

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA**



**ANÁLISIS DE LOS TIPOS DE CURVAS DE DECLINACIÓN DE  
PRODUCCIÓN, APLICANDO EL MÉTODO GRÁFICO Y CURVA TIPO  
FEKOVITCH PARA UN YACIMIENTO DE GAS.**

**Realizado por:**

**DEMERYSIS JOSEFINA GARCÍA VÁSQUEZ  
JOSÉ FRANCISCO CAMPOS GOITES**

**Trabajo de Grado Presentado ante la Universidad de Oriente como  
Requisito Parcial para Optar al Título de:**

**INGENIERO QUIMICO**

**Puerto La Cruz, Agosto de 2011**

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA**



**ANÁLISIS LOS TIPOS DE CURVAS DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN,  
APLICANDO EL MÉTODO GRÁFICO Y CURVA TIPO FEKOVITCH PARA  
UN YACIMIENTO DE GAS.**

**Jurado:**

**El jurado hace constar que asignó a esta monografía la calificación de:**



---

**Ing. Jairo Uricare**

**Puerto La Cruz, Agosto de 2011**

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA**



**ANÁLISIS DE LOS TIPOS DE CURVAS DE DECLINACIÓN DE  
PRODUCCIÓN, APLICANDO EL MÉTODO GRÁFICO Y CURVA TIPO  
FEKOVITCH PARA UN YACIMIENTO DE GAS.**

**ASESOR ACADÈMICO:**

---

**Ing. Jairo Uricare.**

**Puerto La Cruz, Agosto de 2011**

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA**



**ANÁLISIS DE LOS TIPOS DE CURVAS DE DECLINACIÓN DE  
PRODUCCIÓN, APLICANDO EL MÉTODO GRÁFICO Y CURVA TIPO  
FEKOVITCH PARA UN YACIMIENTO DE GAS.**

**JURADO:**

---

**Ing. Jairo Uricare.**

**Puerto La Cruz, Agosto de 2011**

## RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajo de grado:

***“Los trabajos de Grado son de la exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del consejo de Núcleo respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización”.***

## DEDICATORIA

Hace varios años decidí venir a esta ciudad y emprender una nueva vida como estudiante universitaria, llena de las emociones más intensas que he vivido. Hoy miro hacia atrás y veo días llenos de sacrificios, traspasos, soledad y tristeza, como también momentos especiales, únicos e irrepetibles. Ahora puedo decir con mucho orgullo y satisfacción estoy lista para continuar, MISIÓN CUMPLIDA. Y se la dedico de manera muy especial a:

**Dios Todopoderoso** y a ti **Virgencita del Valle** por acompañarme siempre y regalarme la oportunidad de alcanzar esta meta. Gracias por todas las bendiciones.

**A ti mamá**, este logro es parte de tu vida porque también lo peleaste, viviste y disfrutaste como yo. Eres el pilar fundamental en mi vida. Sin ti hubiese sido muy difícil lograrlo. Siempre Reclamando mi beso diario.

**A ti papá**, un pedacito de este logro es tuyo, quien más que la hija que mas quieres para dártelo. Te amo.

**A mis hermanos** por su amor y apoyo en todo momento, Los quiero mucho.

**A mis sobrinas** que serán la nueva generación.

**Demerysis García**

A DIOS, JESUS, la VIRGEN y a todos los santos a los que siempre encomiendo mi vida.

A Papa y Mama Teófilo y Marina mis queridos abuelos, quienes me criaron como si fuera su propio hijo y me hicieron el hombre que soy.

A mi madre Luz Marina, por estar siempre pendiente de mí y por decir las palabras correctas cuando las he necesitado, este logro es tuyo. Te amo madre

A mi amada esposa Merisber, por su apoyo diario, por su confianza y paciencia, es hora de las maduras, mami. Te amo y siempre te amare.

A mis hijos José Miguel y Alexandra Sofía, lo más precioso que Dios me ha dado, este logro es por ustedes. Los adoro.

A mi suegra Sonia, mi otra madre, quien me ha apoyado y siempre busca una solución a todo.

A mi suegro † Miguel, gracias por tus consejos, tus enseñanzas y todo el apoyo que me brindaste. Te extraño.

A mis hermanitos Osmel y Alba, el que persevera vence, esto es para ustedes y espero les sirva de ejemplo. Los amo.

A mis hermanos mayores, Mirian, Raúl, Frank, Franklin y Nena, mis queridos tíos, siempre me han apoyado y han estado pendiente de mí. Los quiero un montón.

A todas aquellas personas que se me pasan por alto, otros que ya no están entre nosotros, les dedico este gran logro. Los quiero

**José F. Campos G.**

## AGRADECIMIENTO

Primeramente a **Dios** y a la **Virgencita del Valle** por llenarme de salud para lograr mis objetivos, por darme la fortaleza necesaria para levantarme cuando tropecé y sobre todo por guiarme por el camino que emprendí.

**A ti mamá**, con tu dedicación, sacrificio y esfuerzo te hiciste testigo y dueña de este logro, eres una gran mujer, estoy inmensamente agradecida, Te amo grandote.

**A ti papá**, por brindarme la educación y buenos consejos en el momento indicado. Eres una pieza importante en mi vida. Gracias por confiar en mí.

**A mis hermanos**, porque siempre conté con su apoyo, ayuda y confianza.

**A mis bellas princesas**, porque desde que vinieron al mundo me han llenado de alegrías y sonrisas y se han convertido en mi mayor motivación para seguir adelante, Las quiero un mundo.

**A mis Cuñadas**, por brindarme apoyo y ayuda cuando lo necesité.

**A mis tías y tíos**, que con mucho cariño me dieron los mejores consejos, velaron por mi bienestar y colaboraron en todo como estuvo posible. Tía María, gracias por tus oraciones.

**A mi tío Chico (†)**, aunque no esté físicamente estoy segura que desde el cielo está muy contento por mi logro. Te extraño.

**A mis primos**, por ser la fuerza joven, les dieron gratos momentos de amistad y cariño a mi vida, para los que no lo han logrado que le sirva de incentivo.



**A mi gente margariteña**, porque a pesar de la distancia no me olvidaron y me apoyaron incondicionalmente, en especial a mis hermanas Valle y Baby y a mi tía Celia.

**A mis amigas**, hermanas que me regaló la vida, con las que viví mucho tiempo, con las que compartí momentos especiales y fueron mi familia en este camino. Gracias infinitas a María Gracia, Carolina, Malena, Rosangelys, Angelys e Ysmariani.

**A mis compañeros de estudio**, que no pueden faltar en la vida de cualquier estudiante, fueron muchas veces ejemplos a seguir y la mejor ayuda en la carrera, en especial a los que siempre estuvieron disponibles para ayudarme: Lucy, Asdrúbal, Francisco, Jorge, Montieldhy y Omaury, Gracias colegas. Más que compañeros, amigos.

**Demerysis García.**

Agradecido con DIOS por permitirme ver un nuevo día todos estos días de mi vida, a ti VIRGENCITA y JESUS, por siempre estar a mi lado, acompañándome en los momentos más difíciles, gracias por todas las bendiciones que me han dado y que sin duda seguirán dándome en todo camino propuesto, gracias.

Infinitamente agradecido contigo Mama, a ti Luz Marina te agradezco todo esfuerzo, dedicación, apoyo incondicional y sacrífico, sé que el camino no fue fácil pero no imposible de alcanzar, espero poder retribuirte todo este esfuerzo y más, te lo mereces. Gracias por confiar en mí, Te Amo.

A mi padre Héctor, porque siempre estuviste pendiente de este logro.

A mi primos hermanos, Alberto, Almiris, Efren, Orlando, Fa, Tifa, Neno, Bebe, Chichi, Nico, Gaby, Raulin, Vicky, los quiero y siempre cumplan sus metas.

A mi amigo y hermano del alma Carlos Alberto, gracias por todos esos momentos de compartir en familia, de ahora en adelante brindo yo.

A mis amigos *Made in* Universidad de Oriente, Ridel, César, Shner, Anthony, Thamy, Carlos, Héctor, Lean, Alvaro, Barbie, Line, Simon, gracias por los buenos momentos.

A mis queridos cuñados, Mervic, mi negra preciosa, Jonathan, Gio, Cinthia , Ronad y Joa, gracias por todo su apoyo, los quiero como a mis hermanos.

A mis súper secretarias Rosanita Y Eli, les debo mucho, gracias por toda la ayuda prestada. Las quiero.

A los profesores Fidelina, Luis, Pascual, Alexis, José Luis, Yuvi, Ana, Hernán, Arturo, Petra, más que profesores, mis amigos del departamento de química.

A mis hermanos, Hector, Sergio, Carlos, Karen, Karelys, Francisco, Hecmary, Leonel, gracias por ser mis hermanos y siempre estar pendiente de mí.

A mi segunda familia, los Maita, gracias por brindarme su calor de hogar, su apoyo y sobre todo el estar pendiente de mí en todo momento.

A mi compañera de tesis Deme, gracias por confiar en mí, y acompañarme a quitar esta última piedra de este camino universitario.

A todas aquellas personas que de una u otra manera siempre me apoyaron, mil gracias, que DIOS se los retribuya en salud.

**José F. Campos G.**

## RESUMEN

Una vez que se ha descubierto un yacimiento de gas, es necesario hacer un estimado de sus reservas, ya que la predicción del comportamiento futuro de producción de un yacimiento de gas es fundamental en el análisis económico de las inversiones de perforación y producción. Las curvas de declinación son una de las formas más amplias para el análisis de datos empleados en la evaluación de esas reservas de gas. El objetivo principal del presente trabajo fué analizar las curvas de declinación de producción, aplicando el método gráfico y las curvas tipo FETKOVICH para un yacimiento de gas. Esto se realizó con la finalidad de comparar los dos métodos de determinación de declinación de producción utilizados. El estudio se desarrolló cumpliendo una serie de etapas, las cuales contribuyeron al desarrollo y logro de los objetivos que llevaron alcanzar los resultados, con la finalidad de determinar el tipo de declinación correspondiente a cada uno de los pozos que integraban al yacimiento Petaca B, un total de seis pozos. Primeramente, de sus respectivas datas de producción se realizaron las gráficas correspondientes de tasa de producción ( $q_g$ ) en función del tiempo ( $t$ ) y tasa de producción ( $q_g$ ) en función de gas producido ( $G_p$ ) para observar los periodos de declinación y seleccionar el intervalo a emplear para el estudio. Se establecieron como criterios de selección que los periodos de producción fueran continuos, sin interrupciones, y las tasas de producción presentaran tendencia a declinar. Una vez seleccionada la curva de mejor ajuste, se determinó el tipo de declinación presente en cada uno de ellos basándonos en el comportamiento de la curva de declinación obtenida, utilizando una hoja de cálculo creada en Excel. Aplicando el método gráfico se obtuvo una declinación de Tipo Exponencial para los pozos VBR-05, VBR-27, VBR-30, VBR-32 y VBR-12. En el caso del pozo VBR-10 los resultados no arrojaron

valores correspondientes a ningún tipo de declinación. Por otro lado, el método de las curvas Tipo Fetkovich se basó en el cotejo de la declinación de producción del gráfico Log-Log de la tasa de gas ( $g_g$ ) Vs. Tiempo ( $t$ ) de cada uno de los pozos, confirmando declinación de tipo exponencial para los pozos VBR-05, VBR-27, VBR-30, VBR-32 y VBR-12. El pozo VBR-10 no presentó ninguno de los tipos de declinación en estudio (exponencial, hiperbólica y armónica). Por lo tanto, se puede decir que en los casos donde es aplicable el uso de las curvas tipo es un excelente método de comparación, muy efectivo a la hora de confirmar un tipo de declinación.

## TABLA DE CONTENIDO

RESOLUCIÓN .....	v
DEDICATORIA .....	vi
AGRADECIMIENTO .....	viii
RESUMEN .....	xii
TABLA DE CONTENIDO .....	xiv
CAPITULO I .....	1
INTRODUCCIÓN .....	1
1.1. Introducción .....	1
1.2. Planteamiento del problema .....	3
1.3. Objetivos .....	5
1.3.1 Objetivo General .....	5
1.3.2 Objetivos Específicos .....	5
CAPITULO II .....	6
MARCO TEÓRICO .....	6
2.1 Antecedentes .....	6
2. 2 Gas natural .....	7
2.3 Yacimiento. ....	7
2.3.1 Yacimientos de Gas .....	8
2.3.1.1 Clasificación de los Yacimientos de Gas.....	8
2.3.1.1.1 Yacimientos de Gas Seco.....	8
2.3.1.1.2 Yacimiento de Gas Húmedo .....	9
2.3.1.1.3 Yacimiento de Gas Condensado .....	10
2.3.1.2 Límites del yacimiento. ....	12
2.3.1.3 Presión del yacimiento.....	12
2.3.1.4 Fuerzas activas del yacimiento. ....	14
2.3.1.4.1 Fuerzas de Presión: .....	14

2.3.1.4.2 Fuerzas Capilares: .....	14
2.3.1.4.3 Fuerzas Viscosas: .....	14
2.3.1.4.4 Fuerzas de Gravedad: .....	14
2.4 Reservas .....	15
2.4.1 Clasificación de las Reservas. ....	15
2.4.1.1 Reservas Probadas. ....	15
2.4.1.2 Reservas Probables. ....	16
2.4.1.3 Reservas No Probadas.....	17
2.4.2 Factores que afectan el recobro:.....	19
2.4.2.1 Presión de Abandono: .....	19
2.4.2.2 Presión de un Acuífero: .....	19
2.4.2.3 Permeabilidad del Yacimiento: .....	19
2.4.2.4 Heterogeneidad del Yacimiento: .....	19
2.4.3 Criterios de abandono de un yacimiento de gas.....	20
2.4.3.1 Presión de Abandono. ....	20
2.4.3.2 Inundación de los Pozos de Gas por Agua. ....	20
2.4.4 Estimaciones de las reservas probadas. ....	21
2.4.4.1 Método Volumétrico.....	21
2.4.4.2 Balance de Materiales. ....	23
2.4.4.2.1 Balance de Materiales para Yacimientos de Gas.....	25
2.4.4.2.2 Ventajas y Limitaciones de la Ecuación de Balance de Materiales.....	28
2.5 Curvas de Declinación de Producción.....	29
2.5.1 Antecedentes de las Curvas de Declinación.....	30
2.5.2 Tasa de declinación ó Declinación.....	34
2.5.3 Exponente de Declinación.....	35
2.5.3.1 Exponencial: .....	36
2.5.3.2 Hiperbólica: .....	36
2.5.3.3 Armónica:.....	36

2.5.4	Métodos Utilizados para el Análisis. ....	36
2.5.4.1	Método Gráfico. ....	37
2.5.4.1.1	Método de la Pendiente - Intersección: .....	37
2.5.4.1.2	Método de los Puntos Notables: .....	37
2.5.4.2	Método Estadístico. ....	38
2.5.4.3	Método de la Curva Tipo Fetkovitch. ....	38
2.5.5	Tipos de Curvas de Declinación.....	38
2.5.5.1	Declinación Exponencial. ....	39
2.5.5.1.1	Ecuación para el Cálculo de la Tasa de Producción .....	39
2.5.5.1.2	Ecuación para el Cálculo del gas producido.....	40
2.5.5.1.3	Ecuación para el Cálculo del tiempo de abandono .....	40
2.5.5.2	Declinación Hiperbólica .....	41
2.5.5.2.1	Ecuación para el Cálculo de la Tasa de Producción .....	41
2.5.5.2.2	Ecuación para el Cálculo del tiempo de abandono .....	44
2.5.5.2.3	Ecuación para el Cálculo del gas producido.....	44
2.5.5.3	Declinación Armónica .....	45
2.5.5.3.1	Ecuación para el Cálculo de la Tasa de Producción .....	45
2.5.5.3.2	Ecuación para el Cálculo del gas producido.....	46
2.5.5.3.3	Calculo del tiempo de abandono .....	46
2.5.6	Tipos de Declinación: .....	47
2.5.6.1	Declinación Nominal: .....	47
2.5.6.2	Declinación Efectiva: .....	47
2.5.6.3	Declinación Energética: .....	48
2.5.6.4	Declinación Mecánica:.....	48
2.5.6.5	Declinación Total: .....	48
2.5.7	Factores que Afectan las Curvas de Declinación. ....	48
2.5.7.1	Presión de Saturación: .....	48
2.5.7.2	Programa de Muestreo y Medidas: .....	49
2.5.7.3	Medición de Producción: .....	49



2.5.7.4 Cambios en la Productividad de los Pozos: .....	49
2.5.7.5 Problemas Mecánicos y Reducción del Índice de Productividad: 50	
2.5.7.6 Terminación de Pozos Nuevos o Reactivación de Pozos Existentes: .....	50
2.5.7.7 Producción Inicial de los Pozos:.....	50
2.5.7.8 Interrupción de los Programas de Producción de los Yacimientos: .....	51
2.5.8 Análisis de Curvas Tipo.....	51
2.5.8.1 Curvas Tipo Fetkovich .....	52
2.5.8.1.1 Procedimiento para el uso de las Curvas Tipo de Fetkovich .....	54
2.5.8.1.2 Reconocimiento del tipo de Declinación en base a las Curvas Tipo de Fetkovich.....	55
2.5.9 Importancia del Estudio de la Declinación .....	56
CAPÍTULO III.....	58
MARCO METODOLÓGICO .....	58
3.1. Etapas del proyecto .....	59
3.1.1 Revisión bibliográfica .....	59
3.1.2 Elaboración Del Trabajo De Grado .....	59
3.1.3 Definir los métodos de Declinación de Producción.....	59
3.1.4 Estudiar los diferentes tipos de Curvas de Declinación de Producción.....	60
3.1.5 Calcular el tipo de Declinación de Producción utilizando el Método Gráfico. ....	60
3.1.6 Determinar el tipo de Declinación de Producción aplicando el Método Curvas tipo de FETKOVITCH.....	60
3.1.7 Comparar los métodos de determinación de Declinación de Producción utilizados. ....	61
CAPÍTULO IV .....	62
DISCUSIÓN DE RESULTADOS .....	62
4.1 Método Gráfico .....	62

4.2 Método de las Curvas Tipo Fetkovich. ....	97
CONCLUSIONES .....	116
RECOMENDACIONES .....	117
BIBLIOGRAFÍA.....	119
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:.....	121

# CAPITULO I

## INTRODUCCIÓN

### 1.1. Introducción

La producción de gas en Venezuela viene registrada desde 1918, pero no fue sino hasta 1932 cuando comenzó a utilizarse, esto debido a que era arrojado a la atmósfera porque no había justificación económica para su procesamiento y venta. En la actualidad el gas natural ha logrado insertarse en el mercado energético nacional, lo cual se debe fundamentalmente al impulso de las industrias para generar electricidad, el desarrollo de la industria petroquímica, para uso doméstico, y como combustible para vehículos automotores (gas natural vehicular).

Una vez que se ha descubierto un yacimiento de gas, es necesario hacer un estimado de sus reservas, ya que la predicción del comportamiento futuro de producción de un yacimiento de gas, es fundamental en el análisis económico de las inversiones de perforación y producción.

Los primeros estudios datan del año 1908 y fueron hechos por Arnold Anderson, quien definió la caída de producción como una fracción, expresada usualmente en porcentaje mensual, llamada declinación.

Para el año 1931, de acuerdo a una simple relación matemática, Allen clasificó cuatro tipos de declinación: declinación aritmética o constante; declinación geométrica o exponencial; declinación armónica y potencial fraccional o básica.

Con el transcurrir de los años numerosas investigaciones fueron realizadas; siendo una de las más destacadas la realizada por J.J Arps, quien en 1944, mostró que tanto los datos de historia de producción que aparecían bajo líneas rectas en papel semi-log, como las historias de producción que aparecían bajo líneas rectas en papel log-log, eran dos miembros de una familia de declinación hiperbólica que podían ser llevadas hasta una ecuación diferencial original. Arps también desarrolló una serie de escalas graficas especiales utilizadas para representar historia de producción gráficamente.

M. J. Fetkovich en 1973, realizó un estudio sobre el análisis de curvas tipo en papel log-log, para estudiar la tasa de declinación de producción. Para el año 1980 derivó una ecuación de declinación en función de parámetros de yacimientos, combinando la ecuación de tasas de producción para flujo monofásico y balance de materiales.

Las curvas de declinación son una de las formas más amplias para el análisis de datos empleados en la evaluación de reservas de gas. Es un método alternativo cuando no se puede aplicar balance de materiales (BM) ni simulación numérica por falta de información de presiones y/o propiedades del yacimiento y fluidos.

Este trabajo es básicamente de investigación bibliográfica y en él se estudiarán las metodologías para el análisis de los tipos de curvas de declinación de la producción. Para esto fue necesario realizar un análisis exhaustivo de la información que se maneja para este caso.

## 1.2. Planteamiento del problema

Un fluido en un yacimiento puede presentarse como líquido, gas y sólido, dependiendo de la presión, temperatura, y de la composición del fluido. Cuando se estudia un yacimiento los fluidos de interés fundamental para los ingenieros son el petróleo y el gas.

El gas natural es una materia prima sumamente importante al igual que el petróleo y por ello para aumentar los niveles de producción e ingresos de la nación es necesaria la planificación y evaluación de una serie de actividades que contribuyan con la generación y/o mantenimiento de potencial.

Para la planificación de dichas actividades se debe tomar en cuenta el futuro comportamiento de producción de los campos y también el de sus pozos, lo que permitirá determinar si la producción justificará la inversión que pueda realizarse. Por lo anteriormente expuesto, el conocimiento del porcentaje de declinación constituye una clave importante para la gerencia de yacimientos, este denota la pérdida de la capacidad de producción de los campos, yacimientos y pozos.

Para el cálculo de las reservas probadas de un yacimiento, dependiendo de la información de presión y producción conocida, se pueden aplicar tres métodos: Volumétrico, Balance de Materiales y Curvas de Declinación de Producción. Los procedimientos utilizados para el análisis de declinación de producción son: el método gráfico, estadístico y las curvas tipo (FETKOVICH).

Los pozos que drenan un yacimiento de gas inician su vida productiva con una tasa de producción que corresponde principalmente a la energía original de dicho yacimiento, y continúan produciendo durante períodos considerables; conllevando a una reducción de sus niveles energéticos, por lo tanto, se origina un descenso en la capacidad de producción del yacimiento como consecuencia de una disminución de su presión interna, debido al vaciamiento que se origina, lo cual se conoce como declinación de producción.

Las curvas de declinación de producción representan un método práctico y confiable, es uno de los métodos más usados en la predicción del comportamiento futuro de producción de un pozo, grupo de pozos, yacimientos o campos. Estas curvas proveen los estimados de reservas más confiables dado que se aplica solo cuando se tiene suficiente historia de producción.

Básicamente se han conocido tres tipos de curvas de declinación de producción: exponencial, hiperbólica y armónica, cada una con características diferentes. Estas pueden ser representadas en papel de coordenadas cartesianas, papel semi-log y papel log-log. Por lo general, se selecciona el tiempo y la producción acumulada como las variables independientes y se utiliza el eje de las abscisas para graficarlas. Entre las variables dependientes más usadas se encuentra el logaritmo de la tasa de producción.

En las curvas tipo FETKOVICH al igual que el método gráfico los datos bases son: la historia de las tasas de producción y el tiempo, con la variante que usa el logaritmo de parámetros adimensionales, ( $\log t_d$  vs.  $\log q_d$ )

El objetivo fundamental de este estudio es analizar los tipos de curvas de declinación de producción para un yacimiento de gas mediante el método gráfico propuesto por J.J Arps (exponencial, hiperbólica y armónica) y por las curvas tipo FETKOVICH, para así establecer una comparación de los resultados obtenidos por ambos métodos y conocer el grado de similitud de los mismos.

### **1.3. Objetivos**

#### **1.3.1 Objetivo General**

Analizar las curvas de declinación de producción, aplicando el método gráfico y curva tipo FETKOVICH para un yacimiento de gas.

#### **1.3.2 Objetivos Específicos**

1. Definir el método de declinación de producción.
2. Estudiar los diferentes tipos de curvas de declinación de producción.
3. Calcular el tipo de declinación de producción utilizando el método gráfico.
4. Determinar el tipo de declinación de producción aplicando el método curvas tipo FETKOVICH.
5. Comparar los métodos de determinación de declinación de producción utilizados

## **CAPITULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **2.1 Antecedentes**

En los últimos años se han realizado diversas evaluaciones y estudios basados en el análisis del comportamiento de los yacimientos de petróleo y gas con los cuales se ha estimado la vida productiva y la rentabilidad de la explotación contando con datos suficientes de historiales de producción.

**Bolívar M<sup>[1]</sup> (2005)**, realizó el cálculo de las reservas remanentes mediante la aplicación de técnicas de curvas de declinación y de curvas tipo de FETKOVITCH de los campos Saban (norte y sur), Taman, Bella Vista, Tucupido y Ruiz, de Guárico Oriental. Mediante la aplicación de estas técnicas cuantificó la vida productiva de los pozos y sus arenas, creando una base de datos de los yacimientos en función de las pruebas mensuales de producción existentes con el análisis respectivo y la cuantificación de las reservas remanentes.

**Andrade y Bolívar<sup>[2]</sup> (2004)**, estudiaron la metodología para el cálculo de las reservas de gas haciendo uso de diferentes métodos que involucran datos representativos obtenidos en los primeros estudios que se les realizaron al yacimiento para determinar el volumen de hidrocarburo original en sitio.

**Hernández<sup>[3]</sup> (2004)**, determinó las riquezas remanentes recuperables a distintas presiones de abandono en el yacimiento AX, arena AX-1, aplicando dos métodos de predicción: el cálculo volumétrico y la ecuación de



balance de materiales para evaluar los datos de un yacimiento de gas condensado.

## **2. 2 Gas natural**

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos gaseosos, producidos por la transformación lenta de la materia orgánica animal y vegetal, especialmente de especies marinas microscópicas, sepultadas durante millones de años a grandes profundidades. El gas natural se encuentra contenido en espacios porosos de ciertas rocas, en estructuras geológicas denominadas yacimientos. Algunas veces sube a la superficie de forma natural y es producido solo (gas libre o no asociado), otras veces llega a la superficie con petróleo (gas asociado). Su principal componente es el metano, formado por un átomo de carbono y cuatro átomos de hidrógeno ( $\text{CH}_4$ ). Conforman con el carbón, petróleo y bitumen el grupo de los combustibles fósiles, los cuales han hecho posible el progreso acelerado de la humanidad en los últimos años.<sup>[1]</sup>

## **2.3 Yacimiento.**

Se entiende por yacimiento una unidad geológica de volumen limitado, poroso y permeable que contiene hidrocarburos en estado líquido y/o gaseoso. Este concepto implica la correlación de dos aspectos fundamentales para la industria petrolera como lo son las consideraciones geológicas y las propiedades de los fluidos contenidos en el yacimiento.<sup>[1]</sup>

Algunas condiciones fundamentales deben estar presentes para que exista un yacimiento, como son: la porosidad de la roca, el volumen total del yacimiento y la presencia de hidrocarburos en sitio dada por el porcentaje de

saturación. Otras variables importantes son: la permeabilidad de la roca, la viscosidad de los fluidos, la presión y la temperatura del yacimiento.<sup>[1]</sup>

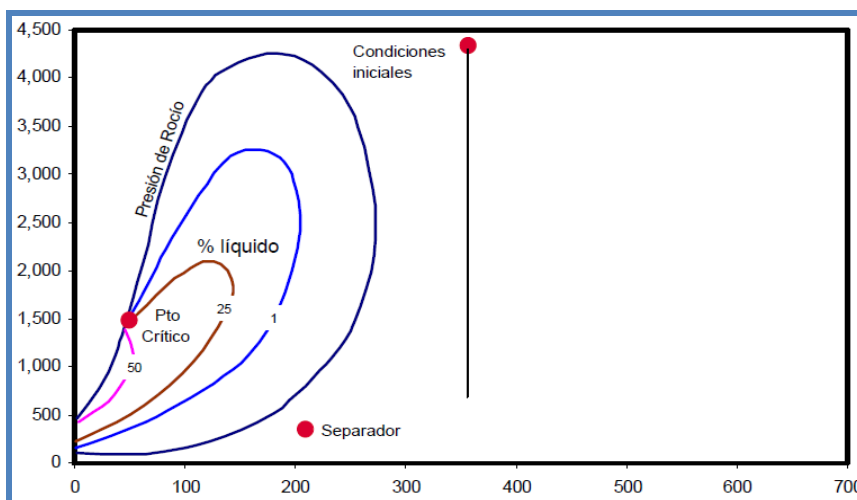
### **2.3.1 Yacimientos de Gas**

Son aquellos yacimientos en los cuales la mezcla de hidrocarburos se encuentra inicialmente en fase gaseosa en el subsuelo.<sup>[3]</sup>

#### **2.3.1.1 Clasificación de los Yacimientos de Gas**

##### **2.3.1.1.1 Yacimientos de Gas Seco**

Cuando se produce una relación gas-petróleo mucho mayor que 100.000 PCN/BN el fluido es comúnmente llamado Gas Seco. Un gas seco o natural consiste fundamentalmente en metano con poca cantidad de etano y posiblemente muy pequeños porcentajes de otros componentes de hidrocarburos más pesados. La temperatura del yacimiento es mayor que el punto cricondentérmico al igual que la temperatura de superficie en el separador, por lo que los hidrocarburos líquidos no se condensarán en este sistema, tanto en el yacimiento como en la superficie (Figura 2.1). Los gases secos pueden contener vapor de agua el cual se condensará, cuando las condiciones lo determinen. Tanto a condiciones de yacimiento durante la etapa de explotación como a condiciones de superficie (separadores) el sistema se encuentra en estado gaseoso.<sup>[3]</sup>



