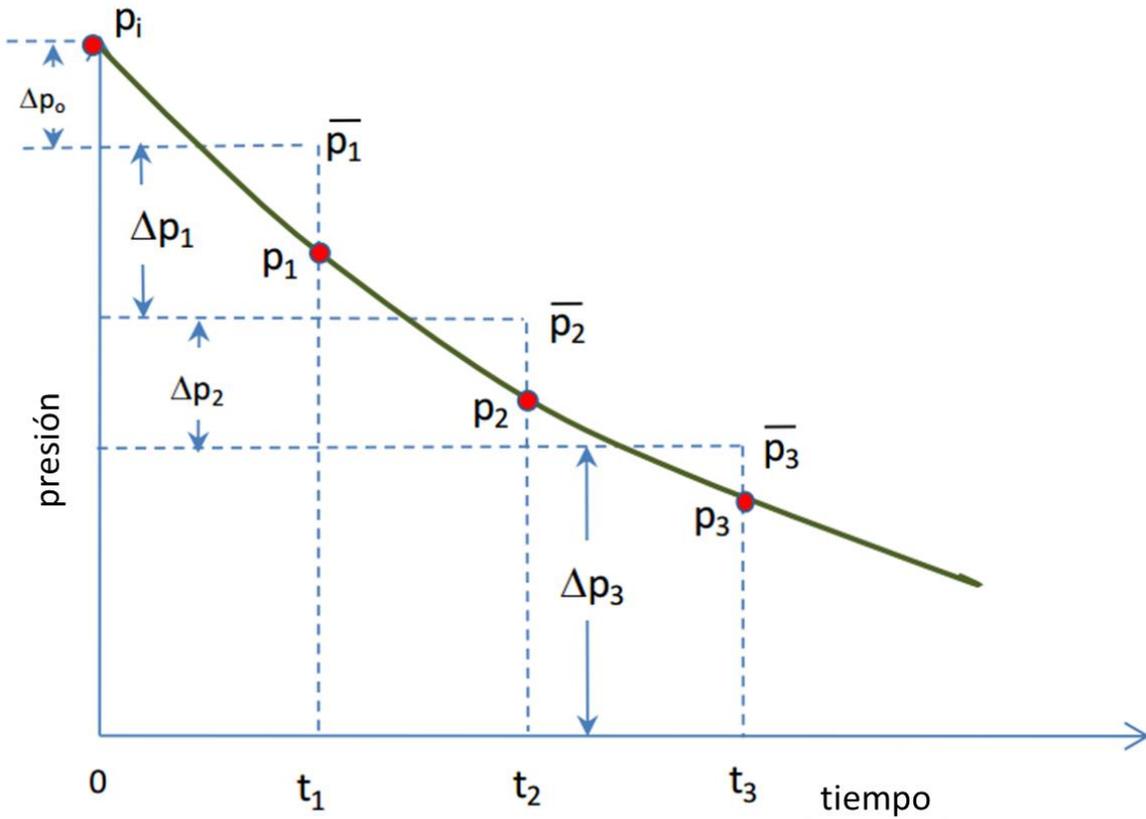


Figura 4.3. Pasos discretos de presión para superponer sus efectos y representar la presión continua en la frontera del yacimiento/acuífero.

La entrada de agua adimensional puede obtenerse de las gráficas presentadas por VEH, **Figs. 4.4 y 4.5**, o con los ajustes de Edwardson o los de Klins y Cable. Para el uso de los polinomios de Edwardson, deben identificarse los estados de flujo, teniéndose flujo transitorio cuando $t_D < 1/4 r_{eD}^2$. Así:

Cuando $0.01 < t_D < 200$

$$W_{eD} = \frac{1.12838t_D^{1/2} + 1.19328t_D + 0.269872t_D^{3/2} + 0.00855294t_D^2}{1 + 0.616599t_D^{1/2} + 0.0413008t_D}, \quad \dots\dots\dots (4.14)$$

Cuando $200 < t_D < 1/4 r_{eD}^2$

$$W_{eD} = \frac{2.02566t_D - 4.29881}{\ln|t_D|}. \quad \dots\dots\dots (4.15)$$

En el período finito del sistema ($t_D > 1/4 r_{eD}^2$), la entrada de agua se obtiene como:

$$W_{eD} = \frac{r_{eD}^2 - 1}{2}, \quad \dots\dots\dots (4.16)$$

donde $r_{eD} = r_e/r_R$ es el radio adimensional del acuífero. En caso de tener una entrada de agua basal o lateral que ocurra con una geometría lineal, puede utilizarse la solución obtenida por VEH cuando $r_{eD} = 1$. La caída de presión utilizada en la Ec. 4.16 se determina para los primeros tres tiempos como:

$$\Delta p_1 = 0.5(p_i - p_1), \quad \dots\dots\dots (4.17)$$

$$\Delta p_2 = 0.5(p_i - p_2), \quad \dots\dots\dots (4.18)$$

$$\Delta p_3 = 0.5(p_i - p_3), \quad \dots\dots\dots (4.19)$$

después se utiliza:

$$\Delta p_j = 0.5(p_{j-2} - p_j). \quad \dots\dots\dots (4.20)$$

$$\frac{p_{CE}G_p}{RT_{CE}} = \frac{p_iGB_{gi}}{Z_iRT} - \frac{p(GB_{gi} - W_e + W_pB_w)}{ZRT}. \quad \dots\dots\dots (4.21)$$

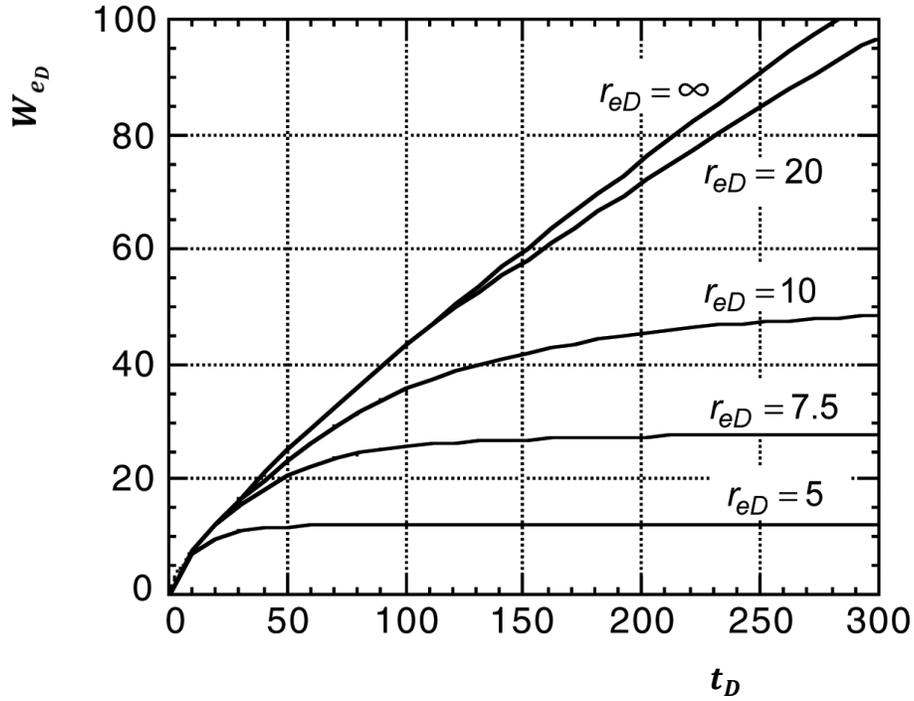


Figura 4.4. W_D contra t_D para r_{eD} de 5, 7.5, 10, 20 e ∞ (modificado de Van Everdingen y Hurst, 1949).

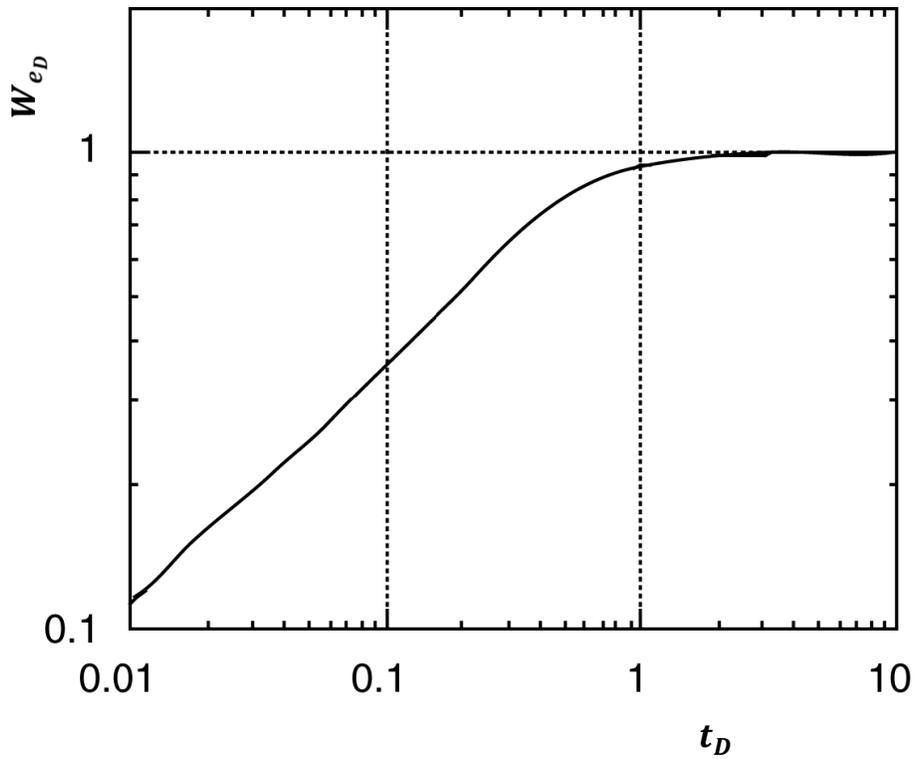


Figura 4.5. W_D contra t_D para r_{eD} de 1 (modificado de Van Everdingen y Hurst, 1949).

Para caracterizar la entrada de agua mediante el modelo de VEH es necesario utilizar la Ec. 4.21 como:

Para caracterizar la entrada de agua mediante el modelo de VEH es necesario utilizar la **Ec. 4.21** como:

$$\frac{p_{CE}G_p}{RT_{CE}} = \frac{p_iGB_{gi}}{Z_iRT} - \frac{p \left(GB_{gi} - B' \sum_{j=1}^n W_{eD_j} \Delta p_j + W_p B_w \right)}{ZRT}, \dots\dots\dots (4.22)$$

y reacomodando términos se obtiene:

$$\frac{\frac{p_{CE}ZT}{T_{CE}p} G_p + W_p B_w}{\sum_{j=1}^n W_{eD_j} \Delta p_j} = \frac{\left(\frac{p_i Z}{Z_i p} - 1 \right)}{\sum_{j=1}^n W_{eD_j} \Delta p_j} V_i + B'. \dots\dots\dots (4.23)$$

Graficando $\left(\frac{p_{CE}ZT}{T_{CE}p} G_p + W_p B_w \right) / \sum_{j=1}^n W_{eD_j} \Delta p_j$ contra $\left(\frac{p_i Z}{Z_i p} - 1 \right) / \sum_{j=1}^n W_{eD_j} \Delta p_j$ se obtiene una línea recta de pendiente V_i e intersección B' , **Fig. 4.3**. En la Ec. 4.23 las incógnitas son V_i , B' y el coeficiente de difusividad hidráulica del acuífero ($\eta=k/\phi\mu c_t r_R^2$). El análisis gráfico sugerido permite conocer dos de ellas, toda vez que la difusividad hidráulica debe determinarse por la caracterización del acuífero, o mediante el uso de algún método de ensaye y error para variar los valores del parámetro hasta obtener una línea recta.

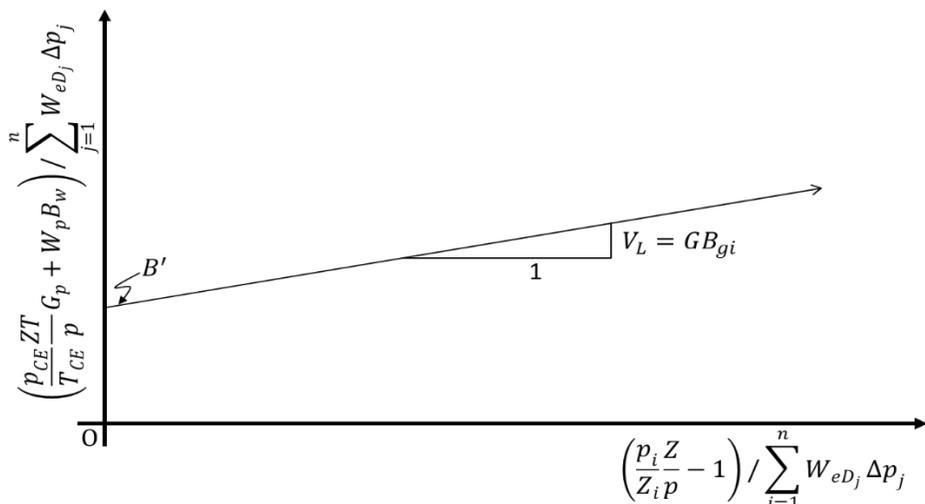


Figura 4.6. Representación gráfica de la ecuación de balance de materia para un yacimiento de gas con entrada de agua.

El gráfico de la Fig. 4.3 es altamente sensible al comportamiento de los yacimientos con entrada de agua.

4.3 Modelo de Fetkovich para flujos pseudo-estacionario

El método de Fetkovich para la entrada de agua en un acuífero es mucho más fácil de aplicar que el de VEH y en muchas ocasiones permite obtener resultados comparables. El método asume que el tamaño del acuífero es conocido y que cualquier cuerpo de agua que fluye del acuífero depresiona al sistema de acuerdo a la ecuación de balance de materia. Debido a que se asume flujo pseudo-estacionario, un sistema finito es especificado. Los siguientes pasos detallan el método.

1. Calcular la cantidad de agua en el acuífero (W_{ei}) como:

$$W_{ei} = \frac{p_i c_t \pi (r_e^2 - r_R^2) h \phi}{5.61458} \frac{\theta}{360}, \quad \dots \quad (4.24)$$

donde W_{ei} se encuentra en barriles a condiciones del yacimiento y h , r_e y r_R están en pies.

2. Calcular el índice de productividad (J) para el sistema yacimiento-acuífero, si la frontera externa es de no-flujo, como

$$J = \frac{0.007082kh}{\mu \left(\ln \left| \frac{r_e}{r_R} \right| - 0.75 \right)} \frac{\theta}{360}, \quad \dots \quad (4.25)$$

y si la frontera externa es de presión constante, como:

$$J = \frac{0.007082kh}{\mu \ln \left| \frac{r_e}{r_R} \right|} \frac{\theta}{360}, \quad \dots \quad (4.26)$$

3. Primero debe calcularse la presión promedio del yacimiento (\bar{p}_{R_n}) al n -ésimo paso de tiempo (Δt_n) como:

$$\bar{p}_{R_n} = \frac{p_{R_{n-1}} + p_{R_n}}{2}. \quad \dots \quad (4.27)$$

4. Calcular la entrada de agua durante este periodo como:

$$\Delta W_{e_n} = \frac{W_{e_i}}{p_i} (\bar{p}_{n-1} - \bar{p}_{R_n}) \left[1 - \exp\left(-\frac{J p_i \Delta t_n}{W_{e_i}}\right) \right], \dots\dots\dots (4.28)$$

donde \bar{p} es la presión en el acuífero al final de un intervalo de tiempo. Cuando se refiere a condiciones iniciales, \bar{p} es la presión inicial.

5. La entrada de agua total acumulada al sistema se determina como:

$$W_{e_n} = \sum_{j=1}^n \Delta W_{e_j}. \dots\dots\dots (4.29)$$

6. Calcular la presión promedio del acuífero al final del intervalo de tiempo como:

$$\bar{p}_n = p_i \left(1 - \frac{W_e}{W_{e_i}} \right). \dots\dots\dots (4.30)$$

7. Para el siguiente periodo regresar al punto 3.

4.4 Método de Carter-Tracy

El método de van Everdingen y Hurst fue desarrollado de la solución exacta para la ecuación de difusividad para flujo radial y por lo tanto proporciona una técnica rigurosamente correcta para calcular la entrada de agua. Sin embargo, porque se requiere la superposición de la solución, su método implica cálculos bastante tediosos. Para reducir la complejidad de los cálculos de entrada de agua. Carter y Tracy proponen una técnica de cálculo que no requiere superposición y permite el cálculo directo de la entrada de agua.

