



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISIÓN DE CIENCIAS DE LA TIERRA**

**“DESARROLLO DE PROGRAMA
PARA EL ANALISIS PRACTICO DE
LA DECLINACION DE ACEITE Y
GAS”**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A
LUIS VIDAL DIAZ GONZALEZ



DIRECTOR DE TESIS
ING. OCTAVIO STEFFANI VARGAS
DIRECTOR ADJUNTO
ING. JAVIER MOLINA OCAMPO

CUIDAD UNIVERSITARIA, MEXICO D.F. 2009



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**DESARROLLO DE UN PROGRAMA
PARA EL ANÁLISIS PRÁCTICO DE LA
DECLINACIÓN DE ACEITE Y GAS**

TESIS PRESENTADA POR:
DÍAZ GONZÁLEZ LUIS VIDAL

DIRIGIDA POR:
ING. OCTAVIO STEFFANI VARGAS

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL:

Presidente

ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS

Vocal

ING. OCTAVIO STEFFANI VARGAS

Secretario

M. I. TOMÁS EDUARDO PÉREZ GARCÍA

1º. Suplente

ING. MARÍA ISABEL VILLEGAS JAVIER

2º. Suplente

ING. MARÍA GUADALUPE GALICIA MUÑOZ

Ciudad Universitaria, México D.F. a 12 de Marzo del 2009

Agradecimientos

En especial hay una persona sin la cual yo no podría ser nada de lo que soy ni habría podido llegar a tener un logro tan grande como es este, esa persona es mi mamá Gabriela González, gracias por todos los sacrificios que hiciste, la confianza, el amor, el apoyo, los desvelos y todo lo que me enseñaste en el camino y ejemplo que siempre me diste, este trabajo es dedicado a ti.

También quiero agradecer a mis hermanos Armando y Cecilia, sin ustedes creo que me hubiera faltado una parte muy importante de mí, un motor que siempre me impulsa a intentar ser mejor cada día.

A una persona muy especial María Contreras, gracias abuela por tu apoyo incondicional y todo lo que me enseñaste, tus consejos y por todo lo que has hecho por mi, mis hermanos y mi mamá.

A mis compañeros de la escuela sin los que creo que me hubiera costado mucho mas trabajo esto, gracias por estar ahí y ser mis compañeros en la facultad y mis amigos dentro y fuera de ella: Toño, Erick, Rosko, Beto, Jairo, Barlos, Memo y Tania.

A las personas que estuvieron en mi vida y me dejaron compartir y disfrutar de su compañía, que me apoyaron y me ayudaron a no dejarme vencer por ningún motivo y me alentaron para seguir adelante.

Gracias a los Ingenieros que nos apoyaron en la facultad, la Ing, Isabel Villegas, el Ing. Octavio Steffani, etc. A los que agradezco los consejos, conocimientos y amistad que me brindaron.

Y por último no quiero dejar de agradecer el apoyo de las personas en el trabajo por las que esto se facilitó y que me han ayudado a seguir adelante en especial al Doctor Omar Vicencio.

Desarrollo de un programa para el análisis práctico de la declinación de aceite y gas.

Introducción

Capítulo I Definiciones Básicas

1. INTRODUCCIÓN

2. DEFINICIONES BÁSICAS DE HIDROCARBUROS

1.1. Aceite crudo

1.2. Condensados

1.3. Gas natural

1.3.1. Asociado

1.3.2. No asociado

1.4. Petróleo crudo equivalente.

3. DEFINICIÓN DE RESERVAS Y RECURSOS

4. RECURSOS ORIGINALES

4.1 Recursos descubiertos

4.1.1 Recursos recuperables

4.1.1.1 Producción acumulada

4.1.1.2 Reservas

4.1.2 Recursos no recuperables

4.1.2.1 Recursos contingentes

4.2 Recursos no descubiertos

4.2.1 Recursos prospectivos

Capítulo II Introducción a las Curvas de Declinación

- 1. INTRODUCCIÓN**
- 2. RESEÑA HISTÓRICA**
- 3. DEFINICIÓN DE CURVAS DE DECLINACIÓN**
- 4. LÍMITE ECONÓMICO**
- 5. ESTADO DEL ARTE**

Capítulo III Curvas de Declinación

- 1. INTRODUCCIÓN**
- 2. DECLINACIÓN EXPONENCIAL**
 - 2.1 Análisis estadístico
 - 2.2 Análisis matemático
 - 2.3 Determinación de reservas por medio de la declinación exponencial.
- 3. DECLINACIÓN HIPERBÓLICA**
 - 3.1 Análisis estadístico
 - 3.2 Análisis matemático
 - 3.3 Métodos de solución
 - 3.3.1 Método gráfico
 - 3.3.2 Método de prueba y error
- 4. DECLINACIÓN ARMÓNICA**
 - 4.1 Análisis matemático

Capítulo IV Método de Fetkovich

- 1. INTRODUCCIÓN**
- 2. GASTO DE DECLINACIÓN MOMENTÁNEA**
- 3. GASTO DE DECLINACIÓN POR AGOTAMIENTO**
- 4. DESARROLLO DEL PROGRAMA PARA ANALIZAR CURVAS DE DECLINACIÓN**

Capítulo V Ejemplo de Aplicación

- 1. INTRODUCCIÓN**
- 2. EJEMPLO DE APLICACIÓN**

Capítulo VI Conclusiones y Recomendaciones

Abreviaturas y Símbolos

Bibliografía

Introducción.

La determinación de las reservas de un yacimiento es una de las actividades más importantes de la industria, ya que esto, en conjunto con un análisis de la factibilidad técnica y un análisis económico para la explotación del mismo, dependerá si se trata de un yacimiento rentable.

El análisis de las curvas de declinación es una herramienta que se emplea con el fin de realizar una predicción del comportamiento de la producción, ya sea a nivel de pozo o a nivel de yacimiento, y con esto tener la posibilidad de conocer las reservas remanentes llevadas a la fecha en que se alcance un límite económico, es decir, el gasto al que el pozo o yacimiento deja de ser rentable.

Con el fin de realizar el análisis de las curvas de declinación sólo es necesario conocer el historial de producción del pozo o yacimiento. Para este tipo de estudio fueron desarrollados distintos métodos, dentro de los que destaca el descrito por Arps en el que define tres tipos de declinación: la exponencial, la hiperbólica y la armónica, las cuales son dependientes de un exponente de declinación que varía de cero a uno, definiendo así el tipo de declinación. En su trabajo propone distintas formas para realizar el análisis de las curvas, uno de ellos es un método estadístico en el que se busca una constante que permita realizar la predicción correspondiente, otro es un método de prueba y error en el que busca una constante que permita representar la curva de declinación como una línea recta y uno gráfico basado en curvas tipo dependientes de dos variables, el ritmo y el exponente de declinación; no obstante, existe un método también gráfico descrito por Fetkovich, el cual está basado también en un grupo de curvas tipo pero que sólo son dependientes del exponente de declinación, siendo este método el utilizado por el programa que se desarrolla en este trabajo en conjunto con las ecuaciones descritas por Arps.

El programa está hecho en Microsoft Excel por medio de macros, contiene las curvas tipo de Fetkovich, las cuales serán comparadas con el historial de producción del pozo o yacimiento.

Es importante destacar que para el análisis de las curvas de declinación, al ser sólo dependientes de los datos de producción, se tiene que realizar una depuración de éstos,

de forma que la tendencia obtenida del historial no debe de contener fuertes discontinuidades que alteren el ajuste y por consiguiente los resultados.

La aplicación de este programa es puesta a prueba, primero realizando el análisis de un pozo y, posteriormente, el de un yacimiento observándose en ambos casos que los resultados obtenidos son confiables y esto no sólo debido al buen ajuste a la historia de la producción, sino que también son comparados con los resultados obtenidos con el software Merak de Schlumberger, que es el utilizado en la actualidad por PEP.

Capítulo I. Definiciones Básicas

1. INTRODUCCIÓN

Es este capítulo se explicarán de una manera breve los distintos conceptos necesarios para la comprensión del trabajo realizado, de los cuales se explicarán los diversos tipos de fluidos que pueden ser encontrados en un yacimiento, así como las diferentes formas de clasificarlos dependiendo de las condiciones de explotación en las que se encuentra el yacimiento y las probabilidades de que éste sea explotado tanto técnica como económicamente.

2. DEFINICIONES BÁSICAS DE HIDROCARBUROS

Para poder comprender los conceptos relacionados a las reservas de hidrocarburos, es necesario conocer los tipos de hidrocarburos existentes, tales como:

2.1 Aceite Crudo.

Son los hidrocarburos que debido a sus características se encuentran en fase líquida a ciertas condiciones de presión y temperatura, ya sea en el yacimiento (en donde tendrá gas disuelto), o a condiciones de superficie, comúnmente llamado aceite muerto. El aceite crudo es clasificado de acuerdo a su densidad expresada en grados API en:

- Extrapesado. Contiene gran cantidad de hidrocarburos pesados, alta densidad específica y alta viscosidad. Su densidad es de 10 grados API ó menos.
- Pesado. Densidad menor o igual a 27 grados API y mayor a 10 grados API.
- Ligero. Densidad mayor a 27 grados API y menor o igual a 38 grados API.
- Superligero. Densidad mayor a los 38 grados API.

2.2 Condensados.

Son líquidos que se obtienen del gas natural, compuestos principalmente por pentanos y componentes más pesados; en los yacimientos de gas seco, gas húmedo y gas y condensado, se obtienen por cambios en las condiciones de presión, en donde al

modificar las condiciones iniciales del yacimiento y crear un decremento de presión se provoca la formación de una fase líquida; este fenómeno también puede ser observado en las tuberías de producción debido a las caídas de presión y temperatura que se obtienen al ser producido el hidrocarburo se llega también a la formación de una fase líquida.

2.3 Gas Natural.

Es una mezcla de hidrocarburos que en los yacimientos se encuentra en fase gaseosa, o disuelto en el aceite, y que a condiciones atmosféricas se encuentran en fase gaseosa. Esta mezcla puede contener componentes no hidrocarburos, como H₂S (ácido sulfhídrico), N (nitrógeno) o CO₂ (dióxido de carbono). Tomando en cuenta las condiciones de presión y temperatura, se puede clasificar en:

2.3.1 Gas asociado. Es el gas natural que se encuentra en los yacimientos, ya sea disuelto en el aceite o libre; es decir, como casquete en el yacimiento.

2.3.2 Gas no asociado. Es el gas que como su nombre lo dice a condiciones de presión y temperatura iniciales en el yacimiento se encuentra libre, siendo ésta la única fase en el yacimiento.

2.4 Petróleo Crudo Equivalente (PCE)

Para el cálculo de las reservas de hidrocarburos, es necesario contar con las unidades consistentes que engloben todo tipo de hidrocarburos en el reporte de las reservas, razón por la cual se introdujo el término de petróleo crudo equivalente (PCE), que corresponde a la suma del aceite crudo, los condensados y el gas seco equivalente a líquido. Para introducir el gas seco en los reportes de reservas es necesario tomar en cuenta la equivalencia energética de éste comparada con los líquidos. La evaluación de este gas requiere la información actualizada de los procesos a los que es sometida la producción del gas natural, desde la separación y la forma en que es medida, hasta la salida del gas de las plantas petroquímicas. La figura 1 ilustra los elementos para el cálculo del petróleo crudo equivalente.

Al realizar el reporte de las reservas, las cantidades de aceite líquido no son modificadas con ningún tipo de conversión; sin embargo, el gas natural es producido y su volumen

se reduce por el autoconsumo y el envío de gases a la atmósfera; dicha reducción se refiere al encogimiento del fluido, y se denomina eficiencia en el manejo, o simplemente Feem (Factor de Encogimiento por Eficiencia en el Manejo). Se observa que el gas continúa su proceso, registrándose una alteración más en su volumen al pasar por las estaciones de recompresión, en donde se extraen los condensados del gas; a esta parte de la modificación del volumen por el efecto del transporte, se le denomina Felt (Factor de Encogimiento por Licuables en el Transporte). El condensado que se extrajo se contabiliza directamente como líquido.

El gas sigue su proceso dentro de las plantas petroquímicas, en donde es sometido a diversos tratamientos, los cuales ayudan a que se eliminen los compuestos no hidrocarburos y se extraigan las licuables o líquidos de planta. En estos procesos se puede apreciar de nuevo una disminución en el volumen del gas hidrocarburo, a través del encogimiento por impurezas, también llamado Fei (Factor de Encogimiento por Impurezas), y por el encogimiento de licuables en planta, Felp (Factor de Encogimiento por Licuables en Planta). Debido a su naturaleza, los líquidos que son obtenidos de la planta son contabilizados como petróleo crudo equivalente, mientras que el gas seco resultante de la extracción de las plantas, es convertido con una equivalencia a líquido de 5.201 millares de pies cúbicos de gas seco por cada barril de petróleo crudo equivalente. Este número es el resultado de considerar 5.591 millones de BTU por barril de aceite crudo y 1,075 BTU por pie cúbico de gas seco dulce. Por tanto, el factor mencionado es de 192.27 barriles por millón de pies cúbicos, o el inverso que resulta 5.201 millares de pies cúbicos por cada barril de aceite.

3. DEFINICIÓN DE RESERVAS Y RECURSOS

En febrero del 2000 las definiciones de recursos fueron aprobadas y publicadas por la Sociedad de Ingenieros Petroleros (SPE), los Congresos Mundiales del Petróleo (WPC) y la Asociación Americana de Geólogos Petroleros (AAPG).

La clasificación de recursos aprobada por SPE/WPC/AAPG, es ilustrada usando la caja de MaKelvey, Tabla 1, que fue publicada en 1972 y que, con el paso del tiempo se ha enriquecido, considerando nuevos parámetros para la descripción exacta de cada una de sus divisiones.

Hidrocarburo In-Situ Original	Hidrocarburo In-Situ Descubierto	Comercial	Producción			Estatus del Proyecto
			Probada (1P)	Probada más Probable (2P)	Probada más probable más posible (3P)	En Producción
						Bajo Desarrollo
					Planeado para Desarrollo	
		Sub-Comercial	Recursos Contingentes			Desarrollo Pendiente
			Baja Estimación	Estimación Base	Alta Estimación	Desarrollo en Espera
	Desarrollo no Viable					
	No Recuperables					
	Hidrocarburo Originalmente In-Situ No Descubierto	Recursos Prospectivos			Prospecto	
		Baja Estimación	Estimación Base	Alta Estimación	Lead	
Play						
No Recuperables						

Tabla1. Clasificación de recursos de MaKelvey.

Se consideran dos aspectos importantes en la clasificación de recursos para diferenciar entre un proyecto maduro y una incertidumbre volumétrica, dichos términos están descritos como:

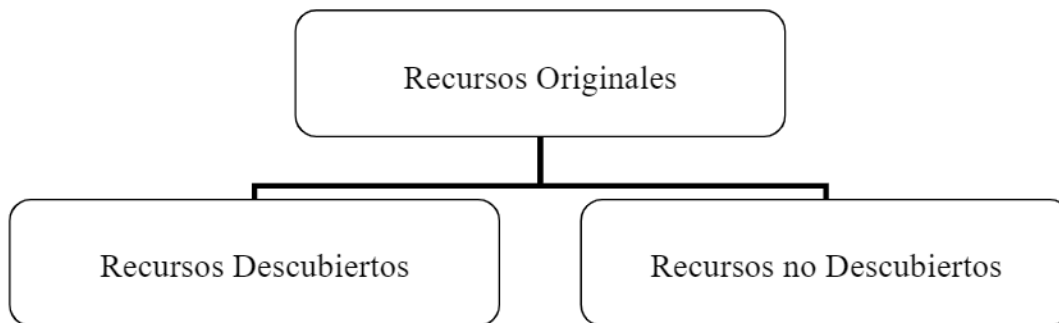
- ✓ **Riesgo (Oportunidad).** Es la probabilidad de que un evento considerado discreto ocurra o no. El riesgo que se utiliza normalmente se relaciona con el

resultado negativo, así que el término oportunidad es preferentemente usado para el riesgo. Aunque, de igual manera, el término riesgo es utilizado en la industria financiera como sinónimo de la desviación estándar, el cual es definido como una medida de la incertidumbre de un evento dentro de una estimación.

- ✓ **Incetidumbre.** Es aquella que refleja la imposibilidad para estimar un valor exacto, por ejemplo el volumen remanente que es recuperable de un campo que está produciendo.

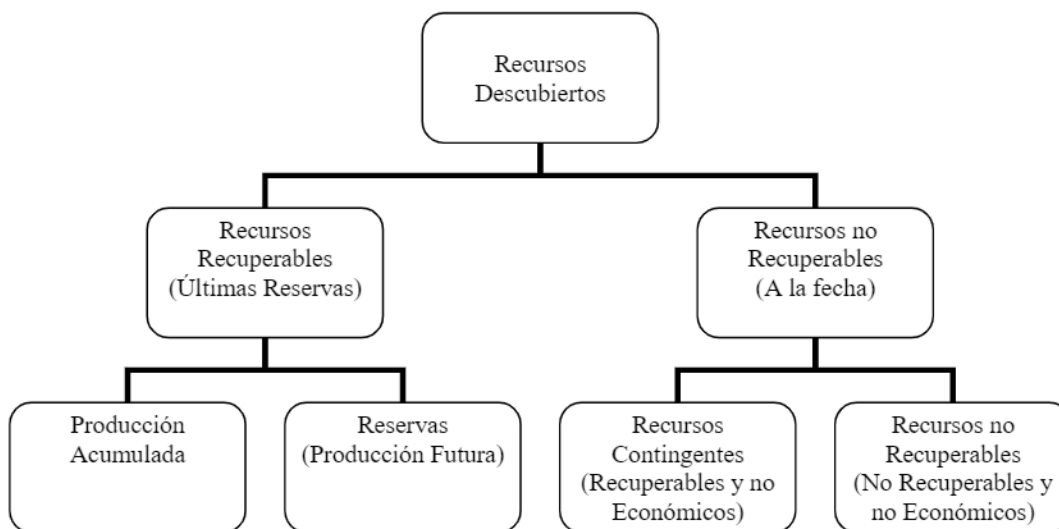
4. RECURSOS ORIGINALES.

Es el volumen de hidrocarburos que originalmente está contenido en las rocas del subsuelo. Estas estimaciones también son reportadas como las cantidades que se encuentran aún en el yacimiento, las cantidades del hidrocarburo ya producido y las cantidades que aún están por descubrirse. Estos recursos son divididos en dos partes, los recursos descubiertos y los recursos no descubiertos, como se presenta en el siguiente diagrama.



4.1 Recursos descubiertos.

Son aquellas cantidades remanentes de aceite y gas en un yacimiento, estimadas a una fecha determinada, más las cantidades de los mismos hidrocarburos que ya fueron producidos de otras acumulaciones conocidas. Los recursos descubiertos se dividen en recuperables y no recuperables, los cuales dependen de las evaluaciones hechas desde un punto de vista económico. La parte que se estima recuperable está compuesta de las que son llamadas reservas y en la que no es recuperable se encuentran los recursos contingentes. Esto se muestra en el diagrama siguiente:



4.1.1 Recursos recuperables

4.1.1.1 Producción acumulada.

Se refiere a la cantidad de los hidrocarburos totales (líquido y gas) que ya han sido extraídos del yacimiento.

4.1.1.2 Reservas.

Las reservas de hidrocarburos se refieren a la cantidad de aceite, gas y/o condensados con los que cuenta un yacimiento, medidos a condiciones estándar, es decir, condiciones de superficie, las cuales pueden ser recuperadas comercialmente a una fecha determinada por cualquiera de los métodos de explotación existentes, considerando las condiciones necesarias de seguridad y de protección al medio ambiente.

Es importante mencionar que las reservas de hidrocarburos están divididas de acuerdo al grado de incertidumbre, que describe la probabilidad de que la reserva de hidrocarburos sea recuperable.

Los primeros intentos por estandarizar la terminología de reservas empezaron en la década de los 30's, cuando el Instituto Americano del Petróleo (API), consideró clasificaciones para los hidrocarburos y definiciones para las distintas categorías de reservas. Desde entonces, la evolución de la tecnología ha creado métodos de ingeniería más precisos para determinar las reservas, y se ha incrementado la necesidad de disponer de una nomenclatura mejorada para lograr consistencia entre los profesionales que trabajan con la terminología involucrada con las reservas.

Las clasificaciones de las reservas fueron implementadas por la Sociedad de Ingenieros Petroleros (SPE), los Congresos Mundiales del Petróleo (WPC) y la Asociación Americana de Geólogos Petroleros (AAPG) en el año 2000. Estas clasificaciones son los estándares para la clasificación de las reservas.

La terminología que se recomienda, es la más cercana al uso común de las compañías, con el fin de minimizar los cambios necesarios para que los reportes tengan una consistencia general. Si estas terminologías se utilizan sistemáticamente es posible que se llegue a asegurar la estandarización, en cuanto a la obtención e interpretación de estadísticas básicas de las reservas de hidrocarburos.

La clasificación de las reservas de acuerdo al cuadro de MaKelvey es, como se muestra en el diagrama, en reservas Probadas y no Probadas; dentro de las reservas probadas, se encuentran reservas probadas desarrolladas con producción y sin producción, en cambio, en las reservas no probadas encontramos las reservas Probables y Posibles.

Reservas				
Probadas			No Probadas	
Desarrolladas		No Desarrolladas	Probables	Posibles
Con Producción	Sin Producción			

4.1.1.2.1 Reservas probadas.

Se refiere a reservas probadas cuando se habla de reservas de hidrocarburos que se evalúan bajo condiciones de superficie y que bajo esquemas de condiciones económicas actuales tienen una muy buena probabilidad de ser recuperables comercialmente mediante la aplicación de cualquiera de los métodos de recuperación, incluyendo los estimados bajo recuperación secundaria y terciaria (contando ya con una prueba piloto exitosa) a una fecha específica.

Las condiciones actuales hablan de la necesidad de tomar en cuenta el precio del barril de hidrocarburos, los costos de extracción desde el estudio de exploración, la perforación de pozos y las instalaciones superficiales, así como los costos históricos en un periodo consistente con el proyecto.

Las reservas probadas pueden determinarse de acuerdo a registros de pozos y/o análisis de núcleos o pruebas de formación que indican que el yacimiento en estudio está impregnado de hidrocarburos, y es análogo a yacimientos productores en la misma área o a yacimientos que han demostrado la capacidad para poder producir gracias a las pruebas de presión. Es necesario, para clasificar las reservas como probadas, que existan las instalaciones para la comercialización de los hidrocarburos o que se tenga la certeza de que éstas serán instaladas.

El volumen de hidrocarburos considerado como probado incluye al delimitado por la perforación y por los contactos de los fluidos, si es que éstos existen. Además, incluye las porciones no perforadas del yacimiento que pueden ser tomadas como comercialmente productoras; esto es considerando la información geológica de la zona, así como las estimaciones desarrolladas. Sin embargo, si los contactos de los fluidos son desconocidos, se toma el último registro de hidrocarburos como el límite de la reserva probada, a menos que existan datos de comportamiento que indiquen el verdadero límite de la reserva.

Es importante señalar que las reservas que serán producidas a través de la aplicación de métodos de recuperación secundaria y/o mejorada se incluyen en la categoría de probadas, cuando se tiene un resultado exitoso a partir de una prueba piloto representativa, o cuando exista respuesta favorable de un proceso de recuperación

funcionando en el mismo yacimiento, o en uno análogo en cuanto a edad geológica, propiedades de la roca y fluidos similares, preferentemente en la misma cuenca, que proporcione evidencia documental al estudio de viabilidad técnica en el cual se base el proyecto.

Dentro de las reservas probadas se encuentran dos divisiones más, de acuerdo a su estatus de desarrollo:

➤ **Reservas probadas desarrolladas.**

Son las reservas en las que se encuentran pozos de producción con su respectiva infraestructura que pueden seguir produciendo con una inversión mínima y necesaria. Las reservas de recuperación secundaria y/o mejorada son consideradas como probadas desarrolladas, siempre y cuando, las instalaciones y los equipos necesarios ya hayan sido instalados en el lugar o los costos requeridos para ello sean considerablemente menores y la respuesta de producción haya sido prevista en la planeación del proyecto.

Las reservas probadas desarrolladas se dividen en dos: Las que tienen producción y las que no la tienen.

Reservas probadas desarrolladas con producción. Son las que se espera sean recuperables a partir de intervalos de terminación abiertos y produciendo dentro del tiempo estimado. Las reservas que se encuentran en recuperación secundaria y/o mejorada, están consideradas en esta clasificación siempre y cuando el proyecto para la recuperación mejorada esté puesto en operación.

Reservas probadas desarrolladas sin producción. Son las que se encuentran en yacimientos con pozos cerrados, y se espera que sean recuperadas a partir de:

- a. Intervalos terminados que se abren al tiempo estimado, pero aún no han registrado producción.
- b. Pozos que fueron cerrados debido a las condiciones en las que se encontraban las instalaciones de producción.

➤ **Reservas probadas no desarrolladas.**

Son reservas que se espera serán recuperadas a través de pozos nuevos en áreas no perforadas, o en donde se requiere de un presupuesto relativamente alto para terminar los pozos existentes y/o construir las instalaciones para la producción y transporte. Lo anterior aplica también en procesos de recuperación secundaria y mejorada; en el caso de inyección de fluidos al yacimiento u otra técnica de recuperación mejorada. Las reservas asociadas se consideran probadas no desarrolladas, cuando tales técnicas hayan sido probadas efectivamente en el área y en la misma formación.

4.1.1.2.2 Reservas No Probadas.

Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas, al momento de extrapolar las características y parámetros del yacimiento más allá de los límites de certidumbre razonable, o de suponer pronósticos de aceite y gas con escenarios tanto técnicos como económicos, que no son los que prevalecen al momento de la evaluación. En situaciones de desarrollo no inmediato, los volúmenes de hidrocarburos descubiertos clasificados como comercialmente producibles, pueden ser clasificados como reservas no probadas.

