



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**EVALUACIÓN DEL VOLUMEN ORIGINAL DE
HIDROCARBUROS EN YACIMIENTOS DE GAS Y
CONDENSADO**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
I N G E N I E R O P E T R O L E R O

P R E S E N T A :
FLORES MARTÍNEZ WENDY JANETTE



DIRECTOR DE TESIS:
ING. ISRAEL CASTRO HERRERA
CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F., 2014

DEDICATORIA

A mis padres, Rogelio Flores Neri y Rosita Martínez Altamirano, por su apoyo incondicional en cada etapa de mi vida. Gracias por su amor y por ser parte de este sueño. Los amo.

A mi hermana, Jessica Flores Martínez, por ser mi amiga de vida. Te amo.

A mi abuelita Irene *Neri*[†], por tu amor y compañía, siempre te llevo presente. Te amo.

A mi familia, Clara Neri, Alejandra Huertas, Diana Flores y Juan Flores, por apoyarme siempre. Los quiero mucho.

A mis amigos Nancy Bárcenas, Fernando Gómez, David Loyo, Andrea de la Rosa, Perla Ortiz, Elma Dorador, Ingrid Gutiérrez, Kareli Moreno, Oscar Jiménez, Alan Hernández, Steve de Antuñano y Fernando Tremari que me han acompañado a lo largo de mi vida. Los quiero.

AGRADECIMIENTOS

Al ingeniero Israel Castro Herrera por el tiempo y dedicación en la elaboración de este trabajo.

A mis sinodales Ing. Mario Becerra Zepeda, Ing. Erick Gallardo Ferrer, Dr. Rafael Herrera Gómez y M.C. Juana Ellia Escobar Sánchez por sus valiosas aportaciones en la revisión de este trabajo.

A mi alma máter, la Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería a quién estaré eternamente agradecida por darme la oportunidad de formarme profesionalmente.

Evaluación del Volumen Original de Hidrocarburos en Yacimientos de Gas y Condensado

DEDICATORIA	2
AGRADECIMIENTOS	3
RESUMEN	6
INTRODUCCIÓN	8
CAPÍTULO 1 ESTIMACIÓN DE PROPIEDADES PVT	10
1.1 Tipos de separación gas-liquido.....	12
1.2 Muestreo.....	12
1.3 Preparación del pozo	12
1.4 Toma de muestras	13
1.5 Tipos de muestreo.....	14
1.6 Pruebas PVT.....	14
1.6.1 Prueba CCE (Constant Composition Expansion)	15
1.6.2 Prueba CVD (Constant Volume Depletion)	17
1.7 Propiedades físicas del gas.....	18
1.7.3 Presión y temperatura pseudocríticas de gases naturales, P_{sc} y T_{sc}	21
CAPÍTULO 2 COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS DE GAS	30
2.1 Características del diagrama de fases Presión-Temperatura de una mezcla de hidrocarburos...	31
2.2 Diagrama de fases.....	33
2.3 Yacimientos de gas húmedo.....	34
2.4 Yacimientos de gas seco.....	35
2.5 Yacimientos de gas y condensado	37
2.5.1 Rangos de composición.....	37
2.5.2 Rangos de presión y temperatura.....	37
2.5.3 Condensación retrógrada.....	38
2.5.4 Condensado.....	39
2.5.5 Regiones en un yacimiento de gas condensado	40
2.6 Clasificación de los yacimientos de acuerdo con su comportamiento físico	42
2.6.1 Yacimientos sub saturados	42
2.6.2 Yacimientos saturados.....	42
2.6.3 Yacimientos de gas condensado con condensación retrógrada en el yacimiento	42
2.6.4 Yacimientos de gas condensado sin condensación retrógrada en el yacimiento.....	43
CAPÍTULO 3 MÉTODOS PARA ESTIMAR EL VOLUMEN ORIGINAL EN YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO	44
3.1 Método volumétrico	46

3.2 Ecuación de Balance de Materia.....	51
3.2.1 Yacimientos de gas condensado con vaporización de agua.....	57
3.2.2 Abatimiento a presiones mayores al punto de rocío.....	58
3.2.3 Abatimiento a presiones debajo del punto de rocío.....	60
3.3 Curvas de declinación.....	61
3.3.1 Técnicas de análisis convencional.....	62
3.3.2 Declinación exponencial.....	65
3.3.3 Declinación armónica.....	67
3.3.3 Declinación hiperbólica.....	69
3.4 Caracterización dinámica de yacimientos.....	71
3.4.1 Curvas de declinación tipo.....	71
3.4.2 Curva de declinación tipo de Fetkovich.....	71
3.4.3 Curva de declinación tipo de Carter.....	75
3.4.4 Limitaciones de las curvas de declinación tipo.....	80
CAPÍTULO 4 CASO DE APLICACIÓN: CAMPO XY CRETÁCICO	82
4.1 Método volumétrico.....	84
4.2 Ecuación de balance de materia.....	86
4.3 Método de curvas de declinación.....	92
4.4 Curvas tipo.....	103
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	107
NOMENCLATURA.....	109
Figuras.....	113
Tablas.....	115
REFERENCIAS.....	116

RESUMEN

La determinación exacta del volumen de hidrocarburos inicial en sitio juega un papel vital en la toma de decisiones referentes al desarrollo de campos, evaluación económica y la predicción de producción futura. Debido al grado de incertidumbre en este proceso, los valores tienden a actualizarse conforme se cuente con más información en el curso del desarrollo del yacimiento.

Los métodos más comunes son:

- a) Método volumétrico
- b) Método de Balance de Materia
- c) Análisis de curvas de declinación.

Método volumétrico

En etapas tempranas del desarrollo, la estimación de reservas esta restringida a los cálculos volumétrico. El método volumétrico supone la determinación del tamaño físico del yacimiento, el volumen de poro dentro de la matriz de la roca, y el volumen de fluido contenido dentro de los poros. Esto provee de una estimación de hidrocarburos in situ, de los cuales se puede estimar la recuperación final mediante el uso de un factor de recuperación apropiado.

Ecuación de balance de materia

El método de balance de materia provee una simple, pero efectiva alternativa al método volumétrico para la estimación no solo del gas original in situ, sino de la reserva de gas en cualquier etapa de declinación del yacimiento.

Análisis de curvas de declinación

La base del análisis de las curvas de declinación es el ajustar el historial de producción con un modelo, asumiendo que la producción futura continua teniendo la misma tendencia. Se pueden usar estos modelos para estimar el volumen de gas in situ y

predecir las reservas de gas a una determinada presión de abandono futura o a un índice económico de producción.

Métodos modernos de curvas tipo

El ajuste de curvas tipo es esencialmente una técnica grafica para el ajuste visual de los datos de producción usando curvas pre graficadas en un papel log-log. El análisis de curvas tipo permiten no solo el volumen original de gas y reservas a determinadas condiciones de abandono, sino además las características de flujo del pozo.

INTRODUCCIÓN

Los yacimientos de aceite volátil y gas condensado no eran comunes antes de 1930, desde entonces su descubrimiento ha ido en aumento, están caracterizados por la producción de ambos, gas en superficie y cantidades variables de aceite en el tanque de almacenamiento. Generalmente, un yacimiento de gas condensado contiene una sola fase gaseosa bajo condiciones iniciales de yacimiento.

Con la producción de gas, la presión del yacimiento cae debajo del punto de rocío y el líquido se condensa del gas. La condensación isotérmica de los líquidos en el yacimiento constituye el proceso de condensación retrógrada. Los líquidos condensados en el yacimiento son. La mayor parte, perdidos o no recuperables.

La condensación retrógrada genera muchos problemas. El más serio y obvio de estos es la pérdida de la productividad debido a la acumulación de líquidos en el yacimiento. Esto tiene dos facetas; la primera esta asociada con la incapacidad de producir componentes líquidos de mayor valor y segunda con el incremento de la saturación de líquidos dando como resultado una disminución en el gasto de gas.

El gran número de descubrimientos hizo imperativo el implementar métodos para el cálculo del volumen original, los cuales son implementados dependiendo de la madurez del yacimiento.

La estimación del volumen original en sitio es un proceso dinámico por lo que la precisión de los valores de reservas depende de la cantidad y la calidad de la información disponible y de la experiencia y conocimientos del evaluador.

Objetivos

Objetivo general

El objetivo general de este trabajo es presentar las metodologías de cálculo del volumen original de hidrocarburos en yacimientos de gas y condensado.

Objetivos particulares

- 1.- Conocer el comportamiento de los yacimientos de gas y condensado.
- 2.- Realizar el cálculo del volumen original de hidrocarburos en un yacimiento del Sureste de México perteneciente al Cretácico.
- 3.- Comparar los resultados obtenidos con cada metodología.
- 4.- Analizar las variaciones entre los métodos de cálculo.

CAPÍTULO 1

ESTIMACIÓN DE PROPIEDADES PVT

La caracterización de las propiedades PVT es la clave para el modelado del comportamiento de un yacimiento de gas y condensado. El análisis PVT consiste en simular en el laboratorio el agotamiento de presión de un yacimiento volumétrico e isotérmico. Para que el análisis PVT simule correctamente el comportamiento de un yacimiento es fundamental que la muestra sea representativa del fluido original.

La determinación de las propiedades de los fluidos puede ser importante en cualquier yacimiento, pero desempeña un rol particularmente vital en los yacimientos de gas condensado. Por ejemplo, la relación gas-condensado juega un papel importante en lo que respecta a la estimación de reservas tanto de gas como de líquido, necesarias para dimensionar las instalaciones de procesamiento de superficie.

La extracción precisa de muestras de fluido permiten estimar la cantidad de líquido que puede encontrarse inmovilizado en el campo, además de otras consideraciones como la necesidad de instalar tecnologías de levantamiento artificial y estimulación de pozos.

El desarrollo de los yacimientos de gas condensado requiere de un estudio exhaustivo que involucra la caracterización precisa de las propiedades PVT mediante una ecuación de estado. Esto podrá permitir la determinación del comportamiento del fluido bajo diferentes condiciones de presión y temperatura.

El reto más grande para la caracterización de un yacimiento de gas y condensado es el fenómeno conocido como condensación retrograda. Debajo de la presión de rocío durante el agotamiento del yacimiento de gas, el condensado se separa en la vecindad del pozo formando un banco que puede conducir a una disminución en la productividad. El banco se convierte en una dificultad para el flujo y finalmente lleva a una pérdida de producción en superficie.

Las recuperaciones comunes para un yacimiento de gas y condensado son de 60 a 80% de gas y de 20 a 40% de líquido.

1.1 Tipos de separación gas-liquido

Dos tipos de separación se pueden presentar en el yacimiento y en la superficie: Diferencial e instantánea (flash).

El proceso de separación gas-líquido en el yacimiento depende la saturación de condensado retrogrado. Al disminuir la presión del yacimiento por debajo de la presión de rocío, el líquido condensado permanece inmóvil en contacto con el gas hasta alcanzar una saturación mayor que la crítica. El gas remanente se moverá hacia los pozos productores y la composición del sistema gas-liquido estará cambiando continuamente. Bajo estas condiciones el proceso de separación será de tipo diferencial con la fase líquida inmóvil y la gaseosa moviéndose continuamente.

En las tuberías de producción, líneas de flujo y separadores las fases gas y liquido se mantienen en contacto, sin cambio apreciable de la composición total del sistema, y en agitación permanente lo cual permite el equilibrio entre las fases. Bajo estas condiciones el proceso de separación es instantáneo (flash)

1.2 Muestreo

Los fluidos del yacimiento deben ser muestreados en la etapa temprana de la vida productiva de un yacimiento.

La muestra puede ser de fondo del pozo o de superficie. Las muestras de fondo son recolectadas generalmente durante la prueba de formación, antes de la producción. Las muestras superficiales son realizadas en pozos productores ya sea en la cabeza del pozo o en el separador.

1.3 Preparación del pozo

Para los yacimientos de gas condensado, la presión desempeña un papel importante, la formación de condensado inicia en las vecindades del pozo, donde la presión es la más baja. La región de dos fases crece gradualmente en el yacimiento mientras que la presión disminuye durante la producción. Mientras la velocidad de agotamiento es baja,

el avance de la región de dos fases también. Por lo tanto, es razonable asumir una condición de estado cuasi estático alrededor del pozo productor, con cambios mínimos durante un periodo de tiempo corto.

Producir el gas a un bajo gasto mantiene la presión de fondo arriba del punto de rocío lo que puede asegurar el flujo de una sola fase de gas dentro del pozo. La fase líquida es transferida en el pozo parcialmente como gotas de gas, y como una película en la pared por el efecto del flujo anular-niebla.

1.4 Toma de muestras

La obtención de una muestra representativa de los fluidos de un yacimiento de gas condensado es considerablemente más difícil que la de uno de aceite negro. La razón principal es la posible formación de condensado retrogrado durante el proceso de muestreo.

Las muestras superficiales son comúnmente recogidas de los separadores de prueba. Las muestras de aceite (condensado) y gas deben ser tomadas como una sola fase de fluidos. El gasto de producción de cada fase debe ser monitoreada por un largo periodo para asegurarse que el flujo es estable. La temperatura, presión del separador y la relación gas- líquido son reportados al laboratorio PVT. La información es usada para evaluar la integridad de las muestras recibidas y para usarlas en el proceso de recombinación.

El condensado arrastrado por el gas en el separador puede distorsionar significativamente las mediciones. Una alternativa de muestreo superficial es la recolección de fases fluyentes en un tubo en la cabeza del pozo.

Un tubo estrecho, con la entrada cara a la dirección del flujo, es insertado en el centro de la tubería. Una muestra de dos fases, constituida de gas y pequeñas gotas arrastradas, son recogidas del tubo estrecho en un barril de muestras. De tal modo que la velocidad de muestreo es igual que la de la corriente gaseosa en el punto de muestreo, esto es para evitar recolección preferencial de gas o de condensado debido

a la diferencia entre sus densidades. El método conocido como muestreo isocinético, se basa en la asunción de que el condensado se encuentra homogéneamente distribuido en el tubo. Las muestras tomadas son recombinadas en el laboratorio de acuerdo con la relación gas-líquido reportada en el campo durante el muestreo.

La presión de saturación medida del fluido recombinado debe ser comparada con los datos de campo. Para una muestra de aceite, un ajuste entre los dos valores indica una muestra representativa. Un ajuste entre el punto de rocío medido y el valor reportado de campo es deseable, pero no necesariamente indica una muestra representativa de gas. El punto de rocío puede disminuir o aumentar la relación gas-condensado, dependiendo de la muestra.

Para entender las propiedades de los fluidos, es necesario realizar mediciones con muestras que sean representativas del yacimiento. Las muestras de fluidos no contaminadas permiten la medición precisa de las propiedades de los fluidos, tanto en el fondo del pozo como en la superficie.

1.5 Tipos de muestreo

Dependiendo del lugar donde se tomen las muestras, se pueden clasificar de la siguiente manera:

- 1.- Muestras de superficie
- 2.- Muestras de fondo
- 3.- Muestras de cabezal

1.6 Pruebas PVT

Un comportamiento de fase exacto y confiable así como datos volumétricos, son elementos esenciales para la adecuada administración de yacimientos petroleros. La información es requerida para evaluar reservas, para desarrollar el plan óptimo de explotación, y para determinar la cantidad y calidad de los fluidos producidos. La

variable principal que determina el comportamiento de los fluidos, bajo condiciones de yacimiento, es la temperatura. Por lo tanto, se realizan pruebas relativamente sencillas que simulan el proceso de recuperación mediante la variación de la presión del fluido. La información principal de las pruebas PVT son la relación volumétrica de la fase y la solubilidad del gas en el aceite. Los estudios composicionales, en lo que se detalla la constitución de los fluidos, son usados para estimar propiedades de los fluidos, generalmente usados para yacimientos de gas y condensado y aceite volátil. El análisis composicional es usado en yacimientos de aceite negro solo en casos especiales como la inyección de gas o el desplazamiento miscible.

Un modelo composicional, de comportamiento de fase en principio, es capaz de predecir todos los datos PVT, usando únicamente la composición del fluido original del yacimiento. Sin embargo, estos modelos son requeridos para evaluar y comparar los datos PVT medidos antes de ser usados en los estudios de yacimientos.

La prueba mas importante de todos los fluidos del yacimiento es determinar la composición del fluido. El método más común de análisis composicional de fluidos de alta presión es el llevar un volumen de fluido a la presión atmosférica para formar generalmente dos fases estabilizadas de gas y liquido, el gas es comúnmente analizado por cromatografía y el líquido por destilación.

Los métodos mas comunes para yacimientos de gas condensado son el de expansión a composición contante, CCE, y el agotamiento a volumen constante, CVD.

1.6.1 Prueba CCE (Constant Composition Expansion)

Este proceso consiste en expandir isotérmicamente una parte de la muestra representativa de los fluidos previamente transferida a una celda de análisis PVT mantenida a la temperatura del yacimiento constante.

Después de haber colocado en una celda para análisis PVT una cantidad de muestra recombinada de los fluidos del yacimiento, esta es sometida a un proceso de expansión a la temperatura del yacimiento. Este proceso consiste en disminuir la presión,

realizando una manipulación del pistón móvil de la celda permitiendo que aumente el volumen ocupado por la muestra y registrando estos volúmenes a las distintas presiones generadas, así como el volumen de líquido formado por condensación retrógrada. De este primer estudio se determina la presión de rocío, el volumen de saturación y los volúmenes relativos de la muestra. Es importante recordar que la presión de rocío debe ser mayor o igual que la presión del yacimiento para que la muestra sea representativa del mismo. La presión de rocío se determina visualizando el momento en que empieza a formarse la condensación retrógrada. En este punto se observa el enturbiamiento (neblina) de la fase gaseosa, el cual desaparece al poco tiempo cuando las gotas de líquido se segregan hacia la parte inferior de la celda. Durante el proceso de expansión no se retira gas de la celda.

En muestras ricas en gas condensado, cerca de su temperatura crítica. El punto de rocío se manifiesta mediante la formación de una gran cantidad de condensado. Estos fluidos pueden además mostrar un cambio gradual de color, volviéndose mas oscuros al acercarse al punto de rocío

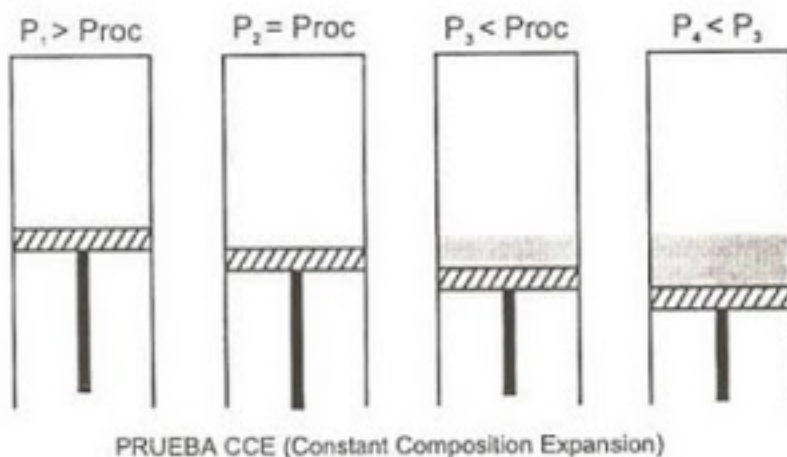


Figura 1.1 Prueba CCE

1.6.2 Prueba CVD (Constant Volume Depletion)

Generalmente consiste en una serie de expansiones y desplazamientos a presión constante de la mezcla recombinada, de tal manera que el volumen de gas + líquido acumulado en la celda permanezca constante al finalizar cada desplazamiento. El gas retirado a presión constante es llevado a un laboratorio de análisis donde se mide su volumen y se determina su composición. Los factores de compresibilidad (z) del gas retirado y la mezcla bifásica (gas + líquido) remanentes en la celda y el volumen de líquido depositado en el fondo de la celda se deben determinar a cada presión.

Este proceso es continuado hasta alcanzar la presión de abandono, a ese momento se analizan la fase líquida y gaseosa remanente en la celda. Un balance molar permite comparar la composición del fluido original con la calculada en base a los fluidos remanentes y producidos, lo cual a su vez permite observar si las medidas son exactas.

La principal desventaja de este método es lo pequeño de la muestra recombinada inicial, de tal manera que un error de medida de las muestras de gas y líquido introduce errores muy grandes en la extrapolación de los resultados de laboratorio al campo.

En este proceso se mantiene en la celda, un volumen constante de la muestra asumiendo que el volumen poroso ocupado por los hidrocarburos del yacimiento no varía con cambios de presión.

El volumen constante de referencia es el ocupado por la muestra en la celda al alcanzar la presión de rocío, es decir, el volumen de saturación.

Se inicia cada etapa del proceso retirando el pistón móvil de la celda hasta alcanzar la presión de análisis previamente programada, lo que ocasionaría la formación de una fase líquida. Se espera hasta que el líquido alcance el equilibrio con el vapor, después de la agitación continua de la celda. Luego, se extrae parte del vapor a presión constante hasta alcanzar el volumen de saturación inicial y se analiza la composición del vapor extraído. El proceso se repite hasta alcanzar la presión de abandono y se determina la composición del fluido residual (líquido retrógrado y gas condensado) por

medio de análisis cromatográficos.

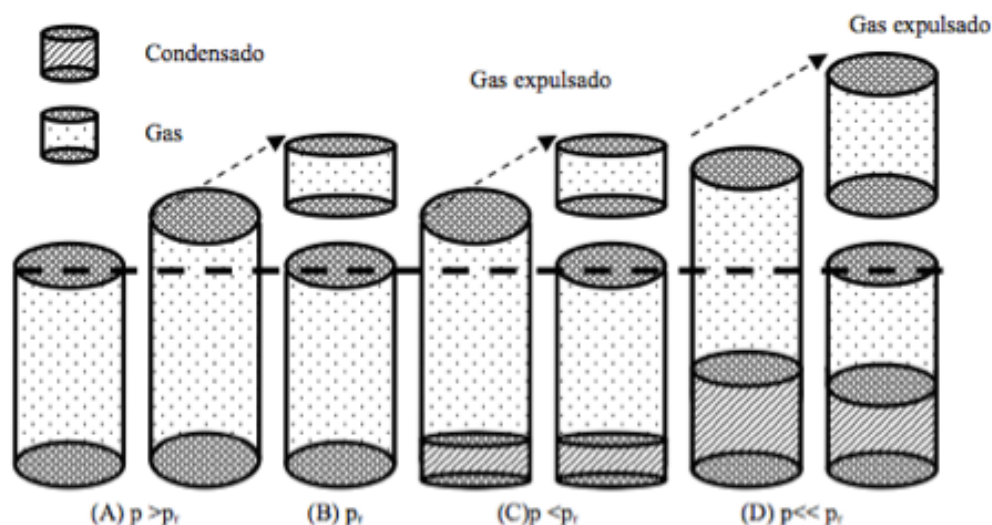


Figura 1.2 Diagrama de la prueba de agotamiento a volumen constante

1.7 Propiedades físicas del gas

1.7.1 Peso molecular aparente de una mezcla de gases.- Una mezcla de gas está compuesto de moléculas de diferentes tamaños y pesos moleculares, este peso molecular observado para una mezcla de gases con n componentes se llama aparente o peso molecular promedio y se determina mediante la siguiente ecuación:

$$M = \sum_{i=1}^{n_c} y_i M_i \dots\dots\dots (1.1)$$

Donde:

M = Peso molecular aparente de la mezcla de gas [lb/lbm-mol]

y_i = Fracción mol de la fase gas del i ésimo componente

M_i = Peso molecular del i ésimo componente [lb/lbm-mol]

1.7.2 Densidad relativa del gas.- Se define como la relación entre la densidad del gas y la del aire. Ambas densidades medidas o expresadas a las mismas condiciones de presión y temperatura.