Si aproximamos el proceso de entrada de agua por una serie de intervalos constantes de entrada, entonces la entrada de agua acumulada durante j intervalos es

$$W_e(t_{Dj}) = \sum_{n=0}^{j-1} q_{Dn}(t_{Dn+1} - t_{Dn}). \quad \dots\dots\dots (4.31)$$

La Ec. 4.29 puede ser reescrita como la suma de la entrada de agua acumulada al i^{it} intervalo y entre el i^{it} y j^{it} :

$$W_e(t_{Dj}) = W_e(t_{Di}) + \sum_{n=0}^{j-1} q_{Dn}(t_{Dn+1} - t_{Dn}) + \sum_{n=i}^{j-1} q_{Dn}(t_{Dn+1} - t_{Dn}), \quad \dots\dots\dots (4.32)$$

$$W_e(t_{Dj}) = W_e(t_{Di}) + \sum_{n=i}^{j-1} q_{Dn}(t_{Dn+1} - t_{Dn}). \quad \dots\dots\dots (4.33)$$

Usando la integral de convolución, también podemos expresar el agua acumulada para el intervalo j^{th} como una función variable de la presión:

$$W_e(t_{Dj}) = B \int_0^{t_{Dj}} \Delta p(\lambda) \frac{d}{d\lambda} [Q_{pD}(t - \lambda)] d\lambda. \quad \dots\dots\dots (4.34)$$

Combinando las Ecs. 4.33 y 4.34, usamos el método de la transformada de Laplace para resolver la entrada de agua acumulada en términos de la caída de presión acumulada ΔP_n :

$$W_{en} = W_{en-1} + (t_{Dn} - t_{Dn-1}) \left[\frac{B\Delta p_n - W_{en-1}p'_D(t_{Dn})}{p_D(t_{Dn}) - t_{Dn-1}p'_D(t_{Dn})} \right]. \quad \dots\dots\dots (4.35)$$

Donde B y t_D son la misma variable definidas previamente para el método de van Everdingen-Hurst. Los subíndices n y $n - 1$ se consultan en los pasos previos y anteriores, respectivamente, y

$$\Delta p_n = p_{aq,i} - p_n. \quad \dots\dots\dots (4.36)$$

P_D es una función de t_D y para un acuífero de acción infinita, puede ser calculada de la siguiente ecuación de ajuste de curva:

$$P_D(t_D) = \frac{370.529t_D^{1/2} + 137.582t_D + 5.69549t_D^{3/2}}{328.834 + 265.488t_D^{1/2} + 45.2157t_D + t_D^{3/2}}. \quad \dots\dots\dots (4.37)$$

Adicionalmente, la derivada de la presión adimensional; sin embargo, Klins desarrollo una aproximación polinomial similar tanto para acuíferos infinitos como para acuíferos finitos.

$$p'_D(t_D) = \frac{716.441 + 46.7984t_D^{1/2} + 270.038t_D + 71.0098t_D^{3/2}}{1,296.86t_D^{1/2} + 1,204.73t_D + 618.62t_D^{3/2} + 538.072t_D^2 + 142.41t_D^{5/2}}. \quad (4.38)$$

Debemos subrayar que, a diferencia de la técnica de van Everdingen-Hurst, el método de Carter-Tracy no es una solución exacta de la ecuación de difusividad, pero es una aproximación. Las investigaciones realizadas por Agarwal, sin embargo, sugiere que el método de Carter-Tracy es una alternativa precisa a la más tediosa técnica de cálculo de van Everdingen-Hurst. La primera ventaja del método de Carter-Tracy es la capacidad para calcular la entrada de agua directamente sin superposición.

El método de Carter-Tracy, el cual también es aplicable para acuíferos finitos y de acción infinita es ilustrado con el siguiente proceso de cálculo.

1. Primero, calculara el parámetro B de van Everdigen-Hurst para flujo radial con la Ec. 4.11
2. Calcular el cambio de presión, Δp_n , para cada periodo de tiempo con la **Ec. 4.36**.
3. Calcular el tiempo dimensional con la Ec. 4.12 que es proporcionada mediante el método de van Everdingen-Hurst, t_D , que corresponde a cada periodo de tiempo en el historial de producción.
4. Para cada t_D calculado en el paso 3, calcular una P_D y una P'_D . Para un acuífero de acción infinita radial, podemos usar las **Ecs. 4.37** y **4.38** para calcular P_D y una P'_D .
5. Y calculamos la entrada de agua con la **Ec. 4.35**.

Nomenclatura

B' = Factor de la forma característica del yacimiento.	R = Constante de los gases ideales; $10.73 \text{ ft}^3 \cdot \text{psia}/R \cdot \text{lb} - \text{mol}^{-1}$.
B_g = Factor de volumen del gas; $\text{ft}^3 @ \text{c.y.}/\text{ft}^3 @ \text{c.s.}$	r = Radio de drene; ft .
B_{gi} = Factor de volumen del gas inicial; $\text{ft}^3 @ \text{c.y.}/\text{ft}^3 @ \text{c.s.}$	r_e = Radio del acuífero; ft .
B_w = Factor de volumen del agua; $\text{ft}^3 @ \text{c.y.}/\text{ft}^3 @ \text{c.s.}$	r_{eD} = Radio adimensional del acuífero.
c_t = Compresibilidad total; psia^{-1} .	r_R = Radio del yacimiento; ft .
G = Volumen original de gas; $\text{ft}^3 @ \text{c.s.}$	T = Temperatura; R .
G_p = Producción acumulada de gas; $\text{ft}^3 @ \text{c.s.}$	t = Tiempo; seg .
h = Altura del yacimiento; ft .	$T_{C.E}$ = Temperatura a condiciones estándar; $^{\circ}F$.
k = Permeabilidad del yacimiento; darcy .	t_D = Tiempo adimensional
k' = Constante de proporcionalidad.	Z = Factor de desviación.
p = Presión, psia .	Z_i = Factor de compresibilidad inicial.
\bar{p} = Presión en el acuífero al final de un intervalo de tiempo; psia .	W_e = Entrada acumulada de agua al yacimiento; $\text{ft}^3 @ \text{c.s.}$
$p_{C.E}$ = Presión a condiciones estándar, psia .	W_{eD} = Entrada de agua adimensional.
p_D = Presión adimensional.	W_p = Producción acumulada de agua; $\text{ft}^3 @ \text{c.s.}$
p_i = Presión inicial; psia .	μ = Viscosidad; cp .
\bar{p}_{Rn} = Presión promedio del yacimiento; psia .	ϕ = Porosidad; fracción .
q = Gasto de agua; Mpc/D .	

Capítulo 5. Caso de aplicación

En este capítulo mostramos la implementación de los diferentes temas que se han ido tratando en este trabajo, para dicho caso se muestran los yacimientos M-4/M-4A y M-6 los cuales tienen características estructurales muy similares, así como las propiedades de dichos yacimientos. La implementación del método de balance de materia correcto para obtener el volumen original de gas G depende en gran parte de la correcta interpretación de los datos (principalmente de los obtenidos por el método p/Z).

Conocer el volumen original de gas G es fundamental ya que con este podemos saber si es viable la explotación del yacimiento. Los métodos de balance de materia son rápidos y sencillos de emplear. En este caso trataremos de llevar paso a paso la implementación de un par de métodos y ver lo fácil que es emplearlos.

5.1 Resumen

El yacimiento M-4/M-4A y M-6 se localizan dentro del bloque 580 del campo West Cameron que se extienden sobre los bloques WC 580 y EC 334. El West Cameron se encuentra localizado en el Golfo de México a una profundidad de 240 [ft], y 140 [millas] al sur del lago Charles en Louisiana. Dichos yacimientos consisten de gas moderadamente rico en condensados y, sobrepresionados. Cada yacimiento producía a través de pozos separados.

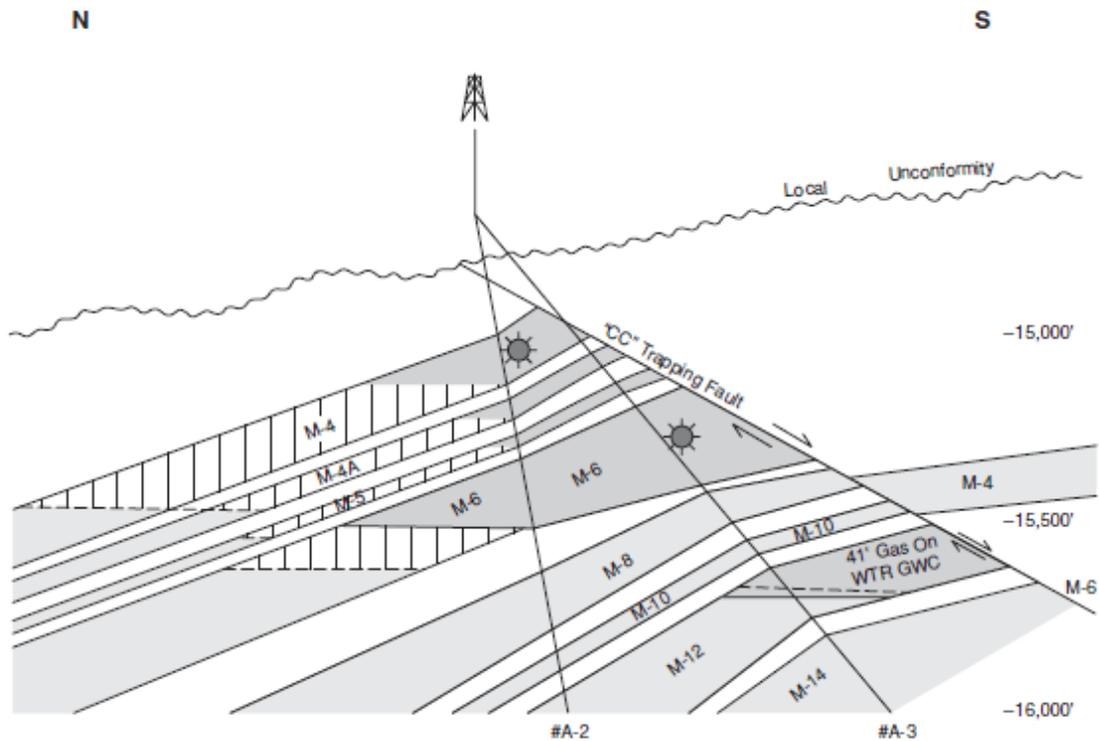


Figura 5.1. Sección transversal del yacimiento WC 580 (Nnaemeka Ezekwe 2011)

La **Fig. 5.1** ilustra las secuencias de arena que constituyen los yacimientos M-4/M-4A y M-6. Un resumen de los datos estructurales para los yacimientos M-4/M-4A y M-6 está dado en la **Tabla 5.1**. Las propiedades promedio de la roca para los yacimientos M-4/M-4A y M-6 está presentados en la **Tabla 5.2**. Tenga en cuenta el alto porcentaje de los líquidos condensados obtenidos de ambas muestras. Los dos yacimientos son clasificados como yacimiento de gas y condesados retrógrados. Tanto la **Fig. 5.2 y 5.3** muestran los mapas estructurales del yacimiento M-4/M-4A y M-6 respectivamente

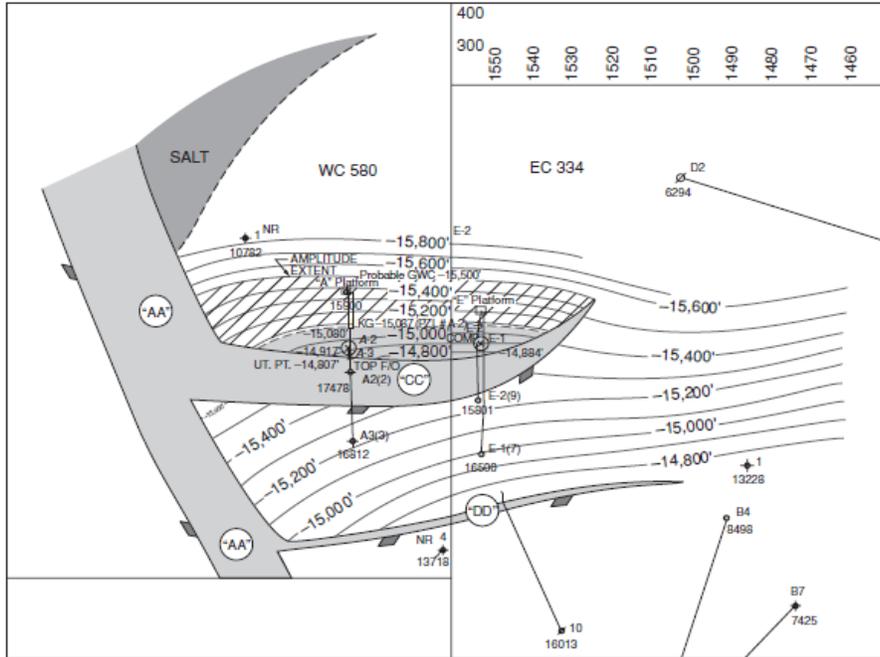


Figura 5.2. Mapa estructural del yacimiento M-4/M-4A (Nnaemeka Ezekwe 2011)

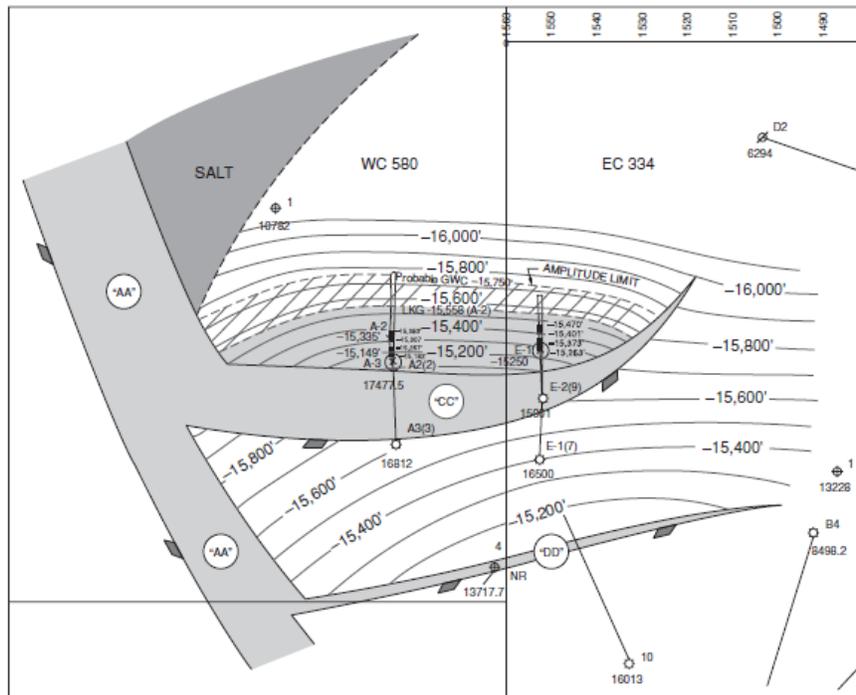


Figura 5.3. Mapa estructural del yacimiento M-6 (Nnaemeka Ezekwe 2011)

La producción inicial del yacimiento M-4/M-4A inicio en febrero de 1997 a través de un pozo localizado en WC 580. En abril de 1997, un segundo pozo se añadió en el bloque EC 334. La producción máxima se logró rápidamente en junio de 1997 con un gasto total de 166,299 [MCFPD]. Los datos de producción mensual de los yacimientos M-4/M-4A se proporcionan en la **Tabla 5.5** y las presiones estáticas promedios para el yacimiento M-4/M-4A son proporcionadas en la **Tabla 5.6** y mostradas en la **Fig. 5.4**. Tome en cuenta la coincidencia entre la declinación de la producción del gas y la presión del yacimiento, y el aumento de la producción de agua.