Reservas probables.

Son aquellas reservas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería de yacimientos sugiere que su recuperación comercial es más probable que de no serlo.

Las reservas probables incluyen a aquéllas ubicadas en formaciones que parecen ser productoras y que son inferidas a través de registros geofísicos ya que carecen de datos de núcleos, o pruebas definitivas, y no son análogas a formaciones con reservas probadas en otros yacimientos.

Estas reservas incluyen también a los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada; las reservas atribuibles a estos procesos son probables cuando un proyecto o prueba piloto ha sido planeado pero aún no se encuentra en operación, y cuando las características del yacimiento parecen favorables para una aplicación comercial.

Las condiciones que determinan si las reservas pueden ser consideradas como probables incluyen:

- ✓ Reservas asociadas a áreas en donde la formación productora aparece separada por fallas geológicas, y la interpretación correspondiente indica que este volumen de hidrocarburos se encuentra en una posición estructural más alta que la del área probada.
- ✓ Reservas atribuibles a futuras intervenciones, estimulaciones o cambio de equipo; considerando que dichos cambios o procedimientos no han tenido éxito en pozos que muestran un comportamiento similar.
- ✓ Reservas incrementales en formaciones productoras, en donde una reinterpretación del comportamiento o de los datos disponibles indican que hay existencia de reservas adicionales a las que fueron clasificadas como reservas probadas.
- ✓ Reservas adicionales, que son atribuibles a pozos intermedios y que pudieron ser consideradas como reservas probadas si se hubiera autorizado el desarrollo del yacimiento con un espaciamiento menor al momento de realizar la evaluación.

Reservas posibles.

Estas son las reservas estimadas a condiciones de superficie, en este caso no hay suficiente información disponible para saber si existen hidrocarburos en la zona. Si se habla de métodos probabilísticos se debe contar con al menos 10 por ciento de posibilidad de que el volumen de hidrocarburos sea igual o mayor a los calculados a una fecha estimada. Estas reservas pueden incluir casos como:

- ✓ Reservas que están basadas en interpretaciones geológicas existentes en áreas adyacentes a las reservas clasificadas como probables, dentro del mismo yacimiento.
- ✓ Reservas en formaciones que parecen estar impregnadas de hidrocarburos, basándose en el análisis de núcleos y registros de pozos, pero que pueden no ser comercialmente productivas.
- ✓ Reservas adicionales por perforación intermedia que se encuentra sujeta a incertidumbre técnica.

- ✓ Reservas que son atribuidas a mecanismos de recuperación mejorada cuando un proyecto o prueba piloto está planeado, pero que aún no ha sido puesta en operación, tomando en cuenta que las características de la roca y los fluidos del yacimiento provocan que exista una duda razonable de que el proyecto sea comercialmente exitoso.
- ✓ Reservas en áreas de la formación productora que al parecer están separadas por fallas geológicas, por donde la interpretación indica que el área de estudio está en zonas estructuralmente más bajas, en comparación con el área de las reservas probadas.

La clasificación de reservas depende en gran parte del conocimiento y la experiencia del evaluador de las mismas, así como de la cantidad y calidad de la información disponible.

Las reservas probadas, probables y posibles son registradas como volúmenes discretos que representan un rango de resultados, las cuales son llamadas reservas 1P, 2P y 3P, es decir, que las reservas reportadas están relacionadas a un nivel de certeza bajo ciertas condiciones económicas y específicas que son:

- 1P: Reservas Probadas, con una probabilidad de 90% de ser producidas.
- 2P: Reservas Probadas + Reservas Posibles, con una probabilidad de 50% de ser producidas.
- 3P: Reservas Probadas + Reservas Probables + Reservas Posibles, con una probabilidad de 10% de ser producidas.

En cuanto a la clasificación de acuerdo al estatus de desarrollo de reservas se divide en:

1. **En producción.** Indica que el proyecto se encuentra actualmente produciendo y comercializando los hidrocarburos en el mercado.
2. **Bajo desarrollo.** En donde han sido obtenidas todas las aprobaciones gubernamentales necesarias y el desarrollo del proyecto está en marcha.

3. **Planeado para el desarrollo.** El proyecto parece satisfacer todas las características para clasificarse como reserva, está en intentos de desarrollo, pero la planeación detallada del proyecto, aprobaciones y contratos necesarios están en proceso.

Cada una de las categorías de reservas están asociadas a actividades definidas en los proyectos de inversión. La extracción de la reserva probada ya desarrollada que está produciendo, corresponde al pronóstico de producción del campo con los pozos activos a la fecha de estimación. Esta reserva se asocia a la producción base de los campos en términos de inversión, a la inversión operacional no capitalizable y al gasto de operación de los proyectos.

La reserva probada desarrollada no produciendo se relaciona a las intervenciones mayores en los pozos y a los sistemas artificiales de producción. La reserva probada que no ha sido desarrollada se estima principalmente, en base a la perforación de pozos de desarrollo y pozos intermedios. La inversión estratégica requerida para extraer las reservas de estos yacimientos se clasifica en los programas de desarrollo de campos, pozos intermedios, recuperación secundaria y recuperación mejorada.

En el caso de las reservas probables, pueden asociarse a la perforación de pozos de desarrollo en áreas donde la continuidad de los yacimientos es incierta, debido a la falta de información o a la complejidad geológica existente en el área. Existen otros casos en los que las reservas probables están asociadas a la implantación de recuperación secundaria y/o mejorada, en las que la factibilidad técnica ha sido establecida pero cuyo financiamiento no es seguro.

4.1.2 Recursos no recuperables

4.1.2.1 Recursos contingentes.

Se refiere a la cantidad de hidrocarburos estimados a una fecha dada, que serán eventualmente recuperados de la evaluación de yacimientos conocidos, pero que bajo las condiciones económicas al momento de evaluación, no son comercialmente recuperables. Para los recursos contingentes, se asigna el término de no comercial cuando las reservas son consideradas con un alto grado de incertidumbre. Los recursos contingentes pueden incluir acumulaciones donde no exista un mercado para comercializar los hidrocarburos, donde la recuperación de hidrocarburos depende del desarrollo de nuevas tecnologías o donde la evaluación de la acumulación no ha concluido.

En este caso, en cuanto al estatus de desarrollo, se clasifica en:

1. **Desarrollo pendiente.** Se refiere a la necesidad de adquirir más datos y evaluaciones para así poder confirmar su comercialización.
2. **Desarrollo en espera.** En este caso se espera el desarrollo de un mercado o la remoción de otros términos para su desarrollo, los cuales pueden ser técnicos, ambientales o políticos.
3. **Desarrollo no viable.** Es aquél que se encuentra sin planes para desarrollo o para la obtención de datos adicionales, debido a que el potencial con el que se cuenta es notablemente limitado.

4.2 Recursos no descubiertos.

En este caso se refieren a las cantidades de hidrocarburos estimadas a una fecha dada y que están contenidas en acumulaciones que aún no han sido descubiertas, pero que son inferidas. La porción que es considerada potencialmente recuperable de los recursos no descubiertos se define como recursos prospectivos.

4.2.1 Recursos Prospectivos.

Es el volumen estimado de acumulación de hidrocarburos a una fecha dada, que todavía no se descubre, pero que ha sido inferido y se estima será potencialmente recuperable. La cuantificación de los recursos prospectivos está basada en la información geológica y geofísica del área en estudio y en las analogías con áreas en donde un cierto volumen original de hidrocarburos ha sido descubierto, e incluso en ocasiones, hasta producido.

Aquí la clasificación del estatus del proyecto está dada por:

1. **Play.** Es un prospecto potencial que necesita más información para poder, así, definir leads específicos o prospectos.
2. **Lead.** En el que se demuestra la existencia de una estructura anticlinal, que está definida por lo menos por dos líneas sísmicas. La acumulación potencial actualmente no está muy bien definida y requiere de más información para que se pueda clasificar como un prospecto.
3. **Prospecto.** En donde la acumulación potencial está bastante bien definida para poder presentar un objetivo de perforación viable.

Capítulo II. Introducción a las Curvas de Declinación.

1. INTRODUCCIÓN

En la industria petrolera, existen numerosas dificultades con las que se tiene que lidiar día a día, entre las que se encuentran: pronosticar la vida productiva de un pozo y predecir su futura producción; estos dos problemas comúnmente son eliminados por medio de cálculos volumétricos o ecuaciones de conservación de materia, el inconveniente es, que no siempre se cuenta con la información necesaria para llevar a cabo estas predicciones, provocando que algunos de los datos faltantes sean supuestos con base en la observación de casos anteriores; sin embargo, con el fin de evitar estas acciones, una opción viable son las curvas de declinación, debido a que si se cuenta con el historial de producción del pozo en cuestión, es posible realizar una gráfica de gasto de producción contra tiempo o contra la producción acumulada, la cual será extrapolada hasta un límite económico; dando a conocer tanto el tiempo de vida del pozo, así como la futura recuperación de hidrocarburos, proporcionando con esto una solución más a los problemas anteriormente mencionados.

En la gráfica de gasto de producción de un pozo contra el tiempo, generalmente se muestra una caída de producción muy marcada al principio, pero al transcurrir el tiempo esta caída tiende a minimizarse; sin embargo, con el fin de obtener una curva que se pueda analizar por medio de métodos matemáticos o estadísticos, es necesario tomar en cuenta cualquier cambio realizado en el sistema de producción, considerar las pérdidas por eficiencia y la implementación de sistemas artificiales de producción, los cuales producen un cambio en la continuidad de las curvas de declinación; por lo que es necesario eliminar las secciones en las que se encuentra discontinuidad para realizar el análisis.

2. RESEÑA HISTÓRICA

El primer acercamiento matemático en cuanto a curvas de declinación, fue realizado por Arnold y Anderson en 1908, en el cual asumieron que los gastos de producción durante intervalos de tiempo iguales forman series geométricas; en otras palabras, el gasto de producción a cualquier tiempo es una fracción constante del mismo gasto a una fecha previa. Esto también implica que la caída de la producción durante un intervalo constante de tiempo es un porcentaje o una fracción del gasto correspondiente a un intervalo de tiempo idéntico al anterior; esta caída de la producción, generalmente expresada como una fracción en porcentaje por mes, se conoce como declinación. Un número considerable de curvas de declinación que se analizaron en trabajos anteriores muestran que esta declinación es aproximadamente constante, o por lo menos presenta ese comportamiento en periodos limitados de tiempo. Una curva de declinación que declina constantemente es fácil de extrapolar si se toma en cuenta que la trayectoria de gasto contra tiempo es una línea recta en papel semi-logarítmico y la del gasto contra producción acumulada es representada por una línea recta en papel normal.

La literatura publicada entre 1915 y 1921 muestra una cantidad considerable de investigaciones y estudios acerca de las curvas de declinación, que se recopiló y se concentró en el manual de la Industria del Aceite y Gas, resaltando la aportación de J. O. Lewis y C. N. Beal que recomiendan el uso de las curvas porcentuales de declinación, las cuales son curvas empíricas de gasto contra tiempo que, como su nombre lo indica, se construyen con gastos de producción durante unidades sucesivas de tiempo que son expresados como porcentajes de la producción de la primera unidad de tiempo. Esto hace posible la comparación de la información de un pozo con una base de datos ya establecida, obtenida de datos de pozos en la misma área; logrando así, construir una estimación empírica de la curva que puede graficarse tanto en papel normal como en papel log-log con el fin de mostrar la posible producción final como función del gasto inicial de producción.

En 1924 W. W. Cutler demostró, después de una intensa investigación de un gran número de curvas de declinación de distintos campos, que la predicción de la vida productiva de un pozo basada en un porcentaje constante de declinación y su relación con una línea recta en papel semi-logarítmico generalmente proporciona resultados no

favorables en la etapa final de producción; en su opinión, es más confiable y mejor, una relación con una línea recta obtenida de la gráfica en papel log-log, a pesar de que la curva muestra algunos cambios horizontales, esto implica que las curvas de declinación, en algunos casos, muestran características típicas de una curva hiperbólica y en otros, características de una curva exponencial. Cutler, también recomienda el uso de una familia de curvas construidas gráfica o estadísticamente, la cual, es la representación promedio de la combinación de datos de gasto obtenidos de un cierto número de pozos localizados en un área determinada.

En 1925 C. S. Larkey, mostró que el método de mínimos cuadrados puede ser aplicado exitosamente para el análisis de curvas de declinación, ya sea a las de tipo exponencial, o a las de tipo hiperbólico; demostró también que utilizando este método estadístico en el análisis de los datos de producción se obtiene una extrapolación confiable de la tendencia mostrada en la curva de declinación, la cual ofrece una predicción de cómo sería la declinación futura del pozo.

En 1925 H. M. Roeser comprobó que se pueden generar resultados equiparables en el análisis de la producción de un pozo, en lugar del riguroso método de mínimos cuadrados utilizando un método un poco más simple, que consiste en encontrar por prueba y error algunas constantes necesarias para cálculos que ofrecen predicciones de la producción; además, se encargó de ilustrar su método con ejemplos que comprenden ambos casos de curvas de declinación: las de tendencia exponencial y las de tendencia hiperbólica. Cabe mencionar que, en su investigación también hizo referencia a la relación matemática entre la producción acumulada y el tiempo en las curvas de declinación hiperbólica.

En 1925 C. E. Van Orstrand, investigó la relación empírica de las curvas de declinación bajo la influencia de algunos minerales característicos en ciertas naciones; también mencionó que cada una de las curvas crece desde una producción de cero hasta un cierto tiempo, en el que la producción llega hasta un máximo y después decrece lentamente, quizá hasta el valor de cero. Además, en su documento describe las posibilidades de establecer varias relaciones matemáticas con diferentes métodos de ajustes de curvas de declinación, en donde, la curva descrita con la ecuación 1.1, según su análisis, generó mejores resultados:

$$P = At^m e^{-Bt} \quad (1.1)$$

En 1927 R. H. Johnson y A. L. Bollens, introdujo un nuevo método estadístico para la extrapolación de las curvas de declinación del aceite, conocido como “Método de relación de pérdida”, en el que los gastos de producción se enlistan en una columna y se grafican en intervalos de tiempo iguales; posteriormente, la caída de la producción se tiene en una segunda columna, y las relaciones de las dos columnas anteriores o la “relación de pérdida”, se calculan en una tercera. Una curva que se analiza con este método, después de una depuración de datos, usualmente muestra una relación de pérdida constante o diferencias constantes en las relaciones de pérdidas sucesivas. Es importante mencionar que esta selección de datos sólo es necesaria para obtener las relaciones de pérdida constantes; y después, de la misma manera, realizar los cálculos para regresar a la primera columna con el objetivo de predecir los gastos futuros de producción.

En 1928 H. N. Marsh, introdujo la gráfica del gasto acumulado contra el tiempo en papel normal, puntualizando que esta relación generalmente parece ser o se asemeja a una línea recta; no obstante, aunque esto es matemáticamente exacto sólo para curvas de declinación del tipo exponencial, en su trabajo de investigación, los errores que se encuentran en la estimación de la última recuperación son pequeños y algunas veces insignificantes, al ser comparados con otros métodos de cálculo. Otra ventaja que comentó Marsh en este tipo de curvas, es su simplicidad para evaluar el efecto de distintos mecanismos de control en la producción del pozo.

En 1931 R. E. Allen, mencionó y clasificó cuatro tipos de curvas de declinación de acuerdo a una relación matemática. Estas curvas de declinación eran:

1. Aritmética, o caída constante.
2. Geométrica, gasto constante o declinación exponencial.
3. Armónica, o declinación isotérmica.
4. Básica, o declinación fraccional.

De estos casos, el primero, es de muy poca aplicabilidad en la evaluación de las curvas de declinación; el segundo caso, es el que se conoce como la relación lineal en papel semi-logarítmico; el tercero, es un caso especial de la declinación hiperbólica, en donde la declinación es proporcional al gasto de producción; y en el último, no se puede aplicar la ecuación obtenida.

En 1935 S. J. Pirson, dedujo las bases matemáticas del método de la “relación de pérdida” de Johnson y Bollens, llegando así a las relaciones de gasto y tiempo en las curvas de declinación que muestran, ya sea una relación de pérdida constante, las primeras diferencias entre estas relaciones constantes o las segundas diferencias de las mismas. Las de relaciones de pérdida constantes aparentan ser iguales a las exponenciales, es decir, a las curvas que muestran un porcentaje de declinación constante representadas por una línea recta en papel semi-logarítmico; aquellas de las primeras diferencias constantes, se comportan como las curvas de declinación hiperbólica que pueden ser una línea recta, pero sólo si son graficadas en papel log-log; y por último, las de segundas diferencias constantes, son las que aparentan tener ecuaciones matemáticas muy complicadas, lo que provoca que sean inapropiadas para utilizarse con fines prácticos.

En 1938 H. E. Gross, mostró las ventajas de sustituir el porcentaje de aceite en el gasto total de producción en la curva de gasto contra producción acumulada de Marsh; este método originado por A. F. Van Everdingen en Houston, proporcionó buenos resultados en la producción de pozos con empuje de agua localizados en las costas del Golfo.

En 1940 W. W. Cutler y H. R. Johnson, mostraron cómo pruebas tomadas periódicamente en pozos (o cálculos realizados a partir de la presión de fondo del pozo y los datos del índice de productividad del mismo), pueden ser utilizadas para reconstruir o calcular la curva de la declinación de producción, en la cual, el pozo mantuvo una producción bajo condiciones óptimas.

En 1942 H. C. Millar, introdujo la relación que presenta la presión con la caída de la producción acumulada graficada en papel log-log; también mostró, como los cambios en el desarrollo del yacimiento pueden ser detectados por medio de variaciones abruptas en la pendiente de la curva que obtuvo.

En 1943 C. H. Rankin, mostró como la presión en el fondo del pozo puede utilizarse algunas veces como un sustituto del gasto de producción o del gasto acumulado en las curvas de declinación; aparentemente, este método aplica sólo en yacimientos en donde no existe el empuje de agua, o en donde los índices de productividad son constantes. En un yacimiento de Oklahoma, que se caracteriza por tener drene gravitacional, la gráfica del nivel del fluido contra la producción acumulada, se utilizó exitosamente para estimar las reservas de los pozos con gastos constantes de producción.

En 1942 P. J. Jones, sugirió para pozos con gastos de declinación variable una aproximación, la cual tiene una tendencia que sigue una línea recta al graficarse en papel log-log; dicha tendencia se representa por la ecuación 1.2:

$$\log D = \log D_0 - m \log t \quad (1.2)$$

En donde D_0 se refiere a una declinación inicial; mientras que m es una constante positiva. La integración de esta relación lleva a obtener una ecuación gasto-tiempo de la forma general:

$$P = P_0 \frac{D_0 t^{1-m}}{e^{100(m-1)}} \quad (1.3)$$

En este tipo de ecuación se puede notar que no existe una relación de una recta al graficarla en papel semi-logarítmico o en papel log-log, pero si es posible observar dicha recta cuando se grafica el doble logaritmo de la producción en contra del logaritmo del tiempo.

En 1943 F. K. Beach, mostró con datos tomados de un campo en Canadá, que las curvas obtenidas al graficar la producción acumulada contra el tiempo pueden ser extrapoladas con líneas rectas. Es necesario hacer notar que esta curva es matemáticamente correcta sólo en el caso de la declinación armónica, en donde la declinación es proporcional al gasto de producción.

3. DEFINICIÓN DE CURVAS DE DECLINACIÓN.

Hace muchos años se descubrió que una gráfica de gasto de producción de aceite contra el tiempo puede extrapolarse, con el fin de proporcionar una estimación de gastos futuros para un pozo y así determinar el límite económico de producción; y una vez que se conoce es posible determinar la producción total a obtener; en otras palabras, las reservas totales del yacimiento. Este procedimiento que desde entonces se ha convertido en una técnica más experimentada, se conoce como el “Análisis de Curvas de Declinación”.

El análisis típico de una curva de declinación consiste en graficar la producción de un pozo contra el tiempo en papel semi-logarítmico y ajustar estas tendencias con una curva que posteriormente se extrapolará; al obtener esta extrapolación se leen los valores de producción promedio que son utilizados para realizar algunos cálculos y así lograr la determinación de las reservas.

Con la finalidad de conocer la influencia que pueden tener ciertas características del yacimiento en la declinación de la producción, se debe partir de consideraciones iniciales como en un yacimiento ideal, sin empuje hidráulico, la presión es proporcional al aceite remanente y los índices de productividad son constantes durante la vida productiva del pozo; dando con esto a entender, que los gastos de producción son una proporción constante del gasto inicial con el que contó el pozo. Sin embargo, en los yacimientos reales estos comportamientos no son verdaderos; se sabe que la presión no es proporcional al aceite remanente en el yacimiento y que ésta se reduce gradualmente a una menor velocidad cuando el aceite remanente en el yacimiento disminuye; así como tampoco son constantes los índices de productividad, en los que se puede observar una declinación conforme se agota el aceite remanente; y como consecuencia, la relación gas-aceite tiende a aumentar. El resultado de esto es que la relación del gasto con la producción acumulada en papel normal no es una línea recta debido a que muestra una leve curvatura.

Si se habla de los distintos métodos de análisis de curvas de declinación, todos se basan en la suposición de que el gasto de producción declina en relación con el tiempo; cuando se grafica esta relación de producción contra tiempo, se puede observar, como

se muestra en la figura 2, que el ritmo de declinación D representa este cambio fraccional del gasto con respecto al tiempo.

$$D = \frac{\left(-\frac{dq}{q}\right)}{dt} \quad (1.4)$$

O bien;

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

De acuerdo a la interpretación gráfica de esta ecuación, como se aprecia en la imagen, el gasto de declinación en cualquier tiempo, puede determinarse gráficamente calculando la pendiente de la curva de gasto de producción contra tiempo a un tiempo de interés, y dividiendo esta pendiente entre el gasto en ese mismo instante.

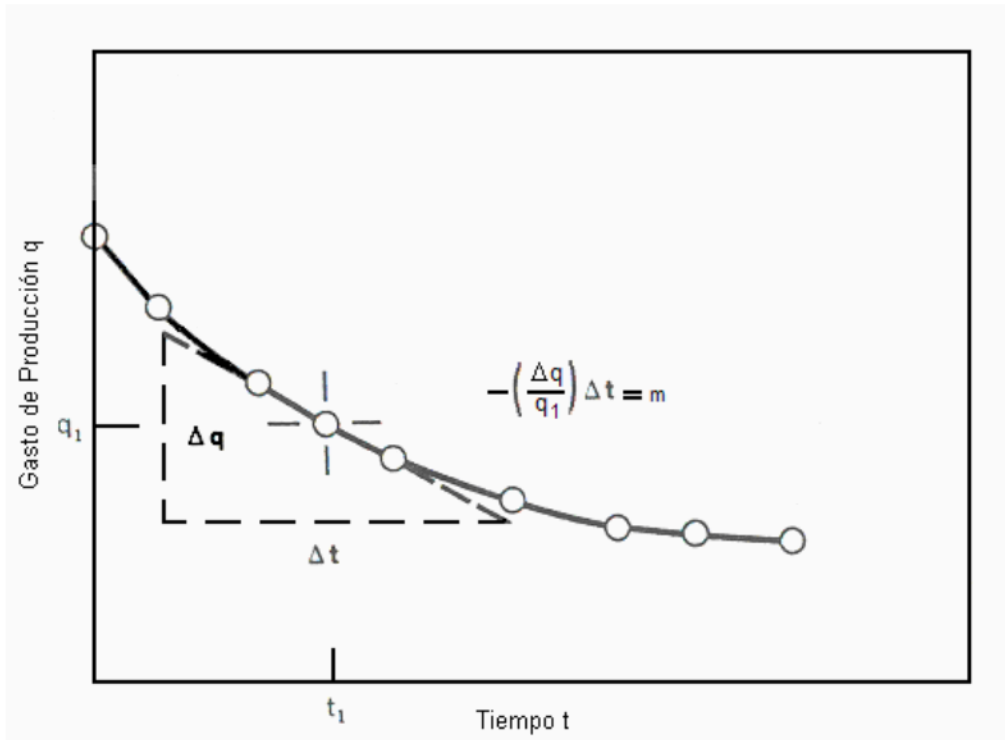


Fig. 2 Definición del Gasto de Declinación

Las principales gráficas que se utilizan en este tipo de análisis son las de gasto de producción contra el tiempo y las de gasto producido contra de la producción acumulada. Estas gráficas se clasifican en tres tipos:

1. Curva de Declinación constante ó Exponencial.
2. Curva Hiperbólica.
3. Curva Armónica.

La declinación exponencial es aquella en donde los cambios en la producción por unidad de tiempo son constantes; en cuanto a la declinación hiperbólica, la caída que se observa en la producción por unidad de tiempo, expresada como una fracción del gasto de producción, tiene un exponente que varía entre cero y uno. Y la armónica es un caso particular de la curva hiperbólica, debido a que el exponente de la fracción del gasto producido es uno.

4. LÍMITE ECONÓMICO

Cuando se hace la extrapolación de la tendencia de las curvas de declinación, ésta tiene que llegar a un punto en el cual el valor de la producción es equivalente a los costos de producción, ya que de continuar con la explotación del pozo, los costos serían mayores a los ingresos, y esto provocaría una explotación del pozo no costeable.

Este valor de la producción, que es suficiente para costear los gastos de operación, transporte, mantenimiento de equipo, personal empleado, pago de regalías, entre otros; se conoce como Límite Económico.

El Límite Económico está sujeto a factores que cambian de acuerdo a las especificaciones técnicas de la explotación, las cuales incluyen los costos en las variaciones con el aumento de la profundidad del pozo, así como el número de pozos perforados; además, es indispensable tomar en cuenta el precio de venta del barril de aceite, el cual es un factor de suma importancia.