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{aire}} \dots\dots\dots(1.2)$$

Donde:

ρ_g = densidad de la mezcla de gases [lbm/pie³]

ρ_{aire} = densidad del aire [lbm/pie³]

En los cálculos de las propiedades de los fluidos se utilizan tres tipos de densidades relativas del gas, por lo que es conveniente distinguirlas. La densidad relativa que generalmente se tiene como dato es la del gas producido (γ_g). Cuando no se tiene como dato se puede calcular de la siguiente manera:

$$\gamma_g = \frac{\sum_{i=1}^n \gamma_{gi} q_{gi}}{q_g} \dots\dots\dots(1.3)$$

Donde:

n= número de etapas de separación

γ_{gi} = densidad relativa del gas en la salida del separador i

q_{gi} = gasto de gas a la salida del separador i (pies³ a c. s./día)

La densidad relativa del gas disuelto puede obtenerse con la correlación de Katz.

$$\gamma_{gd} = 0.25 + 0.02 \text{ } ^\circ\text{API} + R_s \times 10^{-6} (0.6874 - 3.5864 \text{ } ^\circ\text{API}) \dots\dots\dots(1.4)$$

El gas que primero se libera es principalmente metano ($\gamma_g = 0.55$). Al declinar la presión se vaporizan hidrocarburos con mayor peso molecular, aumentando tanto γ_{gf} como γ_{gd} . Po tanto $\gamma_{gd} \geq \gamma_{gf} \geq 0.55$.

El valor de la densidad relativa del gas libre puede obtenerse de un balance másico.

$$W_g = W_{gd} + W_{gf} \dots \dots \dots (1.5)$$

Donde:

$$W_g = \text{gasto másico total de gas producido} \quad [\text{lbm/día}]$$

$$W_{gd} = \text{gasto másico del gas disuelto} \quad [\text{lbm/día}]$$

$$W_{gf} = \text{gasto másico del gas libre} \quad [\text{lbm/día}]$$

$$W_g = R \left(\frac{\text{pie}_g^3 \text{ a c.s}}{\text{bl}_o \text{ a c.s}} \right) q_o \left(\frac{\text{bl}_o \text{ a c.s}}{\text{día}} \right) \times 0.0764 \times \left(\frac{\text{lb}_{aire}}{\text{pie}_g^3 \text{ a c.s}} \right) \times \gamma_g \left(\frac{\frac{\text{lb}_g}{\text{pie}_g^3 \text{ a c.s}}}{\frac{\text{lb}_{aire}}{\text{pie}_g^3 \text{ a c.s}}} \right) \dots \dots \dots (1.6)$$

$$W_g = 0.0764 R q_o \gamma_g \dots \dots \dots (1.7)$$

$$W_{gd} = R_s \left(\frac{\text{pie}_{gd}^3 \text{ a c.s}}{\text{bl}_o \text{ a c.s}} \right) q_o \left(\frac{\text{bl}_o \text{ a c.s}}{\text{día}} \right) \gamma_{gd} \left(\frac{\frac{\text{lb}_{gd}}{\text{pie}_{gd}^3 \text{ a c.s}}}{\frac{\text{lb}_{aire}}{\text{pie}_g^3 \text{ a c.s}}} \right) \times 0.0764 \times \left(\frac{\text{lb}_{aire}}{\text{pie}_g^3 \text{ a c.s}} \right) \dots \dots \dots (1.9)$$

$$W_{gd} = 0.0764 R_s q_o \gamma_{gd} \dots \dots \dots (1.10)$$

$$W_{gf} = (R - R_s) \left(\frac{\text{pie}_{gl}^3 \text{ a c.s}}{\text{bl}_o \text{ a c.s}} \right) q_o \left(\frac{\text{bl}_o \text{ a c.s}}{\text{día}} \right) \gamma_{gl} \left(\frac{\frac{\text{lb}_{gl}}{\text{pie}_{gl}^3 \text{ a c.s}}}{\frac{\text{lb}_{aire}}{\text{pie}_g^3 \text{ a c.s}}} \right) \times 0.0764 \times \left(\frac{\text{lb}_{aire}}{\text{pie}_g^3 \text{ a c.s}} \right) \dots \dots \dots (1.11)$$

$$W_{gf} = 0.0764 (R - R_s) q_o \gamma_{gf} \dots \dots \dots (1.12)$$

sustituyendo las ecuaciones (1.11), (1.12) y (1.13) en la ecuación (1.5) se tiene:

$$0.0764 = R q_o \gamma_g = 0.0764 R_S q_o \gamma_{gd} + 0.0764 (R - R_S) q_o \gamma_{gf}$$

Resolviendo para γ_{gf}

$$\gamma_{gf} = \frac{R \gamma_g - R_S \gamma_{gd}}{R - R_S} \dots \dots \dots (1.13)$$

El numerador de esta ecuación debe ser positivo, dado que $R > R_S$. Por lo tanto el valor de γ_g que se use como dato, debe ser mayor o igual que el de γ_{gd} obtenido con la ecuación (1.2), usando R en lugar de R_S .

1.7.3 Presión y temperatura pseudocríticas de gases naturales, P_{sc} y T_{sc}

Se han propuesto métodos para determinar estas propiedades pseudocríticas cuando se conoce la composición de la mezcla gaseosa. Estos métodos o reglas de combinación suponen que cada componente contribuye a la presión y temperatura pseudocríticas en proporción a su porcentaje de volumen en el gas y a la presión y temperatura críticas, respectivamente, de dicho componente.

Entre los métodos o reglas de combinación más conocidos se tienen los siguientes:

Correlación de Brown, G.G., Katz, D.L., Oberfell, G.G. y Alden, E.C:

Esta correlación se presenta en la Figura 1.3, donde la presión y la temperatura pseudocríticas, P_{sc} y T_{sc} , están en función de la gravedad específica del gas, γ_g (aire=1) y pueden ser utilizadas para gas en general o para condensado.

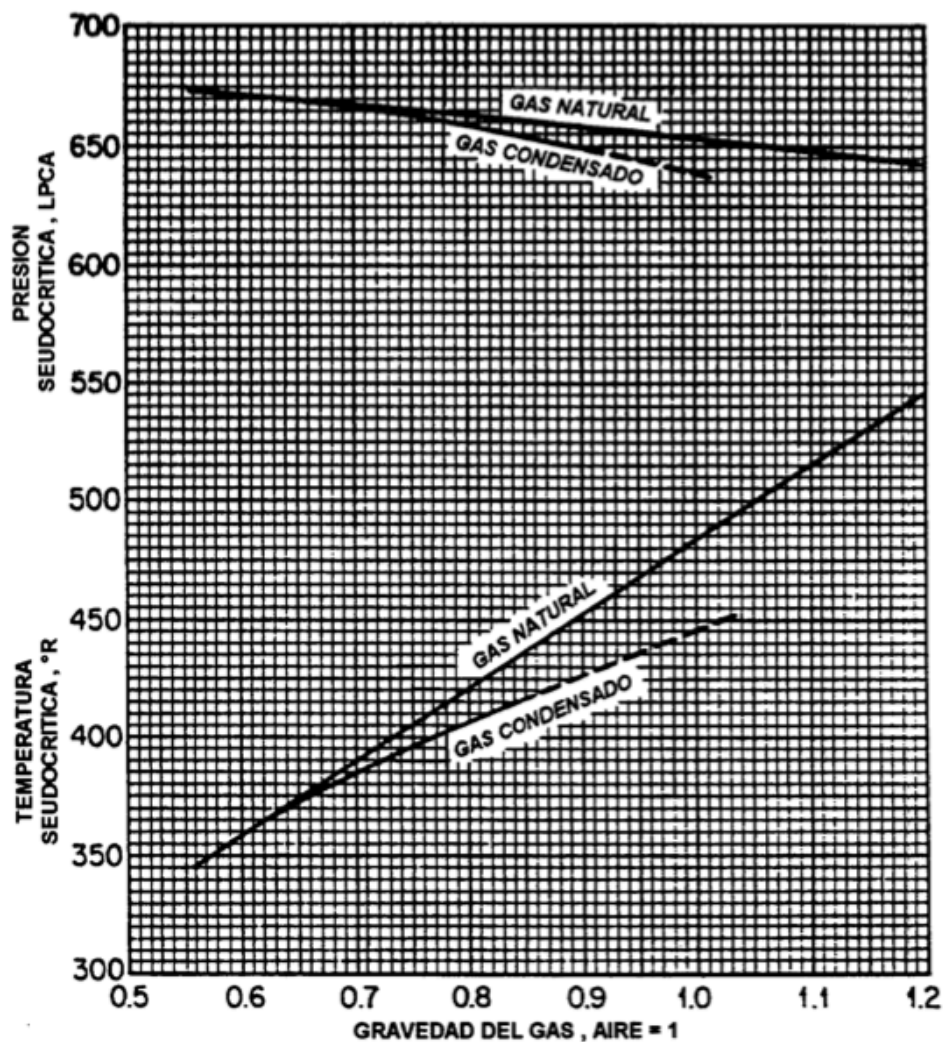


Figura 1.3 Presión y temperatura pseudocríticas de gases naturales

El ajuste de las curvas de la Figura 1.3, está dado mediante las siguientes ecuaciones:

Gas Natural:

$$P_{sc} = 677 + 15\gamma_g - 37.5\gamma_g^2 \dots\dots\dots(1.14)$$

$$T_{sc} = 168 + 325\gamma_g - 12.5\gamma_g^2 \dots\dots\dots(1.15)$$

Gas Condensado:

$$P_{sc} = 706 - 51.7\gamma_g - 11.1\gamma_g^2 \dots\dots\dots(1.16)$$

$$T_{sc} = 187 + 330\gamma_g - 71.5\gamma_g^2 \dots\dots\dots(1.17)$$

1.7.4 Factor de desviación de los gases reales.- Es un factor que se introduce a la ley de los gases ideales para tomar en cuenta la desviación que experimenta un gas real con respecto a un gas ideal.

Partiendo de la ecuación de los gases ideales

$$pV=nRT \dots\dots\dots(1.18)$$

donde:

p= Presión [lb/pg² abs]

V= Volumen [pie³]

n= Número de moles [lbm-mol del gas]

T= Temperatura [°R]

R= Constante universal de los gases [lb/pg² abs – pie³]/(lbm – mol – °R)

Para gases reales, el factor de desviación z se define como:

$$z = \frac{V_{real}}{V_{ideal}} \dots\dots\dots(1.19)$$

Para gases reales, el factor de desviación z se calcula como:

$$z = \frac{pV}{nRT} \dots\dots\dots(1.20)$$

El factor de compresibilidad z es adimensional. Comúnmente, z es aproximadamente igual a la unidad. Para gases cercanos al punto crítico, z tiene valores de 0.3 y 0.4; si la presión y la temperatura aumentan el factor de compresibilidad z incrementa a un valor de 2 o mayor.

El valor de z para diferentes gases ha sido determinado con base en el Teorema de los estados correspondientes, el cual establece que a las mismas condiciones de presión y temperaturas seudorreducidas, todos los gases tienen el mismo factor de compresibilidad z . La presión y temperatura seudorreducidas p_{sr} y T_{sr} , están definidas por:

$$p_{sr} = \frac{p}{p_{sc}} \dots \dots \dots (1.21)$$

$$T_{sr} = \frac{T}{T_{sc}} \dots \dots \dots (1.22)$$

Donde p y T son la presión y la temperatura absolutas a la cual se desea determinar z y p_{sc} y T_{sc} la presión y temperatura pseudocríticas.

Correlación gráfica de Standing, M.B y Katz, D.L

Basados en el Teorema de los Estados Correspondientes, Standing y Katz desarrollaron una correlación gráfica mostrada en la Figura 1.4, la cual puede utilizarse para determinar el factor de compresibilidad de un gas natural a partir de la presión y temperatura seudorreducidas.

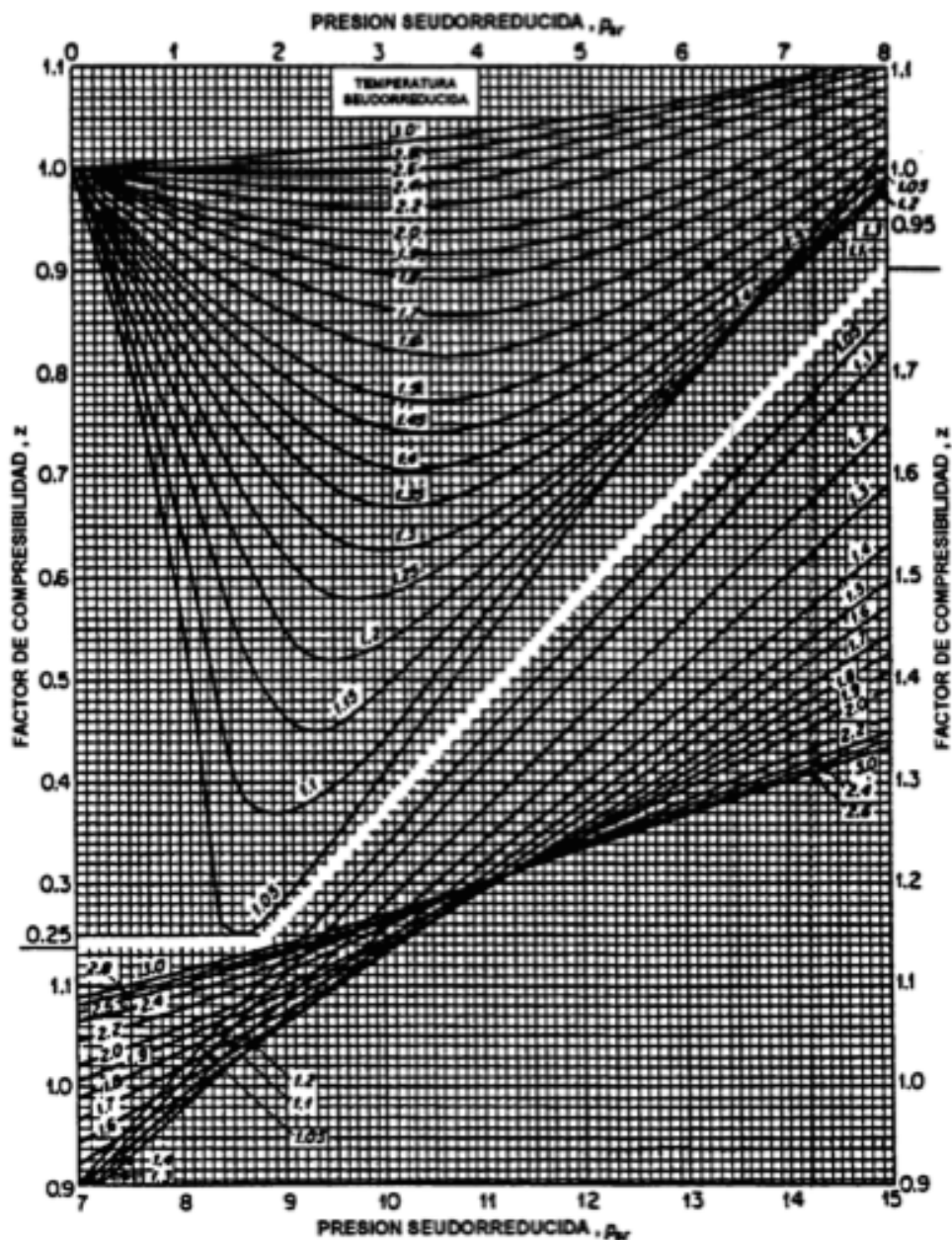


Figura 1.4 Factores de compresibilidad para gases naturales

Método de Hall, K.R. y Yarborough, L.

Hall y Yarborough basados en la ecuación de estado de Starling-Carnahan desarrollaron las siguientes ecuaciones para el cálculo de z :

$$z = \frac{0.06125 p_{sr} t \exp [-1.2(1-t)^2]}{y} \dots\dots\dots(1.23)$$

Donde;

t = Recíproco de la temperatura pseudorreducida, $t=T_{sc}/T$

y = Densidad reducida, la cual se obtiene a partir der la siguiente ecuación:

$$-AP_{sr} + \frac{y+y^2+y^3+y^4}{(1-y)^3} - By^2 + Cy^D = 0 \dots\dots\dots(1.24)$$

donde;

$$A = 0.06125 t \exp [-1.2(1 - t)^2]$$

$$B = 14.76 t - 9.76t^2 + 4.58t^3$$

$$C = 90.7t - 242.2t^2 + 42.4t^3$$

$$D = 2.18 + 2.82t$$

Takacs determinó que el error promedio en el cálculo de z por este método fue de - 0.518% en comparación con el obtenido por el método de Standing y Katz. Para obtener buenos resultados con este método, se recomienda que P_{sr} y T_{sr} estén entre los siguientes rangos: $0.1 \leq P_{sr} \leq 24$ y $1.2 \leq T_{sr} \leq 3$.

Debido a que la ecuación (1.24) es no lineal, se requiere una solución de ensayo y error para resolverla. Un método de ensayo frecuentemente utilizado, es el método de Newton-Raphson el cual utiliza el siguiente procedimiento iterativo:

1.- Suponer un valor inicial de y_1 y calcular $F(y_1)$, donde $F(y)$ es el término de la derecha de la ecuación (1.24) .

2.- Si $F(y_1) \cong 0$ o se encuentra dentro de una tolerancia especificada de $(\pm 10^{-4})$, se puede considerar que y_1 es la solución. En caso contrario, calcular de nuevo el valor de y utilizando la siguiente aproximación (Series de Taylor):

$$y_2 = y_1 - \frac{F(y_1)}{\frac{dF(y_1)}{dy}}$$

donde la expresión para $dF(y)/dy$ se obtiene derivando la ecuación (1.24) con respecto a T_{sr} constante, esto es:

$$\frac{dF}{dy} = \frac{1+4y+4y^2-4y^3+y^4}{(1-y)^4} - 2By + CDy^{(D-1)} \dots\dots\dots(1.25)$$

3.- Hacer $y_1 = y_2$ y repetir el paso 2. Continuar hasta obtener la solución.

4.- Sustituir el valor correcto en la ecuación (1.23) para obtener z .

1.7.5 Factor de volumen del gas.- Se define como el volumen de masa de gas medido a presión y temperatura de yacimiento, dividido por el volumen de la misma masa de gas medido a condiciones estándar.

$$B_g = \frac{\text{Volumen de gas @C.Y}}{\text{Volumen de gas @C.S}} \dots\dots\dots(1.26)$$

1.7.6 Coeficiente de compresibilidad isotérmico del gas.- Se define como el cambio fraccional del volumen en función del cambio de presión a una temperatura constante.

$$C_g \cong -\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial P_T} \dots\dots\dots (1.27)$$

Expresada en función del volumen:

$$C_g \cong -\frac{1}{V_M} \frac{\partial V_M}{\partial P_T} \dots\dots\dots(1.28)$$

Expresada en función del volumen molar:

$$C_g \cong -\frac{1}{v} \frac{\partial v}{\partial p_T} \dots\dots\dots(1.29)$$

expresada en función del volumen específico, v.

$$C_g = \frac{p}{znRT} \frac{\partial}{\partial p_T} \frac{znRT}{p} \dots\dots\dots (1.30)$$

expandiendo las derivadas parciales, se tiene:

$$C_g = -\frac{p}{z} Z \frac{\partial}{\partial p} + \frac{1}{p} + \frac{1}{p} \frac{\partial z}{\partial p} = \frac{1}{p} - \frac{1}{z} \frac{\partial z}{\partial p_T} \dots\dots\dots(1.31)$$

1.7.7 Viscosidad del gas.- Lee desarrolló un método analítico muy útil que proporciona una buena estimación de la viscosidad del gas para la mayoría de los gases naturales. El método una temperatura del gas, presión, factor z, peso molecular, el cual tiene que ser medido o calculado.

$$\mu_g = K \times 10^{-4} \exp \left(x \left(\frac{\rho_g}{62.428} \right)^y \right)$$

$$K = \frac{(9.4 + 0.5794 \gamma_{gf})(T + 460)^{1.5}}{(209 + 550.4 \gamma_{gf}) + (T + 460)} \dots\dots\dots(1.32)$$

$$Y = 2.4 - 0.2X \dots\dots\dots(1.33)$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{(T + 460)} + 0.2897 \gamma_{gf} \dots\dots\dots(1.34)$$

Corrección de la viscosidad del gas por presencia e gases contaminantes

$$\mu_g = \mu_{gc} + C_{N_2} + C_{CO_2} + C_{H_2S} \dots\dots\dots(1.35)$$

$$C_{H_2S} = Y_{N_2} (8.48 \times 10^{-3} \log \gamma_g + 9.59 \times 10^{-3}) \dots\dots\dots(1.36)$$

$$C_{CO_2} = Y_{CO_2} (9.08 \times 10^{-3} \log \gamma_g + 6.24 \times 10^{-3}) \dots\dots\dots (1.37)$$

$$C_{H_2S} = Y_{H_2S} (8.49 \times 10^{-3} \log \gamma_g + 3.73 \times 10^{-3}) \dots\dots\dots (1.38)$$

Donde:

μ_{gc} = viscosidad del gas natural calculada

C_{N_2} = corrección por presencia de N_2

C_{H_2S} = corrección por presencia de H_2S

Y_{N_2} = fracción molar de N_2

C_{CO_2} = fracción molar de CO_2

CAPÍTULO 2

COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS DE GAS

Una apropiada clasificación de los yacimientos requiere del conocimiento del comportamiento termodinámico de las fases presentes en el yacimientos y de las fuerzas responsables de los mecanismos de producción.

El estado físico de un fluido en el yacimiento generalmente varía con la presión, pues la temperatura es esencialmente constante. En muchos casos el estado físico del fluido en el yacimiento no está relacionado con el estado del fluido producido en superficie. Es esencial determinar el comportamiento de los fluidos, solos o en combinación, bajo condiciones estáticas o en movimiento en el yacimiento y en las tuberías, con cambios de presión y temperatura.

En general, los yacimiento son convenientemente clasificados con base en su presión inicial y temperatura con respecto a la posición que éstos dos presenten en un diagrama de fases de los fluidos del yacimiento. Por consiguiente, los yacimientos pueden ser clasificados dentro de dos tipos:

- Yacimientos de aceite: Si la temperatura del yacimiento es menor que la temperatura crítica de los fluidos del yacimiento.
- Yacimientos de gas: Si la temperatura del yacimiento es mayor que la temperatura crítica de los fluidos del yacimiento.

2.1 Características del diagrama de fases Presión-Temperatura de una mezcla de hidrocarburos

La mejor forma de observar los cambios de fase de las mezclas de hidrocarburos que se presentan en los yacimientos es a través de un diagrama Presión-Temperatura.

Cada mezcla de hidrocarburos encontrada en un yacimiento tiene un diagrama de fase característico, el cual permanece constante, mientras se mantenga constante la proporción de componentes en la mezcla; sufriendo modificaciones cuando se altera esta proporción debido a la extracción diferencial de fluidos o a la inyección de algunos de ellos (gas natural, CO_2 , N_2 , etc). Se puede observar que a medida que la mezcla es más liviana y volátil las presiones de burbujeo y rocío son mayores.

Cuatro factores físicos controlan el comportamiento de fases de mezclas de hidrocarburos: presión, atracción molecular, energía cinética y repulsión molecular. La presión y la atracción molecular tienden a confinar las moléculas o a mantener a estas juntas; así que entre mayor sean estas fuerzas, mayor es la tendencia de los hidrocarburos a aumentar su densidad.

La energía cinética y la repulsión molecular tienden a dispersar las moléculas. A elevadas temperaturas mayor es la tendencia de las moléculas a separarse produciendo disminución de la densidad.

El comportamiento regular de los hidrocarburos es el de pasar de fase gaseosa a líquida por aumento de presión y/o disminución de temperatura y de pasar de fase líquida a gaseosa por disminución de presión y/o aumento de temperatura.

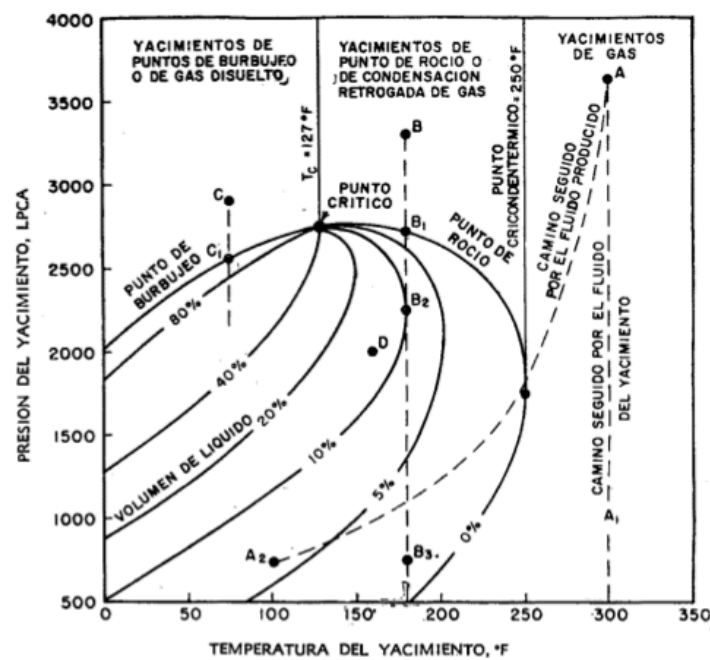


Figura 2.1 Diagrama de fase que relaciona la presión y la temperatura para un fluido de yacimiento

La figura 2.1 es un diagrama de fase para un determinado fluido en el yacimiento. El área encerrada por las curvas del punto de burbuja y el punto de rocío hacia el lado izquierdo inferior, es la región de combinaciones de presión y temperatura en donde

existen dos fases: líquida y gaseosa. Las curvas dentro de la región de dos fases muestran el porcentaje de líquido en el volumen total de hidrocarburos, para cualquier presión y temperatura.