**Figura 2.1 Diagrama de Fases Yacimientos de Gas Seco.**

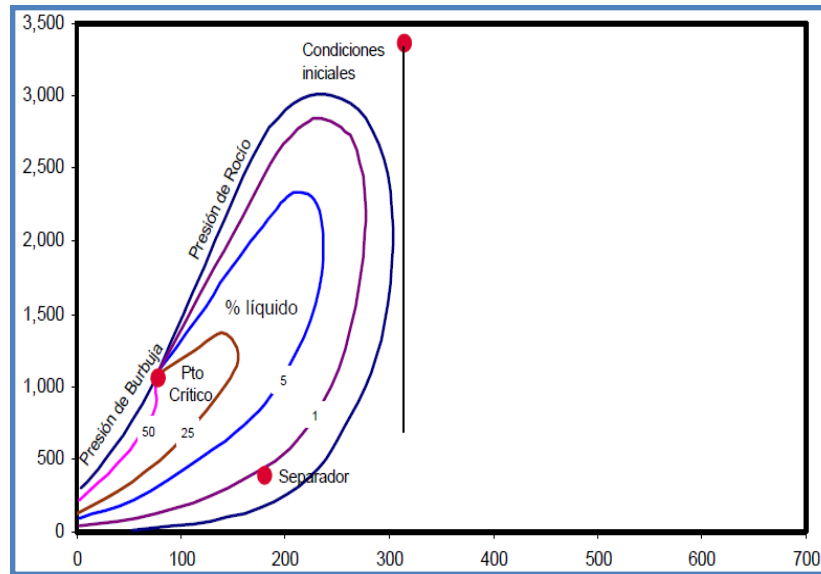
### 2.3.1.1.2 Yacimiento de Gas Húmedo

La palabra "húmedo" en la expresión "gas húmedo" no significa que el gas es mojado por el agua, se refiere a que el gas contiene algunas moléculas de hidrocarburos más pesados que el gas seco, que en condiciones de superficie forman una fase líquida. Entre los productos líquidos producidos en esta separación se tiene butano y propano. Los gases húmedos se caracterizan por RGP en la superficie algo menores a 100.000 PCN/BN, asociados con petróleos usualmente con gravedad mayor que 50° API. Un gas húmedo normalmente contiene más componentes de hidrocarburos más pesados que el gas seco. La región de dos fases es algo más extensa que la correspondiente al gas seco y el punto crítico se encuentra a una temperatura mucho mayor. La temperatura del yacimiento excede al punto cricondentérmico, de modo que en este caso durante la explotación del yacimiento, el fluido siempre permanecerá en estado gaseoso, como una sola fase (Figura 2.2).<sup>[3]</sup>

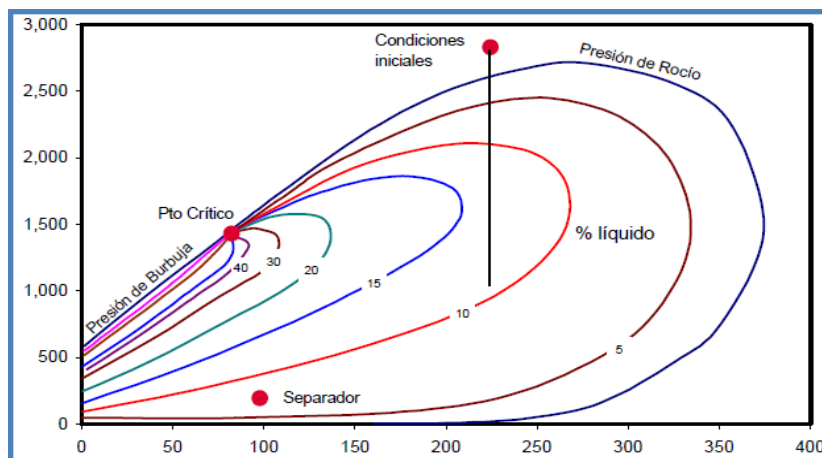
Las condiciones de presión y temperatura en la superficie (separador) se encuentran en la región de las dos fases, de modo que una fase líquida se formará o condensará a medida que el fluido es transportado hasta el separador.<sup>[3]</sup>

### **2.3.1.1.3 Yacimiento de Gas Condensado**

Los yacimientos de gas condensado producen líquidos de color claro o sin color en la superficie, con gravedades por encima de 45° API y RGP de 5.000 a 60.000 PCN/BN. El gas condensado contiene más componentes pesados que el gas húmedo y usualmente se encuentra a profundidades mayores a 5.000 pie. La temperatura del yacimiento está entre la temperatura crítica y el punto cricondentérmico del sistema del yacimiento (Figura 2.3). Un gas condensado presenta condensación retrograda isotérmica en un rango de temperaturas (200-400 °F) y presiones (3.000-8.000 lpc) normales en el yacimiento. La presión del yacimiento inicialmente está por encima de la presión de rocío correspondiente a la temperatura del yacimiento. El gas en un yacimiento de condensado contiene líquido disuelto en cantidades que dependen de las condiciones de depósito y la temperatura del yacimiento.<sup>[3]</sup>



**Figura 2.2 Diagrama de Fases Yacimientos de Gas Húmedo.**



**Figura 2.3 Diagrama de Fases Yacimientos de Gas Condensado.**

A medida que la presión del yacimiento declina durante el proceso de explotación, la condensación retrograda tiene lugar en el yacimiento. Y cuando el yacimiento es producido, la RGP tiende a aumentar debido a la pérdida de algunos componentes pesados del líquido formado en el yacimiento. [3]

En su camino hacia el tanque de almacenamiento el condensado sufre una fuerte reducción de presión y temperatura y penetra rápidamente en la región de dos fases para llegar a la superficie. Cuanto más rico en componentes pesados (C5+) sea el gas condensado menor es la RGC y la gravedad API del condensado. Además el color se torna oscuro.<sup>[3]</sup>

### **2.3.1.2 Límites del yacimiento.**

Son las fronteras o barreras que definen el volumen de yacimiento. Entre los factores geológicos que limitan las acumulaciones de gas y crudo se encuentran las lutitas impermeables, así como también calizas compactas, anhidrita, rocas ígneas y rocas metamórficas deformadas estructuralmente en anticlinales, sinclinales, monoclinales y fallas. Estos límites también pueden ser productos de cambios litológicos, tales como lentes o cambios de facies geológicas. Igualmente, adelgazamientos discordantes de la formación pueden ser considerados factores geológicos confinantes.<sup>[3]</sup>

### **2.3.1.3 Presión del yacimiento.**

La presión del yacimiento es muy importante porque es la que induce al movimiento del fluido desde los confines del yacimiento hacia los pozos y desde el fondo de estos a la superficie.<sup>[3]</sup>

La presión estática de fluido en un yacimiento, es la presión que existe cuando no hay alteraciones mecánicas o de flujo. Dicha presión denota la presión que existe al frente de la formación petrolífera cuando se interrumpe por un lapso de tiempo determinado la producción, de manera que se

restaure la presión en el fondo del pozo resultante de la columna de gas y de líquido, Esta presión restaurada es la presión en la zona petrolífera y por consiguiente representa la presión del yacimiento en condiciones de equilibrio.<sup>[3]</sup>

A medida que los pozos producen hay declinación o decrecimiento de la presión en el transcurso de la vida productiva del yacimiento. En general, se llega a un límite económico de productividad que plantea ciertas alternativas. Anticipadamente a la declinación antieconómica de la presión se puede intentar restaurarla y mantenerla mediante la inyección de gas y/o agua al yacimiento, con fines de prolongar su vida productiva y aumentar el porcentaje de extracción de petróleo del yacimiento económicamente.

La presión en los yacimientos es, en general, directamente proporcional a la profundidad en una proporción lineal, información que ha podido obtenerse de afloramiento de formaciones geológicas que constituyen también el yacimiento. Estas formaciones, saturadas de agua, acumulan una presión hidrostática correspondiente a la elevación entre el afloramiento y el petróleo del yacimiento. Para la mayoría de los campos la presión aproximada del yacimiento se puede estimar antes del descubrimiento del mismo, multiplicando la profundidad en pies debajo del nivel hidrostático por el gradiente de la columna de agua (0,433 lpc/pies).

Existen sin embargo, muchas excepciones a esta regla, especialmente a profundidades mayores de 7000 pie, teniendo como explicación muy probable, el estado de fluencia de las rocas bajo el peso de los sedimentos superpuestos. A estas profundidades el límite elástico de algunos componentes de la roca es excedido estando expuesto a deformaciones plásticas.<sup>[3]</sup>

#### **2.3.1.4 Fuerzas activas del yacimiento.**

Los fluidos que contiene el yacimiento están sujetos a la acción de fuerzas naturales que afectan su movimiento a través del medio poroso. Dichas fuerzas son:

##### **2.3.1.4.1 Fuerzas de Presión:**

La presión de un yacimiento es aquella que existe bajo condiciones de equilibrio. En general, aumenta con la profundidad y es el resultado del estado de las rocas bajo el peso de la columna geoestática, comunicación con un acuífero y por los fluidos contenidos en el yacimiento.

##### **2.3.1.4.2 Fuerzas Capilares:**

Resulta del esfuerzo combinado de tensiones superficiales e interfaciales de líquidos, forma y tamaño de los poros, y propiedades de la roca.

##### **2.3.1.4.3 Fuerzas Viscosas:**

Son aquellas que se oponen al movimiento como resultado de la fricción interna producida por las fuerzas intermoleculares del fluido.

##### **2.3.1.4.4 Fuerzas de Gravedad:**

Resulta de las diferencias entre las densidades de los fluidos presentes en el yacimiento.<sup>[3]</sup>



## **2.4 Reservas**

Son los volúmenes estimados de hidrocarburos que pueden ser recuperados comercialmente de acumulaciones conocidas, de acuerdo a la información geológica y de ingeniería disponible.<sup>[2]</sup>

### **2.4.1 Clasificación de las Reservas.**

#### **2.4.1.1 Reservas Probadas.**

Las reservas probadas de un yacimiento, o las reservas probadas de un país, son los volúmenes de petróleo o gas que se sabe con certidumbre que existen y pueden ser comercialmente explotados. En el cálculo de dichas reservas, el coeficiente de probabilidades esta reducido a un mínimo. En otras palabras, lo que se calcula cuando se cuantifican reservas probadas, no es una probabilidad de producción (reservas probables), sino una cifra cierta y precisa del mínimo de petróleo o gas que se puede obtener de los yacimientos detectados.<sup>[2]</sup>

Dentro de esta categoría se incluyen:

- ✓ Aquellas reservas contenidas en yacimientos con producción comercial o donde se hayan realizado con éxito pruebas de producción o de formación.
- ✓ Las reservas contenidas en yacimientos delimitados estructural y estratigráficamente y/o por contactos de fluidos.
- ✓ Las reservas contenidas en áreas adyacentes a las ya perforadas cuando existe una razonable certeza de producción comercial.

- ✓ Los volúmenes producibles de áreas aún no perforadas, situadas entre yacimientos conocidos, donde las condiciones geológicas y de ingeniería indiquen continuidad.
- ✓ Los volúmenes adicionales producibles de yacimientos con proyectos comerciales de recuperación suplementaria (inyección de gas, inyección de agua, mantenimiento de presión, recuperación térmica u otros).
- ✓ Los volúmenes adicionales provenientes de proyectos de recuperación suplementaria cuando el estudio de geología e ingeniería que sustenta el proyecto esta basado en un proyecto piloto con éxito o en una respuesta favorable a un proyecto experimental instalado en ese yacimiento.
- ✓ En ciertas ocasiones, los volúmenes producibles de pozos en donde el análisis de núcleos y/o perfiles indican que pertenecen a un yacimiento análogo a otros que están produciendo del mismo horizonte, o que han demostrado su capacidad productora a través de pruebas de formación. <sup>[2]</sup>

#### **2.4.1.2 Reservas Probables.**

Volúmenes estimados de petróleo crudo, gas natural, líquidos del gas natural y sustancias afines, asociados a acumulaciones conocidas, en las cuales la información geológica y de ingeniería indican desde el punto de vista de su extracción un menor grado de certeza respecto a las reservas probadas. Estos volúmenes podrían ser extraídos bajo condiciones convencionales. La estimación de estas reservas podría hacerse suponiendo condiciones económicas futuras diferentes a las utilizadas para las reservas probadas. <sup>[2]</sup>

Dentro de esta categoría se incluyen:

- ✓ Los volúmenes que podrían recuperarse de yacimientos que han sido atravesados por pozos en los cuales no se han efectuado pruebas de producción, y las características de los perfiles indican con razonable certeza la probabilidad de su existencia.
- ✓ Los volúmenes que podrían recuperarse a una distancia razonable, más allá del área probada de yacimientos productores, donde no se ha determinado el contacto agua - petróleo y donde el límite probado se ha establecido en función del pozo estructuralmente más abajo.
- ✓ Los volúmenes que pudieran contener las áreas adyacentes a yacimientos conocidos, pero separados de estos por fallas sellantes, siempre que en dichas áreas haya razonable certeza de tener condiciones geológicas favorables para la acumulación.
- ✓ Los volúmenes estimados en estudios de geología y de ingeniería realizados o que están es proceso, donde el juicio técnico indica, con menor certeza que en el caso de reservas probadas, podrían recuperarse de yacimientos probados si se aplicaran procedimientos comprobados de recuperación suplementaria.
- ✓ Los volúmenes adicionales a las reservas probadas de un yacimiento que resulten de la reinterpretación de sus parámetros, sus comportamientos o cambios en el patrón de desarrollo (modificación del espaciamiento, perforación horizontal).<sup>[2]</sup>

#### **2.4.1.3 Reservas No Probadas**

Son los volúmenes de hidrocarburos que podrían recuperarse en el futuro, en áreas que tienen condiciones geológicas para contener hidrocarburos, según la información disponible en el momento de hacer la

evaluación de reservas, pero no han sido determinados con la perforación de pozos. Dentro de esta categoría se incluyen:

- ✓ Los volúmenes sustentados por pruebas de producción o de formación que no pueden ser producidos debido a las condiciones económicas en el momento de la estimación, pero que serían rentables al utilizar condiciones económicas futuras razonablemente ciertas.
- ✓ Los volúmenes que podrían existir en formaciones con perfiles de pozo o núcleos de formación con características que presentan un alto grado de incertidumbre.
- ✓ Los volúmenes que podrían existir en áreas donde la interpretación de la información geofísica y geológica indica la existencia de una estructura mayor que la incluida dentro de los límites de reservas probadas y probables, y donde la perforación de pozos adicionales fuera del área probada o probable ofrece menor certeza de resultados positivos.
- ✓ Los volúmenes que podrían existir en segmentos fallados no probados, adyacentes a yacimientos probados, donde existe duda razonable sobre si ese segmento contiene volúmenes recuperables.
- ✓ Los volúmenes adicionales asociados a yacimientos cuyas características geológicas y de fluidos indican posibilidad de éxito de ser sometidos a métodos de recuperación suplementaria.
- ✓ Los volúmenes adicionales a las reservas probadas o probables que se estiman recuperar debido a la reinterpretación de parámetros de yacimiento, un posible mejor comportamiento, cambio en el patrón de desarrollo (espaciamiento, perforación horizontal).<sup>[2]</sup>

## **2.4.2 Factores que afectan el recobro:**

### **2.4.2.1 Presión de Abandono:**

Cuanto menor sea la presión de abandono mayor es el recobro de gas, ya que queda una menor cantidad de (moles) de gas remanente en el yacimiento.

### **2.4.2.2 Presión de un Acuífero:**

Cuanto mayor sea la actividad del acuífero, menor es el recobro de gas, porque hay que abandonar los pozos por alta producción de agua cuando todavía la presión del yacimiento es alta. Una gran cantidad de gas a alta presión queda atrapada en la zona invadida por el agua.

### **2.4.2.3 Permeabilidad del Yacimiento:**

Cuanto mayor sea la permeabilidad, menor presión de abandono se puede alcanzar en la explotación de un yacimiento de gas y por tanto el recobro será mayor.

### **2.4.2.4 Heterogeneidad del Yacimiento:**

En yacimientos heterogéneos donde existen grandes variaciones espaciales de permeabilidad, el agua tiende a avanzar selectivamente por la zona de mayor permeabilidad y a invadir rápidamente los pozos, esto produce bajos recobros de gas.<sup>[2]</sup>

### **2.4.3 Criterios de abandono de un yacimiento de gas.**

En general un yacimiento de gas se abandona cuando este alcance una baja presión, llamada presión de abandono o cuando este sea invadido por agua.<sup>[2]</sup>

#### **2.4.3.1 Presión de Abandono.**

Es la Presión a la cual debe abandonarse un yacimiento de gas porque su explotación a presiones inferiores a la de abandono no es rentable, esta presión depende de factores técnicos y económicos:

- ✓ Precio de venta de gas.
- ✓ Índice de productividad de los pozos: mientras mayor sea este, menor presión de abandono se puede tener en la explotación de un yacimiento.
- ✓ Presión de fondo fluyente necesaria para que el gas fluya hasta las estaciones de compresión o hasta las líneas de transporte de gas (gasoductos).<sup>[2]</sup>

#### **2.4.3.2 Inundación de los Pozos de Gas por Agua.**

En yacimientos de gas con desplazamiento hidráulico activo se abandonan los pozos por alta producción de agua, cuando todavía la presión del yacimiento es alta. La relación gas-agua (RGA) de abandono de los pozos depende de las condiciones económicas que se tengan.<sup>[2]</sup>

#### **2.4.4 Estimaciones de las reservas probadas.**

Para el cálculo de las reservas probadas de un yacimiento, se utilizan básicamente los siguientes métodos:

- ✓ Método volumétrico.
- ✓ Balance de Materiales.
- ✓ Curvas de Declinación de Producción.
- ✓ Simulación numérica.

##### **2.4.4.1 Método Volumétrico.**

Permite la estimación de petróleo original en sitio (POES), gas original en sitio (GOES) y gas condensado original en sitio (GCOES) a partir de la determinación del volumen de roca que conforma el yacimiento, la capacidad de almacenamiento de la roca y la fracción de hidrocarburos presentes en los poros de dicha roca. Debido a que estos parámetros son determinados a partir de los pozos del yacimiento, y estos representan solo una parte del mismo, los promedios obtenidos presentan una cierta dosis de incertidumbre por lo que se habla de estimación de reservas. <sup>[2]</sup>

Este método permite efectuar una estimación acerca del tamaño y geometría del yacimiento proporcionando un estimado preliminar de los volúmenes de hidrocarburos originalmente en sitio, con el fin de obtener las reservas recuperables. La geometría del yacimiento, junto con los volúmenes originales en sitio, permite diseñar la densidad de perforación en el yacimiento (número de pozos). <sup>[2]</sup>

Para determinar el factor de recuperación de un yacimiento es necesario conocer su mecanismo de producción, así como también las

propiedades físicas de la roca yacimiento y las características de los fluidos que contiene. <sup>[2]</sup>

Por otra parte para determinar el factor de recobro, primero se necesita conocer la cantidad de hidrocarburo original en sitio. El método volumétrico se apoya principalmente en las siguientes formulas generales basados en información geológica. <sup>[2]</sup>

✓ **Gas Original en Sitio.**

$$GOES = \frac{43560.A.h.\emptyset.(1 - S_w)}{Bg_i} \quad \text{Ec. 2.1}$$

Donde:

GOES: Gas original en sitio (PCN)

A: Área (acres)

h: Espesor (pie)

$\emptyset$ : Porosidad (fracc.)

$S_w$ : Saturación inicial de agua (fracc.)

$Bg_i$ : Factor volumétrico inicial de gas (PCY/PCN)

Los parámetros necesarios para desarrollar la ecuación 2.1 se obtienen de estudios petrofísicos y geológicos:

$$Gra = \frac{43560.A.h.\emptyset.(1 - S_w)}{Bg_a} \quad \text{Ec. 2.1}$$

Ec. 2.2

Donde:

$Bg_a$ : Factor volumétrico de gas a la presión de abandono (PCY/PCN)



De esta manera el volumen total recuperable del yacimiento a la presión de abandono considerada, será entonces la diferencia entre el volumen in situ de gas en el yacimiento (GOES) y el gas remanente al tiempo de abandono (Gra).

Reserva de Gas = GOES - Gra (PCN)

El Factor de Recobro será por lo tanto:

$$\%Rec = 100 \frac{(Bg_i - Bg_a)}{Bg_i} \quad \text{Ec. 2.3}$$

#### 2.4.4.2 Balance de Materiales.

El método clásico de balance de materiales tiene mayores fundamentos físicos que la técnica fundamentada en curvas de declinación para el análisis del comportamiento de producción del yacimiento. El método de balance de materiales es usado para estimar el volumen de hidrocarburos original en sitio y la predicción del comportamiento, en función de la declinación de presión del yacimiento. Se basa en la ley de la conservación de la masa, la cual simplemente establece que la masa es conservada. Las suposiciones hechas para estas técnicas son:

- ✓ Modelos de tanque homogéneo (se estima que las propiedades de la roca y los fluidos son promedio en todo el yacimiento).
- ✓ La producción e inyección de fluidos ocurre a lo largo del yacimiento considerándose como un solo punto.

- ✓ No considera la dirección de flujo de los fluidos.

No obstante, el balance de materiales es ampliamente usado y ha sido catalogado como una herramienta muy valiosa para el análisis del yacimiento con aceptables resultados. La ecuación de balance de materiales es usada para cotejar la historia del comportamiento pasado, para estimar el hidrocarburo original en sitio y también para predecir el comportamiento.<sup>[2]</sup>

La ecuación de balance de materiales es fundamental para el ingeniero de yacimientos en el análisis del yacimiento. Se basa en la ley de conservación de la masa para una relación de volumen de control dado, esto se expresa simplificada como:

Volumen Original En Sitio - Volumen Remanente = Volumen Producido Ec.  
2.4

Como una relación entre la declinación de presión y cambio de volumen, la ecuación de balance de materiales es muy ventajosa porque permite hacer una estimación del volumen original de hidrocarburos basados en el comportamiento de producción y presión. Este estimado es relativamente independiente de la interpretación geológica 3-D. Por supuesto, para aplicar la ecuación y determinar el POES, GOES o GCOES se pueden tener algunos datos de presión y producción. Se necesita también conocer las características de los fluidos del yacimiento mediante un análisis P.V.T., la compresibilidad de la roca y el tamaño relativo de la capa de gas, si el yacimiento es saturado.<sup>[2]</sup>

#### 2.4.4.2.1 Balance de Materiales para Yacimientos de Gas.

La ecuación de Balance de Materiales (EBM) considera tres mecanismos de producción responsables del recobro en yacimientos de gas; siendo estos los siguientes:

- ✓ Expansión del gas por declinación de presión
- ✓ Empuje de agua proveniente de un acuífero activo asociado al yacimiento de gas.
- ✓ Expansión de agua connata y reducción del volumen poroso por compactación al ocurrir disminución de la presión de los poros

De esta manera podemos obtener la ecuación de balance de materiales a partir del siguiente balance:

Volumen de fluidos producidos= vaciamiento a CY Ec. 2.5

Volumen de fluidos producidos =  $G_p B_g + W_p B_w$  BY Ec. 2.6

Donde:

Gp: gas producido acumulado hasta una presión P, (PCN)

Bg: Factor volumétrico del gas a (P, Tf), (PCY/PCN)

Wp: Agua producida acumulada hasta presión P, (PCN)

Bw: Factor volumétrico del agua a (P, Tf), (PCY/PCN)

El espacio dejado por el vaciamiento generado por la producción de los fluidos es llenado por la:

- ✓ Expansión del gas
- ✓ Expansión del agua connata y reducción del volumen poroso
- ✓ Intrusión de agua

Teniendo en cuenta estos tres mecanismos de producción se puede escribir la ecuación de vaciamiento en la forma siguiente:

$$\begin{aligned} \text{Vaciamiento} &= G (B_g - B_{gi}) \dots\dots\dots \text{Expansión del gas} \\ &+ \Delta V_w + \Delta V_p \dots\dots\dots \text{Expansión del agua connata} \\ &\hspace{15em} \text{y reducción del volumen poroso} \\ &+ W_e \dots\dots\dots \text{Intrusión de agua} \hspace{10em} \text{Ec. 2.7} \end{aligned}$$

La expansión de agua connata ( $\Delta V_w$ ) y reducción del volumen poroso ( $\Delta V_p$ ), se pueden obtener de las siguientes ecuaciones generales:

$$\Delta V_w = C_w V_w (P_i - P) \hspace{15em} \text{Ec. 2.8}$$

$$V_w = V_p S_{wi} \hspace{15em} \text{Ec. 2.9}$$

$$\Delta V_p = C_f V_p (P_i - P) \hspace{15em} \text{Ec. 2.10}$$

$$V_p = \frac{G B_{gi}}{1 - S_{wi}} \hspace{15em} \text{Ec. 2.11}$$

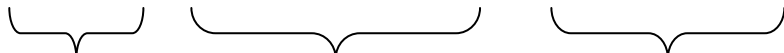
$$\Delta V_w + \Delta V_p = \frac{G B_{gi}}{1 - S_{wi}} * (C_f + C_w S_{wi})(P_i - P) \hspace{10em} \text{Ec. 2.12}$$

Donde:

- G: Gas original en sitio (PCN)  
 Bgi: Factor volumétrico del gas a (Pi, Tf), (PCY/PCN)  
 We: Intrusión de agua (PCY)  
 Cw: Compresibilidad del agua (lpc<sup>-1</sup>)  
 Vw: Volumen de agua connata (PCY)  
 Vp: Volumen poroso (PCY)  
 Swi: Saturación inicial de agua (frac)  
 Cf: Compresibilidad de la formación (lpc<sup>-1</sup>)  
 Pi: Presión inicial del yacimiento (lpc)  
 P: Presión del yacimiento a un tiempo dado (lpc)

Combinando las ecuaciones anteriores se obtiene la ecuación de balance de materiales considerando los tres mecanismos de producción:

$$\frac{G_p}{G} = \left(1 - \frac{B_{g_i}}{B_g}\right) + \frac{B_{g_i}}{B_g} \left(\frac{C_w S_{w_i} + C_f}{1 - S_{w_i}}\right) \Delta p + \frac{(W_e - W_p B_w)}{G B_g} \quad \text{Ec. 2.13}$$



Mecanismo de Expansión de Gas    Mecanismo de Expansión del Agua Connata y Reducción del Volumen Poroso    Intrusión de Agua

El factor volumétrico del gas se define como la relación del volumen que ocupa el gas en el yacimiento, con respecto al volumen que ocuparía en la superficie, y se representa por la ecuación:

$$B_g = \frac{0.02827ZT}{P} (PCY/PCN) = \frac{0.005035ZT}{P} (BY/PCN)$$

Ec. 2.14

#### 2.4.4.2.2 Ventajas y Limitaciones de la Ecuación de Balance de Materiales.

La principal ventaja de la ecuación de balance de materiales es que provee una valiosa comprensión del comportamiento del yacimiento, y de la contribución de los mecanismos de desplazamiento al recobro. En el caso de yacimiento con razonable comunicación de fluidos, la ecuación de balance de materiales ofrece un método de cálculo de petróleo o gas original en sitio, así como los efectos de un posible acuífero, usando datos de producción y presión reales. La ecuación de balance de materiales es el único método que emplea respuestas dinámicas del yacimiento como la producción, para la estimación de los volúmenes originales de fluidos en sitio. Es decir, lo que determina la ecuación de balance de materiales es el volumen de fluidos en el yacimiento que es afectado por la producción.

La respuesta dinámica del fluido del yacimiento para la producción se manifiesta en el cambio de presión. De esta manera el fluido original en sitio calculado por la ecuación de balance de materiales es un indicativo del volumen en comunicación con el pozo. En contraste, el método volumétrico para la determinación de volúmenes en sitio es un método estático, no diferencia las áreas conectadas de las aisladas. Por esta razón, el volumen de fluidos en sitio calculado por la ecuación de balance de materiales no puede ser más alto que el calculado volumétricamente, suponiendo una estimación volumétrica acertada.<sup>[2]</sup>

## 2.5 Curvas de Declinación de Producción.

El estudio mediante curvas de declinación representa una técnica sencilla y eficaz para estudiar el comportamiento de producción de un yacimiento, campo, regresión, etc., el mismo se utiliza frecuentemente en la industria petrolera para realizar programas de planificación de producción y evaluar mediante análisis económico las inversiones futuras destinadas a actividades de mantenimiento e incremento de potencial.

El análisis de declinación mediante curvas tipo ha ido evolucionado desde una simple gráfica tasa vs tiempo, utilizada para evaluar y pronosticar el comportamiento de producción, hasta sofisticados "programas", diseñados para manejar grandes volúmenes de información.

Entre los métodos dinámicos de cálculos en Ingeniería de Yacimientos más usados se tiene los métodos analíticos y gráficos de las curvas de declinación de producción. Estos métodos proveen al analista de los estimados de reservas de hidrocarburos más confiables, dado que se aplica sólo cuando se tiene suficiente historia de producción. Los estimados están basados en la extrapolación del comportamiento de la curva de producción. Por lo general, se selecciona la producción acumulada y el tiempo como las variables independientes y se utiliza el eje de las abscisas para graficarlas, mientras la tasa de producción se utiliza en la ordenada. Para los propósitos de extrapolación la tasa de producción debe ser una función de la variable independiente y debe variar de una manera uniforme y definible.<sup>[5]</sup>

### 2.5.1 Antecedentes de las Curvas de Declinación

Alrededor de 1975 a 2005, varios métodos han sido desarrollados para estimación de reservas de yacimientos de gas estáticos. Estos métodos abarcan desde la ecuación básica de balance de materiales hasta las técnicas de análisis de declinación y curvas tipo.

El método de extrapolar una tendencia para el propósito de estimar el comportamiento futuro debe satisfacer las condiciones de los factores que causaron cambios en el comportamiento pasado, por ejemplo, la declinación de la tasa de fluido, operarías de igual manera en el futuro. Estas curvas de declinación son caracterizadas por tres factores:

- ✓ Tasa inicial de producción, o la tasa a un tiempo en particular.
- ✓ Curvatura de la declinación.
- ✓ Declinación de la tasa.

Estos factores son una función compuesta de numerosos parámetros dentro del yacimiento, pozo y la superficie.

Ikoku (1984) presentó un comprensivo y riguroso tratamiento de análisis a las curvas de declinación de producción. Planteó que las tres condiciones siguientes pueden ser consideradas en el análisis:

1. Ciertas condiciones deben prevalecer antes que podamos analizar una curva de declinación de producción con algún grado de confiabilidad; la producción debe estar estable en el periodo analizado, que es, el pozo fluyendo a un tamaño de estrangulador constante o a una presión de cabezal constante y bombear el pozo con una bomba apagada o a un nivel de fluido constante. Esto indica que el pozo debe ser producido a una capacidad inferior según el grupo de condiciones dadas. La



declinación de producción observada deberá verdaderamente indicar la productividad del yacimiento y no el resultado de una causa externa, tal como un cambio en las condiciones de producción, daño en el pozo, controles de producción o equipos dañados.

2. Las condiciones estables del yacimiento deben también prevalecer en orden para extrapolar las curvas de declinación con algún grado de confiabilidad, estas condiciones serán normalmente encontradas a lo largo del mecanismo de producción, si este no es alterado. Sin embargo cuando se toma la decisión de mejorar el recobro de gas durante inyección de fluidos, acidificación o fractura, el análisis de las curvas puede ser usado para estimar el comportamiento del pozo o yacimiento en ausencia del cambio y comparar el comportamiento actual con la alteración. Esta comparación permitirá determinar si la alteración tendrá un buen resultado técnico y económico.
3. El análisis de las curvas de declinación de producción es usado en la evaluación de las nuevas inversiones y la intervención de gastos previos asociados con el tamaño del equipo y los medios como tuberías, plantas y el mantenimiento. También asociados con el análisis económico está la determinación de reservas para un pozo, locación o campo. Esto es un método independiente de la estimación de reservas, cuyo resultado puede ser comparado con la estimación volumétrica o balance de materiales.