5. ESTADO DEL ARTE

Como se comentó, las curvas de declinación son una herramienta que permite conocer cuál será la producción de un pozo o las reservas remanentes en el mismo debido al conocimiento de su historia de producción; este historial permitirá determinar ciertos parámetros mediante el ajuste estadístico a una recta o una curva, a un modelo matemático, o a un ajuste de una familia de curvas tipo con gastos y producciones adimensionales.

Sin embargo, el uso de esta herramienta no se limita a estas funciones, debido a que el desarrollo e investigación sobre curvas de declinación continúa, y consecuentemente se han conseguido importantes logros para conocer de una mejor forma el comportamiento de un pozo, e incluso determinar algunas características del yacimiento con datos de producción y tiempo únicamente.

En un principio, cuando Arps mostró su trabajo del análisis de las curvas de declinación no contaba con el desarrollo matemático necesario de sus ecuaciones deducidas empíricamente; por tal motivo, Fetkovich realizó la comprobación matemática, utilizando soluciones analíticas para la presión en el fondo del pozo, ecuaciones simples de balance de materia y ecuaciones de gasto en estado pseudo-estacionario para pozos de aceite y gas; proporcionando así, el sustento teórico de las ecuaciones propuestas por Arps. En estos estudios, Fetkovich también mostró las circunstancias bajo las cuales se pueden tomar ciertos valores de la constante de la declinación hiperbólica b , basándose en el mecanismo de empuje predominante en el yacimiento.

Gracias a los avances de Arps y Fetkovich existen distintos desarrollos, los cuales, al permitir conocer de una mejor forma el comportamiento del yacimiento, ofrecen la posibilidad de anticiparse al comportamiento del mismo contando con acciones preventivas para futuros problemas; así como también, realizar los análisis económicos correspondientes para saber si la explotación del pozo será redituable. Tales trabajos que han venido desarrollándose a través de los últimos años, permiten conocer que tan acertadas son las predicciones tanto en la producción como en la estimación de reservas mediante ciertas modificaciones, principalmente en las ecuaciones propuestas por Arps para describir un nuevo método de cálculo; así como cambios más complicados que permiten el análisis de las curvas de declinación para yacimientos que cuentan con

distintos patrones de flujo, incluyendo los sistemas de doble porosidad que muestran vórgulos y fracturas.

Entre estos avances se encuentran los realizados por Aitokhuehi, en el 2007, que retoma el trabajo comenzado por Fetkovich en 1980 y el de Masoner en 1998, en el que describe una maximización en el uso del análisis de las curvas de declinación; donde el objetivo es demostrar la posibilidad de obtener la información correspondiente a gastos futuros, el cálculo de reservas y estimar otros parámetros del yacimiento, entre los que se encuentra las curvas de permeabilidades relativas; mediante el análisis de estas curvas, permite considerar que la constante de Arps, para la declinación hiperbólica, es dependiente de la forma que tenga la curva de permeabilidad obtenida con esta metodología.

En su trabajo dice que por debajo de la presión de burbuja al empezar a liberarse y producirse gas, éste compite con el aceite por un espacio en la tubería de producción, por lo que el gasto de aceite declina; sin embargo, el gasto de fluidos total permanece aproximadamente constante, con lo que concluye que este proceso es dependiente de la permeabilidad relativa.

En el desarrollo toma como principio un pozo produciendo en un período de estado pseudo-estacionario en el que el gasto es aproximadamente constante y la permeabilidad relativa, k_{ro} , puede obtenerse con la ecuación 1.5:

$$k_{ro} = \left(\frac{S_o - S_{or}}{1 - S_{or}} \right)^\alpha \quad (1.5)$$

Ahora, sustituyendo en la ecuación de flujo multifásico de Perrine y tomando en cuenta las ecuaciones de balance de materia de Masoner, se llega a la ecuación 1.6 que se utiliza para determinar la curva de permeabilidad relativa:

$$S_{or} = \frac{\left[\left(1 - \frac{N_p}{N} \right) \frac{B_o}{B_{oi}} - \left(\frac{\bar{q}_o}{q_{oi}} \right)^{1-b} \right]}{\left[1 - \left(\frac{\bar{q}_o}{q_{oi}} \right)^{1-b} \right]} \quad (1.6)$$

Considerando que α se determinará después de conocer el valor de b por medio del ajuste de la curva de declinación:

$$\alpha = \frac{1}{1-b}$$

Y

$$\bar{q}_o = q_o \left(\frac{B_o \mu_o}{\mu_{oi} B_{oi}} \right)$$

Una vez obtenidas estas curvas, pueden ser muy útiles en el ajuste de la historia de la producción de un pozo introduciendo dichos datos a un simulador numérico y con la ayuda del mismo, se logra una predicción acertada del comportamiento futuro del yacimiento; aunque estos datos pueden también adquirirse de los núcleos obtenidos del yacimiento, se ha comprobado que las curvas de permeabilidad calculadas por este método (curvas de declinación) pueden brindar resultados más confiables.

Por otra parte, existe un sin número de artículos que tratan de comprobar la credibilidad de los datos que se obtienen con las ecuaciones desarrolladas por Arps, en donde son puestos a prueba en sistemas que cuentan incluso con fracturas; uno de estos artículos es publicado por Rushing, "Estimating Reserves in Tight Gas Sands at HP/HT Reservoir Conditions: Use and Misuse of an Arps Decline Curve Methodology", en el que evalúa la aplicabilidad del análisis de las curvas de declinación desarrollado por Arps en yacimientos con pozos hidráulicamente fracturados y terminados en cuerpos de arenas a condiciones de altas presiones y altas temperaturas en el yacimiento. Él realizó el análisis y el cálculo de la vida productiva de los pozos con el método de Arps, y simultáneamente con un simulador numérico. En este artículo, al igual que en la teoría de Arps, se indica que el exponente de la curva de declinación b , debe ser un valor entre 0 y 1.0 en una gráfica semi-logarítmica de gasto contra tiempo; sin embargo, dadas las condiciones altas de presión y temperatura del yacimiento se obtuvieron valores mayores a este rango, por lo que las desviaciones observadas en el exponente b , en las relaciones de gasto contra el tiempo, pudieran no ser válidas para la aplicación de los modelos descritos por Arps para calcular tanto las reservas como los posibles gastos futuros de producción.

Rushing calculó las reservas por ambos métodos, el de Arps y el del simulador numérico en varios períodos de tiempo durante la vida productiva de los pozos; en el caso de Arps, se extrapola el mejor ajuste del modelo y se compara con la producción simulada. En la estimación de reservas se puede tomar el límite económico a un gasto determinado o la producción que se alcanzaría a una cierta fecha. Al realizar los cálculos, se tomaron los valores y se calcularon los errores de la metodología de Arps en relación con los valores obtenidos en el simulador numérico.

En el estudio se llegó a observar que se obtenían valores para el exponente de declinación mayores de 1.0, los cuales arrojaban resultados en donde el error era significativamente alto; los exponentes que generalmente se encontraban entre 0.5 y 1.0 daban valores muy cercanos a los simulados. El experimento se realizó con distintas variaciones en las propiedades y características del yacimiento, por lo que se obtuvieron distintos resultados; sin embargo, el resultado predominante fue que los cálculos en donde el exponente de Arps era menor de 1.0 y tenían un error menor al 10 por ciento, que es un valor aceptable en estos casos; mientras que para los valores con un exponente mayor a 1.0, se encontraron errores mayores al 100 por ciento.

Es importante resaltar los periodos de tiempo en los que se observa que los exponentes menores a 1.0 se obtienen en cuanto el tiempo empieza a superar los 50 años de producción, y mientras este periodo sea más corto, los valores superan el valor aceptable para el exponente de declinación, b .

Capítulo III. Curvas de Declinación.

1. INTRODUCCIÓN

En el análisis de las curvas de declinación es importante determinar en un principio el tipo de declinación del que se trata, ya que dependiendo de este comportamiento las ecuaciones y las variables a utilizar son distintas y el pronóstico realizado va a tener distintos grados de pesimismo u optimismo. Es fácil hacer notar que el tipo de declinación más sencillo es el llamado Exponencial, y el más complicado es el Hiperbólico y a su vez el más optimista es el Armónico, sin embargo es necesario el realizar el análisis de la curva de declinación para saber cual de estos casos es el aplicable al caso de estudio. Estos tipos de declinación cuentan con métodos de solución que son desde métodos gráficos, estadísticos o de prueba de error.

2. DECLINACIÓN EXPONENCIAL.

La declinación exponencial, también conocida como porcentual constante, es conocida de esta forma debido a que la ecuación matemática es descrita por una ecuación exponencial. Este tipo de declinación es mucho más usada que el resto de casos aunque la mayoría de los ingenieros que trabajan con este tipo de herramientas están de acuerdo en que la declinación hiperbólica es la que ofrece los mejores resultados o resultados que describen de una mejor forma el comportamiento que tiene una gran parte de los pozos estudiados; sin embargo, lo que provoca que este tipo de declinación sea utilizada preferentemente se debe a su simplicidad y la exactitud que ofrece en casos en donde los gastos de declinación son pequeños; ya que bajo esta condición los resultados que se obtienen utilizando la declinación hiperbólica no son muy distintos a los del caso exponencial.

2.1 Análisis estadístico.

Este es el método más simple para reconocer una declinación exponencial, ya que se utilizan métodos estadísticos que facilitan saber si se trata o no de este tipo de declinación. En este análisis se utilizan los gastos de producción que son tabulados y considerando que los datos son tomados en intervalos de tiempo equivalentes, se

calculan las caídas de la producción por unidad de tiempo, Δq , en una segunda columna, y en una tercera columna una relación de las dos anteriores; si esta relación es constante o cerca de serlo, se puede entonces asumir que la curva a obtener es del tipo exponencial.

Normalmente la declinación exponencial se encuentra en casos en que los intervalos de tiempo son de un mes y la declinación de la producción es pequeña, lo suficiente para que la tendencia sea distorsionada notablemente con irregularidades tomando las mediciones mensuales mencionadas.

En el ejemplo se cuenta con datos de un campo en Montana y las mediciones de la producción son tomadas en intervalos de seis meses. La relación de pérdida de producción es definida como el gasto dividido por la pérdida de producción por unidad de tiempo del gasto actual con el gasto anterior; en esta relación es necesario multiplicar un seis para así poder corregir la relación de la caída de producción tomando en cuenta que el intervalo de tiempo tomado es de seis meses. Se puede observar que las relaciones en la caída de producción son aproximadamente constantes, por lo que se obtiene el promedio de estas relaciones en el periodo de Julio de 1940 hasta Enero de 1944, dando como resultado 86.8, consecuentemente este valor se puede utilizar para extrapolar la tendencia de producción y así obtener los gastos futuros hasta Enero de 1947. El procedimiento para la obtención de estos gastos de producción es despejando el gasto de la relación de declinación de la producción (el valor de la última columna), obteniendo así la producción esperada y una vez obtenido este valor es posible determinar los valores de la pérdida en el gasto de producción (cuarta columna).

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
Mes	Año	Gasto de Producción Mensual, Q	Pérdida en el Gasto de Producción en un intervalo de 6 Meses ΔQ	Relación de Pérdida de Producción (en Base Mensual) $D = 6 \frac{Q}{\Delta Q}$
Julio	1940	460		
Enero	1941	431	-29	-89.2
Julio	1941	403	-28	-86.4
Enero	1942	377	-26	-87.0
Julio	1942	352	-25	-84.5
Enero	1943	330	-22	-90.0
Julio	1943	309	-21	-88.3
Enero	1944	288	-21	-82.3
Julio	1944	269.4	-18.6	-86.8
Enero	1945	252.0	-17.4	-86.8
Julio	1945	235.7	-16.3	-86.8
Enero	1946	220.4	-15.2	-86.8
Julio	1946	206.2	-14.3	-86.8
Enero	1947	192.8	-13.3	-86.8

Tabla 2. Declinación exponencial.

2.2 Análisis matemático.

Como su nombre lo indica, este caso está basado en el hecho de que el gasto de declinación, no cambia conforme el tiempo avanza, por lo que se puede utilizar la definición básica de declinación, para así poder obtener la ecuación utilizada para este caso, que es la descrita a continuación:

$$D\Delta t = -\left(\frac{\Delta q}{q}\right) \quad (2.1)$$

Esta ecuación puede ser aplicada a cualquier incremento en el tiempo; si esta ecuación es aplicada a todos estos incrementos de tiempo, partiendo de un gasto inicial cuando el tiempo parte también de cero hacia un gasto cualquiera, q , correspondiente al tiempo, t , se puede obtener que:

$$D \sum_0^t \Delta t = - \sum_{q_i}^q \left(\frac{\Delta q}{q} \right)$$

$$Dt = \ln q_i - \ln q \quad (2.2)$$

La ecuación anterior muestra que la gráfica del logaritmo natural del gasto, $\ln q$, contra el tiempo, t , va a resultar en una línea recta; si esta ecuación es cambiada a logaritmo base 10 dará una ecuación de la forma:

$$Dt = 2.3 \log q_i - 2.3 \log q \quad (2.3)$$

Se sabe que si se realiza una gráfica que involucre el logaritmo del gasto de producción contra el tiempo y ésta resulta ser una línea recta, se trata de una declinación exponencial y se pueden calcular los gastos de producción en cualquier tiempo con las ecuaciones anteriores, aunque también se podría obtener el tiempo correspondiente a algún gasto de producción en particular, como puede ser el tiempo en el que se alcanza el límite económico.

Manipulando la ecuación 2.2 se puede obtener también la forma exponencial que en muchos casos por su simplicidad es preferentemente utilizada para realizar este tipo de cálculos.

$$Dt = \ln \left(\frac{q_i}{q} \right)$$

$$\left(\frac{q_i}{q} \right) = e^{Dt}$$

$$q = q_i e^{-Dt} \quad (2.4)$$

Estas ecuaciones al igual que las anteriores pueden ser utilizadas con los mismos propósitos de calcular gastos futuros de producción y tiempos determinados.

Es importante señalar que una curva de declinación no siempre sigue desde un principio la tendencia de una línea recta, es decir, la curva puede continuar hasta un gasto menor,

en donde con frecuencia es posible aproximar la tendencia de la declinación de la producción a una línea recta, tal como se muestra en la figura 3.

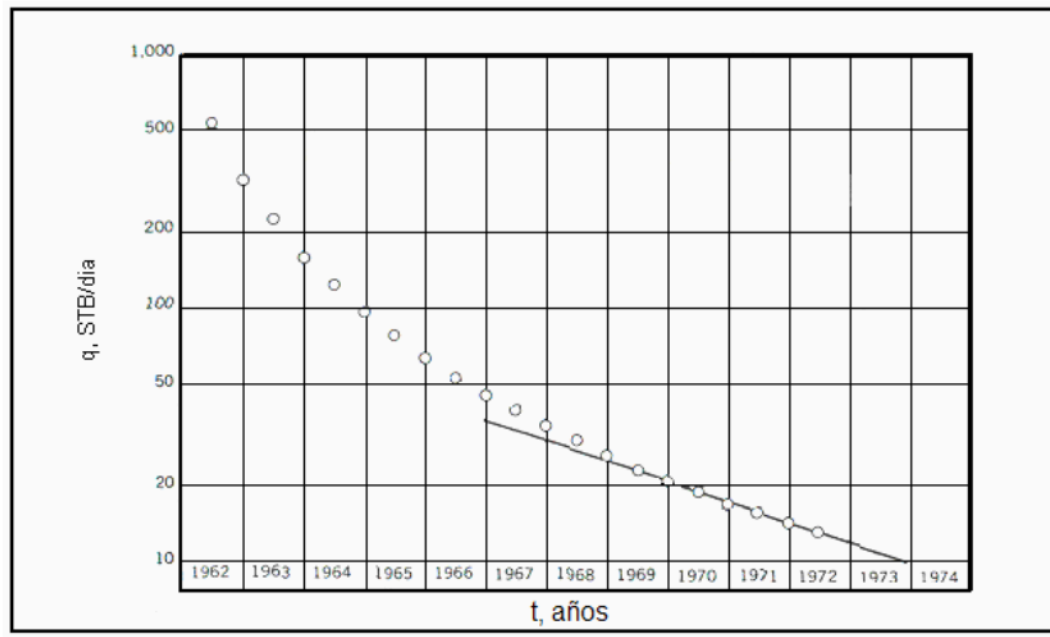


Fig. 3 Datos ajustados de la curva de declinación

Las curvas de declinación por lo general son tomadas con base en una producción mensual, por lo que se calcula el promedio de la producción observada diariamente para así poder obtener la producción promedio mensual, la cual es graficada obteniendo como resultado una escala recomendable de barriles por mes.

Sin importar el método que se utilice para obtener la curva de declinación, ésta muestra generalmente una incertidumbre en la tendencia que siguen los datos graficados. Esta incertidumbre mostrada es posiblemente debida a las variaciones de tiempo, dificultades en el ambiente, las corridas en las tuberías, etc. Para combatir estas variaciones y hacer que los datos puedan ser interpretados de una manera mucho más sencilla, generalmente se hacen promedios de producción por intervalos de tiempo y éstos se grafican a la mitad del incremento de tiempo utilizado. Esto puede ser útil cuando se hacen promedios que involucran periodos de tiempo de tres meses, seis meses o incluso periodos de un año.

2.3 Determinación de las reservas por medio de la declinación exponencial.

Para la determinación de las reservas es posible formar una gráfica de producciones por periodos de tiempo, en los cuales si se encuentra que describen una declinación exponencial es posible obtener promedios de las producciones por periodos cortos de tiempo de los que se podrían calcular el total de la producción.

Esta técnica es eficiente y práctica, siempre y cuando se calculen las producciones totales por periodos cortos de tiempo, sin embargo, en el caso de que se requiera hacer el cálculo para periodos largos de tiempo, este método se hace menos práctico, ya que sería necesario realizar numerosas lecturas de producciones de las largas extrapolaciones con el fin de tener una mayor exactitud, lo que se hace notablemente laborioso, y por lo tanto resulta mucho más fácil calcular las producciones acumuladas totales siempre y cuando las declinaciones de la producción sean constantes hasta llegar al gasto deseado que generalmente corresponde al límite económico mediante la siguiente ecuación:

$$\Delta N_p = \frac{(q_1 - q_2)}{D} \quad (2.5)$$

Para poder utilizar esta ecuación y así calcular el incremento de la producción ΔN_p , es necesario saber solamente el gasto al inicio de la declinación, es decir, q_1 , el gasto al final del periodo, generalmente el límite económico, q_2 , y el ritmo de declinación, D. Como normalmente los gastos de producción son registrados en barriles por día, es necesario que la declinación de la producción sea tomada en una fracción que demuestre el cambio de la producción por día; el ritmo de declinación tendría entonces las unidades de $días^{-1}$, lo que resulta en números pequeños que son difíciles de manipular, por lo que es recomendable utilizar el gasto de declinación en unidades de meses o incluso años.

Si se toma que la producción acumulada durante periodos de tiempo de t_1 a t_2 , se obtiene con la siguiente ecuación:

$$\Delta N_p = \sum_{t_1}^{t_2} (q \Delta t) \quad (2.6)$$

Y si se sustituye la ecuación 2.6 en la ecuación 1.4, obtenemos que:

$$\Delta N_p = - \sum_{q_1}^{q_2} \left(\frac{\Delta q}{D} \right) \quad (2.7)$$

Y considerando que el gasto inicial q_1 es constante, se puede llegar a que el valor de N_p , es inversamente proporcional al gasto q_2 .

$$\Delta N_p = \left(\frac{q_1}{D} \right) - \left(\frac{q_2}{D} \right) \quad (2.8)$$

Por lo que la gráfica de N_p contra el gasto q_2 , puede resultar en una línea recta, la cual, tendrá un pendiente igual a $-\left(\frac{1}{D}\right)$, siempre y cuando la recta siga la tendencia de una declinación exponencial.

En la figura 4 se muestra una gráfica de gasto en contra de la producción acumulada de un pozo, en la que se puede observar que se entra en la fase de declinación exponencial antes de aplicar algún método con el fin de mejorar la producción, sin embargo, también se nota como aún después de la intervención se sigue una tendencia de declinación exponencial; en este caso el drene del pozo no cambió por las acciones realizadas, debido a que el mecanismo de empuje sigue siendo el mismo; ahora suponiendo que el aceite móvil es todo el aceite que se podría producir si se llegara hasta un gasto de producción de cero. Para una declinación exponencial el aceite móvil remanente en el yacimiento a cualquier tiempo determinado puede ser calculado con las ecuaciones anteriores, desde un gasto q_1 , hasta un gasto q_2 , el cual es cero, dando como resultado la ecuación:

$$\text{Aceite Móvil Remanente} = \left(\frac{q_1}{D} \right) \quad (2.9)$$

Si el aceite original móvil en un yacimiento no es modificado por la intervención que haga incrementar la producción de q_x , hasta q_y , como se muestra en la figura 4, el

gasto de declinación también se incrementa en la misma relación para el aceite original móvil remanente de acuerdo a la ecuación obtenida anteriormente. Con lo que si un pozo en el que se observa una declinación exponencial antes y después de una intervención tiene una gráfica de gasto en contra de la producción acumulada que se extrapola al mismo punto para un gasto de cero antes y después de la intervención, se puede concluir que la intervención no modificó el drene del pozo. Esto generalmente parece ser el caso de los fracturamientos, las acidificaciones y métodos similares de estimulación a un pozo. En cuyo caso el incremento de la última producción va a ser la diferencia en la producción acumulada en cuanto se llegue al gasto determinado por el límite económico en N_{p1} y N_{p2} .

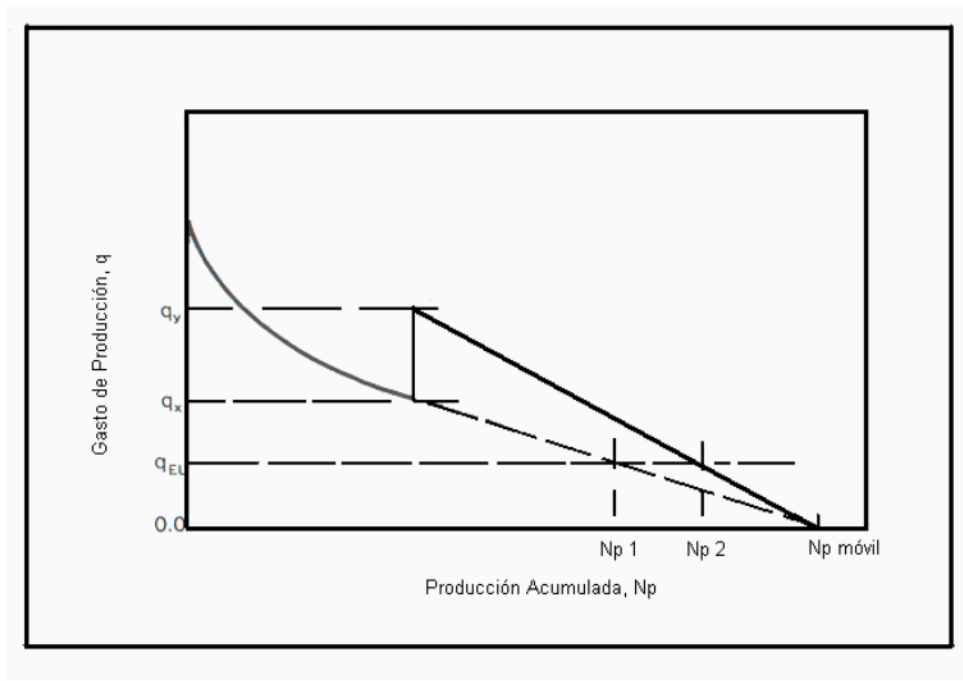


Fig. 4 Uso de la curva de gasto acumulado de declinación

3. DECLINACIÓN HIPERBÓLICA.

Al realizar tareas relacionadas con el cálculo o la evaluación de reservas existentes en un yacimiento, con frecuencia se tiene que encarar el hecho de trabajar con datos que resultan del análisis de curvas de declinación; la mayoría de los ingenieros prefieren utilizar la declinación exponencial debido a su simplicidad, sin embargo, ésta no es muy exacta y por esto tienen que hacer modificaciones a sus cálculos basándose en su experiencia, aumentando las reservas obtenidas para poder ajustarlas al verdadero comportamiento que está mostrando el yacimiento; sin embargo, este tipo de suposiciones puede ser omitido mediante el uso de la declinación hiperbólica, la cual provee un mejor ajuste al comportamiento del yacimiento dando como resultado predicciones más exactas y cálculos de reservas más apegados a la realidad, pero debido a la complejidad del método no es sencillo realizar los cálculos necesarios para determinar producciones y reservas, por lo que se han buscado métodos accesibles de resolver las ecuaciones de este tipo de declinación.

3.1 Análisis Estadístico

El tipo de declinación hiperbólica, también llamado declinación log - log, es el que se presenta con más frecuencia debido a las características y comportamiento de la producción de los pozos. Esta declinación puede ser reconocida por el hecho de que las relaciones de pérdida se presentan como series aritméticas, y por lo tanto, las primeras diferencias entre estas relaciones de pérdida de producción son constantes o cercanas a serlo. En la tabla 3, se muestran las relaciones de declinación de producción de un campo en Kansas; el cual ha producido desde que se terminó de perforar y se le implementaron las instalaciones necesarias de producción, mostrando así una curva de producción contra tiempo en papel semi-logarítmico, que se muestra en la figura 5, en donde se observa una curvatura hacia la derecha que es el comportamiento típico de la declinación hiperbólica.

