

**ESTUDIO COMPARATIVO DE MODELOS DE DECLINACIÓN PARA LA
PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN YACIMIENTOS NATURALMENTE
FRACTURADOS**

GIOVANY ANDRES GONZÁLEZ MENDOZA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2005

**ESTUDIO COMPARATIVO DE MODELOS DE DECLINACIÓN PARA LA
PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN YACIMIENTOS NATURALMENTE
FRACTURADOS**

GIOVANY ANDRES GONZÁLEZ MENDOZA

**Trabajo de grado presentado como
Requisito para obtener el título de
Ingeniero de Petróleos**

DIRECTOR

**MGT ARISTÓBULO BEJARANO WALLENS
DOCENTE UIS**

CO – DIRECTOR

**M. Sc NESTOR FERNANDO SAAVEDRA TRUJILLO
JEFE UNIDAD DE INVESTIGACIÓN INSTITUTO COLOMBIANO DEL
PETRÓLEO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2005

DEDICATORIA

A **DIOS**, por que siempre será mi luz que iluminará mi camino.

A mis padres **RUBEN GONZALEZ Y ALMA MENDOZA**, por su apoyo incondicional en todos los momentos de mi vida.

A mis hermanos **JHONNY Y KAREN**, que son los motores que me impulsan a seguir adelante.

AGRADECIMIENTOS

*A **ARISTÓBULO BEJEARNO**, asesor y director de este trabajo, por la confianza depositada.*

*A **NESTOR SAAVEDRA**, por sus valiosos consejos y ayuda.*

A los docentes de la escuela de Ingeniería de Petróleos y a la Universidad Industrial de Santander por brindarme formación profesional y personal.

TITULO: ESTUDIO COMPARATIVO DE MODELOS DE DECLINACIÓN PARA LA PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS*

AUTOR: GONZALEZ MENDOZA, Giovany Andrés**

PALABRAS CLAVES: YNF; Modelos; Predicción; Producción; Fractura; Matriz

DESCRIPCIÓN:

La predicción de la producción de un Yacimiento Naturalmente Fracturado (YNF) ha sido un tema de amplio estudio en la industria petrolera, debido a que este presenta características especiales de comportamiento por estar asociado a dos sistemas de producción matriz y fractura.

La representación matemática de modelos que pronostiquen la producción de estos yacimientos presentan una configuración matemática rigurosa que no permite cálculos de fácil manejo sin la ayuda de un computador. La comparación de estos modelos tienen por objeto mirar el desarrollo actual de estos con el fin de analizar tanto el aspecto matemático como físico con el fin seleccionar hasta el momento la mejor teoría de flujo de estos yacimientos. Para esto se realizó una validación con un caso real tomado de literatura correspondiente al campo Austin Chalk, Texas. Los resultados fueron bastante confiables teniendo en cuenta la dificultad del desarrollo analítico del modelo. A parte de la solución analítica se estimó con modelos empíricos arrojando buenos resultados a tiempos tempranos de producción.

De los modelos estudiados el de menor grado de desviación tanto analítica como matemáticamente fue de Da Prat – Ramey – Cinco Ley el cual describe un YNF de la manera más adecuada posible. Es necesario continuar con el estudio de la producción en YNF debido a que este tema ha sido poco desarrollado y presenta una gran oportunidad de investigación en universidades y centros de I+D nacionales e internacionales con el objetivo de tener modelos analíticos y/o empíricos más robustos y tener mayor confiabilidad en la producción de un pozo en YNF.

*Trabajo de Investigación

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Ingeniería de Petróleos.

Directores: BEJARANO WALLENS, Aristóbulo; SAAVEDRA TRUJILLO, Néstor.

TITLE: COMPARATIVE STUDY OF DECLINATION MODELS TO PREDICT THE PRODUCTION IN NATURALLY FRACTURED RESERVOIRS*

AUTHOR: GONZALEZ MENDOZA, Giovany Andrés**

KEYWORDS: NFR; Prediction; Models; Production; Fractures; Matrix

DESCRIPTION:

Production prediction of a Naturally Fractured Reservoir (NFR) has been a topic to study in petroleum industry, because of this kind of reservoirs have special characteristics of their behavior by been associated with two production system fractures and matrix.

Mathematical models that can be used to predict the production have been studied in a rigorous way and it needs a computer to resolve them. The principal objective about to compare this models is to check the actual development in order to analyze the mathematical and physical action of this models and to select the best for this reservoirs.

To do this a validation of this models was realized with a particular case, Austin Chalk field. Results were pretty good for empirical and analytical models although the empirical model was good to early time of production.

Of all these models studied the best adjusted was the Da Prat – Ramey – Cinco Ley analytical model describes a NFR in a suitable way possible. It is necessary to continue with the study of NFR because has had few development and it is a great opportunity to investigate in research institutes in order to have a better analytical o empirical model to predict the production in a excellent way.