Arps (1945) propuso que la curvatura en la curva de tasa de producción Vs. tiempo podía ser expresada por ecuaciones pertenecientes a la familia hiperbólica. Arps reconoció el comportamiento de tres tipos de declinación de tasa:

- ✓ Exponencial
- ✓ Armónica
- ✓ Hiperbólica

Planteó la siguiente ecuación:

$$-\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} = -Dq^b \quad \text{Ec. 2.15}$$

$$D = D_i \frac{q_i^b}{q_i^b} \quad \text{Ec. 2.16}$$

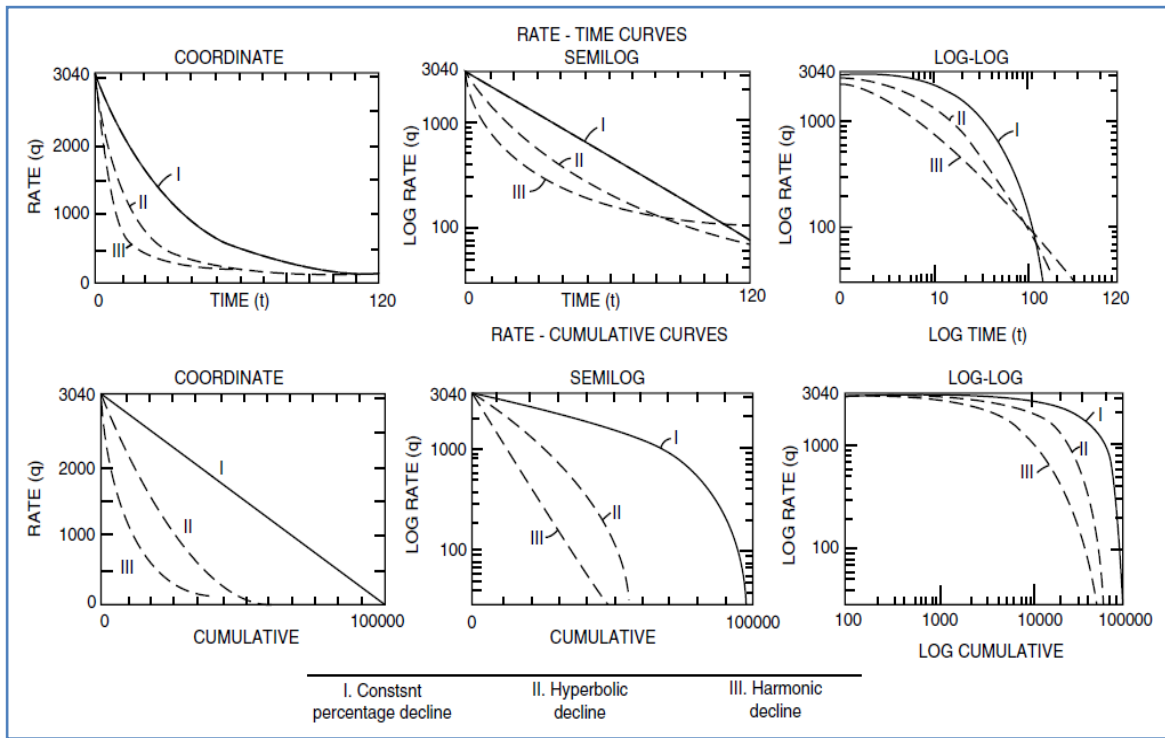
Donde:

$D$ = Constante o tasa de declinación.

$b$ = Exponente de declinación.

$q, q_i$ = Tasas de producción.

Cada uno de los tipos de curvas de declinación tiene una curvatura diferente. Cuando la tasa de flujo es graficada Vs. el tiempo o producción acumulada en escala cartesiana, semi-log y log-log se observa la forma característica de cada uno de los tipos de declinación (Figura 2.4). Las características principales de estas curvas de declinación pueden ser usadas para seleccionar que modelo de declinación de tasa es el apropiado para describir la relación tasa-tiempo de un sistema de hidrocarburo.



**Figura N° 2.4 Comportamiento de las curvas de declinación, graficada en papel cartesiano, semi-log y log-log.**

- ✓ **Para declinación Exponencial:** Una línea recta será el resultado cuando se grafica tasa de flujo Vs. tiempo en una escala semi-log, y también cuando en una escala cartesiana se grafica tasa de flujo Vs. producción acumulada.
- ✓ **Para declinación Armónica:** Tasa Vs. producción acumulada es una línea recta sobre una escala semi-log; todos los otros tipos de declinación tiene alguna curvatura.
- ✓ **Para declinación Hiperbólica:** Ninguna de las escalas nombradas (semi-log, cartesiana, y log-log) produciría una línea recta para una declinación hiperbólica. Sin embargo, si la tasa de flujo es graficada

Vs. el tiempo en papel log-log, el resultado de la curva podría ajustarse.

### 2.5.2 Tasa de declinación ó Declinación.

Se representa por la letra “*D*” y representa el cambio del caudal de producción con el tiempo. Sin embargo, se expresa como una fracción, como un coeficiente, del caudal de producción instantáneo *q*. La declinación se expresa en unidades de tiempo a la menos uno, debido a la pendiente negativa de la curva. <sup>[6]</sup>

$$D = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} \quad \text{Ec. 2.17}$$

Donde:

*D*= Tasa de declinación (año<sup>-1</sup>)

*q*= Tasa de producción (PC/D)

*t*= Tiempo (años, meses, días)

En la forma de diferencias, se expresa como:

$$D = -\frac{\left(\frac{\Delta q}{q}\right)}{\Delta t} \quad \text{Ec. 2.18}$$

La ecuación 2.17 ofrece una forma de estimar el valor de *D* para cada caudal (*q*), si se tiene un registro de la tasa de producción con el tiempo.

### 2.5.3 Exponente de Declinación.

Se representa por la letra “*b*” y representa la variación del inverso de la tasa de declinación con el tiempo. Su valor está entre 0 y 1.<sup>[6]</sup>

Se habla de tres tipos de declinación: Exponencial, Hiperbólica y Armónica; las cuales se definen según la siguiente expresión básica general.

$$\frac{D}{D_i} = \left(\frac{q}{q_i}\right)^b \quad \text{Ec. 2.1}$$

Donde

$D_i$ = Tasa de declinación al comienzo del periodo actual de declinación.

$b$ = Exponente de declinación.

$q, q_i$ = Tasas de producción.

Dependiendo del valor del exponente de declinación cada tipo de declinación se caracteriza por desarrollar una relación típica, un gráfico del caudal con tiempo. De acuerdo al valor del exponente de declinación  $b$  se tiene:

**Tabla 2.1 Clasificación de las curvas de declinación de acuerdo al exponente de declinación  $b$ .**

Tipo	Exponente de declinación
Exponencial	$b= 0$
Hiperbólica	$0 < b < 1$
Armónica	$b=1$

De acuerdo con esto, la expresión de la tasa de declinación, para cada tipo de curva es:

### 2.5.3.1 Exponencial:

$$D = D_i = \text{constante} \quad \text{Ec. 2.20}$$

La caída en producción por unidad de tiempo es una función constante de la tasa de producción.<sup>[6]</sup>

### 2.5.3.2 Hiperbólica:

$$D = D_i \left( \frac{q}{q_i} \right)^b \quad \text{Ec. 2.21}$$

La caída en producción por unidad de tiempo como una fracción de la tasa de producción es proporcional a una potencia de la tasa de producción, con la potencia variando entre 0 y 1.<sup>[6]</sup>

### 2.5.3.3 Armónica:

$$D = D_i \left( \frac{q}{q_i} \right) \quad \text{Ec. 2.22}$$

La caída en producción por unidad de tiempo como una fracción de la tasa de producción es proporcional a una potencia de la tasa de producción.<sup>[6]</sup>

## 2.5.4 Métodos Utilizados para el Análisis.

El estudio de la declinación de producción de un yacimiento o pozo en particular puede hacerse según tres procedimientos:

- ✓ Método Gráfico.

- ✓ Métodos Estadísticos (regresión).
- ✓ Métodos de curvas tipo (Fetkovitch)

#### **2.5.4.1 Método Gráfico.**

El método consiste en lo siguiente:

- ✓ La historia de producción del yacimiento se representa gráficamente en diferentes tipos de papel (normal, semilog, log-log), con el objetivo de linealizar los datos la cual permitirá hacer extrapolaciones.
- ✓ Una vez determinada la representación grafica más conveniente, se deben efectuar las correspondientes extrapolaciones (predicciones) hasta las condiciones de abandono.<sup>[6]</sup>

Para hallar la mejor línea recta que represente los datos de producción, se pueden mencionar algunos métodos estadísticos tradicionales entre los cuales tenemos:

##### **2.5.4.1.1 Método de la Pendiente - Intersección:**

Consiste en trazar una línea recta que pase a través del mayor número de puntos graficados; y entonces determinar su pendiente y su intersección con el eje Y. Estos valores definen la ecuación de una recta.

##### **2.5.4.1.2 Método de los Puntos Notables:**

De la información disponible ya graficada, se determinan aquellos puntos que, posiblemente y en relación con la gran mayoría, presentan error (muy distintos de las posibles soluciones); y con los puntos que se estiman no tengan desviación se determina la ecuación de la línea recta.<sup>[6]</sup>

#### **2.5.4.2 Método Estadístico.**

Por medio de este método se trata de encontrar una regresión numérica con base a la información disponible hasta la fecha y luego utilizar dicha expresión para predecir reservas existentes y tiempos de abandono. Es el mismo método gráfico, pero se trata de obtener la mejor ecuación que represente una línea recta (Método Regresivo).<sup>[6]</sup>

#### **2.5.4.3 Método de la Curva Tipo Fetkovitch.**

M.J. Fetkovitch, en la década de los ochenta, desarrolló una serie de curvas tipo para determinar la declinación de producción de los yacimientos de hidrocarburos. Al igual que los métodos anteriores los datos bases son: la historia de las tasas de producción y el tiempo, con la variante que usa el logaritmo de parámetros adimensionales, ( $\log t_d$  vs.  $\log q_d$ ). Esta metodología permite analizar mediante el cotejo de la producción, con una familia de curvas tipo desarrolladas para tal fin, la declinación de producción de pozos de petróleo y/o gas. Más aún, el análisis de las curvas tipo no solo permite calcular la declinación de los pozos y/o yacimientos, sino que permite calcular el hidrocarburo original en sitio (Gas o Petróleo), las reservas a condiciones de abandono y también las características de flujo de un pozo individual.<sup>[6]</sup>

#### **2.5.5 Tipos de Curvas de Declinación.**

Básicamente se han conocido tres tipos de curvas de declinación de producción: exponencial, hiperbólica y armónica, cada una con una expresión matemática diferente.<sup>[6]</sup>



### 2.5.5.1 Declinación Exponencial.

Se dice que la tasa de producción declina exponencialmente con el tiempo, cuando su variación con el tiempo es expresada como una variación de ella misma, es una constante. Matemáticamente se expresa así:

$$Di = -\frac{\left(\frac{dq}{dt}\right)}{q} \quad \text{Ec. 2.23}$$

Donde:

q: tasa de producción, (Bls/días).

t: tiempo, (días).

D: constante de declinación exponencial, (días<sup>-1</sup>).

#### 2.5.5.1.1 Ecuación para el Cálculo de la Tasa de Producción

Partiendo de la ecuación general 2.15 de ARPS 1945, tenemos:

$$b = 0$$

Aplicando artificios matemáticos para deducir la ecuación:

$$-\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} = D \quad \text{Ec. 2.24}$$

$$\int_{q_i}^q \frac{dq}{q} = -D \int_{t_i}^t dt \quad \text{Ec. 2.25}$$

$$\ln\left(\frac{q}{q_i}\right) = -D(t - t_i) \quad \text{Ec. 2.26}$$

$$e^{\ln\left(\frac{q}{q_i}\right)} = e^{-D(t-t_i)} \quad \text{Ec. 2.27}$$

$$\left(\frac{q}{q_i}\right) = e^{-D(t-t_i)} \quad \text{Ec. 2.28}$$

Dando como resultado la ecuación de la tasa de producción

$$q = q_i e^{-D(t-t_i)} \quad \text{Ec. 2.29}$$

#### 2.5.5.1.2 Ecuación para el Cálculo del gas producido

$$Gp(t) = \frac{q_i - q_t}{D_i} \quad \text{Ec. 2.30}$$

#### 2.5.5.1.3 Ecuación para el Cálculo del tiempo de abandono

$$t_a = \frac{\ln(q_i/q_a)}{D_i} \quad \text{Ec. 2.31}$$

Dónde:

Gp(t) = reservas recuperadas, (MMPCN)

qi = tasa de gas inicial (MMPCN/día)

qt = tasa de gas a un tiempo determinado (MMPCN/día)

D: declinación, (días<sup>-1</sup>).

### 2.5.5.2 Declinación Hiperbólica

La declinación hiperbólica o Log-Log fue desarrollada por J.J Arps bajo la premisa de que es lo que ocurre más frecuente. En este caso ambos tipos de relaciones, la tasa y el recobro acumulado, no son lineales. Un método fácil de reconocer es aforando por la relación de perdida “a”. Si la relación incrementa uniforme indica que la producción puede obedecer a una declinación hiperbólica. [6]

La declinación hiperbólica es aquella donde la variación del inverso de la constante de declinación con tiempo es una constante. La definición matemática de la declinación hiperbólica es la siguiente:

$$a = 1/D = -q \left( \frac{dq}{dt} \right)$$

Ec. 2.32

Donde:

D: tasa de declinación, días<sup>-1</sup>

q: tasa producción, MMPCN/día

t: tiempo de producción, días.

a: inverso de la declinación.

#### 2.5.5.2.1 Ecuación para el Cálculo de la Tasa de Producción

$$0 < b < 1$$

Aplicamos artificios matemáticos para deducir la ecuación:

$$\frac{D}{D_i} = \left( \frac{q}{q_i} \right)^b$$

Ec. 2.33

$$D = \left( \frac{\Delta q}{\Delta \tau} \right) \quad \text{Ec. 2.34}$$

$$- \frac{\left[ \frac{\Delta q}{q \Delta t} \right]}{D_i} = \left( \frac{q}{q_i} \right)^b \quad \text{Ec. 2.35}$$

$$- \frac{\Delta q}{q \Delta t} = \left( \frac{q}{q_i} \right)^b D_i \quad \text{Ec. 2.36}$$

$$- \frac{\Delta q}{q \left( \frac{q}{q_i} \right)^b} = D_i \Delta t \quad \text{Ec. 2.37}$$

$$- \frac{\Delta q}{q \left( \frac{q^b}{q_i^b} \right)} = D_i \Delta t \quad \text{Ec. 2.38}$$

$$- \frac{\Delta q}{\frac{q^{1+b}}{q_i^b}} = D_i \Delta t \quad \text{Ec. 2.39}$$

$$- \frac{\Delta q q_i^b}{q^{1+b}} = D_i \Delta t \quad \text{Ec. 2.40}$$

$$- q_i^b \int_{q_i}^q q^{-(1+b)} dq = D_i \int_0^t dt \quad \text{Ec. 2.41}$$

$$- q_i^b \left[ \frac{q^{-b-1+1}}{-b-1+1} \right]_{q_i}^q = D_i t \quad \text{Ec. 2.42}$$

$$-q_i^b \left[ \frac{q_i^{-b}}{-b} \right]_{q_i} = D_i t \quad \text{Ec. 2.43}$$

$$\frac{q_i^b}{b} [q^{-b} - q_i^{-b}] = D_i t \quad \text{Ec. 2.44}$$

$$q_i^b [q^{-b} - q_i^{-b}] = D_i t b \quad \text{Ec. 2.45}$$

$$q_i^b q^{-b} - q_i^b q_i^{-b} = D_i t b \quad \text{Ec. 2.46}$$

$$\frac{q_i^b}{q^b} - \frac{q_i^b}{q_i^b} = D_i t b \quad \text{Ec. 247}$$

$$\frac{q_i^b}{q^b} - 1 = D_i t b \quad \text{Ec. 2.48}$$

$$\frac{q_i^b}{q^b} = (D_i t b + 1) \quad \text{Ec. 2.49}$$

$$\frac{q_i^b}{(D_i t b + 1)} = q^b \quad \text{Ec. 2.50}$$

$$\sqrt[b]{\frac{q_i^b}{(D_i t b + 1)}} = \sqrt[b]{q^b} \quad \text{Ec. 2.51}$$

Dando como resultado la ecuación de la tasa de producción:

$$q = q_i / (D_i b t + 1)^{\frac{1}{b}} \quad \text{Ec. 2.52}$$

El factor “b”, representa la primera derivada de las relaciones de perdidas con respecto al tiempo. Cuando su valor permanece esencialmente constante (alrededor 0.5) demuestra que la declinación es hiperbólica.

### 2.5.5.2.2 Ecuación para el Cálculo del tiempo de abandono

Para la predicción de la tasa de petróleo o gas, ( $q_g$  o  $q_o$ ) se sustituye el tiempo al cual se quiere estimar dicha tasa. Esta misma expresión, puede utilizarse para calcular el tiempo en el cual el pozo o yacimiento alcanzará una tasa de producción límite, económica o de abandono. A este tiempo se le conoce como tiempo de abandono y se expresa como

$$t = \frac{\left(\frac{q_i^b}{q^b} - 1\right)}{bD_i} \quad \text{Ec. 2.53}$$

### 2.5.5.2.3 Ecuación para el Cálculo del gas producido

Existen diferentes maneras de escribir la ecuación de producción acumulada:

$$G_p = \frac{1}{D_i(b-1)} \left[ \frac{q_i^b}{q^{b-1}} - q_i \right] \quad \text{Ec. 2.54}$$

$$G_p = \frac{q_i^b}{(1-b)D_i} [q_i^{1-b} - q^{1-b}] \quad \text{Ec. 2.55}$$

$$G_p = \frac{q_i - \frac{q \cdot q_i^b}{q^b}}{(1-b)D_i} \quad \text{Ec. 2.56}$$

### 2.5.5.3 Declinación Armónica

Es aquella en la cual la razón de pérdida con el tiempo es igual a uno (1), es un caso particular de la declinación hiperbólica. La ecuación de la tasa de producción permite predecir la tasa de petróleo o gas a un tiempo determinado. Para esta declinación la ecuación se obtiene a partir de la ecuación para la declinación hiperbólica, al asignarle el valor de 1 al parámetro  $b$ .<sup>[6]</sup>

$$D = D_i (q/q_i)$$

Ec. 2.57

#### 2.5.5.3.1 Ecuación para el Cálculo de la Tasa de Producción

$$b = 1$$

Aplicamos artificios matemáticos para deducir la ecuación:

$$-\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} = \frac{D_i q^b}{q_i^b} \quad \text{Ec. 2.58}$$

$$-\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} = \frac{D_i q}{q_i} \quad \text{Ec. 2.59}$$

$$q_i \int_{q_i}^q \frac{dq}{q^2} = -D_i \int_{t_i}^t dt \quad \text{Ec. 2.60}$$

$$q_i \frac{q^{-1}}{-1} \Big|_{q_i}^q = -D_i (t - t_i) \quad \text{Ec. 2.61}$$

$$-q_i \left[ \frac{1}{q} - \frac{1}{q_i} \right] = -D_i (t - t_i) \quad \text{Ec. 2.62}$$

$$-\frac{q_i}{q} + 1 = -D_i(t - t_i) \quad \text{Ec. 2.63}$$

$$\frac{q_i}{q} = D_i(t - t_i) + 1 \quad \text{Ec. 2.64}$$

Dando como resultado la ecuación de la tasa de producción:

$$q = \frac{q_i}{D_i(t - t_i) + 1} \quad \text{Ec. 2.65}$$

#### 2.5.5.3.2 Ecuación para el Cálculo del gas producido

$$\ln q = \ln q_i - \frac{D_i}{q_i}(G_p - G_{p_i}) \quad \text{Ec. 2.66}$$

$$G_p = \frac{q_i}{D_i} * \ln\left(\frac{q_i}{q}\right) \quad \text{Ec. 2.67}$$

Donde el valor de la constante de declinación  $D_i$  puede ser despejado y sustituido en la expresión de la producción acumulada de gas para obtener las reservas recuperables cuando el pozo o yacimiento alcance la tasa de producción de abandono. <sup>[6]</sup>

#### 2.5.5.3.3 Calculo del tiempo de abandono

$$t_a = \frac{1}{(D_i)} \times \left[ \left( \frac{q_{gi}}{q_{ga}} \right) - 1 \right]$$

La Ecuación 2.64 puede aplicarse para obtener la tasa de producción de gas que se obtendría a un tiempo determinado, así mismo, definida la tasa de producción de gas al abandono ( $q_a$ ), la ecuación anterior permite



calcular el tiempo ( $t_a$ ) en que se calcularía dicha tasa. Para esto basta con despejar el tiempo en la referida ecuación.<sup>[6]</sup>

Las predicciones que dependen de las curvas de declinación de producción no son acumulativas, en sentido que si se supone que los gastos por separado de dos pozos declinan una extrapolación matemática, entonces el gasto de los pozos tomados como uno solo no declina de la misma manera.<sup>[6]</sup>

### **2.5.6 Tipos de Declinación:**

Para el análisis de declinación se manejan a menudo algunos conceptos fundamentales:

#### **2.5.6.1 Declinación Nominal:**

Es la caída de las tasas de producción por unidad de tiempo, expresada como una fracción de las tasas de producción. Gráficamente se puede definir como la pendiente negativa de la curva que representa el logaritmo decimal de la tasa de producción en función del tiempo.

#### **2.5.6.2 Declinación Efectiva:**

Es una función discreta y por lo tanto, es el término mas comúnmente utilizado debido a que representa mayor correspondencia con la tasa de producción real registrada. Representa la caída de producción desde una tasa  $q_i$  hasta  $q_{i+1}$  en un periodo igual a la unidad (un mes o un año), dividiendo entre la tasa de producción al comenzar el periodo  $q_i$ .

### **2.5.6.3 Declinación Energética:**

Es la declinación de la tasa de producción debido al agotamiento de la energía del yacimiento (caída de presión) o disminución de la permeabilidad relativa y saturación de hidrocarburos alrededor de los pozos.

### **2.5.6.4 Declinación Mecánica:**

La declinación mecánica esta asociada a la disminución de la efectividad de los métodos de producción y problemas inherentes a la formación, como arenamiento, problemas con las válvulas de levantamiento artificial, averías en las bombas electro-sumergibles o alguna otra falla de índole mecánica que contribuya a la disminución de la producción.

### **2.5.6.5 Declinación Total:**

Es la suma de la declinación energética y la mecánica.<sup>[6]</sup>

## **2.5.7 Factores que Afectan las Curvas de Declinación.**

Dado que la aplicación de este método requiere el establecimiento de una tendencia de comportamiento para el yacimiento o pozo, cualquier factor que altere o modifique esa tendencia limitará la aplicación del método.<sup>[1]</sup>

Entre estos factores tenemos:

### **2.5.7.1 Presión de Saturación:**

Debe determinarse si el yacimiento se encuentra saturado o subsaturado, ya que la extrapolación de datos antes de alcanzar el punto de

burbujeo dará resultados erróneos en los análisis tradicionales debido al cambio en el mecanismo de producción especialmente en los yacimientos de gas. Sin embargo, estas desviaciones pueden ser solucionadas mediante el método de curvas tipos de Fetkovich.

#### **2.5.7.2 Programa de Muestreo y Medidas:**

Si no existe o no se cumple con un programa de captura periódica de información (pruebas de producción, muestras, medidas de presiones, entre otras) la escasez de la información dificulta la realización de un análisis confiable de la declinación del pozo y/o campo.

#### **2.5.7.3 Medición de Producción:**

La declinación de la producción es ficticia o aparente cuando los equipos de levantamiento no operan eficientemente o existen restricciones y los pozos son producidos a tasas controladas, es decir, a tasas inferiores al potencial de producción. Los datos de producción deben ser validados con el fin de establecer su confiabilidad y por ende la de los ajustes y extrapolaciones mediante las técnicas estadísticas de extrapolación.

#### **2.5.7.4 Cambios en la Productividad de los Pozos:**

En estos casos hay que tomar especial cuidado, y para poder hacer un buen análisis de declinación de producción juega un papel muy importante la experticia que tenga el ingeniero sobre el campo que se analiza, debido a que, por la declinación natural de la producción de los pozos, ellos son sometidos a trabajos de reparación o rehabilitación, con lo cual su productividad puede variar al estimularlos, abrir a producción, cambio de

zona (arenas) o cambios de los métodos de levantamiento artificial, los cuales enmascaran los resultados verdaderos de declinación del campo.

#### **2.5.7.5 Problemas Mecánicos y Reducción del Índice de Productividad:**

Un caso particular de lo anterior ocurre cuando se presentan problemas del tipo mecánico en los pozos, los cuales aceleran la declinación de la producción. Estos problemas generalmente se producen cuando quedan equipos, herramientas o se produce arenamiento de los pozos, taponamiento de las zonas productoras, fallas en sistemas de levantamiento artificial, deposición de parafinas y asfáltenos, conificación de gas o agua.

#### **2.5.7.6 Terminación de Pozos Nuevos o Reactivación de Pozos Existentes:**

Cuando se aplican las técnicas a grupos de pozos o yacimientos es necesario considerar que la activación de pozos nuevos o preexistentes incrementan la tasa de producción temporalmente hasta alcanzar la estabilización del flujo, enmascarando la tasa de declinación total en un momento dado de la vida productiva de los pozos.

#### **2.5.7.7 Producción Inicial de los Pozos:**

Generalmente los pozos se inician con tasas de producción y declinación elevadas antes de alcanzar flujos estabilizados. Los ajustes en estos períodos y extrapolaciones a partir de estos comportamientos pueden acarrear errores importantes.

### **2.5.7.8 Interrupción de los Programas de Producción de los Yacimientos:**

Los períodos de cierre total o parcial de producción podrían implicar variaciones en las tasas de producción al momento de la reapertura de pozos, de manera que las predicciones pueden ser cuestionables.<sup>[1]</sup>

### **2.5.8 Análisis de Curvas Tipo**

El enfoque del análisis de curvas tipo fue introducido a la industria por Agarwal en 1970 como una valiosa herramienta cuando lo usó en conjunto con gráficos convencionales semi-log. Una curva tipo es una representación grafica de la solución teórica de las ecuaciones de flujo. El análisis de curvas tipo consiste en encontrar la curva tipo teórica que “concuere” con la respuesta actual de una prueba de pozo y del yacimiento cuando es sometido a cambios de tasa de producción y presión. La concordancia puede ser encontrada gráficamente por superposición física de una grafica de datos actuales sobre una grafica similar de curvas tipo y encontrar que tipo de curvas tiene la mejor concordancia, ya que, las curvas tipo son gráficos de soluciones teóricas para la ecuación de flujo transitorio y pseudo-estacionario, ellas son usualmente presentadas en términos de variables adimensionales, por ejemplo.

- ✓ Presión adimensional,  $P_d$
- ✓ Tiempo adimensional,  $T_d$ .
- ✓ Radio Adimensional,  $R_d$ .

Antes que variables reales, los parámetros de yacimiento y pozo, tales como permeabilidad y daño, pueden ser calculados por los parámetros adimensionales definiendo el tipo de curva.<sup>[6]</sup>

Muchos investigadores han empleado el enfoque de variables adimensionales para determinar reservas y describir el comportamiento de recuperación de un sistema de hidrocarburo con respecto al tiempo, algunos de estos métodos son:

- ✓ Fetkovich (1980).
- ✓ Carter (1985).
- ✓ Palacio y Blasingame (1993).
- ✓ Flujo de balance de materiales de Matt y Anderson (2003).
- ✓ Anash (2000).
- ✓ Análisis de curvas de declinación para yacimiento fracturados.

Todos estos métodos son basados en la definición de una serie de variables adimensionales de curvas de declinación, que incluyen:

- ✓ Tasa adimensional,  $q_{Dd}$ .
- ✓ Producción acumulada adimensional,  $Q_{Dd}$ .
- ✓ Tiempo adimensional,  $T_{Dd}$ .

Los métodos anteriormente citados fueron desarrollados con el objetivo de proporcionar la ingeniería con una herramienta adicional para estimar reservas y determinar otras propiedades para pozos de petróleo y gas usando los datos de comportamiento disponibles, uno de los métodos más usados es el siguiente:

#### **2.5.8.1 Curvas Tipo Fetkovich**

La concordancia de curvas tipo es una forma avanzada de análisis de declinación propuesto por Fetkovich (1980), este autor propuso que el concepto de variables adimensionales puede ser usado en el análisis de curvas de declinación para simplificar los cálculos. El introdujo las variables

adimensionales de curvas de declinación como tasa de flujo,  $q_{Dd}$  y Tiempo adimensional,  $T_{Dd}$ , que son usadas en todo el análisis de estas técnicas. Por lo tanto, las relaciones de Arps pueden ser expresadas de forma adimensional.<sup>[6]</sup>

Pero Fetkovich (1980) demostró que las soluciones analíticas de estas ecuaciones, la ecuación de difusividad de flujo transitorio, la ecuación de flujo de estado semi-estacionario, pueden ser combinadas y presentadas en una figura de escala adimensionales en escala de log-log (Figura 2.5).<sup>[6]</sup>

Las curvas tipo Fetkovich fueron desarrolladas para yacimientos homogéneos, y también pueden ser usadas para analizar datos de largos periodos de producción de petróleo o gas, para pozos fracturados hidráulicamente. La técnica se basa en la declinación reflejada en el pozo, debido a que durante el periodo de flujo pseudo-radial y cuando los límites exteriores del yacimiento afecten la respuesta de presión en los pozos. Las curvas tipo incluyen la acción transitoria (transient) o infinita y los periodos de flujo predominantes. La Tasa de Producción vs. Tiempo y la Producción Acumulada vs. Tiempo transitorias están caracterizadas por un parámetro de correlación definido como la relación entre el radio de drenaje externo y el radio aparente del pozo,  $r_e/r_{wa}$ , mientras que el régimen de flujo del estado pseudo estable esta caracterizado por la constante de declinación de J. J. Arps, " $b$ ".<sup>[5]</sup>

En este sentido, cuando  $b=0$  corresponde al comportamiento de declinación exponencial; mientras que  $b=1$  representa la declinación armónica. Los valores en el rango  $0 < b < 1$ , sugieren características de declinación hiperbólica.<sup>[5]</sup>

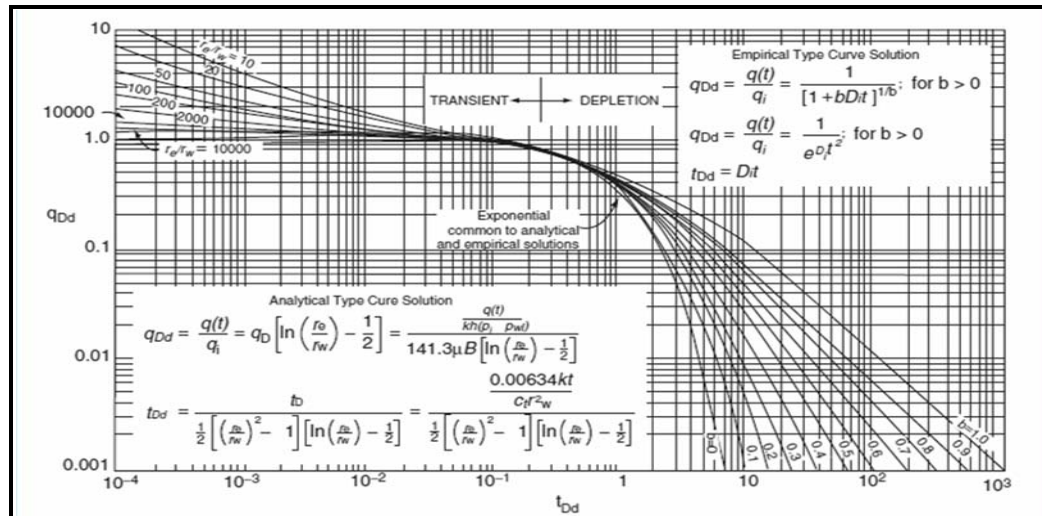


Figura 2.5 Curvas tipo Fetkovich

### 2.5.8.1.1 Procedimiento para el uso de las Curvas Tipo de Fetkovich

1. Graficar la tasa real de producción Vs tiempo usando unidades prácticas sobre papel log-log con la misma cantidad de ciclos que la misma curva tipo a usar.
2. Colocar el gráfico construido sobre las curvas tipo y moverlo de tal forma que los ejes de coordenadas se mantengan paralelos con él, hasta conseguir la curva tipo que mejor ajuste tenga con la gráfica construida en el paso anterior.
3. Leer de la curva tipo ajustada el valor de "b" que indica la clase de declinación que se tiene. Además de tomar un punto de ajuste que caiga sobre la curva tipo ajustada y leer las coordenadas  $q_D$  y  $t_D$ , para luego despejar el valor de  $D_n$  de la ecuación 2.68.

$$D_n = t_D/t \quad \text{Ec. 2.69}$$



En la figura 2.5 se observa que para un  $t_D$  entre 0.2 y 0.3 todas las curvas se unen, esto se debe a que en dicho rango se encuentra el límite entre el período transitorio (transient) y el de agotamiento o declinación (depletion), comportándose como una declinación de producción de tipo exponencial. El ajuste del comportamiento de producción de un pozo, yacimiento o campo mediante la ecuación de Arps, es válido solo para el periodo de agotamiento.