2.2 Diagrama de fases

El comportamiento de fases de sistemas de hidrocarburos es muy semejante al comportamiento de fase de sistemas de dos componentes puros. Los rangos de presión y temperatura en los cuales las dos fases existen se incrementan si el sistema llega a ser más complejo con un mayor número de componentes.

En el diagrama se encuentran representados los puntos más importantes:

- **Cricondenbara.** Es la máxima presión a la que dos fases (gas y líquido) coexisten en equilibrio.
- **Criconterma.** Es la máxima temperatura a la que dos fases (gas y líquido) coexisten en equilibrio.
- **Punto crítico.** Es la presión y la temperatura en el cual todas las propiedades intensivas del gas y el líquido son iguales. La presión y temperatura correspondiente son llamadas presión crítica y temperatura crítica de la mezcla.
- **Curvas de calidad.** Las líneas discontinuas dentro de la envolvente de fases son las llamadas líneas de calidad. Éstas describen las condiciones de presión y temperatura en las cuales existen volúmenes iguales de líquido. Las líneas de calidad convergen en el punto crítico.
- **Curva de puntos de burbujeo.** Es la curva que separa la región de la fase líquida de la región de dos fases.
- **Curva de puntos de rocío.** Es la curva que separa la región de la fase gaseosa de la región de dos fases.
- **Envolvente de fases (región de dos fases).** Es la región delimitada por la curva de burbujeo y la curva de rocío, en donde el gas y el líquido coexisten en equilibrio.

Clasificación de los yacimientos de gas

En la clasificación de yacimientos de gas se consideran 3 categorías: yacimientos de gas seco, yacimientos de gas húmedo y yacimientos de gas condensado.

2.3 Yacimientos de gas húmedo

Se presentan cuando la temperatura del yacimiento es mayor que la cricondenterma de la mezcla, esta compuesto principalmente por metano y otros componentes ligeros, por lo que nunca se tendrán dos fases en el yacimiento, solamente fase gaseosa.

El término “húmedo” se deriva del hecho de que la fase líquida se condensa a las condiciones de superficie. En realidad, el yacimiento de gas se encuentra normalmente saturado con agua.

Al no formarse condensado en el yacimiento, la ecuación de balance de materia para gases secos puede sustituirse para un gas húmedo. La única prueba PVT requerida a las condiciones de yacimiento es la medición de la compresibilidad del gas. Las pruebas en el separador conducen a determinar la cantidad y propiedades de la fase condensada a condiciones superficiales.

En general los gases húmedos difieren de los gases condensado en los siguientes aspectos:

- a) La condensación retrograda isotérmica no ocurre en el yacimiento durante el abatimiento de presión.
- b) La producción de líquido en el separador es menor que la de un condensado.
- c) Se presentan menos componentes pesados en la mezcla.

Los gastos de producción generalmente se encuentran por encima de los 50, 000 pie^3/bl y se mantienen constantes durante toda la vida de yacimiento. El color del condensado es transparente con una gravedad específica que se mantiene sin cambios durante la vida productiva del yacimiento mayor a 60° API.

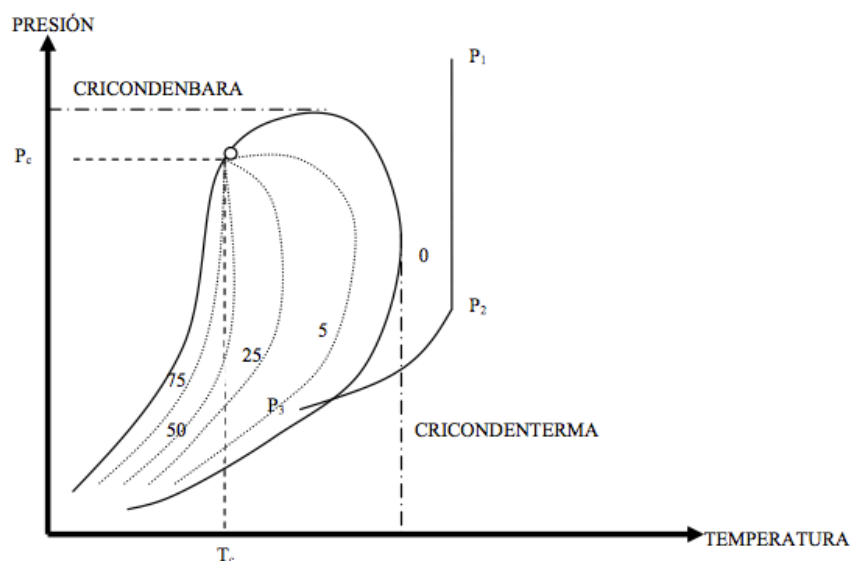


Figura 2.2 Diagrama P vs T de un yacimiento de gas húmedo

Las curvas de calidad tienden a acercarse más a la curva de presión de burbuja, estando presente muy poco líquido en la región de dos fases cerca de la curva de presión de rocío. Describiendo la trayectoria desde el punto P_1 , el hidrocarburo se encuentra en fase gaseosa, disminuyendo la presión llegando al punto P_2 continúa estando en fase gaseosa a pesar de encontrarse por debajo de la cricondenbara, al continuar al punto P_3 se han condensado algunos de los componentes más pesados de la mezcla.

2.4 Yacimientos de gas seco

Estos yacimientos contienen principalmente metano, con pequeñas cantidades de etano, propano y componentes más pesados.

La temperatura de los yacimientos de gas seco es mayor que la temperatura cricondentérmica y ni a las condiciones de yacimiento ni de superficie entra en la región de dos fases durante el agotamiento de presión por lo que la mezcla de hidrocarburos

siempre se encuentra en fase gaseosa. Sin embargo, el agua puede condensarse a condiciones de superficie debido al enfriamiento del gas.

Los gases secos pueden contener vapor de agua, el cual se condensará. El término “seco” en este contexto significa libre de hidrocarburos líquidos, no necesariamente libre de agua.

Teóricamente los yacimientos de gas seco no producen líquidos en superficie, sin embargo, la diferencia entre un gas seco y un gas húmedo es arbitraria y generalmente un sistema de hidrocarburos que produzca con una relación gas líquido mayor de 100,000 pie^3/bl se considera gas seco. Del gas seco se puede extraer cierta cantidad de líquidos por medio de procesos criogénicos.

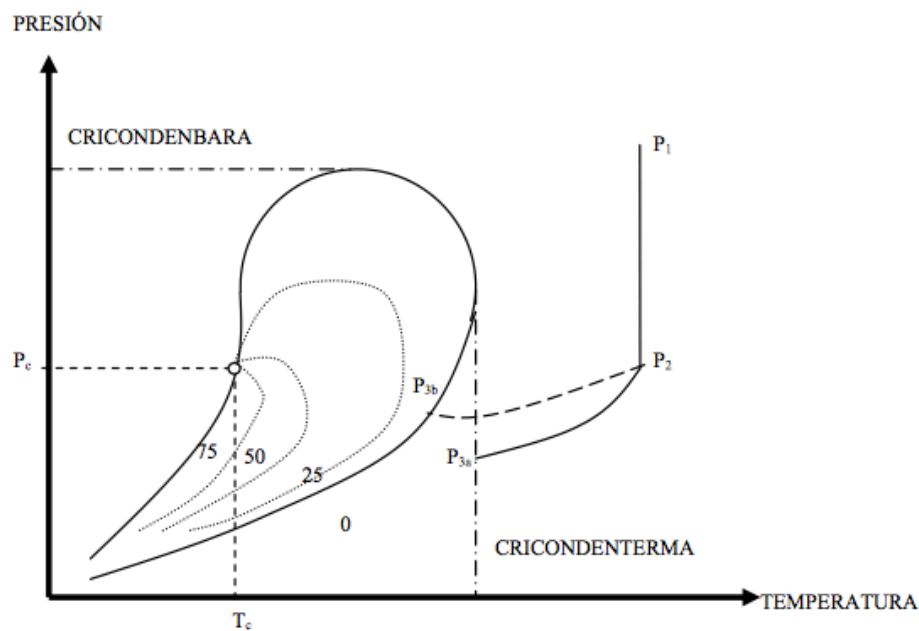


Figura 2.3 Diagrama P vs T de un yacimiento de gas seco

2.5 Yacimientos de gas y condensado

2.5.1 Rangos de composición

Un gas condensado es un fluido monofásico en condiciones originales de yacimiento. Esta compuesto principalmente de metano [C1] y de otros hidrocarburos de cadena corta, pero también contiene hidrocarburos de cadena larga, denominados fracciones pesadas. El contenido de metano es mayor o igual al 60 % y el $C_7+ \leq 12.5$ %. Entre más rico en componentes pesados ($C_5 +$) menor es la RGC y la gravedad API, además el color se torna más oscuro.

La cantidad de hidrocarburos potencialmente condensables en el yacimiento aumenta con la riqueza del gas, mientras los componentes pesados trasladan la temperatura crítica cerca de la temperatura del yacimiento. La relación gas-condensado varía entre 3,200 a 150,000 pie^3/bl , para propósitos prácticos un yacimiento de gas y condensado con una RGA de 50, 000 pie^3/bl puede ser tratado como gas húmedo.

2.5.2 Rangos de presión y temperatura

Bajo ciertas condiciones de presión y temperatura , este fluido se separa en dos fases, una fase gaseosa y una fase líquida, lo que se denomina como condensado retrógrado.

Un gas condensado presenta condensación retrógrada isotérmica en un rango de temperatura de 200^a a 400^aF y presiones de 3,000 a 8,000 lb/pg^2 . Estas condiciones de presión y temperatura, junto con los rangos de composición, proveen de una gran variedad de condiciones para los yacimientos de gas condensado.

La presión de rocío es aquella que permite definir cuándo un gas entre en la región retrógrada. La importancia del conocimiento de la presión de rocío reside en que a presiones por debajo de ella comienza a ocurrir condensación retrógrada de líquido.

El color del condensado puede un líquido amarillento u oscuro. Los condensados oscuros usualmente tienen relativamente una alta densidad relativa y sin asociados con gases de alto punto de rocío. La densidad relativa de los condensados varía entre 0.74

y 0.82 (de 60 a 40° API), aunque han sido reportados valores tan altos como 0.88 (29 ° API).

2.5.3 Condensación retrógrada

Los fluidos de gas condensado se denominan retrógrados porque su comportamiento puede ser la inversa de los fluidos que comprenden componentes puros. A medida que la presión del yacimiento declina y atraviesa el punto de rocío, se forma el líquido y el volumen de la fase líquida aumenta con la caída de presión. El sistema alcanza un punto en un condensado retrógrado en el que, conforme la presión declina, el líquido se re evapora. Como consecuencia se produce una disminución de la RGC y un incremento de la gravedad específica del gas condensado producido.

Si se tiene una presión mayor a la presión de rocío solo se tiene la fase gaseosa del hidrocarburo, la muestra de este tipo de comportamiento de fluido se localiza siempre entre la temperatura crítica y la cricondenterma, la presión crítica es menor a la presión de rocío y las líneas de calidad tienden a cercarse a la curva de presión de burbuja, como se muestra en la figura 2.4.

La condensación retrógrada que sufren los hidrocarburos son de las fracciones pesadas y algunas ligeras depositándose como líquidos en el espacio poroso del yacimiento, generalmente estos líquidos no fluyen al pozo, ya que raramente alcanzan la saturación crítica del líquido.

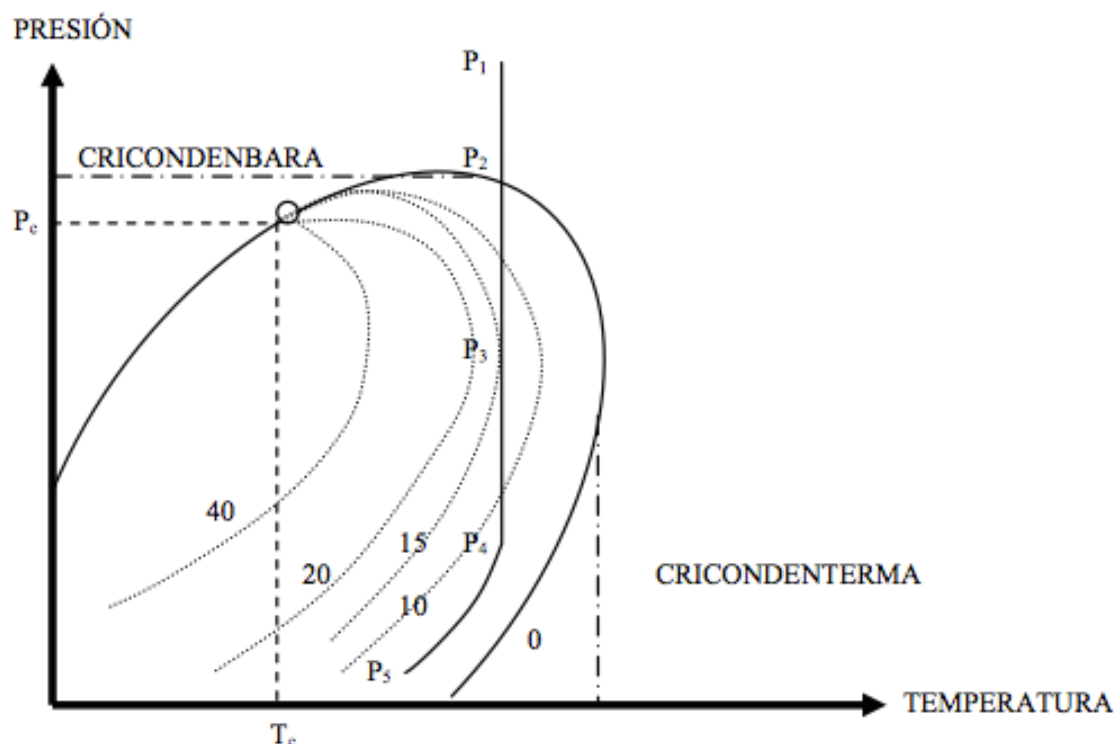


Figura 2.4 Diagrama P vs T de un yacimiento de gas y condensado

2.5.4 Condensado

Cuando se forma por primera vez en un yacimiento de gas, el líquido condensado es inmóvil debido a las fuerzas capilares que actúan sobre los fluidos. Es decir, una gota microscópica de líquido, una vez formada, tendrá que quedarse atrapada en los poros o gargantas de poros pequeñas. Incluso en el caso de los gases condensado ricos, con una condensación sustancial de líquido, la movilidad del condensado, que es la relación entre la permeabilidad relativa y la viscosidad, sigue siendo insignificante lejos de los pozos. En consecuencia, el condensado que se forma en la mayor parte del yacimiento se pierde en la producción a menos que el plan de explotación del yacimiento incluya un reciclaje del gas.

Cerca de un pozo productor, la situación es diferente. Cuando la presión de fondo de pozo cae por debajo del punto de rocío, se forma un sumidero en la región vecina al pozo. A medida que el gas ingresa en el sumidero, el líquido se condensa. Luego de

un breve período transitorio, se acumula el suficiente líquido como para que su movilidad se vuelva significativa. El gas y el líquido compiten por la trayectoria de flujo. La formación de un boque de condensado es el resultado de la reducción de la movilidad del gas en las vecindades de un pozo productor por debajo del punto de rocío.

La caída de la presión de un yacimiento por debajo del punto de rocío tiene dos resultados principales, ambos negativos: la producción de gas y condensado declina debido a la formación de un bloque de condensado en la región vecina al pozo y el gas producido contiene menos fracciones pesadas valiosas debido a la condensación a través de todo el yacimiento, donde el condensado tiene una movilidad insuficiente como para fluir en dirección principal hacia el pozo.

2.5.5 Regiones en un yacimiento de gas condensado

Conceptualmente, el flujo en los yacimientos de gas condensado puede dividirse en tres regiones de yacimiento, aunque en ciertas situaciones no están presentes las tres.

Las dos regiones más próximas a un pozo pueden formarse cuando la presión de fondo de pozo está por debajo del punto de rocío del fluido. La tercera región, que se forma lejos de los pozos productores, existe solo cuando la presión del yacimiento esta por encima del punto de rocío.

Esta tercera región incluye la mayor parte del área del yacimiento que se encuentra alejada de los pozos productores. Dado que está por encima de la presión del punto de rocío, solo existe y fluye una fase de hidrocarburo: el gas. El límite inferior de esta región tiene lugar donde la presión iguala a la presión del punto de rocío del gas del yacimiento original. Este límite no es fijo sino que se desplaza hacia fuera a medida que el pozo produce hidrocarburos y la presión de formación cae, desapareciendo finalmente cuando la presión en el límite exterior cae por debajo del punto de rocío.

En la segunda región, la región de segregación del condensado, el líquido se separa de la fase gaseosa, pero su saturación continua siendo suficientemente baja como para

mantenerse inmóvil ; sigue existiendo flujo de gas monofásico. La saturación de líquido aumenta y la fase gaseosa se vuelve más pobre a medida que el gas fluye al pozo.

En la primera región, la más cerca de un pozo productor, fluye tanto la fase gaseosa como la de condensado. La saturación del condensado en esta región es mayor que la saturación crítica. Dicha región se extiende más lejos del pozo para capas con una permeabilidad más alta que la permeabilidad promedio, ya que a través de esas capas han fluido un mayor volumen de gas.

Esta región correspondiente al bloque de condensado en la zona vecina al pozo controla la productividad del mismo. La relación gas/condensado circulante es básicamente y la condición PVT se considera una región de expansión a composición constante, es decir, el fluido se expande con la declinación de la presión formando dos fases, pero no se mueve ningún componente. Esto contrasta con la segunda región, que se considera una región de agotamiento a volumen constante, porque la fase líquida que se forma se separa de la fase gaseosa y queda atrapada.

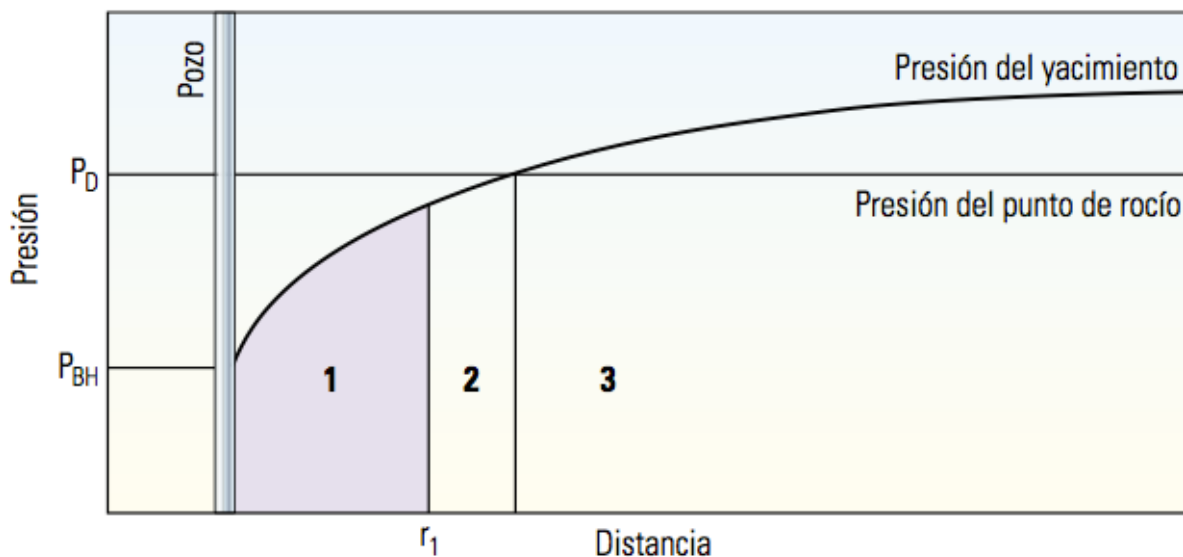


Figura 2.5 Regiones en un yacimiento de gas condensado

Si bien la primera indicación de la presencia de un bloque de condensado es habitualmente la declinación de la productividad, su presencia a menudo se determina mediante pruebas de presión transitoria. Se puede interpretar una prueba de incremento de presión de presión para demostrar la distribución del líquido antes de cerrar el pozo.

El comportamiento a corto plazo en la prueba de presión transitoria refleja las condiciones existentes en la región vecina al pozo. El bloque de condensado se manifiesta por la existencia de un gradiente de presión más pronunciado cerca del pozo.

2.6 Clasificación de los yacimientos de acuerdo con su comportamiento físico

2.6.1 Yacimientos sub saturados

Son aquellos yacimientos cuya presión inicial es mayor que la de rocío. La mezcla se encuentra inicialmente en fase gaseosa con deficiencia de líquido en solución. Durante el agotamiento de presión, la composición del gas condensado permanece constante hasta alcanzar la presión de rocío, lo mismo que la relación gas-condensado en superficie.

2.6.2 Yacimientos saturados

En este caso la presión inicial es igual a la presión de rocío. La mezcla se encuentra inicialmente en fase gaseosa en equilibrio con una cantidad infinitesimal de líquido. Tan pronto disminuye la presión del yacimiento ocurre formación de líquido en el mismo, a este líquido se le llama condensado retrógrado. En ningún caso se debe tener $P_i < P_{rocío}$ (la muestra PVT no sería representativa de la zona de gas condensado)

2.6.3 Yacimientos de gas condensado con condensación retrógrada en el yacimiento

Estos yacimientos se caracterizan por la formación de condensado retrógrado en el yacimiento al caer la presión por debajo de la presión de rocío retrógrada. Debido a que los primeros componentes que se condensan son los más pesados, el rendimiento de

líquido de la mezcla de hidrocarburos producida disminuye con el tiempo (a medida que la presión del yacimiento cae por debajo de la presión de rocío)

2.6.4 Yacimientos de gas condensado sin condensación retrógrada en el yacimiento

La presión de estos yacimientos se mantiene igual o superior a la presión de rocío retrógrada, no ocurre condensación retrógrada en el yacimiento.

La composición de la mezcla de hidrocarburos producida no varía y el rendimiento de líquido en superficie permanece aproximadamente constante. Este comportamiento es similar al de los yacimientos de gas húmedo.

La producción de gas condensado puede considerarse una fase intermedia entre el petróleo y gas.

CAPÍTULO 3

MÉTODOS PARA ESTIMAR EL VOLUMEN ORIGINAL EN YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO

Los objetivos fundamentales de la ingeniería de yacimientos son, a grandes rasgos, la estimación del gas original in situ, el cálculo del porcentaje de recuperación, la predicción del comportamiento futuro de producción y el análisis de alternativas para aumentar el factor de recuperación.

Los yacimientos de aceite volátil y gas condensado no eran comunes antes de 1930, desde entonces su descubrimiento ha ido en aumento. El gran número de descubrimientos hizo imperativo el implementar métodos relevantes para lidiar con estos yacimientos y los problemas asociados a su composición y comportamiento a lo largo de su vida productiva. Se requiere de ingeniería y métodos operativos significativamente diferentes de los yacimientos de aceite para obtener una máxima y óptima recuperación.

La determinación exacta del volumen inicial in situ desempeña un rol importante en la toma de decisiones referentes al desarrollo de los campos, la evaluación económica y de la predicción de la producción futura. La aplicación sola o combinada de cada una de ellas depende de la información existente al momento de hacerse la evaluación del yacimiento.

El cálculo de reservas de un yacimiento se puede hacer por medio de las siguientes técnicas:

- Método volumétrico
- Método de balance de materia
- Método de curvas de declinación
- Método de caracterización dinámica de yacimientos

3.1 Método volumétrico

En etapas tempranas del desarrollo, la estimación de reservas son restringidas a los cálculos volumétrico. El método volumétrico supone la determinación del tamaño físico del yacimiento, el volumen de poro dentro de la matriz de la roca, y el volumen de fluido contenido dentro de los poros. Esto provee de una estimación de hidrocarburos in situ, de los cuales se puede estimar la recuperación final mediante el uso de un factor de recuperación apropiado.