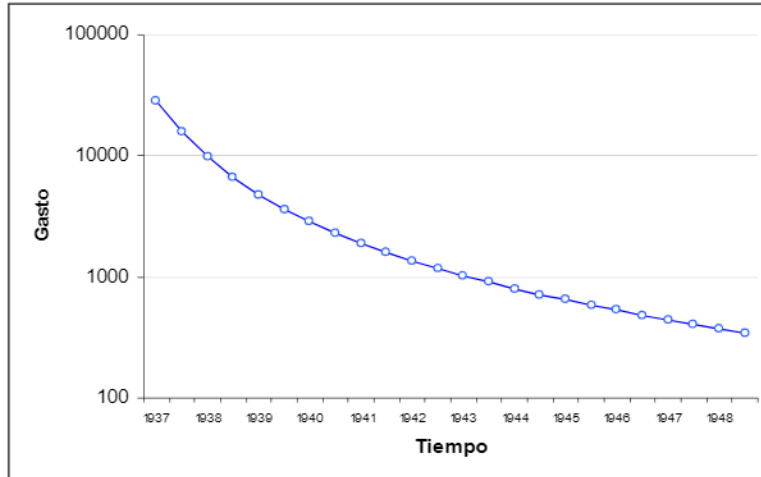


Fig. 5 Curva de Declinación hiperbólica

Mes	Año	Gasto de Producción Mensual, Q	Pérdida en el Gasto de Producción en un intervalo de 6 Meses ΔQ	Relación de Pérdida de Producción (en Base Mensual) $D = 6 \frac{Q}{\Delta Q}$	Primer Derivada de la Relación de Pérdida de Producción $b = \frac{\Delta \left(\frac{6Q}{\Delta P} \right)}{6}$
Enero	1937	28200			
Julio	1937	15680	-12520	-7.51	
Enero	1938	9700	-5980	-9.73	-0.37
Julio	1938	6635	-3065	-12.99	-0.54
Enero	1939	4775	-1860	-15.40	-0.40
Julio	1939	3628	-1147	-18.98	-0.60
Enero	1940	2850	-778	-21.98	-0.50
Julio	1940	2300	-550	-25.09	-0.52
Enero	1941	1905	-395	-28.94	-0.64
Julio	1941	1610	-295	-32.75	-0.63
Enero	1942	1365	-245	-33.43	-0.11
Julio	1942	1177	-188	-37.56	-0.69
Enero	1943	1027	-150	-41.08	-0.59
Julio	1943	904	-123	-44.13	-0.509
Enero	1944	802	-102	-47.18	-0.509
Julio	1944	717	-86	-50.23	-0.509
Enero	1945	644	-73	-53.29	-0.509
Julio	1945	582	-62	-56.34	-0.509
Enero	1946	529	-53	-59.39	-0.509
Julio	1946	482	-46	-62.44	-0.509
Enero	1947	442	-40	-65.49	-0.509
Julio	1947	406	-36	-68.54	-0.509
Enero	1948	375	-31	-71.59	-0.509
Julio	1948	347	-28	-74.65	-0.509

Tabla 3. Declinación Hiperbólica.

Como en el caso de la declinación exponencial, los gastos de producción fueron tomados en intervalos de seis meses, para que de esta forma se eliminen las incertidumbres relacionadas con el tiempo y se pueda ajustar la tendencia de la curva sin necesidad de invertir mucho trabajo. Al definir la relación de declinación, D , como el gasto de producción dividida por la primera derivada de la curva gasto contra tiempo, se introduce el factor de corrección 6 por las mediciones semestrales para encontrar así los valores correctos. Las relaciones de declinación que son obtenidas de esa forma muestran cierta uniformidad característica de una serie aritmética, y consecuentemente las diferencias entre las siguientes relaciones de declinación, b , son casi constantes.

Estas diferencias representan las derivadas de las relaciones de declinación con respecto al tiempo, y como son tomadas en intervalos de seis meses se necesita introducir un factor de corrección, que es $\frac{1}{6}$, para así poder encontrar los valores correctos para el término b , por lo que el promedio del valor de esta primer diferencia de las relaciones de declinación es utilizado para encontrar en primer instancia la extrapolación de la relación de declinación D , y de esta forma determinar las producciones futuras, así como conocer en qué fecha se alcanzará la producción del límite económico.

3.2 Análisis Matemático.

En el análisis matemático de la declinación exponencial se contaba con un valor constante del ritmo de declinación de la producción, D , pero en el caso de la declinación hiperbólica el ritmo de declinación ya no tiene esa tendencia, ahora varía de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\left(\frac{D}{D_i}\right) = \left(\frac{q^b}{q_i^b}\right) \quad (2.10)$$

En donde, la constante b representa un número entre cero y uno, sin embargo, es necesario hacer notar que si esta constante tiene el valor de cero se trata de una declinación exponencial, y en el caso de que esta constante tome el valor de uno se convierte en la declinación armónica.

Para obtener la ecuación de la declinación hiperbólica de gasto con tiempo, se puede sustituir la ecuación del gasto de declinación (ecuación 1.4) en la ecuación 2.10, resultando así:

$$\frac{-\left(\frac{\Delta q}{q \Delta t}\right)}{D_i} = \left(\frac{q^b}{q_i^b}\right) \quad (2.11)$$

Ahora, considerando que D_i y q_i son constantes, y que las variables pueden ser separadas y sumadas entre sus límites, resulta:

$$D_i \sum_0^t \Delta t = -q_i^b \sum_{q_i}^q q^{-(b+1)} \Delta q \quad (2.12)$$

En esta expresión se observa que q_i se toma como el gasto inicial cuando el tiempo es cero, lo que significa que D_i , es el gasto de declinación cuando el tiempo también es cero, como consecuencia la ecuación puede ser reacomodada como:

$$D_i t = -q_i^b \left[\frac{q^{-b}}{-b} - \frac{q_i^{-b}}{-b} \right]$$

Y despejando $bD_i t$, se obtiene:

$$bD_i t = \left(\frac{q_i^b}{q^b}\right) - 1 \quad (2.13)$$

Cuando la ecuación 2.13 es resuelta para determinar el gasto, se llega a la ecuación general que define la declinación hiperbólica:

$$q = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{1/b}} \quad (2.14)$$

Al usar esta ecuación se debe considerar que D_i , es el gasto de declinación cuando el gasto q_i es tomado en el tiempo igual a cero. Y también se debe tomar en cuenta que el tiempo varía desde el gasto q_i hasta que se alcanza el gasto q , sin embargo, al aplicar

la ecuación obtenida para la declinación hiperbólica, es necesario determinar el valor del parámetro b , para así lograr aplicar las ecuaciones correspondientes y conocer las producciones futuras del pozo en estudio. La dificultad para determinar la constante de la declinación hiperbólica b , utilizando datos de la historia de producción, es el mayor problema del análisis de la declinación hiperbólica; sin embargo, una vez que este parámetro ha sido determinado, es relativamente sencillo determinar el gasto de declinación correspondiente a un gasto inicial q_i , y una vez obtenido éste se calcula el gasto q , que corresponde a cualquier tiempo t . Es importante señalar que estos mismos parámetros son los utilizados para calcular la producción acumulada, durante un tiempo t , cuando la producción declina desde q_i hasta un gasto q que frecuentemente representa al límite económico.

La ecuación de la declinación hiperbólica para conocer la producción acumulada es derivada de la misma forma en la que se obtuvo la de la declinación exponencial, partiendo de las ecuaciones 2.6 y 2.7, e introduciendo ahora la constante de la declinación hiperbólica b , se llega a:

$$\Delta N_p = \sum_{q_1}^{q_2} \left(-\frac{q_i^b}{D_i} \right) q^{-b} \Delta q \quad (2.15)$$

Cuando la ecuación 2.15 es integrada entre q_1 y q_2 , se obtiene la expresión de la declinación hiperbólica para la producción acumulada representada por la ecuación 2.16.

$$\Delta N_p = \left[\frac{q_i^b}{D_i} (1-b) \right] \left[q_1^{(1-b)} - q_2^{(1-b)} \right] \quad (2.16)$$

Con la que una vez que se determina el valor de la constante de la declinación hiperbólica b , a lo largo de un gasto de declinación D_i , que corresponde a cualquier gasto q_i , se puede calcular la producción acumulada entre los gastos q_1 y q_2 .

3.3 Métodos de solución.

3.3.1 Método gráfico.

Se cree que la forma más simple y fácil de extrapolar el comportamiento de un pozo que describe una declinación hiperbólica y evaluar sus producciones futuras, así como las reservas del yacimiento, es la de comparar la curva de declinación de la producción contra el tiempo con una serie de curvas tipo de la declinación hiperbólica (figuras 6, 7 y 8), las cuales representan distintas combinaciones de b y de D_i . Así, una vez que se ha determinado cuál de las curvas tipo de la declinación hiperbólica es la que mejor se ajusta al comportamiento observado de la declinación del pozo, se podrá determinar cuál es el valor de b , D_i y de q_i que, como se comentó, pueden ser utilizados para obtener los valores de las producciones futuras, y calcular las reservas del yacimiento. Aunque también a partir las curvas tipo es posible que se pueda dar lectura de las producciones futuras del pozo.

Estas gráficas son básicamente de gastos de producción contra tiempo y producciones acumuladas en contra de tiempo para distintas combinaciones de valores de b y D_i . En todas las gráficas el valor del gasto q_i (gasto cuando el tiempo es igual a cero), es 1.0; por lo que el eje de las Y's de las curvas tipo que relacionan gastos de producción contra tiempo, puede ser considerado el gasto q , si q_i es 1.0 o puede ser considerada una relación de gastos $\frac{q}{q_i}$. Considerando que el gasto es graficado en una escala logarítmica, las unidades en las que esté tomado este gasto no afectarán la forma de la curva.

Debido al amplio rango de valores y combinaciones que pueden ser tomados por b y D_i , se toma el centro de la gráfica como el tiempo cero, con el fin de simplificar el ajuste de la curva tipo, en lugar de poner el cero a la izquierda de la gráfica, con lo que se pueden leer valores negativos de tiempo; sin embargo, estos valores negativos de tiempo no afectan los resultados al ser aplicados en las ecuaciones correspondientes.

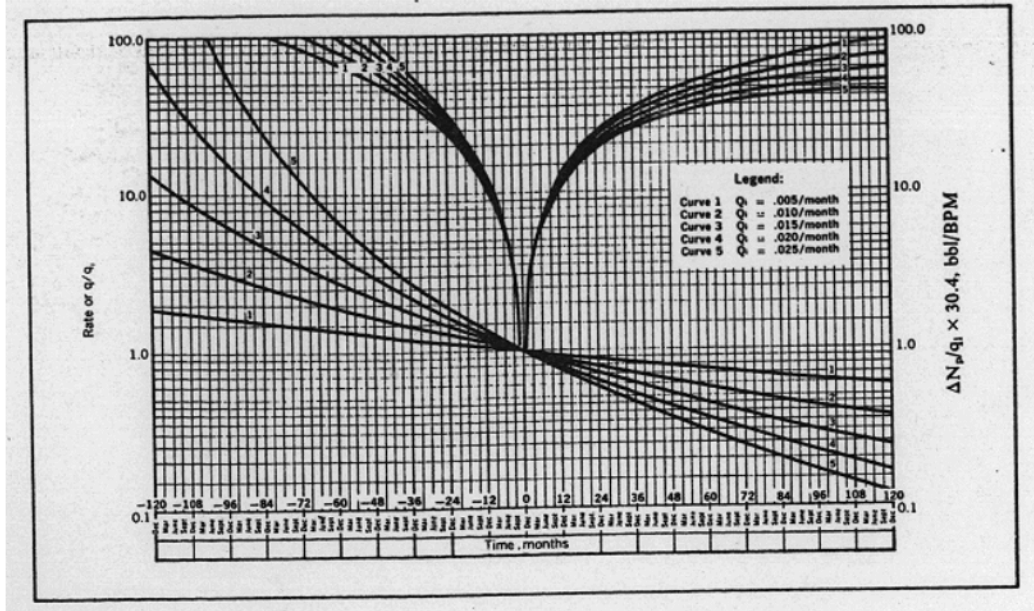


Fig. 6 Curvas de Declinación Hiperbólica para $b=0.3$

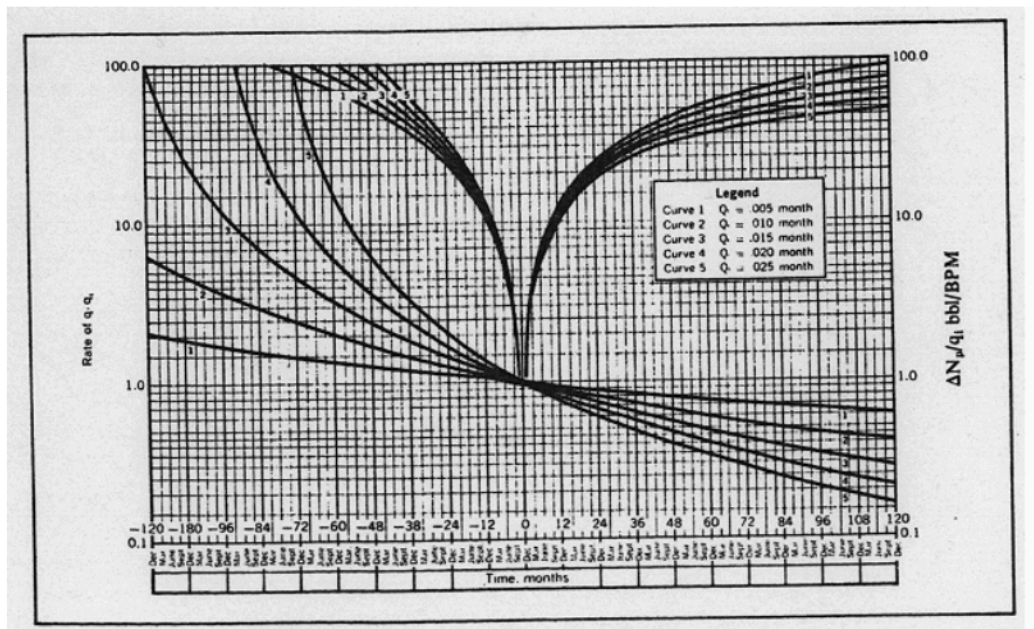


Fig. 7 Curvas de Declinación Hiperbólica $b=0.5$

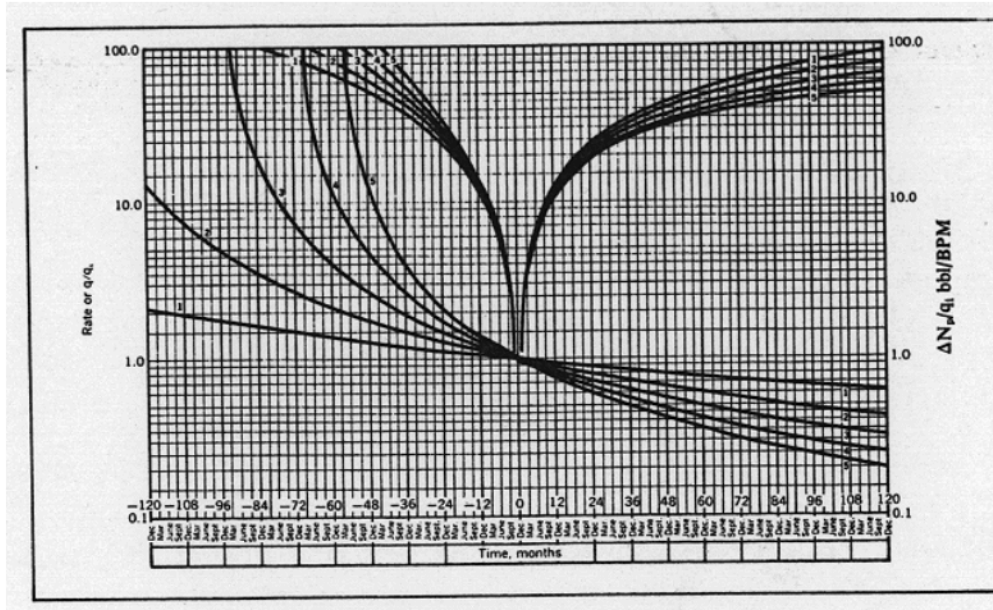


Fig. 8 Curvas de Declinación hiperbólica $b=0.7$

Las curvas tipo de las producciones acumuladas son representadas también en unidades de q_i (como $\frac{\Delta N_p}{q_{iBPM}}$), por lo que las mismas curvas pueden representar ΔN_p para un gasto q_{iBPM} de 1.0. Se debe hacer notar que cada curva de gasto contra tiempo es representada por dos curvas de producción acumulada; una de ellas, por $\frac{\Delta N_p}{q_{iBPM}}$, para la producción acumulada desde algún tiempo negativo, hasta el valor del tiempo igual a cero, y la segunda curva, es la que va desde el tiempo igual a cero hasta una producción acumulada después de un cierto periodo de tiempo.

Para utilizar las gráficas de declinación hiperbólica, es necesario hacer una gráfica de la declinación del pozo en papel transparente y con una escala semi-logarítmica, utilizando la misma escala, tanto en la parte logarítmica como en la parte del tiempo de la misma manera que las curvas tipo de la declinación hiperbólica; como se comentó, es posible utilizar cualquier unidad de gasto, ya sea barriles por día, por mes o por año. Una vez que los datos de la producción del pozo están graficados, la forma de la curva tiene que ser comparada con la familia de curvas tipo de la declinación hiperbólica, para así poder determinar cuál de éstas es la que mejor se ajusta a los datos del pozo. Para comparar las

curvas sólo es necesario poner cualquiera de los ejes, ya sea el horizontal o el vertical de las curvas tipo, paralelo a los ejes de la curva generada con los datos del pozo. Una vez que se obtiene el mejor ajuste tomando el gasto de producción, q_i , correspondiente en las curvas tipo al valor del tiempo igual a cero, t_i , se debe observar cuáles son los valores tanto de b como de D_i , necesarios para utilizar las ecuaciones desarrolladas por Arps, y así determinar los gastos futuros o las reservas existentes en el yacimiento.

La aplicación de estos valores leídos en las ecuaciones correspondientes puede ser confuso, debido a los cambios de signos en el tiempo, por lo que es recomendable, con el fin de evitar errores, ahorrar un poco de tiempo y facilitar el trabajo al utilizar estas curvas tipo, se lean la mayor cantidad de gastos y producciones acumuladas directamente de las curvas.

En algunos casos, para una constante hiperbólica en particular, es posible que se ajuste más de una curva. Esto es, debido a que en las figuras 6, 7 y 8 se muestra a una familia de curvas para una sola b , que es la representación de varios segmentos de una sola curva deducida matemáticamente. En algunos casos es posible que se ajusten hasta tres curvas tipo a la misma gráfica, sin embargo, en estos casos la vida de un pozo y las reservas calculadas no varían y serán las mismas; pero en el caso que se tenga que escoger una sola curva para el ajuste, siempre se debe elegir la curva que muestre el último punto de la gráfica más cercano al cero en la curva tipo de declinación hiperbólica.

3.3.2 Método de prueba y error.

Después del ajuste de curvas tipo, uno de los métodos más utilizados y conocidos para el análisis de curvas de declinación, es el que involucra un procedimiento de ensayo y error para modificar una curva con datos de gasto contra tiempo, hasta que se encuentre una gráfica que describa una línea recta como la mostrada en la figura 9. Aquí, el método implica graficar el logaritmo del gasto contra el logaritmo del tiempo más una constante de ajuste, que es la que se intenta encontrar. Es importante hacer notar que este método no es incorrecto, ya que Mr. Leo Shrinder de Bureau de Minas pudo comprobarlo matemáticamente, obteniendo la ecuación 2.17:

$$\log q = \log \left[q_i (bD_i)^{-\frac{1}{b}} \right] + \left(-\frac{1}{b} \right) \log (bD_i + t) \quad (2.17)$$

Observando esta ecuación se puede ver que si se grafica el logaritmo del gasto, q , contra el logaritmo de, $bD_i + t$, se obtendrá como resultado la gráfica de una línea recta, la cual va a tener una pendiente igual a $-\frac{1}{b}$, por lo que la constante a obtener por el método de prueba y error, es la correspondiente a C , representada por bD_i en el logaritmo del tiempo, la cual tiene que variar hasta encontrar en la gráfica la línea recta mencionada anteriormente.

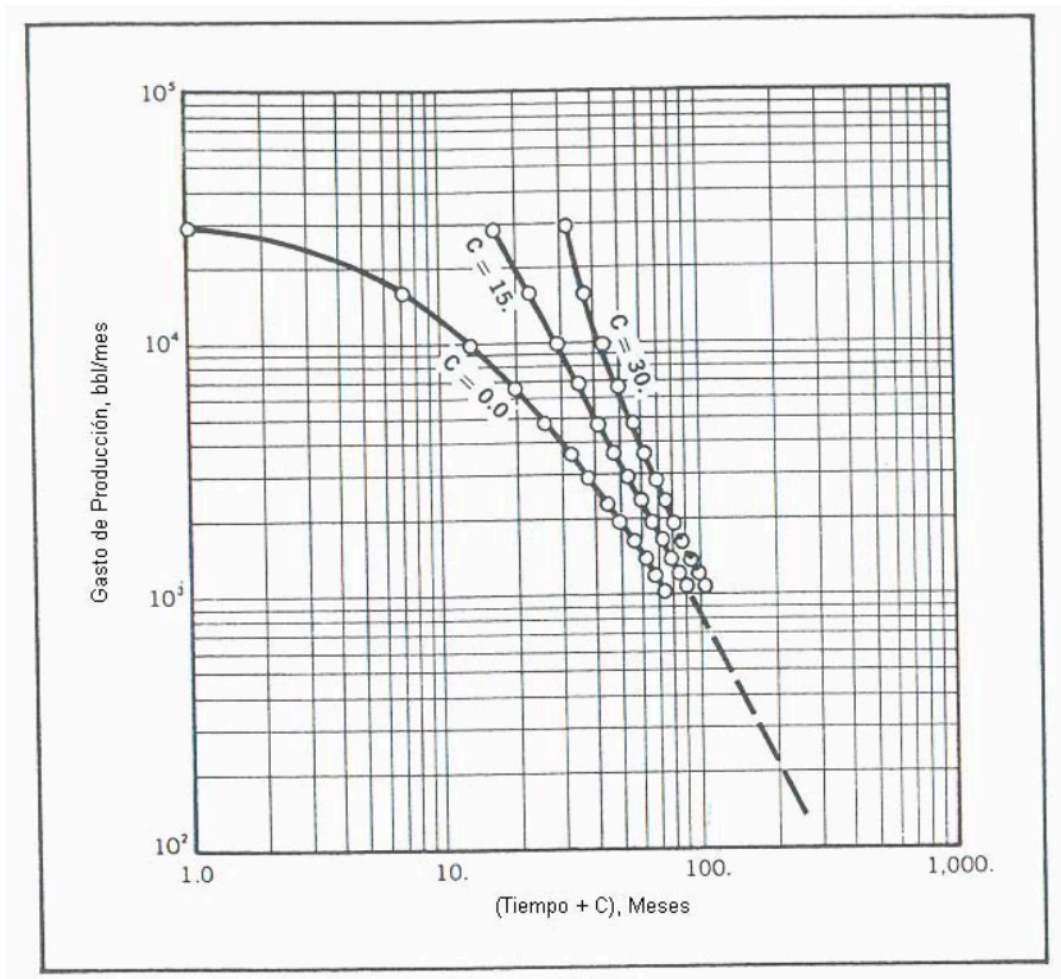


Fig. 9 Extrapolación log - log de la declinación Hiperbólica.

Normalmente, al utilizar este método se extrapola la curva que representa la línea recta obtenida para así encontrar los valores de gastos futuros, tiempos o producciones acumuladas; sin embargo, también se puede obtener el valor de la constante de la declinación hiperbólica b , sacando el inverso de la pendiente de la línea recta obtenida, una vez obtenido este valor se puede calcular la constante de la declinación del gasto, D , considerando que la constante C está representada por $C = bD_i$; una vez determinados estos valores utilizando las ecuaciones de la declinación hiperbólica de Arps, se pueden calcular los gastos de producción futuros y las producciones acumuladas de hidrocarburos.

Aceite móvil por la declinación hiperbólica.

Como en el caso de la declinación exponencial, se calcula esta reserva de hidrocarburos, tomando en cuenta que el gasto de producción pudiera llegar a cero y siguiendo un procedimiento similar se llega a la ecuación 2.18:

$$\text{Aceite Móvil Remanente Inicial} = \frac{q_i}{D_i(1-b)} \quad (2.18)$$

4. DECLINACIÓN ARMÓNICA

El tercer tipo de declinación, es reconocido cuando el valor de la constante b (de la declinación hiperbólica) es igual a 1.0; por lo que se puede observar que el gasto de declinación, D , es proporcional a la producción, q .

4.1 Análisis Matemático.

Este caso generalmente se encuentra cuando el mecanismo de empuje predominante en el yacimiento se debe al drene gravitacional. La ecuación de esta declinación es:

$$q = \frac{q_i}{(1 + D_i t)} \quad (2.19)$$

Ahora, tomando en cuenta las ecuaciones 2.6 y 2.7 para la derivación de la ecuación de la producción acumulada y tomando en cuenta que el gasto de declinación, D , es proporcional a la producción, q , el ritmo de declinación puede ser representado como se muestra en la ecuación 2.20 como una función de las producciones y el gasto de declinación inicial D_i , como $\left(\frac{q}{q_i}\right)D_i$:

$$\Delta N_p = - \sum_{q_1}^{q_2} \frac{\Delta q}{\left(\frac{q}{q_i}\right)D_i} \quad (2.20)$$

Al integrar la ecuación 2.20, se obtiene lo siguiente:

$$\Delta N_p = \left(\frac{q_i}{D_i}\right) \ln\left(\frac{q_1}{q_2}\right) \quad (2.21)$$

El análisis de este tipo de declinación puede ser comparado en gran parte al realizado en la declinación hiperbólica, sin embargo, la gráfica de la ecuación anterior en papel semi-logarítmico debe dar como resultado una línea recta, la cual facilitará su análisis y el cálculo de las producciones acumuladas así como el de las reservas.