De seguro si se emplean dichas ecuaciones en el periodo transitorio, los valores del exponente de declinación (b) serán mayores a 1 para lograr el mejor ajuste. <sup>[5]</sup>

#### **2.5.8.1.2 Reconocimiento del tipo de Declinación en base a las Curvas Tipo de Fetkovich**

Fetkovich desarrolló una serie de curvas tipo  $\log t_D$  vs  $\log q_D$ , que permiten analizar rápidamente la declinación de producción de pozos, campos y yacimientos. Están basadas en soluciones analíticas de las ecuaciones de flujo de producción a presión de fondo constante de un pozo centrado en un yacimiento de área de drenaje circular sin flujo en el límite exterior. <sup>[5]</sup>

$$t_D = D_n * t \quad \text{Ec. 2.70}$$

$$q_D = q_t/q_i \quad \text{Ec. 2.71}$$

Donde:

$t_D$ : Tiempo adimensional.

$D_n$ : Declinación nominal inicial, ( $\text{día}^{-1}$ ,  $\text{mes}^{-1}$ ,  $\text{año}^{-1}$ ).

T: Tiempo (días, años o meses).

$q_D$ : Tasa de producción adimensional.

$q_t$ : Tasa de producción a un tiempo  $t$  (PCN/día, PCN/mes, PCN/año).

$q_i$ : Tasa de producción a un tiempo  $t_i$  (PCN/día, PCN/mes, PCN/año).

Todas estas ecuaciones semi empíricas de la tasa de declinación se pueden deducir a partir de la siguiente ecuación:

$$q = 1/(bt_D + 1)^{\frac{1}{b}} \quad \text{Ec. 2.72}$$

Cuando  $0 < b < 1$ , la ecuación de declinación hiperbólica coincide con lo anterior.

Cuando  $b = 0$ , la ecuación para la declinación exponencial queda de la siguiente forma:

$$q = e^{-t_D} \quad \text{Ec. 2.73}$$

Y para  $b=1$ , la ecuación de declinación armónica es la siguiente:

$$q = \frac{1}{1 + t_D} \quad \text{Ec. 2.74}$$

### 2.5.9 Importancia del Estudio de la Declinación

Debido a que el análisis de las curvas de declinación representa una técnica eficaz para estudiar el comportamiento de producción de un yacimiento, campo o pozo, el mismo se utiliza frecuentemente en la industria de petróleo y gas para realizar programas de planificación de producción y

evaluar mediante análisis económicos las inversiones futuras destinadas a actividades de mantenimiento e incremento de potencial. Así mismo, tiene gran importancia para poder determinar los precios de los hidrocarburos teniendo una idea clara acerca del pronóstico de la producción de los mismos.<sup>[5]</sup>

## **CAPÍTULO III**

### **MARCO METODOLÓGICO**

En el marco metodológico del presente trabajo, se introducirán los diversos procedimientos técnicos más apropiados para recopilar, presentar y analizar los datos, con la finalidad de cumplir con el propósito general de la investigación planteada. En tal sentido, se desarrollarán importantes aspectos relativos al tipo de estudio y a su diseño de investigación, incorporados en relación a los objetivos establecidos, que en este caso, se trata de una investigación descriptiva documental, donde se emplearán técnicas de recolección de datos, características esenciales, formas de comparación, presentación de datos y el análisis e interpretación de los resultados que permitirá destacar las evidencias más significativas encontradas en relación al análisis de los tipos de curvas de declinación de producción, aplicando el método gráfico y curva tipo de Fetkovitch para un yacimiento de gas.

Para llevar a cabo el desarrollo de este proyecto de investigación, se tomó como base una metodología que permite describir de manera clara, puntualizada y sencilla las etapas necesarias para lograr el cumplimiento de los objetivos.

### **3.1. Etapas del proyecto**

#### **3.1.1 Revisión bibliográfica**

En esta primera etapa se empleará una serie de instrumentos y técnicas de recolección de la información, orientadas de manera esencial a alcanzar los fines propuestos, basándose principalmente en la recopilación de información concerniente al tema, mediante la consulta de libros, manuales, tesis de grado, publicaciones en internet, entre otros, que servirá como base teórica y marco de referencia, con la finalidad de ampliar el conocimiento referente a el análisis de los tipos de curvas de declinación de producción

#### **3.1.2 Elaboración Del Trabajo De Grado**

Dada la naturaleza del estudio y en función de los datos que se requieren, una vez finalizado el análisis y tomando en cuenta todos los factores que afectan las curvas de declinación de producción mediante la exploración profunda de las referencias documentales, se realizará el informe final, en el cual se explicará de manera sencilla y concreta, la discusión de resultados, consideraciones y comparaciones que permita garantizar una evaluación, con el fin de optimizar el estudio de los tipos de declinación de producción.

#### **3.1.3 Definir los métodos de Declinación de Producción.**

Se desarrollará en esta etapa un análisis que nos permita definir los métodos de declinación de producción. Se explicará en qué consiste el

método gráfico, así como también, el procedimiento detallado para aplicar el método de las curvas tipo de Fetkovich.

#### **3.1.4 Estudiar los diferentes tipos de Curvas de Declinación de Producción.**

Este objetivo es fundamental para lograr el principio elemental de esta investigación, que no es más que el estudio de los diferentes tipos de curvas de declinación de producción.

Conociendo los métodos de declinación de producción, en esta etapa se estudian los tipos de curvas de declinación de producción. Las cuales son:

Declinación exponencial.

Declinación armónica.

Declinación hiperbólica.

#### **3.1.5 Calcular el tipo de Declinación de Producción utilizando el Método Gráfico.**

Una vez conocido el método gráfico se procederá a aplicarlo y basándonos en el comportamiento de la curva de declinación obtenida y haciendo uso de la figura 2.4 del marco teórico, se determinará el tipo de declinación de los diferentes pozos a estudiar.

#### **3.1.6 Determinar el tipo de Declinación de Producción aplicando el Método Curvas tipo de FETKOVITCH.**

Para el desarrollo de esta etapa se utilizará la gráfica de las curvas tipo de Fetkovich que aparece en el marco teórico, figura 2.5, superponiendo la

gráfica obtenida por el método gráfico sobre ella y encontrando el tipo de curva que tiene la mejor concordancia para los pozos a evaluar.

### **3.1.7 Comparar los métodos de determinación de Declinación de Producción utilizados.**

Conociendo los tipos de curvas obtenidas por el método gráfico y el método de las curvas tipo de Fetkovith para cada uno de los pozos estudiados se procederá a comparar cada una de ellas analizando su similitud o diferencia.

## **CAPÍTULO IV**

### **DISCUSIÓN DE RESULTADOS**

El presente estudio de declinación de producción se desarrolló cumpliendo una serie de etapas, las cuales contribuyeron al desarrollo y logro de los objetivos que llevaron a alcanzar los resultados con la finalidad de determinar el tipo de declinación del Yacimiento Petaca B, utilizando el método gráfico desarrollado por J.J Arps y Curvas Tipo Fetkovich.

#### **4.1 Método Gráfico**

Para la escogencia del período más representativo para aplicar el estudio de declinación se realizó el gráfico Tasa de Gas ( $q_g$ ) Vs Tiempo (t) y Tasa de Gas ( $q_g$ ) Vs Producción Acumulada (Gp) (Anexo A), a través de las cuales se logró observar el comportamiento donde la tasa de producción era estable.

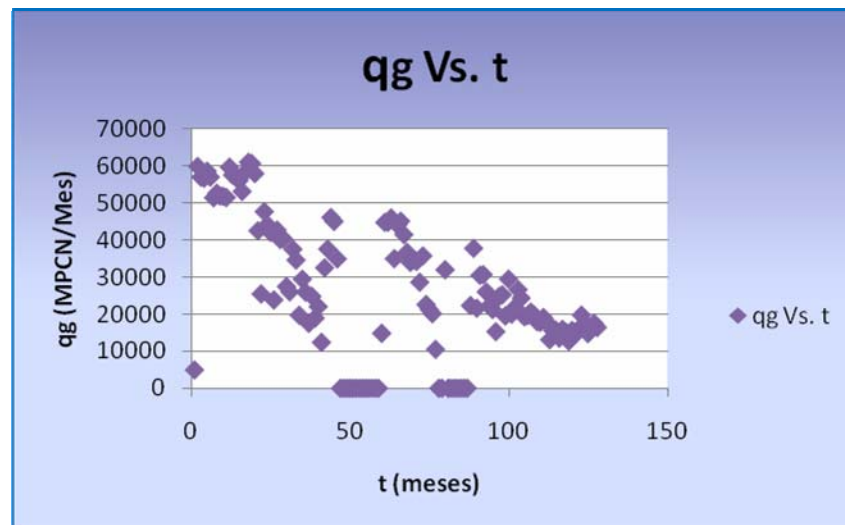
Los valores para las gráficas que se muestran en las siguientes figuras (desde Figura 4.1 hasta Figura 4.12) son los pertenecientes a toda la data de producción de los pozos VBR-05, VBR-10, VBR-27, VBR-30, VBR-32, VBR-12, pertenecientes al Yacimiento Petaca B (Ver Anexo A).

#### **POZO VIBORA-05**

El Pozo Vibora-05 perteneciente al Yacimiento Petaca B inició su producción el 31-01-1998 con una tasa de gas ( $q_g$ ) de 162,70 MPCN/D (Ver Tabla A.1). Durante su periodo productivo se observó una variación considerable.



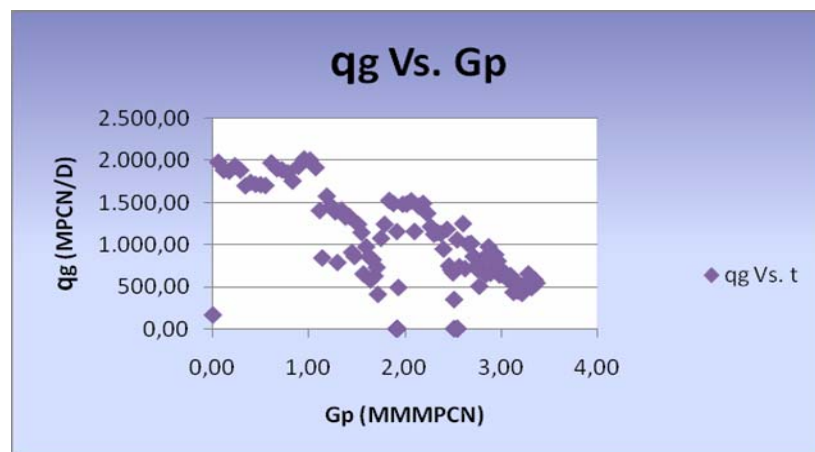
En los períodos correspondientes a las fechas del 31-11-2001 al 31-11-2002; del 30-06-2004 al 31-07-2004; del 30-09-2004 al 31-03-2005 (Ver Tabla A.1) se puede notar que este pozo presentó interrupciones en su producción, lo que podría implicar variaciones en las tasas al momento de la reapertura del mismo. Cabe destacar, que no se cuenta con la suficiente información de dicho pozo para conocer si estuvo cerrado a la producción, ya fuese por mantenimiento o por cualquier otra razón o problema que se haya presentado durante los períodos antes mencionados (Ver Fig. 4.1).



**Fig. N° 4.1 Representación gráfica de la Tasa de Gas ( $q_g$ ) vs. Tiempo (t) del Pozo Vibora-05.**

La producción acumulada ( $G_p$ ) a la fecha del 31-01-1998 (inicio de la producción) fue de 5.045,00 MPCN; manteniéndose constantes en los periodos que mostraron interrupciones durante la producción. A la fecha del 31-08-2008 (al final de la producción) se alcanzó una producción acumulada ( $G_p$ ) de 3.374.496,20 MPCN (Ver Tabla A.1).

La Figura 4.2 nos indica el comportamiento de la tasa de gas ( $q_g$ ) con respecto a la producción acumulada ( $G_p$ ), en la cual se puede apreciar la declinación presente en los tramos donde la tasa de producción es estable.

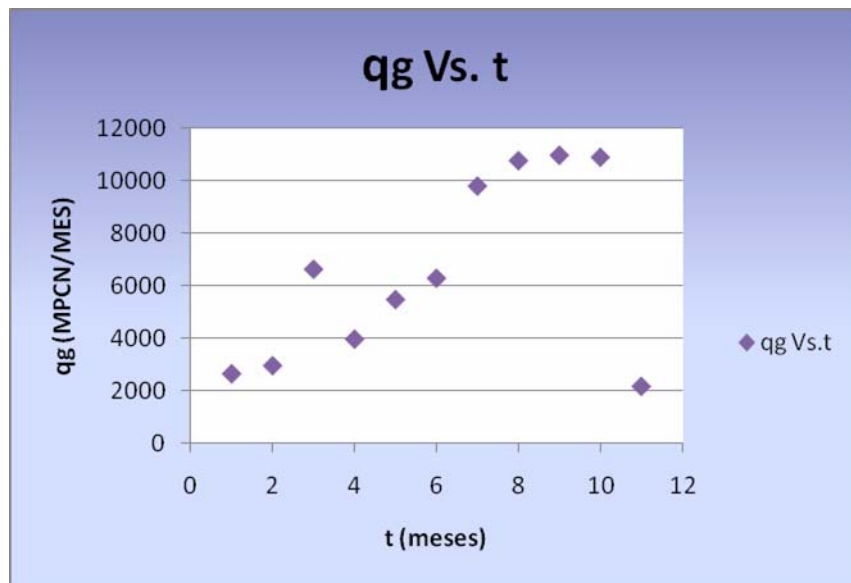


**Fig. N° 4.2 Representación gráfica de la Tasa de Gas ( $q_g$ ) vs. Producción Acumulada ( $G_p$ ) del Pozo Vibora-05.**

### **POZO VIBORA-10**

El Pozo Vibora-10 perteneciente al Yacimiento Petaca B inició su producción el 31-05-1998 con una tasa de gas ( $q_g$ ) de 87,20 MPCN/D (Ver Tabla A.3).

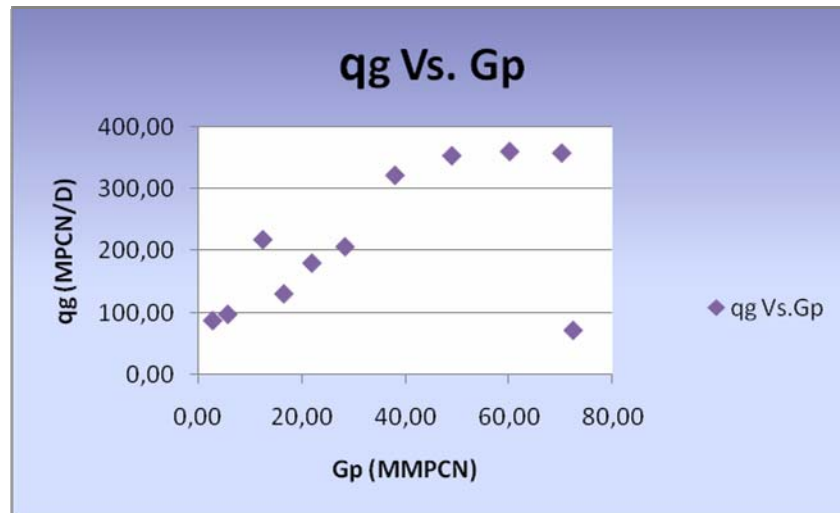
En La Figura 4.3 se muestra el comportamiento que presenta la tasa de gas ( $q_g$ ) con respecto al tiempo ( $t$ ) y se puede notar que la información sobre los datos de producción no son suficientes para conocer de manera eficiente la declinación que presenta el mismo (Ver Tabla A.4).



**Fig. N° 4.3 Representación gráfica de la Tasa de Gas ( $q_g$ ) vs. Tiempo (t) del Pozo Vibora-10.**

La producción acumulada ( $G_p$ ) a la fecha del 31-05-1998 (inicio de la producción) fue de 2.704,00 MPCN y al final de la producción (31-03-1999) se alcanzó una producción acumulada ( $G_p$ ) de 72.290,00 MPCN (Ver Tabla A.3).

La Figura 4.4 nos indica el comportamiento de la tasa de gas ( $q_g$ ) con respecto a la producción acumulada ( $G_p$ ), en la cual no se puede apreciar la declinación debido a la poca información que presenta el pozo Vibora-10.

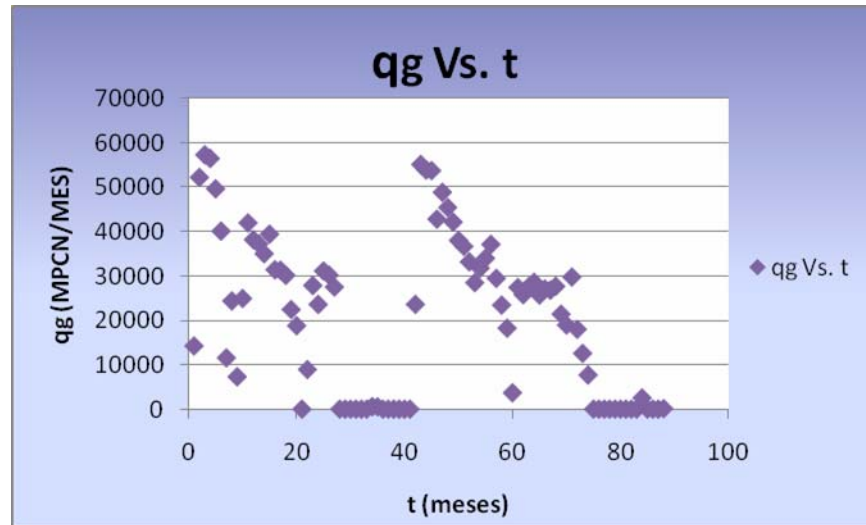


**Fig. N° 4.4 Representación gráfica de la Tasa de Gas ( $q_g$ ) vs. Producción Acumulada ( $G_p$ ) del Pozo Vibora-10.**

#### **POZO VIBORA -27**

El Pozo Vibora-27 perteneciente al Yacimiento Petaca B inició su producción el 31-07-1999 con una tasa de gas ( $q_g$ ) de 467,40 MPCN/D (Ver Tabla A.5).

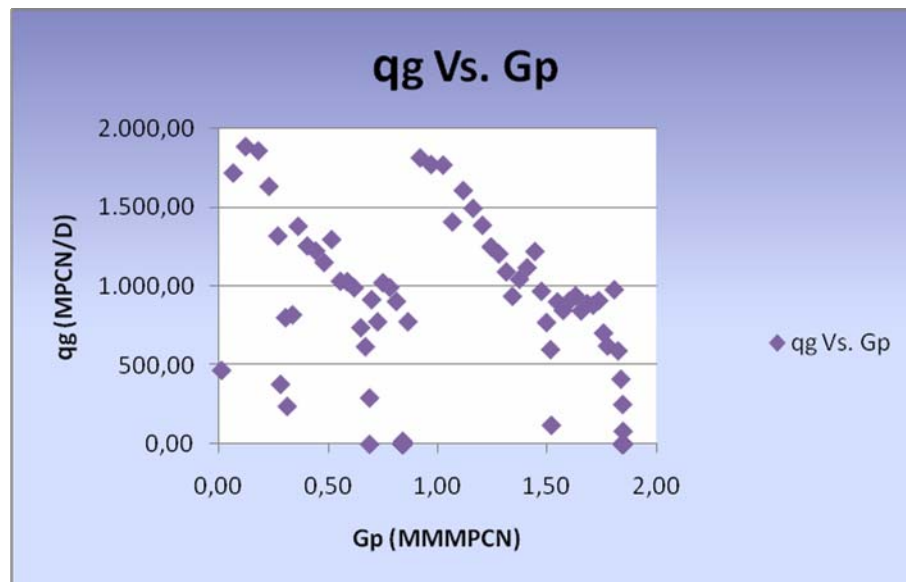
En los períodos correspondientes a las fechas 31-03-2001; del 31-10-2001 al 31-03-2002; del 30-06-2002 al 31-11-2002; del 30-09-2005 al 31-05-2006; del 31-07-2006 al 30-09-2006 (Ver Tabla A.5) se puede notar que este pozo presentó interrupciones en su producción (Ver Fig. 4.5); mostrando al 31-10-2006 una tasa de producción de 3,60 MPCN/D.



**Fig. N° 4.5 Representación gráfica de la Tasa de Gas ( $q_g$ ) vs. Tiempo (t) del Pozo Vibora-27.**

La producción acumulada ( $G_p$ ) a la fecha del 31-01-1998 (inicio de la producción) fue de 5.045,00 MPCN; manteniéndose constantes en los periodos que mostraron interrupciones durante la producción. A la fecha del 31-08-2008 (al final de la producción) se alcanzó una producción acumulada ( $G_p$ ) de 3.374.496,20 MPCN (Ver Tabla A.5).

La Figura 4.6 nos indica el comportamiento de la tasa de gas ( $q_g$ ) con respecto a la producción acumulada ( $G_p$ ), en la cual se puede apreciar la declinación presente en los tramos donde la tasa de producción es estable.



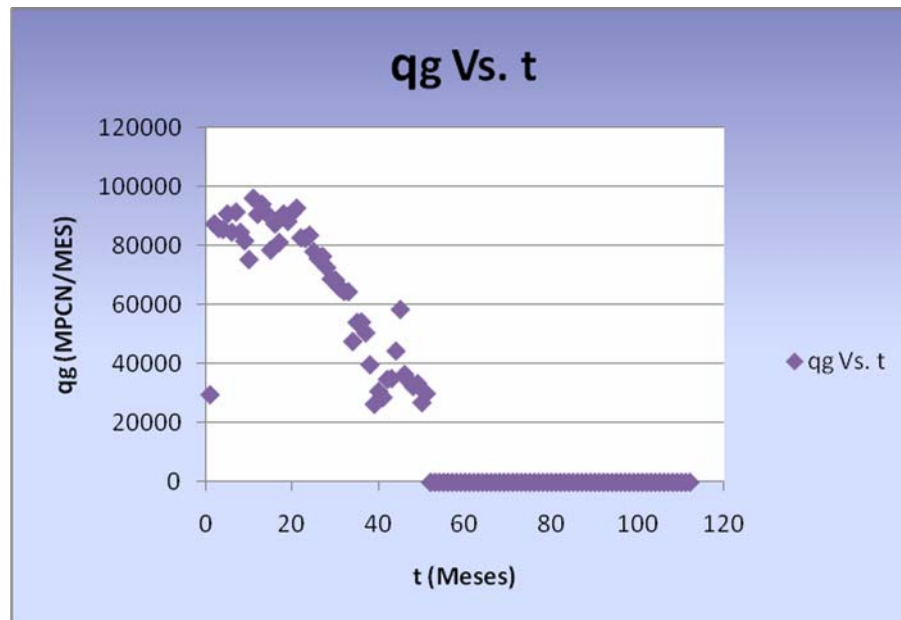
**Fig. N° 4.6 Representación gráfica de la Tasa de Gas ( $q_g$ ) vs. Producción Acumulada ( $G_p$ ) del Pozo Vibora-27.**

### **POZO VIBORA -30**

El Pozo Vibora-30 perteneciente al Yacimiento Petaca B inició su producción el 31-12-1996 con una tasa de gas ( $q_g$ ) de 976,30 MPCN/D (Ver Tabla A.7), hasta el 28-02-2001 alcanzando una tasa de gas ( $q_g$ ) de 987,30 MPCN/D (Ver Tabla A.7).

En la Tabla A.7, se puede observar el historial de producción del Pozo VBR-30 desde el 31-12-1996 hasta el 31-06-2006. Sin embargo, se puede notar que este pozo estuvo en producción hasta el 28-02-2001; quedando cerrado a producción en el período correspondiente a la fecha del 31-03-2001 hasta el 31-06-2006 (final de la producción) (ver figura 4.7) por

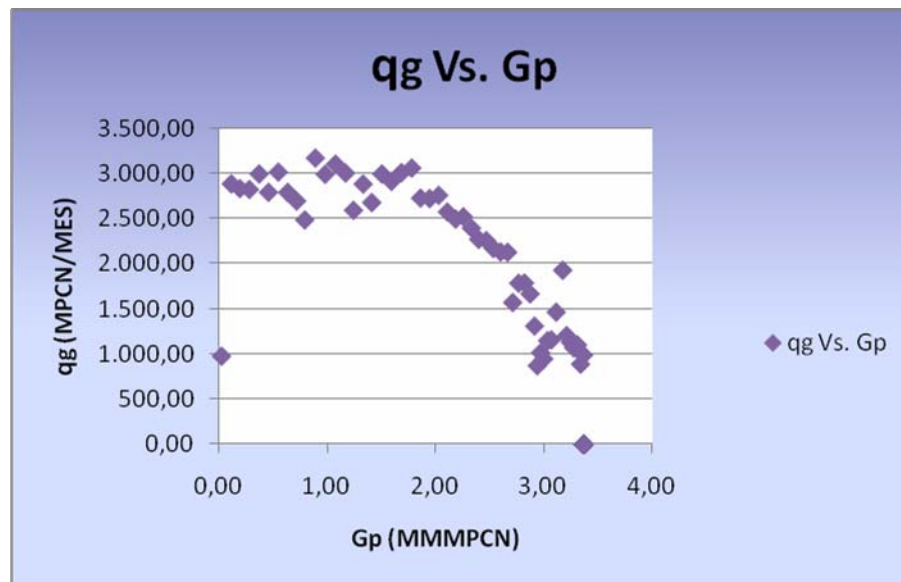
mantenimiento o por cualquier otra razón o problema que se haya presentado.



**Fig. N° 4.7 Representación gráfica de la Tasa de Gas ( $q_g$ ) vs. Tiempo (t) del Pozo Vibora-30.**

La producción acumulada ( $G_p$ ) a la fecha del 31-12-1996 (inicio de la producción) fue de 30.264,00 MPCN alcanzado hasta el final de su producción (28-02-2001) una producción acumulada ( $G_p$ ) de 3.370.729,00 MPCN (Ver Tabla A.7); manteniéndose constante hasta el 31-03-2006, período en el cual el pozo estuvo cerrado a producción.

La Figura 4.8 nos indica el comportamiento de la tasa de gas ( $q_g$ ) con respecto a la producción acumulada ( $G_p$ ), en la cual se puede apreciar que la tasa de producción es estable y observándose con mayor facilidad el periodo de declinación.



**Fig. N° 4.8 Representación gráfica de la Tasa de Gas ( $q_g$ ) vs. Producción Acumulada ( $G_p$ ) del Pozo Vibora-30.**

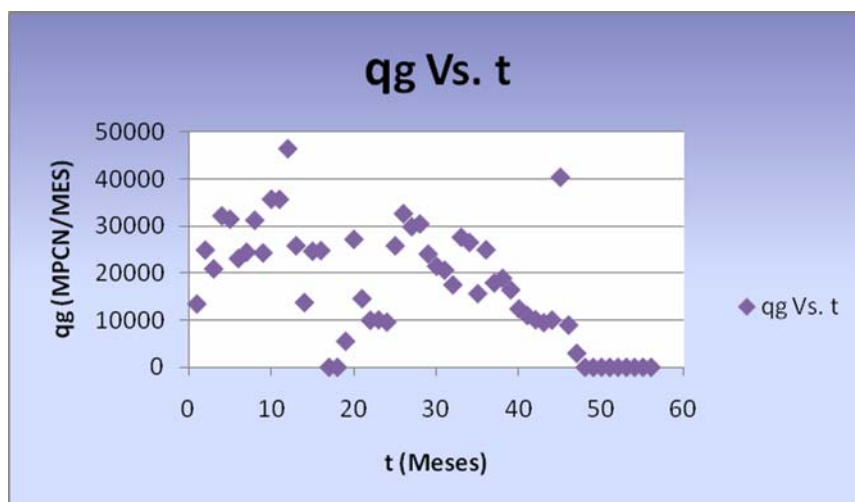
### **POZO VIBORA -32**

El Pozo Vibora-32 perteneciente al Yacimiento Petaca B inició su producción el 31-05-2003 con una tasa de gas ( $q_g$ ) de 441,40 MPCN/D (Ver Tabla A.9) hasta el 31-03-2007 alcanzando una tasa de gas ( $q_g$ ) de 97,80 MPCN/D, presentando una interrupción en su producción desde el 30-09-2004 hasta el 31-10-2004.