Los métodos volumétricos consideran al yacimiento ocupado por hidrocarburos a condiciones iniciales y a condiciones posteriores relacionadas con la producción del fluido y la reducción de la presión. Las condiciones posteriores generalmente están definidas como la presión a la cual la producción ya no resulta económicamente rentable.

Estos métodos son usados en la etapa temprana del yacimiento antes de que exista un desarrollo y producción significativa. Sin embargo, pueden ser aplicados después, durante la vida productiva del yacimiento para confirmar las estimaciones de los cálculos de balance de materia. La exactitud de la estimación volumétrica depende de la disponibilidad de los datos para caracterizar la extensión del área del yacimiento, las variaciones del espesor neto y recientemente para determinar la capa de gas en el yacimiento. Obviamente, en la etapa productiva temprana del yacimiento, cuando solo algunos datos están disponibles para establecer un control geológico superficial, las estimaciones volumétricas son menos exactas. Mientras más pozos estén perforados y más datos se encuentren disponibles, aumentará la exactitud de las estimaciones.

Los datos son usados para desarrollar varios mapas sub superficiales. Estos mapas son contruidos con líneas que conectan puntos de igual elevación que representan estructuras geológicas. Las secciones estratigráficas y estructurales sirven para establecer el área del yacimiento y para identificar discontinuidades, fallas o contactos agua-aceite.

Volumen: El volumen del yacimiento es obtenido de datos geológicos y análisis de los datos de presión del fluido. El geólogo provee de un mapa de curvas desde la cima a la base del yacimiento.

Porosidad, ϕ : La porosidad efectiva de una muestra esta definida de la siguiente manera:

$$\text{Porosidad efectiva} = \frac{\text{Volumen de poros interconectados}}{\text{Volumen total}}$$

La porosidad efectiva el yacimiento puede ser determinada mediante el análisis de un estudio de núcleos.

Saturación de agua intersticial, S_{wi} : La saturación de agua esta definida mediante la siguiente relación:

$$\text{Saturación de agua} = \frac{\text{Volumen de agua presente en el poro}}{\text{Volumen total de poros}}$$

La saturación de agua intersticial o agua connata puede ser determinada a partir de la información de registros eléctricos o en el laboratorio mediante la inyección de mercurio o aplicación de métodos centrífugos en núcleos.

Factor de recuperación, F_r : El factor de recuperación es un número entre cero y uno que representa la fracción recuperable de aceite. Esto depende de los siguientes factores:

- Circunstancias económicas actuales
- Consideraciones ecológicas y ambientales
- Regulaciones gubernamentales
- Física del sistema roca-fluido

En los yacimientos de gas condensado, dependiendo de la presión que se tenga es posible que se encuentren una, dos o hasta tres fluidos en el yacimiento. En el punto de rocío, la fase vapor no solamente consiste de hidrocarburos y gases inertes, sino también de vapor de agua, las cuales son consideraciones que deben tomarse en cuenta.

Para los yacimientos de gas húmedo, el volumen de gas inicial in situ, G_T , el cual incluye el gas y el equivalente gaseoso de hidrocarburos líquidos producidos, se expresa de la siguiente manera:

$$G_T = \frac{7,758Ah\phi(1-S_{wi})}{B_{gi}} \dots\dots(3.1)$$

A= Área [acres]

h= Espesor neto de la formación [pie]

ϕ =Porosidad [fracción]

S_{wi} = Saturación inicial de agua connata [fracción]

B_{gi} = Factor de volumen de gas a condiciones iniciales de presión y temperatura

$$\text{Donde } B_{gi} = \frac{5.02Z_iT}{P_i} \dots\dots\dots(3.2)$$

P=presión [lb/pg²]

T= temperatura [°R]

Debido a la condensación del gas en superficie, las propiedades del gas en superficie y en el yacimiento son diferentes. En consecuencia la ecuación (3.1) requiere del conocimiento de las propiedades del gas a condiciones de yacimiento.

El método más exacto para determinar las propiedades los fluidos es mediante un análisis de laboratorio del fluido de producción recombinado, sin embargo, en la ausencia de dicho análisis se pueden estimar con el uso de correlaciones de datos de producción. Estas correlaciones son recomendadas para fluidos en los que el total de componentes no hidrocarburos (CO_2, N_2, H_2S, etc) no excede el 20 %.

Para un sistema de separación de tres etapas, constituido por un separador de alta presión, un separador de baja presión y un tanque de almacenamiento, la gravedad del gas de yacimiento es estimada de la recombinación del fluido producido.

$$\gamma_w = \frac{R_1\gamma_1 + 4,600\gamma_o + R_2\gamma_2 + R_3\gamma_3}{R_1 + \frac{133.316\gamma_o}{M_o} + R_2 + R_3} \dots\dots\dots (3.3)$$

Donde:

γ_w = Fracción de agua de la fase total de vapor

R_1 = Relación del volumen de gas del separador de alta presión y el volumen de líquido en el tanque de almacenamiento [$pie^3/barril$]

γ_1 = Gravedad específica del gas en el separador de alta presión

R_2 = Relación del volumen de gas del separador de baja presión y el volumen de líquido en el tanque de almacenamiento [$pie^3/barril$]

γ_2 = Gravedad específica del gas en el separador de baja presión

R_3 = Relación del volumen de gas y el volumen de líquido en el tanque de almacenamiento [$pie^3/barril$]

γ_3 = Gravedad específica del volumen de gas en el tanque de almacenamiento

γ_o = Gravedad específica del condensado

M_o = Peso molecular de los líquidos del tanque de almacenamiento

De manera similar, para un sistema de separación de dos etapas constituido por un separador de alta presión y un tanque de almacenamiento, la gravedad del gas es estimada mediante:

$$y_w = \frac{R_1\gamma_1 + 4,600\gamma_o + R_3\gamma_3}{R_1 + \frac{133.316\gamma_o}{M_o} + R_3} \dots\dots\dots(3.4)$$

Si el peso molecular del líquido en el tanque de almacenamiento es desconocido, se puede estimar usando las siguientes ecuaciones:

$$M_o = \frac{5,954}{\gamma_{API} - 8.811} \dots\dots\dots(3.5)$$

$$M_o = \frac{42.43\gamma_o}{1.008 - \gamma_o} \dots\dots\dots(3.6)$$

Una estimación exacta de las propiedades del gas a condiciones de yacimiento requiere que toda la producción de gas y líquido sea recombinada de acuerdo con las ecuaciones (3.3) y (3.4). Sin embargo, la producción de gas de separadores de baja presión y los tanques de almacenamiento generalmente no es medida.

Se han desarrollado correlaciones para estimar la producción de gas adicional de un segundo separador y el tanque de almacenamiento, G_{pa} , y el vapor equivalente del líquido del primer separador, V_{eq} .

$$y_w = \frac{R_1\gamma_1 + 4,600\gamma_o + G_{pa}}{R_1 + V_{eq}} \dots\dots\dots(3.7)$$

G_{pa} = Producción de gas adicional del separador secundario y el tanque de almacenamiento [$pie^3/barril$]

V_{eq} = Vapor equivalente del líquido del separador primario [$pie^3/barril$]

Después de que la gravedad del gas a condiciones de yacimiento es conocido, se calcula el factor de desviación del gas. Debido a la condensación, algo del gas a condiciones de yacimiento es producido como líquido en la superficie. La fracción del gas inicial total in situ que será producido en fase gaseosa en la superficie es:

$$f_g = \frac{R_t}{R_t + \frac{132.800\gamma_o}{M_o}} \dots\dots\dots(3.8)$$

Donde R_t incluye la producción de gas y condensado de los separadores y el tanque de almacenamiento. La fracción del total de gas original in situ, G_T , que será producida en la fase gaseosa es

$$G = f_g G_T \dots \dots \dots (3.9)$$

y el aceite original (condensado) en sitio es:

$$N = \frac{1,000 f_g G_T}{R_t} \dots \dots \dots (3.10)$$

Se debe notar que este procedimiento de calculo es aplicable para yacimientos de gas condensado solo cuando la presión del yacimiento se encuentra arriba de la presión de rocío. Una vez que la presión cae por debajo de la del punto de rocío, no pueden usarse datos de producción para estimar con exactitud las propiedades del fluido. Bajo estas condiciones, la estimación del gas y condensado in situ requiere de análisis de laboratorio del fluido del yacimiento.

3.2 Ecuación de Balance de Materia

Los métodos de balance de materia proveen de una simple, pero efectiva alternativa a los métodos volumétricos para estimar no solo el gas in situ sino además las reservas de gas en cualquier etapa de depleción del yacimiento. Una ecuación de balance materia se basa en el principio de conservación de la masa:

$$[\text{Masa original de hidrocarburos}] - [\text{Masa de hidrocarburos producidos}] = [\text{Masa de hidrocarburos remanentes}]$$

Schilthius (1941) fue el primero en presentar una forma general de la ecuación de balance de materia igualando la extracción subterránea y la expansión total del fluido, basada en la asunción de que el volumen cambia o permanece constante de manera que puede ser predicha como una función de la presión del yacimiento. Bajo esta premisa, él igualó la producción acumulada (expresada en términos de la producción de fluidos a condiciones de yacimiento) a la expansión de los fluidos remanente del

yacimiento resultado de un decremento finito de la presión. Además se incluyen los efectos de la entrada de agua, los cambios de fase de los fluidos o cambios en el volumen poroso debido a la expansión del agua y la roca.

La ecuación de Schilthuis estaba limitada en cuanto a su aplicación al gas húmedo, gas seco y sistemas de aceite y no podía ser aplicada directamente a gas y condensado y aceite volátil debido a que requiere de propiedades estándar PVT debajo de la presión de saturación.

Por otra parte, las estimaciones volumétricas están basadas en el volumen total de gas in situ, parte del cual no puede ser recuperado con los pozos existentes debido a las discontinuidades y heterogeneidades desconocidas del yacimiento. Sin embargo, las comparaciones entre ambos métodos pueden ofrecer una medición cualitativa del grado de heterogeneidad del yacimiento y permitir una apreciación más exacta de las reservas de gas para una determinada estrategia de desarrollo.

Otra ventaja de los métodos de balance de materia es que, si se cuenta con los historiales de producción y presión, la aplicación de estas técnicas provee de una idea del mecanismo de empuje predominante en el yacimiento, mientras que el uso correcto del método volumétrico requiere de un conocimiento previo de la principal fuente de energía del yacimiento.

Una vez que se ha identificado el mecanismo de empuje, se puede aplicar de manera correcta el balance de materia graficando funciones para estimar el volumen original in situ y las reservas.

La ecuación general de balance de materia es adimensional y el cálculo del gas en sitio puede ser hecho a cada punto de presión. Sin embargo, Havlena-Odeh (1963) proponen graficar las funciones que representan la ecuación de balance de materia como una línea recta que retrocede a un solo valor representativo de gas en sitio, basado en todos los puntos de presión.

A diferencia de los yacimientos de gas seco, los yacimientos de gas condensado se caracterizan por ser ricos en hidrocarburos intermedios y pesados. Es importante tener en cuenta los cambios que ocurren durante el abatimiento de presión que sufre el yacimiento durante la explotación, a presiones arriba de la presión de rocío, el yacimiento se mantiene en una sola fase gaseosa que incluye gases inertes e incluso vapor de agua. Mientras la presión del yacimiento declina, el agua en la fase líquida continua vaporizándose para mantener el equilibrio con el vapor de agua existente, así disminuyendo la saturación de agua líquida en el yacimiento e incrementando el volumen poroso ocupado por las fases de vapor. Sin embargo, en cuanto la presión disminuye del punto de rocío, el gas se condensa y forma una fase de hidrocarburos líquidos. Frecuentemente, un volumen significativo de este condensado se mantiene inmóvil y permanece en el yacimiento. Además, la correcta aplicación del concepto de balance de materia requiere que se considere el volumen de líquido remanente en el yacimiento y los líquidos producidos en superficie.

Para el desarrollo de la ecuación de balance de materia que consideran los efectos de la condensación del gas y vaporización del agua se requiere que se incluyan los cambios en el volumen poroso debido a este fenómeno. Adicionalmente se incluyen los efectos de geo presurización debido a los cambios en la compresibilidad de la formación que son significativos en yacimientos de gas de mayores profundidades y presiones.

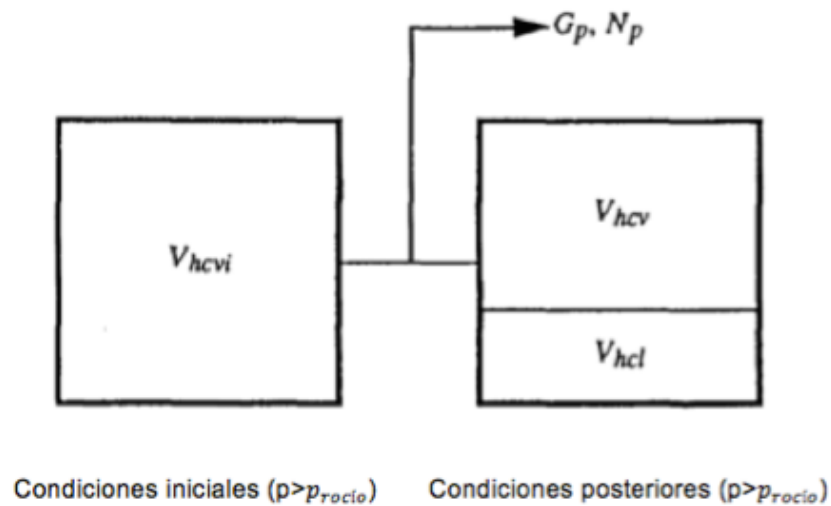


Figura 3.1 Modelo de balance de materia que muestra el volumen ocupado por las fases de hidrocarburos líquidos y vapor a condiciones iniciales y posteriores en un yacimiento de gas condensado

La ecuación básica se puede deducir con base en el siguiente balance molar

$$N_p = N_i - N_r \dots\dots\dots(3.11)$$

Donde:

N_p = Moles de fluido (gas sep + condensado + vapor de agua) producido [lbmol]

N_i = Moles de gas condensado original en sitio [lbmol]

N_r = Moles de fluido (gas condensado + condensado retrógrado) remanentes en el yacimiento a una presión P [lb-mol]

$$N_p = \frac{G_{pt}}{379.4} \dots\dots\dots(3.12)$$

$$N_i = \frac{G}{379.4} \dots\dots\dots(3.13)$$

$$N_r = V_p h C_{pa} \left[\frac{(1-V_c)P}{Z_{gc}RT} + \frac{V_c \rho_c}{M_c} \right] \dots\dots\dots(3.14)$$

$$C_{pa} = 1 - \frac{(C_w S_{wi} + C_f) \Delta P}{1 - S_{wi}} \dots\dots\dots (3.15)$$

Donde:

G_{pt} = Producción de fluido (gas sep + cond + vapor de agua)equivalente en gas [scf]

G = Gas condensado original en sitio [scf]

V_{ph} = Volumen poroso ocupado por hidrocarburos [scf]

C_{pa} =Factor que tiene en cuenta la reducción del V_{ph} por efecto de compactación de la roca y expansión del agua connata

V_c = fracción volumétrica de condensado retrógrado

$R = 10.73$

T = Temperatura de la formación [°R]

P = Presión actual del yacimiento [psi]

Se debe modificar la producción de gas, G_p para incluir la producción de líquido equivalente en gas. Esto se debe hacer debido a que el líquido producido en superficie (o la mayor parte de él) se encuentra en fase gaseosa. En este caso G_{pt} debe incluir la producción de gas en separadores y la producción de condensado convertido en gas.

$$G_{pt} = G_{p_{sep}} + G_{p_{equi.líq}} \text{ [scf]}$$

$$G_{p_{equi.líq}} = 132,800 \left(\frac{\gamma_c}{M_c} q_c + \frac{\gamma_w}{M_w} q_w \right) \text{ [scf]}$$

Donde:

γ_c = gravedad específica del condensado

γ_w = gravedad específica del agua

M_c = Peso molecular del condensado

M_w = Peso molecular del agua

q_c = gasto de condensado

q_w = gasto de agua

El agua de la ecuación anterior corresponde al vapor de agua contenido en el gas y no al agua proveniente de un acuífero.

Reemplazando las ecuaciones (3.12) a (3.15) en la (3.11) se obtiene:

$$\frac{G_{pt}}{G} - 1 = \frac{379.4 V_p h C_{pa}}{G} \left[\frac{(1-V_c)P}{Z_{gc}RT} + \frac{V_c \rho_c}{M_c} \right] \dots\dots\dots (3.16)$$

Aplicando la ecuación general de los gases reales a la presión original del yacimiento (P_i) tenemos:

$$\frac{V_p h}{G} = \frac{Z_{gci}RT}{379.4 P_i} \dots\dots\dots (3.17)$$

y sustituyendo las ecuaciones (3.17) en la ecuación (3.16)

$$(1 - V_c) \frac{P C_{pa}}{Z_{gc}} + \frac{V_c \rho_c RT}{M_c} = \frac{P_i}{Z_{gci}} \left(1 - \frac{G_{pt}}{G} \right) \dots\dots\dots (3.18)$$

Llamando $F(P/Z_{gc})$ al lado izquierdo de la ecuación (3.18), ésta se puede escribir de la siguiente forma:

$$F(P/Z_{gc}) = \frac{P_i}{Z_{gci}} \left(1 - \frac{G_{pt}}{G} \right) \dots\dots\dots (3.19)$$

$$F(P/Z_{gc}) = (1 - V_c) \frac{P C_{pa}}{Z_{gc}} + \frac{V_c \rho_c RT}{M_c} \dots\dots\dots (3.20)$$

Si no hay condensación retrógrada ($P > P_{roc}$) o es despreciable

$$V_c = 0 \text{ y } F(P/Z_{gc}) = \frac{P C_{pa}}{Z_{gc}}$$

De acuerdo con la ecuación (3.19) al graficar P/Z_{gc} vs G_{pt} se obtiene una línea recta.

Extrapolando la recta hasta $P/Z_{gc}=0$, el punto de corte sobre el eje de las abscisas representa el gas condensado original en sitio.

3.2.1 Yacimientos de gas condensado con vaporización de agua

A continuación se presenta la ecuación de balance de materia para yacimientos en los que se presentan tanto cambios de fase y vaporización de agua.

Por lo tanto, el volumen inicial ocupado por hidrocarburos y agua en fase vapor pueden representarse de la siguiente manera:

$$V_{pi} = V_{vi} + V_{wi} \dots \dots \dots (3.21)$$

Donde V_{vi} es el volumen inicial en el yacimiento ocupado por hidrocarburos y vapor de agua, V_{wi} es el volumen inicial ocupado por agua líquida.

Si la presión del yacimiento se encuentra arriba del punto de rocío, el agua congénita es la única fase líquida presenta. De la definición de saturación de agua, la el volumen de agua puede expresarse de la siguiente manera:

$$V_{wi} = S_{wi} V_{pi} \dots \dots \dots (3.22)$$

De manera similar, se puede expresar el volumen inicial del vapor:

$$V_{vi} = (1 - S_{wi}) V_{pi} \dots \dots \dots (3.23)$$

Definiendo la fracción inicial de vapor de agua

$$y_{wi} = \frac{v_{wvi}}{v_{vi}} \dots \dots \dots (3.24)$$

y la fracción ocupada por los gases hidrocarburos:

$$(1 - y_{wi}) = \frac{v_{hvi}}{v_{vi}} \dots \dots \dots (3.25)$$

Sustituyendo la ecuación (3.22) y (3.25):

$$\frac{v_{hvi}}{v_{vi}} = V_{Pi}(1 - S_{wi})(1 - y_{wi}) \dots \dots \dots (3.26)$$

Finalmente, debido a que la fase inicial de vapor es la fase de gas original in situ, se tiene:

$$v_{hvi} = GB_{gi} \dots \dots \dots (3.27)$$

$$V_{Pi} = \frac{GB_{gi}}{(1 - S_{wi})(1 - y_{wi})} \dots \dots \dots (3.28)$$

La forma de la ecuación de balance de materia a una presión menor que la presión inicial del yacimiento depende del valor del punto de rocío.

3.2.2 Abatimiento a presiones mayores al punto de rocío

Debido a que la presión del yacimiento se encuentra arriba del punto de rocío no se encuentran hidrocarburos condensados. Sin embargo, conforme la presión disminuye, una mayor cantidad de agua en fase líquida comenzará a vaporizarse, lo que reduce la saturación del agua líquida. Por lo tanto, el volumen de la fase líquida se expresa como:

$$V_w = S_w V_p \dots \dots \dots (3.29)$$

Donde la saturación de agua es la correspondiente a ese etapa. De manera similar, el volumen de la fase vapor es:

$$V_v = (1 - S_w) V_p \dots \dots \dots (3.30)$$

Adicionalmente, se define la fracción de la fase vapor la cual es vapor de agua:

$$y_w = V_{wv}/V_v \dots \dots \dots (3.31)$$

y la fracción de hidrocarburos como:

$$(1 - y_w) = V_{hv}/V_v \dots \dots \dots (3.32)$$

Sustituyendo la ecuación (3.30) y (3.32) se puede escribir la ecuación de la fase de hidrocarburos a condiciones de explotación.

$$V_{hv} = V_p(1 - S_w)(1 - y_w) \dots \dots \dots (3.33)$$

Las condiciones de la fase vapor después de un periodo de explotación:

$$V_p = (G - G_p)B_g \dots \dots \dots (3.34)$$

Combinando las ecuaciones (3.33) y (3.34) se tiene:

$$V_p = \frac{(G - G_p)B_g}{(1 - S_w)(1 - y_w)} \dots \dots \dots (3.35)$$

Expresando el cambio del volumen del yacimiento en términos del factor de compresibilidad de la formación:

$$\Delta V_f = \frac{\bar{C}_f(P_1 - P)GB_{gi}}{(1 - S_{wi})(1 - y_{wi})} \dots \dots \dots (3.36)$$

La ecuación de balance de materia para presiones arriba del punto de rocío se expresa de la siguiente forma:

$$\frac{GB_{gi}}{(1 - S_{wi})(1 - y_{wi})} = \frac{(G - G_p)B_g}{(1 - S_w)(1 - y_w)} + \frac{\bar{C}_f(P_1 - P)GB_{gi}}{(1 - S_{wi})(1 - y_{wi})} \dots \dots \dots (3.37)$$

Reagrupando los términos

$$G \frac{(1-S_w)(1-y_w)}{(1-S_{wi})(1-y_{wi})} \frac{B_{gi}}{B_g} [1 - \overline{C_f}(P_1 - P)GB_{gi}] = G - G_p \dots \dots \dots (3.38)$$

Sustituyendo $B_{gi}/B_g = p_{zi}/p_i z$ en la ecuación y reagrupando términos (3.38)

$$\frac{(1-S_w)(1-y_w)}{(1-S_{wi})(1-y_{wi})} [1 - \overline{C_f}(P_1 - P)] \frac{p}{z} = \frac{p_i}{z_i} - \frac{p_i}{z_i} \frac{G_p}{G} \dots \dots \dots (3.39)$$

La forma de la ecuación (3.39) sugiere la ecuación de una línea recta, si $\frac{p}{z} = 0$, entonces $G_p = G$, por lo que extrapolando la línea recta se puede estimar el volumen de gas in situ.