Capítulo IV. Método de Fetkovich

1. INTRODUCCIÓN

El método para el cálculo de producción y de reservas de los yacimientos propuesto por Fetkovich, se basa en una familia de curvas características conocidas como curvas tipo, los cuales fueron desarrolladas por este autor en 1980.

Estas curvas fueron el resultado de numerosas investigaciones, tanto empíricas como matemáticas, y son usadas como una solución rápida y práctica para los problemas del gasto de declinación. En estas curvas tipo se consideran dos formas de declinación distintas:

- **Declinación momentánea.** Es la declinación causada por la expansión natural del aceite, del gas o del agua en la zona de drene con un incremento constante del radio de esta zona.

- **Declinación por agotamiento.** Es la declinación natural que le sigue al caso anterior, esto ocurre cuando el radio de drene ha alcanzado las fronteras y el pozo está siendo producido a un volumen constante.

2. GASTO DE DECLINACIÓN MOMENTÁNEA

Cuando se abre un pozo para que éste produzca, se crea una caída de presión, lo que provoca que se rompa el equilibrio del yacimiento. Esta modificación en la presión se propaga gradualmente hacia el yacimiento, incrementándose así el área de drene del pozo. En consecuencia las modificaciones en la presión se propagan hacia las fronteras y las condiciones de producción en el pozo cambian rápidamente. La producción durante este periodo es a la que se refiere este tipo de declinación, la cual también puede ser considerada como producción en un yacimiento infinito.

En esta declinación se toman normalmente dos casos para el manejo matemático, un gasto constante de producción y el de una presión constante de flujo. En la figura 10 se muestra cómo el gasto constante de producción implica una declinación en la presión del fondo del pozo, y en la figura 11 se observa, que una presión constante de

producción implica una declinación en el gasto; sin embargo, para el estudio de las curvas de declinación sólo se toma en cuenta el caso en el que la presión del fondo del pozo se mantiene constante y la declinación se observa en el gasto de producción.

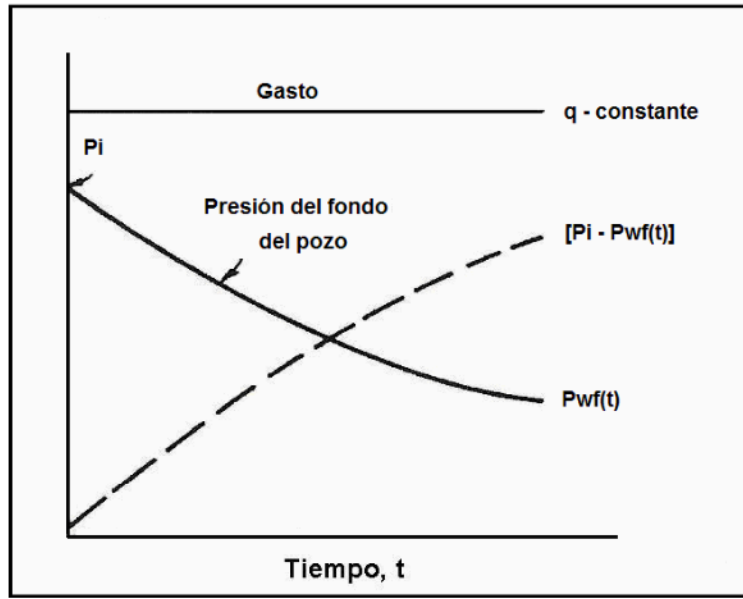


Fig. 10 Declinación a Gasto Constante

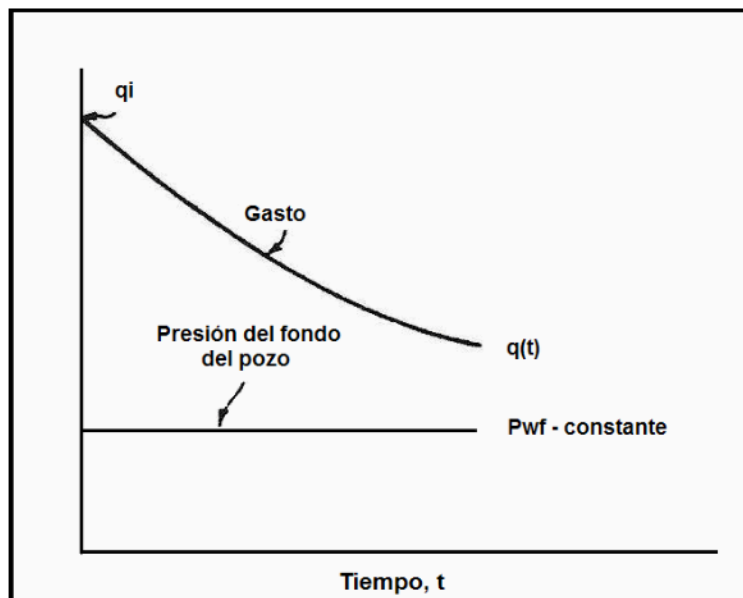


Fig. 11 Declinación a Presión Constante

Con el propósito de expresar el gasto contra el tiempo, es necesario considerar series de producción en un estado estacionario con incrementos en el radio de drene, con lo que se llega a la ecuación 3.1:

$$q_o(t) = \frac{kh(p_e - p_{wf})}{141.2\mu_o B_o \ln \left[\frac{r_e(t)}{r_{wa}} \right]} \quad (3.1)$$

En donde r_{wa} es el radio aparente del pozo, definido como: $r_{wa} = r_w e^{-S}$

La figura 12, muestra el comportamiento típico de $r_e(t)$ y $q_o(t)$ e ilustra el incremento del radio de drene con la correspondiente declinación.

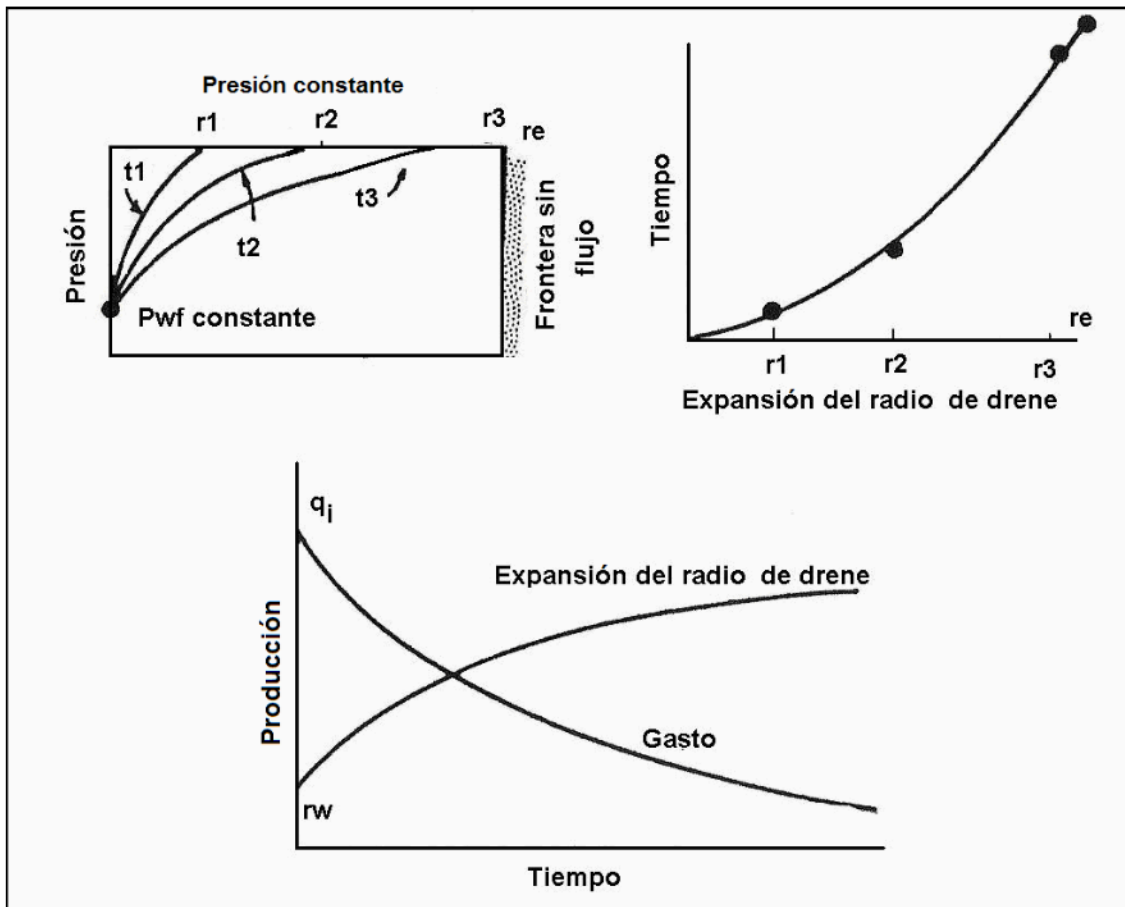


Fig. 12 Comportamiento del gasto contra la presión y el concepto de expansión del radio de drene

El problema de cuantificar $r_e(t)$ y $q_o(t)$ ha sido objeto de una gran cantidad de estudios matemáticos. Partiendo de la formulación de una ecuación diferencial que describa el fenómeno que se observa y después, resolviendo la ecuación tomando condiciones de frontera y condiciones iniciales. La solución usualmente obtenida es la dada con un gasto adimensional, q_D representado en la ecuación 3.2, contra un tiempo también adimensional, t_D representado en la ecuación 3.3:

$$q_D = \frac{141.2\mu_o B_o}{kh(p_i - p_{wf})} q_o \quad (3.2)$$

$$t_D = \frac{0.000264k}{\phi\mu_i c_{ti} r_{wa}^2} t, \quad (3.3)$$

En donde:

t = Tiempo real (hrs.)

k = Permeabilidad (md)

ϕ = Porosidad (fracción)

μ_i = Viscosidad Inicial (cp)

c_{ti} = Compresibilidad total inicial (1/psi)

r_{wa} = Radio Aparente del pozo (ft)

En caso de que el tiempo, t , esté dado en días la ecuación 3.3 se transformará en:

$$t_D = \frac{0.00634k}{\phi\mu_i c_{ti} r_{wa}^2} t,$$

Una representación gráfica, descrita en 1977 por Earlougher, (figura 13) fue obtenida de la solución general del comportamiento de un yacimiento infinito, descrita originalmente por Jacob y Lohman en 1952; esta figura es una gráfica con variables adimensionales en papel log-log, donde la gráfica tiene características particularmente útiles. Esta gráfica, conocida como una curva tipo, representa la solución del

comportamiento de un pozo durante el periodo de declinación momentánea, donde los comportamientos mostrados son típicos de un yacimiento infinito.

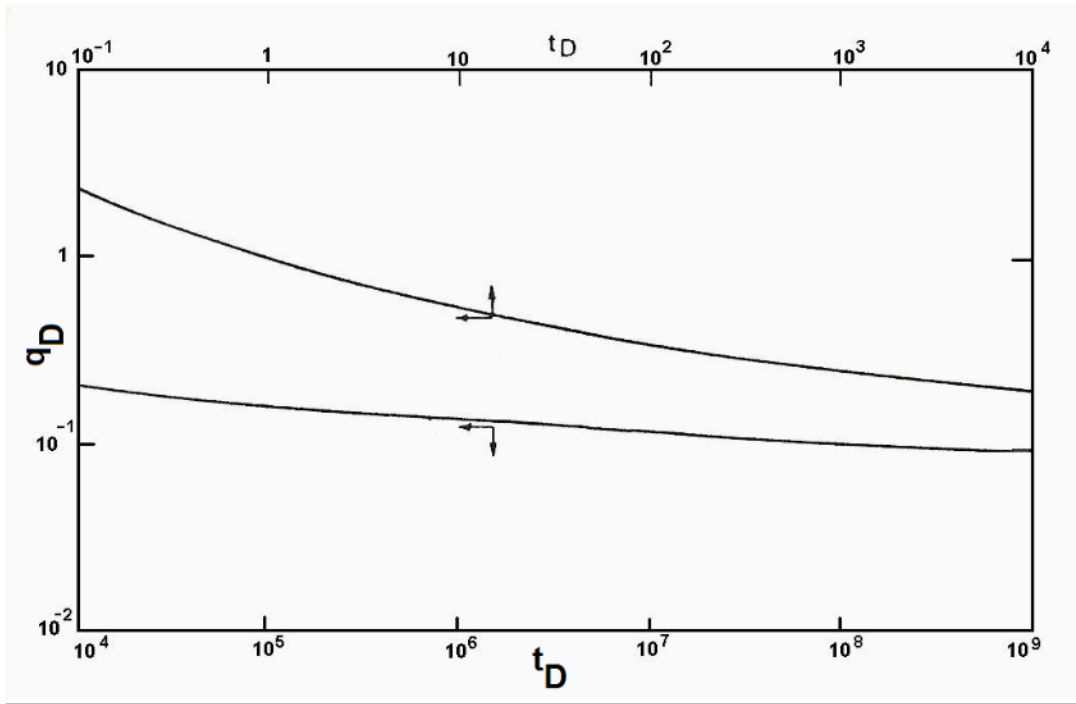


Fig. 13 Solución de gasto adimensional para un comportamiento de yacimiento infinito.

El cálculo del gasto en la declinación momentánea, con una presión de fondo constante se demuestra con la ecuación 3.4:

$$p_i - p_{wf}(t) = \frac{141.2q_o\mu_oB_o}{kh} \ln \left[\frac{r_e(t)}{r_{wa}} \right] \quad (3.4)$$

O, cuando es combinada con la definición de P_D , la ecuación 3.4 se expresa como:

$$p_i - p_{wf}(t) = \frac{141.2q_o\mu_oB_o}{kh} P_D \quad (3.5)$$

También, se sabe que la ecuación para un estado pseudo-estacionario con una geometría radial y un pozo en el centro es:

$$t_{D,Apss} = 0.1 \quad \text{Ó} \quad t_{D,pss} = 0.1\pi \left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right)^2 \quad (3.6)$$

Con las ecuaciones anteriores para condiciones de tiempo real se llega a:

$$t_{pss} = 379 \frac{\phi \mu_i c_{ti} A}{k} \quad (3.7)$$

En donde:

t_{pss} - Es expresado en horas

A - Es expresado en ft^2

μ_i - Es expresado en cp

c_{ti} - Es expresado en 1/psi

k - Es expresado en mD

Esta última ecuación concluye que el tiempo al final de este periodo de declinación momentánea es una función de la permeabilidad, pero no es una función del factor de daño o el radio aparente del pozo.

La solución de gasto adimensional no está limitada sólo a pozos bajo saturados, también puede ser aplicado a otros sistemas de gas y aceite con las definiciones adecuadas de gasto adimensional.

Pozos de aceite bajo saturado:

$$q_D = \frac{141.2 \mu_o B_o}{kh(p_i - p_{wf})} q_o \quad (3.2)$$

Pozos de aceite saturados

$$q_D = \frac{141.2(2p_i)}{kh \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_i (p_i^2 - p_{wf}^2)} q_o \quad (3.8)$$

Pozos de gas, baja presión

$$q_D = \frac{\mu_i Z_i T}{0.703kh(p_i^2 - p_{wf}^2)} q_g \quad (3.9)$$

Pozos de gas, en general

$$q_D = \frac{T}{0.703kh[m(p_i) - m(p_{wf})]} q_g \quad (3.10)$$

En 1949 Van Everdigen y Hurst, obtuvieron una solución para el comportamiento infinito que muestra q_D en el rango de $t_D \leq 0.01$.

$$q_D = \frac{1}{[(\pi)t_D]^{0.5}} \quad (3.11)$$

Sin embargo, existen también ecuaciones dadas por Edwarson en 1962 para gastos y tiempos adimensionales, las cuales de forma similar para ciertos valores de tiempo adimensional, t_D , son:

Para $200 > t_D > 0.01$:

$$q_D = \frac{3.90086 + 2.02623t_D [\ln(t_D) - 1]}{t_D [\ln(t_D)]^2} \quad (3.12)$$

Para $t_D > 200$:

$$q_D = \frac{26.7544 + 435537t_D^5 + 13.3813t_D + 0.492949t_D^{1.5}}{47.4210t_D^{0.5} + 35.5372t_D + 2.60967t_D^{1.5}} \quad (3.13)$$

Las siguientes ecuaciones son utilizadas en conjunto con las propiedades del yacimiento para predecir el comportamiento de la producción, pero también se pueden utilizar cuando se cuenta con datos de la producción y éstos se pueden ajustar a las curvas tipo, por lo que se pueden identificar los parámetros del yacimiento para así extrapolar en el gasto de declinación y predecir el futuro comportamiento del pozo. El ajuste de las curvas tipo tiene que utilizar una porción de propiedades reales y de propiedades adimensionales para poder hacer las predicciones necesarias; éstas porciones implican

que el logaritmo de las propiedades reales son igual a los logaritmos de las propiedades adimensionales más una constante. Considerando los gastos y tiempos adimensionales de la figura 13, representados por las ecuaciones 3.2 y 3.3 y tomando el logaritmo de cada una de ellas, la constante de proporcionalidad que relaciona las variables reales y las variables adimensionales es obtenida con una relación lineal en papel log-log.

$$\log q_D = \log \left[\frac{141.2 \mu_o B_o}{kh(p_i - p_{wf})} \right] + \log q_o \quad (3.14)$$

Y

$$\log t_D = \log \left[\frac{0.000264k}{\phi \mu_i c_{it} r_{wa}^2} \right] + \log t \quad (3.15)$$

Graficando q_o contra t en papel log-log, con la misma escala que la utilizada para la solución de $q_D(t_D)$, es posible hacer el ajuste a los datos de gastos y tiempos adimensionales de la curva tipo. El ajuste se hace poniendo la gráfica del gasto contra el tiempo sobre la curva tipo y se asegura que los ejes, tanto el horizontal como el vertical, queden paralelos a los ejes de la curva con los valores adimensionales, es decir, con la curva tipo. Una vez que el ajuste esta hecho, la relación de las variables reales, q_o y t , y las variables adimensionales, q_D y t_D , puede ser obtenido de cualquier punto de coincidencia entre las rectas y así lograr obtener el valor de las constantes de proporcionalidad entre q_o y q_D y de t y t_D , en las ecuaciones 3.16 y 3.17 respectivamente:

$$\left(\frac{q_D}{q_o} \right)_{ajuste} = \frac{141.2 \mu_o B_o}{kh(p_i - p_{wf})} \quad (3.16)$$

$$\left(\frac{t_D}{t} \right)_{ajuste} = \frac{0.000264k}{\phi \mu_i c_{it} r_{wa}^2} \quad (3.17)$$

A pesar de que el punto del ajuste y los valores de q_D/q_o y t_D/t puede ser cualquier punto coincidente de las curvas, es común que sean utilizados los puntos de $q_D = 1$ y $t_D = 1$, para una ubicación más rápida.

De la relación de gastos es posible que se pueda calcular la permeabilidad, en donde la fórmula para los pozos de aceite bajo saturado esta dada por la ecuación 3.18:

$$k = \frac{141.2\mu_o B_o}{h(p_i - p_{wf})} \left(\frac{q_o}{q_D} \right)_{ajuste} \quad (3.18)$$

Mientras que para los pozos de gas con baja presión es:

$$k = \frac{\mu_{gi} Z_i T}{0.703h(p_i^2 - p_{wf}^2)} \left(\frac{q_g}{q_D} \right)_{ajuste} \quad (3.19)$$

Ahora, de la relación de tiempos es posible calcular el factor de daño, el cual en términos del radio aparente del pozo es:

$$r_{wa}^2 = \frac{0.000264k}{\phi\mu_i c_{ti}} \left(\frac{t}{t_D} \right)_{ajuste} \quad (3.20)$$

En donde: $r_{wa} = r_w e^{-S}$

Y resolviendo para poder obtener el factor de daño:

$$S = -\ln\left(\frac{r_{wa}}{r_w}\right) \quad (3.21)$$

3. GASTO DE DECLINACIÓN POR AGOTAMIENTO.

Después de que la etapa tardía de producción con un comportamiento de yacimiento infinito termina, la producción se vuelve más estable y toma nuevas características dominadas por una declinación gradual en el yacimiento. Considerando el concepto de de producción en un estado estacionario para describir las características de un pozo, el inicio de la declinación por agotamiento inicia cuando el radio de drene se ha expandido hasta alcanzar las fronteras del yacimiento, en donde ya no hay más flujo, es decir, que se llega a una zona impermeable y al continuar la producción, toda la región drenada empieza a tener un agotamiento, y consecuentemente la presión también declina en toda el área de drene, como se ve en las figuras 14 y 15.

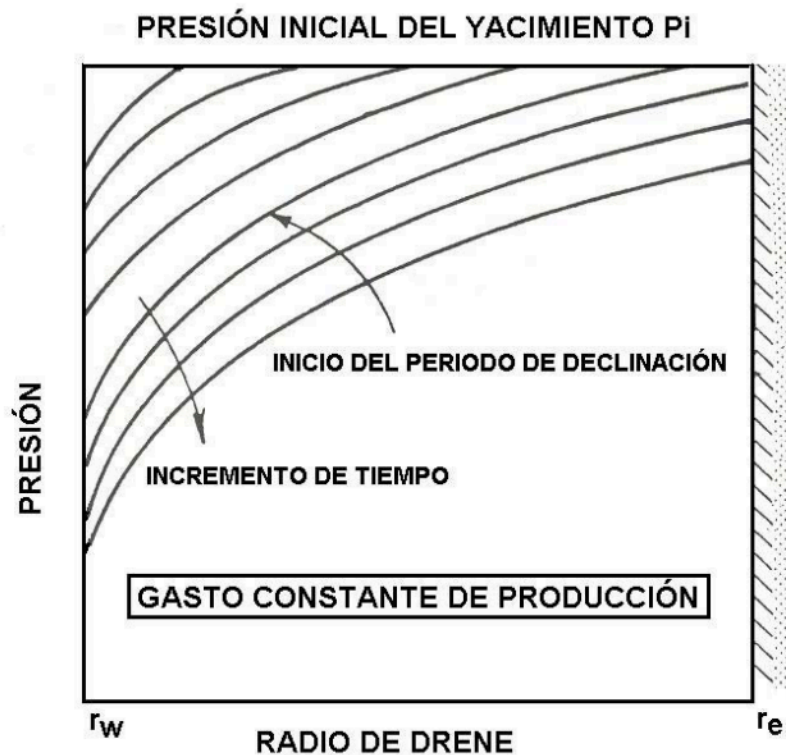


Fig. 14 Comportamiento de la presión y el radio de drene a gasto constante.

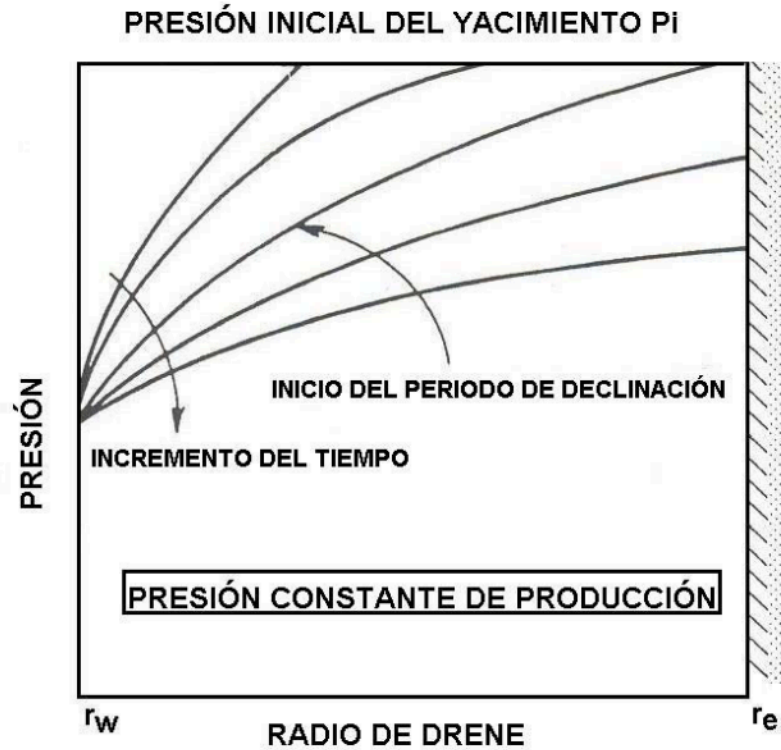


Fig. 15 Comportamiento de la presión y el radio de drenaje a presión constante.

En las figuras 14 y 15 se muestran dos casos de declinación; la declinación a un gasto constante y la declinación a una presión constante. Estos dos casos pueden ser analizados con ecuaciones matemáticas que son relativamente simples; si se toma el caso en el que el gasto se mantiene constante, se tiene que el promedio de la presión en el yacimiento para yacimientos de aceite bajo saturado, en el que no se tiene declinación en las fronteras durante el periodo de agotamiento, se puede dar por la ecuación.

$$p_R = p_i - \frac{q_p B_o}{Ah\phi c_i} t \quad (3.22)$$

En el caso donde la declinación sea a una presión constante, la ecuación para un yacimiento bajo saturado, se vuelve más complicada y el gasto de producción se expresa por la ecuación 3.23 de flujo radial:

$$q_o(t) = \frac{kh[p_e(t) - p_{wf}]}{141.2\mu_o B_o \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_{wa}}\right) \right]} \quad (3.23)$$

En donde la presión en la frontera exterior, $p_e(t)$, declina como una función del tiempo.