El historial de producción del pozo VBR-32 abarca desde la fecha del 31-05-2003 hasta el 31-03-2007 notándose que el mismo estuvo produciendo hasta el 31-03-2007 (Ver Tabla A.9). También se puede observar que no se muestra datos de la tasa de producción en el periodo comprendido del 30-04-2007 hasta el 31-12-2007 (Ver Tabla A.9), esto debido a que el pozo pudo estar cerrado a producción por mantenimiento o por cualquier otra razón o problema que se haya presentado.



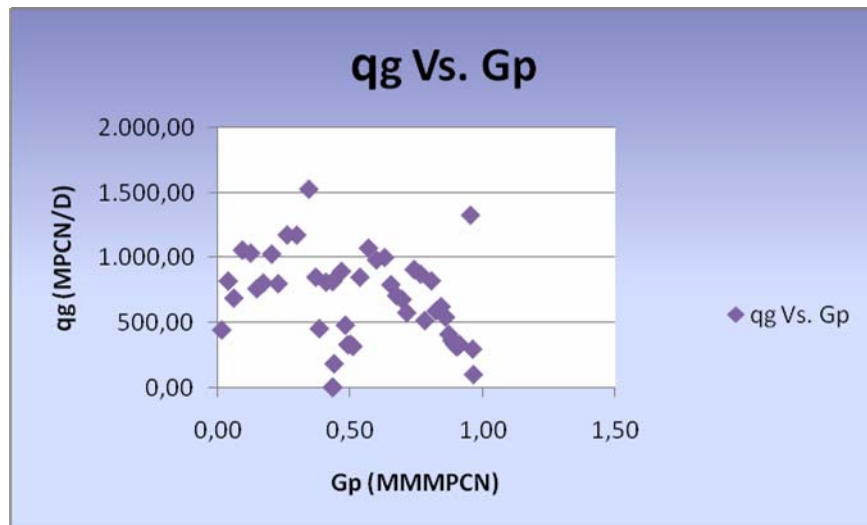
En la Figura 4.9 se puede observar la variación que presenta la Tasa de Gas ( $q_g$ ) con respecto al tiempo ( $t$ ), notándose la interrupción presente (desde el 30-09-2004 hasta el 31-10-2004) y el período en el cual el pozo fue cerrado a producción.



**Fig. N° 4.9 Representación gráfica de la Tasa de Gas ( $q_g$ ) vs. Tiempo ( $t$ ) del Pozo Vibora-32.**

La producción acumulada ( $G_p$ ) a la fecha del 31-05-2003 (inicio de la producción) fue de 13.683,00 MPCN, manteniéndose constantes en el período correspondiente desde el 30-09-2004 hasta el 31-10-2004 donde mostró interrupción durante la producción. A la fecha del 31-03-2007 (al final de la producción) se alcanzó una producción acumulada ( $G_p$ ) de 965.787,40 MPCN manteniéndose constante hasta el 31-12-2007, ya que el mismo no mostró producción desde el 30-04-2007. (Ver Tabla A.9).

La Figura 4.10 nos indica el comportamiento de la tasa de gas ( $q_g$ ) con respecto a la producción acumulada ( $G_p$ ), en la cual se puede apreciar la declinación presente en los tramos donde la tasa de producción es estable.

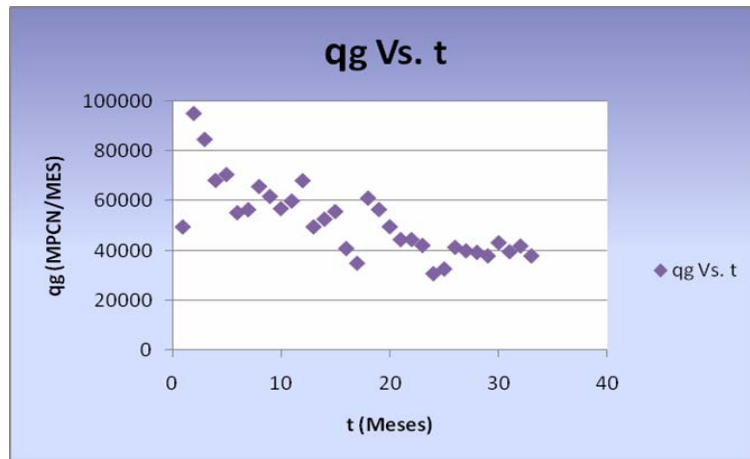


**Fig. N° 4.10 Representación gráfica de la Tasa de Gas ( $q_g$ ) vs. Producción Acumulada ( $G_p$ ) del Pozo Vibora-32.**

#### **POZO VIBORA -12**

El Pozo Vibora-12 perteneciente al Yacimiento Petaca B inició su producción el 31-12-2005 con una tasa de gas ( $q_g$ ) de 1.626,20 MPCN/D, alcanzando para la fecha del 31-08-2008 final de su producción una tasa de gas ( $q_g$ ) de 1.243,00 MPCN/D (Ver Tabla A.11). No se observó interrupción durante su periodo productivo.

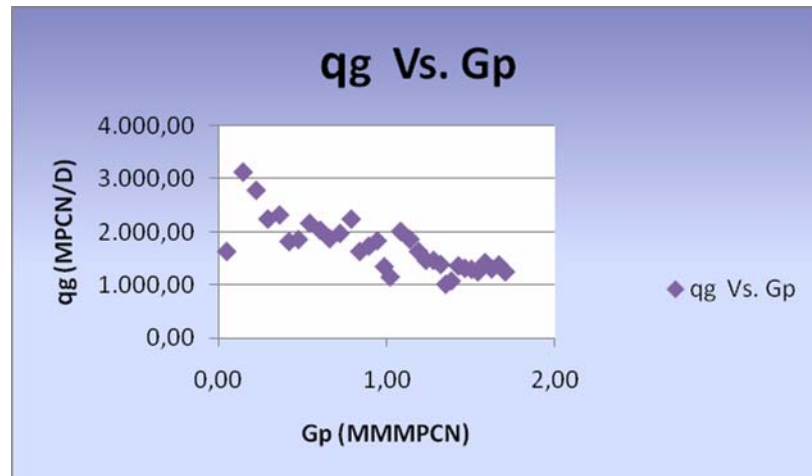
En la Figura 4.11 (gráfico de la Tasa de Gas ( $q_g$ ) vs. Tiempo (t) del Pozo Vibora-12) se puede observar la variación de la declinación durante la producción del pozo



**Fig. N° 4.11 Representación gráfica de la Tasa de Gas ( $q_g$ ) vs. Tiempo (t) del Pozo Vibora-12.**

La producción acumulada ( $G_p$ ) a la fecha del 31-01-1998 (inicio de la producción) fue de 5.045,00 MPCN. A la fecha del 31-08-2008 (al final de la producción) se alcanzó una producción acumulada ( $G_p$ ) de 3.374.496,20 MPCN (Ver Tabla A.11).

La Figura 4.2 nos indica el comportamiento de la tasa de gas ( $q_g$ ) con respecto a la producción acumulada ( $G_p$ ), en la cual se puede apreciar la declinación presente en los tramos donde la tasa de producción es estable.

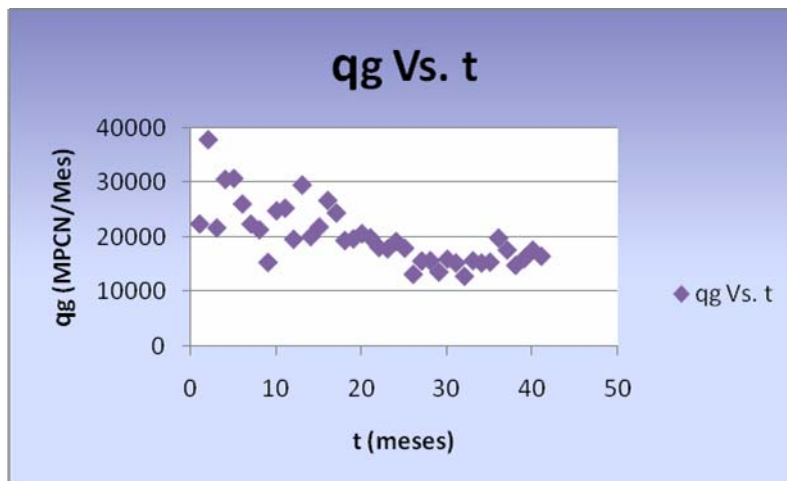


**Fig. N° 4.12 Representación gráfica de la Tasa de Gas ( $q_g$ ) vs. Producción Acumulada ( $G_p$ ) del Pozo Vibora-12.**

#### **POZO VIBORA -05**

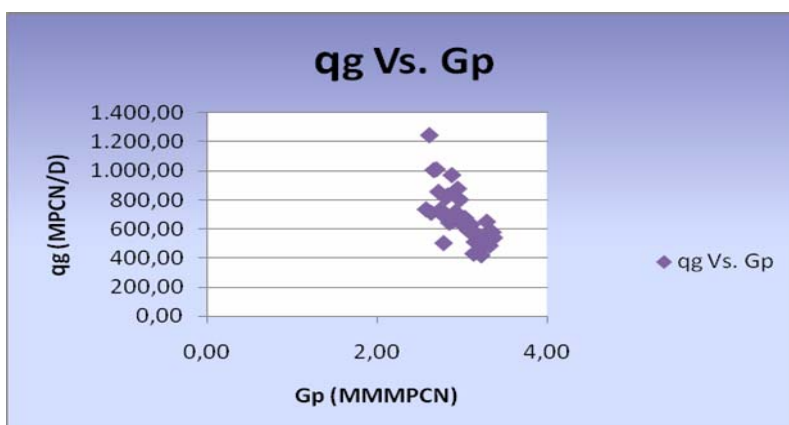
Los valores seleccionados para las gráficas de la tasa de gas ( $q_g$ ) vs. Tiempo ( $t$ ) (Ver Figura 4.13) y de la tasa de gas ( $q_g$ ) vs. Producción Acumulada ( $G_p$ ) (Ver Figura 4.14), son los pertenecientes a los datos de producción que presentaron mayor continuidad y menor interrupción durante su período productivo; y así poder extrapolar las curvas de declinación con cierto grado de exactitud.

Para realizar el gráfico de tasa de gas ( $q_g$ ) vs tiempo ( $t$ ) (Ver figura 4.13) se escogieron los datos de producción correspondientes al periodo del 30-04-2005 hasta el 31-08-2008 (Ver Tabla B.1), observándose así la continuidad de la declinación con mayor exactitud.



**Fig. N° 4.13 Representación gráfica de la tasa de gas ( $q_g$ ) vs. Tiempo (t) del período seleccionado del Pozo Vibora-05.**

En la figura 4.14 (tasa de gas ( $q_g$ ) vs. Producción Acumulada ( $G_p$ )) se puede observar que al inicio del periodo de producción seleccionado de fecha 30-04-2005 se tiene una producción acumulada ( $G_p$ ) de 2.571.942,00 MPCN, alcanzándose así para el final de la producción (31-08-2008) un acumulado ( $G_p$ ) de 3.374.496,20 MPCN. (Ver Tabla B.1); observándose de una forma más clara la tendencia de la declinación.

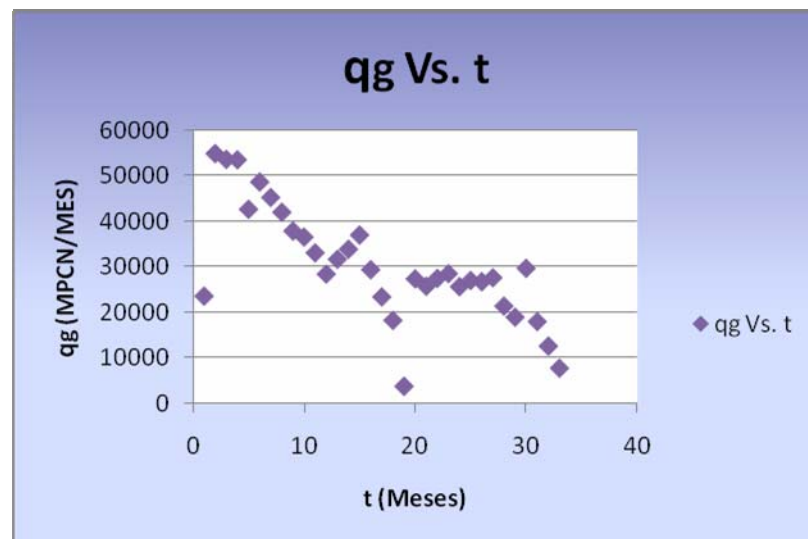


**Fig. N° 4.14 Representación gráfica de la tasa de gas ( $q_g$ ) vs. Producción Acumulada ( $G_p$ ) del período seleccionado del Pozo Vibora-05.**

### POZO VIBORA -27

Los valores seleccionados para las gráficas de la tasa de gas ( $q_g$ ) vs. Tiempo ( $t$ ) (Ver Figura 4.15) y de la tasa de gas ( $q_g$ ) vs. Producción Acumulada ( $G_p$ ) (Ver Figura 4.16), son los pertenecientes a los datos de producción que presentaron mayor continuidad y menor interrupción durante su período productivo; y así poder extrapolar las curvas de declinación con cierto grado de exactitud.

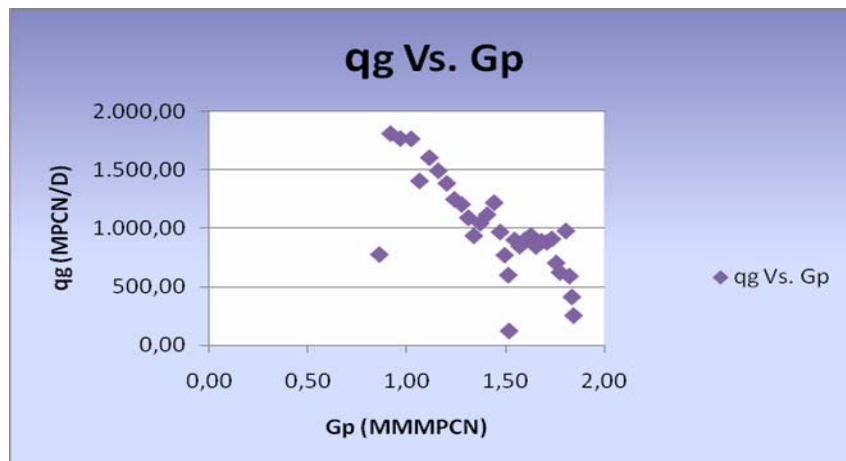
Para realizar el gráfico de tasa de gas ( $q_g$ ) vs tiempo ( $t$ ) (Ver figura 4.15) se escogieron los datos de producción correspondientes al periodo del 31-12-2002 hasta el 31-08-2005 (Ver Tabla B.2), observándose así la continuidad de la declinación con mayor exactitud.



**Fig. N° 4.15 Representación gráfica de la tasa de gas ( $q_g$ ) vs. Tiempo ( $t$ ) del período seleccionado del Pozo Vibora-27.**

En la figura 4.16 (tasa de gas ( $q_g$ ) vs. Producción Acumulada ( $G_p$ )) se puede observar que al inicio del periodo de producción seleccionado de

fecha 31-12-2002 se tiene una producción acumulada ( $G_p$ ) de 864.728,00 MPCN, alcanzándose así para el final de la producción (31-08-2005) un acumulado ( $G_p$ ) de 1.844.042,00 MPCN. (Ver Tabla B.2); observándose de una forma más clara la tendencia de la declinación.



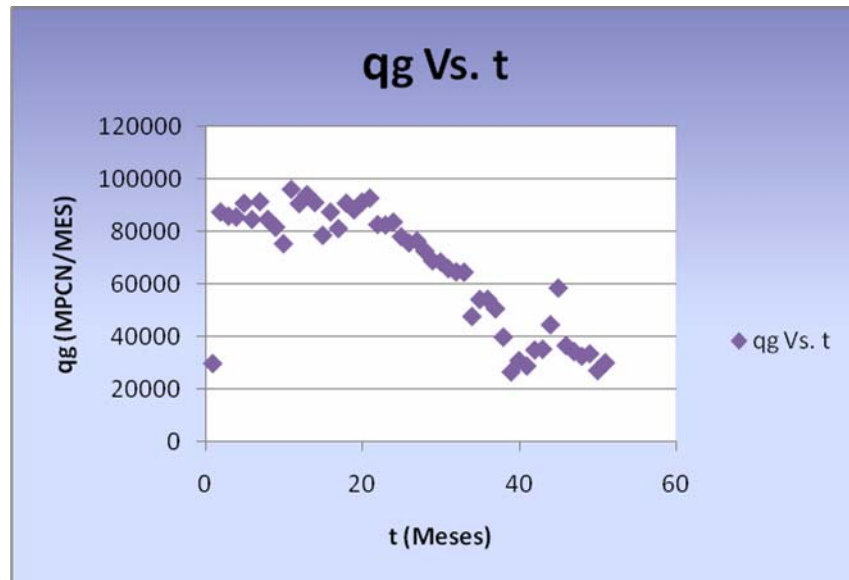
**Fig. N° 4.16 Representación gráfica de la tasa de gas ( $q_g$ ) vs. Producción Acumulada ( $G_p$ ) del período seleccionado del Pozo Vibora-27.**

#### **POZO VIBORA -30**

Los valores seleccionados para las gráficas de la tasa de gas ( $q_g$ ) vs. Tiempo ( $t$ ) (Ver Figura 4.17) y de la tasa de gas ( $q_g$ ) vs. Producción Acumulada ( $G_p$ ) (Ver Figura 4.18), son los pertenecientes a los datos de producción que presentaron mayor continuidad y menor interrupción durante su período productivo; y así poder extrapolar las curvas de declinación con cierto grado de exactitud.

Para realizar el gráfico de tasa de gas ( $q_g$ ) vs tiempo ( $t$ ) (Ver figura 4.18) se escogieron los datos de producción correspondientes al periodo del

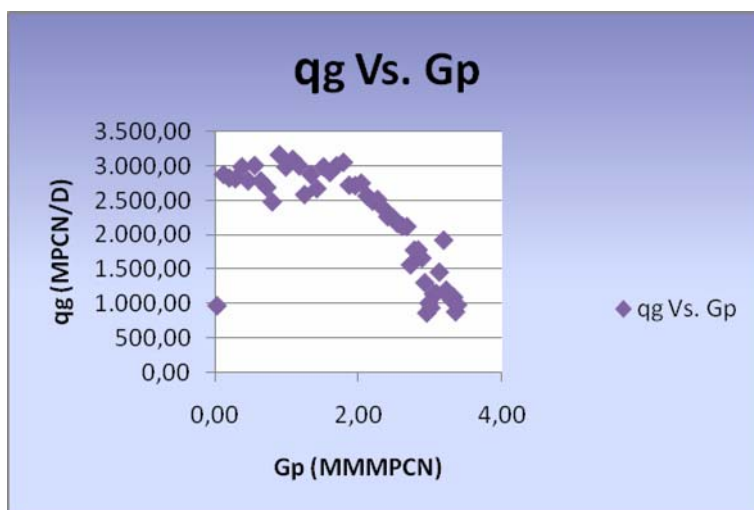
31-12-1996 hasta el 28-02-2001 (Ver Tabla B.3), observándose así la continuidad de la declinación con mayor exactitud.



**Fig. N° 4.17 Representación gráfica de la tasa de gas ( $q_g$ ) vs. Tiempo (t) del período seleccionado del Pozo Vibora-30.**

En la figura 4.18 (tasa de gas ( $q_g$ ) vs. Producción Acumulada ( $G_p$ )) se puede observar que al inicio del periodo de producción seleccionado de fecha 31-12-1996 se tiene una producción acumulada ( $G_p$ ) de 30.264,00 MPCN, alcanzándose así para el final de la producción (28-02-2001) un acumulado ( $G_p$ ) de 3.370.729,00 MPCN. (Ver Tabla B.3); observándose de una forma más clara la tendencia de la declinación.



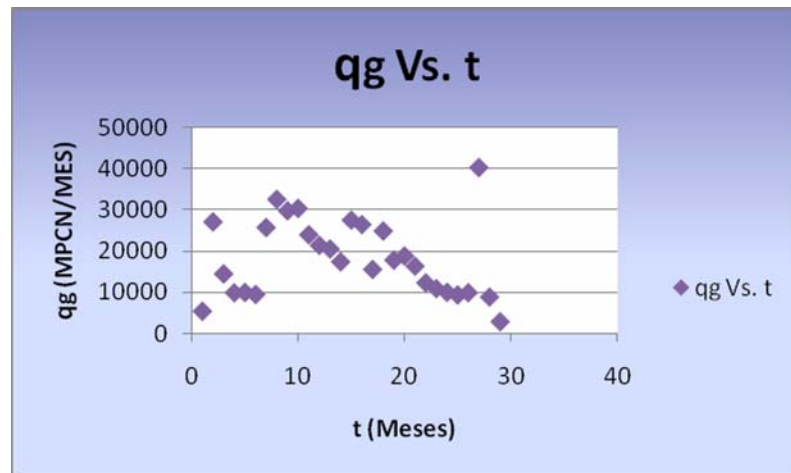


**Fig. N° 4.18 Representación gráfica de la tasa de gas ( $q_g$ ) vs. Producción Acumulada ( $G_p$ ) del período seleccionado del Pozo Vibora-30.**

### **POZO VIBORA -32**

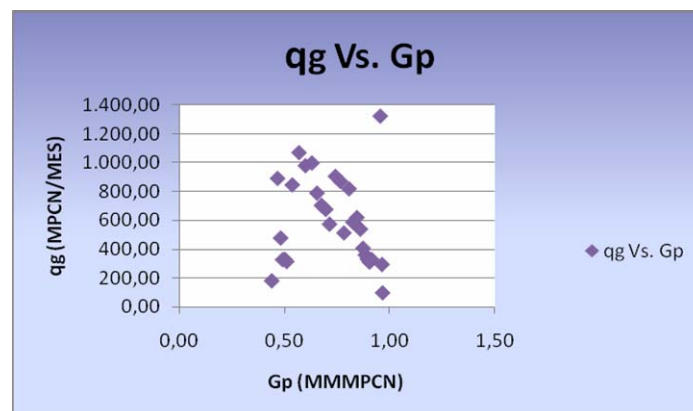
Los valores seleccionados para las gráficas de la tasa de gas ( $q_g$ ) vs. Tiempo ( $t$ ) (Ver Figura 4.19) y de la tasa de gas ( $q_g$ ) vs. Producción Acumulada ( $G_p$ ) (Ver Figura 4.20), son los pertenecientes a los datos de producción que presentaron mayor continuidad y menor interrupción durante su período productivo; y así poder extrapolar las curvas de declinación con cierto grado de exactitud.

Para realizar el gráfico de tasa de gas ( $q_g$ ) vs tiempo ( $t$ ) (Ver figura 4.19) se escogieron los datos de producción correspondientes al periodo del 30-11-2004 hasta el 31-03-2007 (Ver Tabla B.4), observándose así la continuidad de la declinación con mayor exactitud.



**Fig. N° 4.19 Representación gráfica de la tasa de gas ( $q_g$ ) vs. Tiempo (t) del período seleccionado del Pozo Vibora-32.**

En la figura 4.20 (tasa de gas ( $q_g$ ) vs. Producción Acumulada ( $G_p$ )) se puede observar que al inicio del periodo de producción seleccionado de fecha 30-11-2004 se tiene una producción acumulada ( $G_p$ ) de 438.832,00 MPCN, alcanzándose así para el final de la producción (31-03-2007) un acumulado ( $G_p$ ) de 965.787,40 MPCN. (Ver Tabla B.4); observándose de una forma más clara la tendencia de la declinación.



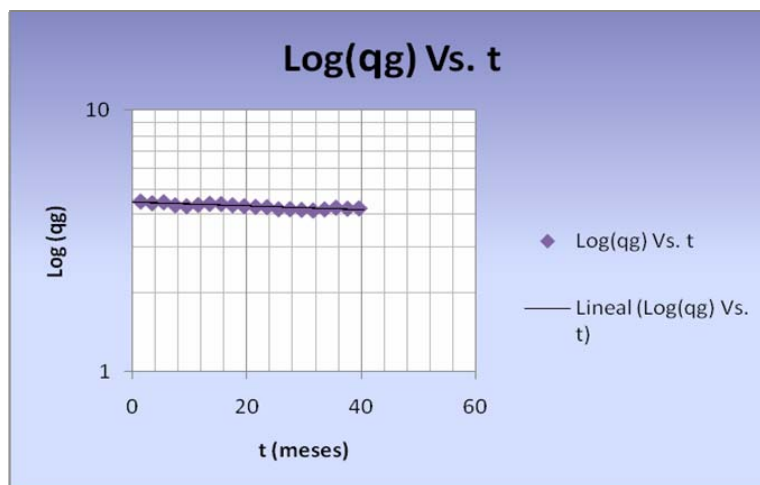
**Fig. N° 4.20 Representación gráfica de la tasa de gas ( $q_g$ ) vs. Producción Acumulada ( $G_p$ ) del período seleccionado del Pozo Vibora-32.**

**NOTA:** Para los Pozos VBR-10 y VBR-12 no se realizaron los gráficos de tasa de producción de gas ( $q_g$ ) Vs Tiempo (t), y tasa de producción de gas ( $q_g$ ) Vs Producción Acumulada (Gp) para un período seleccionado, ya que se utilizó todo su historial de producción por no presentar interrupciones en el mismo.

### POZO VIBORA -05

Una vez seleccionado el período a estudiar se procedió a suavizar la curva de declinación, para así poder diferenciar el tipo de declinación presente. (Ver Tabla B.5)

El reconocimiento del Tipo de Declinación se realizó al graficar el Logaritmo de la tasa ( $\text{Log } q_g$ ) vs. Tiempo (t) (Ver Figura 4.21), observándose que la tendencia lineal indica que la declinación es de Tipo Exponencial, ya que la caída de producción por unidad de tiempo es una función constante de la tasa de producción. Cabe destacar, que este tipo de declinación de producción es el más común en los campos de gas.

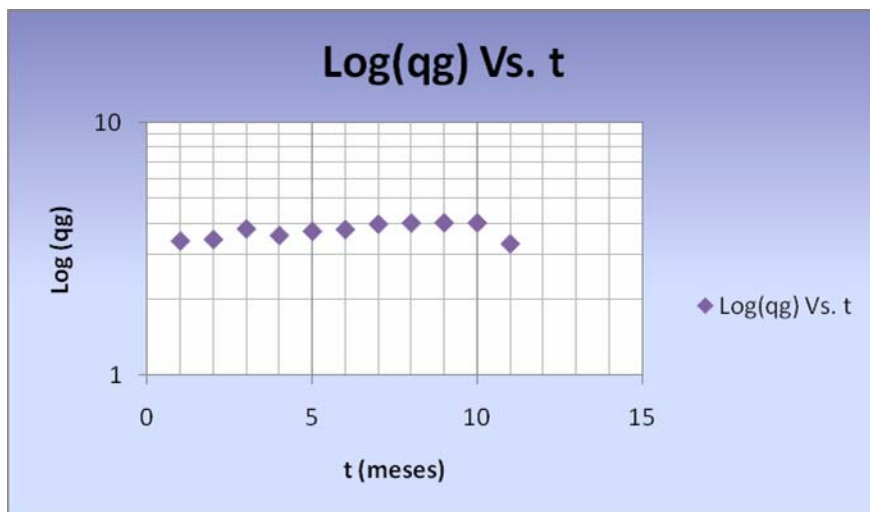


**Fig. N° 4.21 Representación gráfica de  $\text{Log } (q_g)$  vs. Tiempo (t) del periodo de producción seleccionado del Pozo VBR-05.**

### POZO VIBORA -10

Una vez seleccionado el período a estudiar se procedió a suavizar la curva de declinación, para así poder diferenciar el tipo de declinación presente. (Ver Tabla B.6)

En el gráfico del Logaritmo de la tasa de gas ( $\text{Log}(q_g)$ ) con respecto al tiempo ( $t$ ) (Ver Figura 4.22) se puede observar que el comportamiento no corresponde a ninguno de los tipos de declinación en estudio (exponencial, hiperbólica y armónica) tomando en consideración la Figura 2.4, la cual nos muestra las características principales que presentan cada uno de los tipos de declinación, permitiendo seleccionar que modelo de declinación de la tasa de producción es el apropiado.

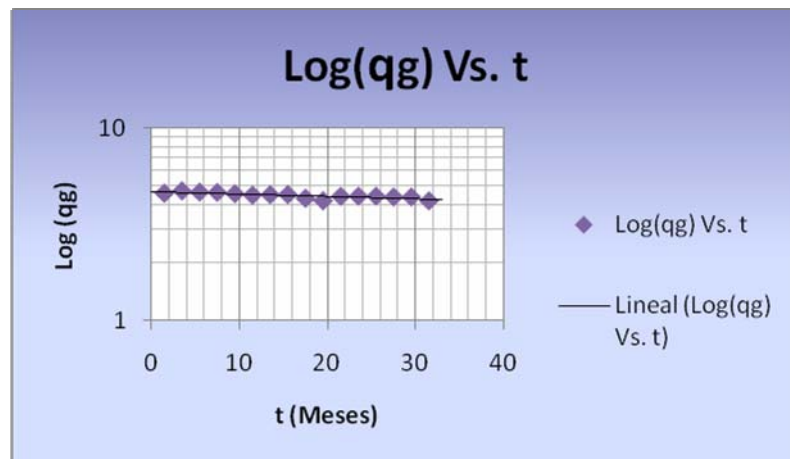


**Fig. N° 4.22 Representación gráfica de  $\text{Log}(q_g)$  vs. Tiempo ( $t$ ) del periodo de producción del Pozo VBR-10.**

### POZO VIBORA -27

Una vez seleccionado el período a estudiar se procedió a suavizar la curva de declinación, para así poder diferenciar el tipo de declinación presente. (Ver Tabla B.7)

Al graficar Logaritmo de la tasa ( $\text{Log } q_g$ ) vs. Tiempo ( $t$ ) del Pozo VBR-27 se puede observar que la declinación presente en el mismo es de Tipo Exponencial (Ver Figura 4.23), ya que muestra un comportamiento lineal característico de este tipo de declinación; así mismo se puede notar que la variación de la declinación de la tasa de producción es mínima, llegándose a considerar constante.