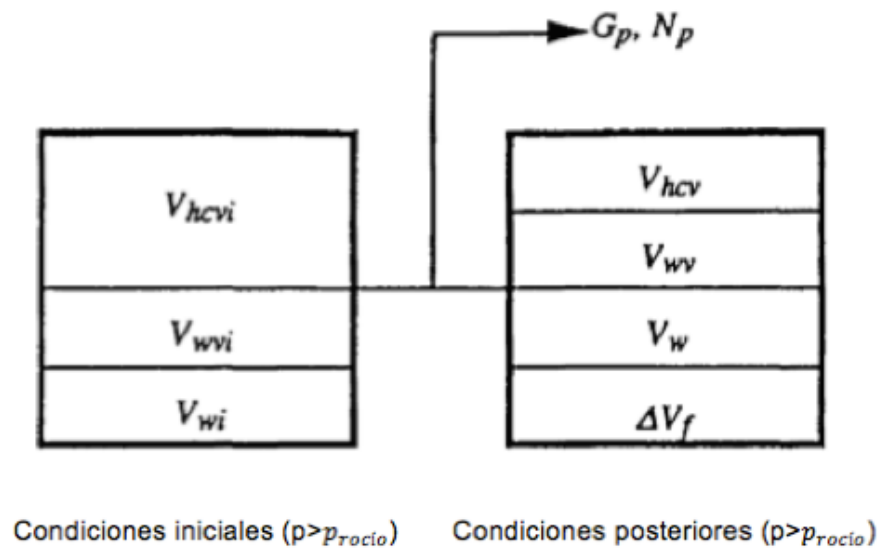


Figura 3.2 Modelo de Balance de Materia que muestra el volumen ocupado por los hidrocarburos y agua a condiciones iniciales y posteriores de un yacimiento de gas condensado con vaporización de agua

3.2.3 Abatimiento a presiones debajo del punto de rocío

En los casos donde la presión del yacimiento disminuye debajo de la presión de rocío, la fase gaseosa se condensa. En muchos yacimiento de gas condensado, los hidrocarburos líquidos formados en el yacimiento permanecen inmóviles. Para estos casos se debe modificar la ecuación para incluir un término adicional de la fase líquida:

$$\frac{GB_{gi}}{(1-S_{wi})(1-y_{wi})} = \frac{(G-G_p)B_g}{(1-S_w-S_o)(1-y_w)} + \frac{\bar{C}_f(p_i-p)GB_{gi}}{(1-S_{wi})(1-y_{wi})} \dots\dots\dots(3.40)$$

Reagrupando términos

$$\frac{(1-S_w-S_o)(1-y_w)}{(1-S_{wi})(1-y_{wi})} [1 - \bar{C}_f(p_i - p)] \frac{p}{z} = \frac{p_i}{z_i} - \frac{p_i}{z_i} \frac{G_p}{G} \dots\dots\dots(3.41)$$

De la misma forma la ecuación anterior sugiere la ecuación de una línea recta, con una pendiente igual a $-p_i/z_i G$. Cuando $p/z=0$ y $G_p=0$, la extrapolación de la línea recta $p/z=0$ provee de la estimación del volumen de gas original in situ.

Adicionalmente, la producción de gas debe incluir no solo la producción de todos los separadores y el tanque de almacenamiento sino además el equivalente gaseoso del condensado producido.

La correcta aplicación de la ecuación (3.41) también requiere de la estimación del volumen de hidrocarburos líquidos formados a presiones debajo del punto de rocío. El método más exacto para estas estimaciones es mediante el análisis de muestras de fluido en el laboratorio.

3.3 Curvas de declinación

La base del análisis de las curvas de declinación es el ajustar el historial de producción con un modelo, asumiendo que la producción futura continua teniendo la misma tendencia. Se pueden usar estos modelos para estimar el volumen de gas in situ y predecir las reservas de gas a una determinada presión de abandono futura o a un índice económico de producción.

Los métodos de curvas de declinación, son aplicables tanto en pozos como en todo el yacimiento. La aplicación de este análisis es más apropiado cuando los métodos volumétricos y de balance de materia no son exactos o no se cuentan con los datos necesarios para justificar una simulación de yacimiento.

Las curvas de declinación no pueden ser aplicadas hasta que se exista un desarrollo y se cuente con una tendencia de producción en el yacimiento. Cualquier cambio en las estrategias de explotación u operaciones de producción pueden cambiar el comportamiento o desempeño futuro del un pozo y afectar significativamente la estimación de la reserva.

3.3.1 Técnicas de análisis convencional

Debido a que las funciones lineales son matemáticamente más fáciles de manipular, el comportamiento futuro puede entonces ser estimado, si se asume que la tendencia de la producción permanece lineal durante la vida del pozo o yacimiento. La curva de análisis de declinación más común es una curva de declinación semilog, en algunas ocasiones llamada declinación exponencial o de porcentaje constante. Este análisis se base en la ecuación empírica de declinación gasto/tiempo de Arps:

$$q(t) = \frac{q_i}{(1+bD_it)^{1/b}} \dots (3.42)$$

Donde $D_i = -dq(t)/dt/q(t)$ = rango de declinación inicial.

Dependiendo del valor del exponente de declinación, b , la ecuación (3.42) tiene tres formas diferentes: exponencial, armónica e hiperbólica. Estas tres formas de declinación tienen una forma diferente en las graficas cartesiana y semilog de la producción de gas vs la producción acumulada de gas. Como consecuencia, las formas de las curvas pueden ayudar a identificar el tipo de declinación del pozo y si la tendencia es lineal, extrapolar grafica o matemáticamente la tendencia en algún punto futuro.

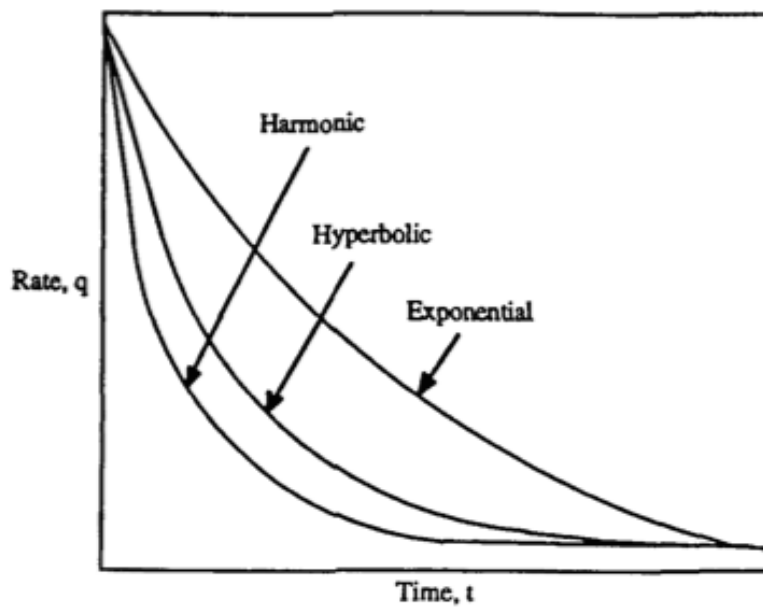


Figura 3.3 Formas de las curvas de declinación en papel Cartesiano de gasto vs tiempo

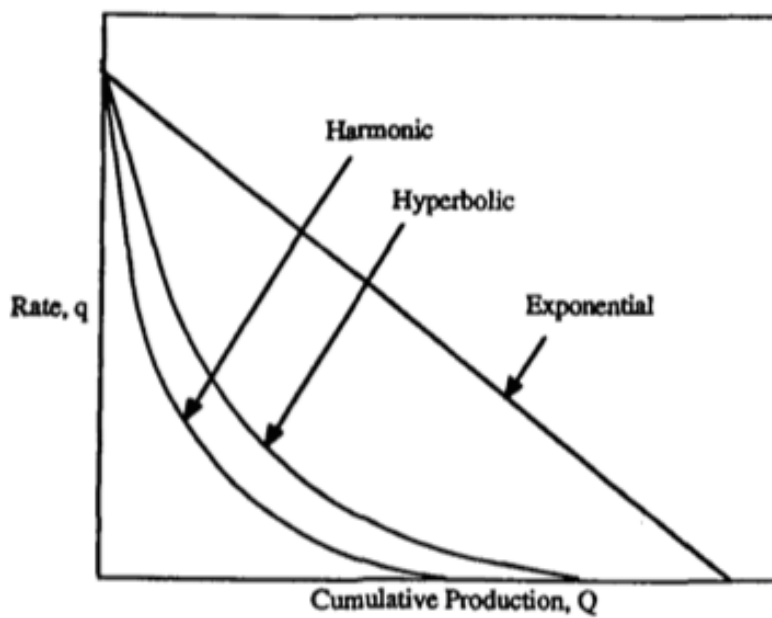


Figura 3.4 Formas de las curvas de declinación en papel Cartesiano del gasto vs producción acumulada

La ecuación anterior toma algunas consideraciones:

- 1.- Se asume que el pozo analizado produce a una presión de fondo constante. Si la presión de fondo cambia, el carácter de la declinación del pozo cambia.
- 2.- Se asume que el pozo analizado produce a través de una área de drene constante. Si el área de drene cambiara, el carácter de la declinación del pozo cambiaría. Por ejemplo, si el agua entrara en el área de drene, el carácter de la declinación cambiaría abrupta y negativamente.
- 3.- La ecuación asume que el pozo analizado tiene una permeabilidad constante y un factor de daño.
- 4.- Se deben aplicar datos de límites de flujo si se quiere predecir el comportamiento futuro.

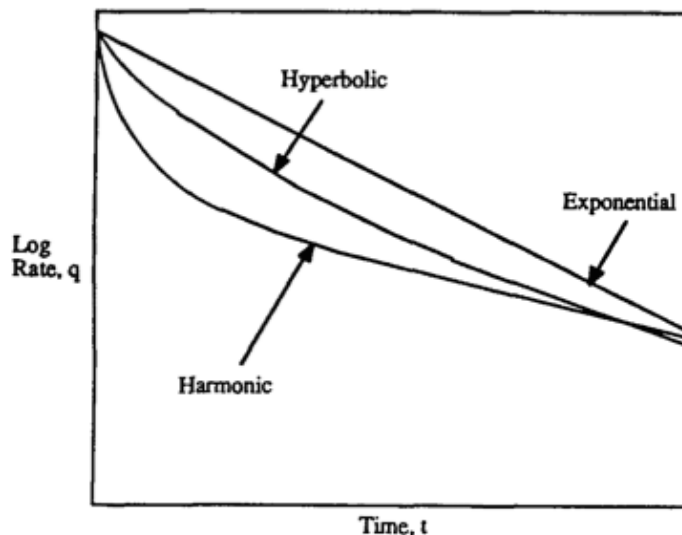


Figura 3.5 Formas de las curvas de declinación en papel semilogarítmico

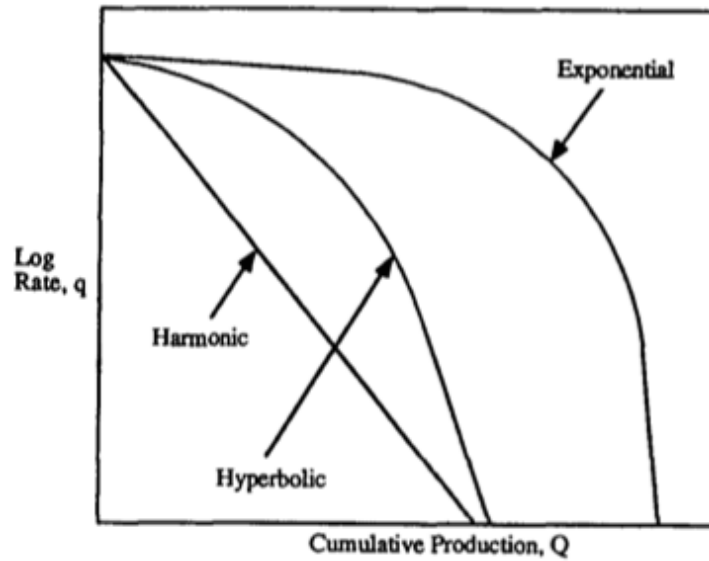


Figura 3.6 Formas de las curvas de declinación en papel semilogarítmico de gasto vs producción acumulada

3.3.2 Declinación exponencial

La declinación exponencial, algunas veces llamada declinación de porcentaje constante, esta caracterizada por el rango de decremento de producción por unidad de tiempo que es proporcional al rango de producción. La ecuación de la declinación exponencial puede obtenerse de la ecuación (3.45). Cuando $b=0$ la ecuación toma una forma especial.

$$q(t) = \frac{q_i}{e^{D_I t}} = q_i e^{-D_I t} \dots\dots\dots(3.43)$$

Aplicando logaritmo natural en ambos lados de la ecuación

$$\ln[q(t)] = \ln(q_i) + \ln(e^{-D_I t}) \dots\dots\dots(3.44)$$

Reagrupando términos:

$$\ln[q(t)] = \ln(q_i) - D_I t \dots\dots\dots(3.45)$$

Debido a que el logaritmo natural se relaciona al logaritmo base 10 por $\ln(x)=2.303 \log(x)$, la ecuación anterior se puede reescribir de la siguiente manera:

$$\ln[q(t)] = \ln(q_i) - \frac{D_i t}{2.303} \dots \dots \dots (3.46)$$

La forma de la ecuación (3.46) sugiere que la gráfica del logaritmo del gasto de gas, $q(t)$ vs tiempo será una línea recta con una pendiente $-D_i/2.303$ y una intersección en $\log(q_i)$. Si los datos de producción exhiben un comportamiento lineal en la grafica semilog, se puede usar la ecuación (3.49) para calcular D_i de la pendiente y q_i de la intersección.

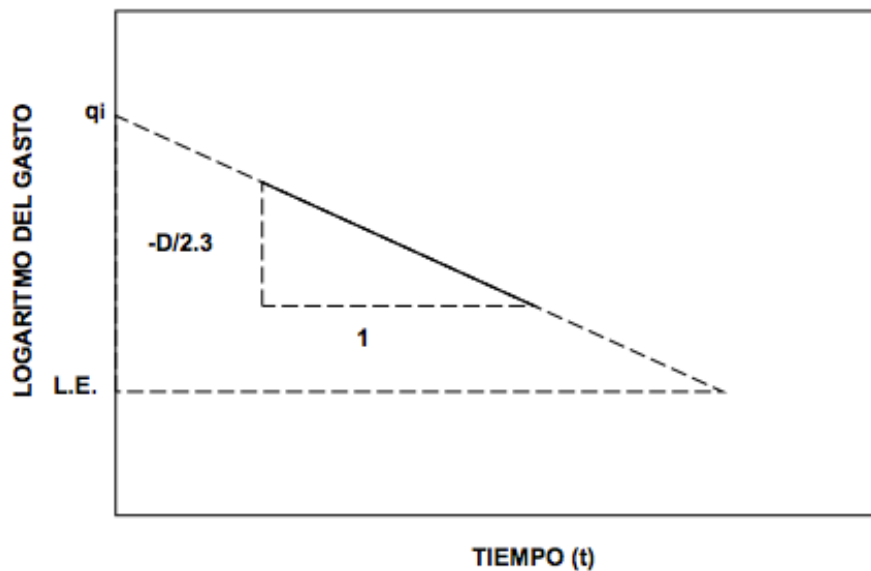


Figura 3.7 Representación gráfica de la declinación exponencial en papel semilogarítmico

Después de calcular el índice de declinación inicial, se puede calcular el gasto inicial de gas mediante la ecuación (3.43) para extrapolar la producción para un límite económico futuro. De dicha extrapolación, se puede estimar la reserva de gas.

La curva de gasto vs producción acumulada será lineal en una gráfica cartesiana, como la siguiente derivación lo indica. Integrando la ecuación (3.43)

$$Q(t) = \int_0^t q(t) dt = \int_0^t q_i e^{-D_i t} dt \dots \dots \dots (3.47)$$

La producción acumulada de gas es

$$G_p(t) = \left(-\frac{q_i}{D_i} e^{-D_i t} - D_i t \right) \dots \dots \dots (3.48)$$

Reagrupando términos

$$G_p(t) = -\frac{1}{D_i} (q_i e^{-D_i t}) + \frac{q_i}{D_i} \dots \dots \dots (3.49)$$

Combinando la ecuación (4.43) con la (3.49) se puede reducir la relación:

$$G_p(t) = -\frac{1}{D_i} q(t) + \frac{q_i}{D_i} \dots \dots \dots (3.50)$$

Reagrupando términos y resolviendo para un gasto de producción q(t):

$$q(t) = -D_i G_p(t) + q_i \dots \dots \dots (3.51)$$

La ecuación (3.51) sugiere una grafica q(t) vs $G_p(t)$ que tendrá una pendiente $-D_i$ y una intersección q_i .

3.3.3 Declinación armónica

Cuando $b=1$, se dice que la declinación es armónica, y en general la ecuación de declinación (4.42) se reduce a

$$q(t) = q_i / (1 + D_i t) \dots \dots \dots (3.52)$$

Aplicando logaritmos base 10 a ambos lados de la ecuación (3.52) se obtiene:

$$\log q(t) = \log(q_i) - \log(1 + D_i t) \dots \dots \dots (3.53)$$

La forma de la ecuación (3.53) sugiere que q(t) es una función lineal de $(1+D_i t)$ en una gráfica log-log y presentará una línea recta con una pendiente igual a -1 y una intersección en $\log(q_i)$. Para predecir el desempeño futuro de los pozos que presentan un comportamiento de declinación armónica, se deben asumir valores de D_i hasta que

la gráfica logarítmica $[\log(t)]$ vs $\log(1+D_it)$ sea una línea recta con una pendiente igual a -1. Este procedimiento de cálculo requiere del conocimiento a priori del comportamiento de declinación de un pozo para determinar y elegir el gasto inicial de declinación correcto, D_i .

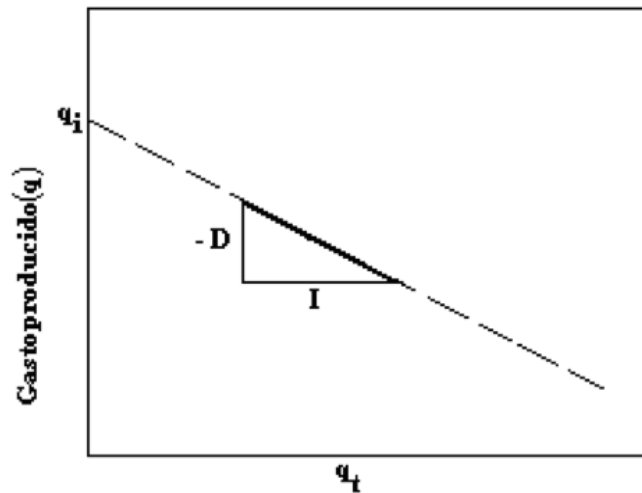


Figura 3.8 Representación gráfica de la declinación armónica en papel Cartesiano

Para utilizar una grafica del gasto acumulado de producción con una declinación armónica se debe integrar con respecto al tiempo para obtener una relación de la producción acumulativa.

$$G_p(t) = \int_0^t q(t)dt = \int_0^t \frac{q_i}{1+D_it} dt \dots\dots\dots (3.54) \text{ ó}$$

$$G_p(t) = \frac{q_i}{D_i} \ln(1 + D_it) = 2.303 \frac{q_i}{D_i} \log(1 + D_it) \dots\dots\dots (3.55)$$

Sustituyendo el gasto de la ecuación (3.53) en la ecuación (3.58), se obtiene la relación de la producción acumulativa para una declinación armónica.

$$G_p(t) = 2.303 \frac{q_i}{D_i} [\log(q_i) - \log q(t)] \dots \dots \dots (3.56)$$

o en términos del gasto de producción

$$\log q(t) = \log(q_i) - \left(\frac{D_i}{2.303 q_i} \right) G_p(t) \dots \dots \dots (3.57)$$

La ecuación (3.57) sugiere que una gráfica de $\log q(t)$ vs $G_p(t)$ será lineal con una pendiente igual a $-(D_i/2.303 q_i)$ y una intersección en $\log(q_i)$. Este es un método mucho más simple para calcular el rango de declinación en una declinación armónica que un gráfica gasto/tiempo debido a que se puede graficar directamente sin un conocimiento previo de D_i .

3.3.3 Declinación hiperbólica

Cuando $0 < b < 1$, la declinación es hiperbólica, y el comportamiento esta descrito por la siguiente ecuación:

$$q(t) = \frac{q_i}{(1 + b D_i t)^{1/b}} \dots \dots \dots (3.58)$$

Aplicando logaritmo a ambos lados de la ecuación y reagrupando términos:

$$\log[\log(t)] = \log(q_i) - \frac{1}{b} \log(1 + b D_i t) \dots \dots \dots (3.59)$$

La forma de la ecuación (3.59) sugiere que si los datos gasto/tiempo puede ser modelados con la ecuación hiperbólica, la grafica log-log de $q(t)$ vs $(1 + b D_i t)$ exhibirá una línea recta con una pendiente igual a $1/b$ y una intersección en $\log(q_i)$. Para analizar los datos de una declinación hiperbólica, requiere tener estimaciones previas de b y D_i o que se realice un proceso iterativo para estimar los valores de b y D_i que dará como resultado una línea recta.

La relación de producción/tiempo acumulativa es obtenida integrando la ecuación (3.58)

$$G_p(t) = \int_0^t q(t)dt = \int_0^t \frac{q_i}{(1+bD_it)^{1/b}} dt \dots\dots\dots(3.60)$$

Reagrupando términos

$$G_p(t) = \frac{q_i}{D_i(b-1)} [(1 + bD_it)^{\frac{1-b}{b}} - 1] \dots\dots\dots(3.61)$$

Sustituyendo $q_i = q_i^b q_i^{1-b}$ dentro de la ecuación (3.61), la ecuación se puede escribir como:

$$G_p(t) = \frac{q_i^b}{D_i(b-1)} [q_i(1 + bD_it)^{-\frac{1}{b}}]^{1-b} - q_i^{1-b}] \dots\dots\dots(3.62)$$

Sustituyendo la ecuación (3.58) en la ecuación (3.62) se obtiene la expresión de la producción acumulativa de gas en términos del gasto de gas durante la declinación hiperbólica:

$$G_p(t) = \frac{q_i^b}{D_i(b-1)} [q(t)^{1-b} - q_i^{1-b}] \dots\dots\dots(3.63)$$

La gráfica de la declinación hiperbólica nunca tiene una relación lineal tanto para gasto/tiempo como para gasto/producción acumulada en ningún sistema de coordenadas. Por lo tanto, es modo más conveniente para obtener una línea recta es mediante el uso de una gráfica desarrollada para varios valores de b. Arps usó $q/(dq/dt)$ vs t para estimar los coeficientes de b y D_i . A pesar de que la técnica de graficación debería dar resultados aceptables, generalmente los datos de campo dan derivadas muy pobres, lo que hace que el método sea difícil de aplicar en un análisis práctico de datos de producción.

3.4 Caracterización dinámica de yacimientos

3.4.1 Curvas de declinación tipo

Las curvas tipo son gráficas de soluciones teóricas de las ecuaciones de flujo y pueden ser generadas para cualquier modelo de yacimiento para las cuales una solución general que describa el comportamiento de flujo esta disponible.

Las curvas de declinación tipo han sido desarrolladas de manera que los datos de producción actual pueden ser ajustados sin la necesidad de un papel especial para graficar o procedimientos de prueba y error requeridos para las curvas de declinación convencional.

Los métodos de curvas tipo usa papel log-log para ajustar soluciones teóricas pre graficadas con los datos de producción actual. Además, los análisis de curvas tipo permiten no solo el volumen original de gas in situ y reservas a determinadas condiciones de abandono, sino además las características de flujo del pozo.

3.4.2 Curva de declinación tipo de Fetkovich

Las curvas de declinación de Fetkovich están basadas en las soluciones analíticas de las ecuaciones de flujo para producción a presión de fondo constante de un pozo centrado en un yacimiento circular o un área de drene sin flujo en las fronteras.

Además estas curvas tipo fueron desarrolladas para yacimientos de comportamiento homogéneo, se pueden utilizar para el análisis de los datos de producción de gas a largo plazo de pozos hidráulicamente fracturados durante el período de flujo pseudo-radial y una vez que los límites exteriores del yacimiento afectan la respuesta de presión.