Tabla 5.1. Resumen de los datos estructurales del yacimiento WC 580

Parámetros estructurales	Nombre del yacimiento	
	M – 4/M – 4A	M – 6
<i>TVD promedio del yacimiento [ft, ss]</i>	15,283	15,525
<i>Nivel más bajo de gas conocido [ft, s]</i>	15,087	15,558
<i>Contacto agua – gas [ft, ss]</i>	15,450	15,590
<i>Volumen de producción total [ac. –ft]</i>	31,956	35,886

Tabla 5.2. Propiedades promedio del yacimiento WC 580

Propiedades de la roca	Yacimientos	
	M – 4/M – 4A	M – 6
<i>Porosidad [%]</i>	21.3	23.0
<i>Permeabilidad [md]</i>	58.6	117.5
<i>Saturación del agua [%]</i>	28.6	20.0
<i>Compresibilidad total [1/psi]</i>	7×10^{-6}	7×10^{-6}

Tabla 5.3. Propiedades del fluido para el yacimiento M-4/M-4A

<i>Tipo de muestra:</i>	<i>Muestra recombinada de fluidos en el separador primario</i>
<i>Temperatura de separación:</i>	92 °F
<i>Presión de separación:</i>	1,155 [psia]
<i>GOR en el separador:</i>	23,370 [scf /bbl líquidos separados]
<i>Presión del tanque:</i>	15.025 [psia]
<i>Temperatura del tanque:</i>	60 °F
<i>GOR en el tanque:</i>	451 [scf/STB]
<i>Condensado:</i>	36.43 [STB/MMscf]
<i>Densidad del condensado:</i>	44.8°API
<i>Presión inicial del yacimiento:</i>	12,721 [psia]
<i>Temperatura del yacimiento:</i>	267°F
<i>Presión del P. de rocío a 267 °F</i>	9,912 [psia]

Composicion del fluido del yacimiento	
Componentes	Mole (%)
Ácido Sulfhídrico	0.00
Dioxido de Carbono	0.93
Nitrogeno	0.19
Metano	88.01
Etano	5.30
Propano	1.82
<i>i</i> – Butano	0.42
<i>n</i> – Butano	0.50
<i>i</i> – Pentano	0.23
<i>n</i> – Pentano	0.19
Hexano	0.24
Hepatno Plus	2.17
Totla	100.00
Densidad relativa del fluido del yacimiento:	0.7437 (Aire = 1.0)
Peso molecular del Heptano Plus:	162.1 [lb/lbmol]
Densidad relativa del Hepatno Plus:	0.8125 (Agua = 1.0)

Tabla 5.4. Propiedades del fluido para el yacimiento M-6

Tipo de muestra:	Muestra recombinada de fluidos en el sparador primario
Temperatura de separación:	70 °F
Presión de separación:	1,075 [psia]
GOR en el sapaador:	17,899 [scf/bbl liquidos separados]
Presión del tanque:	15.025 [psia]
Tempreatura del tanque:	60 °F
GOR en el tanque:	417 [scf/STB]
Condensado:	3.48 [STB/MMscf]
Densidad del condensado:	45.2°API
Presion inicial del yacimiento:	12,825 [psia]
Temperatura del yacimiento:	272°F
Presión del P. de rocío a 267 °F	9,850 [psia]
Composicion del fluido del yacimiento	
Componentes	Mole (%)
Ácido Sulfhídrico	0.00
Dioxido de Carbono	0.74
Nitrogeno	0.17
Metano	87.85
Etano	4.84
Propano	1.93
<i>i</i> – Butano	0.47
<i>n</i> – Butano	0.57
<i>i</i> – Pentano	0.25

<i>n</i> – Pentano	0.23
Hexano	0.38
Hepatno Plus	2.57
Totla	100.00
Densidad relativa del fluido del yacimiento:	0.7714 (Aire = 1.0)
Peso molecular del Heptano Plus:	166.9 [lb/lbmol]
Densidad relativa del Hepatno Plus:	0.8140 (Agua = 1.0)

Tabla 5.5. Datos del histórico de producción para el yacimiento M-4/M-4A

<i>Fecha</i>	<i>Gasto de gas</i> [MCFPD]	<i>Gasto de líquidos</i> [BOPD]	<i>Gasto de agua</i> [BWPD]
Feb – 97	12,381	577	1
Mar – 97	42,633	1,784	1
Abr – 97	137,111	5,054	9
May – 97	163,106	6,409	4
Jun – 97	166,299	5,790	20
Jul – 97	163,112	5,586	27
Ago – 97	148,001	4,829	24
Sep – 97	128,068	4,216	17
Oct – 97	81,525	2,859	87
Nov – 97	73,940	2,573	1
Dic – 97	64,649	2,229	48
Ene – 98	76,924	2,284	363
Feb – 98	45,577	1,307	352
Mar – 98	75,475	2,348	885
Abr – 98	71,929	1,962	1,018
May – 98	73,953	1,896	1,115
Jun – 98	57,066	1,460	1,419
Jul – 98	27,560	856	1,691
Ago – 98	26,414	810	1,908
Sep – 98	22,468	651	2,063
Oct – 98	23,469	683	2,535
Nov – 98	22,937	726	3,026
Dic – 98	21,803	691	3,437
Ene – 99	19,751	649	3,797
Feb – 99	18,721	636	4,345
Mar – 99	19,374	612	5,402
Abr – 99	18,666	599	6,415
May – 99	14,438	584	6,883
Jun – 99	6,493	231	3,758
Jul – 99	3,144	140	3,848
Ago – 99	2,845	80	3,751
Sep – 99	3,149	117	3,781
Oct – 99	3,994	62	4,629
Nov – 99	2,480	65	4,489
Dic – 99	1,970	68	5,012
Ene – 00	2,136	30	5,626
Feb – 00	2,076	42	5,607

CASO DE APLICACIÓN

<i>Mar</i> – 00	1,952	42	4,423
<i>Abr</i> – 00	1,803	33	3,922
<i>May</i> – 00	2,475	43	4,259
<i>Jun</i> – 00	2,444	37	4,105
<i>Jul</i> – 00	1,348	13	2,835
<i>Ago</i> – 00	2,131	13	3,442
<i>Sep</i> – 00	2,146	11	3,570
<i>Oct</i> – 00	1,792	10	3,933
<i>Nov</i> – 00	0	12	4,418

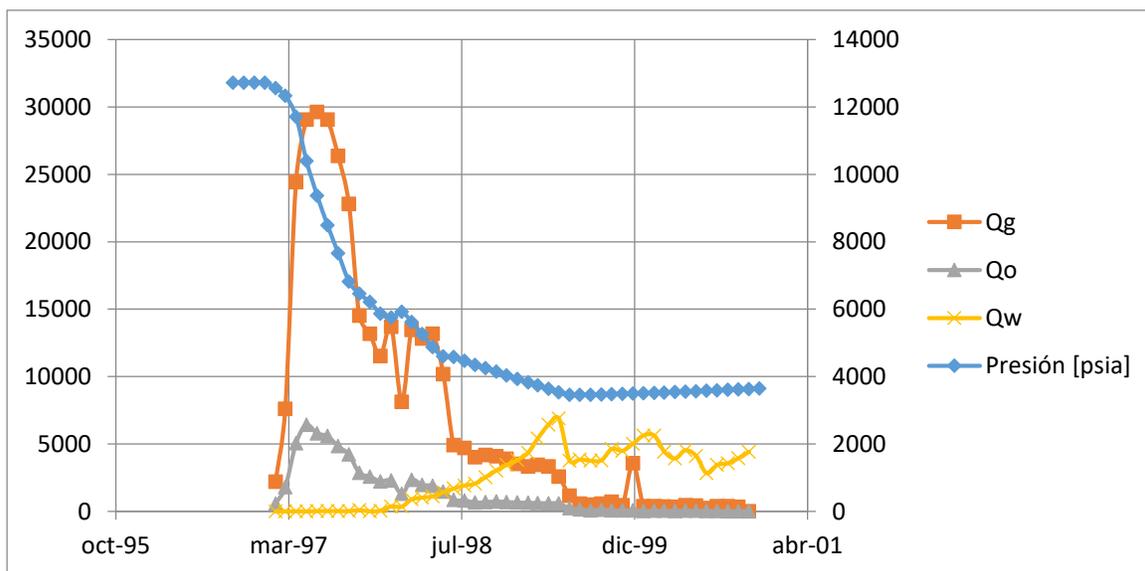


Figura 5.4 Grafico del histórico de producción y presión del yac. M-4/M-4A (Nnaemeka Ezekwe 2011)

Tabla 5.6. Presión promedio del yacimiento M-4/M-4A

<i>Fecha</i>	<i>Presión [psia]</i>	<i>Fecha</i>	<i>Presión [psia]</i>
<i>Oct</i> – 96	12,721	<i>Dic</i> – 98	4,032
<i>Nov</i> – 96	12,721	<i>Ene</i> – 99	3,925
<i>Dic</i> – 96	12,721	<i>Feb</i> – 99	3,823
<i>Ene</i> – 97	12,721	<i>Mar</i> – 99	3,736
<i>Feb</i> – 97	12,555	<i>Abr</i> – 99	3,634
<i>Mar</i> – 97	12,327	<i>May</i> – 99	3,532
<i>Abr</i> – 97	11,710	<i>Jun</i> – 99	3,456
<i>May</i> – 97	10,396	<i>Jul</i> – 99	3,452
<i>Jun</i> – 97	9,366	<i>Ago</i> – 99	3,459
<i>Jul</i> – 97	8,492	<i>Sep</i> – 99	3,467
<i>Ago</i> – 97	7,654	<i>Oct</i> – 99	3,476
<i>Sep</i> – 97	6,819	<i>Nov</i> – 99	3,486
<i>Oct</i> – 97	6,455	<i>Dic</i> – 99	3,496
<i>Nov</i> – 97	6,211	<i>Ene</i> – 00	3,506

<i>Dic</i> – 97	5,866	<i>Feb</i> – 00	3,516
<i>Ene</i> – 98	5,751	<i>Mar</i> – 00	3,526
<i>Feb</i> – 98	5,916	<i>Abr</i> – 00	3,538
<i>Mar</i> – 98	5,620	<i>May</i> – 00	3,550
<i>Abr</i> – 98	5,259	<i>Jun</i> – 00	3,563
<i>May</i> – 98	4,867	<i>Jul</i> – 00	3,576
<i>Jun</i> – 98	4,593	<i>Ago</i> – 00	3,590
<i>Jul</i> – 98	4,583	<i>Sep</i> – 00	3,603
<i>Ago</i> – 98	4,467	<i>Oct</i> – 00	3,615
<i>Sep</i> – 98	4,345	<i>Nov</i> – 00	3,627
<i>Oct</i> – 98	4,251	<i>Dic</i> – 00	3,640
<i>Nov</i> – 98	4,140		

5.2 Problemática

La producción del yacimiento M-6 inició en octubre de 1996 a través de un solo pozo localizado en el bloque WC 580. Un segundo pozo puesto en producción en el bloque EC 334 en abril de 1997. El pico de producción a un ritmo de 165,663 [MCFPD] se alcanzó en septiembre de 1997. El comportamiento del yacimiento M-6 es muy similar al del yacimiento M-4/M-4A. Los datos de producción mensuales para el yacimiento así como la presión promedio del yacimiento M-6 se proporcionan en la **Tabla 5.7** y se muestran en la **Fig. 5.5**. Los promedios se muestran en la **Fig. 5.6**.

La producción acumulada de gas, líquidos y agua del yacimiento M-4/M-4A son 56.8 [Bfc], 1.9 [MMBO] y 3.7 [MMBW], respectivamente y las producciones acumuladas del yacimiento M-6 son 74.2 [Bfc] de gas, 3.3 [MMBO] de líquidos y 13.0 [MMBW] de agua. La producción del gas de ambos yacimientos comenzó una rápida declinación acompañada de una alta producción de agua. Tomando en cuenta que se consideran yacimientos sobrepresionados, y que la producción ya ha sido cerrada, queremos estimar el volumen original G de cada yacimiento, mediante algún método volumétrico.

Tabla 5.7. Datos del histórico de producción para el yacimiento M-6

<i>Fecha</i>	<i>Gasto de gas</i> [MCFPD]	<i>Gasto de líquidos</i> [BOPD]	<i>Gasto de agua</i> [BWPD]
<i>Oct</i> – 96	44,452	3,035	1
<i>Nov</i> – 96	60,025	3,561	1
<i>Dic</i> – 96	0	0	1

CASO DE APLICACIÓN

<i>Ene</i> – 97	0	0	1
<i>Feb</i> – 97	0	0	1
<i>Mar</i> – 97	28,766	1,584	1
<i>Abr</i> – 97	131,272	6,503	3
<i>May</i> – 97	149,188	7,101	11
<i>Jun</i> – 97	155,106	7,129	36
<i>Jul</i> – 97	154,536	7,292	35
<i>Ago</i> – 97	154,004	7,056	33
<i>Sep</i> – 97	165,663	7,585	32
<i>Oct</i> – 97	161,093	7,353	176
<i>Nov</i> – 97	157,661	6,998	746
<i>Dic</i> – 97	132,358	5,947	1,669
<i>Ene</i> – 98	116,736	5,231	4,607
<i>Feb</i> – 98	55,396	2,180	6,583
<i>Mar</i> – 98	111,881	4,841	7,570
<i>Abr</i> – 98	103,241	4,440	7,432
<i>May</i> – 98	71,407	3,044	7,996
<i>Jun</i> – 98	37,024	1,362	9,612
<i>Jul</i> – 98	32,449	1,191	10,735
<i>Ago</i> – 98	31,924	1,157	12,116
<i>Sep</i> – 98	12,540	482	7,702
<i>Oct</i> – 98	21,303	1,015	11,901
<i>Nov</i> – 98	30,851	1,118	14,402
<i>Dic</i> – 98	19,748	792	13,352
<i>Ene</i> – 99	19,449	878	13,417
<i>Feb</i> – 99	19,993	812	13,087
<i>Mar</i> – 99	19,843	758	12,955
<i>Abr</i> – 99	17,947	571	11,458
<i>May</i> – 99	9,385	282	7,330
<i>Jun</i> – 99	8,290	283	10,078
<i>Jul</i> – 99	14,590	467	12,401
<i>Ago</i> – 99	15,939	628	13,335
<i>Sep</i> – 99	6,290	212	10,315
<i>Oct</i> – 99	13,161	393	12,253
<i>Nov</i> – 99	13,263	395	15,590
<i>Dic</i> – 99	12,864	413	13,099
<i>Ene</i> – 00	12,606	396	13,203
<i>Feb</i> – 00	7,462	272	7,307
<i>Mar</i> – 00	6,537	245	7,246
<i>Abr</i> – 00	6,461	235	7,622
<i>May</i> – 00	6,349	232	7,359
<i>Jun</i> – 00	7,431	266	8,336
<i>Jul</i> – 00	7,025	246	8,222
<i>Ago</i> – 00	6,470	224	8,300
<i>Sep</i> – 00	6,745	225	8,266
<i>Oct</i> – 00	6,240	207	7,770
<i>Nov</i> – 00	2,765	93	4,400
<i>Dic</i> – 00	4,144	143	8,868
<i>Ene</i> – 01	6,047	228	9,023

<i>Feb</i> – 01	5,889	218	9,108
<i>Mar</i> – 01	5,402	199	8,701
<i>Abr</i> – 01	5,345	204	9,728
<i>May</i> – 01	4,748	159	9,057
<i>Jun</i> – 01	4,144	125	7,101

Tabla 5.8. Presión promedio del yacimiento M-6

<i>Fecha</i>	<i>Presión [psia]</i>	<i>Fecha</i>	<i>Presión [psia]</i>
<i>Sep</i> – 96	12,825	<i>Feb</i> – 99	5,793
<i>Oct</i> – 96	12,584	<i>Mar</i> – 99	5,722
<i>Nov</i> – 96	12,533	<i>Abr</i> – 99	5,665
<i>Dic</i> – 96	12,482	<i>May</i> – 99	5,669
<i>Ene</i> – 97	12,482	<i>Jun</i> – 99	5,668
<i>Feb</i> – 97	12,482	<i>Jul</i> – 99	5,598
<i>Mar</i> – 97	12,417	<i>Ago</i> – 99	5,545
<i>Abr</i> – 97	12,099	<i>Sep</i> – 99	5,501
<i>May</i> – 97	11,582	<i>Oct</i> – 99	5,463
<i>Jun</i> – 97	10,622	<i>Nov</i> – 99	5,435
<i>Jul</i> – 97	10,188	<i>Dic</i> – 99	5,412
<i>Ago</i> – 97	9,734	<i>Ene</i> – 00	5,390
<i>Sep</i> – 97	9,183	<i>Feb</i> – 00	5,404
<i>Oct</i> – 97	8,614	<i>Mar</i> – 00	5,416
<i>Nov</i> – 97	8,227	<i>Abr</i> – 00	5,425
<i>Dic</i> – 97	7,903	<i>May</i> – 00	5,433
<i>Ene</i> – 98	7,636	<i>Jun</i> – 00	5,440
<i>Feb</i> – 98	7,528	<i>Jul</i> – 00	5,446
<i>Mar</i> – 98	7,053	<i>Ago</i> – 00	5,451
<i>Abr</i> – 98	6,719	<i>Sep</i> – 00	5,455
<i>May</i> – 98	6,499	<i>Oct</i> – 00	5,459
<i>Jun</i> – 98	6,404	<i>Nov</i> – 00	5,463
<i>Jul</i> – 98	6,296	<i>Dic</i> – 00	5,466
<i>Ago</i> – 98	6,188	<i>Ene</i> – 01	5,469
<i>Sep</i> – 98	6,185	<i>Feb</i> – 01	5,471
<i>Oct</i> – 98	6,119	<i>Mar</i> – 01	5,474
<i>Nov</i> – 98	5,997	<i>Abr</i> – 01	5,476
<i>Dic</i> – 98	5,927	<i>May</i> – 01	5,478
<i>Ene</i> – 99	5,858	<i>Jun</i> – 01	5,480

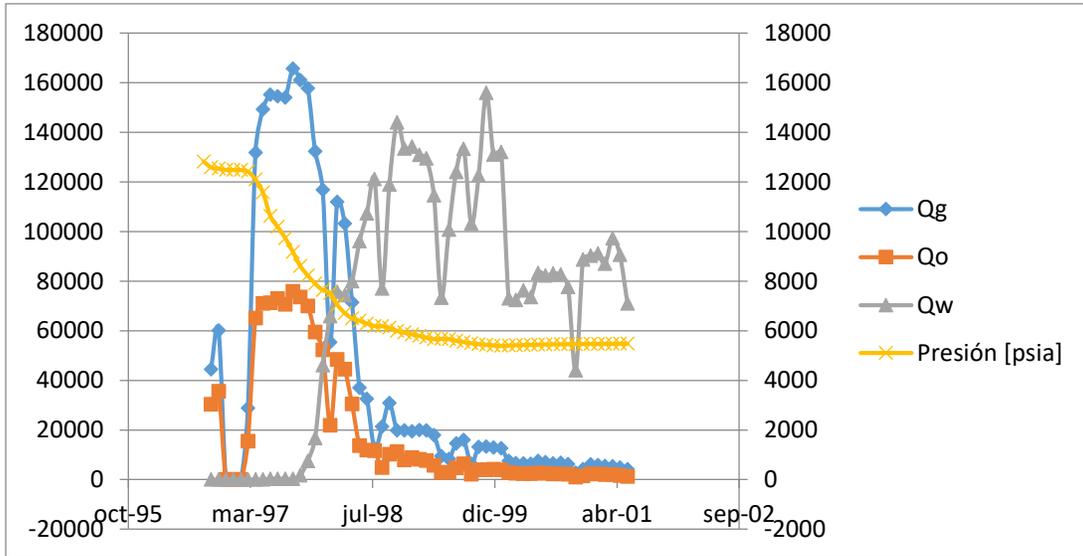


Figura 5.5. Grafico del histórico de producción de los datos del yacimiento M-6 (Nnaemeka Ezekwe 2011)

5.3 Planteamiento de la solución

Aunque contamos con los datos reales de los dos yacimientos, y se llega a mencionar que ambos yacimientos son sobrepresionados, comenzaremos empleando el método p/z para poder visualizar el comportamiento de la presión vs G_p y comprobar si el yacimiento es sobrepresionado o no.