En una ecuación de balance de materia se puede relacionar la producción acumulada, N_p , a la presión, $p_e(t)$, por lo que se puede expresar la producción acumulada como una función de la compresibilidad total aparente, c_{ta} , el volumen total de hidrocarburos, $V_p(1 - S_w)$, y la caída de presión en el yacimiento, $p_i - p_e(t)$, con la ecuación 3.24:

$$N_p = V_p(1 - S_w)c_{ta}[p_i - p_e(t)] \quad (3.24)$$

En donde se puede ver que la compresibilidad total aparente, varía con $p_e(t)$.

El cálculo de la declinación del gasto o presión en yacimientos saturados es mucho más complicado y requiere del uso de ecuaciones de balance de materia, las cuales fueron desarrolladas en 1944 por Turner y en 1955 por Tracy, sin embargo, éstas no pueden ser aplicadas cuando se trata de un análisis de comportamiento de pozos.

El comportamiento del gasto con respecto al tiempo durante la declinación por agotamiento ha sido estudiada rigurosamente por matemáticos, quienes han resuelto las ecuaciones de flujo de una forma analítica para condiciones de frontera en la que ya no hay flujo, tomando en cuenta una presión constante en la zona de drene. La solución a este problema es la presentada por Fetkovich en 1980, quien se basa en los resultados propuestos por Tsarevich y Kuranov en 1966, los cuales estaban presentados originalmente en forma de tabla, sin embargo, Fetkovich preparó unas curvas tipo en las que grafica el gasto adimensional en contra del tiempo que es también adimensional; la gráfica es mostrada en la figura 16, sin ella se puede ver que también se agrega el periodo en el que el yacimiento se comporta como si fuera infinito, precediendo al periodo de declinación por agotamiento.

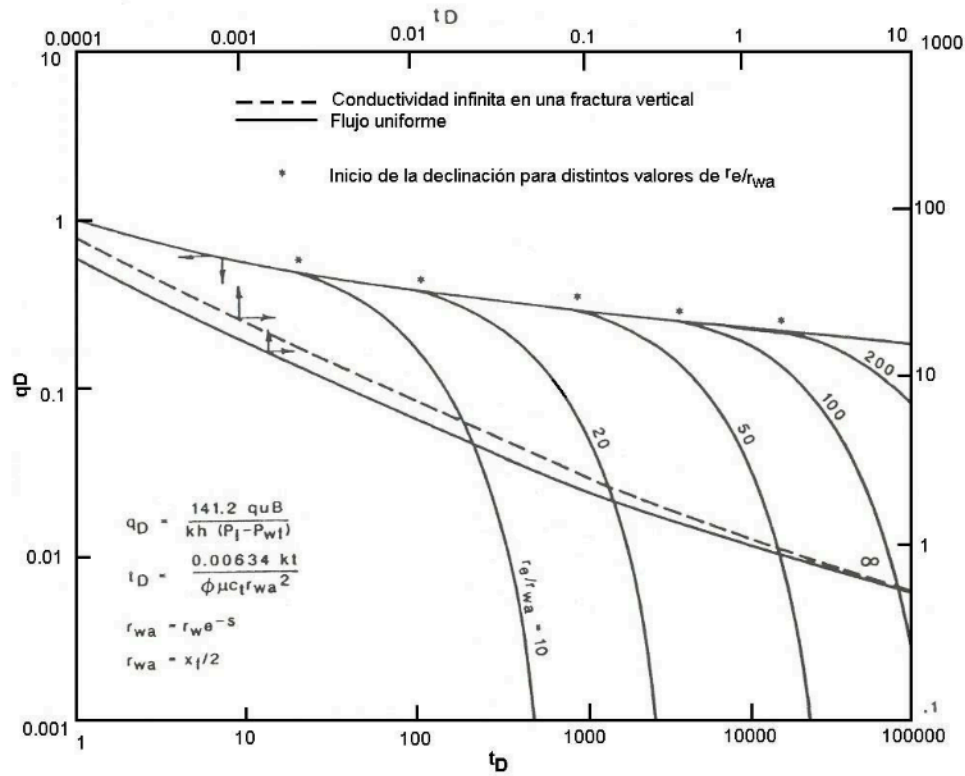


Fig. 16 Solución analítica para presión constante, a un gasto adimensional, en estado pseudo-estacionario.

Como se puede observar en las curvas, la transición del periodo de comportamiento infinito en el yacimiento al estado pseudo-estacionario es instantáneo para una geometría circular en la frontera. Este cambio instantáneo ocurre al tiempo t_{pss} , que puede ser calculado con la ecuación previamente analizada (este punto en el que se observa el cambio, está marcado con un asterisco en la figura 16). Una geometría irregular en la frontera del yacimiento o un pozo que no se encuentre en el centro del área de estudio puede que retrase la verdadera declinación del estado pseudo-estacionario. En este caso el estado de transición no es tomado en cuenta para fines prácticos.

Una expresión para la declinación del estado pseudo-estacionario, para una presión de producción constante, está dada con la solución analítica de la ecuación 3.25:

$$q_D = A e^{-B t_D} \quad (3.25)$$

En donde A y B son constantes definidas por la relación r_e/r_{wa} . Fetkovich en 1980, desarrolló las expresiones para A y B mostradas en las ecuaciones 3.26 y 3.27 respectivamente:

$$A = \frac{1}{\ln\left(\frac{r_e}{r_{wa}}\right) - 0.5} \quad (3.26)$$

$$B = \frac{2A}{\left(\frac{r_e}{r_{wa}}\right)^2 - 1} \quad (3.27)$$

Las expresiones para A y B, muestran las distintas relaciones de r_e/r_{wa} , que dan distintos orígenes a la declinación. Entre mayor sea la relación, mayor será t_{Dpss} y menor será q_D al inicio de la declinación.

Retomando las ecuaciones desarrolladas por Arps, no se dieron razones físicas para ninguna de sus tres declinaciones, sólo indicó que la declinación exponencial (b=0) es la más común, y que el rango del exponente b, es de 0 a 1.0. El trabajo de muchos otros investigadores llega a la conclusión de que el exponente de declinación tiene un valor de 0.3 para los casos en los que el mecanismo de empuje en el yacimiento está gobernado por la expansión del gas, y que el exponente tiene un valor de 0.5 cuando el mecanismo de empuje predominante es por un acuífero o empuje por segregación gravitacional. En sus investigaciones también se explica que la declinación exponencial es la más conservadora, dando una declinación más rápida de la producción que en los casos de las declinaciones hiperbólica y la armónica; pero si esto es tomado en cuenta desde el punto de vista económico, es necesario considerar los pronósticos de producción más conservadores. La ecuación de la declinación armónica, en cambio, muestra la predicción más optimista de las curvas de declinación, mientras que la declinación hiperbólica muestra una familia de curvas, que van desde la declinación exponencial hasta la hiperbólica.

Fetkovich logró expresar las ecuaciones desarrolladas por Arps en términos de las variables del yacimiento, dando así un razonamiento físico a las observaciones realizadas por Arps, llegando a las ecuaciones 3.28 y 3.29 para obtener q_{oi} y D .

$$q_{oi} = \frac{kh(p_i - p_{wf})}{141.2\mu_o B_o \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_{wa}}\right) - 0.5 \right]} \quad (3.28)$$

$$D = \frac{2(0.000264)k}{\phi\mu_i c_{ti}(r_e^2 - r_{wa}^2) \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_{wa}}\right) - 0.5 \right]} \quad (3.29)$$

Estas expresiones pueden ser utilizadas para predecir los gastos de declinación si es que los datos de producción no son muy viables para determinar la tendencia de declinación que siguen.

Como se comentó en un principio, no todos los pozos siguen un comportamiento de declinación exponencial, por lo que en muchos de los casos se observa una declinación hiperbólica, en donde la predicción del comportamiento de la relación gasto contra tiempo con curvas tipo es mejor que las estimaciones hechas al utilizar la solución de las ecuaciones deducidas analíticamente. Los datos obtenidos con la declinación hiperbólica son el resultado del mecanismo de empuje natural o el realizado artificialmente, lo cual muestra una declinación en la presión, que es menor o igual a la obtenida por la declinación causada por la compresibilidad del aceite. La declinación hiperbólica muestra si el mecanismo de empuje del yacimiento es el que resulta del gas en solución, la expansión del casquete de gas, o el proporcionado por un acuífero, esto en el caso de un empuje natural, en cambio en el caso de un empuje artificial puede darse cuando se inyecta gas o de agua al yacimiento. La presencia de cualquiera de estos mecanismos de empuje implica un incremento en la compresibilidad total y la recuperación es mejor a la comparada con la que se obtiene sólo con la expansión del aceite.

Cuando se grafica en papel semi-logarítmico (el logaritmo del gasto contra el tiempo) los datos que muestran una tendencia hiperbólica tienen una curvatura hacia arriba, como se puede ver en la figura 17, también se puede observar la declinación exponencial, que es una línea recta con una pendiente obtenida con la ecuación 3.30:

$$D = -\frac{\ln\left[\frac{q_o(t^*)}{q_{oi}}\right]}{t^*} = -2.302 \frac{\log\left[\frac{q_o(t^*)}{q_{oi}}\right]}{t^*} \quad (3.30)$$

En donde t^* , $q_o(t^*)$ son cualquier gasto y tiempo de la línea recta del papel semi-logarítmico, y:

$$q_{oi} = q_o(t = 0)$$

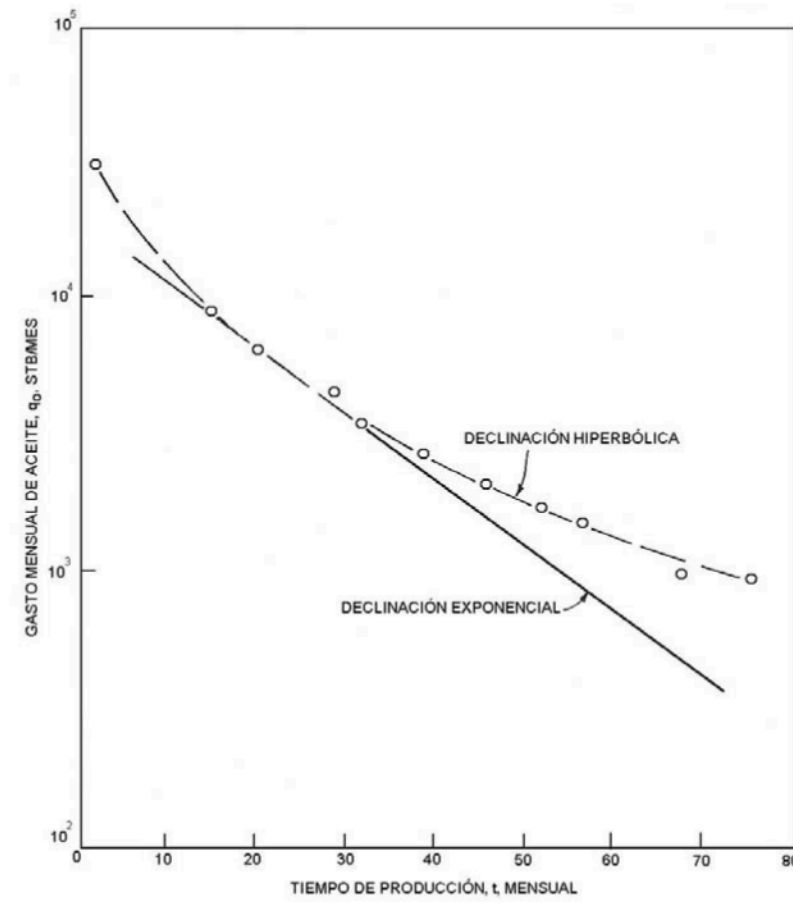


Fig. 17 Comparación de la declinación exponencial e hiperbólica.

La ecuación de Arps para una declinación hiperbólica, también puede ser expresada en términos de las variables adimensionales y los coeficientes de la ecuación de declinación analítica desarrollada por Fetkovich, dando como resultado la ecuación 3.31:

$$q_D = \frac{A}{(1 + bBt_D)^{1/b}} \quad (3.31)$$

Con el fin de poder graficar la ecuación en un solo tipo de gráfica que exhiba tanto la declinación exponencial, como la armónica e hiperbólica. Fetkovich definió nuevas variables adimensionales q_{Dd} y t_{Dd} , en donde:

$$q_{Dd} = \frac{q_o}{q_{oi}} \quad (3.32)$$

Ó

$$q_{Dd} = \frac{q_D}{A} \quad (3.33)$$

Y

$$t_{Dd} = Dt \quad (3.34)$$

Ó

$$t_{Dd} = Bt_D \quad (3.35)$$

En los términos de estas variables, la ecuación de la declinación exponencial de Arps se convierte en:

$$q_{Dd} = e^{-t_{Dd}} \quad (3.36)$$

En cuanto a la ecuación de la declinación hiperbólica se convierte en:

$$q_{Dd} = \frac{1}{(1 + bt_{Dd})^{1/b}} \quad (3.37)$$

Estas ecuaciones fueron graficadas por Fetkovich como curvas tipo con variables adimensionales, como se muestra en la figura 18 para $b=0$ hasta $b=1.0$, con incrementos en el valor de b de 0.1.

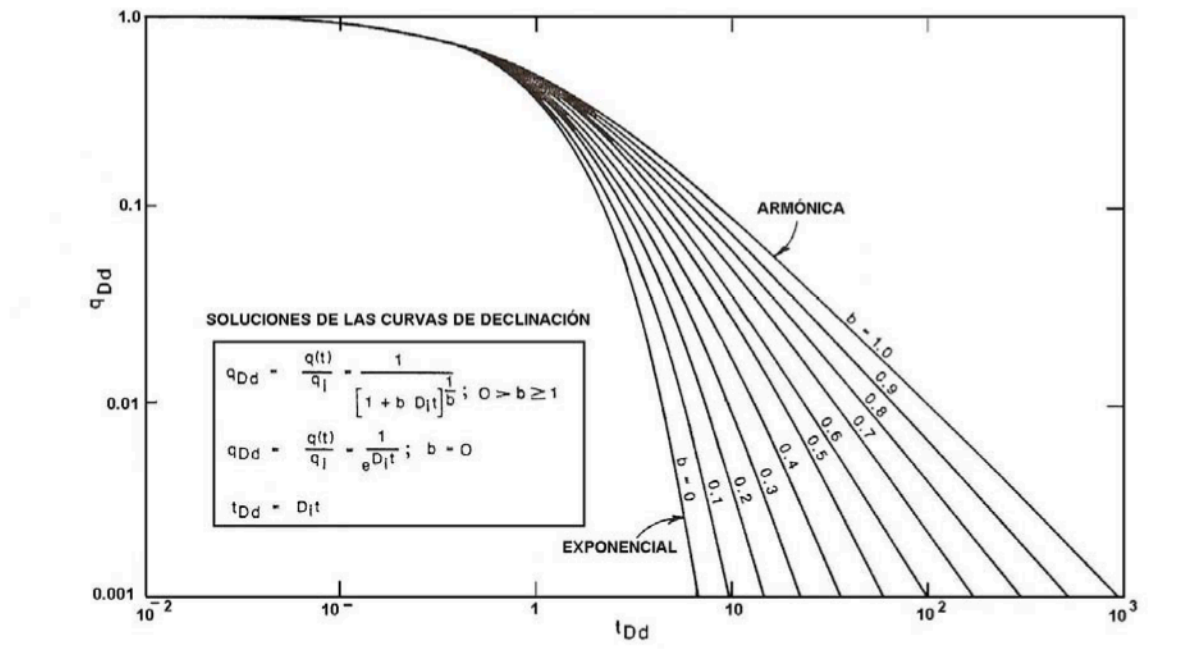


Fig. 18 Curva tipo de declinación, basada en las ecuaciones de Arps.

Utilizando la figura 18 para hacer el ajuste con las curvas tipo se puede determinar q_{oi} , D y el exponente de la declinación b para datos disponibles del historial de producción de los pozos. La técnica del ajuste de las curvas tipo es mucho más simple que los procedimientos propuestos por Arps.

Desde el principio, se ha mencionado dos tipos de declinación por separado la declinación momentánea y la de declinación por agotamiento, sin embargo, la transición del comportamiento de yacimiento infinito al estado pseudo estacionario es casi instantáneo, por lo que se piensa en una forma de combinar estos dos comportamientos de declinación para unirlos en una sola gráfica. Fue Fetkovich fue quien presentó esta combinación en una curva tipo, mostrada en la figura 19; utilizó las variables adimensionales t_{Dd} y q_{Dd} para poder definir una curva tipo general, la cual cubre ambos tipos de declinación, la exponencial y la declinación momentánea. El resultado es que todas las distintas declinaciones de la solución analítica (para distintos valores de $\frac{r_e}{r_{wa}}$) llegan a convertirse en una curva con declinación exponencial.

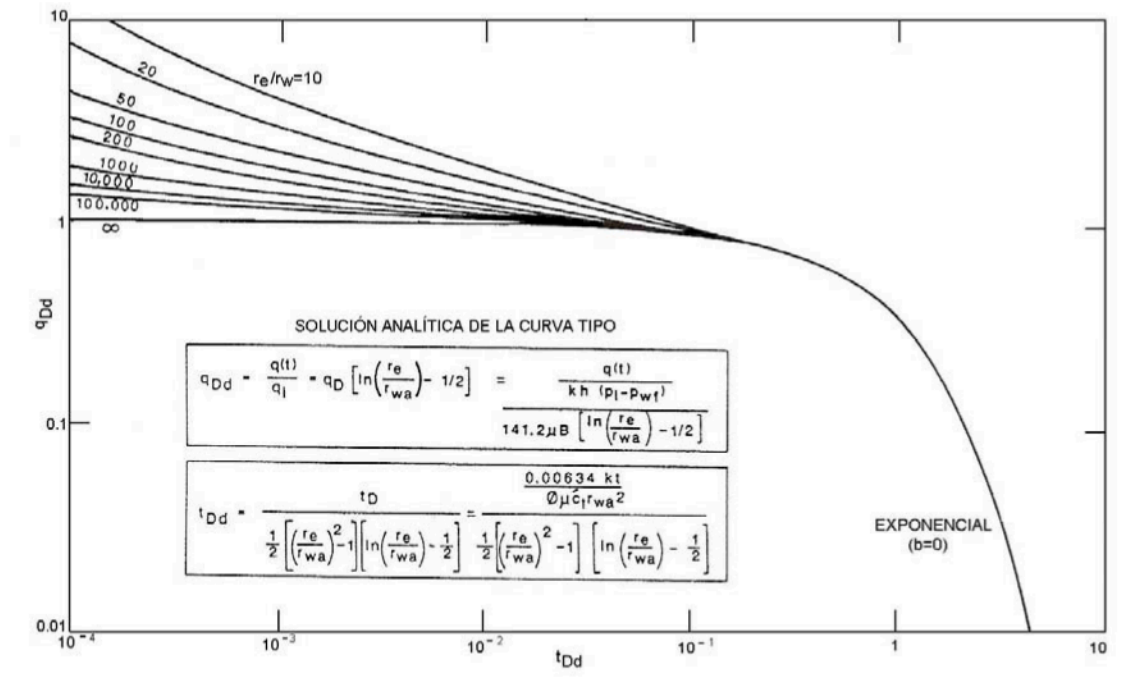


Fig. 19 Curva tipo general incluyendo declinación momentánea y declinación exponencial.

La solución de $q_D(t_D)$ esta mostrada en la figura 20 para valores de $r_e/r_{wa} = 10$ y 50. La transición del comportamiento infinito al flujo pseudo-estacionario, está marcada sobre la curva por unos asteriscos en cada uno de los valores de r_e/r_{wa} . Fetkovich en 1980 mostró que la transformación de las variables adimensionales de t_D a t_{Dd} y de q_D a q_{Dd} mueve los puntos que están marcados con los asteriscos a un punto común, forzando así a todas estas declinaciones a unirse y seguir en una sola curva. La figura 21 es el resultado de esta transformación, en donde la solución exponencial analítica es expresada en términos de $q_{Dd} = q_D/A$ y de $t_{Dd} = Bt_D$ y sustituyendo las ecuaciones 3.26 y 3.27, se puede llegar a las ecuaciones 3.38 y 3.39:

$$q_{Dd} = \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_{wa}}\right) - 0.5 \right] q_D \quad (3.38)$$

$$t_{Dd} = \frac{2}{\left[\left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right)^2 - 1 \right] \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right) - 0.5 \right]} t_D \quad (3.39)$$

La figura 21, también muestra que esta transformación tiene como resultado dos curvas que representan el comportamiento de yacimiento infinito de la figura 20, y cada una de estas curvas corresponde a un valor de $\frac{r_e}{r_{wa}}$.

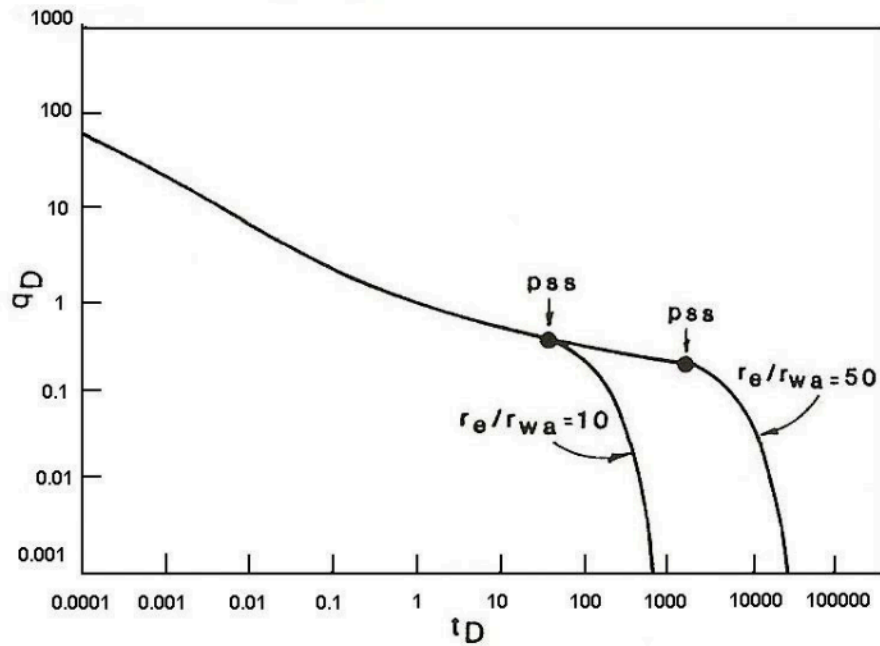


Fig. 20 Transición de comportamiento infinito a flujo pseudo-estacionario.

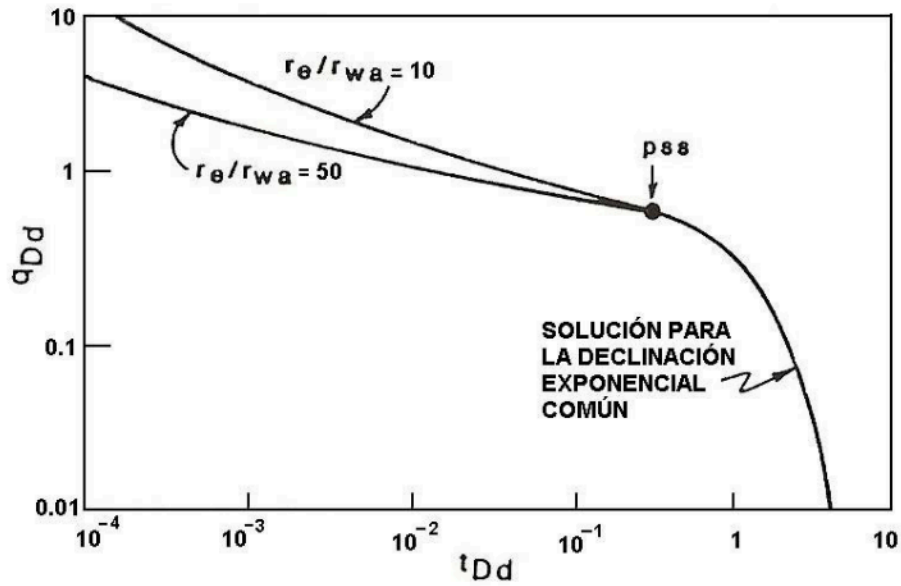


Fig. 21 Resultado de la transformación de las unidades adimensionales.

Para generalizar la curva tipo desarrollada en 1980, Fetkovich incluyó también las curvas hiperbólicas y la armónica en la zona de declinación por agotamiento, llegando así a una sola curva con una solución general mostrada en la figura 22.

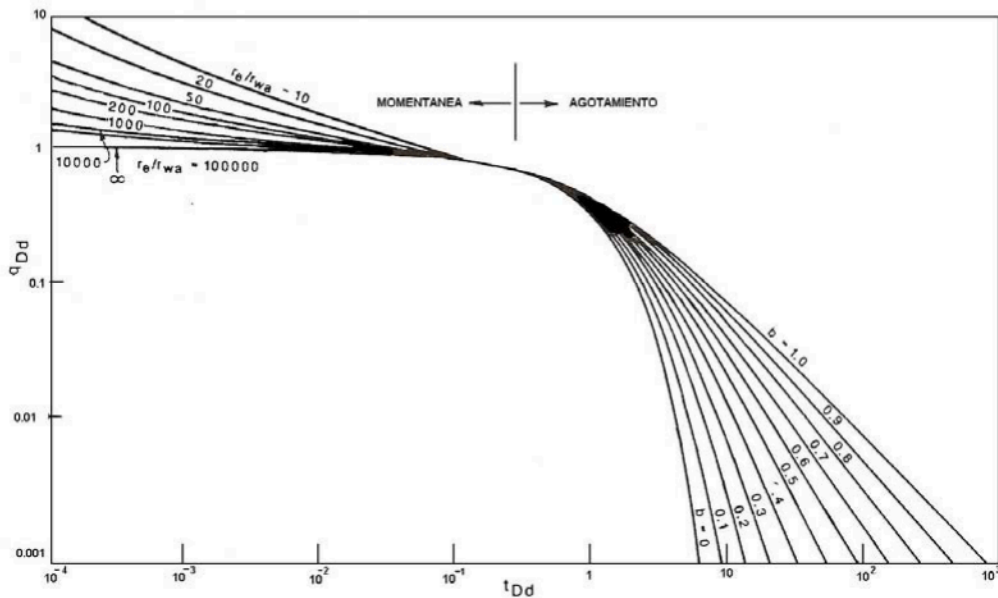


Fig. 22 Solución completa para ambos tipos de declinación

La aplicación general de la curva tipo es para el análisis de los datos de gasto contra tiempo que muestran un comportamiento tanto de declinación momentánea como de declinación por agotamiento. El ajuste de la curva tipo permitirá la determinación de parámetros del yacimiento y predecirá también el comportamiento que va a observarse.