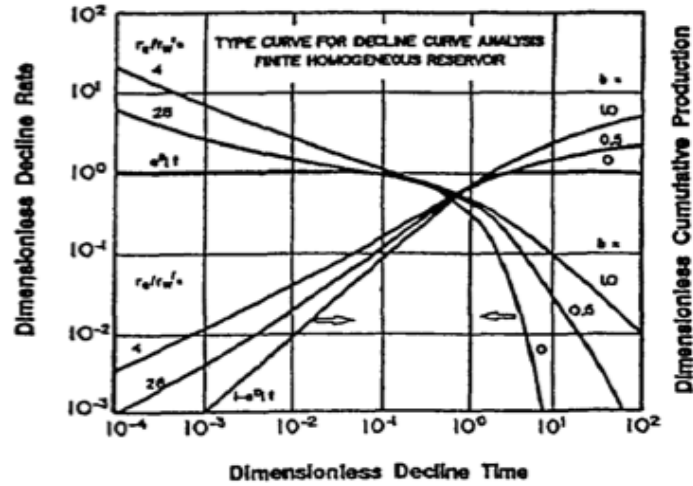


Figura 3.9 Curva tipo de declinación de Fetkovich gasto/tiempo y producción acumulada/tiempo

Las curvas tipo de la figura anterior incluyen ambos regímenes de flujo transitorio o infinito y pseudo-estacionario. Ambas curvas, gasto transitorio/tiempo y producción acumulada/tiempo se caracterizan por correlacionar parámetros definidos como la relación del radio de drene exterior y el radio de pozo aparente, r_e/r_{wa} , mientras que el régimen de flujo pseudo-estacionario esta caracterizada por la constante de declinación de Arps, b . Una vez más, $b=0$ corresponde al comportamiento de declinación exponencial, mientras que $b=1$ representa la declinación armónica. Valores en el rango de $0 < b < 1$ sugieren una declinación hiperbólica. Fetkovich demostró que la ecuación de Arps para la declinación exponencial ($b=0$) es una solución para el caso en el que la presión es constante

Como la mayoría de las curvas tipo desarrolladas para datos de presión y gasto de pozos de gas, las curvas de declinación de Fetkovich son graficadas en términos de variables adimensionales. Específicamente, las curvas tipo gasto/tiempo son graficas del gasto adimensional.

$$q_{Dd} = \frac{50,300 q(t) p_{sc} T \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{1}{2} \right]}{T_{sc} k h [p_p(p_i) - p_p(p_{wf})]} \dots (3.64)$$

$$t_{Dd} = \frac{0.00633kt/\phi\mu_g C_t r_{wa}^2}{1/2[(r_e/r_{wa})^2 - 1][\ln(r_e/r_{wa}) - 1/2]} \dots (3.65)$$

De manera similar, las curvas tipo de producción acumulada/tiempo son curvas de la producción acumulada adimensionales definidas por:

$$Q_{Dt} = \frac{637.8p_{sc}TG_p(t)}{T_{sc}h\phi\mu_g C_t(r_e/r_{wa})[p_p(p_i) - p_p(p_{wf})]} \dots (3.66)$$

vs el tiempo adimensional definido en la ecuación (3.65). Para incluir las variaciones de las propiedades del gas como función de la presión, las ecuaciones (3.64) y (3.66) son definidas en términos de la pseudo presión del gas real, p_p .

$$p_p = 2 \int_{p_0}^p \frac{p}{\mu_g z} dp \dots (3.67)$$

Además, para un pozo centrado en un área de drene circular, r_e esta definido por

$$r_e = \sqrt{A/\pi} \dots (3.68)$$

$$r_{wa} = r_w e^{-S} \dots (3.69)$$

Para yacimientos no circulares, las fronteras y los patrones difieren de los pozos centrados en un área circular, el factor C_A , puede ser considerado en el término del factor de daño mediante el uso de la ecuación de Fetkovich y Vienot.

$$r_{wa} = r_w \exp(-S_{CA}) \dots (3.70)$$

Donde S_{CA} es el factor de daño del estado pseudo estacionario basado en los factores

$$S_{CA} = \ln \sqrt{C_{A,ref}/C_{A,nuevo}} \dots (3.71)$$

Donde $q(t)$ =gasto de gas, Mscf/D; t =tiempo, días; k =permeabilidad al gas, md; h =espesor de la zona productora, ft; $p_p(p_i)$ =pseudo presión del gas real función de la presión inicial de yacimiento, $psia^2/cp$; $p_p(p_{wf})$ =pseudo presión del gas real función de la presión de fondo fluyente, $psia^2/cp$; p_{sc} =presión a condiciones estándar, $psia$;

T_{sc} =temperatura a condiciones estándar. °R; T =temperatura de la formación, °R;
 ϕ =porosidad, fracción; μ_g =viscosidad del gas, cp; y C_t =compresibilidad total del sistema, $psia^{-1}$.

Procedimiento de análisis de la curva de declinación de un pozo de gas por medio del método de Curva Tipo de Fetkovich.

1.- Graficar $q(t)$ y G_p vs t en papel log-log .

2.- Ajustar los datos de la producción acumulada a la curva tipo que mejor se ajuste. Debe notarse que la grafica de los datos de la producción acumulada es mucho más suave que la gráfica de gasto y por lo tanto es más fácil ajustarla y determinar la constante de declinación de Arps.

Debido a que el análisis de declinación de curvas tipo esta basado en condiciones de flujo de frontera-dominada, no existe una base al escoger apropiadamente los valores de b para la producción futura para producción de frontera-dominada cuando solo se cuenta con datos de flujo transitorio.

3.- Registrar los valores de los parámetros correlacionados para flujo transitorio y de frontera-dominada del ajuste de los datos de la producción acumulada. Después, se realiza un ajuste para los datos gasto/tiempo con la curva tipo que tiene los mismos valores de r_e/r_{wa} y b . Las curvas de producción acumulada/tiempo y gasto/tiempo no se ajustan simultáneamente pero si de manera individual.

4.- Seleccionar un punto de ajuste de gasto $[q(t), q_{Dd}]_{MP}$ sobre la curva gasto/tiempo y se calcula la permeabilidad de la formación usando la definición de gasto adimensional.

$$K = \frac{[q(t)]_{MP}}{[q_{Dd}]_{MP}} \frac{50,300 p_{sc} T \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right) - \frac{1}{2} \right]}{T_{sch} [p_p(p_i) - p_p(p_{wf})]} \dots \dots \dots (3.72)$$

5.- Calcular el gasto inicial de gas en superficie, q_i , para $t=0$ del punto de ajuste:

$$q_i = [q(t)/q_{Dd}]_{MP} \dots \dots \dots (3.73)$$

6.- Mientras los datos se encuentran en la posición de ajuste, seleccionar un tiempo de ajuste $[t, t_{Dd}]_{MP}$ y calcular el ritmo de declinación, D_i .

$$D_i = [t_{Dd}/t]_{MP} \dots \dots \dots (3.74)$$

7.- El volumen de poro del yacimiento (PV) es el área de drene del pozo al inicio de las condiciones de flujo de frontera-dominada, V_p , puede ser derivado de los puntos de ajuste de gasto y tiempo:

$$V_p = \frac{2,000 p_{sc} T}{(\mu_g C_t)_i T [p_p(p_i) - p_p(p_{wf})]} \left(\frac{t}{t_{Dd}} \right)_{MP} \left[\frac{q(t)}{q_{Dd}} \right]_{MP} \dots \dots \dots (3.75)$$

Asumiendo área de drene circular

$$r_e = \sqrt{V_p / \pi h \phi} \dots \dots \dots (3.76)$$

$$\text{y } A = \pi r_e^2 \dots \dots \dots (3.77)$$

8.- Calcular el factor de daño del parámetro de ajuste r_e/r_{wa} y los valores de A o r_e del paso 7:

$$s = \ln \left[\frac{r_w \left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right)}{\sqrt{A/\pi}} \right] = \ln \left[\frac{r_w}{r_e} \left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right) \right] \dots \dots \dots (3.78)$$

9.- Extrapolar la curva gasto/tiempo en el futuro, ya sea gráficamente dentro de la mismo para que coincida con los resultados anteriores o algebraicamente sustituyendo el valor de b escogido y calcular los valores D_i y q_i en la ecuación de declinación de Arps.

$$q(t) = \frac{q_i}{(1 + b D_i t)^{1/b}}$$

3.4.3 Curva de declinación tipo de Carter

La curva tipo de Fetkovich fue desarrollada para un modelo de flujo de un líquido ligeramente compresible y en consecuencia se asume que la viscosidad y

compresibilidad es constante durante toda la vida productiva del pozo. A pesar de que es válido para modelar el flujo de liquido durante flujo transitorio y pseudo-estacionario, para el flujo de gas esta asunción es correcta solo durante flujo transitorio (y posiblemente después de que se sientan los efectos de frontera si la caída de presión es pequeña). La exactitud de las curvas tipo de Fetkovich para analizar pozos de gas con una caída grande presión pueden ser mejorados. Sin embargo, si se define el gasto adimensional y la producción acumulada en términos de la pseudo presión del gas real funciona.

Carter ofrecer mayor exactitud graficando funciones que incluyen los cambios de las propiedades del gas debido a la presión. La curva tipo de Carter fue desarrollada específicamente para análisis de curvas de declinación de pozos de gas y aumente la exactitud al considerar la variación del producto $\mu(p_i)C_g(p)$ con la presión promedio del yacimiento. Carter relacionó el comportamiento gasto/tiempo durante el flujo de frontera dominada con un parámetro λ , definida como la relación de $\mu(p_i)C_g(p)$ con $\bar{\mu}_g\bar{c}_g$ evaluadas a la presión promedio del yacimiento, $\bar{p}$, y calculada como:

$$\lambda = \frac{\mu(p_i)c_g(p_i)[p_p(p_i)-p_p(p_{wf})]}{2[(p/z)_i-(p/z)_{wf}]} \dots (3.79)$$

el flujo de liquido, caracterizado por un valor relativamente constante del producto de la viscosidad-compresibilidad, es representado por $\lambda = 1$. El valor mínimo de λ es 0.5, representando la caída máxima en el yacimiento de gas.

La curva tipo de Carter esta basada en las soluciones de diferencia finita del flujo radial de gas para producción a presión de fondo fluyente constante. En el desarrollo de las soluciones, Carter sume un pozo centrado en un yacimiento simétrico con espesos constante, porosidad y permeabilidad. Nótese que como la curva tipo de Fetkovich, la curva tipo de Carter no considera los efectos de flujo no Darciano. La curva tipo de Carter es una grafica log-log de gasto adimensional, q_D , vs tiempo adimensional, t_D :

$$q_D = \frac{1,424q(t)T(1/B_1)}{\sigma kh[p_p(p_i)-p_p(p_{wf})]} \dots (3.80)$$

y para el tiempo en días

$$t_D = \frac{0.00633kt}{\phi\mu(p_i)c_g(p_i)r_w^2} \alpha_1^2 \dots\dots\dots(3.81)$$

El parámetro σ en la ecuación (3.80) es la fracción de 2π radianes definido como el equivalente de la forma de anillo del yacimiento.

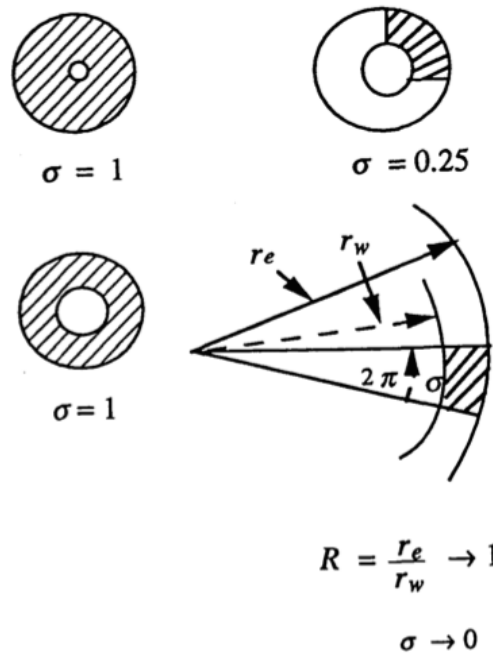


Figura 3.10 Aproximación de la forma del sistema de flujo para la curva tipo Carter

El parámetro de correlación durante el flujo pseudo-estacionario es λ . Similarmente, el parámetro de correlación durante el flujo transitorio es η , donde η es una función del parámetro R . La relación entre η puede ser calculada con la siguiente ecuación:

$$\eta = \frac{(R^2-1)}{2} \left(\frac{\alpha_1^2}{B_1} \right) \dots\dots\dots(3.82)$$

donde $R=r_e/r_{wa} \dots\dots\dots(3.83)$

$$r_e = \sqrt{A/\pi} \dots\dots\dots(3.84)$$

$$r_{wa} = r_w e^{-s} \dots\dots\dots(3.85)$$

para flujo radial en el yacimiento, R debe exceder el valor de 10 y se puede aplicar la siguiente ecuación para estimar α_1 :

$$\alpha_1^2 = \frac{[2/(R^2-1)]}{\ln(R)-0.75} \dots\dots\dots (3.86)$$

Sustituyendo la ecuación(3.86) en (3.82) se obtiene la expresión de η en términos de B_1 y R :

$$\eta = \frac{1}{\ln(R)-0.75} (1/B_1) \dots\dots\dots (3.87)$$

Debido a que η es conocido, se puede obtener una expresión parra $1/B_1$ durante flujo radial.

$$1/B_1 = \eta [\ln(R) - 0.75] \dots\dots\dots (3.88)$$

como $R \rightarrow 1$, el flujo en el yacimiento tiene una geometrfa de flujo lineal. Bajo estas condiciones, se puede estimar α_1 y σB_1 usando las siguientes ecuaciones:

$$\alpha_1 = \pi/2 \dots\dots\dots (3.89)$$

$$\sigma B_1 = 2 \dots\dots\dots (3.90)$$

Procedimiento para el análisis de curvas de declinación de pozos de gas, usando la curva tipo de Carter

1.- Estimar el estado de flujo pseudo-estacionario correlacionando el parámetro, λ :

$$\lambda = \frac{\mu(p_i)c_g(p_i)[p_p(p_i)-p_p(p_{wf})]}{2[(p/z)_i-(p/z)_{wf}]}$$

2.- Graficar el gasto de gas en Mscf/D vs tiempo en días sobre papel con 3 ciclos logarítmicos.

3.-Ajustar los datos de producción en la curva tipo de Carter con el valor apropiado de λ calculado en el paso 1. Manteniendo los datos en la posición de ajuste, seleccionar un gasto $[q(t), q_{Dd}]_{MP}$, y tiempo $[t, t_{Dd}]_{MP}$, ajustando los puntos.

4. Con el valor de η del paso 3, leer el valor correspondiente de la figura 1, calcular B_1 de la siguiente ecuación:

$$1/B_1 = \eta [\ln(R) - 0.75]$$

Para pozos hidráulicamente fracturados con flujo lineal antes del flujo pseudo radial, calcular B_1 con la ecuación

$$\alpha_1 = \pi/2$$

$$\sigma B_1 = 2$$

5.- Calcular la permeabilidad del punto de ajuste usando la definición de gasto adimensional, estimar σ de la figura 2 y calcular la permeabilidad usando la siguiente expresión:

$$k = \left[\frac{q(t)}{q_D} \right]_{MP} \frac{1,424T\eta[\ln(R)-0.75]}{\sigma h[p_p(p_i)-p_p(p_{wf})]}$$

Para flujo lineal, $\sigma B_1 = 2$

$$k = \left[\frac{q(t)}{q_D} \right]_{MP} \frac{712T}{h[p_p(p_i)-p_p(p_{wf})]}$$

7.- Estimar el gas recuperable, G_r (Mscf), cuando la presión promedio del yacimiento es alcanzada a la presión de fondo fluyente constante. Usar los puntos de ajuste de gasto y tiempo del paso 3.

$$G_r = \frac{\eta}{\lambda} \left[\frac{q(t)}{q_D} \right]_{MP} \left(\frac{t}{t_D} \right)_{MP}$$

8.- Extrapolar el comportamiento al límite económico del pozo usando la curva tipo escogida para el ajuste.

3.4.4 Limitaciones de las curvas de declinación tipo

Los métodos de curvas de declinación proveen de un método para estimar el volumen original de gas en sitio y recuperación final a determinadas condiciones de abandono desde un pozo hasta un campo completo. Adicionalmente, las curvas de declinación pueden ser usadas para estimar la producción futura y la vida productiva. Sin embargo, las técnicas de análisis de curvas de declinación tienen algunas limitaciones importantes.

Retomando que las curvas tipo de Fetkovich fueron generadas con la asunción de que el pozo es producido a presión de fondo fluyente constante. Además, las curvas tipo asumen que la permeabilidad y daño permanecen constantes con el tiempo. Cualquier cambio en las estrategias de desarrollo o prácticas de operación, puede cambiar las tendencias de producción de un pozo y afectar significativamente las estimaciones de las reservas de las técnicas de curvas de declinación.

Por ejemplo, los programas de operación pueden requerir que algunos pozos se han cerrados periódicamente o que la producción sea reducida, así cambiando la presión de fondo fluyendo. Además, si los pozos son estimulados ya sea con acidificación o fracturamiento hidráulico, el factor de daño cambia. Por consiguiente, Fetkovich recomendó realizar un análisis del cambio de producción relativo a la producción establecida.

La base del análisis de las curvas de declinación es la suposición de que las fronteras afectan la respuesta del gasto. Las fronteras pueden ser fronteras del yacimiento sin flujo, fallas impermeables, o efectos de interferencia por pozos productores adyacente. Si el límite de frontera dominada no está establecido, no hay base teórica para los métodos de curvas de declinación y las predicciones futuras de la producción podrían resultar incorrectas. Muchos de los últimos datos de producción de los pozos localizados fuera del centro de área de drenaje o de yacimientos de baja permeabilidad,

que les toma mucho tiempo estabilizarse, pueden no representar verdaderos límites de flujo.

Finalmente, el análisis de curvas de declinación sume un yacimiento volumétrico, un yacimiento cerrado que no recibe energía de fuentes externas, como un mantenimiento de presión debido a un acuífero. Cuando es aplicado individualmente en pozos, el análisis de las curvas de declinación asume un volumen sin cambios para el pozo. Esta suposición establece que el comportamiento de la producción de pozos vecinos también debe ser estabilizado. Cualquier cambio en los patrones de desarrollo del pozo o en las operaciones de producción pueden cambiar el volumen de drene de un pozo y afectar el comportamiento de declinación.

CAPÍTULO 4

CASO DE APLICACIÓN: CAMPO XY CRETÁCICO

En este capítulo se realizará la estimación del volumen original de gas y condensado del Campo XY mediante los cuatro métodos anteriormente presentados: volumétrico, ecuación de balance de materia, curvas de declinación y caracterización dinámica.

El campo XY esta constituido principalmente por dos yacimientos, JSK y Cretácico; para los cálculos solo se tomará en cuenta el yacimiento perteneciente al Cretácico.

XY Cretácico es un yacimiento de gas y condensado con una densidad de 43° API constituido por carbonatos con porosidad primaria y secundaria . La presión de rocío es de 395 kg/cm^2 (5616.9 psi), actualmente la presión de yacimiento se encuentra por encima de la presión de rocío.

La historia de producción de este yacimiento comienza en febrero de 2005 con la perforación del pozo XY 1 al que posteriormente se incorporaron los pozos, XY DL1, XY 51, XY 108 y XY113.

Datos:

$$T_y = 309 \text{ (}^{\circ}\text{F)}$$

$$P_i = 11,916 \text{ (psi)}$$

$$h = 458.7 \text{ (pie)}$$

$$\phi = 0.04 \text{ (fracción)}$$

$$S_w = 0.25 \text{ (fracción)}$$

$$C_t = 6.81 \times 10^{-5} \text{ (psi}^{-1}\text{)}$$

$$\rho_g = 0.965$$

$$A = 2341.6 \text{ acres}$$

$$z = 1.0492$$

$$C_w = 6 \times 10^{-6}$$

Tabla 4.1 Resultados de la simulación experimental de la separación de fases en cuatro etapa

Etapa	RGA (scf/STB)	Presión (Psia)	Temperatura (°F)
1	4409.769	1066.75	212
2	302.434	497.817	194
3	88.158	128.01	176
4	81.897	0	68
RT	4882.258		

4.1 Método volumétrico

1.- Primero se calculan las propiedades del aceite en el tanque de almacenamiento. La gravedad específica es:

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + \gamma_{API}} = \frac{141.5}{131.5 + 43} = 0.81$$

2.- De la ecuación (3.5), el peso molecular del condensado es:

$$M_o = \frac{5,954}{\gamma_{API} - 8.811} = \frac{5,954}{43 - 8.811} = 174.15 \text{ lbm/lbm-mol}$$

Mediante el método de Hall, K.R. y Yarborough, L. se calcula el factor de compresibilidad del gas, z

$$Z = 1.63$$

4.- El factor de volumen del gas es:

$$B_{gi} = \frac{5.02 Z_i T}{P_i} = \frac{(5.02)(1.63)(309 + 460)}{11,916} = 0.528 \text{ RB/Mscf}$$

De la ecuación (3.1), el volumen inicial total in situ, el cual incluye el gas y el equivalente gaseoso de condensado, es:

$$G_T = \frac{7,758Ah\phi(1 - S_{wi})}{B_{gi}} = \frac{(7,758)(2341.6)(458.7)(0.04)(1 - 0.25)}{0.528}$$

$$= 473.397 \times 10^6 \text{ Mscf} = 473.397 \text{ Bscf}$$

5.- La fracción del gas total inicial in situ la cual será producida en la fase gaseoso en superficie es :

$$f_g = \frac{R_t}{R_t + \frac{132,800\gamma_o}{M_o}}$$

Donde la RGA total producida es :

$$R_t = R_1 + R_2 + R_3 + R_4 = 781.83 + 53.62 + 15.63 + 14.52 = 865.6 \frac{m^3}{m^3}$$

$$= 4,882.25 \text{ scf/STB}$$

Por lo tanto,

$$f_g = \frac{4,882.25}{4,882.25 + \frac{132,800(0.81)}{174.15}} = 0.888$$

El volumen de gas producido en superficie es

$$G = f_g G_T = (0.888)(473.397) = 420.180 \text{ Bscf}$$

6.- El volumen original de condensado in situ es

$$N = \frac{1,000 f_g G_T}{R_t} = \frac{(1,000)(0.888)(473.397 \times 10^6 \text{ Mscf})}{4,882.25 \frac{\text{scf}}{\text{STB}}} = 86.063 \times 10^6 \text{ STB}$$

4.2 Ecuación de balance de materia

Se estimará el volumen original de gas y condensado a partir de los siguientes datos de producción del campo XY Cretácico.

Tabla 4.2 Datos de producción campo XY Cretácico

Fecha	Pws	Gp	Np
	Psi	Bscf	MMB
5-feb	11855	0.00	0.00
5-mar	11855	0.01	0.01
5-abr	11851	0.12	0.03
5-may	11834	0.66	0.14
5-jun	11818	1.17	0.25
5-jul	11800	1.73	0.37
5-ago	11785	2.23	0.50
5-sep	11768	2.76	0.67
5-oct	11747	3.42	0.85
5-nov	11721	4.24	1.06
5-dic	11689	5.28	1.27
6-ene	11645	6.66	1.54
6-feb	11603	8.01	1.80
6-mar	11559	9.39	2.07
6-abr	11513	10.87	2.35
6-may	11469	12.25	2.63
6-jun	11430	13.48	2.87
6-jul	11384	14.93	3.15
6-ago	11342	16.28	3.44
6-sep	11300	17.62	3.72
6-oct	11260	18.86	3.99
6-nov	11187	21.21	4.49
6-dic	11105	23.81	5.08
7-ene	11001	27.09	5.79
7-feb	10892	30.54	6.52
7-mar	10814	33.03	7.22
7-abr	10725	35.84	7.85
7-may	10639	38.59	8.46
7-jun	10552	41.33	9.08
7-jul	10464	44.13	9.70
7-ago	10346	47.88	10.48
7-sep	10241	51.21	11.20

7-oct	10128	54.80	12.02
7-nov	10013	58.43	12.88
7-dic	9900	62.01	13.70
8-ene	9795	65.36	14.44
8-feb	9692	68.63	15.21
8-mar	9596	71.68	15.92
8-abr	9503	74.62	16.60
8-may	9402	77.82	17.27
8-jun	9306	80.87	17.97
8-jul	9217	83.69	18.63
8-ago	9131	86.42	19.30
8-sep	9078	88.10	19.70
8-oct	9023	89.86	20.11
8-nov	8954	92.04	20.62
8-dic	8885	94.21	21.09
9-ene	8812	96.53	21.55
9-feb	8724	99.34	22.05
9-mar	8654	101.55	22.45
9-abr	8582	103.84	22.91
9-may	8517	105.91	23.33
9-jun	8452	107.99	23.76
9-jul	8391	109.89	24.15
9-ago	8339	111.54	24.50
9-sep	8290	113.11	24.84
9-oct	8245	114.53	25.16
9-nov	8193	116.18	25.50
9-dic	8138	117.93	25.85
10-ene	8081	119.97	26.30
10-feb	8015	122.13	26.75

Primero se modifica la producción de gas, G_p , para incluir la producción de líquido equivalente en gas. Esto se debe hacer debido a que el líquido producido en superficie (o la mayor parte de él) se encuentra en el yacimiento en fase gaseosa. En este caso el G_p debe incluir la producción de gas y la producción de líquido convertida en gas.