5.3.1 Solución del yacimiento $M - 4/M - 4A$

Para aplicar el método p/Z tenemos que corregir las propiedades de la mezcla por medio de la correlación de Sutton.

- a. Determinamos la densidad relativa de los componentes hidrocarburos de la mezcla.

$$\gamma_g = \frac{\gamma_w - 1.1767y_{H_2S} - 1.5196y_{CO_2} - 0.9672y_{N_2} - 0.6220y_{H_2O}}{1 - y_{H_2S} - y_{CO_2} - y_{N_2} - y_{H_2O}},$$

$$\gamma_g = \frac{0.7437 - 1.1767(0) - 1.519(0.0093) - 0.9672(0.0019) - 0.6220(0)}{1 - 0.0093 - 0.0019} = 0.73597$$

b. Ahora calculamos la presión y la temperatura pseudocríticas de los componentes hidrocarburos.

$$p_{pch} = 756.8 - 131.07\gamma_g - 3.6\gamma_g^2,$$

$$T_{pch} = 169.2 + 349.5\gamma_g - 74.0\gamma_g^2$$

$$p_{pch} = 758.8 - 131.07(0.73597) - 3.6(0.73597)^2 = 658.43758 \text{ [psia]}$$

$$T_{pch} = 169.2 + 349.5(0.73597) - 74.0(0.73597)^2 = 386.33998 \text{ [R]}$$

c. Calculamos las propiedades pseudocríticas de la mezcla total

$$p_{pc} = (1 - y_{H_2S} - y_{CO_2} - y_{N_2} - y_{H_2O})p_{pch} + 1,306y_{H_2S} + 1,071y_{CO_2} + 493.1y_{N_2},$$

$$+ 3,200.1y_{H_2O},$$

$$T_{pc} = (1 - y_{H_2S} - y_{CO_2} - y_{N_2} - y_{H_2O})T_{pch} + 672.35y_{H_2S} + 547.58y_{CO_2}$$

$$+ 227.16y_{N_2} + 1,164.9y_{H_2O}.$$

$$p_{pc} = [(1 - 0.0093 - 0.0019) * 658.43758] + 1,071(0.0093) + 493.1(0.0019)$$

$$= 661.96 \text{ [psia]}$$

$$T_{pc} = [(1 - 0.0093 - 0.0019) * 386.33998] + 547.58(0.0093) + 227.16(0.0019)$$

$$= 387.53705 \text{ [R]}$$

c. Calculamos las propiedades reducidas,

$$p_r = \frac{p}{p_{pc}},$$

$$T_r = \frac{T}{T_{pc}}.$$

$$p_r = \frac{12,721}{661.96} = 19.21716$$

$$T_r = \frac{267 + 459.67}{387.53705} = 1.87509$$

Ya que es un yacimiento con una alta presión utilizamos la correlación gráfica de Katz para sistemas a altas presiones (se revalidan dichos datos con la correlación de DPR) y a partir de Junio del 97 utilizamos la correlación de Dranchuck, Purvis y Robinson (DPR). Los datos de presión, temperatura y presión reducidas y factor de compresibilidad z , se encuentra resumidas en la **Tabla 5.9**.

Tabla 5.9. Valores del factor z para el yacimiento M-4/M-4A

<i>Fecha</i>	<i>Presión [psia]</i>	p_r	T_r	z
<i>Oct – 96</i>	12,721	19.2171	1.87509	1.5576
<i>Nov – 96</i>	12,721	19.2171	1.87509	1.5576
<i>Dic – 96</i>	12,721	19.2171	1.87509	1.5576
<i>Ene – 97</i>	12,721	19.2171	1.87509	1.5576
<i>Feb – 97</i>	12,555	18.9663	1.87509	1.5524
<i>Mar – 97</i>	12,327	18.6219	1.87509	1.5451
<i>Abr – 97</i>	11,710	17.6898	1.87509	1.5239
<i>May – 97</i>	10,396	15.7048	1.87509	1.4712
<i>Jun – 97</i>	9,366	14.1488	1.87509	1.4218
<i>Jul – 97</i>	8,492	12.8285	1.87509	1.3739
<i>Ago – 97</i>	7,654	11.5626	1.87509	1.3226
<i>Sep – 97</i>	6,819	10.3012	1.87509	1.2663
<i>Oct – 97</i>	6,455	9.7513	1.87509	1.24
<i>Nov – 97</i>	6,211	9.3827	1.87509	1.222
<i>Dic – 97</i>	5,866	8.8615	1.87509	1.1954
<i>Ene – 98</i>	5,751	8.6878	1.87509	1.1864
<i>Feb – 98</i>	5,916	8.9370	1.87509	1.1994
<i>Mar – 98</i>	5,620	8.4899	1.87509	1.1761
<i>Abr – 98</i>	5,259	7.9445	1.87509	1.1468
<i>May – 98</i>	4,867	7.3524	1.87509	1.1139
<i>Jun – 98</i>	4,593	6.9384	1.87509	1.0902
<i>Jul – 98</i>	4,583	6.9233	1.87509	1.0893
<i>Ago – 98</i>	4,467	6.7481	1.87509	1.0791
<i>Sep – 98</i>	4,345	6.5638	1.87509	1.0683
<i>Oct – 98</i>	4,251	6.4218	1.87509	1.06
<i>Nov – 98</i>	4,140	6.2541	1.87509	1.05
<i>Dic – 98</i>	4,032	6.0909	1.87509	1.0402
<i>Ene – 99</i>	3,925	5.9293	1.87509	1.0305
<i>Feb – 99</i>	3,823	5.7752	1.87509	1.0212
<i>Mar – 99</i>	3,736	5.6438	1.87509	1.0131
<i>Abr – 99</i>	3,634	5.4897	1.87509	1.0037
<i>May – 99</i>	3,532	5.3356	1.87509	0.9942
<i>Jun – 99</i>	3,456	5.2208	1.87509	0.987
<i>Jul – 99</i>	3,452	5.2148	1.87509	0.9866
<i>Ago – 99</i>	3,459	5.2253	1.87509	0.9872
<i>Sep – 99</i>	3,467	5.2374	1.87509	0.988
<i>Oct – 99</i>	3,476	5.2510	1.87509	0.9888
<i>Nov – 99</i>	3,486	5.2661	1.87509	0.9898

<i>Dic</i> – 99	3,496	5.2812	1.87509	0.9907
<i>Ene</i> – 00	3,506	5.2963	1.87509	0.9916
<i>Feb</i> – 00	3,516	5.3114	1.87509	0.9926
<i>Mar</i> – 00	3,526	5.3266	1.87509	0.9935
<i>Abr</i> – 00	3,538	5.3447	1.87509	0.9947
<i>May</i> – 00	3,550	5.3628	1.87509	0.9958
<i>Jun</i> – 00	3,563	5.3824	1.87509	0.9971
<i>Jul</i> – 00	3,576	5.4021	1.87509	0.9983
<i>Ago</i> – 00	3,590	5.4232	1.87509	0.9996
<i>Sep</i> – 00	3,603	5.4429	1.87509	1.0008
<i>Oct</i> – 00	3,615	5.4610	1.87509	1.0019
<i>Nov</i> – 00	3,627	5.4791	1.87509	1.003
<i>Dic</i> – 00	3,640	5.4988	1.87509	1.004

En la **Tabla 5.10** encontramos resumidos los datos de p/Z y G_p respectivamente

Tabla 5.10. Datos para el gráfico G_p vs p/Z para el yacimiento M-4/M-4A

Fecha	G_p [Mensual]	p/Z
<i>Oct</i> – 96	0	8,167.2535
<i>Nov</i> – 96	0	8,167.2535
<i>Dic</i> – 96	0	8,167.2535
<i>Ene</i> – 97	0	8,167.2535
<i>Feb</i> – 97	346,668	8,087.5248
<i>Mar</i> – 97	1,668,291	7,978.2608
<i>Abr</i> – 97	5,781,621	7,684.2011
<i>May</i> – 97	10,837,907	7,269.93
<i>Jun</i> – 97	15,826,877	6,587.8877
<i>Jul</i> – 97	20,883,349	6,180.9447
<i>Ago</i> – 97	25,471,380	5,787.0860
<i>Sep</i> – 97	29,313,420	5,384.9798
<i>Oct</i> – 97	31,840,695	5,205.6451
<i>Nov</i> – 97	34,058,895	5,082.6513
<i>Dic</i> – 97	36,063,014	4,907.1440
<i>Ene</i> – 98	38,447,658	4,847.4376
<i>Feb</i> – 98	40,560,958	4,932.4662
<i>Mar</i> – 98	42,790,757	4,778.5052
<i>Abr</i> – 98	45,009,347	4,585.8039
<i>May</i> – 98	46,778,393	4,369.3329
<i>Jun</i> – 98	47,605,193	4,212.9884
<i>Jul</i> – 98	48,424,027	4,207.2890
<i>Ago</i> – 98	49,120,535	4,139.5607
<i>Sep</i> – 98	49,824,605	4,067.2095
<i>Oct</i> – 98	50,535,652	4,010.3773
<i>Nov</i> – 98	51,189,742	3,942.8571
<i>Dic</i> – 98	51,802,023	3,876.1776
<i>Ene</i> – 99	52,382,374	3,808.8306

Feb – 99	52,924,846	3,743.6349
Mar – 99	53,503,492	3,687.6912
Abr – 99	54,063,472	3,620.6037
May – 99	54,511,050	3,552.6051
Jun – 99	54,705,840	3,501.5197
Jul – 99	54,803,304	3,498.8850
Ago – 99	54,891,499	3,503.8492
Sep – 99	54,985,969	3,509.1093
Oct – 99	55,109,783	3,515.3721
Nov – 99	55,184,183	3,521.9236
Dic – 99	55,803,253	3,528.8180
Ene – 00	55,869,469	3,535.6998
Feb – 00	55,929,673	3,542.2123
Mar – 00	55,990,185	3,549.0689
Abr – 00	56,044,275	3,556.8513
May – 00	56,121,000	3,564.9728
Jun – 00	56,194,320	3,573.3627
Jul – 00	56,236,108	3,582.0289
Ago – 00	56,302,169	3,591.4365
Sep – 00	56,366,549	3,600.1199
Oct – 00	56,422,101	3,608.1445
Nov – 00	0	3,616.1515
Dic – 00	0	3,625.4980

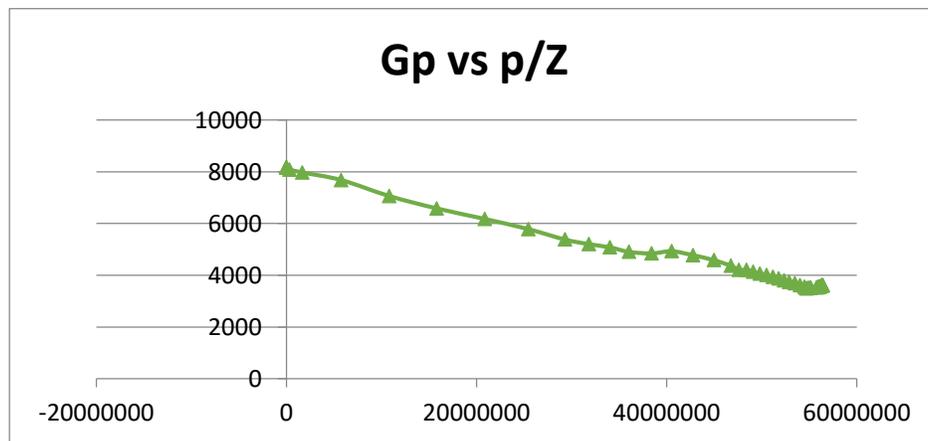


Figura 5.6. Gráfico de G_p vs p/Z para el yacimiento M-4/M-4A.

En la **Fig. 5.6** se observa el grafico p/Z del yacimiento $M - 4/M - 4A$ y podemos notar que la tendencia de los datos no demuestran una tendencia tan clara de ser un yacimiento sobrepresionado. Pero calcularemos el volumen original de gas mediante los métodos de Ramagost-Farshad, y Roach, que son para

yacimientos sobrepresionados para tener una comparativa, y saber si sí estamos trabajando en un yacimiento sobrepresionado.

Ya que dichos métodos emplean a B_g , calculamos los valores de de este para todas las presiones,

$$B_g = \frac{p_{C.E.} ZT}{T_{C.E.} p}$$

$$B_{gi} = \frac{14.7}{60} \left(\frac{1.63 * (267)}{12,721} \right) = 2.52 \times 10^{-3} [ft^3 / ft^3]$$

Los valores de B_g se resumen en la **Tabla 5.11**:

Tabla 5.11. Datos de B_g para el yacimiento M-4/M-4A

Fecha	Presión [psia]	z	B_g
Oct – 96	12,721	1.5575	2.52E – 03
Nov – 96	12,721	1.5575	2.52E – 03
Dic – 96	12,721	1.5575	2.52E – 03
Ene – 97	12,721	1.5575	2.52E – 03
Feb – 97	12,555	1.5523	2.54E – 03
Mar – 97	12,327	1.5450	2.58E – 03
Abr – 97	11,710	1.4712	2.67E – 03
May – 97	10,396	1.4218	2.83E – 03
Jun – 97	9,366	1.3739	3.12E – 03
Jul – 97	8,492	1.4712	3.33E – 03
Ago – 97	7,654	1.3226	3.55E – 03
Sep – 97	6,819	1.2663	3.82E – 03
Oct – 97	6,455	1.24	3.95E – 03
Nov – 97	6,211	1.222	4.04E – 03
Dic – 97	5,866	1.1954	4.19E – 03
Ene – 98	5,751	1.1864	4.24E – 03
Feb – 98	5,916	1.1994	4.17E – 03
Mar – 98	5,620	1.1761	4.30E – 03
Abr – 98	5,259	1.1468	4.48E – 03
May – 98	4,867	1.1139	4.70E – 03
Jun – 98	4,593	1.0902	4.88E – 03
Jul – 98	4,583	1.0893	4.88E – 03
Ago – 98	4,467	1.0791	4.96E – 03
Sep – 98	4,345	1.0683	5.05E – 03
Oct – 98	4,251	1.06	5.12E – 03
Nov – 98	4,140	1.05	5.21E – 03
Dic – 98	4,032	1.04	5.30E – 03
Ene – 99	3,925	1.03	5.40E – 03
Feb – 99	3,823	1.02	5.49E – 03
Mar – 99	3,736	1.01	5.57E – 03

<i>Abr</i> – 99	3,634	1.00	5.68E – 03
<i>May</i> – 99	3,532	0.9942	5.78E – 03
<i>Jun</i> – 99	3,456	0.987	5.87E – 03
<i>Jul</i> – 99	3,452	0.9866	5.87E – 03
<i>Ago</i> – 99	3,459	0.9872	5.87E – 03
<i>Sep</i> – 99	3,467	0.9880	5.86E – 03
<i>Oct</i> – 99	3,476	0.9888	5.85E – 03
<i>Nov</i> – 99	3,486	0.9898	5.84E – 03
<i>Dic</i> – 99	3,496	0.9907	5.82E – 03
<i>Ene</i> – 00	3,506	0.9916	5.81E – 03
<i>Feb</i> – 00	3,516	0.9926	5.80E – 03
<i>Mar</i> – 00	3,526	0.9935	5.79E – 03
<i>Abr</i> – 00	3,538	0.9947	5.78E – 03
<i>May</i> – 00	3,550	0.9958	5.76E – 03
<i>Jun</i> – 00	3,563	0.9971	5.75E – 03
<i>Jul</i> – 00	3,576	0.9983	5.74E – 03
<i>Ago</i> – 00	3,590	0.9996	5.72E – 03
<i>Sep</i> – 00	3,603	1.00	5.71E – 03
<i>Oct</i> – 00	3,615	1.001	5.70E – 03
<i>Nov</i> – 00	3,627	1.003	5.68E – 03
<i>Dic</i> – 00	3,640	1.004	5.67E – 03

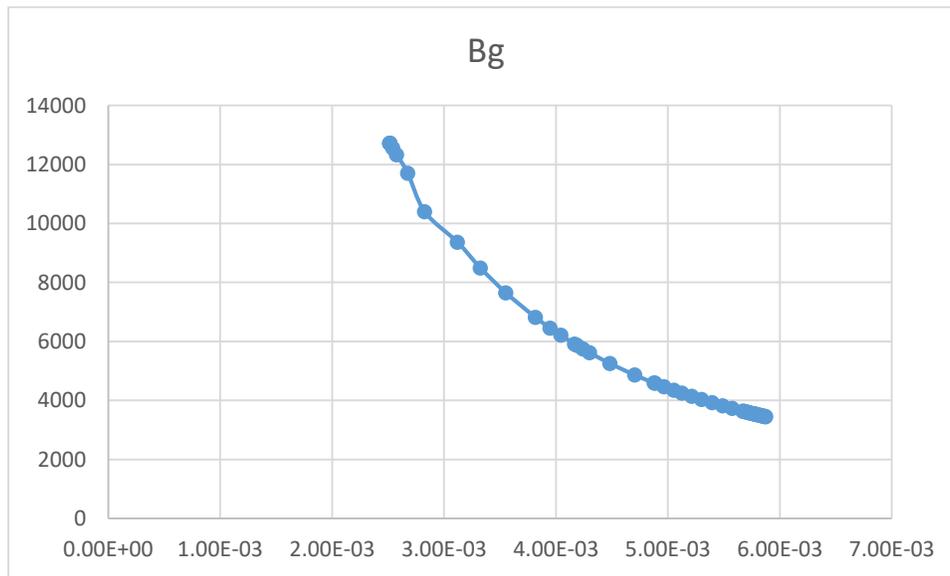


Figura 5.7. Gráfica de B_g vs P para el yacimiento M-4/M-4A.