El primer paso del procedimiento es leer el valor de $\frac{r_e}{r_{wa}}$ del ajuste de la parte de la declinación momentánea después, si la declinación es hiperbólica, se debe determinar el exponente de declinación, con lo que el punto de ajuste determinará la permeabilidad, k , el factor de daño, S (o r_{wa}), y el radio de drene, r_e .

La permeabilidad es calculada por la ecuación 3.40:

$$k = \frac{141.2\mu_i B \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_{wa}}\right) - 0.5 \right]}{h(p_i - p_{wf})} \left(\frac{q_o}{q_{Dd}} \right)_{ajuste} \quad (3.40)$$

En donde se utiliza el valor de $\frac{r_e}{r_{wa}}$ obtenido del ajuste.

El radio aparente de la zona de drene es determinado por el punto de ajuste con:

$$r_{wa}^2 = \frac{0.00634k}{\phi\mu_i c_t (0.5) \left[\left(\frac{r_e}{r_{wa}}\right)^2 - 1 \right] \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_{wa}}\right) - 0.5 \right]} \left[\frac{t(\text{dias})}{t_{Dd}} \right]_{ajuste} \quad (3.41)$$

Ahora el factor de daño es obtenido con:

$$S = -\ln\left(\frac{r_e}{r_{wa}}\right) \quad (3.42)$$

Y el radio de drene es calculado con:

$$r_e = r_{wa} \left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right)_{ajuste} \quad (3.43)$$

Conociendo el radio de drene es posible calcular las reservas que serán extraídas por el pozo con una ecuación volumétrica:

$$N_{\text{pozo}} = \frac{\pi(r_e)^2 h \phi (1 - S_w)}{5.615 B_{oi}} \quad (3.44)$$

En el análisis de las curvas de declinación se pueden encontrar ciertas complicaciones por los errores en las mediciones de gastos de producción. Estas incertidumbres pueden deberse a un sin número de eventos, tal como la apreciación de los trabajadores, paros de la producción, etc. En cambio, es necesario hacer notar que el análisis de las curvas tipo solo debe aplicarse en casos en los que los datos de producción están ajustados para reflejar una producción promedio en intervalos largos de tiempo.

4. DESARROLLO DEL PROGRAMA DE ANÁLISIS DE CURVAS DE DECLINACIÓN

El programa desarrollado para realizar los análisis correspondientes a las curvas de declinación de la producción fue desarrollado en el software Microsoft Excel, que por medio de macros se programó el método de solución descrito con anterioridad por Fetkovich en el caso de la declinación por agotamiento en apoyo con las ecuaciones descritas por Arps.

El programa desarrollado cuenta con una hoja como la ilustrada en la figura 23 en donde se muestran los datos necesarios para el análisis, los cuales son: las fechas de las producciones en el formato día / mes / año, y las producciones de aceite y gas, expresadas en barriles por día (BPD) y en millones de pies cúbicos por día (MMPCD), respectivamente, las cuales serán cambiadas automáticamente por el programa a barriles de petróleo crudo equivalente. Cabe aclarar que se deben introducir los datos de producción considerados para realizar el análisis tomando en cuenta que ya no deben contar con fuertes discontinuidades que afecten la tendencia de la declinación.

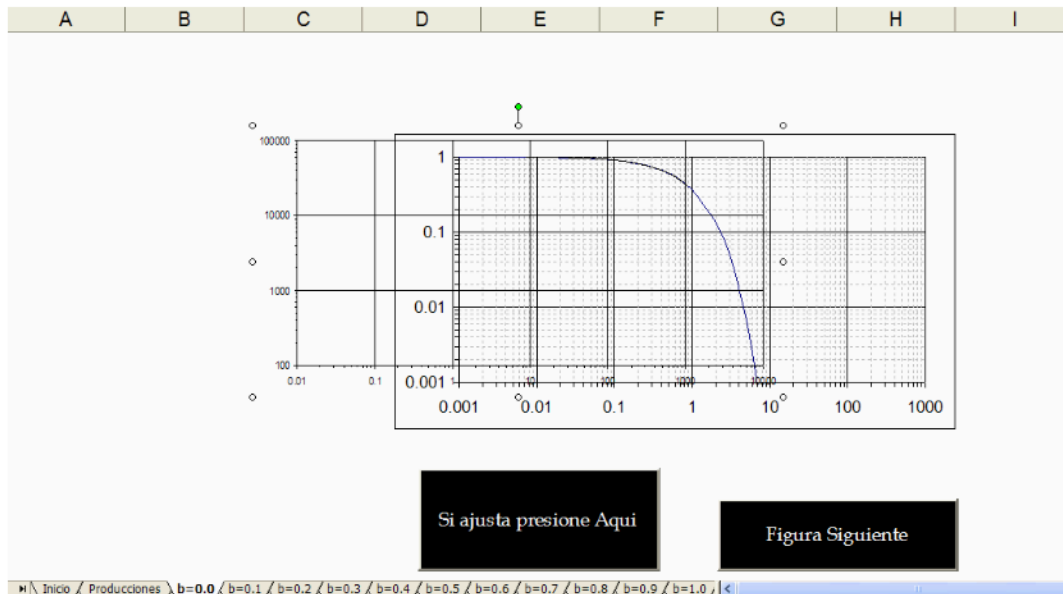


Fig. 24 Comparación de las curvas tipo con la curva del historial de producción

Cuando la curva obtenida del historial de producción se ajusta a la curva tipo de Fetkovich, es decir, cuando las curvas están completamente superpuestas, es el momento en el que se presiona el botón correspondiente, en el cual se van a pedir ciertos datos necesarios para las predicciones de la producción y el cálculo de la producción acumulada hasta un cierto límite económico. El primer dato que se introduce es el logaritmo del gasto, dicho valor es obtenido de la lectura realizada en la curva declinación en cuestión en el eje de las Y's, este valor puede ser cualquiera de los que se encuentran en la gráfica, siempre y cuando tenga una correspondencia con alguno de la curva tipo; el segundo dato es el valor del gasto adimensional, el cual es la lectura de la curva tipo correspondiente al gasto proporcionado de la curva del historial de producción; de la misma forma, el tercer valor introducido al programa es el logaritmo del tiempo, que también puede ser cualquiera en la curva de declinación en cuestión y el cuarto es el tiempo adimensional correspondiente al tiempo proporcionado con anterioridad. Este procedimiento está ilustrado en la figura 25.

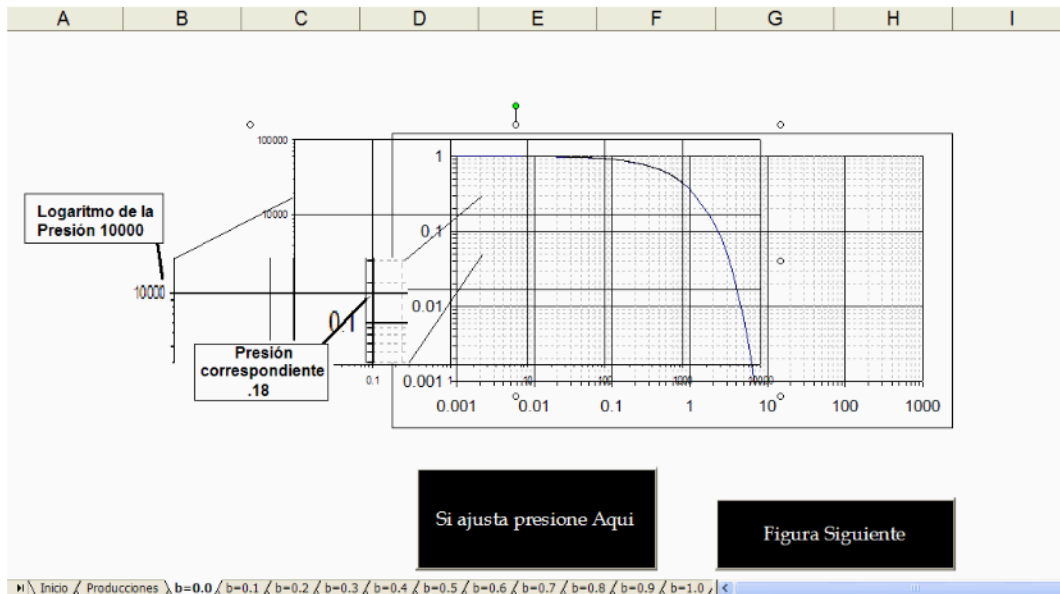


Fig. 25 Introducción de los datos una vez realizado el ajuste de las curvas

Después de que se recibieron las lecturas correspondientes de las gráficas se pide como último dato el gasto del límite económico al que se va a extrapolar la curva en barriles por día (bpd), es decir, el último gasto al que el pozo es rentable.

Una vez proporcionados todos los datos necesarios, el programa muestra qué tipo de declinación fue la que se siguió de acuerdo a la curva tipo que fue ajustada y se observa en la figura 26, una primer columna con los tiempos expresados en días y en una segunda columna las producciones estimadas en barriles de petróleo crudo equivalente, así como las reservas originales del pozo, las reservas remanentes y el tiempo en el que se alcanzaría el límite económico establecido. El tiempo parte desde la fecha en que empiezan los datos proporcionados del historial de producción del pozo hasta el tiempo en que se alcanza el límite económico del mismo; la producción acumulada es proporcionada tomando en cuenta el mismo periodo de tiempo y las reservas remanentes, son las que se estima pueden ser recuperables en el pozo. Es posible también realizar la gráfica para a los datos obtenidos con el botón correspondiente, el cual mostrará la predicción de la producción.

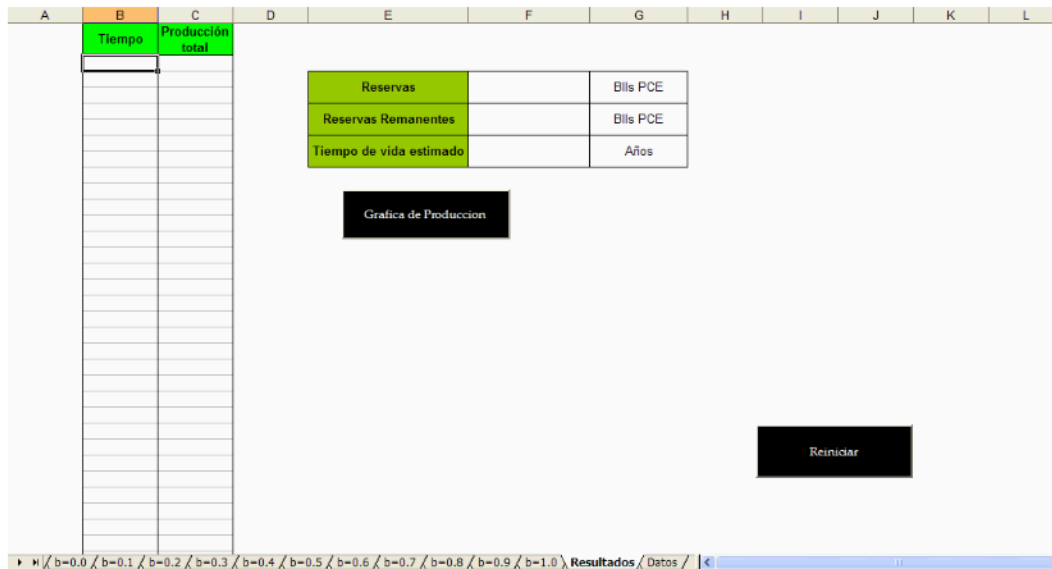


Fig. 26 Hoja de resultados

Una vez terminado el procedimiento es posible hacer un análisis de otro pozo con el botón de reiniciar.

Capítulo V. Ejemplo de Aplicación

1. INTRODUCCIÓN

En todo trabajo es necesario llevar a cabo la aplicación del mismo en un caso práctico, que es lo que se busca en este capítulo. Se efectuará el análisis de un pozo realizando la depuración de los datos proporcionados de la producción, para posteriormente introducir los datos al programa, hacer el ajuste y finalmente obtener una predicción, esta será comparada con la que se obtiene con un software utilizado en PEP. Posteriormente se llevará este mismo procedimiento a nivel de yacimiento, en el cual se realizará también la predicción correspondiente.

2. EJEMPLO DE APLICACIÓN

Con el fin de predecir los gastos de aceite que puede producir un yacimiento y la producción acumulada, se desarrolló con el software Excel, un programa mediante macros que puede realizar la extrapolación del comportamiento de la producción de aceite a su límite económico.

Para validar el programa desarrollado se realizó el ajuste de un pozo productor de aceite y gas del Complejo Antonio J. Bermúdez, el cual es un yacimiento de hidrocarburos compuesto por cinco campos: Samaria, Iride, Cunduacán, Oxiacaque y Platanal. Los campos se encuentran en una estructura geológica tipo anticlinal de altos echados, divididos en un gran número de bloques por fallas normales e inversas, presencia de graven's, una intensa presencia de fracturas naturales en yacimientos de carbonatos y dolomías de doble porosidad y triple porosidad. El Complejo produce aceite ligero con gravedades API entre 27 y 31 grados y gas asociado de carbonatos de edad Cretácica (KS, KM, KI) y Jurásica (JsT, JsK, JsOxf y JsCall). Las profundidades promedio de producción de hidrocarburos se encuentran entre 3500 y 4800 metros.

Los campos se extienden en una superficie de 220 Km², con rangos de porosidades entre 3 y 8 %. El espesor promedio de las formaciones productoras es de aproximadamente 400 m, con una saturación de agua promedio de 24 %.

Los campos del Complejo se consideran, en general, unidades hidráulicas de buena comunicación en forma areal y vertical, favorecido este hecho por el sistema de fracturas y fallas del campo, así como presiones inicialmente anormales, altas temperaturas de yacimiento, siendo la expansión de fluidos y la inyección de agua los principales mecanismos de producción. Debido a los grandes desplazamientos de bloques provocados por la actividad tectónica del área, se ha inferido una contribución importante del componente vertical de permeabilidad.

Previo a la fase de inyección de nitrógeno, gas natural o esquemas combinados de inyección, la estrategia de explotación del campo se fundamentó en un rápido crecimiento del gasto de producción, ejecutando un agresivo plan de perforación de pozos verticales y desviados, incluyendo un importante número de reparaciones mayores, menores, y taponamiento de pozos. La inyección de agua, concentrada en los campos Samaria y Cunduacán, ha sido uno de los fundamentos del plan de explotación. Del mismo modo, el sistema de levantamiento artificial a través del bombeo neumático es actualmente el que provee de más del 80% de la producción en los campos del complejo.

La producción del campo se inició en Junio de 1973 a través del pozo SA-101, con una producción de 5300 BPD de aceite y 9.4 MMPCD de gas. A Mayo 2006 se han perforado 340 pozos de los cuales 110 se encuentran en operación.

La información a utilizar para la aplicación del programa desarrollado es extraída de un pozo del campo Cunduacán. Su historial de producción se muestra en la figura 23. La figura ilustra la producción de aceite del pozo en contra del tiempo en escala normal, y en la figura 24 se observa el comportamiento del mismo pozo, pero en escala logarítmica, la cual será útil para realizar el análisis de las curvas de declinación.

En ambas figuras se puede notar que la curva de declinación de la producción tiene una fuerte discontinuidad que debe ser omitida para el análisis; estas discontinuidades

son debido a múltiples factores, pero para este estudio se trata de una estimulación que permitió aumentar la producción, así como extender el tiempo de vida del pozo; en la segunda parte de la curva después de la estimulación realizada se observa una declinación de la producción menor y esto es debido a la implementación del sistema artificial de producción; sin embargo, es importante hacer notar que esta alternativa para incrementar la vida productiva del pozo no es una limitante para el análisis de las curvas de declinación.

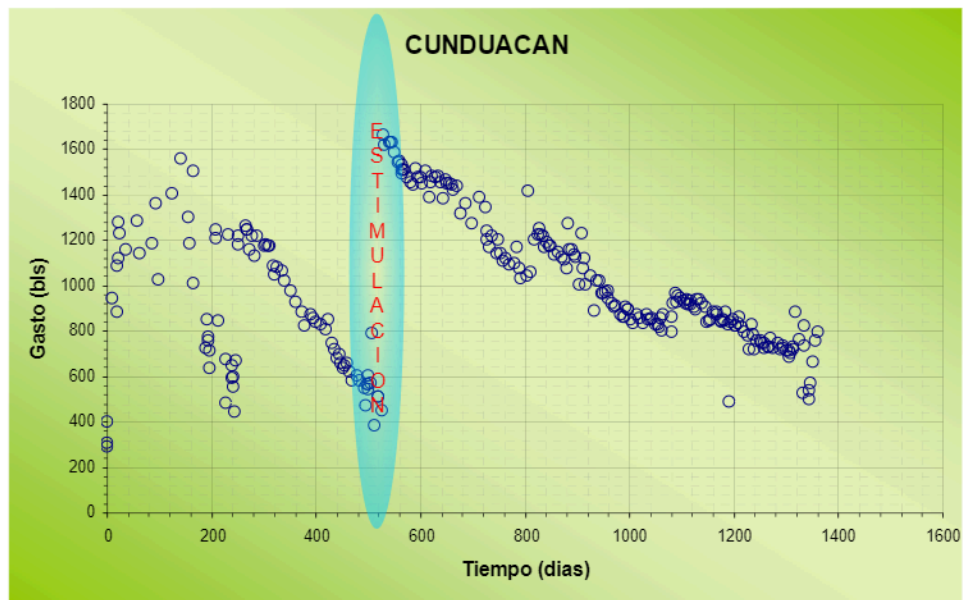


Fig. 23 Gráfica de gasto vs. Tiempo de un pozo del campo Cunduacán

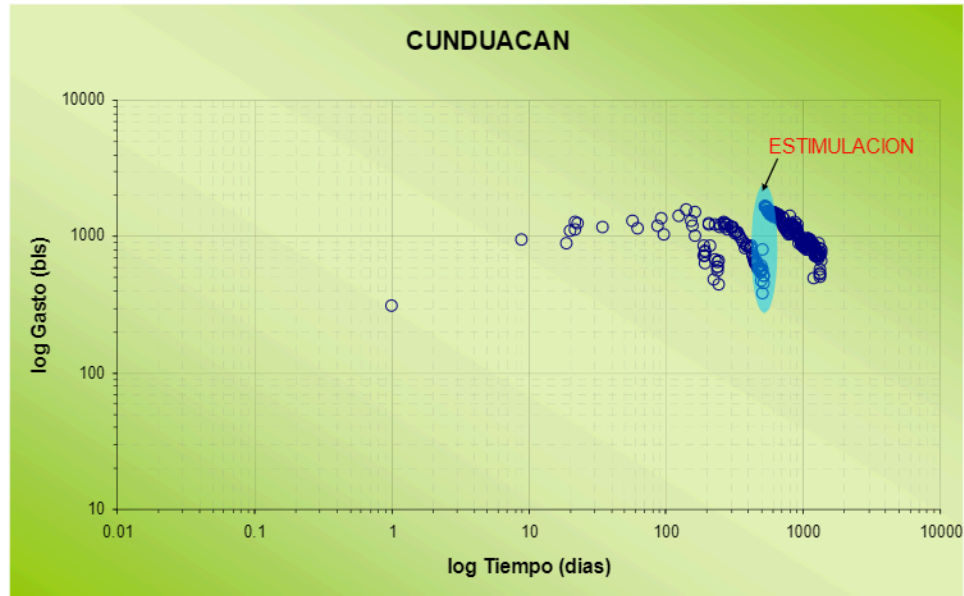


Fig. 24 Gráfica de gasto vs. Tiempo de un pozo del campo Cunduacán

Para el análisis de curvas de declinación se tomará la curva de producción después de la estimulación, ya que en esta parte de la curva a pesar de que hay pequeñas variaciones, estas no son tan importantes como para mostrar una variación significativa en la tendencia de la curva de declinación. También es necesario incluir la mayor cantidad de datos posibles para lograr un buen ajuste con las curvas tipo de declinación desarrolladas por Fetkovich.

En la figura 26 se ilustra la gráfica con los puntos seleccionados así como la tendencia obtenida; sin embargo, es necesario comentar que en la curva que se obtiene con el programa, con el fin de realizar solo el ajuste a las curvas tipo se muestra únicamente la tendencia final.

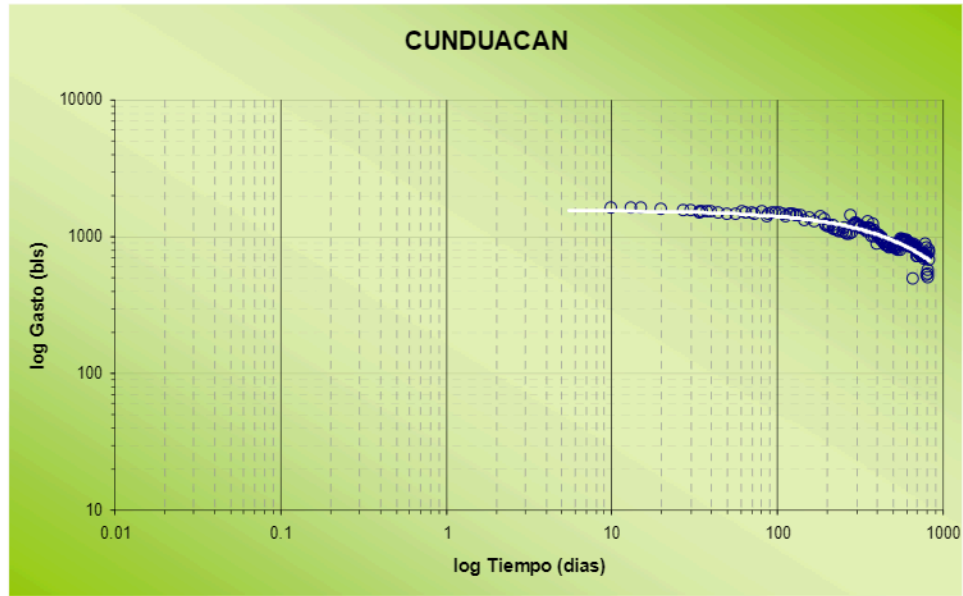


Fig. 26 Pantalla de producciones con las producciones totales y la gráfica de producción contra tiempo en log - log

La tendencia obtenida en el análisis es llevada a las curvas tipo, de las cuales con la que muestra un mejor ajuste es con el exponente de declinación de 0.4, tal como se muestra en la figura 27.

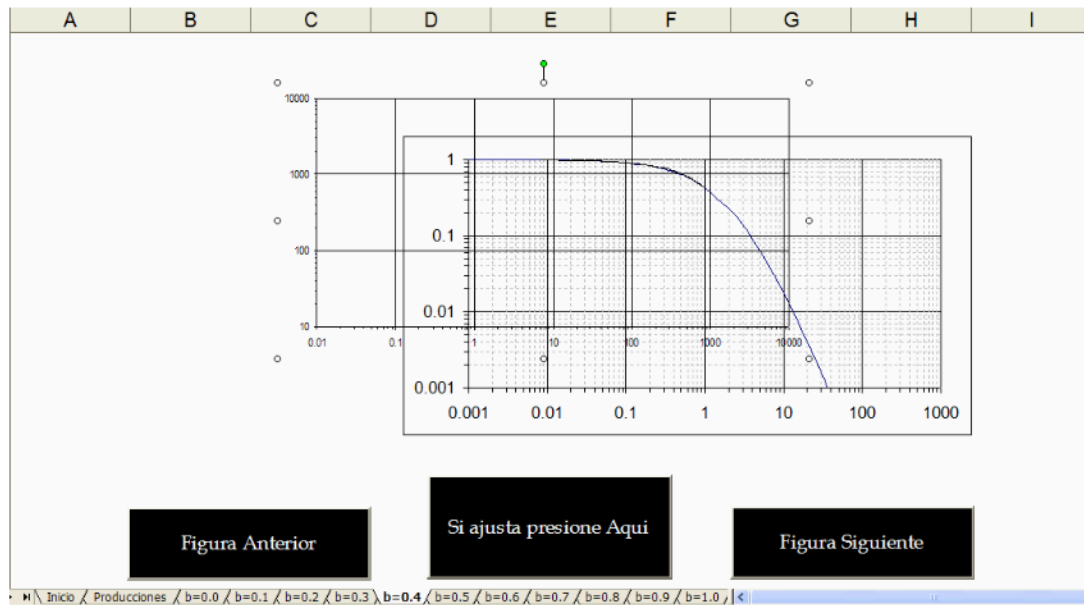


Fig. 27 Página de ajuste de curvas

Posteriormente, los datos que son requeridos por el programa para realizar la predicción del comportamiento de la producción del pozo son obtenidos de la figura 27, en los que se muestra que para una presión de 100, corresponde una presión adimensional de 0.061, así como para un tiempo de 10, un tiempo adimensional de 0.0115 como se muestra en la figura 28, para posteriormente introducir un límite económico de 50 barriles por día que fue el considerado en el análisis de este pozo.