Tabla 4.3 Cálculo de z y factor C_{pa}

Fecha	Pws	Gpt	Z	p/z	Cpa	P/z*Cpa
	Psi	Bscf				
5-feb	111855	0.00	1.628	7282.12	0.995	7243.164
5-mar	11855	0.03	1.628	7282.04	0.995	7242.831
5-abr	11851	0.21	1.628	7281.32	0.994	7239.902
5-may	11834	1.15	1.626	7277.82	0.993	7225.552
5-jun	11818	2.04	1.625	7274.50	0.991	7211.956
5-jul	11800	3.02	1.623	7270.86	0.990	7197.107
5-ago	11785	3.96	1.622	7267.63	0.989	7183.951
5-sep	11768	5.07	1.620	7264.17	0.987	7169.871
5-oct	11747	6.37	1.618	7259.83	0.985	7152.296
5-nov	11721	7.90	1.616	7254.45	0.983	7130.519
5-dic	11689	9.69	1.613	7247.63	0.980	7103.016
6-ene	11645	12.01	1.609	7238.49	0.976	7066.323
6-feb	11603	14.26	1.605	7229.56	0.973	7030.713
6-mar	11559	16.56	1.601	7220.36	0.969	6994.188
6-abr	11513	19.04	1.597	7210.44	0.965	6955.039
6-may	11469	21.39	1.593	7201.14	0.961	6918.521
6-jun	11430	23.44	1.589	7192.82	0.957	6886.054
6-jul	11384	25.86	1.585	7182.95	0.953	6847.686
6-ago	11342	28.21	1.581	7173.75	0.950	6812.140
6-sep	11300	30.54	1.577	7164.56	0.946	6776.844
6-oct	11260	32.71	1.574	7156.00	0.942	6744.128
6-nov	11187	36.79	1.567	7139.81	0.936	6682.522
6-dic	11105	41.43	1.559	7121.69	0.929	6614.375
7-ene	11001	47.19	1.550	7098.56	0.920	6528.329
7-feb	10892	53.18	1.540	7073.97	0.910	6438.210
7-mar	10814	58.11	1.533	7055.96	0.903	6373.233
7-abr	10725	63.10	1.525	7035.54	0.896	6300.120
7-may	10639	67.95	1.517	7015.30	0.888	6228.555
7-jun	10552	72.85	1.509	6994.98	0.880	6157.534
7-jul	10464	77.79	1.500	6973.93	0.873	6084.799
7-ago	10346	84.25	1.490	6945.59	0.862	5988.085
7-sep	10241	90.10	1.480	6919.96	0.853	5902.266
7-oct	10128	96.52	1.470	6891.98	0.843	5809.854
7-nov	10013	103.15	1.459	6863.31	0.833	5716.716
7-dic	9900	109.56	1.449	6834.62	0.823	5625.091
8-ene	9795	115.50	1.439	6807.42	0.814	5539.635
8-feb	9692	121.44	1.429	6780.52	0.805	5456.400
8-mar	9596	126.94	1.421	6755.08	0.796	5378.910

8-abr	9503	132.26	1.412	6730.23	0.788	5304.251
8-may	9402	137.76	1.403	6703.00	0.779	5223.567
8-jun	9306	143.26	1.394	6676.57	0.771	5146.544
8-jul	9217	148.37	1.386	6651.89	0.763	5075.699
8-ago	9131	153.43	1.378	6627.62	0.756	5006.959
8-sep	9078	156.51	1.373	6612.50	0.751	4964.800
8-oct	9023	159.68	1.368	6596.72	0.746	4920.959
8-nov	8954	163.61	1.361	6576.88	0.740	4866.370
8-dic	8885	167.43	1.355	6556.98	0.734	4812.308
9-ene	8812	171.35	1.348	6535.51	0.728	4754.610
9-feb	8724	175.89	1.340	6509.20	0.720	4684.826
9-mar	8654	179.49	1.334	6488.23	0.714	4630.122
9-abr	8582	183.37	1.327	6466.22	0.707	4573.283
9-may	8517	186.90	1.321	6446.24	0.702	4522.364
9-jun	8452	190.47	1.315	6426.10	0.696	4471.556
9-jul	8391	193.73	1.310	6407.18	0.691	4424.373
9-ago	8339	196.59	1.305	6390.71	0.686	4383.760
9-sep	8290	199.36	1.300	6375.01	0.682	4345.340
9-oct	8245	201.87	1.296	6360.68	0.678	4310.608
9-nov	8193	204.70	1.292	6343.88	0.673	4270.169
9-dic	8138	207.69	1.286	6325.94	0.668	4227.425
10-ene	8081	211.27	1.281	6307.23	0.663	4183.330
10-feb	8015	215.02	1.275	6285.63	0.658	4132.956

$$G_{p\text{ eq.líq.}} = 132800 \left(\frac{\gamma_c}{M_c} q_c + \frac{\gamma_w}{M_w} q_w \right) [Pie^3]$$

γ_c = gravedad específica del condensado

γ_w = gravedad específica del agua

M_c = Peso molecular del condensado

M_w = Peso molecular del agua

El agua de la ecuación corresponde al vapor de agua contenida en el gas y no al agua proveniente de un acuífero.

$$\gamma_c = \frac{141.5}{131.5 + \gamma_{API}} = \frac{141.5}{131.5 + 43} = 0.81$$

$$M_c = \frac{5,954}{\gamma_{API}-8.811} = \frac{5,954}{43-8.811} = 174.15 \text{ lbm/lbm-mol}$$

Se obtiene z a los diferentes valores de presión manteniendo constante la composición del gas condensado, en este caso el cálculo se realiza mediante el Método de Hall, K.R. y Yarborough, L.

C_{pa} es un factor que toma en cuenta la reducción del volumen poroso por efecto de la compactación de la roca y la expansión del agua connata:

$$C_{pa} = 1 - \frac{(C_w S_{wi} + C_f)(P_i - P)}{1 - S_{wi}}$$

Posteriormente se determinan los valores de la función $F(PC_{pa}/Z)$ a las diferentes presiones y se grafican los pares de puntos $(P C_{pa}/z, G_{pt})$ en un sistema de coordenadas rectangulares.

Extrapolando la recta $PC_{pa}/Z=0$, el punto de corte sobre el eje de las abscisas representa el gas condensado original en sitio.

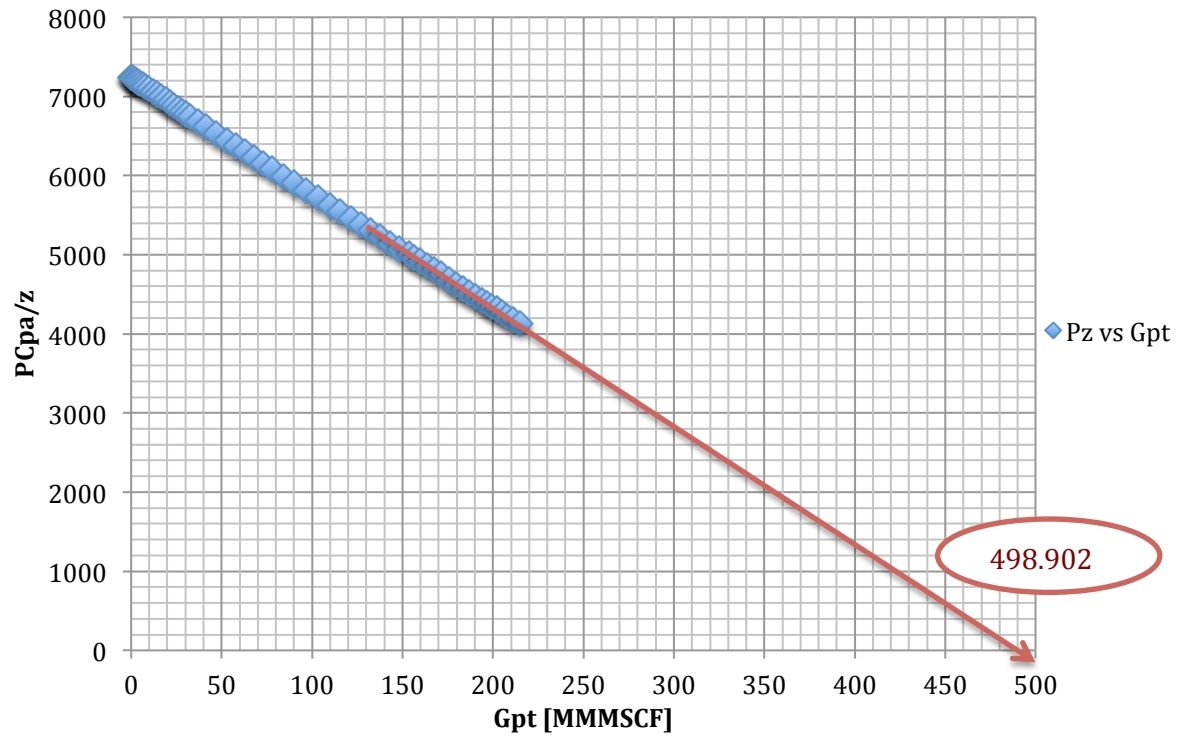


Figura 4.1 Solución gráfica a la ecuación de balance de materia para la estimación de gas original en sitio

$$G_{pt} = 498.902 \text{ Bscf}$$

El volumen de gas producido en superficie es

$$G = f_g G_{pt} = (0.888)(498.902) = 443.024 \text{ Bscf}$$

El volumen original de condensado in situ es

$$N = \frac{G}{Rgc_i}$$

$$RGC_i = 4882.25 \left[\frac{\text{scf}}{\text{STB}} \right]$$

$$N = 90.74 \text{ [MMSTB]}$$

4.3 Método de curvas de declinación

Con los siguientes datos de producción se procederá a predecir el comportamiento futuro usando las técnicas de análisis convencional de Arps.

Debido a que se desconoce la ecuación de declinación que mejor modela el comportamiento de la producción, se construye una gráfica gasto/tiempo y gasto/producción acumulada para examinar las características de la producción.

Tabla 4.4 Gasto y producción acumulada de gas

Tiempo de producción	Qg	Gp
Días	MMPCD	MMMPC
28	0.447	0.013
59	3.552	0.123
89	17.989	0.662
120	16.495	1.174
150	18.622	1.732
181	15.970	2.227
212	17.099	2.757
242	22.062	3.419
273	26.469	4.240
303	34.562	5.277
334	44.659	6.661
365	43.364	8.005
393	49.288	9.385
424	47.759	10.866

454	46.065	12.248
485	39.664	13.477
515	48.490	14.932
546	43.499	16.281
577	43.233	17.621
607	41.438	18.864
638	75.656	21.209
668	86.569	23.806
699	106.010	27.093
730	111.225	30.541
758	88.856	33.029
789	90.575	35.837
819	91.753	38.589
850	88.281	41.326
880	93.607	44.134
911	120.804	47.879
942	107.333	51.206
972	119.799	54.800
1003	117.121	58.431
1033	119.360	62.012
1064	107.983	65.359
1095	105.454	68.628
1124	105.179	71.679
1155	95.027	74.624

1185	106.409	77.817
1216	98.507	80.870
1246	93.832	83.685
1277	88.322	86.423
1308	54.185	88.103
1338	58.404	89.855
1369	70.518	92.041
1399	72.265	94.209
1430	74.793	96.528
1461	90.692	99.339
1489	78.775	101.545
1520	74.145	103.843
1550	68.742	105.906
1581	67.307	107.992
1611	63.130	109.886
1642	53.340	111.540
1673	50.547	113.107
1703	47.276	114.525
1734	53.382	116.180
1764	58.386	117.931
1795	65.798	119.971
1826	69.650	122.130

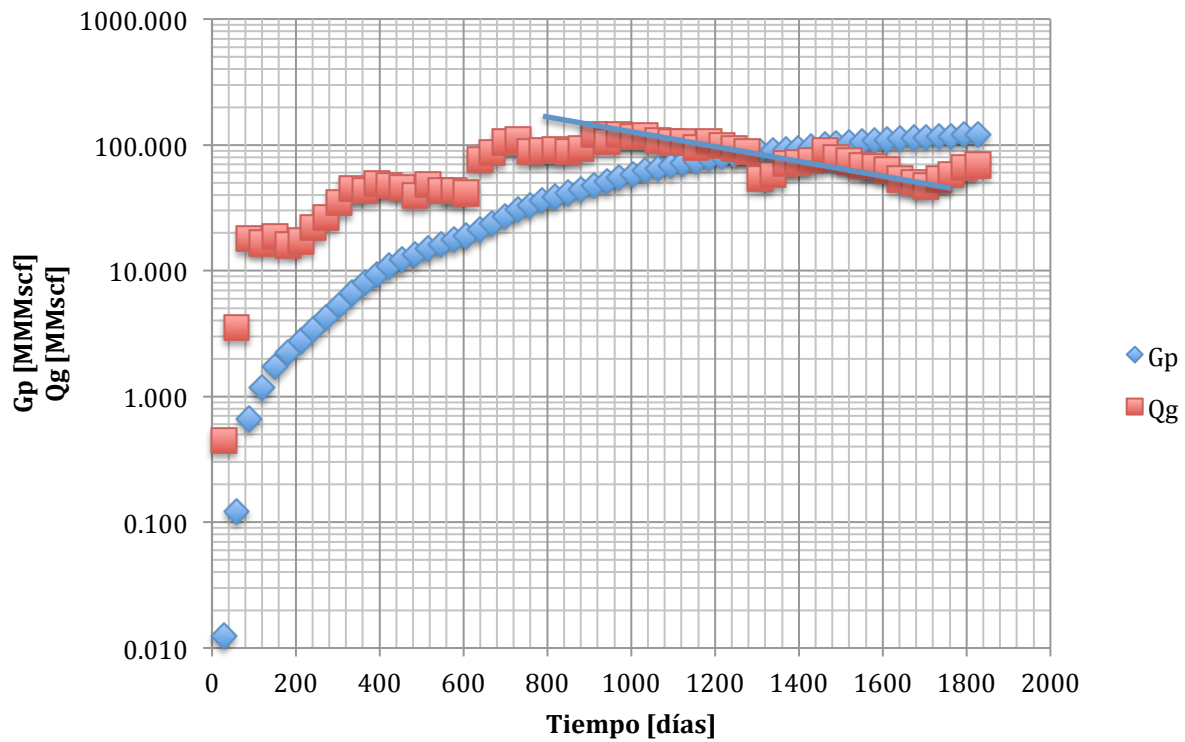


Figura 4.2 Gráfica semilogarítmica del gasto y producción acumulada de gas vs tiempo

En la Figura 4.2 se observa una tendencia lineal durante la etapa de declinación de la producción, cuando en una gráfica semilogarítmica se observa una tendencia lineal, se puede concluir que la producción declina exponencialmente:

1.- La gráfica del logaritmo del gasto de gas $q(t)$ vs t será una recta con una pendiente igual a $-D_i/2.303$.

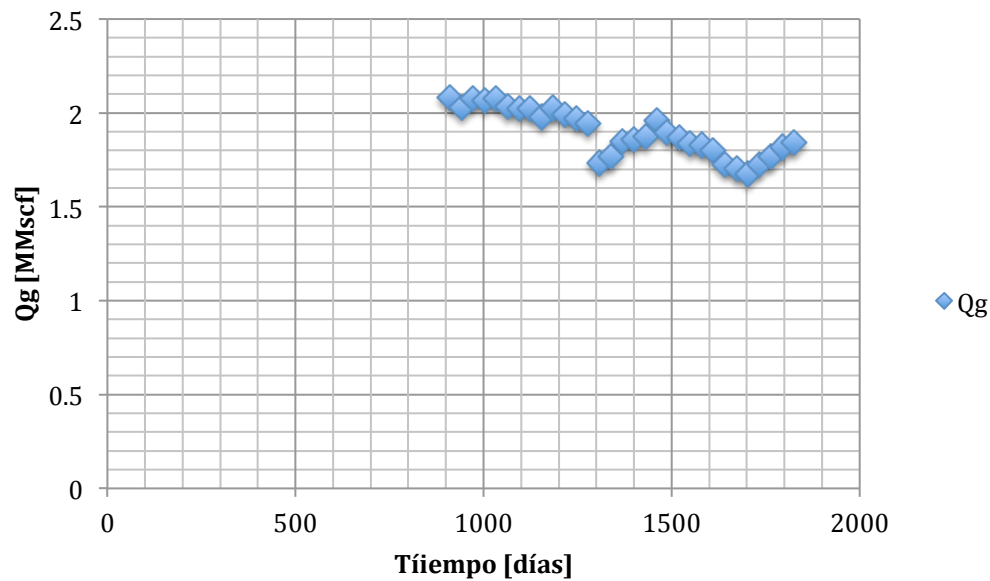


Figura 4.3 Gráfica gasto de gas vs tiempo

$$m = -0.00039156$$

$$m = \frac{-D_i}{2.303}$$

$$D_i = -0.00090175 \text{ [días}^{-1}\text{]}$$

2.- La intersección de la grafica semilogarítmica gasto/tiempo determinada mediante mínimos cuadrados es

$$\log q(t) = 2.4346,$$

que es equivalente al logaritmo del gasto inicial, q_i , donde $q_i = 10^{2.4246} = 272.0194 \text{ MMscf/d.}$

3.- Se sustituye q_i y D_i en la ecuación de la declinación logarítmica

$$q(t) = 272.0194e^{-0.00090175t} \text{ con el tiempo en días o}$$

$$q(t) = 272.0194e^{-0.3291t} \text{ tiempo en años}$$

Debe notarse que el tiempo comienza desde $t=0$, por lo tanto para extrapolar el comportamiento futuro, debe iniciarse en $t=6$ años.

A continuación se presenta el comportamiento futuro de la producción de gas.

Tabla 4.5 Pronóstico de la producción para los próximos 15 años

Tiempo años	Qg MMscf
6	37.75
7	27.16
8	19.55
9	14.06
10	10.12
11	7.28
12	5.24
13	3.77
14	2.71
15	1.95
16	1.40
17	1.01
18	0.73
19	0.52
20	0.38

4.- Con la asunción de que el historial de producción puede ser modelado con la declinación exponencial, se calcula la recuperación final.

$$G_p(t) = \frac{272.0194}{.00090175} = 301.6558 \text{ MMMscf}$$

Por lo tanto el volumen original de gas es

$$G_p = 122.13 + 301.6558 = 423.7858 \text{ MMMscf}$$

Para la predicción del comportamiento del condensado se sigue el mismo procedimiento.

Tabla 4.6 Gasto y producción acumulada de condensado

Tiempo de producción	Qo	Np
Días	MBPD	MMB
28	0.162	0.005
59	0.705	0.026
89	3.846	0.142
120	3.513	0.251
150	3.974	0.370
181	4.193	0.500
212	5.341	0.665
242	6.174	0.851
273	6.574	1.055
303	7.240	1.272
334	8.664	1.540
365	8.456	1.802
393	9.415	2.066
424	9.289	2.354
454	9.333	2.634
485	7.576	2.869
515	9.250	3.146
546	9.307	3.435

577	9.223	3.721
607	8.950	3.989
638	16.103	4.488
668	19.619	5.077
699	22.961	5.789
730	23.654	6.522
758	25.050	7.224
789	20.337	7.854
819	20.124	8.458
850	20.067	9.080
880	20.514	9.695
911	25.166	10.475
942	23.459	11.203
972	27.111	12.016
1003	27.871	12.880
1033	27.187	13.695
1064	24.113	14.443
1095	24.759	15.211
1124	24.360	15.917
1155	22.026	16.600
1185	22.164	17.265
1216	22.793	17.971
1246	22.032	18.632
1277	21.591	19.302

1308	12.976	19.704
1338	13.591	20.112
1369	16.243	20.615
1399	15.832	21.090
1430	14.837	21.550
1461	16.092	22.049
1489	14.379	22.451
1520	14.679	22.907
1550	14.048	23.328
1581	13.795	23.756
1611	13.116	24.149
1642	11.277	24.499
1673	11.130	24.844
1703	10.491	25.158
1734	10.903	25.496
1764	11.900	25.853
1795	14.360	26.299
1826	14.702	26.754

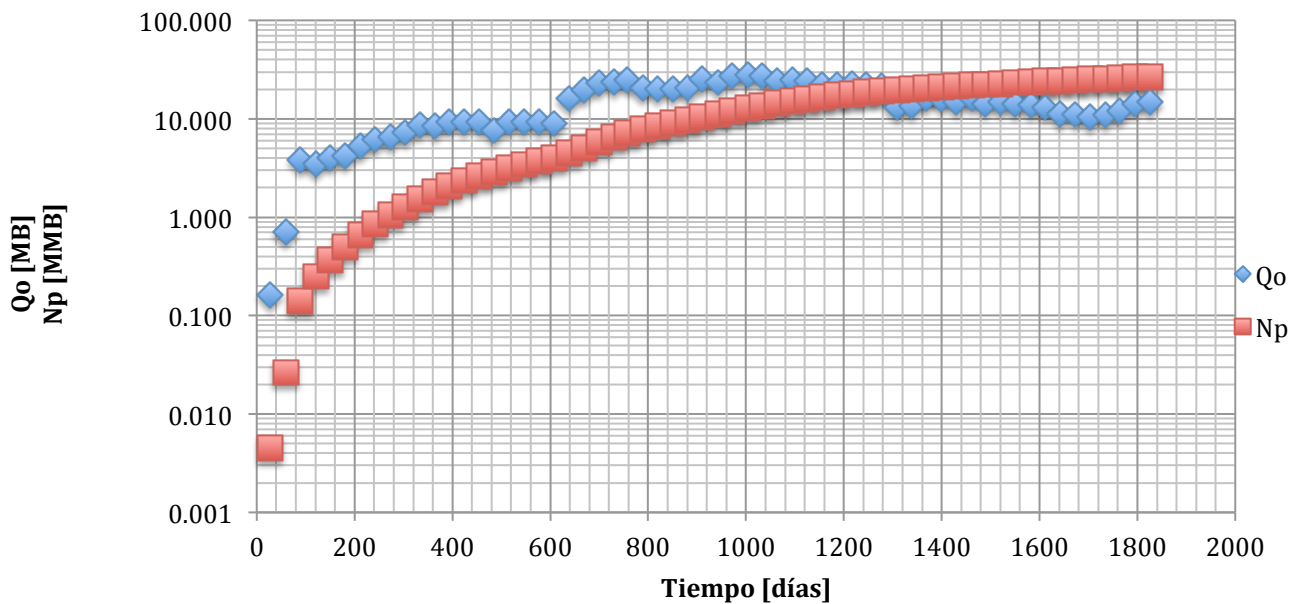


Figura 4.4 Gráfica semilogarítmica del gasto y la producción acumulada de condensado

1.- La gráfica del logaritmo del gasto de aceite $q(t)$ vs t será una recta con una pendiente igual a $-D_i/2.303$.

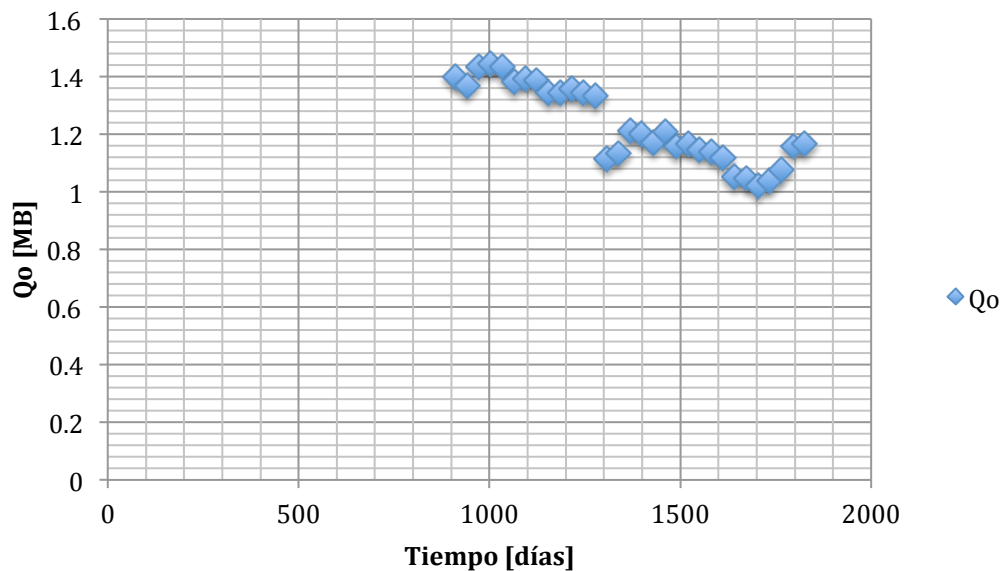


Figura 4.5 Gráfica gasto de condensado vs tiempo

$$m = -0.0004456$$

$$m = \frac{-D_i}{2.303}$$

$$D_i = -0.001026 \text{ [días}^{-1}\text{]}$$

2.- La intersección de la grafica semilogarítmica gasto/tiempo determinada mediante mínimos cuadrados es

$$\log q(t) = 1.845,$$

que es equivalente al logaritmo del gasto inicial, q_i , donde $q_i = 10^{1.845} = 69.9842 \text{ MB/d}$.