1. Ahora calculamos el volumen original de gas G por los métodos propuestos para yacimientos sobrepresionados (Ramagost y Farshad, y Roach).

Necesitamos conocer la compresibilidad de la formación y para esto utilizamos la **Fig. 5.8**. Tenemos que obtener el gradiente de presión para una presión de 12,721 [psia] y una profundidad de 15,283 [ft ss] para esto utilizamos la **Fig. 5.9**.

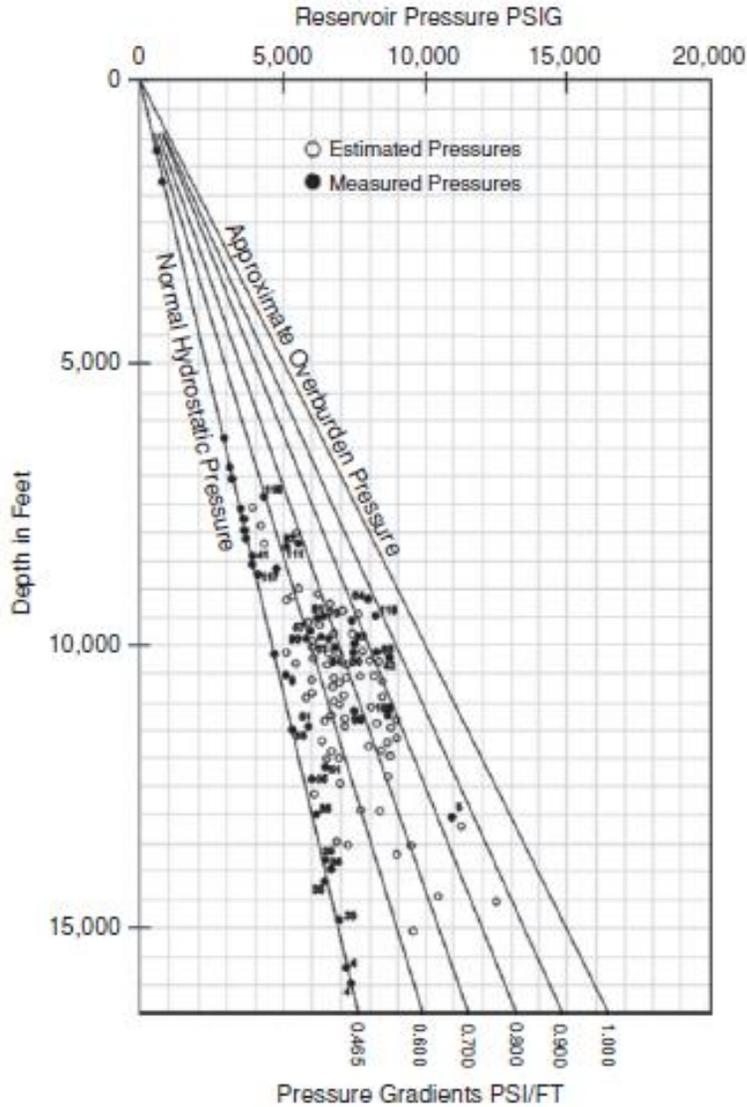


Figura 5.8. Zonas geopresurizadas a lo largo de la Costa del Golfo, EE.UU. (de Dickinson)

El gradiente de presión obtenido de la Fig. 5.8 es de 0.8000. Ahora entramos a la **Fig. 5.9** con los datos de la profundidad y el gradiente de presión y obtenemos la compresibilidad de la formación que es de 26×10^{-6} [psia⁻¹].

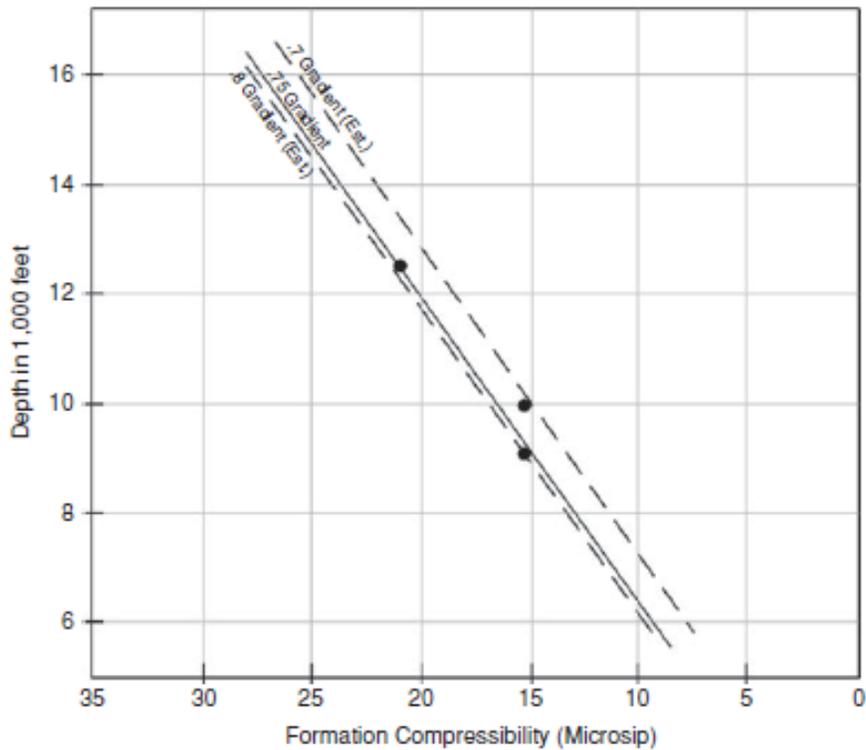


Figura 5.9. Correlación para estimar la compresibilidad de la formación (de Hammerlindl 1971 SPE)

Para estimar la compresibilidad del gas utilizamos la correlación de Mattart, con los datos de la $p_r = 19.2171$ y $T_r = 1.8750$ (los valores de p_r y T_r fueron obtenidos anteriormente) entramos en el la Fig. 1.23 (del capítulo 1) para obtener $C_r T_r$. El valor de $C_r T_r = 0.014$.

Con el valor de $C_r T_r = 0.014$ calculamos C_r

$$C_r = \frac{C_r T_r}{T_r} = \frac{0.014}{1.8750} = 0.00747$$

La compresibilidad del gas es

$$C_g = \frac{C_r}{p_{pc}} = \frac{0.0112}{661.9602} = 11.279 \times 10^{-6} [psia^{-1}]$$

Ahora calculamos la compresibilidad del agua C_w , a partir de la ecuación de la compresibilidad total C_t

$$C_t = S_g C_g + S_w C_w + C_f \rightarrow C_w = \frac{C_t - S_g C_g - C_f}{S_w}$$

$$C_w = \frac{7 \times 10^{-6} - 0.714(11.279 \times 10^{-6}) - 26 \times 10^{-6}}{0.286} = 9.459 \times 10^{-5} \text{ [psia}^{-1}\text{]}$$

Con los datos de las compresibilidades, las saturaciones de los fluidos del yacimiento y los factores de volumen del gas obtenidos anteriormente y junto con las presiones se encuentran resumidos en la **Tabla 5.12**, calcularemos el volumen original de gas G por medio de los métodos de Ramagost y Farshad, y Roach

Tabla 5.12. Resumen de los datos necesarios para el cálculo de G para el yacimiento M-4/M-4A

p_i	12,721 [psia]
p	3,640 [psia]
B_{gi}	0.008381 [ft^3/ft^3]
B_g	0.018129 [ft^3/ft^3]
S_w	0.286
C_f	26×10^{-6} [psia $^{-1}$]
C_w	9.459×10^{-5} [psia $^{-1}$]
G_p	56,422,101 [scf]

Las ecuaciones empleadas en el método de Ramagost y Farshad son:

$$y = \frac{P}{z} \left[1 - \left(\frac{C_f + C_w S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right) (p_i - p) \right],$$

$$x = G_p,$$

$$m = -\frac{p_i}{G z_i},$$

$$b = \frac{p_i}{z_i}.$$

La **Tabla 5.13** muestra el resumen de los cálculos obtenidos mediante el método de Ramagost y Farshad y en la **Fig. 5.10** se muestra el gráfico del mismo método.

Tabla 5.13. Resumen de los cálculos del método de Ramaagost y Farshad

<i>Fecha</i>	<i>Presión [psia]</i>	<i>p/z</i>	<i>G_{p,x} [mensual]</i>	<i>y</i>
<i>oct – 96</i>	12,721	8,167.2535	0	8,167.0411
<i>nov – 96</i>	12,721	8,167.2535	0	8,167.0411
<i>dic – 96</i>	12,721	8,167.2535	0	8,167.0411
<i>ene – 97</i>	12,721	8,167.2535	0	8,167.0411
<i>feb – 97</i>	12,555	8,087.5248	346,668	8,123.6371
<i>mar – 97</i>	12,327	7,978.2608	1,668,291	7,978.0533
<i>abr – 97</i>	11,710	7,684.2011	5,781,621	7,894.1667
<i>may – 97</i>	10,396	7,269.9300	10,837,907	7,727.0023
<i>jun – 97</i>	9,366	6,587.8877	15,826,877	7,185.6459
<i>jul – 97</i>	8,492	6,180.9447	20,883,349	6,887.9214
<i>ago – 97</i>	7,654	5,787.0860	25,471,380	6,580.2075
<i>sep – 97</i>	6,819	5,384.9798	29,313,420	6,244.6341
<i>oct – 97</i>	6,455	5,205.6451	31,840,695	5,205.5098
<i>nov – 97</i>	6,211	5,082.6513	34,058,895	5,977.6419
<i>dic – 97</i>	5,866	4,907.1440	36,063,014	5,817.0293
<i>ene – 98</i>	5,751	4,847.4376	38,447,658	5,761.3327
<i>feb – 98</i>	5,916	4,932.4662	40,560,958	5,840.3749
<i>mar – 98</i>	5,620	4,778.5052	42,790,757	5,696.3390
<i>abr – 98</i>	5,259	4,585.8039	45,009,347	5,511.4097
<i>may – 98</i>	4,867	4,369.3329	46,778,393	5,297.5812
<i>jun – 98</i>	4,593	4,212.9884	47,605,193	5,139.2504
<i>jul – 98</i>	4,583	4,207.2890	48,424,027	5,133.4362
<i>ago – 98</i>	4,467	4,139.5607	49,120,535	5,063.7893
<i>sep – 98</i>	4,345	4,067.2095	49,824,605	4,066.3216
<i>oct – 98</i>	4,251	4,010.3773	50,535,652	4,929.0837
<i>nov – 98</i>	4,140	3,942.8571	51,189,742	3,942.6425
<i>dic – 98</i>	4,032	3,876.1776	51,802,023	4,787.2160
<i>ene – 99</i>	3,925	3,808.8306	52,382,374	4,715.0653
<i>feb – 99</i>	3,823	3,743.6349	52,924,846	4,644.6877
<i>mar – 99</i>	3,736	3,687.6912	53,503,492	3,687.5953
<i>abr – 99</i>	3,634	3,620.6037	54,063,472	4,510.5563
<i>may – 99</i>	3,532	3,552.6051	54,511,050	4,435.6464
<i>jun – 99</i>	3,456	3,501.5197	54,705,840	4,379.0623
<i>jul – 99</i>	3,452	3,498.8850	54,803,304	4,376.1459
<i>ago – 99</i>	3,459	3,503.8492	54,891,499	4,381.6913

sep – 99	3,467	3,509.1093	54,985,969	4,387.5097
oct – 99	3,476	3,515.3721	55,109,783	4,394.4844
nov – 99	3,486	3,521.9236	55,184,183	4,401.7214
dic – 99	3,496	3,528.8180	55,803,253	4,409.3834
ene – 00	3,506	3,535.6998	55,869,469	4,417.0261
feb – 00	3,516	3,542.2123	55,929,673	4,424.2036
mar – 00	3,526	3,549.0689	55,990,185	4,431.8073
abr – 00	3,538	3,556.8513	56,044,275	4,440.3707
may – 00	3,550	3,564.9728	56,121,000	4,449.3523
jun – 00	3,563	3,573.3627	56,194,320	4,458.5668
jul – 00	3,576	3,582.0895	56,236,108	4,468.1957
ago – 00	3,590	3,591.4365	56,302,169	4,478.4947
sep – 00	3,603	3,600.1199	56,366,549	4,488.0566
oct – 00	3,615	3,608.1445	56,422,101	4,496.8891
nov – 00	3,627	3,616.1515	56,422,101	4,505.6945
dic – 00	3,640	3,625.4980	5.64E + 07	4,516.0650

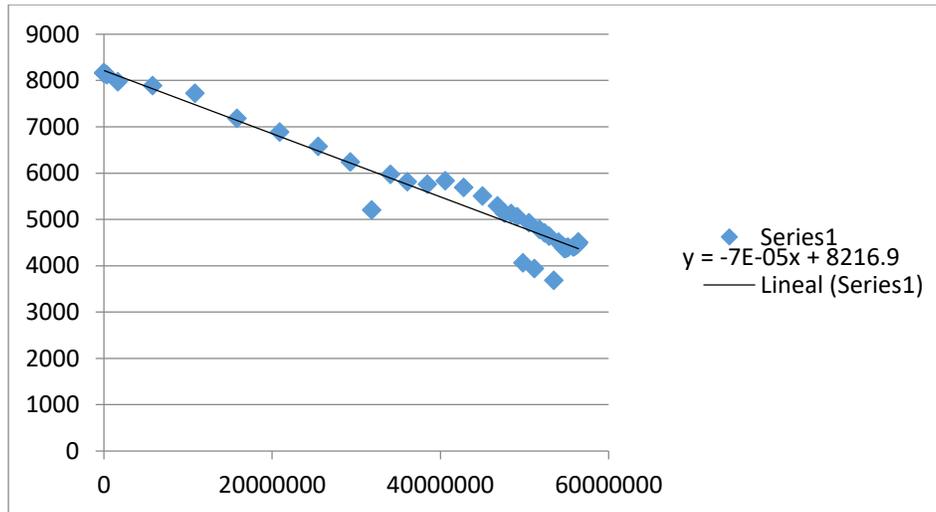


Figura 5.10. Gráfico del método de Ramagost y Farshad para el yacimiento M-4/M-4A

La ecuación de la línea de tendencia de los datos es $y = -7 \times 10^{-5}x + 8216.9$. Ya que conocemos la pendiente de la recta y observando las ecuaciones del método podemos obtener el volumen original al emplear $m = -P_i/Gz_i$. Como ya conocemos el valor de la pendiente ($m = -7 \times 10^{-5}$) y el valor de P_i/z_i , solo despejamos G para obtener el volumen original del gas.

$$m = -\frac{P_i}{Gz_i} \rightarrow G = -\frac{\frac{P_i}{z_i}}{-m}$$

$$G = -\frac{8,167.0411}{(-6 \times 10^5)} = 116,672,016.58336 \text{ [MMscf]}.$$

Ahora calculamos el volumen original de gas G por el método de Roach

$$\frac{1}{(p_i - p)} \left(\frac{p_i z}{p z_i} - 1 \right) = \frac{1}{G} \left[\frac{G_p}{(p_i - p)} \left(\frac{p_i z}{p z_i} \right) \right] - \left(\frac{C_f + C_w S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)$$

Donde:

$$y = \frac{1}{p_i - p} \left(\frac{p_i z}{p z_i} - 1 \right),$$

$$x = \left[\frac{G_p}{p_i - p} \left(\frac{p_i z}{p z_i} \right) \right],$$

$$m = \frac{1}{G},$$

$$b = - \left[\frac{C_f + C_w S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right].$$

En la **Tabla 5.14** se muestra los valores calculados por medio del método de Roach y la **Fig. 5.11** el grafico del mismo.