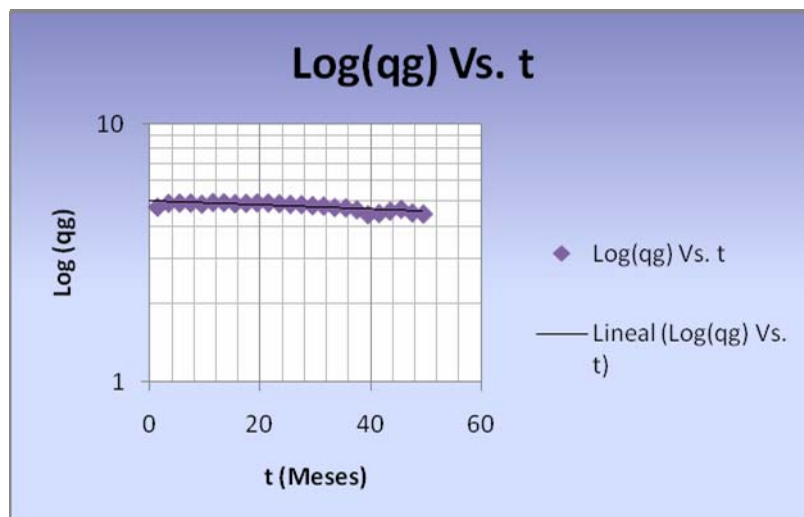


**Fig. N° 4.23 Representación gráfica de  $\text{Log } (q_g)$  vs. Tiempo ( $t$ ) del periodo de producción seleccionado del Pozo VBR-27.**

### POZO VIBORA -30

Una vez seleccionado el período a estudiar se procedió a suavizar la curva de declinación, para así poder diferenciar el tipo de declinación presente. (Ver Tabla B.8)

La Figura 4.24 (gráfico del Logaritmo de la tasa ( $\text{Log } q_g$ ) vs. Tiempo ( $t$ )) muestra una declinación de tipo Exponencial, ya que el resultado es una línea recta con pendiente negativa, característica propia de este tipo de declinación al graficar en escala semi-logarítmica. Así mismo, se puede observar una mínima variación en la declinación.

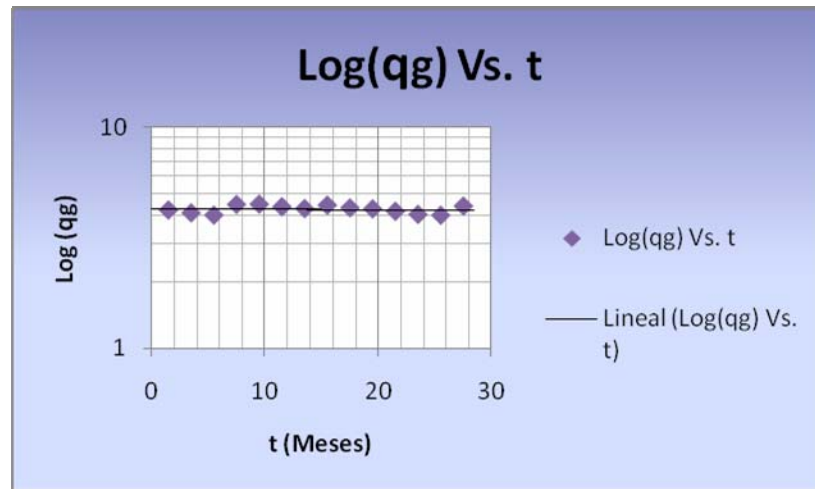


**Fig. N° 4.24 Representación gráfica de Log ( $q_g$ ) vs. Tiempo ( $t$ ) del periodo de producción seleccionado del Pozo VBR-30.**

### **POZO VIBORA -32**

Una vez seleccionado el período a estudiar se procedió a suavizar la curva de declinación, para así poder diferenciar el tipo de declinación presente. (Ver Tabla B.9)

Para reconocer el Tipo de Declinación en este pozo se procedió a graficar la tasa de gas ( $q_g$ ) vs. Tiempo ( $t$ ) en escala semi-logarítmica (Ver Figura 4.25), dando como resultado una tendencia lineal con poca variación en la declinación. Se puede observar que la declinación es de Tipo Exponencial, ya que presenta las características de este tipo de declinación.

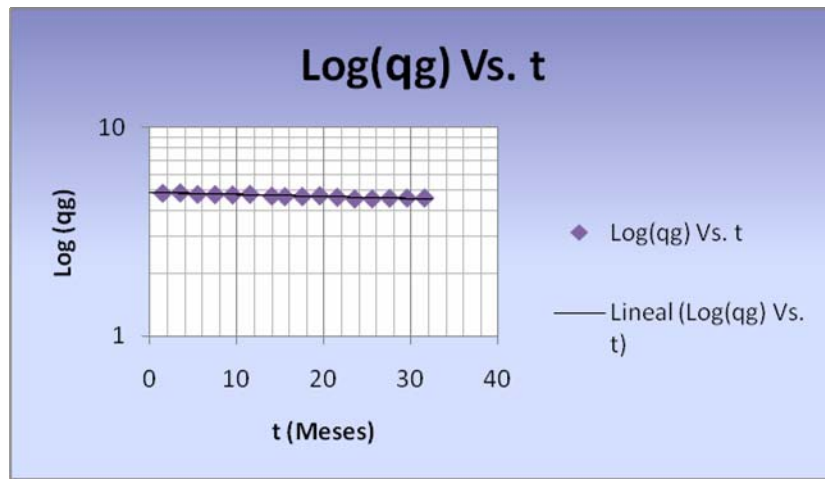


**Fig. N° 4.25 Representación gráfica de Log ( $q_g$ ) vs. Tiempo (t) del periodo de producción seleccionado del Pozo VBR-32.**

#### **POZO VIBORA -12**

Una vez seleccionado el período a estudiar se procedió a suavizar la curva de declinación, para así poder diferenciar el tipo de declinación presente. (Ver Tabla B.10)

Al graficar el Logaritmo de la tasa ( $\text{Log } q_g$ ) vs. Tiempo (t) (Ver Figura 4.26), el comportamiento obtenido es el característico a la declinación de tipo exponencial, ya que la caída de producción con respecto al tiempo es una función constante de la tasa de producción.



**Fig. N° 4.26 Representación gráfica de Log ( $q_g$ ) vs. Tiempo (t) del periodo de producción del Pozo VBR-12.**

La declinación obtenida para los Pozos VBR-05, VBR-27, VBR-30, VBR-32 y VBR-12 es la del Tipo Exponencial, siendo esta la más simple en comparación con la declinación Hiperbólica y Armónica, y presenta un ajuste matemático más sencillo.

Muchos pozos y campos actualmente presentan una declinación de tipo exponencial durante una gran porción de su vida productiva, y solo se desvían de este comportamiento al final de su agotamiento.

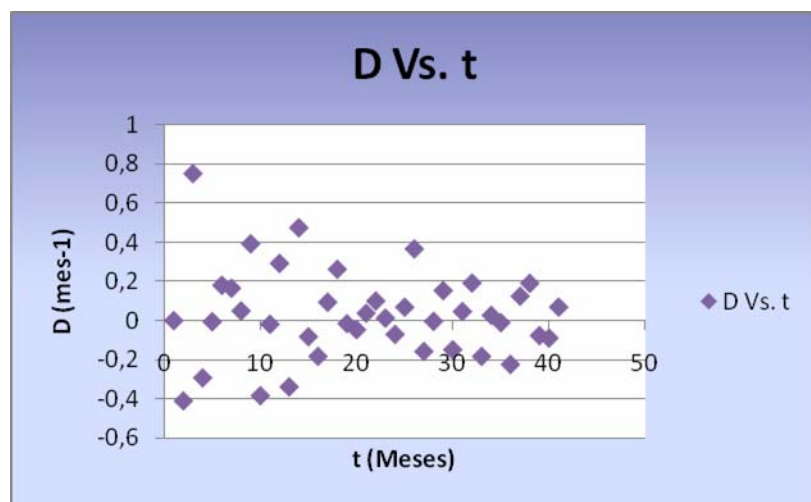
El Pozo VBR-10 presentó un comportamiento diferente al que presentan los tipos de declinación en estudio (Exponencial, Hiperbólica y Armónica), lo cual puede deberse a los diferentes factores que afectan la historia de producción o a que no se cuenta con suficiente información para poder dar con el factor exacto que nos permite obtener los resultados esperados. Cabe destacar, que este método es empírico y no se basa en principios físicos que permiten una explicación más clara.



### POZO VIBORA -05

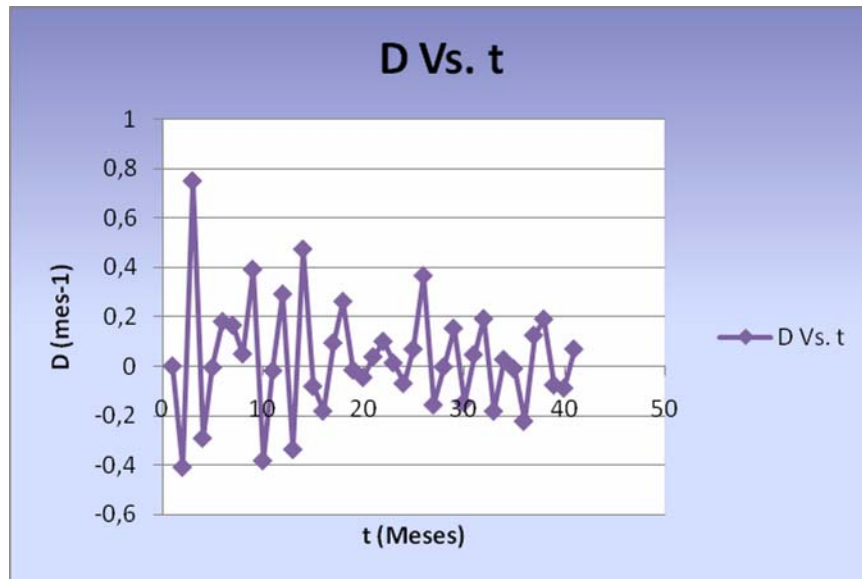
Para corroborar que la Declinación del Pozo VBR-05 es de Tipo Exponencial se calculan las declinaciones nominales mensuales (D) por medio de la ecuación correspondiente a dicha declinación. (Ver Ecuación 2.23).

La Figura 4.27 representa la gráfica de los valores calculados de la Declinación Nominal mensual (D) con respecto al Tiempo (t), donde puede observarse que los valores oscilan entre  $-0,408 \text{ mes}^{-1}$  y  $0,748 \text{ mes}^{-1}$ . Sin embargo la mayor cantidad de puntos se encuentran entre 0 y 0,2.



**Fig. N° 4.27 Representación gráfica de la Declinación Nominal mensual (D) vs. Tiempo (t) del Pozo Vibora-05**

En la Figura 4.28 se muestra la variación de la declinación nominal mensual (D) con respecto al tiempo (t) cuyos valores se pueden observar en la Tabla C.1. Se puede observar también que la declinación nominal mensual oscila alrededor de un valor promedio de  $0,032 \text{ mes}^{-1}$ .

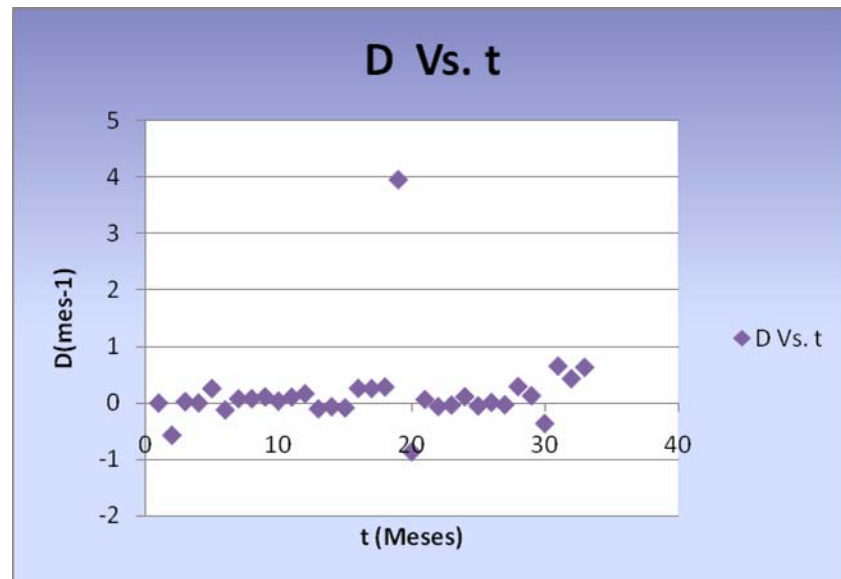


**Fig. N° 4.28 Variación de la declinación nominal mensual**

### **POZO VIBORA -27**

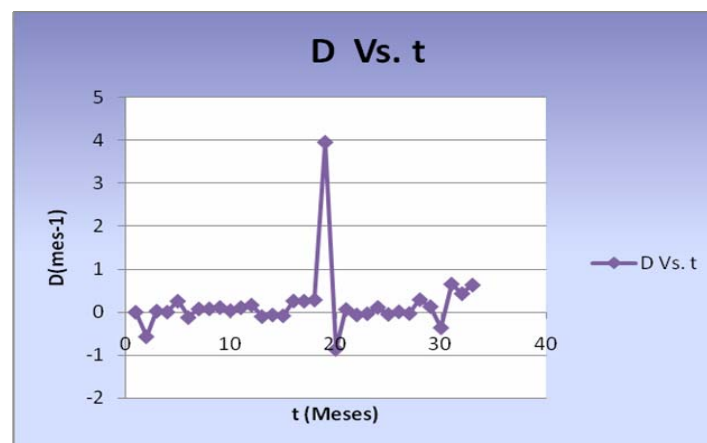
Para corroborar que la Declinación del Pozo VBR-27 es de Tipo Exponencial se calculan las declinaciones nominales mensuales (D) por medio de la ecuación correspondiente a dicha declinación. (Ver Ecuación 2.23).

La Figura 4.29 representa la gráfica de los valores calculados de la Declinación Nominal mensual (D) con respecto al Tiempo (t), donde puede observarse que los valores oscilan entre  $-0,865 \text{ mes}^{-1}$  y  $3,960 \text{ mes}^{-1}$ . Sin embargo la mayor cantidad de puntos se encuentran entre 0 y 0,3.



**Fig. N° 4.29 Representación gráfica de la Declinación Nominal mensual (D) vs. Tiempo (t) del Pozo Vibora-27**

En la Figura 4.30 se muestra la variación de la declinación nominal mensual (D) con respecto al tiempo (t) cuyos valores se pueden observar en la Tabla C.3. Se puede observar también que la declinación nominal mensual oscila alrededor de un valor promedio de  $0,174 \text{ mes}^{-1}$ .

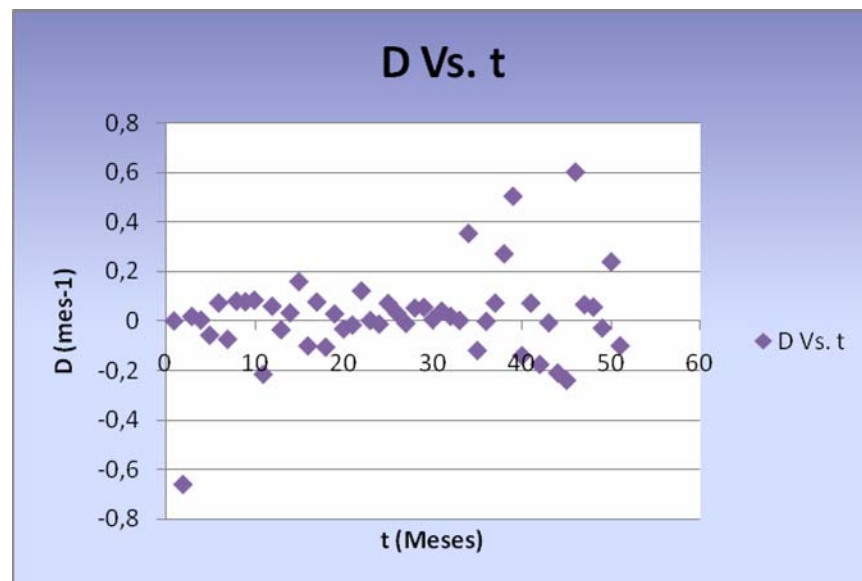


**Fig. N° 4.30 Variación de la declinación nominal mensual**

### POZO VIBORA -30

Para corroborar que la Declinación del Pozo VBR-30 es de Tipo Exponencial se calculan las declinaciones nominales mensuales (D) por medio de la ecuación correspondiente a dicha declinación. (Ver Ecuación 2.23).

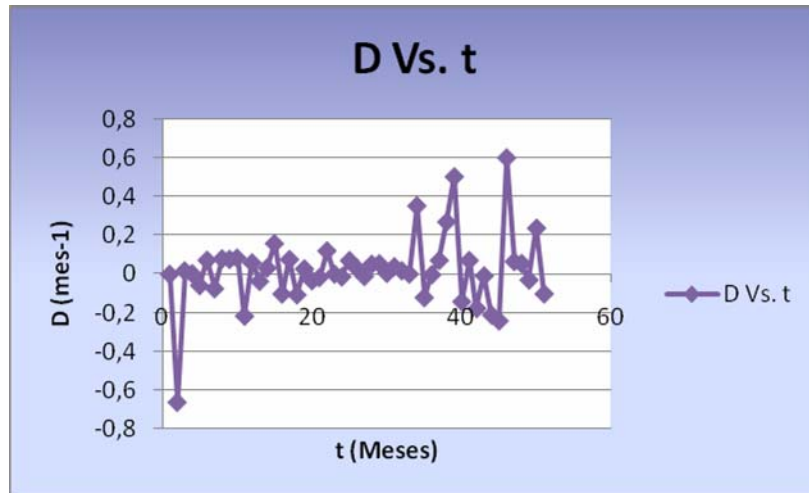
La Figura 4.31 representa la gráfica de los valores calculados de la Declinación Nominal mensual (D) con respecto al Tiempo (t), donde puede observarse que los valores oscilan entre  $-0,661 \text{ mes}^{-1}$  y  $0,504 \text{ mes}^{-1}$ . Sin embargo la mayor cantidad de puntos se encuentran entre 0 y 0,1.



**Fig. N° 4.31 Representación gráfica de la Declinación Nominal mensual (D) vs. Tiempo (t) del Pozo Vibora-30**

En la Figura 4.32 se muestra la variación de la declinación nominal mensual (D) con respecto al tiempo (t) cuyos valores se pueden observar en

la Tabla C.4. Se puede observar también que la declinación nominal mensual oscila alrededor de un valor promedio de  $0,019 \text{ mes}^{-1}$ .

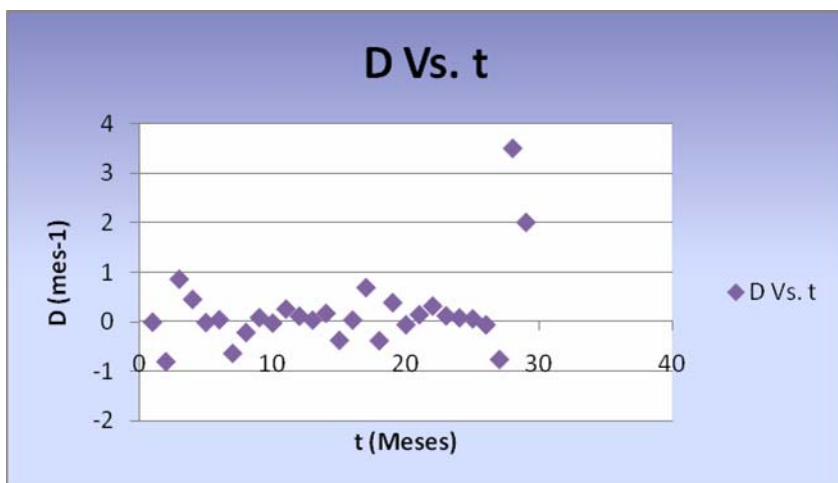


**Fig. N° 4.32 Variación de la declinación nominal mensual**

### **POZO VIBORA -32**

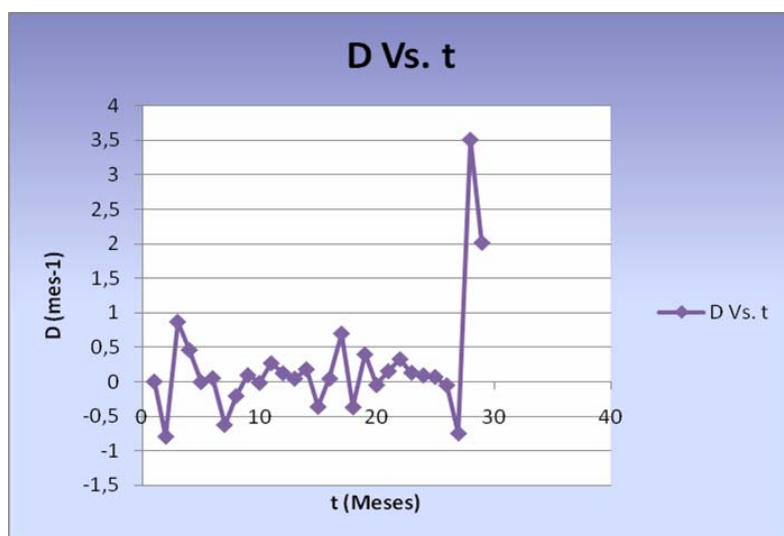
Para corroborar que la Declinación del Pozo VBR-32 es de Tipo Exponencial se calculan las declinaciones nominales mensuales (D) por medio de la ecuación correspondiente a dicha declinación. (Ver Ecuación 2.23).

La Figura 4.33 representa la gráfica de los valores calculados de la Declinación Nominal mensual (D) con respecto al Tiempo (t), donde puede observarse que los valores oscilan entre  $-0,796 \text{ mes}^{-1}$  y  $3,500 \text{ mes}^{-1}$ . Sin embargo la mayor cantidad de puntos se encuentran entre 0 y 0,2.



**Fig. N°4.33 Representación gráfica de la Declinación Nominal mensual (D) vs. Tiempo (t) del Pozo Vibora-32**

En la Figura 4.34 se muestra la variación de la declinación nominal mensual (D) con respecto al tiempo (t) cuyos valores se pueden observar en la Tabla C.5. Se puede observar también que la declinación nominal mensual oscila alrededor de un valor promedio de  $0,221 \text{ mes}^{-1}$ .

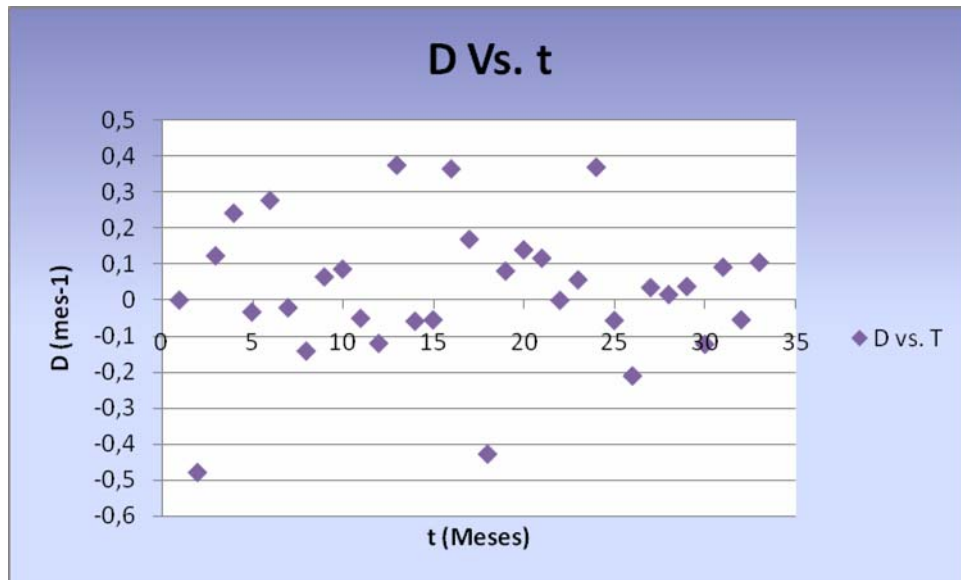


**Fig. N° 4.34 Variación de la declinación nominal mensual**

## POZO VIBORA -12

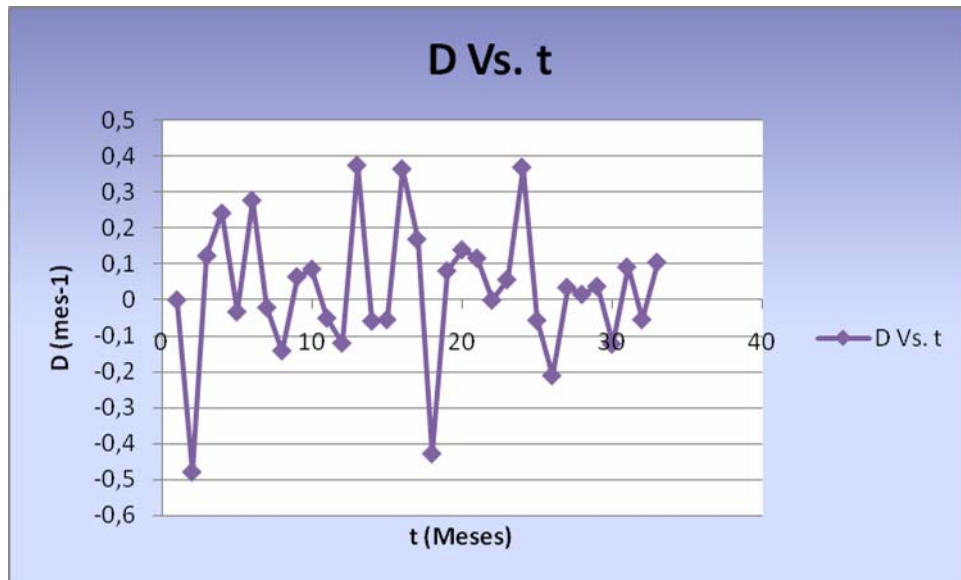
Para corroborar que la Declinación del Pozo VBR-12 es de Tipo Exponencial se calculan las declinaciones nominales mensuales (D) por medio de la ecuación correspondiente a dicha declinación. (Ver Ecuación 2.23).

La Figura 4.35 representa la gráfica de los valores calculados de la Declinación Nominal mensual (D) con respecto al Tiempo (t), donde puede observarse que los valores oscilan entre  $-0,479 \text{ mes}^{-1}$  y  $10,336 \text{ mes}^{-1}$ . Sin embargo la mayor cantidad de puntos se encuentran entre 0 y 0,3.



**Fig. N° 4.35 Representación gráfica de la Declinación Nominal mensual (D) vs. Tiempo (t) del Pozo Vibora-12**

En la Figura 4.36 se muestra la variación de la declinación nominal mensual (D) con respecto al tiempo (t) cuyos valores se pueden observar en la Tabla C.6. Se puede observar también que la declinación nominal mensual oscila alrededor de un valor promedio de  $0,323 \text{ mes}^{-1}$ .



**Fig. N° 4.36 Variación de la declinación nominal mensual**

Para el Pozo VBR-10 no se realiza el gráfico de declinación nominal de producción (D) con respecto al tiempo (t), debido a que los resultados no arrojaron valores correspondientes a los tipos de declinación en estudio (Exponencial, Hiperbólica, Armónica). Sin embargo, se realizaron los cálculos para el tipo de declinación hiperbólica a fin de verificar que la declinación no se adaptara a este caso. (Ver Tabla C.2). Cabe destacar, que no se realizaron cálculos para la declinación de tipo armónica debido a que muy pocos yacimientos presentan este tipo de declinación.

En las tablas que se muestran a continuación (tablas desde la 4.1 hasta la 4.5) se observan los valores de declinación obtenidos tanto aritmético como gráfico.

El valor de declinación promedio fue obtenido por medio de la siguiente ecuación:



$$\frac{\sum_{i=2}^n Di}{n-1}$$

Ec. 2.75

El valor de declinación a través de la pendiente de la recta se obtuvo de los gráficos Logaritmo de la Tasa (Log Qg) vs Tiempo (T) (figuras 4.23, 4.25, 4.26, 4.27, 4.28), mediante la siguiente ecuación:

$$m = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1}$$

Ec. 2.76

#### POZO VIBORA -05

Tabla N° 4.1 Valores de D obtenidos

	Promedio (1)	m de la recta (2)
D (Mes <sup>-1</sup> )	0,032	0,028

#### POZO VIBORA -27

Tabla N° 4.2 Valores de D obtenidos

	Promedio (1)	m de la recta (2)
D (Mes <sup>-1</sup> )	0,174	0,020

**POZO VIBORA -30****Tabla N° 4.3 Valores de D obtenidos**

	Promedio (1)	m de la recta (2)
<b>D (Mes<sup>-1</sup>)</b>	0,019	0,038

**POZO VIBORA -32****Tabla N° 4.4 Valores de D obtenidos**

	Promedio (1)	m de la recta (2)
<b>D (Mes<sup>-1</sup>)</b>	0,221	0,052

**POZO VIBORA -12****Tabla N° 4.5 Valores de D obtenidos**

	Promedio (1)	m de la recta (2)
<b>D (Mes<sup>-1</sup>)</b>	0,323	0,038

Los valores de la Declinación Nominal de la Tasa de Producción (D) que se obtuvieron, se muestran en las tablas desde la 4.1 hasta la 4.5. Se pueden observar diferencias entre los valores obtenidos de manera aritmética con los obtenidos de forma gráfica. Para este estudio se consideraron los valores promedios, ya que fueron obtenidos a través de ecuaciones las cuales tienen mayor grado de exactitud con respecto al método gráfico.

Una vez calculados los valores de la Declinación Nominal Mensual se pudo corroborar que estos pozos (VBR-05, VBR-27, VBR-30, VBR-32, VBR-

12) presentan una declinación de Tipo Exponencial, ya que en las tablas C.1, C.3, C.4, C.5 y C.6 se pueden observar que estos valores presentan poca variación.

Los resultados de declinación obtenidos son una aproximación de los valores reales del comportamiento de producción, ya que las curvas de declinación son de naturaleza empírica, no se consideran los factores que intervienen en la pérdida de la capacidad de producción de los pozos.

Las declinaciones obtenidas a través del estudio individual de los pozos son la base fundamental para establecer la declinación del yacimiento, ya que por la ponderación usando la producción acumulada de gas durante el periodo estudiado se logra establecer dichas declinaciones.

#### **4.2 Método de las Curvas Tipo Fetkovich.**

Este método permite determinar de una manera más fácil los diferentes tipos de declinación presentes en el yacimiento. A través de la aplicación del método de curvas tipo Fetkovich se pueden analizar las declinaciones del comportamiento de los pozos individualmente; identificándose así el tipo de curva de declinación mediante el cotejo de la producción.