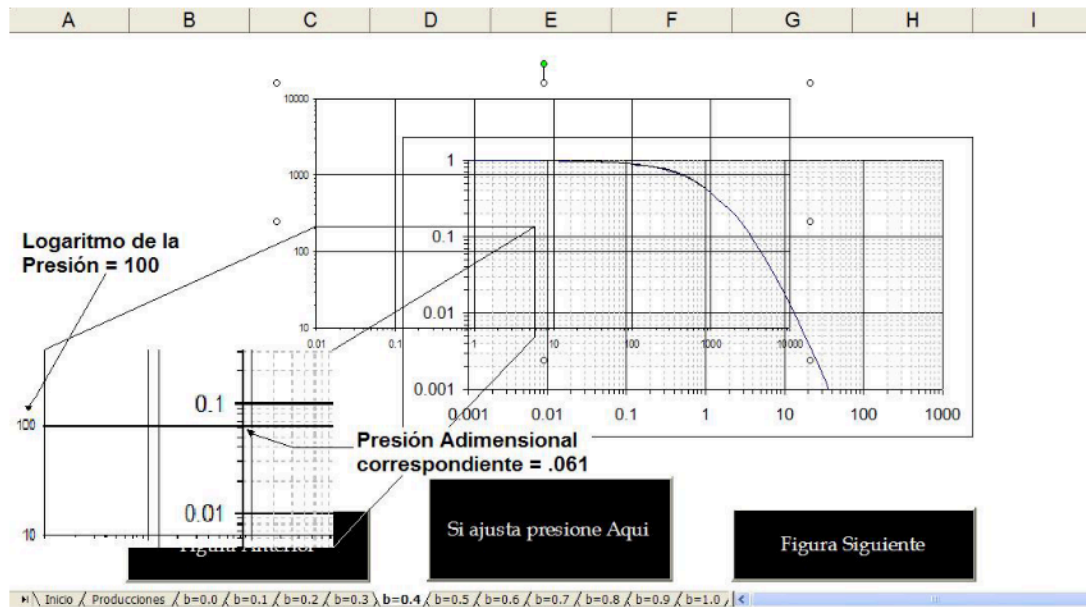


Fig. 28 Introducción de lecturas una vez realizado el ajuste de la curva

En este caso el programa indicará que la declinación que fue seleccionada fue una declinación hiperbólica, ya que el exponente de declinación es de 0.4, para mostrar la página de resultados con el tiempo expresado en días así como la producción dada en barriles de petróleo crudo equivalente, las reservas estimadas para el pozo, las reservas remanentes del mismo y por último el tiempo estimado de vida para que la producción del pozo llegue al límite económico establecido tal como se muestra en la figura 29.

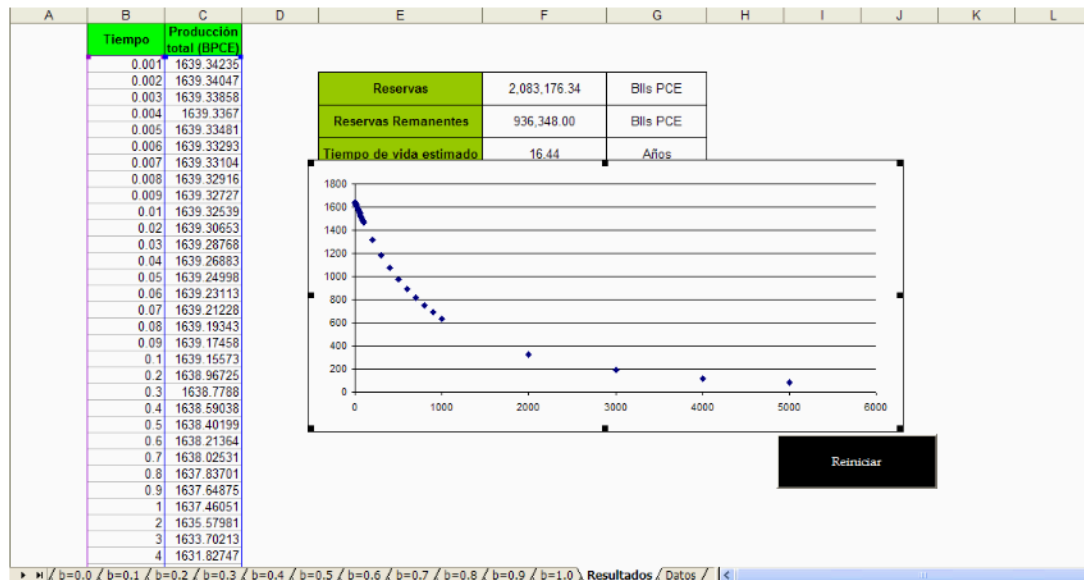


Fig. 29 Predicciones de producción

En la figura 30 se muestra más claramente los resultados, en ella se observa la gráfica de producción contra el tiempo extrapolada hasta el límite económico, el cual se alcanza en aproximadamente 6000 días; sobresale en esta gráfica el ajuste casi perfecto de los datos históricos de producción, lo que motiva a pensar que la predicción realizada para la vida productiva y la producción al final de esta es confiable.

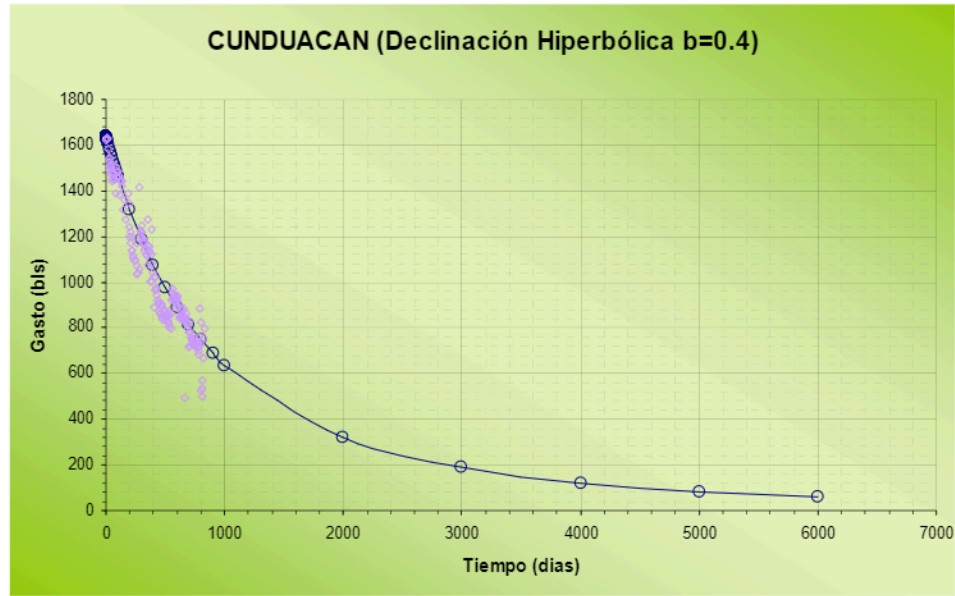


Fig. 30 Ajuste del Historial de producción y Predicción al límite económico.

Con el fin de corroborar los resultados obtenidos por medio de este procedimiento, se compararon los resultados obtenidos con el software Merak, el cual es utilizado en la actualidad y entre otras cosas para estimar el tiempo de vida de cada uno de los pozos que integran los proyectos de explotación de PEP. Merak es un programa que utiliza una declinación exponencial, la cual como ya se comentó arroja una predicción pesimista del tiempo de vida, por lo que es necesario hacer un ajuste de acuerdo a la experiencia del Ingeniero que realice el análisis, es decir, se trata de una variación de la Declinación de la producción cada cierto periodo de tiempo obteniendo con esto una mejor predicción. Estos resultados fueron posibles de reproducir con el programa desarrollado en este trabajo, pero en lugar de hacer la variación de la Declinación de la producción se tomó un exponente de declinación distinto al exponencial; los resultados obtenidos con el simulador Merak se muestran a continuación en la figura 31, en la cual se observa que el límite económico se alcanza en el 2007, es decir aproximadamente 4500 días a partir del inicio de la vida productiva del pozo.

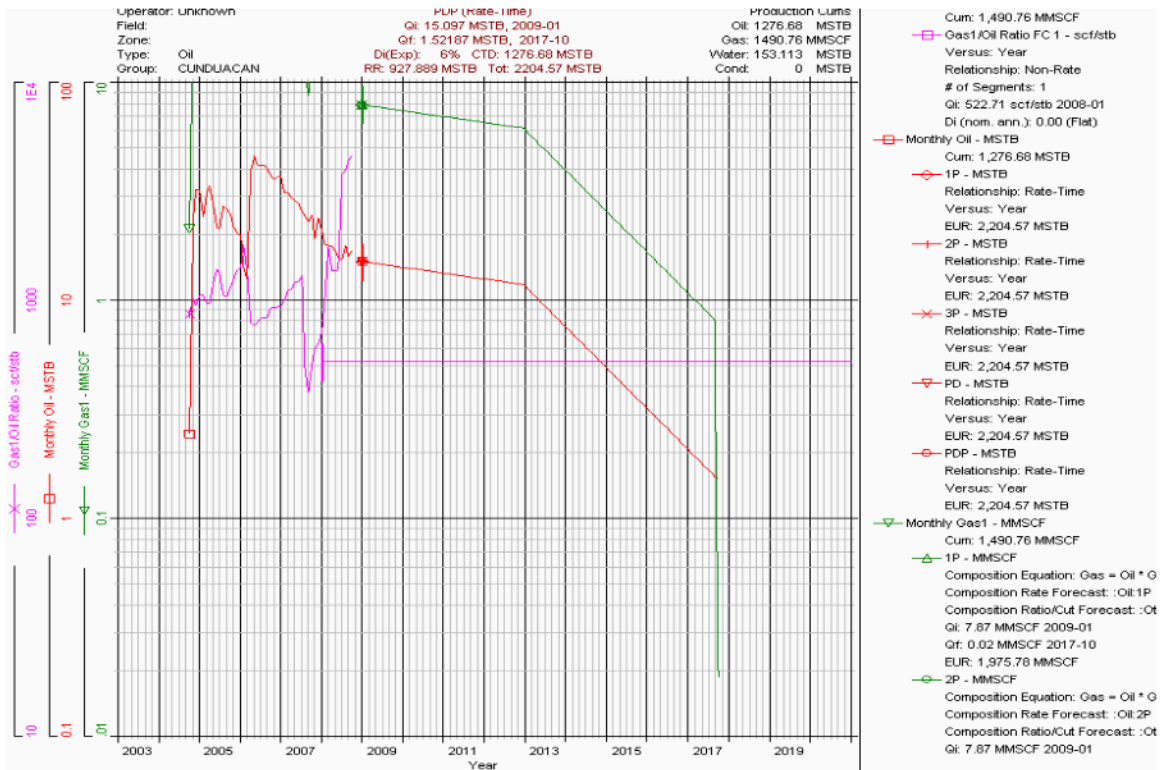


Fig. 31. Predicción de la producción con Merak. Schlumberger.

Para obtener una predicción similar a la dada por el simulador Merak en el programa desarrollado en este trabajo, se llegó a la conclusión de que es necesario utilizar un exponente de declinación de 0.3, con el que se obtiene que en 5000 días alcanza el límite económico establecido. Estos mismos resultados se muestran en la figura 32, este exponente de declinación distinto al exponencial se debe a las variaciones de la Declinación de la producción realizada para hacer un mejor ajuste a los gastos reportados, sin embargo, el ajuste a la curva tipo a la curva de producción y tiempo adimensionales no muestra un mejor ajuste que el obtenido con el exponente de declinación de 0.4 utilizado en el análisis; en el caso en que se realizara el ajuste con una declinación exponencial ($b=0.0$) se tiene que el pozo alcanzaría al límite económico en un periodo de aproximadamente 3000 días, es decir, 8 años, lo que reduce notablemente el tiempo de vida del pozo.

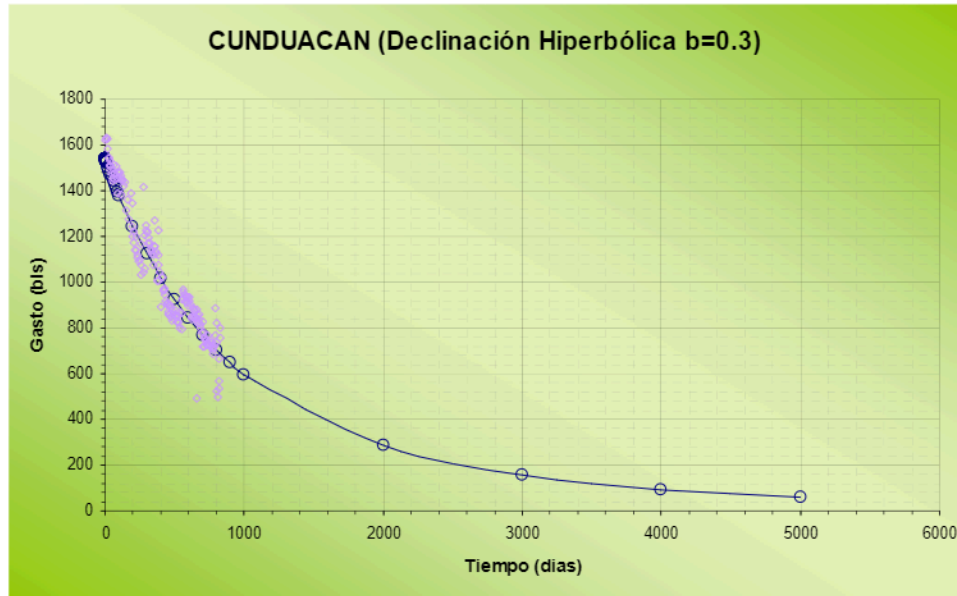


Fig. 31 Predicciones de producción.

Este análisis comprueba que la predicción que hace el programa es buena, la cual depende de la calidad de los datos, así como un buen ajuste de la curva de producción y tiempo adimensionales a las curvas tipo de Fetkovich.

Es muy importante comentar que este procedimiento no sólo ha sido realizado en el análisis de este pozo, sino que también ha sido utilizado a nivel yacimiento. Aplicado al Campo Puerto Ceiba que pertenece al Activo Integral Bellota-Jujo de la Región Sur. Este campo se encuentra en una estructura de la edad Cretácico y Jurásico, los cuales se caracterizan por encontrarse en una zona de calizas altamente fracturadas.

El campo empezó su producción en el año 1985 con el pozo PC-101A, contando a la fecha con un total de 14 pozos en su Zona Norte y 12 en la Zona Sur, de los cuales sólo 10 en la Zona Norte y 6 en la Zona Sur son productores en la actualidad. Los resultados de este análisis mostrados en la figura 32 y 33 correspondientes a la Zona Norte y Sur, muestran de nuevo un acercamiento al resultado mostrado con los programas utilizados en PEP, en los cuales se observa que la vida del yacimiento es de aproximadamente 10 años, mientras que el programa presentado aquí muestra que, de acuerdo a su historial de producción, el tiempo estimado de vida es de 13 años en el caso de que las condiciones de producción sean las mismas que prevalecen hasta el momento del análisis.



Fig. 32 Predicción de Producción en Zona Norte

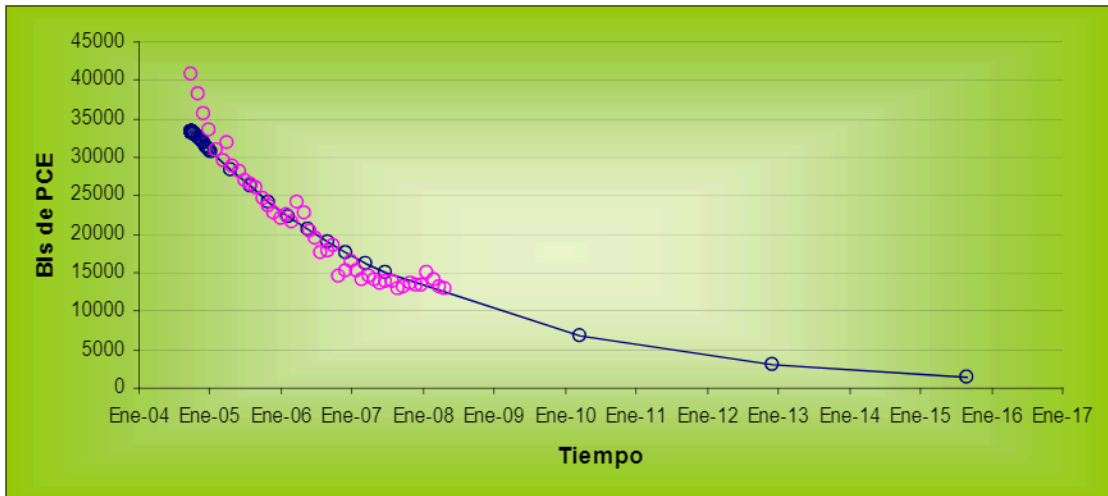


Fig. 33 Predicción de Producción Zona Sur

Capítulo VI. Conclusiones y Recomendaciones

El uso de las curvas de declinación es una de las técnicas prácticas que se utilizan para determinar el tiempo de vida productiva de un pozo o yacimiento, elaborar los pronósticos de la producción de aceite y gas y estimar las reservas remanentes.

La confiabilidad de los resultados obtenidos con este análisis tiene una fuerte dependencia de la calidad de la historia de producción de los fluidos y las condiciones de explotación.

Existen diversas técnicas publicadas en la literatura basadas en las curvas de declinación de la producción. Uno de estos es el desarrollado por Arps; sin embargo, su desventaja es el alto número de comparaciones de las curvas tipo debido a las dos variables que maneja. Otro método es el estadístico, pero por este método no es fácil obtener el valor constante del ritmo de declinación que permitirá obtener la predicción del comportamiento de la producción. Y el método gráfico desarrollado por Fetkovich, en el que se involucran curvas tipo que mediante gastos y tiempos adimensionales permiten conocer el exponente de declinación, este método es el que presenta el menor número de complicaciones.

Los análisis de las curvas de declinación y las predicciones de la producción realizados con el programa desarrollado arrojan resultados que pueden ser considerados como buenos y confiables.

El programa se validó en un pozo del campo Cunduacán ubicado en el complejo Antonio J. Bermúdez; sin embargo, para su análisis fue necesaria una depuración de la información proporcionada debido a las discontinuidades que mostraba la historia de producción, que modificarían la tendencia de ajuste hecha con las curvas tipo de Fetkovich.

Al realizar el análisis a nivel de pozo, se observó que el programa fue aplicado exitosamente ya que el ajuste obtenido es bueno, resultando así un tiempo de vida estimado muy parecido al estimado con el software Merak de Schlumberger; sin embargo, es necesario destacar que éste cuenta con modificaciones de la tendencia de la declinación exponencial por medio de cambios en ciertos periodos de tiempo

determinados por el ingeniero en el ritmo de declinación, D ; sin embargo, el programa desarrollado en este trabajo, estas suposiciones no son necesarias ya que no sólo incluye la declinación exponencial, sino que también cuenta con el comportamiento de las declinaciones hiperbólica y armónica que permiten reducir las suposiciones realizadas a las predicciones ofreciendo así un margen de error menor.

El análisis de las curvas de declinación es una técnica que permite estudiar el comportamiento de la producción de los pozos de forma que las modificaciones realizadas en las condiciones de explotación no son un impedimento para el análisis y esto queda comprobado con el pozo que se estudió, ya que en el periodo de estudio se implantó un sistema artificial de producción, y aún así se logró un buen análisis de la curva de declinación.

La aplicación tanto de las curvas de declinación como del programa desarrollado, no se limita sólo al análisis de la producción de un pozo, sino que es posible aplicarlo a nivel de yacimiento en donde se aplicó el mismo procedimiento, descartando los periodos de producción en los que se observa una importante discontinuidad, hasta obtener el tiempo de vida estimado, la producción acumulada y las reservas remanentes del yacimiento, en este caso no sólo se determinó el tiempo de vida del yacimiento y las reservas remanentes, sino que también fue comprobada la producción acumulada, logrando así deducir que la técnica de análisis es efectiva y confiable a pesar de que este yacimiento es caracterizado como naturalmente fracturado y con una fuerte entrada de agua.

La aplicación del programa permitirá a los Ingenieros de Geociencias analizar los comportamientos de producción de una manera práctica para la toma de decisiones, ya que esta herramienta ofrece la ventaja de realizar estudios a detalle considerando historias de producción donde se involucran sistemas artificiales de producción y además, métodos de recuperación mejorada.

Es importante resaltar que el acceso a los análisis de la producción de los pozos y yacimientos realizados con Merak son muy limitados, por lo que un programa como este puede ayudar a la toma de decisiones en momentos en los que no se cuente con éste tipo de software.

Durante la aplicación del programa desarrollado se observó que el tipo de declinación que mejor ajusta la mayoría de los pozos y yacimientos corresponde al tipo exponencial; sin embargo, es recomendable analizar el historial de producción con otras declinaciones con el fin de obtener el mejor ajuste y con esto resultados más confiables.

Es necesaria la sugerencia de que la información con la que se disponga no sólo de las producciones, sino también de todas las variables involucradas en la industria petrolera sean manejadas con mayor cuidado logrando así datos de mejor calidad, que se verán reflejados en análisis mucho más confiables.

Una posible mejora de este programa desarrollado, sería la introducción del periodo de declinación instantánea, con el cual se podrían conocer más factores del pozo, tales como el factor de daño y el radio del pozo.

Abreviaturas

°API	Densidad según el Instituto Americano del Petróleo
APPG	Asociación Americana de Geólogos Petroleros
BTU	Unidad calorífica del gas (British Thermal Unit)
FEEM	Factor de Encogimiento por Eficiencia de Manejo
FEI	Factor de Encogimiento por Impurezas
FELP	Factor de Encogimiento por Licuables en Planta
FELT	Factor de Encogimiento por Licuables en el Transporte
PCE	Petróleo Crudo Equivalente
PEP	PEMEX Exploración y Producción
Reservas 1P	Reservas Probadas, con una probabilidad de 90% de ser producidas
Reservas 2P	Reservas Probadas + Reservas Posibles, con una probabilidad de 50% de ser producidas
Reservas 3P	Reservas Probadas + Reservas Probables + Reservas Posibles, con una probabilidad de 10% de ser producidas
SPE	Sociedad de Ingenieros Petroleros
WPC	Congreso Mundial del Petróleo

Símbolos

b	Exponente de Declinación	
B_o	Factor de volumen del aceite	bls@cy/bls@cs
B_{oi}	Factor de volumen del aceite inicial	bls@cy/bls@cs
C_t	Compresibilidad total	Psia ⁻¹
D	Ritmo de Declinación	días ⁻¹
h	Espesor	Ft
K	Permeabilidad	md
K_{ro}	Permeabilidad relativa al aceite	
μ_o	Viscosidad del Aceite	cp
N	Volumen original de Hidrocarburos	MMbls
N_p	Volumen total de Hidrocarburos Producidos	MMbls
P_d	Presión Adimensional	Psia
P_i	Presión Inicial en el Yacimiento	Psia
Φ	Porosidad	
P_{wf}	Presión de Fondo Fluyendo	Psia
q	Gasto	Bpd
q_D	Gasto Adimensional	
q_{Dd}	Gasto Adimensional de Fetkovich	
r_e	Radio de Drene	Ft
RGA	Relación Gas Aceite	Ft ³ /bls

r_{wa}	Radio Aparente del Pozo	Ft
S	Daño en las vecindades del Pozo	
S_o	Saturación de Aceite	
S_{or}	Saturación Residual de Aceite	
S_w	Saturación de Agua	
t	Tiempo	días
t_d	Tiempo Adimensional	
t_{Dd}	Tiempo Adimensional de Fetkovich	
V_p	Volumen Poroso	Ft ³
Z	Factor de Compresibilidad del Gas	

Bibliografía.

1. Aitokhuehi. "Maximizing the potential of decline curve analysis" 2007 SPE, No. SPE111916
2. J. A. Rushing. "Estimating Reserves in Tight Sands at HP/HT Reservoir Conditions: Use and Misuse of an Arps Decline Curve Methodology" Anaheim, California, 2007 SPE109625
3. Homer N. Mead "Modifications to Decline Curve Analysis" Caracas, Venezuela, 1956 SPE464-G
4. Shing-Ming, Chen, "A Generalized Hyperbolic Decline Equation with Rate-Time and Rate Cumulative Relationships" Abril 2003, SPE81427
5. Y. Cheng, "Practical Application of a Probabilistic Approach to Estimate Reserves Using Production Decline Data", Dallas, Texas. Octubre 2005, SPE95974
6. R. S. Thompson, Wright, J. D. "The Error in Estimating Reserves Using Decline Curves", Alaska, 1987, SPE16295
7. McCray, A. W. "Statistical Basis for Choice among Hyperbolic Decline Curves and Computes Application in Calculating Confidence Limits of Reserve Predict", Oklahoma, 1967, SPE1930
8. Arps, J.J. "Estimation of Primary oil Reserves", Dallas, Texas, 1956, SPE627-G
9. Slider, H.C. "A Simplified Method of Hyperbolic Decline Curve Analysis", Ohio State, Columbus, Ohio, 1936.
10. Arps, J. J. "Analysis of Decline Curves" AIME (1940) 228-247. Chapter II. Petroleum Economics.
11. Fetkovich M. J. "Decline Curve Analysis Using Type Curves" Phillips Petroleum Co. June 1980. SPE 4629.

12. Fetkovich M. J. "Decline Curve Analysis Using Type Curves – Case Histories", Diciembre 1985, SPE 13169
13. Fetkovich M. J. "Useful Concepts for Decline – Curve Forecasting, Reserve Estimation, and Analysis" Phillips Petroleum Co. 1996.
14. Antonio Vilderrabano, Rufino Rayón, Jorge Osorno, Rafael Rodríguez. "Apuntes de Evaluación de la Producción" División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra. Departamento de Explotación del Petróleo.
15. Slider H. C. "Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods". Petroleum Publishing Company. Tulsa, Oklahoma 1976.
16. Manual de Programación en MS Excel.