Tabla 5.14. Resumen de los cálculos del método de Roach para el yacimiento M-4/M-4A

<i>Fecha</i>	<i>P [psia]</i>	<i>z</i>	<i>Gp [mensual]</i>	<i>x</i>	<i>y</i>
<i>oct - 96</i>	12,721	1.5575	0	—	—
<i>nov - 96</i>	12,721	1.5575	0	—	—
<i>dic - 96</i>	12,721	1.5575	0	—	—
<i>ene - 97</i>	12,721	1.5575	0	0	0
<i>feb - 97</i>	12,555	1.5523	346,668	2,108.9489	5.94E - 05
<i>mar - 97</i>	12,327	1.5450	1,668,291	4,334.5437	6.01E - 05
<i>abr - 97</i>	11,710	1.5239	5,781,621	6,078.211	6.22E - 05
<i>may - 97</i>	10,396	1.43	10,837,907	5,236.8274	5.31E - 05
<i>jun - 97</i>	9,366	1.4217	15,826,877	5,848.3391	7.15E - 05
<i>jul - 97</i>	8,492	1.3739	20,883,349	6,525.0468	7.60E - 05
<i>ago - 97</i>	7,654	1.3226	25,471,380	7,094.432	8.12E - 05
<i>sep - 97</i>	6,819	1.2663	29,313,420	7,532.8485	8.75E - 05

COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS DE GAS

<i>oct</i> – 97	6,455	1.24	31,840,695	7,972.4833	9.08E – 05
<i>nov</i> – 97	6,211	1.222	34,058,895	8,406.8883	9.32E – 05
<i>dic</i> – 97	5,866	1.1954	36,063,014	8,755.9201	9.69E – 05
<i>ene</i> – 98	5,751	1.1864	38,447,658	9,293.9625	9.83E – 05
<i>feb</i> – 98	5,916	1.1994	40,560,958	9,869.4281	9.64E – 05
<i>mar</i> – 98	5,620	1.1761	42,790,757	10,299.4593	9.99E – 05
<i>abr</i> – 98	5,259	1.1468	45,009,347	10,742.5657	1.05E – 04
<i>may</i> – 98	4,867	1.1139	46,778,393	11,133.0791	1.11E – 04
<i>jun</i> – 98	4,593	1.0902	47,605,193	11,354.1964	1.15E – 04
<i>jul</i> – 98	4,583	1.0893	48,424,027	11,550.9286	1.16E – 04
<i>ago</i> – 98	4,467	1.0791	49,120,535	11741.414	1.18E – 04
<i>sep</i> – 98	4,345	1.0683	49,824,605	11,945.0145	1.20E – 04
<i>oct</i> – 98	4,251	1.06	50,535,652	12,150.8108	1.22E – 04
<i>nov</i> – 98	4,140	1.05	51,189,742	12,356.9142	1.25E – 04
<i>dic</i> – 98	4,032	1.0402	51,802,023	12,561.7251	1.27E – 04
<i>ene</i> – 99	3,925	1.0305	52,382,374	12,769.8068	1.30E – 04
<i>feb</i> – 99	3,823	1.0212	52,924,846	12,976.2662	1.33E – 04
<i>mar</i> – 99	3,736	1.0131	53,503,492	13,188.2002	1.35E – 04
<i>abr</i> – 99	3,634	1.0037	54,063,472	13,420.8012	1.38E – 04
<i>may</i> – 99	3,532	0.9942	54,511,050	13,637.8339	1.41E – 04
<i>jun</i> – 99	3,456	0.987	54,705,840	13,772.3396	1.44E – 04
<i>jul</i> – 99	3,452	0.9866	54,803,304	13,801.3071	1.44E – 04
<i>ago</i> – 99	3,459	0.9872	54,891,499	13,814.3653	1.44E – 04
<i>sep</i> – 99	3,467	0.988	54,985,969	13,829.3423	1.43E – 04
<i>oct</i> – 99	3,476	0.9888	55,109,783	13,849.2582	1.43E – 04
<i>nov</i> – 99	3,486	0.9898	55,184,183	13,857.1469	1.43E – 04
<i>dic</i> – 99	3,496	0.9907	55,803,253	14,000.383	1.42E – 04
<i>ene</i> – 00	3,506	0.9916	55,869,469	14,004.8947	1.42E – 04
<i>feb</i> – 00	3,516	0.9926	55,929,673	14,009.4127	1.42E – 04
<i>mar</i> – 00	3,526	0.9935	55,990,185	14,012.6982	1.42E – 04
<i>abr</i> – 00	3,538	0.9947	56,044,275	14,013.8349	1.41E – 04
<i>may</i> – 00	3,550	0.9958	56,121,000	14,019.3705	1.41E – 04
<i>jun</i> – 00	3,563	0.9971	56,194,320	14,024.6074	1.40E – 04
<i>jul</i> – 00	3,576	0.9983	56,236,108	14,020.7467	1.40E – 04
<i>ago</i> – 00	3,590	0.9996	56,302,169	14,022.1503	1.40E – 04
<i>sep</i> – 00	3,603	1.0008	56,366,549	14,024.2915	1.39E – 04
<i>oct</i> – 00	3,615	1.0019	56,422,101	14,025.3504	1.39E – 04
<i>nov</i> – 00	3,627	1.003	56,422,101	14,012.7611	1.38E – 04
<i>dic</i> – 00	3,640	1.004	56,422,101	13,996.6449	1.38E – 04

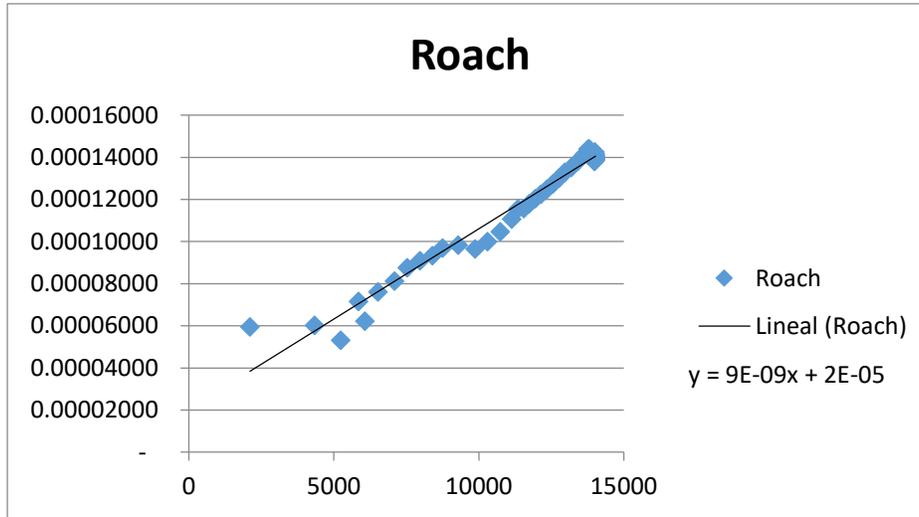


Figura 5.11. Gráfico del método de Roach para el yacimiento M-4/M-4A

La ecuación de la línea de tendencia de los datos es $9 \times 10^{-9}x + 2 \times 10^{-5}$ y de la misma forma que con el método de Ramagost y Farshad, calculamos el volumen original de gas G , mediante la ecuación de la pendiente $m = 1/G$; donde $m = 9 \times 10^{-9}$.

$$m = \frac{1}{G} \rightarrow G = \frac{1}{m}$$

$$G = \frac{1}{9 \times 10^{-9}} = 111,111,111.11 [MMscf].$$

En este caso el volumen original de gas G obtenido con el método de Roach es de 111,111,111.11 [MMscf] y con el método de Ramagost y Farshad el volumen es de 116,672,016.58336 [MMscf].

5.3.2 Solución del yacimiento M – 6

El procedimiento que seguimos para el yacimiento M-A/M-4A se aplicara para el yacimiento **M-6**. Comenzando por corregir las propiedades de la mezcla por medio de la correlación de Sutton

- a. Determinamos la densidad relativa de los componentes hidrocarburos de la mezcla.

$$\gamma_g = \frac{0.7437 - 1.1767(0) - 1.519(0.0074) - 0.9672(0.0017) - 0.6220(0)}{1 - 0.0074 - 0.0017} = 0.76547.$$

- b. Ahora calculamos la presión y la temperatura pseudocriticas de los componentes hidrocarburos.

$$p_{pch} = 758.8 - 131.07(0.76547) - 3.6(0.76547)^2 = 654.41313 \text{ [psia]},$$

$$T_{pch} = 169.2 + 349.5(0.76547) - 74.0(0.76547)^2 = 393.37343 \text{ [R]}.$$

- c. Calculamos las propiedades pseudocriticas de la mezcla total

$$p_{pc} = [(1 - 0.0074 - 0.0017) * 654.41313] + 1,071(0.0074) + 493.1(0.0017) \\ = 657.2216 \text{ [psia]},$$

$$T_{pc} = [(1 - 0.0074 - 0.0017) * 393.37343] + 547.58(0.0074) + 227.16(0.0017) \\ = 394.23199 \text{ [R]},$$

- a. Calculamos las propiedades reducidas,

$$p_r = \frac{12,825}{657.2216} = 19.51396,$$

$$T_r = \frac{272 + 459.67}{394.23199} = 1.85593.$$

Ya que es un yacimiento con una alta presión utilizamos la correlación grafica de Katz para sistemas a altas presiones (al igual que en el caso anterior, los datos son revalidados mediante la correlación de DPR) y a partir de Agosto del 97 utilizamos la correlación de Dranchuck, Purvis y Robinson (DPR). Los datos de presión, temperatura y presión reducidas y factor de compresibilidad z, se encuentra resumidas en la **Tabla 5.15**.

Tabla 5.15. Valores del factor z para el yacimiento M-6

<i>Fecha</i>	<i>Presión [psia]</i>	<i>p_r</i>	<i>T_r</i>	<i>z</i>
Sep - 96	12,825	19.5139	1.85593	1.3409

CASO DE APLICACIÓN

<i>Oct</i> – 96	12,584	19.1472	1.85593	1.34186
<i>Nov</i> – 96	12,533	19.0696	1.85593	1.34210
<i>Dic</i> – 96	12,482	18.9920	1.85593	1.34233
<i>Ene</i> – 97	12,482	18.9920	1.85593	1.34233
<i>Feb</i> – 97	12,482	18.9920	1.85593	1.34234
<i>Mar</i> – 97	12,417	18.8931	1.85593	1.34265
<i>Abr</i> – 97	12,099	18.4093	1.85593	1.34424
<i>May</i> – 97	11,582	17.6226	1.85593	1.34637
<i>Jun</i> – 97	10,622	16.1619	1.85593	1.34509
<i>Jul</i> – 97	10,188	15.5016	1.85593	1.34120
<i>Ago</i> – 97	9,734	14.8108	1.85593	1.3346
<i>Sep</i> – 97	9,183	13.9724	1.85593	1.3231
<i>Oct</i> – 97	8,614	13.1066	1.85593	1.3073
<i>Nov</i> – 97	8,227	12.5178	1.85593	1.2944
<i>Dic</i> – 97	7,903	12.0248	1.85593	1.2822
<i>Ene</i> – 98	7,636	11.6186	1.85593	1.2714
<i>Feb</i> – 98	7,528	11.4542	1.85593	1.2669
<i>Mar</i> – 98	7,053	10.7315	1.85593	1.2452
<i>Abr</i> – 98	6,719	10.2233	1.85593	1.2287
<i>May</i> – 98	6,499	9.8885	1.85593	1.2178
<i>Jun</i> – 98	6,404	9.7440	1.85593	1.2124
<i>Jul</i> – 98	6,209	9.5797	1.85593	1.2066
<i>Ago</i> – 98	6,188	9.4153	1.85593	1.2006
<i>Sep</i> – 98	6,185	9.4108	1.85593	1.2006
<i>Oct</i> – 98	6,119	9.3104	1.85593	1.1969
<i>Nov</i> – 98	5,997	9.1247	1.85593	1.19
<i>Dic</i> – 98	5,927	9.0182	1.85593	1.186
<i>Ene</i> – 99	5,858	8.9132	1.85593	1.182
<i>Feb</i> – 99	5,793	8.8143	1.85593	1.1783
<i>Mar</i> – 99	5,722	8.7063	1.85593	1.1741
<i>Abr</i> – 99	5,665	8.6196	1.85593	1.1708
<i>May</i> – 99	5,669	8.6257	1.85593	1.171
<i>Jun</i> – 99	5,668	8.6241	1.85593	1.171
<i>Jul</i> – 99	5,598	8.5176	1.85593	1.1666
<i>Ago</i> – 99	5,545	8.4370	1.85593	1.1637
<i>Sep</i> – 99	5,501	8.3700	1.85593	1.1609
<i>Oct</i> – 99	5,463	8.3122	1.85593	1.1588
<i>Nov</i> – 99	5,435	8.2696	1.85593	1.1571
<i>Dic</i> – 99	5,412	8.2346	1.85593	1.1557
<i>Ene</i> – 00	5,390	8.2011	1.85593	1.1544
<i>Feb</i> – 00	5,404	8.2224	1.85593	1.1552
<i>Mar</i> – 00	5,416	8.2407	1.85593	1.156
<i>Abr</i> – 00	5,425	8.2544	1.85593	1.1565
<i>May</i> – 00	5,433	8.2666	1.85593	1.157
<i>Jun</i> – 00	5,440	8.2772	1.85593	1.1574
<i>Jul</i> – 00	5,446	8.2863	1.85593	1.1578
<i>Ago</i> – 00	5,451	8.9400	1.85593	1.158
<i>Sep</i> – 00	5,455	8.3000	1.85593	1.1582
<i>Oct</i> – 00	5,459	8.3061	1.85593	1.1585

<i>Nov</i> – 00	5,463	8.3122	1.85593	1.1588
<i>Dic</i> – 00	5,466	8.3168	1.85593	1.1589
<i>Ene</i> – 01	5,469	8.3213	1.85593	1.1591
<i>Feb</i> – 01	5,471	8.3244	1.85593	1.1592
<i>Mar</i> – 01	5,474	8.3290	1.85593	1.1594
<i>Abr</i> – 01	5,476	8.3320	1.85593	1.1595
<i>May</i> – 01	5,478	8.3350	1.85593	1.1596
<i>Jun</i> – 01	5,480	8.3381	1.85593	1.1597

En la **Tabla 5.16** encontramos resumidos los datos de G_p y p/Z respectivamente:

Tabla 5.16. Datos para el gráfico G_p vs p/Z para el yacimiento M-6

<i>Fecha</i>	G_p [<i>Mensual</i>]	p/Z
<i>Sep</i> – 96	0	9,564.3407
<i>Oct</i> – 96	1,378,012	9,378.0128
<i>Nov</i> – 96	3,238,787	9,338.3308
<i>Dic</i> – 96	3,238,787	9,298.7443
<i>Ene</i> – 97	3,238,787	9,298.7443
<i>Feb</i> – 97	3,238,787	9,298.7008
<i>Mar</i> – 97	4,130,533	9,248.1170
<i>Abr</i> – 97	8,215,279	9,000.5953
<i>May</i> – 97	12,840,107	8,602.3857
<i>Jun</i> – 97	17,648,393	7,896.8489
<i>Jul</i> – 97	22,439,009	7,596.1743
<i>Ago</i> – 97	27,213,133	7,293.5711
<i>Sep</i> – 97	32,348,686	6,940.5185
<i>Oct</i> – 97	37,342,569	6,589.1532
<i>Nov</i> – 97	42,230,060	6,355.8405
<i>Dic</i> – 97	46,333,158	6,163.6250
<i>Ene</i> – 98	49,951,974	6,005.9777
<i>Feb</i> – 98	51,669,250	5,942.0633
<i>Mar</i> – 98	55,137,561	5,664.1503
<i>Abr</i> – 98	58,338,032	5,468.3812
<i>May</i> – 98	60,551,649	5,336.6727
<i>Jun</i> – 98	61,699,393	5,282.0851
<i>Jul</i> – 98	62,705,312	5,217.9678
<i>Ago</i> – 98	63,094,052	5,154.0896
<i>Sep</i> – 98	63,754,445	5,151.5909
<i>Oct</i> – 98	64,710,826	5,112.3736
<i>Nov</i> – 98	65,323,014	5,039.4958
<i>Dic</i> – 98	65,935,202	4,997.4705
<i>Ene</i> – 99	66,538,121	4,956.0068
<i>Feb</i> – 99	67,157,904	4,916.4050
<i>Mar</i> – 99	67,773,037	4,873.5201
<i>Abr</i> – 99	68,329,394	4,838.5719

May – 99	68,620,329	4,841.1614
Jun – 99	68,877,319	4,840.3074
Jul – 99	69,329,609	4,798.5599
Ago – 99	69,823,718	4,764.9738
Sep – 99	70,018,708	4,738.5649
Oct – 99	70,426,699	4,714.3597
Nov – 99	70,837,852	4,697.0875
Dic – 99	71,236,636	4,682.8762
Ene – 00	71,627,422	4,669.0922
Feb – 00	71,855,744	4,677.9778
Mar – 00	72,061,391	4,685.1211
Abr – 00	72,261,682	4,690.8776
May – 00	72,458,501	4,695.7649
Jun – 00	72,688,862	4,700.1901
Jul – 00	72,906,637	4,703.7485
Ago – 00	73,107,207	4,707.2539
Sep – 00	73,316,302	4,709.8947
Oct – 00	73,509,742	4,712.1278
Nov – 00	73,595,457	4,714.3597
Dic – 00	73,723,921	4,716.5415
Ene – 01	73,911,378	4,718.3159
Feb – 01	74,093,937	4,719.6342
Mar – 01	74,261,399	4,721.4076
Abr – 01	74,4270,94	4,722.7253
May – 01	74,574,282	4,724.0428
Jun – 01	74,702,746	4,725.3600

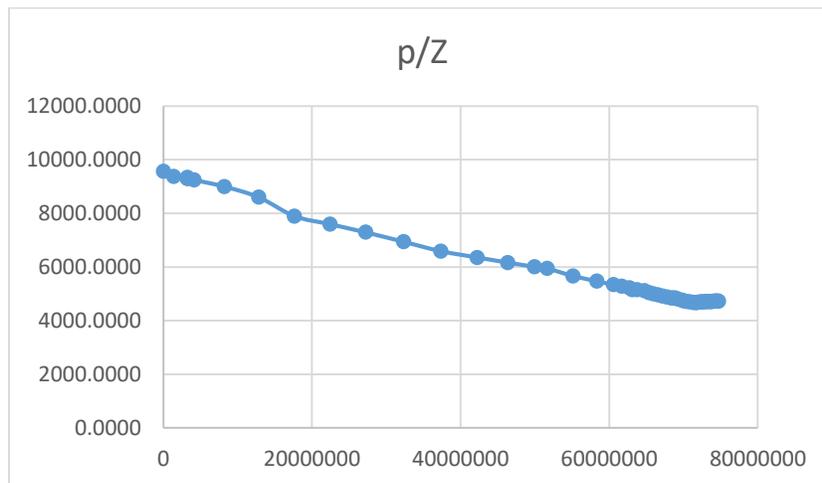


Figura 5.12. Gráfico de G_p vs p/Z para el yacimiento M-6.