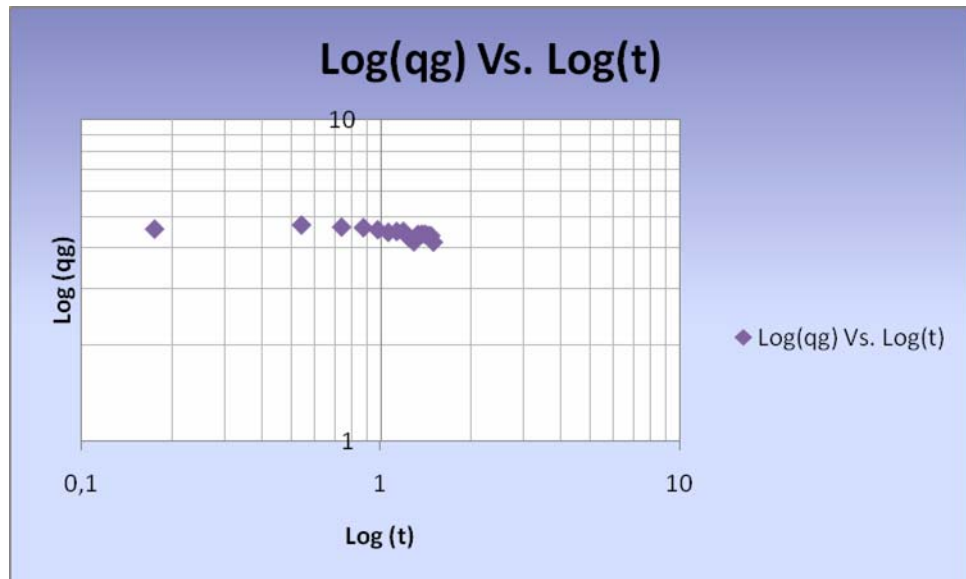
Este método se basa en el cotejo de la declinación de producción del gráfico Log-Log de la tasa de gas ( $\text{Log}(q_g)$ ) Vs. Tiempo ( $t$ ), con las curvas tipo Fetkovich (Ver figura 2.5), las cuales se fundamenta realizando el siguiente procedimiento:

- Graficar la tasa de gas ( $q_g$ ) vs el tiempo acumulado en escala Log-Log, usando la misma escala y el número de ciclos de la curva tipo de Fetkovich.
- Cotejar los datos de producción, que mejor se ajuste a la curva. Esto se logra moviendo horizontalmente y en forma vertical, de tal manera que se ajuste el mejor comportamiento a la curva tipo, y así encontrar en la curva el régimen de flujo estable, el cual es caracterizado por la constante de declinación "b", representando este el parámetro que define el tipo de declinación del pozo.

En las figuras que se muestran a continuación se observa el comportamiento de la tasa de gas ( $q_g$ ) Vs. el tiempo, en escala Log-Log; usando la misma escala y el número de ciclos de la curva tipo de Fetkovich. (Ver Figuras desde la 4.37 hasta la 4.42).

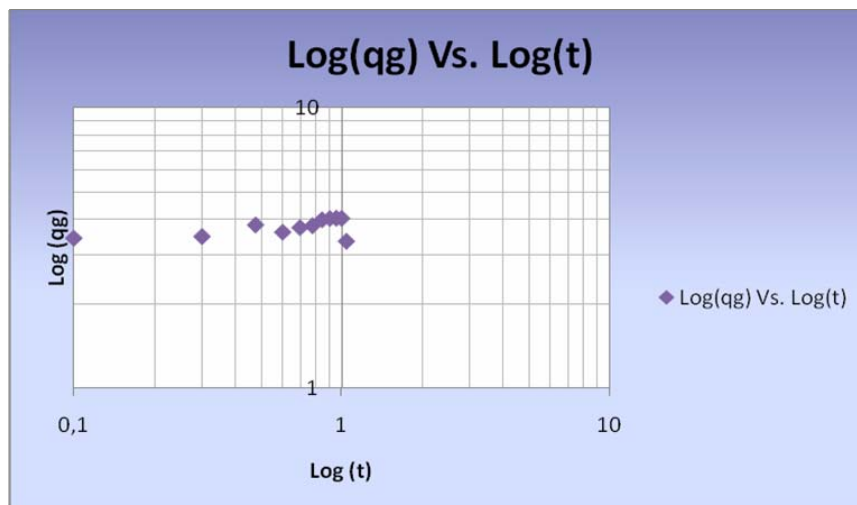
Es importante mencionar que los gráficos del Logaritmo de la tasa de gas con respecto al Logaritmo del tiempo para cada uno de los pozos, se realizan con la finalidad de cotejar los datos de producción que mejor se ajusten a la curva Tipo Fetkovich y así determinar el tipo de declinación presente en cada uno de ellos.

**POZO VIBORA -05**



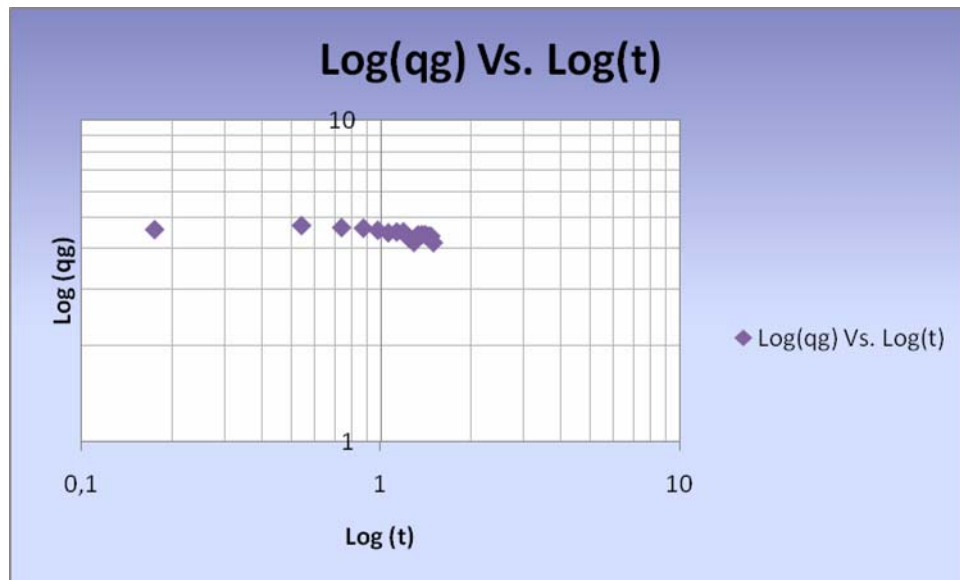
**Fig. N° 4.37 Representación gráfica de Log (q<sub>g</sub>) vs. Log (t) del período seleccionado del Pozo VBR-05.**

**POZO VIBORA -10**



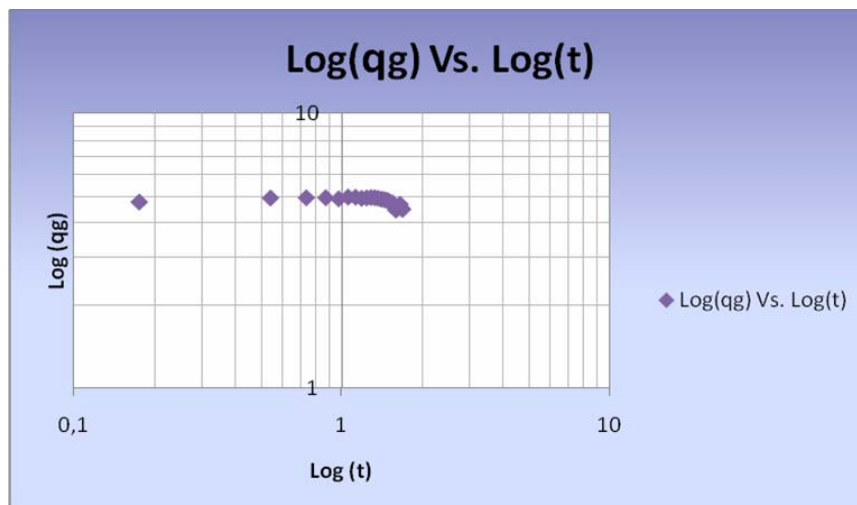
**Fig. N° 4.38 Representación gráfica de Log (q<sub>g</sub>) vs. Log (t) del período de producción del Pozo VBR-10**

**POZO VIBORA -27**



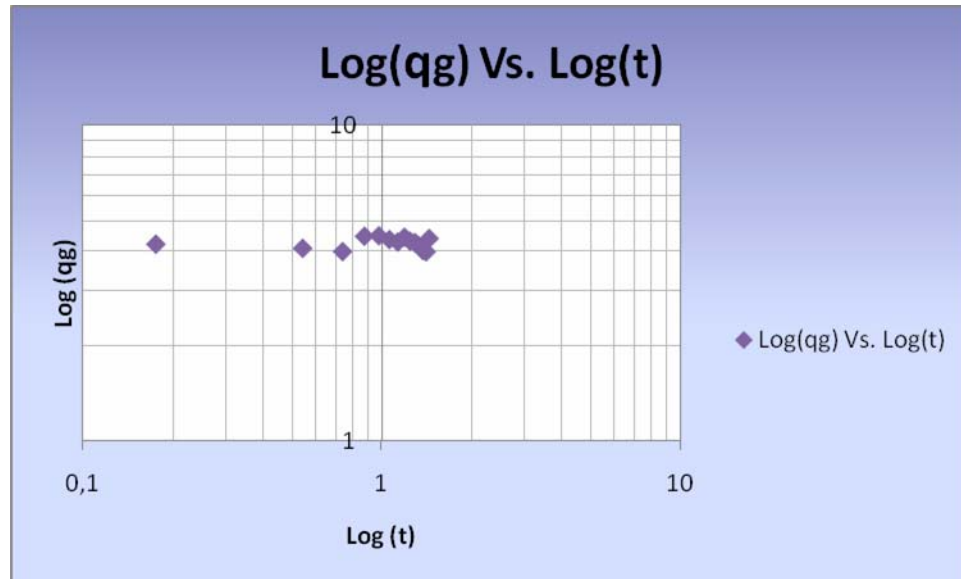
**Fig. N° 4.39 Representación gráfica de Log (q<sub>g</sub>) vs. Log (t) del período seleccionado del Pozo VBR-27**

**POZO VIBORA -30**



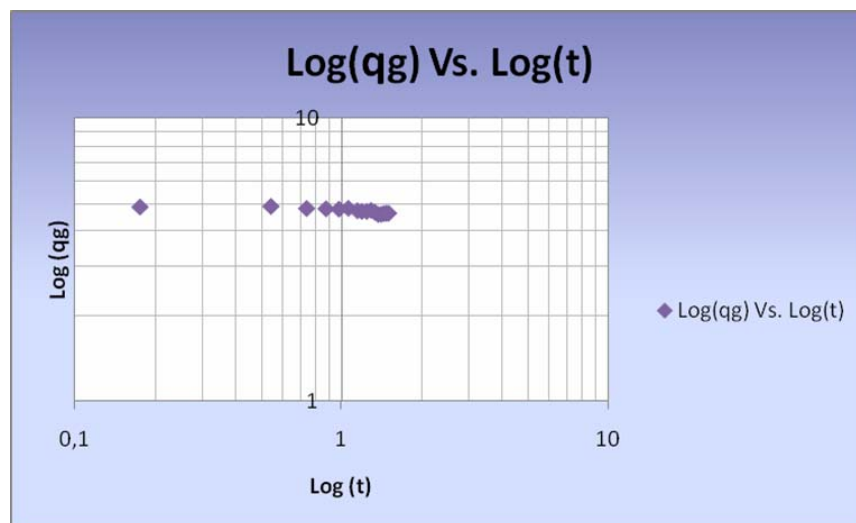
**Fig. N° 4.40 Representación gráfica de Log (q<sub>g</sub>) vs. Log (t) del período seleccionado del Pozo VBR-30**

**POZO VIBORA -32**



**Fig. N° 4.41 Representación gráfica de Log (q<sub>g</sub>) vs. Log (t) del período seleccionado del Pozo VBR-32**

**POZO VIBORA -12**



**Fig. N° 4.42 Representación gráfica de Log (q<sub>g</sub>) vs. Log (t) del período seleccionado del Pozo VBR-12.**

Una vez graficadas las Tasas de gas ( $q_g$ ) respecto al tiempo ( $t$ ) en escala Log-Log se procede a superponer estas figuras (Figuras desde la 4.37 hasta la 4.42) sobre la Figura 2.5, y por traslación (manteniendo paralelos los ejes de las dos figuras), se determina la curva que mejor coteje (sobre la cual caiga la mayor parte de los puntos) la curva Log ( $q_g$ ) vs. Log ( $t$ ) (ver figuras desde 4.43 hasta 4.48); y así encontrar en la curva el régimen de flujo estable, el cual es caracterizado por la constante de declinación " $b$ ", representando el parámetro que define el tipo de declinación de los pozos.

El valor de la constante de declinación " $b$ " corresponden a:

- $b = 0$       Declinación Exponencial
- $0 < b < 1$  Declinación Hiperbólica
- $b = 1$       Declinación Armónica

Cuando  $b < 0,25$  no existe mucha diferencia entre la declinación hiperbólica y la exponencial, en tal caso es recomendable usar la declinación de tipo exponencial, porque las ecuaciones son más sencillas, y por lo tanto los cálculos más simples y rápidos.

### **POZO VIBORA -05**

En la Figura 4.43 se muestra el gráfico (Log ( $q_g$ ) vs. Log ( $t$ )) el cual presentó un comportamiento que permitió superponer en las Curvas Tipo Fetkovich, para así obtener la curva que mejor coteje y encontrar el valor de la constante de declinación ( $b$ ) que define el tipo de declinación presente en el pozo.

Se puede observar que en el gráfico (Log ( $q_g$ ) vs. Log ( $t$ )) (Figura 4.43) la mayoría de los puntos se ajustaron a la Curva Tipo Fetkovich,



obteniéndose un valor de la constante de declinación igual a 0,2 ( $b = 0,2$ ). Se puede decir, que el Pozo VBR-05 presenta una Declinación de Tipo Exponencial, tomando en cuenta que el valor obtenido de “b” es menor a 0,25; corroborándose así el resultado obtenido por el método gráfico, en el cual se obtuvo un comportamiento característico de la Declinación de Tipo Exponencial.

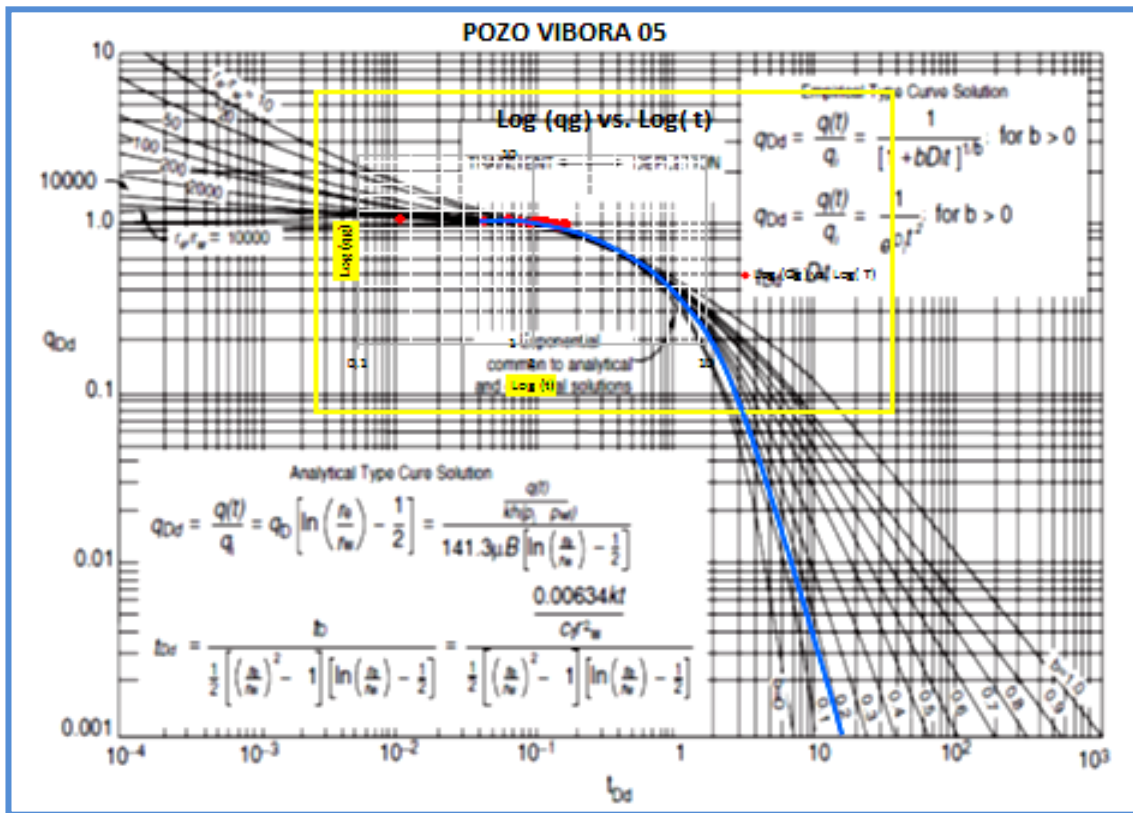


Fig. N° 4.43 Representación de la gráfica  $\text{Log}(q_g)$  vs.  $\text{Log}(t)$  sobre las Curvas Tipo Fetkovich del Pozo VBR-05.

#### POZO VIBORA -10

En la Figura 4.44 se muestra el gráfico  $(\text{Log}(q_g) \text{ vs. } \text{Log}(t))$  el cual presentó un comportamiento que no permitió ajustarse a las curvas Tipo Fetkovich, mostrándose que la gran mayoría de puntos se encuentran

dispersos a dichas curvas, y los que lograron ajustarse no se encuentran dentro del intervalo correspondientes a los tipos de declinación en estudio, ya que el valor de  $b$  da por encima de 1. (Ver Figura 4.44)

Una vez analizado el historial de producción para el Pozo VBR-10 por el Método Gráfico y por las Curvas Tipo Fetkovich, se puede notar que no se logró determinar el tipo de declinación presente en el mismo, lo cual puede deberse a los diferentes factores que afectan la historia de producción o a que no se cuenta con suficiente información para poder dar con el factor exacto que nos permite obtener los resultados esperados.

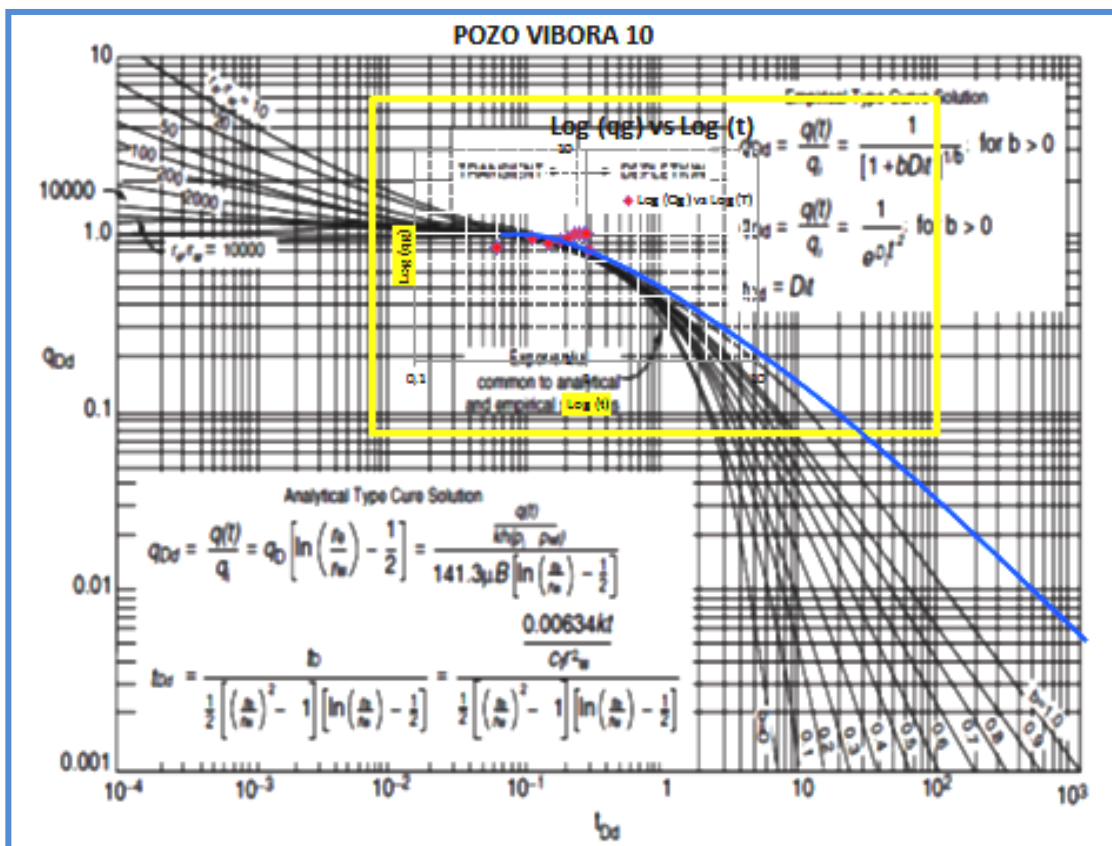


Fig. N° 4.44 Representación de la gráfica  $\text{Log}(q_g)$  vs.  $\text{Log}(t)$  sobre las Curvas Tipo Fetkovich del Pozo VBR-10.

### **POZO VIBORA -27**

En la Figura 4.45 se muestra el gráfico (Log ( $q_g$ ) vs. Log (t) el cual presentó un comportamiento que permitió superponer en las Curvas Tipo Fetkovich, para así obtener la curva que mejor coteje y encontrar el valor de la constante de declinación (b) que define el tipo de declinación presente en el pozo.

Se puede observar que en el gráfico (Log ( $q_g$ ) vs. Log (t) (Figura 4.45) la mayoría de los puntos lograron ajustarse a la Curva Tipo Fetkovich, obteniéndose un valor de la constante de declinación igual a 0,2 ( $b = 0,2$ ). Se puede decir, que el Pozo VBR-27 presenta una Declinación de Tipo Exponencial, considerando que el valor obtenido de “b” es menor a 0,25; corroborándose así el resultado obtenido por el método gráfico, en el cual se obtuvo un comportamiento característico de la Declinación de Tipo Exponencial.

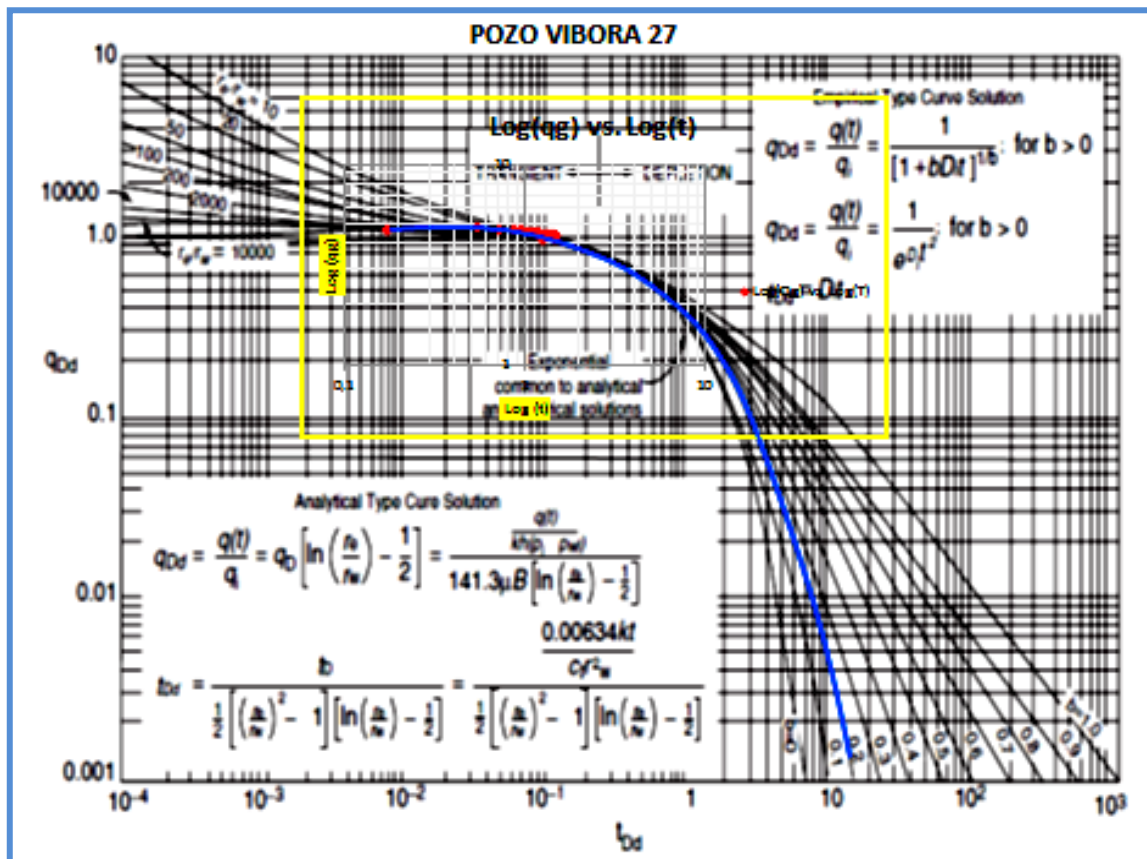


Fig. N° 4.45 Representación de la gráfica  $\text{Log}(q_g)$  vs.  $\text{Log}(t)$  sobre las Curvas Tipo Fetkovich del Pozo VBR-27.

### POZO VIBORA -30

En la Figura 4.46 se muestra el gráfico  $(\text{Log}(q_g) \text{ vs. } \text{Log}(t))$  el cual presentó un comportamiento que permitió superponer en las Curvas Tipo Fetkovich, para así obtener la curva que mejor coteje y encontrar el valor de la constante de declinación ( $b$ ) que define el tipo de declinación presente en el pozo.

Se puede observar que en el gráfico (Log ( $q_g$ ) vs. Log ( $t$ )) (Figura 4.46) todos los puntos se ajustaron a la Curva Tipo Fetkovich, obteniéndose un valor de la constante de declinación igual a 0 ( $b = 0$ ). Se puede decir, que el Pozo VBR-30 presenta una Declinación de Tipo Exponencial, encontrándose “ $b$ ” en el valor correspondiente a este tipo de declinación; corroborándose así el resultado obtenido por el método gráfico, en el cual se obtuvo un comportamiento característico de la Declinación de Tipo Exponencial.

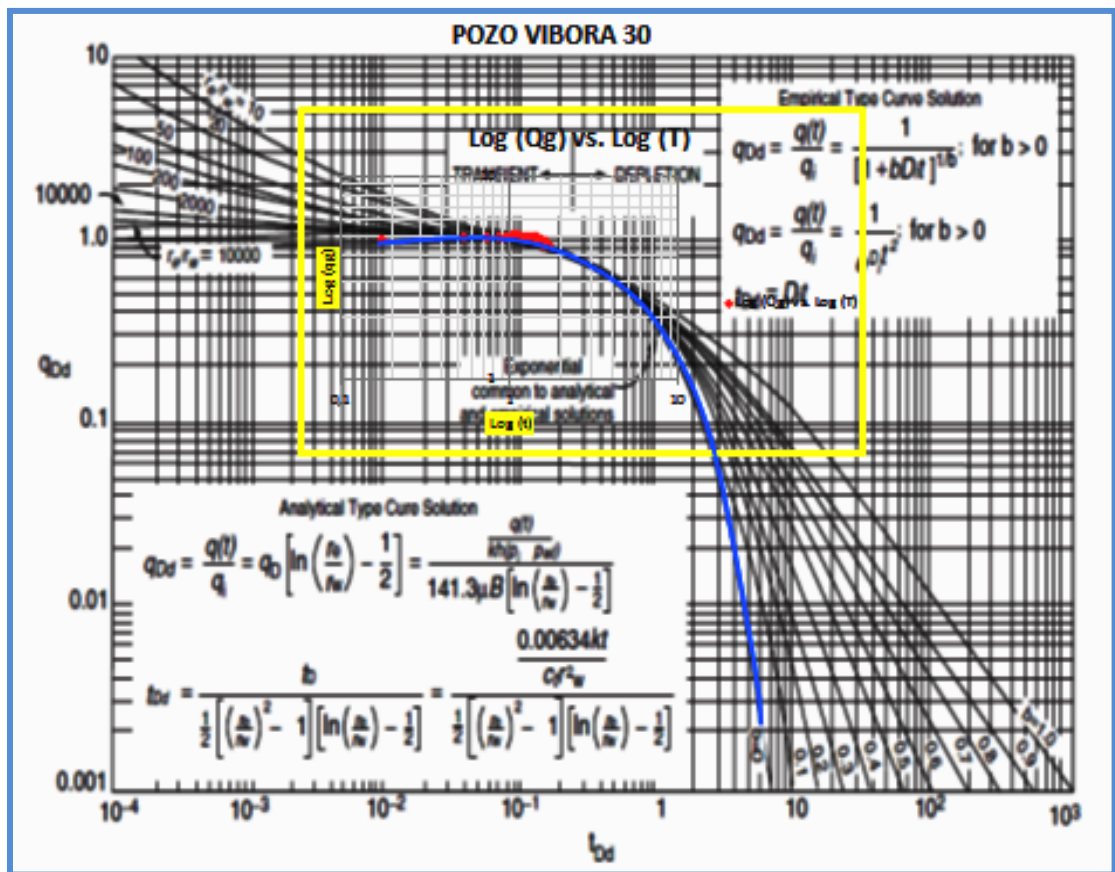


Fig. N° 4.46 Representación de la gráfica Log ( $q_g$ ) vs. Log ( $t$ ) sobre las Curvas Tipo Fetkovich del Pozo VBR-30.

### **POZO VIBORA -32**

En la Figura 4.47 se muestra el gráfico (Log ( $q_g$ ) vs. Log (t) el cual presentó un comportamiento que permitió superponer en las Curvas Tipo Fetkovich, para así obtener la curva que mejor coteje y encontrar el valor de la constante de declinación (b) que define el tipo de declinación presente en el pozo.

Se puede observar que en el gráfico (Log ( $q_g$ ) vs. Log (t) (Figura 4.43) el ajuste se logró realizar con la mayoría de los puntos que más se adaptaron a las Curvas Tipo Fetkovich, obteniéndose un valor de la constante de declinación igual a 0,2 ( $b = 0,2$ ). Se puede decir, que el Pozo VBR-32 presenta una Declinación de Tipo Exponencial, tomando en cuenta que el valor obtenido de “b” es menor a 0,25; corroborándose así el resultado obtenido por el método gráfico, en el cual se obtuvo un comportamiento característico de la Declinación de Tipo Exponencial.