*Investigation Work

** Physicalchemistry Engineering Faculty, Petroleum Engineering.

Advisors: BEJARANO WALLENS, Aristóbulo; SAAVEDRA TRUJILLO, Néstor.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	14
1. GENERALIDADES DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS.	16
1.1 YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS	16
1.1.1. Clasificación Según su Capacidad de Almacenamiento	18
1.1.2. Clasificación de Acuerdo a la Porosidad y Permeabilidad del Sistema Matriz-Fractura	19
1.2 ASPECTOS GEOLÓGICOS DE LOS YNF	20
1.3 IDENTIFICACIÓN DE UN YNF	22
1.3.1 Historia de Perforación	22
1.3.2 Análisis de Registros de Pozo	23
1.3.3 Análisis de Pruebas de Presión	29
1.3.4 Comportamiento de Producción	29
1.4 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN DE UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO: OVERVIEW	30
1.4.1 Producción de un YNF por depleción de presión (empuje de gas en solución, expansión de la capa de gas, drenaje por gravedad, empuje de agua de fondo).	

1.4.2 Producción de un yacimiento naturalmente fracturado por inyección de gas rico o pobre en la capa de gas (mantenimiento de presión).	31
1.4.3 Producción de un yacimiento naturalmente fracturado por inyección de agua (mantenimiento de presión)	34
1.4.4 Producción de un yacimiento naturalmente fracturado por inyección de N ₂ – CO ₂ .	35
2. MODELOS DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS.	36
2.1 MODELO DE WARREN AND ROOT	37
2.2 MODELO DE SAGEEV	40
2.3 MODELO DE SHIRMAN	44
2.4 MODELO DE DA PRAT - CINCO LEY – RAMEY	49
3. VALIDACIÓN DE LOS MODELOS DE DECLINACIÓN CON BASE A DATOS DE PRODUCCIÓN	54
3.1 CAMPO “AUSTIN CHALK, Texas”. POZO 1 (SPE 15533).	54
3.1.1 Generalidades del Campo Austin Chalk.	54
3.1.2 Geología e Hidrocarburos	54
3.1.3 Características de producción	56
3.2 MODELO DE SAGEEV	58
3.3 MODELO DE SHIRMAN	62

3.4 MODELO DE DA PRAT – CINCO LEY – RAMEY	66
4. ANALISIS DE SENSIBILIDAD AL MODELO DE DA PRAT – CINCO LEY – RAMEY.	74
4.1 PERMEABILIDAD DE FRACTURA	74
4.2 PARAMETRO DE POROSIDAD DE FRACTURA.	76
4.3 PARAMETRO DE POROSIDAD DE MATRIZ.	77
4.4 PRESIÓN INICAL DEL YACIMIENTO.	79
4.5 RADIO DE DRENAJE.	80
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	81
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	83

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Datos de producción del pozo 1	57
Tabla 2. Datos de entrada del modelo de Sageev	59
Tabla 3. Resultados obtenidos del modelo de Sageev.	59
Tabla 4. Datos de entrada del modelo de Shirman, datos de producción del pozo.	62
Tabla 5. Parámetros de declinación del pozo	63
Tabla 6. Predicción del modelo de Shirman	64
Tabla 7. Datos de entrada del modelo	66
Tabla 8. Resultados del modelo para flujo en fracturas	67
Tabla 9. Resultados del modelo para flujo por matriz	68

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Esquema de la Clasificación de los YNF (Tomado de Aguilera, 1980)	19
Figura 2. Orientación de las fracturas usando un caliper de cuatro brazos	24
Figura 3. Identificación de fracturas usando un registro DLL – MSFL. (www.slb.com)	25
Figura 4. La información de dipmeter puede ser usada para identificar la presencia de anisotropía. (www.slb.com)	26
Figura 5. Imágenes procesadas del BHTV de una fractura natural.	27
Figura 6. Esquema de una fractura que intercepta un pozo en ángulo y su correspondiente registro BHTV.	28
Figura 7. Idealización de un YNF. (Warren y Root, 1963)	39
Figura 8. Curva adimensional de un pozo vertical en YNF	50
Figura 9. Curva de declinación real del pozo 1, Campo Austin Chalk	58
Figura 10. Comparación entre el modelo de Sageev y curva de declinación del pozo 1	61
Figura 11. Gráfica log-log para la obtención de parámetros de declinación	63
Figura 12. Comparación entre el modelo de Shirman y la curva de declinación del pozo 1	65

Figura 13. Curva de declinación del flujo por fracturas	68
Figura 14. Curva de declinación del flujo por matriz	69
Figura 14 a. Curva de declinación unida del flujo por matriz y fracturas.	70
Figura 15. Comparación entre el modelo de Da Prat y curva de declinación del pozo 1	71
Figura 16. Comparación entre los modelos de declinación y curva de declinación del pozo 1	72
Figura 17. Producción de un pozo en YNF al variar la permeabilidad de fractura, mD.	75
Figura 18. Producción de un pozo en YNF al variar el término de porosidad de fractura.	77
Figura 19. Producción de un pozo en YNF al variar la presión inicial del yacimiento.	78
Figura 20. Producción de un pozo en YNF al variar la presión inicial del yacimiento.	79
Figura 21. Producción de un pozo en YNF al variar el radio de drenaje	80

INTRODUCCIÓN

Es conocido que un Yacimiento Naturalmente Fracturado es considerado como un tipo de reservorio no convencional, debido a que sus características geológicas, petrofísicas, productivas, económicas y operacionales, deben tener una consideración especial; ya que sus propiedades no son de carácter homogéneo, su caracterización, descripción y estudio productivo deben ser diferentes de los demás tipos de yacimientos.