3.- Se sustituye q_i y D_i en la ecuación de la declinación logarítmica

$$q(t) = 69.9842e^{-0.001026t} \text{ con el tiempo en días o}$$

$$q(t) = 69.9842e^{-0.3746t} \text{ tiempo en años}$$

Tabla 4.7 Comportamiento futuro de la producción de condensado

Tiempo	Qo
Años	MB
6	7.39
7	5.08
8	3.49
9	2.40
10	1.65
11	1.14
12	0.78
13	0.54
14	0.37
15	0.25
16	0.17
17	0.12
18	0.08

19	0.06
20	0.04

4.- Cálculo de la recuperación final.

$$N_p(t) = \frac{69.9842}{.001026} = 69.9842 \text{ MMB}$$

Por lo tanto el volumen original de condensado es

$$N_p = 26.754 + 69.9842 = 96.7382 \text{ MMB}$$

4.4 Curvas tipo

4.1 Fetkovich

1.- Graficar el gasto de gas, $q(t)$, y la producción acumulada, $G_p(t)$, vs t en papel log-log con el mismo número de ciclos logarítmicos como la curva tipo de Fetkovich.

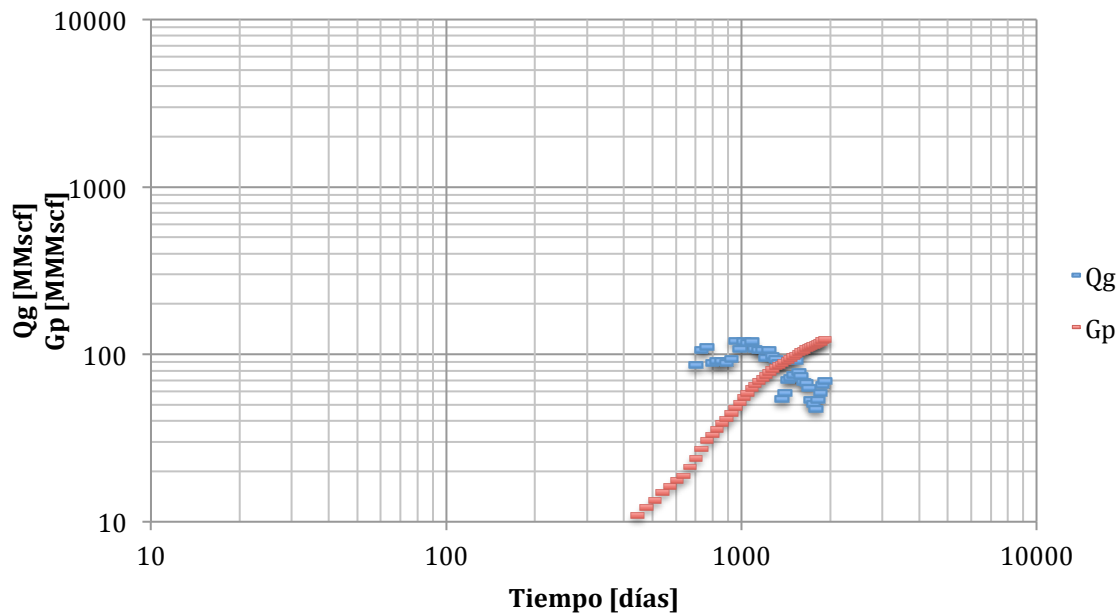


Figura 4.6 Gráfica semilogarítmica del gasto y producción acumulada de gas vs tiempo

2.- Coincidir los datos de producción acumulada a la curva tipo que mejor se ajuste. Los datos de producción acumulada graficados a menudo son muchos más suave que la gráfica de gasto y por lo tanto es más fácil hacerla coincidir para determinar la constante de declinación de Arps.

Debido a que el análisis de la curva tipo de declinación se basa en las condiciones de flujo transitorio, no hay bases para escoger el valor correcto de b para la futura producción solo si los datos transitorios están disponibles. Además, debido de la similitud de la forma de las curvas, hasta el ajuste de la curva tipo es difícil de obtener con solo datos transitorios.

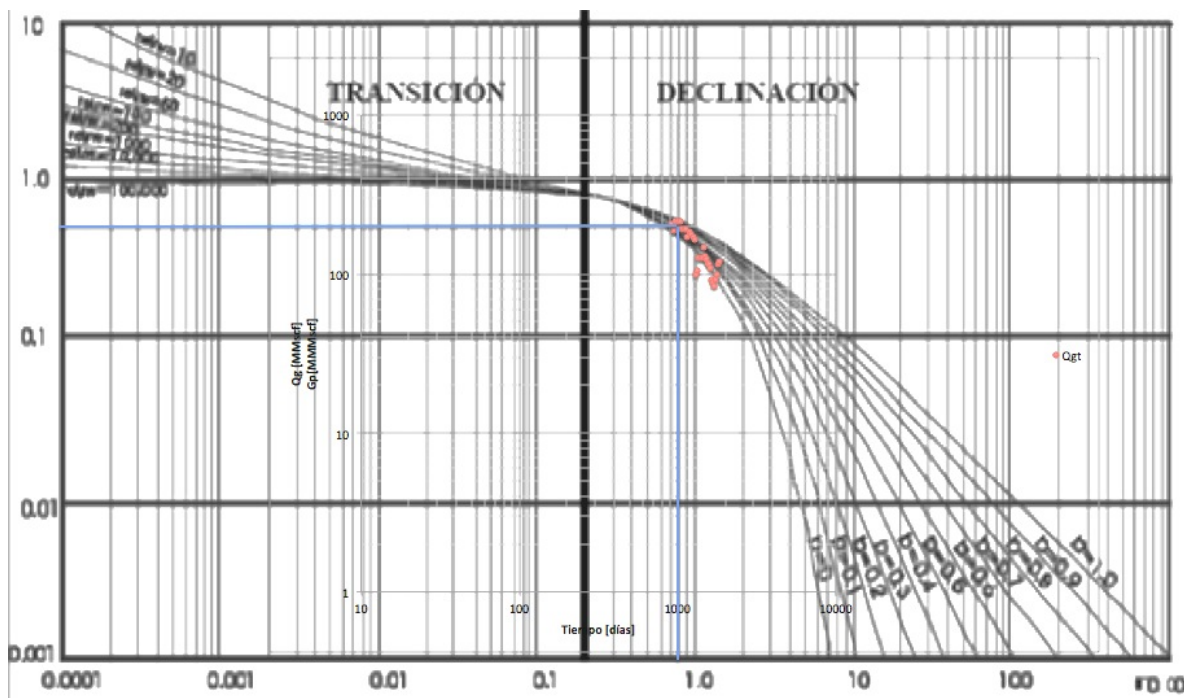


Figura 4.7 Ajuste de la producción mediante la curva tipo de Fetkovich

3.-Seleccionar un punto de ajuste $[q(t), q_{Dd}]_{MP}$ en la curva de gasto/tiempo y se calcula la permeabilidad de la formación usando la definición de flujo adimensional.

$$q(t)=110 \text{ y } q_{Dd} = 0.6$$

4.- Calculando el gasto de gas superficial inicial, q_i , a $t=0$ del punto de gasto ajustado

$$q_i = \left[\frac{q(t)}{q_{Dd}} \right]_{MP} = \frac{110}{0.6} = 183.333 \text{ MMscf/d}$$

5.- Mientras los datos están en la misma posición de ajuste, se selecciona un tiempo de ajuste, $(t, t_{Dd})_{MP}$. Para este caso se selecciona $t=1000$ días y $t_{Dd}=0.7$. del tiempo de ajuste se obtiene el gasto de declinación inicial.

$$D_i = \left[\frac{t_{Dd}}{t} \right]_{MP} = \frac{0.7}{1000} = 0.0007 \text{ días}^{-1}$$

6.- Con la asunción de que el historial de producción puede ser modelado con la declinación exponencial, se calcula la recuperación final.

$$G_p(t) = \frac{183.333}{0.0007} = 261.920 \text{ MMMscf}$$

Por lo tanto el volumen original de gas considerando el equivalente gaseoso de condensado es

$$G_T = 215.016 + 261.920 = 476.936 \text{ MMMscf}$$

El volumen de gas total es

$$G = f_g G_T$$

$$G_T = \frac{G}{f_g} = \frac{476.936}{0.888} = 537.090 \text{ MMMscf}$$

El volumen original de condensado in situ es

$$N = \frac{G_T}{RGC_i} = \frac{537.090}{6.472} = 82.830 \text{ MMSTB}$$

$$RGC_i = 6.472 \left[\frac{\text{scf}}{\text{STB}} \right]$$

$$N=80.7934 \text{ [MMSTB]}$$

Tabla 4.8 Resultados

Método	G+EGC (Bscf)	G (Bscf)	Condensado (MM STB)
Método volumétrico	473.397	420.180	86.063
Ecuación de Balance	498.900	443.024	94.72
Curvas de declinación	477.2362613	423.7858	96.7
Curva Fetkovich	444.142	394.434	80.7

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El objetivo general de este trabajo fue presentar las metodologías de cálculo más usadas en yacimientos de gas y condensado

A partir de los datos de producción del Campo XY se realizó el cálculo de gas y condensado.

Mediante un análisis PVT composicional y separación por etapas se obtuvo el valor de la relación gas condensado.

El factor de compresibilidad del gas se obtuvo a partir de la correlación Hall, K.R. y Yarborough debido a que algunas otras correlaciones no son recomendables para yacimientos con presiones mayores a 10,000 psi.

La estimación del volumen de hidrocarburos in situ tiene un gran impacto en la explotación de un yacimiento debido a que permite que su producción sea eficiente y rentable.

La precisión de los valores dependerá de la cantidad y calidad de información disponible.

El desarrollo y operación de yacimientos de gas y condensado requiere de métodos significativamente diferentes de los yacimientos de aceite o de gas seco debido a la existencia de un sistema bifásico.

Debe tomarse en cuenta que la curva tipo de Fetkovich utiliza una gráfica preconstruida, de donde se obtiene el factor de declinación, por lo que se genera mayor error comparado con el uso de un método analítico.

La aplicación sola o combinada de cada uno de los métodos de cálculo dependerá de la información disponible al momento de realizarse la evaluación.

El principal inconveniente de graficar P/Z es su incapacidad de incorporar los efectos de la compactación de la roca, expansión de la formación y el agua. Por lo tanto la grafica P/Z puede, inicialmente, seguir una tendencia lineal pero predecirá un alto GIIP. Por esta razón se incorpora un factor C_{pa} que toma en cuenta estos efectos.

Es necesario contar con datos confiables tanto de las propiedades de los fluidos como del yacimiento ya que de ello dependerá la exactitud de los cálculos.

Generalmente, en la etapa inicial de explotación se utiliza el método volumétrico a falta de datos de producción. En etapas posteriores al contar con mayor número de datos de presión y producción así como de las propiedades del yacimiento y de los fluidos, los métodos de balance de materia, curvas de declinación y curvas tipo son utilizados para realizar el cálculo y corroborar el volumen inicial.

NOMENCLATURA

A = Área [acres]

b = constante de declinación de Arps

B_{gi} = Factor de volumen de gas a condiciones iniciales de presión y temperatura

C_A = Factor de forma

C_{CO_2} = fracción molar de CO_2

C_g = compresibilidad del gas [psi^{-1}]

C_{H_2S} = corrección por presencia de H_2S

C_{N_2} = corrección por presencia de N_2

C_{pa} = Factor que tiene en cuenta la reducción del $V_p h$ por efecto de compactación

de la roca y expansión del agua connata

C_t = compresibilidad total [psi^{-1}]

D_i = factor de declinación inicial [t^{-1}]

G = Gas condensado original en sitio [scf]

G_{pa} = Producción de gas adicional del separador secundario y el tanque

de almacenamiento [$pie^3/barril$]

G_{pt} = Producción de fluido (gas sep + cond + vapor de agua)

equivalente en gas [scf]

G_T = gas total inicial in situ incluyendo el gas y el equivalente gaseoso

de condensado [L^3]

h = Espesor neto de la formación [pie]

k = permeabilidad [md]

M = Peso molecular aparente de la mezcla de gas [lb/lbm – mol]

M_c = Peso molecular del condensado

M_i = Peso molecular del i ésimo componente

M_o = Peso molecular de los líquidos del tanque de almacenamiento

M_w = Peso molecular del agua

N_i = Moles de gas condensado original en sitio [lb – mol]

N_p = Moles de fluido (gas sep + condensado + vapor de agua) producido [lbmol]

N_r = Moles de fluido (gas condensado + condensado retrógrado)

remanentes en el yacimiento a una presión P [lbmol]

P = Presión actual del yacimiento [lb/pg²abs]

$p_p(p_i)$ = pseudopresión evaluada a la presión inicial del yacimiento [psia²/cp]

$p_p(p_{wf})$ = pseudopresión evaluada a la presión de fondo fluyendo [psia²/cp]

P_{sc} = Presión pseudocrítica [psi]

P_{sr} = Presión pseudorreducida [psi]

q_c = gasto de condensado

q_D = gasto adimensional para la curva tipo de Carter

Q_{Da} = gasto de declinación adimensional para la curva tipo de Fetkovich

q_i = gasto inicial [L³/t]

q_{gi} =gasto de gas a la salida del separador i (pies³ a c. s./día)

q_w = gasto de agua

R = Constante universal de los gases [lb/pg² abs – pie³]/(lbm – mol – °R]

R_1 = Relación del volumen de gas del separador de alta presión y el volumen de líquido en el tanque de almacenamiento [$pie^3/barril$]

R_2 = Relación del volumen de gas del separador de baja presión y el volumen de líquido en el tanque de almacenamiento [$pie^3/barril$]

R_3 = Relación del volumen de gas y el volumen de líquido en el tanque de almacenamiento [$pie^3/barril$]

r_e = *radio de drene* [ft]

r_w = *radio del pozo* [ft]

r_{wa} = *radio aparente del pozo* [ft]

s = *factor de daño*

S_{wi} = Saturación inicial de agua connata [fracción]

T = Temperatura [$^{\circ}R$]

t_D = *tiempo adimensional para la curva tipo de Carter*

t_{Dd} = *tiempo de declinación adimensional para la curva tipo de Fetkovich*

T_{sc} = *Temperatura pseudocrítica* [$^{\circ}R$]

T_{sr} = *Temperatura pseudorreducida* [$^{\circ}R$]

V = Volumen [pie^3]

V_c = *fracción volumétrica de condensado retrógrado*

V_{eq} = Vapor equivalente del líquido del separador primario [$pie^3/barril$]

V_{hL} = *volumen de hidrocarburos líquidos* [bbl]

V_{hv} = *volumen de hidrocarburos vapor*

V_{ph} = *Volumen poroso ocupado por hidrocarburos* [scf]

W_g = gasto másico total de gas producido [lbm/día]

W_{gd} = gasto másico del gas disuelto [lbm/día]

W_{gf} = gasto másico del gas libre [lbm/día]

y_i = Fracción mol de la fase gas del i -ésimo componente

Y_{N_2} = fracción molar de N_2

y_w = Fracción de agua de la fase total de vapor

z = *factor de compresibilidad del gas*

γ_1 = Gravedad específica del gas en el separador de alta presión

γ_2 = Gravedad específica del gas en el separador de baja presión

γ_3 = Gravedad específica del volumen de gas en el tanque de almacenamiento

γ_c = *gravedad específica del condensado*

γ_{gi} = densidad relativa del gas en la salida del separador i

γ_o = Gravedad específica del condensado

γ_w = *gravedad específica del agua*

μ_g = *viscosidad del gas* [cp]

μ_{gc} = viscosidad del gas natural calculada

ρ_{aire} = densidad del aire [lbm/ft³]

ρ_g = densidad de la mezcla de gases [lbm/ft³]

ϕ = Porosidad [fracción]

η = *parámetro de correlación de periodo de flujo transitorio para la curva*

de Carter

λ = *parámetro de correlación de periodo de flujo de frontera dominada para la curva tipo de Carter*

Figuras

Figura 1.1 Prueba CCE.....	15
Figura 1.2 Diagrama de la prueba de agotamiento a volumen constante.....	17
Figura 1.3 Presión y temperatura pseudocríticas de gases naturales	21
Figura 1.4 Factores de compresibilidad para gases naturales	24
Figura 2.1 Diagrama de fase que relaciona la presión y la temperatura para un fluido de yacimiento	
.....	31
Figura 2.2 Diagrama P vs T de un yacimiento de gas húmedo.....	34
Figura 2.3 Diagrama P vs T de un yacimiento de gas seco.....	35
Figura 2.4 Diagrama P vs T de un yacimiento de gas y condensado.....	38
Figura 2.5 Regiones en un yacimiento de gas condensado.....	40
Figura 3.1 Modelo de balance de materia que muestra el volumen ocupado por las fases de hidrocarburos líquidos y vapor a condiciones iniciales y posteriores en un yacimiento de gas condensado	
.....	53
Figura 3.2 Modelo de Balance de Materia que muestra el volumen ocupado por los hidrocarburos y agua a condiciones iniciales y posteriores de un yacimiento de gas condensado con vaporización de agua	
.....	59
Figura 3.3 Formas de las curvas de declinación en papel Cartesiano de gasto vs tiempo.....	62
Figura 3.4 Formas de las curvas de declinación en papel Cartesiano del gasto vs producción acumulada	
.....	62
Figura 3.5 Formas de las curvas de declinación en papel semilogarítmico	63

Figura 3.6 Formas de las curvas de declinación en papel semilogarítmico de gasto vs producción acumulada	
.....	64
Figura 3.7 Representación gráfica de la declinación exponencial en papel semilogarítmico.....	65
Figura 3.8 Representación gráfica de la declinación armónica en papel Cartesiano.....	67
Figura 3.9 Curva tipo de declinación de Fetkovich gasto/tiempo y producción acumulada/tiempo	
.....	71
Figura 3.10 Aproximación de la forma del sistema de flujo para la curva tipo Carter	76
Figura 4.1 Solución gráfica a la ecuación de balance de materia para la estimación de gas original en sitio	
.....	90
Figura 4.2 Gráfica semilogarítmica del gasto y producción acumulada de gas vs tiempo.....	94
Figura 4.3 Gráfica gasto de gas vs tiempo.....	95
Figura 4.4 Gráfica semilogarítmica del gasto y producción acumulada de condensado vs tiempo	
.....	100
Figura 4.5 Gráfica gasto de condensado vs tiempo.....	100
Figura 4.6 Gráfica semilgarítmica del gasto y producción acumulada de gas vs tiempo.....	102
Figura 4.7 Ajuste de la producción mediante la curva tipo de Fetkovich.....	103

Tablas

Tabla 4.1 Resultados de la simulación experimental de la separación de fases en cuatro etapas	
.....	83
Tabla 4.2 Datos de producción campo XY Cretácico.....	85
Tabla 4.3 Cálculo de z y factor C_{pa}	87
Tabla 4.4 Gasto y producción acumulada de gas.....	91
Tabla 4.5 Pronóstico de la producción para los próximos 15 años.....	96
Tabla 4.6 Gasto y producción acumulada de condensado.....	97
Tabla 4.7 Comportamiento futuro de la producción de condensado.....	101
Tabla 4.8 Resultados.....	105

REFERENCIAS

CAPÍTULO 1

- 1) Akkurt Ridvan. (2007). Muestreo guiado y análisis de fluido en el fondo del pozo. Schlumberger Oilfield Revire.
- 2) Amyx James W. (1988). Petroleum Reservoir Engineering Physical Properties. Texas: McGraw-Hill.
- 3) Danesh A. (1998). PVT And Phase Behaviour Of Petroleum Reservoir Fluids. Edinburgh Scotland: Department of Petroleum Engineering, Heriot Watt University.
- 4) Garicochea P. Francisco y Bashbush B. José Luis.(1987). Apuntes de Comportamiento de Yacimientos. México: Facultad de Ingeniería, UNAM.
- 5) Garicochea Petrirena F., Bernal Huicochea César y López Ortiz O. (1991). Transporte de Hidrocarburos por Ductos. México: Colegio de Ingenieros Petroleros de México.
- 6) Gringarten A. C. (2000). Well Test Analysis in Gas Condensate Reservoir. Baker Hughes.
- 7) Imo-Jack O. (2010). PVT Characterization of a Gas Condensate Reservoir and Investigation of factors affecting Deliverability. SPE, The Shell Petroleum Development Company of Nigeria.
- 8) M. Campbell J. (1959). Oil Property Evaluation. N. J.: Editions Englewood Cliffs, Prentice-Hall.
- 9) McCain William D. (1990). The Properties of Petroleum Fluids. Tulsa Oklahoma: Well Books.
- 10) Méndez L. T. y Teyssier J. (1979). Caracterización de Fluidos de Yacimientos Petroleros. Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, Vol. XI, No.4.
- 11) Rodríguez N. Rafael. Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos. México: Facultad de Ingeniería, UNAM.

CAPÍTULO 2

- 12) C. R. Smith, G. W. Tracy y R. L. Farrar. (1992). Applied Reservoir Engineering. OGCI.
- 13) Chi U. Iko. (1992). Natural Gas Production Engineering. The Pennsylvania State University,
- 14) Fan Li. (2006). Revisión de los Yacimientos de Gas Condensado. Schlumberger Oilfield Review.
- 15) Gian Luigi C. (1995). Principles of Petroleum Reservoir Engineering. New York: Ed. Springer- verlag.
- 16) Tarek Ahmed. (2000). Reservoir Engineering Handbook. Houston, Texas : Editorial Gulf Professional Publishing, Segunda Edición.
- 17) Vega Riveros G. (2013). Exploitation and Production of Gas Condensate Reservoirs. SPE.

CAPÍTULO 3

- 18) Agarwal Ram G. (1999). Analyzing Well Production Data Using Combined Type Curve and Decline Curve Analysis Concepts. SPE Reservoir Eval. & Eng., Vol. 2, No. 5.
- 19) Alvarado Gus. (1992). A New and Improved Material Balance Equation for Retrograde Gas Condensate Reservoirs. Louisiana: Transco Energy Co.
- 20) Bánzer C. S. (1996). Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: Universidad del Zulia.
- 21) Boogar Sadeghi A. (2010). Investigation into the capability of a modern decline curve analysis for gas condensate reservoir. Department of Chemical and Petroleum Engineering, Sharif University of Technology.
- 22) Castro Herrera Israel (2010). Informe técnico: Estimación de volumen original de hidrocarburos.

- 23) Craft B. C. (1968). Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos. Madrid: Editorial Tecnos.
- 24) Fetkovich M. J. (1973). Decline Curve Analysis Using Type Curves Case Histories. SPE, Phillips Petroleum Co.
- 25) Fetkovich M. J. (1973). Decline Curve Analysis. SPE, Phillips Petroleum Co.
- 26) Fetkovich M. J. (1973). Shape Factor, Ca, Expressed as Skin, Sca. SPE, Phillips Petroleum Co.
- 27) Havlena D. (1963). The Material Balance as an Equation of a Straight Line. Hudsons Bay Oil & Company.
- 28) Hefferan Vera Juan y Gómez Salinas José. (2001). Determinación del Volumen Original de Hidrocarburos en un Yacimiento, usando los Métodos de Isopacas e Isohidrocarburos. Revista: Ingeniería Petrolera AIPM. Vol XLI No.2.
- 29) Hossain Shahedul M. (2011). A Study of Commonly used Conventional Methods for Gas Reserve Estimation. Journal of Chemical Engineering, IEB. Vol. ChE 26, No. 1.
- 30) Lee, J. y Wattenbarger R. A. (2005). Gas Reservoir Engineering. Richardson Texas: SPE Textbook Series Vol. 5.
- 31) Rojas Gonzalo. (2005). Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado. Venezuela: Universidad de Oriente.
- 32) Siddiqui Fahd. (2010). Application of General Material Balance on Gas Condensate Reservoirs GIIP Estimation. SPE.
- 33) Sureshjani Heidari M. Y Gerami S. (2011). A New Model for Modern Production Decline Anlysis of Gas Condensate Reservoirs. IOR Research Institut.