Como en el yacimiento M-4/M-4A al observar la **Fig. 5.12** podemos notar que la tendencia de los datos no nos demuestra una tendencia muy clara de que estemos

en un yacimiento sobrepresionado y del mismo modo que en caso anterior, emplearemos los métodos de Ramagost-Fashard y Roach para cacular el volumen original de gas G y comprobar si de verdad se tiene un yacimiento sobrepresionado.

Ya que dichos métodos emplean a B_g , calculamos los valores de de este para todas las presiones,

$$B_{gi} = \frac{14.7}{60} \left(\frac{1.64 * (272)}{12,825} \right) = 6.97 \times 10^{-3} [ft^3/ft^3].$$

Los valores de B_g se resumen en la **Tabla 5.17**:

Tabla 5.17. Datos de B_g para el yacimiento M-6

<i>Fecha</i>	<i>Presión [psia]</i>	<i>z</i>	<i>B_g</i>
Sep – 96	12,825	1.3409	6.97E – 03
Oct – 96	12,584	1.3419	7.11E – 03
Nov – 96	12,533	1.3421	7.14E – 03
Dic – 96	12,482	1.3423	7.17E – 03
Ene – 97	12,482	1.3423	7.17E – 03
Feb – 97	12,482	1.3423	7.17E – 03
Mar – 97	12,417	1.3427	7.21E – 03
Abr – 97	12,099	1.3442	7.40E – 03
May – 97	11,582	1.3464	7.75E – 03
Jun – 97	10,622	1.3451	8.44E – 03
Jul – 97	10,188	1.3412	8.77E – 03
Ago – 97	9,734	1.3346	9.14E – 03
Sep – 97	9,183	1.3231	9.60E – 03
Oct – 97	8,614	1.3073	1.01E – 02
Nov – 97	8,227	1.2944	1.05E – 02
Dic – 97	7,903	1.2822	1.08E – 02
Ene – 98	7,636	1.2714	1.11E – 02
Feb – 98	7,528	1.2669	1.12E – 02
Mar – 98	7,053	1.2452	1.18E – 02
Abr – 98	6,719	1.2287	1.22E – 02
May – 98	6,499	1.2178	1.25E – 02
Jun – 98	6,404	1.2124	1.26E – 02
Jul – 98	6,209	1.2066	1.28E – 02
Ago – 98	6,188	1.2006	1.29E – 02
Sep – 98	6,185	1.2006	1.29E – 02
Oct – 98	6,119	1.1969	1.30E – 02
Nov – 98	5,997	1.19	1.32E – 02
Dic – 98	5,927	1.186	1.33E – 02
Ene – 99	5,858	1.182	1.34E – 02
Feb – 99	5,793	1.1783	1.36E – 02
Mar – 99	5,722	1.1741	1.37E – 02

<i>Abr</i> – 99	5,665	1.1708	1.38E – 02
<i>May</i> – 99	5,669	1.171	1.38E – 02
<i>Jun</i> – 99	5,668	1.171	1.38E – 02
<i>Jul</i> – 99	5,598	1.1666	1.39E – 02
<i>Ago</i> – 99	5,545	1.1637	1.40E – 02
<i>Sep</i> – 99	5,501	1.1609	1.41E – 02
<i>Oct</i> – 99	5,463	1.1588	1.41E – 02
<i>Nov</i> – 99	5,435	1.1571	1.42E – 02
<i>Dic</i> – 99	5,412	1.1557	1.42E – 02
<i>Ene</i> – 00	5,390	1.1544	1.43E – 02
<i>Feb</i> – 00	5,404	1.1552	1.42E – 02
<i>Mar</i> – 00	5,416	1.156	1.42E – 02
<i>Abr</i> – 00	5,425	1.1565	1.42E – 02
<i>May</i> – 00	5,433	1.157	1.42E – 02
<i>Jun</i> – 00	5,440	1.1574	1.42E – 02
<i>Jul</i> – 00	5,446	1.1578	1.42E – 02
<i>Ago</i> – 00	5,451	1.158	1.42E – 02
<i>Sep</i> – 00	5,455	1.1582	1.41E – 02
<i>Oct</i> – 00	5,459	1.1585	1.41E – 02
<i>Nov</i> – 00	5,463	1.1588	1.41E – 02
<i>Dic</i> – 00	5,466	1.1589	1.41E – 02
<i>Ene</i> – 01	5,469	1.1591	1.41E – 02
<i>Feb</i> – 01	5,471	1.1592	1.41E – 02
<i>Mar</i> – 01	5,474	1.1594	1.41E – 02
<i>Abr</i> – 01	5,476	1.1595	1.41E – 02
<i>May</i> – 01	5,478	1.1596	1.41E – 02
<i>Jun</i> – 01	5,480	1.1597	1.41E – 02

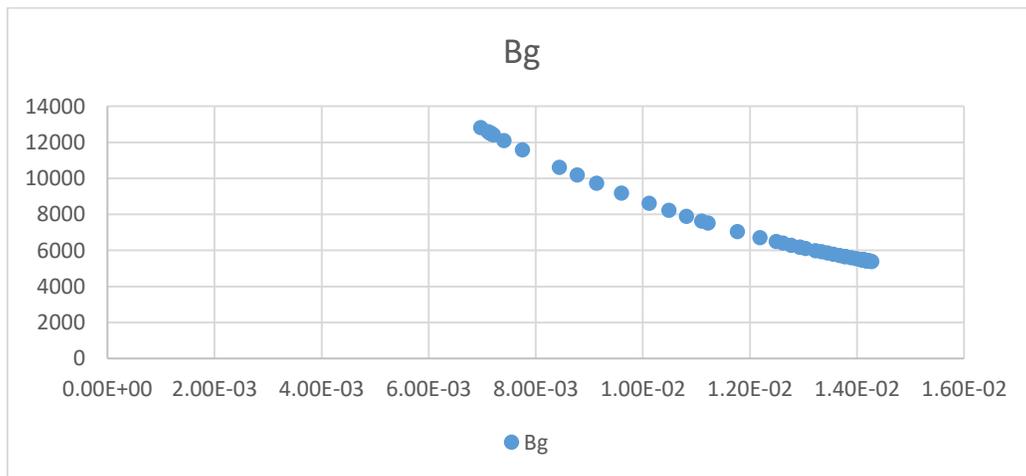


Figura 5.13. Gráfica de B_g vs P para el yacimiento M-6.

1. Calculamos el volumen original de gas G

Nesecitamos conocer la compresibilidad de la formación y para esto utilizamos la Fig. 5.8. Tenemos que obtener el gradiente de presión para una presión de 12,825 [psia] y una profundidad de 15,525 [ft ss] para esto utilizamos la Fig. 5.9.

El gradiente de presión obtenido de la Fig. 5.8 es de 0.8000. Ahora entramos a la Fig. 5.9 con los datos de la profundidad y el gradiente de presión y obtenemos la compresibilidad de la formación que es de 26×10^{-6} [psia⁻¹].

Para estimar la compresibilidad del gas utilizamos la correlación de Mattart, con los datos de la $p_r = 19.51396$ y $T_r = 1.85593$ (los valores de p_r y T_r fueron obtenidos anteriormente) entramos en la Fig. 1.23 (del capítulo 1) para obtener $C_r T_r$. El valor de $C_r T_r = 0.0135$.

Con el valor de $C_r T_r = 0.0135$ calculamos C_r

$$C_r = \frac{C_r T_r}{T_r} = 0.00727.$$

La compresibilidad del gas es:

$$C_g = \frac{C_r}{p_{pc}} = \frac{0.00727}{657.2216} = 11.0677 \times 10^{-6} \text{ [psia}^{-1}\text{]}.$$

Ahora calculamos la compresibilidad del agua C_w , a partir de la ecuación de la compresibilidad total C_t .

$$C_t = S_g C_g + S_w C_w + C_f \rightarrow C_w = \frac{C_t - S_g C_g - C_f}{S_w}.$$

$$C_w = \frac{7 \times 10^{-6} - 0.714(11.0677 \times 10^{-6}) - 26 \times 10^{-6}}{0.286} = 1.39271 \times 10^{-4} \text{ [psia}^{-1}\text{]}.$$

Con los datos de las compresibilidades, las saturaciones de los fluidos del yacimiento y los factores de volumen del gas obtenidos anteriormente y junto con las presiones se encuentran resumidos en la **Tabla 5.18**, calcularemos el volumen original de gas G .

Tabla 5.18. Resumen de los datos necesarios para el cálculo de G para el yacimiento M-6

p_i	12,825 [psia]
p	5,480 [psia]
B_{gi}	0.008521 [ft^3/ft^3]
B_g	0.014102 [ft^3/ft^3]
S_w	0.20
C_f	26×10^{-6} [psia $^{-1}$]
C_w	1.39271×10^{-4} [psia $^{-1}$]
G_p	74,702,746 [scf]

Ahora calculamos G_p dónde:

$$y = \frac{P}{z} \left[1 - \left(\frac{C_f + C_w S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right) (p_i - p) \right],$$

$$x = G_p,$$

$$m = -\frac{p_i}{G z_i},$$

$$b = \frac{p_i}{z_i}.$$

En la **Tabla 5.19** se encuentran los datos obtenidos con el método de Ramagost y Farshad para el yacimiento M-6 y la **Fig. 5.14** muestra el comportamiento de dichos datos.

Tabla 5.19. Resumen de los cálculos por el método de Ramagost y Farshad para el yacimiento M-6

<i>Fecha</i>	P [psia]	p/z	G_p, x [Mensual]	y
sep – 96	12,825	9,564.34	0.00	9,564.3407
oct – 96	12,584	9,378.01	1,378,012.00	9,378.0128
nov – 96	12,533	9,338.33	3,238,787.00	9,338.3308
dic – 96	12,482	9,298.74	3,238,787.00	9,298.7443
ene – 97	12,482	9,298.74	3,238,787.00	9,298.7443
feb – 97	12,482	9,298.70	3,238,787.00	9,298.7008
mar – 97	12,417	9,248.12	4,130,533.00	9,248.1170

COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS DE GAS

<i>abr</i> – 97	12,099	9,000.60	8,215,279.00	9,000.5953
<i>may</i> – 97	11,582	8,602.39	12,840,107.00	8,602.3857
<i>jun</i> – 97	10,622	7,896.85	17,648,393.00	7,896.8489
<i>jul</i> – 97	10,188	7,596.17	22,439,009.00	7,596.1743
<i>ago</i> – 97	9,734	7,293.57	27,213,133.00	7,293.5711
<i>sep</i> – 97	9,183	6,940.52	32,348,686.00	6,940.5185
<i>oct</i> – 97	8,614	6,589.15	37,342,569.00	6,589.1532
<i>nov</i> – 97	8,227	6,355.84	42,230,060.00	6,355.8405
<i>dic</i> – 97	7,903	6,163.63	46,333,158.00	6,163.6250
<i>ene</i> – 98	7,636	6,005.98	49,951,974.00	6,005.9777
<i>feb</i> – 98	7,528	5,942.06	51,669,250.00	5,942.0633
<i>mar</i> – 98	7,053	5,664.15	55,137,561.00	5,664.1503
<i>abr</i> – 98	6,719	5,468.38	58,338,032.00	5,468.3812
<i>may</i> – 98	6,499	5,336.67	60,551,649.00	5,336.6727
<i>jun</i> – 98	6,404	5,282.09	61,699,393.00	5,282.0851
<i>jul</i> – 98	6,296	5,217.97	62,705,312.00	5,217.9678
<i>ago</i> – 98	6,188	5,154.09	63,094,052.00	5,154.0896
<i>sep</i> – 98	6,185	5,151.59	63,754,445.00	5,151.5909
<i>oct</i> – 98	6,119	5,112.37	64,710,826.00	5,112.3736
<i>nov</i> – 98	5,997	5,039.50	65,323,014.00	5,039.4958
<i>dic</i> – 98	5,927	4,997.47	65,935,202.00	4,997.4705
<i>ene</i> – 99	5,858	4,956.01	66,538,121.00	4,956.0068
<i>feb</i> – 99	5,793	4,916.40	67,157,904.00	4,916.4050
<i>mar</i> – 99	5,722	4,873.52	67,773,037.00	4,873.5201
<i>abr</i> – 99	5,665	4,838.57	68,329,394.00	4,838.5719
<i>may</i> – 99	5,669	4,841.16	68,620,329.00	4,841.1614
<i>jun</i> – 99	5,668	4,840.31	68,877,319.00	4,840.3074
<i>jul</i> – 99	5,598	4,798.56	69,329,609.00	4,798.5599
<i>ago</i> – 99	5,545	4,764.97	69,823,718.00	4,764.9738
<i>sep</i> – 99	5,501	4,738.56	70,018,708.00	4,738.5649
<i>oct</i> – 99	5,463	4,714.36	70,426,699.00	4,714.3597
<i>nov</i> – 99	5,435	4,697.09	70,837,852.00	4,697.0875
<i>dic</i> – 99	5,412	4,682.88	71,236,636.00	4,682.8762
<i>ene</i> – 00	5,390	4,669.09	71,627,422.00	4,669.0922
<i>feb</i> – 00	5,404	4,677.98	71,858,744.00	4,677.9778
<i>mar</i> – 00	5,416	4,685.12	72,061,391.00	4,685.1211
<i>abr</i> – 00	5,425	4,690.88	72,261,682.00	4,690.8776
<i>may</i> – 00	5,433	4,695.76	72,458,501.00	4,695.7649
<i>jun</i> – 00	5,440	4,700.19	72,688,862.00	4,700.1901
<i>jul</i> – 00	5,446	4,703.75	72,906,637.00	4,703.7485
<i>ago</i> – 00	5,451	4,707.25	73,107,207.00	4,707.2539
<i>sep</i> – 00	5,455	4,709.89	73,316,302.00	4,709.8947

oct – 00	5,459	4,712.13	73,509,742.00	4,712.1278
nov – 00	5,463	4,714.36	73,595,457.00	4,714.3597
dic – 00	5,466	4,716.54	73,723,921.00	4,716.5415
ene – 01	5,469	4,718.32	73,911,378.00	4,718.3159
feb – 01	5,471	4,719.63	74,093,937.00	4,719.6342
mar – 01	5,474	4,721.41	74,261,399.00	4,721.4076
abr – 01	5,476	4,722.73	74,427,094.00	4,722.7253
may – 01	5,478	4,724.04	74,574,282.00	4,724.0428
jun – 01	5,480	4,725.36	74,702,746.00	4,725.3600

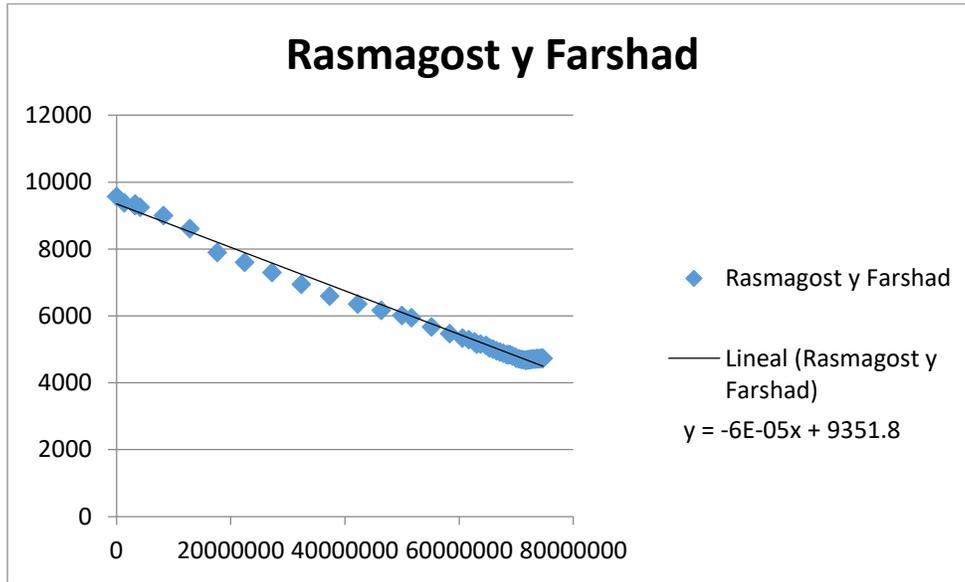


Figura 5.14. Gráfico del método de Ramagost y Farshad para el yacimiento M-6

$y = -6 \times 10^{-5}x + 9351.8$ es la ecuación de la línea de tendencia de los datos graficados en la Fig. 5.14. Ya que conocemos la pendiente de la recta realizamos el mismo procedimiento que empleamos para el yacimiento $M - 4/M - 4A$ para obtener el volumen original de gas G .

$$G = -\frac{9564.34071}{-6 \times 10^{-5}} = 159,405,678.5029 \text{ [MMscf]}$$

Ahora calculamos el volumen original de gas G por el método de Roach

$$\frac{1}{(p_i - p)} \left(\frac{p_i z}{p z_i} - 1 \right) = \frac{1}{G} \left[\frac{G_p}{(p_i - p)} \left(\frac{p_i z}{p z_i} \right) \right] - \left(\frac{C_f + C_w S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)$$

Donde:

$$y = \frac{1}{p_i - p} \left(\frac{p_i z}{p z_i} - 1 \right),$$

$$x = \left[\frac{G_p}{p_i - p} \left(\frac{p_i z}{p z_i} \right) \right],$$

$$m = \frac{1}{G},$$

$$b = - \left[\frac{c_f + c_w s_{wi}}{1 - s_{wi}} \right].$$

Se realizan los cálculos mediante el procedimiento propuesto por el método de Roach al igual que lo hicimos para el yacimiento $M - 4/M - 4A$. Los resultados de dichos cálculos se encuentran resumidos en la **Tabla 5.20**.