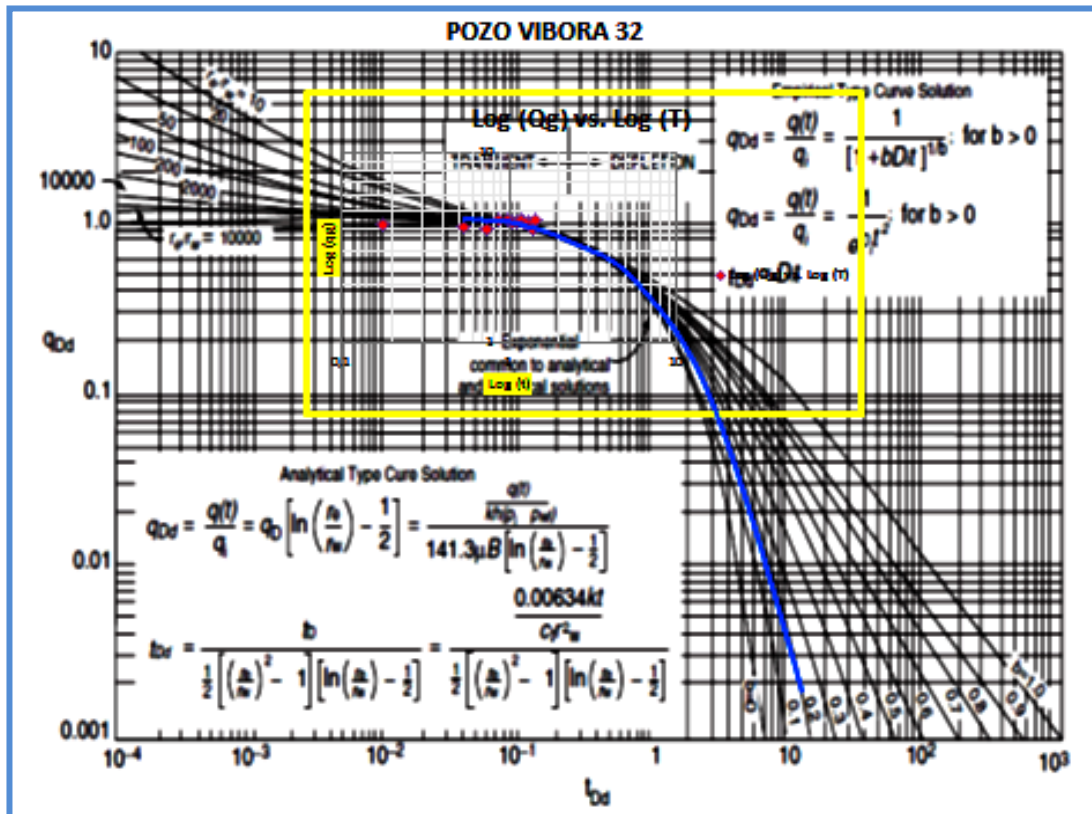


Fig. N° 4.47 Representación de la gráfica Log ( $q_g$ ) vs. Log ( $t$ ) sobre las Curvas Tipo Fetkovich del Pozo VBR-32.

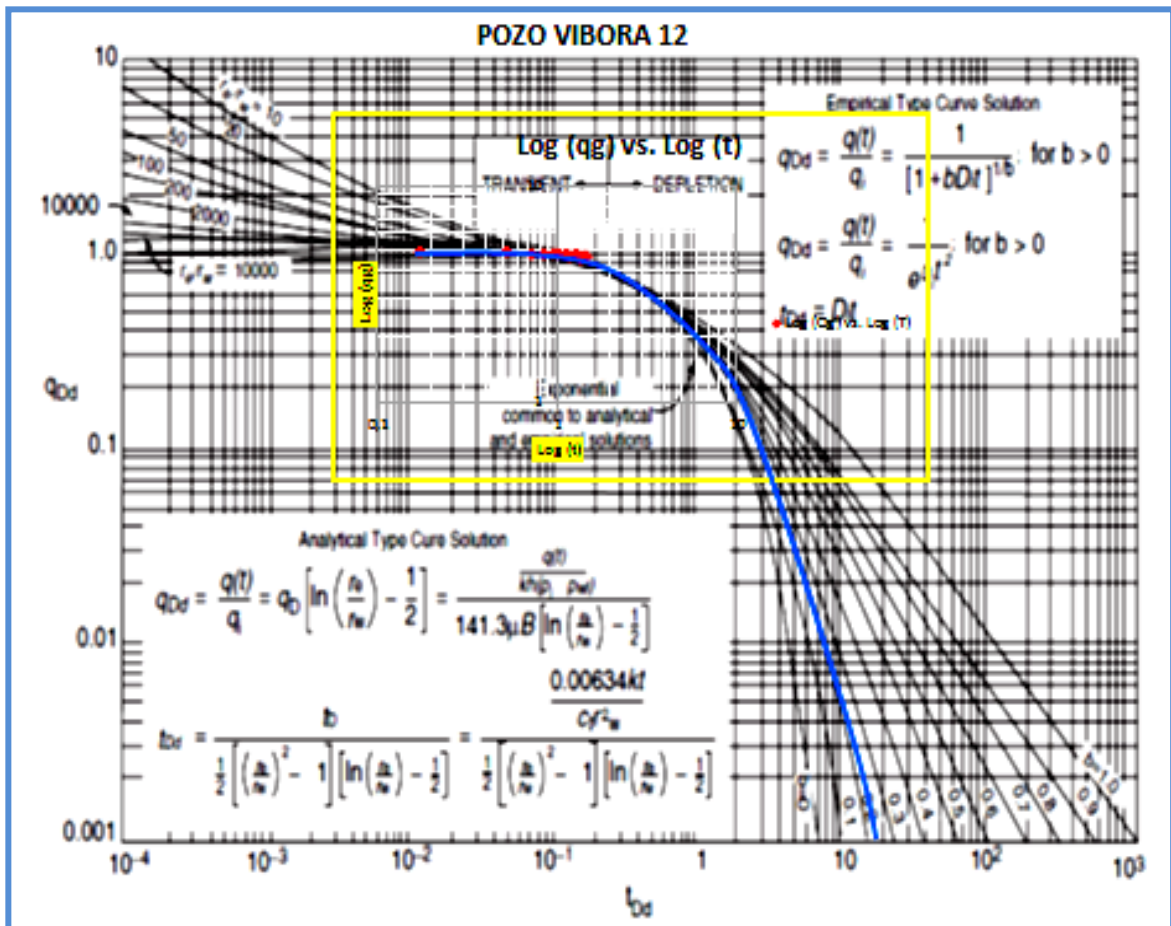
#### POZO VIBORA -12

En la Figura 4.48 se muestra el gráfico (Log ( $q_g$ ) vs. Log ( $t$ )) el cual presentó un comportamiento que permitió superponer en las Curvas Tipo Fetkovich, para así obtener la curva que mejor coteje y encontrar el valor de la constante de declinación ( $b$ ) que define el tipo de declinación presente en el pozo.

Se puede observar que en el gráfico (Log ( $q_g$ ) vs. Log ( $t$ )) (Figura 4.48) todos los puntos se ajustaron a la Curva Tipo Fetkovich, obteniéndose un



valor de la constante de declinación igual a 0,23 ( $b = 0,23$ ). Se puede decir, que el Pozo VBR-12 presenta una Declinación de Tipo Exponencial, tomando en cuenta que el valor obtenido de “b” es menor a 0,25; corroborándose así el resultado obtenido por el método gráfico, en el cual se obtuvo un comportamiento característico de la Declinación de Tipo Exponencial.



**Fig. N° 4.48 Representación de la gráfica Log ( $q_g$ ) vs. Log (t) sobre las Curvas Tipo Fetkovich del Pozo VBR-12.**

Una vez identificada la declinación de producción se procede a tomar un punto de ajuste (que caiga sobre la curva tipo ajustada (ver figuras desde 4.49 hasta 4.53) y se lee las coordenadas de  $T_d$ , para luego calcular la declinación mediante la ecuación 2.69.





### POZO VIBORA -27

En la Figura 4.50 se muestra el punto de ajuste sobre la curva tipo ajustada cuyo valor es 4,57139948 (Ver Tabla C.8).

Una vez conocido el punto de ajuste, se procedió a leer el tiempo en meses ( $t$ ) y el tiempo adimensional ( $T_D$ ) para dicho punto; y así poder determinar la declinación que presenta el Pozo Vibora-27. Para este pozo se obtuvo un valor de tiempo adimensional de 0,08, y un valor correspondiente al tiempo de 9,5 meses. Mediante la ecuación 2.69 se obtiene una declinación de  $0,00842\text{mes}^{-1}$ . (Ver Tabla C.8)

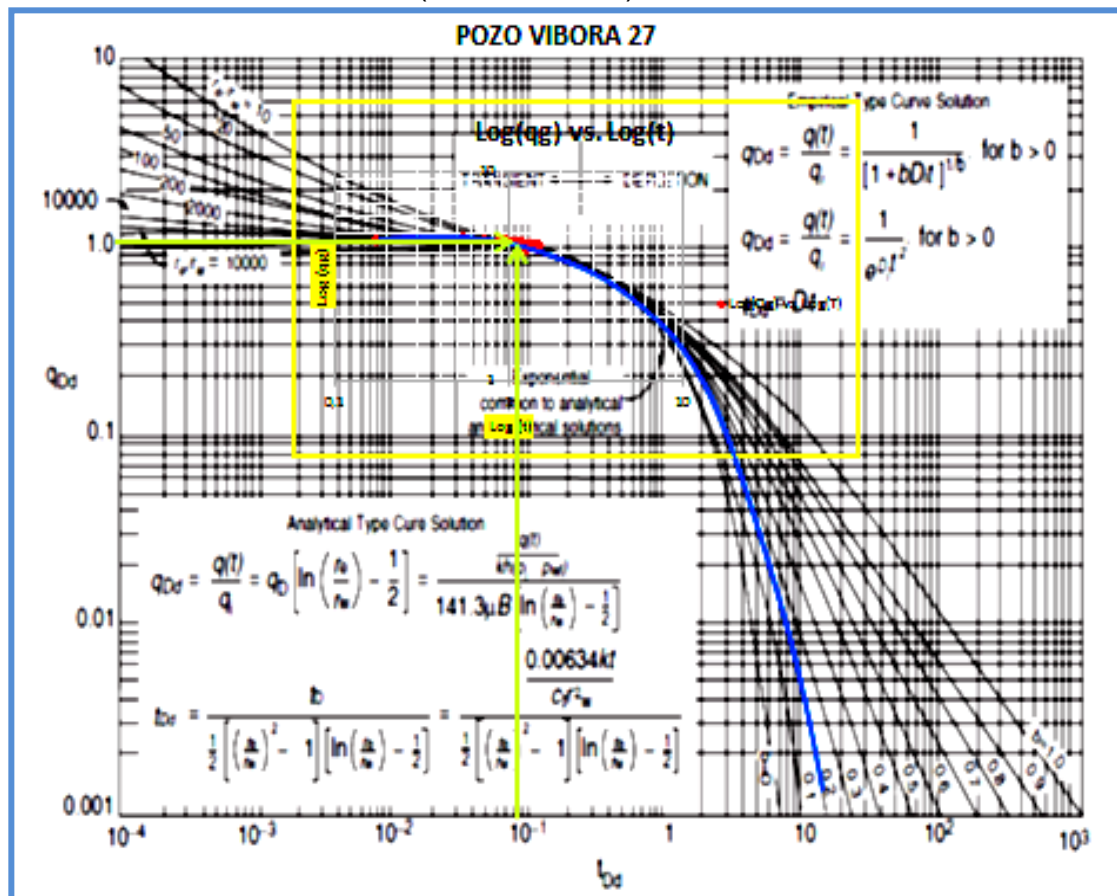


Fig. N° 4.50 Representación del punto de ajuste sobre la curva tipo ajustada.

### POZO VIBORA -30

En la Figura 4.51 se muestra el punto de ajuste sobre la curva tipo ajustada cuyo valor es 4,97114925 (Ver Tabla C.8).

Una vez conocido el punto de ajuste, se procedió a leer el tiempo en meses (t) y el tiempo adimensional ( $T_D$ ) para dicho punto; y así poder determinar la declinación que presenta el Pozo Vibora-30. Para este pozo se obtuvo un valor de tiempo adimensional de 0,085, y un valor correspondiente al tiempo de 11,5 meses. Mediante la ecuación 2.69 se obtiene una declinación de  $0,00739 \text{ mes}^{-1}$ . (Ver Tabla C.8)

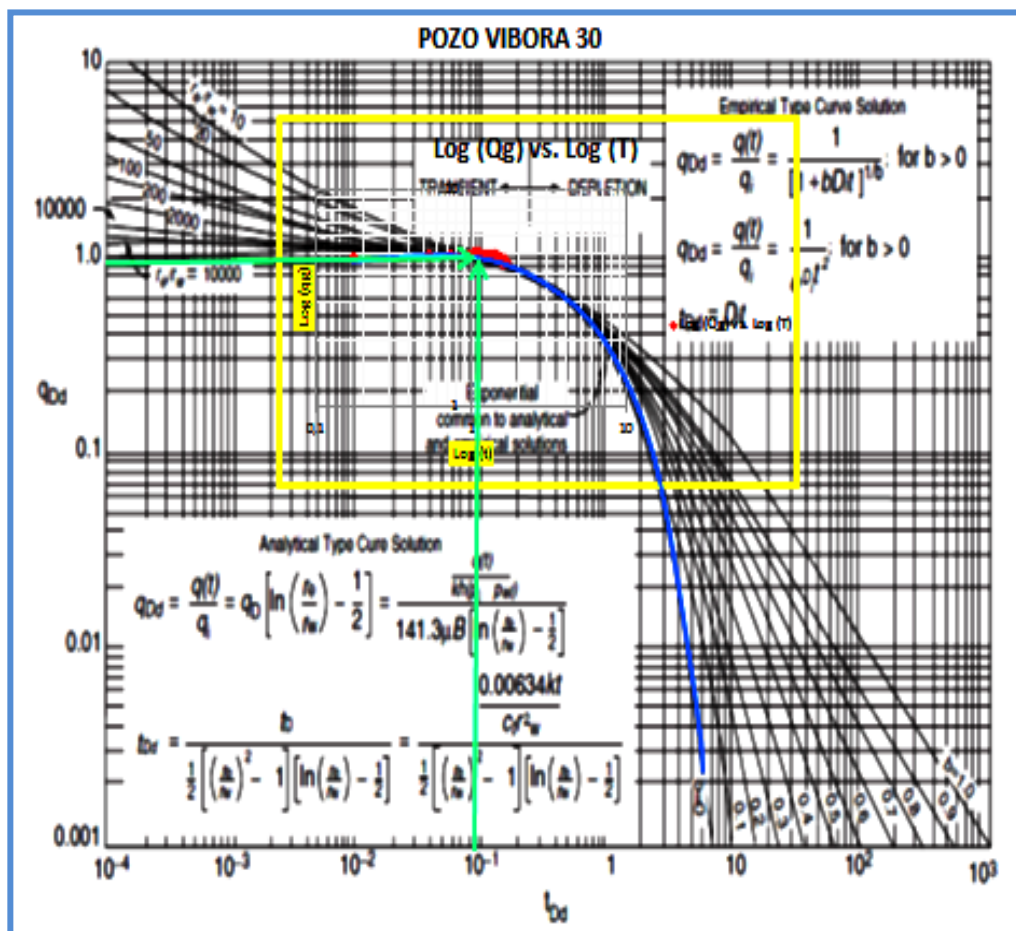


Fig. N° 4.51 Representación del punto de ajuste sobre la curva tipo ajustada.

### POZO VIBORA -32

En la Figura 4.53 se muestra el punto de ajuste sobre la curva tipo ajustada cuyo valor es 4,35642668 (Ver Tabla C.8).

Una vez conocido el punto de ajuste, se procedió a leer el tiempo en meses ( $t$ ) y el tiempo adimensional ( $T_D$ ) para dicho punto; y así poder determinar la declinación que presenta el Pozo Vibora-32. Para este pozo se obtuvo un valor de tiempo adimensional de 0,11, y un valor correspondiente al tiempo de 11,5 meses. Mediante la ecuación 2.69 se obtiene una declinación de  $0,00957 \text{ mes}^{-1}$ . (Ver Tabla C.8).

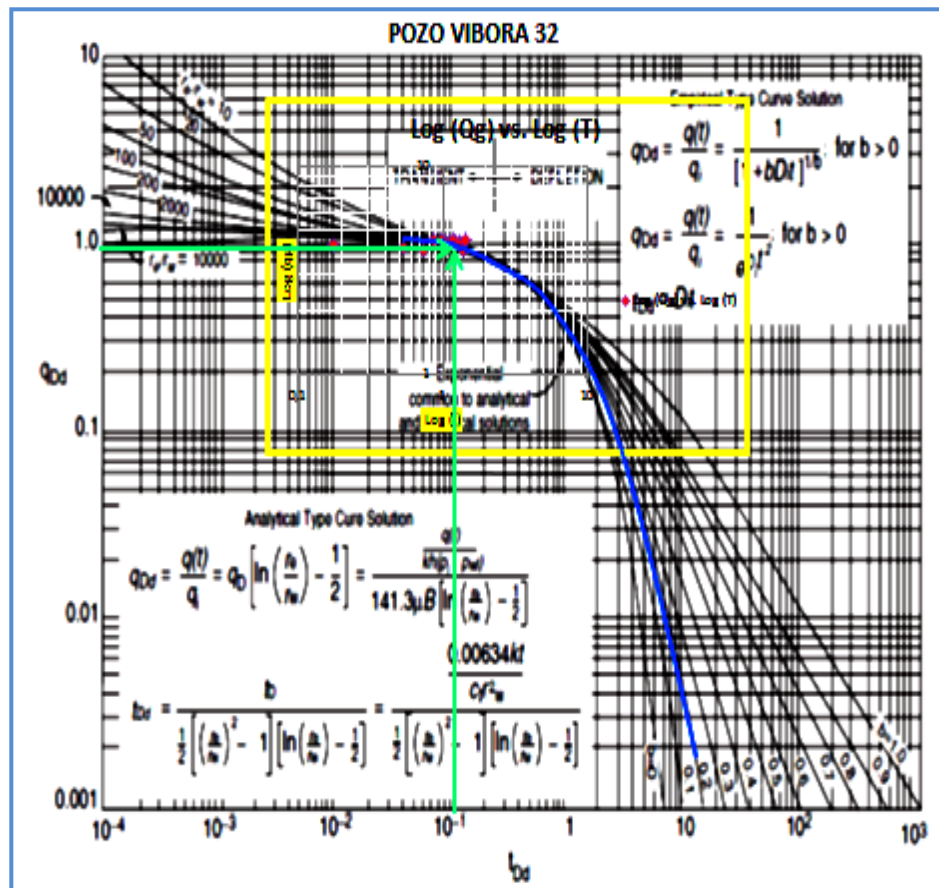


Fig. N° 4.52 Representación del punto de ajuste sobre la curva tipo ajustada.

## POZO VIBORA -12

En la Figura 4.53 se muestra el punto de ajuste sobre la curva tipo ajustada cuyo valor es 4,79785673 (Ver Tabla C.8).

Una vez conocido el punto de ajuste, se procedió a leer el tiempo en meses ( $t$ ) y el tiempo adimensional ( $T_D$ ) para dicho punto; y así poder determinar la declinación que presenta el Pozo Vibora-12. Para este pozo se obtuvo un valor de tiempo adimensional de 0,08, y un valor correspondiente al tiempo de 5,5 meses. Mediante la ecuación 2.69 se obtiene una declinación de  $0,015 \text{ mes}^{-1}$ . (Ver Tabla C.8)

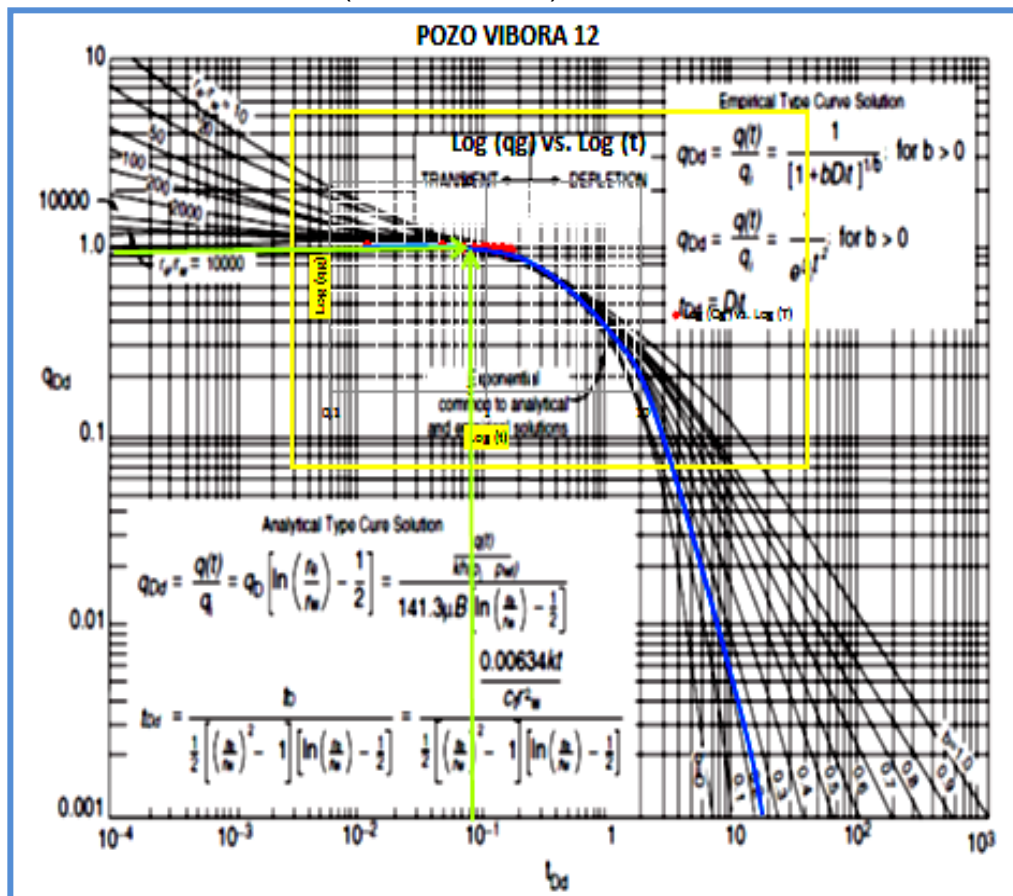


Fig. N° 4.53 Representación del punto de ajuste sobre la curva tipo ajustada.

Fetkovich construyó la Figura 2.5 que muestra las curvas de  $\text{Log } q_D$  Vs  $\text{Log } t_D$  a partir de la Ecuación 2.72. En esta figura los valores de  $b$  para dichas curvas están comprendidos desde  $b = 0$  (declinación exponencial) hasta  $b = 1$  (declinación armónica). Se puede observar que todas las curvas coinciden a valores de  $t_D \leq 0.3$ , y las declinaciones de producción se comportan como exponenciales.

En las Figuras desde la 4.49 hasta la 4.53 se puede notar que los tiempos adimensionales ( $t_D$ ) son menores a 0.3, obteniéndose para los pozos VBR-05, VBR-27, VBR-30, VBR-32, VBR-12 un comportamiento de declinación de Tipo Exponencial. Cabe destacar, que este procedimiento no se realizó para el Pozo VBR.10, ya que los resultados obtenidos para este pozo no correspondían a los tipos de declinación en estudio (Exponencial, Hiperbólica, Armónica).

## CONCLUSIONES

1. Para obtener de forma más precisa el tipo de declinación presente en un campo, yacimiento o pozo, es necesario escoger el periodo de producción que sea más estable y no presente interrupción.
2. Suavizar las curvas de declinación para visualizar de forma más clara el comportamiento que presenta el campo, yacimiento o pozo.
3. Los pozos VBR-05, VBR-27, VBR-30, VBR-32 y VBR-12 arrojaron una declinación de tipo exponencial mediante el método gráfico.



4. Los resultados aplicando el método gráfico no arrojaron valores correspondientes a ningún tipo de declinación para el pozo VBR-10.
5. El método de las curvas Tipo Fetkovich confirmó declinación de tipo exponencial para los pozos VBR-05, VBR-27, VBR-30, VBR-32 y VBR-12.
6. El pozo VBR-10 por el método de las curvas Tipo Fetkovich no presentó ninguno de los tipos de declinación en estudio (Exponencial, Hiperbólica y Armónica)
7. Se necesita de suficiente historial de producción de un campo, yacimiento o pozo para analizar su declinación.
8. Para efectos de análisis es preferible el uso de las Declinaciones Promedios con respecto a la declinación obtenida a través de la pendiente de la recta.
9. Las curvas Tipo Fetkovich es un excelente método de comparación, efectivo a la hora de confirmar un tipo de declinación.

## **RECOMENDACIONES**

- ✓ Analizar la mayor cantidad de pozos posible, para obtener de manera más precisa el tipo de declinación presente en el yacimiento.
- ✓ Escoger el mejor período de producción, tomando como criterios de selección que los periodos sean continuos, sin interrupciones, y las tasas de producción presenten tendencia a declinar.

- ✓ Revisar la información para el Pozo Vibora-10 a fin de ubicar los posibles factores que pueden estar afectando el comportamiento del mismo.
  
- ✓ Precisión al momento de cotejar la declinación de producción del gráfico Log-Log de la tasa de gas Vs. Tiempo de cada uno de los pozos con las curvas tipo Fetkovich.



## BIBLIOGRAFÍA

1. Bolívar H, Meylee D. ***Cálculos de las reservas remanentes mediante la aplicación de técnicas de curvas de declinación y de curvas tipo de Fetkovich de los campos Saban (norte y sur), Taman, Bella Vista, Tucupido y Ruiz de Guárico Oriental. (2005).*** Tesis de Universidad de Oriente. Anzoátegui.
2. Andrade y Bolívar. ***Cálculo de las reservas de gas haciendo uso de diferentes métodos que involucran datos representativos obtenidos en los primeros estudios que se les realizaron al yacimiento para determinar el volumen de hidrocarburo original en sitio. (2004).*** Tesis de Universidad de Oriente. Anzoátegui.
3. Hernández. ***Determinación de las riquezas remanentes recuperables en el yacimiento AX, arena AX-1, aplicando dos métodos de predicción: el cálculo volumétrico y la ecuación de balance de materiales. (2004).*** Tesis de Universidad de Oriente. Anzoátegui.
4. Tovar Ayarí. ***Evaluación de la factibilidad técnica de cálculos de reservas por pozos a través del método de declinación energética P/Z al Yacimiento Petaca B del Campo Víbora, Unidad Económica de Bolivia.*** Tesis de Universidad de Oriente. Anzoátegui.
5. Alvares M y Velásquez Y. ***Análisis de declinación de producción de los yacimientos de la unidad de explotación de pesado oeste San Tomé.*** Tesis de Universidad de Oriente. Anzoátegui.

6. Cedeño c, Oriana. ***Análisis comparativo del comportamiento de declinación de producción en los pozos pertenecientes a los campos Carito y Mulata del Norte de Monagas.*** Tesis de Universidad de Oriente. Anzoátegui.
  
7. Márquez S, Beatriz D. ***Análisis de declinación de producción de los yacimientos presentes en la formación Naricual y en el Cretáceo del Campo Bosque Santa Bárbara.*** Tesis de Universidad de Oriente. Anzoátegui.
  
8. Rojas G. ***Ingeniería de yacimientos (2003).*** Curvas de declinación de producción.

## METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

TÍTULO	Análisis de los tipos de curvas de declinación de producción, aplicando el método gráfico y curva tipo fekovitch para un yacimiento de gas.
SUBTÍTULO	

### AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Campos G, José F	CVLAC: 14.764.540 E MAIL: josefcamposg@hotmail.com
García V, Demerysis J	CVLAC: 17.899.887 E MAIL: demerysis_17@hotmail.com

### PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Declinación

Yacimiento

Fetkovich

Gas

Método gráfico

Curvas

## METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUB ÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería Química

### RESUMEN (ABSTRACT):

Una vez que se ha descubierto un yacimiento de gas, es necesario hacer un estimado de sus reservas, ya que la predicción del comportamiento futuro de producción de un yacimiento de gas es fundamental en el análisis económico de las inversiones de perforación y producción. Las curvas de declinación son una de las formas más amplias para el análisis de datos empleados en la evaluación de esas reservas de gas. El objetivo principal del presente trabajo fué analizar las curvas de declinación de producción, aplicando el método gráfico y las curvas tipo FETKOVICH para un yacimiento de gas. Esto se realizó con la finalidad de comparar los dos métodos de determinación de declinación de producción utilizados. El estudio se desarrolló cumpliendo una serie de etapas, las cuales contribuyeron al desarrollo y logro de los objetivos que llevaron alcanzar los resultados, con la finalidad de determinar el tipo de declinación correspondiente a cada uno de los pozos que integraban al yacimiento Petaca B, un total de seis pozos. Primeramente, de sus respectivas datas de producción se realizaron las gráficas correspondientes de tasa de producción ( $q_g$ ) en función del tiempo ( $t$ ) y tasa de producción ( $q_g$ ) en función de gas producido ( $G_p$ ) para observar los periodos de declinación y seleccionar el intervalo a emplear para el estudio. Se establecieron como criterios de selección que los periodos de producción fueran continuos, sin interrupciones, y las tasas de producción presentaran tendencia a declinar. Una vez seleccionada la curva de mejor ajuste, se determinó el tipo de declinación presente en cada uno de ellos basándonos en el comportamiento de la curva de declinación obtenida, utilizando una hoja de cálculo creada en Excel. Aplicando el método gráfico se obtuvo una declinación de Tipo Exponencial para los pozos VBR-05, VBR-27, VBR-30, VBR-32 y VBR-12. En el caso del pozo VBR-10 los resultados no arrojaron valores correspondientes a ningún tipo de declinación. Por otro lado, el método de las curvas Tipo Fetkovich se basó en el cotejo de la declinación de producción del gráfico Log-Log de la tasa de gas ( $g_g$ ) Vs. Tiempo ( $t$ ) de cada uno de los pozos, confirmando declinación de tipo exponencial para los pozos VBR-05, VBR-27, VBR-30, VBR-32 y VBR-12. El pozo VBR-10 no presentó ninguno de los tipos de declinación en estudio (exponencial, hiperbólica y armónica). Por lo tanto, se puede decir que en los casos donde es aplicable el uso de las curvas tipo es un excelente método de comparación, muy efectivo a la hora de confirmar un tipo de declinación.

**CONTRIBUIDORES:**

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
Uricare., Jairo	ROL	CA	AS (x)	TU	JU (x)
	CVLAC:	11.342.890			
	E_MAIL				

**FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:**

2011	08	12
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

**ARCHIVO (S):**

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS: Análisis de los tipos de curvas	Aplicación/ msword

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I J K L M  
N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z. 0 1 2 3 4 5  
6 7 8 9.

**ALCANCE**

**ESPACIAL:** \_\_\_\_\_ (OPCIONAL)

**TEMPORAL:** \_\_\_\_\_ (OPCIONAL)

**TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

Ingeniero Químico.

**NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

Pregrado

**ÁREA DE ESTUDIO:**

Departamento de Ingeniería Química

**INSTITUCIÓN:**

Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui.

## **METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

### **DERECHOS**

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajos de grado

“Los Trabajos de grado son exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizadas a otros fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización”

---

Demerysis J, García V

---

José F, Campos G

### **AUTORES.**

---

Jairo Uricare

**TUTOR Y JURADO**

---

Ing. Yraima Salas

**POR LA SUBCOMISION DE TESIS**