Tabla 5.20. Resumen de los cálculos por el método de Roach para el yacimiento M-6

<i>Fecha</i>	<i>P [psia]</i>	<i>z</i>	<i>Gp [Mensual]</i>	<i>x</i>	<i>y</i>
<i>sep - 96</i>	12,825	1.34	0	—	—
<i>oct - 96</i>	12,584	1.34	1,378,012	5,831.50	8.24E - 05
<i>nov - 96</i>	12,533	1.34	3,238,787	11,360.18	8.29E - 05
<i>dic - 96</i>	12,482	1.34	3,238,787	9,712.23	8.33E - 05
<i>ene - 97</i>	12,482	1.34	3,238,787	9,712.23	8.33E - 05
<i>feb - 97</i>	12,482	1.34	3,238,787	9,712.28	8.33E - 05
<i>mar - 97</i>	12,417	1.34	4,130,533	10,470.02	8.38E - 05
<i>abr - 97</i>	12,099	1.34	8,215,279	12,024.57	8.63E - 05
<i>may - 97</i>	11,582	1.35	12,840,107	11,485.07	9.00E - 05
<i>jun - 97</i>	10,622	1.35	17,648,393	9,702.68	9.59E - 05
<i>jul - 97</i>	10,188	1.34	22,439,009	10,714.05	9.83E - 05
<i>ago - 97</i>	9,734	1.33	27,213,133	11,545.01	1.01E - 04
<i>sep - 97</i>	9,183	1.32	32,348,686	12,239.96	1.04E - 04
<i>oct - 97</i>	8,614	1.31	37,342,569	12,871.95	1.07E - 04
<i>nov - 97</i>	8,227	1.29	42,230,060	13,820.85	1.10E - 04
<i>dic - 97</i>	7,903	1.28	46,333,158	14,607.27	1.12E - 04
<i>ene - 98</i>	7,636	1.27	49,951,974	15,329.93	1.14E - 04
<i>feb - 98</i>	7,528	1.27	51,669,250	15,700.73	1.15E - 04
<i>mar - 98</i>	7,053	1.25	55,137,561	16,130.26	1.19E - 04
<i>abr - 98</i>	6,719	1.23	58,338,032	16,710.57	1.23E - 04
<i>may - 98</i>	6,499	1.22	60,551,649	17,154.63	1.25E - 04

<i>jun</i> – 98	6,404	1.21	61,699,393	17,399.14	1.26E – 04
<i>jul</i> – 98	6,296	1.21	62,705,312	17,604.00	1.28E – 04
<i>ago</i> – 98	6,188	1.20	63,094,052	17,640.86	1.29E – 04
<i>sep</i> – 98	6,185	1.20	63,754,445	17,826.09	1.29E – 04
<i>oct</i> – 98	6,119	1.20	64,710,826	18,052.85	1.30E – 04
<i>nov</i> – 98	5,997	1.19	65,323,014	18,156.86	1.31E – 04
<i>dic</i> – 98	5,927	1.19	65,935,202	18,293.59	1.32E – 04
<i>ene</i> – 99	5,858	1.18	66,538,121	18,430.96	1.33E – 04
<i>feb</i> – 99	5,793	1.18	67,157,904	18,579.14	1.34E – 04
<i>mar</i> – 99	5,722	1.17	67,773,037	18,725.24	1.36E – 04
<i>abr</i> – 99	5,665	1.17	68,329,394	18,863.94	1.36E – 04
<i>may</i> – 99	5,669	1.17	68,620,329	18,944.71	1.36E – 04
<i>jun</i> – 99	5,668	1.17	68,877,319	19,016.36	1.36E – 04
<i>jul</i> – 99	5,598	1.17	69,329,609	19,120.75	1.37E – 04
<i>ago</i> – 99	5,545	1.16	69,823,718	19,251.57	1.38E – 04
<i>sep</i> – 99	5,501	1.16	70,018,708	19,296.30	1.39E – 04
<i>oct</i> – 99	5,463	1.16	70,426,699	19,407.69	1.40E – 04
<i>nov</i> – 99	5,435	1.16	70,837,852	19,518.54	1.40E – 04
<i>dic</i> – 99	5,412	1.16	71,236,636	19,626.90	1.41E – 04
<i>ene</i> – 00	5,390	1.15	71,627,422	19,734.26	1.41E – 04
<i>feb</i> – 00	5,404	1.16	71,858,744	19,797.67	1.41E – 04
<i>mar</i> – 00	5,416	1.16	72,061,391	19,855.34	1.41E – 04
<i>abr</i> – 00	5,425	1.16	72,261,682	19,910.28	1.40E – 04
<i>may</i> – 00	5,433	1.16	72,458,501	19,965.31	1.40E – 04
<i>jun</i> – 00	5,440	1.16	72,688,862	20,028.89	1.40E – 04
<i>jul</i> – 00	5,446	1.16	72,906,637	20,090.03	1.40E – 04
<i>ago</i> – 00	5,451	1.16	73,107,207	20,143.94	1.40E – 04
<i>sep</i> – 00	5,455	1.16	73,316,302	20,201.19	1.40E – 04
<i>oct</i> – 00	5,459	1.16	73,509,742	20,255.88	1.40E – 04
<i>nov</i> – 00	5,463	1.16	73,595,457	20,280.91	1.40E – 04
<i>dic</i> – 00	5,466	1.16	73,723,921	20,315.20	1.40E – 04
<i>ene</i> – 01	5,469	1.16	73,911,378	20,367.49	1.40E – 04
<i>feb</i> – 01	5,471	1.16	74,093,937	20,417.65	1.40E – 04
<i>mar</i> – 01	5,474	1.16	74,261,399	20,464.46	1.40E – 04
<i>abr</i> – 01	5,476	1.16	74,427,094	20,509.98	1.39E – 04
<i>may</i> – 01	5,478	1.16	74,574,282	20,550.40	1.39E – 04
<i>jun</i> – 01	5,480	1.16	74,702,746	20,585.67	1.39E – 04

En la **Fig.5.15** se muestra el gráfico de Roach para los daos del yacimiento *M* – 6, en el cual se muestra la tendencia de los datos y la ecuación de dicha recta.

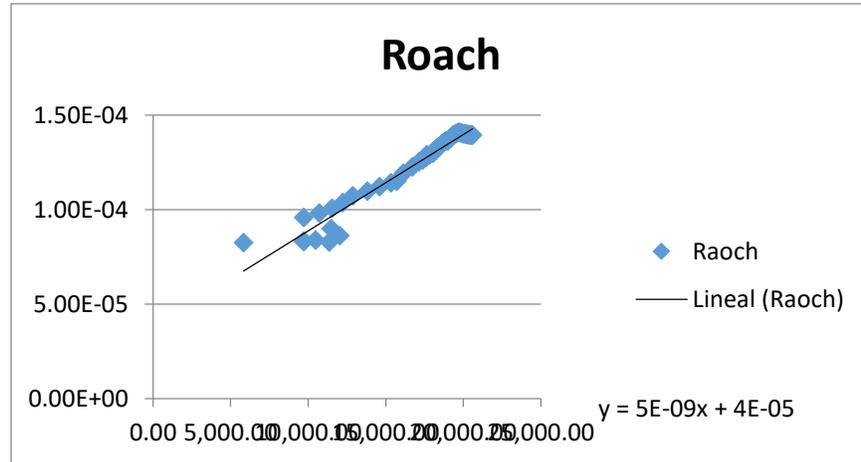


Figura 5.15. Gráfico del método de Roach para el yacimiento M-6.

La ecuación de la línea de tendencia es $y = 5 \times 10^{-9} + 4 \times 10^{-5}$, con la cual podemos calcular el volumen original de gas G , utilizando la ecuación de la pendiente dada por Roach, al igual que lo hicimos para el yacimiento $M - 4/M - 4A$.

$$G = \frac{1}{m}$$

$$G = \frac{1}{5 \times 10^{-9}} = 200,000,000 \text{ [MMscf]}$$

5.4 Análisis de los resultados

Para el yacimiento M-4/M-4A el volumen original de gas G obtenido por el método de Ramasgot y Farshad es de $G = 116,672,016.58336 \text{ [MMscf]}$ y el por el método de Roach es de $G_p = 111,111,111.11 \text{ [MMscf]}$ ambos volúmenes son para la presión inicial que es de $12,721 \text{ [psi]}$. La diferencia entre ambos métodos para este caso es de $5,560,905.4722 \text{ [MMscf]}$. La **Fig.5.16** muestra la comparación grafica del volumen original del gas obtenidos por ambos métodos.

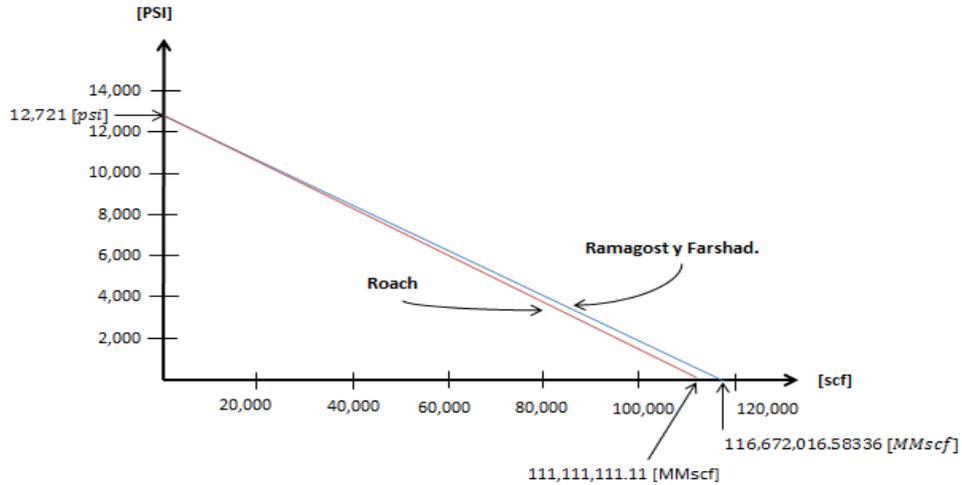


Figura 5.16 Comparación del volumen original de gas G del yacimiento M-4/M-4A obtenido tanto por el método de Ramagost-Farshad y el de Roach

Para el yacimiento M-6 los métodos nos dan un volumen original de gas, de $G = 159,405,678.5029 [MMscf]$ mediante el método de Ramagost y Farshad, y de $G = 200,000,000 [MMscf]$, por el método de Roach, la diferencia en el cálculo del volumen original de gas es entre ambos métodos es de $0,549,321.4971 [MMscf]$. La **Fig. 5.17** es una comparativa grafica de dichos métodos, donde se puede ilustrar de mejor manera la diferencia de volúmenes entre cada método.

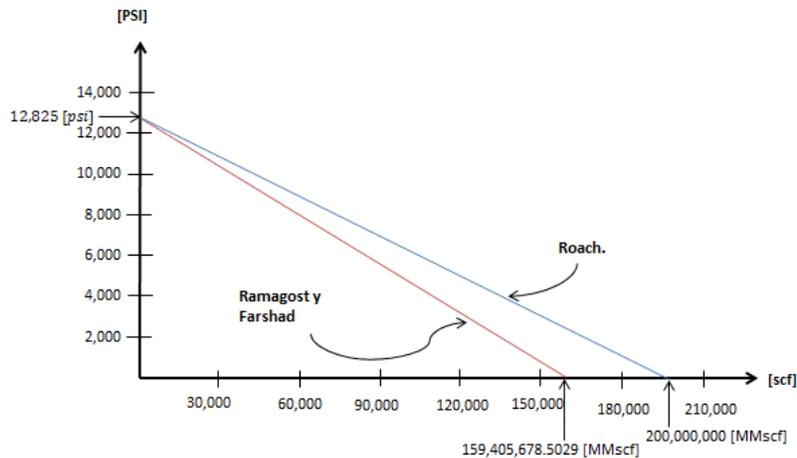


Figura 5.17. Comparación del volumen original de gas G del yacimiento M-6 obtenido tanto por el método de Ramagost-Farshad y el de Roach

En el primer caso (M-4/M-4A) la recuperación comparada con ambos métodos es casi del 50%, y para el segundo yacimiento (M-6) la recuperación comparándola con el método de Ramgost y Farshad es de más menos el 50% y para el método de Roach es de aproximadamente el 40%. El factor de recuperación en ambos es solo una estimación, ya que no conocemos el volumen original real de gas. Como podemos ver, si nos basamos en los datos obtenidos, el volumen de gas obtenido en comparación con el promedio de los yacimientos de gas donde la recuperación ronda el 80%, en este caso la recuperación es baja.

5.5 Conclusiones del caso de aplicación

Se tomaron estos dos métodos para estudiar los yacimientos M-4/M-4A y M-6 ya que al realizar una análisis PVT se descartó la implementación de algún método para yacimientos y condensados a causa de que la cantidad de condensados es mínima, los métodos de entrada de agua también fueron descartados por falta de información relacionada con el acuífero y los métodos para yacimientos sobrepresionados fueron seleccionados tomando en cuenta la presión inicial que es muy alta, aunque el grafico p/Z no nos da una respuesta clara sobre dichos métodos. Sin embargo, al implementarlos nos damos cuenta de que son correctamente empleados.

También podemos darnos cuenta que tener un acuífero asociado a un yacimiento de gas, no es de gran ayuda, por el contrario, observando los datos de presión y conociendo que hubo un periodo de cierre, ocasiono que el agua se moviera hacia los pozos lo que hizo que la producción del gas cayera drásticamente, esto causo que el gas quedara encapsulado por el agua y lo que evito su desplazamiento hacia a los pozos productores.

Como también se puede ver, la producción en los yacimientos de gas tiene que ser rápida, esto para poder producir la mayor cantidad de gas posible y evitar la invasión del agua al yacimiento.

Conclusiones

A lo largo de este trabajo hemos tratado de facilitar todas las herramientas necesarias (correlaciones y métodos). Todo esto con la finalidad de que el alumno sea capaz de comprender y aplicar dichos conocimientos en el modelado los yacimientos de gas.

Con este trabajo se busca que el alumno se adentre más en el área de yacimientos de gas, ya que en un futuro no muy lejano esta fuente de energía (gas natural), será una de las más importantes del plante, si no es que ya lo es.

Muchos de los métodos expuestos en este trabajo fueron elaborados para un tipo determinado de yacimiento y a ciertas condiciones (ya sean yacimientos sobrepresionados, con entrada de agua, dependiendo el fluido que contenga, si la presión inicial se encuentra sobre o por debajo de la presión de rocío, etc.) pero en muchos casos, un solo método no es capaz de modelar y darnos un panorama completo de como se está comportando nuestro yacimiento, así que es fundamental apoyarnos en otros métodos o correlaciones aunque no estas no se hayan creado para diferentes características iniciales.

Espero que este material sirva para que próximas generaciones se interesen más en los yacimientos de gas, ya que durante la carrera es muy poco lo que se ve de dichos yacimientos.

Referencias Bibliográficas

Lee Jhon and Wattenbarger Robert A. **“Gas Reservoir Engineering”**; Henry L. Memorial Fund of AIME Society of Petroleum Engineers Inc. Printed in the United States of America, 1996

Poston W. Steven and Berg Robert R. **“Overpressured Gas Reservoir; Society of Petroleum Engineers”**, Inc; Richardson, Texas, U.S.A. 1997

Tiab Djebbar. **“Gas Reservoir Engineering.”** The University of Oklahoma Norman; Oklahoma, U.S.A. 2000

Ezekwe Nnaemeka. **“Petroleum Reservoir Engineering Practice.”** Pearson Education, Inc; Boston 2011.