Debido a que la gran mayoría de estos, presenta una producción inicial alta, y luego presenta una súbita declinación, ha sido preocupación de muchos investigadores, poder encontrar la mejor forma de describir, entender y modelar el comportamiento de la producción de un YNF, a sabiendas que existen dos etapas claras de producción en estos, a saber: a través de las fracturas y a través de la matriz. Aún cuando se ha avanzado mucho durante los últimos años en la predicción de dicho comportamiento, es mucho aún lo que hay que mejorar e investigar en este aspecto. Sin embargo, ya han surgido varias soluciones que han buscado optimizar la extracción de crudo de este tipo de reservorios.

La optimización de la producción de un YNF, depende del entendimiento del sistema de fracturas matriz, y el análisis de las diferentes alternativas de producción del yacimiento: depleción de presión (empuje de gas en solución, expansión de la capa de gas, drenaje por gravedad, empuje de agua de fondo), mantenimiento de presión por inyección de gas en la capa de gas, inyección de agua, perforación in-fill con pozos horizontales y verticales. Esto con el fin de extraer la mayor cantidad de crudo almacenado en la matriz, el cual finalmente determinará el recobro último de crudo en el yacimiento.

Con el fin de adelantar estudios en los diferentes modelos de predicción, se ha realizado esta investigación, para que los ingenieros de yacimiento y producción conozcan las variables más críticas que influyen en la producción de un YNF y se pueda plantear, a futuro, un modelo que prediga de una manera más precisa y exacta este tipo de flujo no convencional.

1. GENERALIDADES DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS.

1.1 YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Un yacimiento naturalmente fracturado puede ser definido como aquel que presenta fracturas (discontinuidades planares) creadas por procesos naturales como diastrofismo y reducción y/o aumento de volumen, distribuida como una red conectada consistente a través del yacimiento (Ordóñez, 2001). Los yacimientos naturalmente fracturados representan el 20% de las reservas de petróleo y gas del mundo; el 53% de las reservas de Estados Unidos y cerca del 90% de México (Saavedra, 2003), pero son, de cualquier manera, la clase de yacimiento más complicada para producir eficientemente. Un típico ejemplo es el yacimiento fracturado Circle Ridge, localizado en Wyoming, E.U. Este yacimiento ha estado en producción durante 50 años pero el recobro total de petróleo ha sido menos del 15% (www.fracturedreservoirs.com, 2000).

Un yacimiento es naturalmente fracturado, cuando éste contiene fracturas que han sido creadas por acción de la naturaleza y que tienen un efecto significativo sobre las características que definen el flujo de fluidos a través de éste.

La segunda condición antes expresada, es importante para considerar a un yacimiento como YNF ya que, según Aguilera (1980), todos los yacimientos se encuentran fracturados en menor o mayor escala, aunque solo deben ser considerados como YNF aquellos en los que el fracturamiento contribuya al proceso de flujo en el mismo.

Los YNF pueden ser encontrados en una amplia variedad de litologías, tales como dolomitas, calizas, areniscas, lutitas, anhidritas, rocas ígneas, metamórficas y carbones.

Los YNF se originaron a partir de depósitos de sedimentos tal como sucede con los yacimientos convencionales, es decir, con porosidad intergranular, a diferencia de estos últimos, en los YNF se alteró la continuidad de la roca como resultado de algún tipo de actividad tectónica.

Estas discontinuidades ocasionan considerables dificultades en la descripción de la estructura interna y del flujo de fluidos dentro de este tipo de yacimientos. Además de los parámetros que son necesarios para describir la matriz en un yacimiento homogéneo, en los YNF se requiere de parámetros adicionales, debido a la presencia de fracturas, estilolitas (residuos químicos formados durante la disolución de la matriz) y 'vugs'.

La presencia de fracturas naturales en un yacimiento puede tener efectos positivos, como por ejemplo, al maximizar la capacidad de flujo de petróleo, aunque también los efectos pueden ser negativos, por ejemplo, cuando se presenta canalización de agua o gas hacia los pozos.

Los YNF pueden ser representados a través de dos subsistemas: la matriz y las fracturas; cada uno de éstos posee propiedades petrofísicas diferentes, lo cual hace que el comportamiento de este tipo de yacimientos sea distinto al comportamiento que presentan los yacimientos homogéneos. La correcta evaluación de las propiedades de cada subsistema y la integración adecuada de éstas, para la formulación del modelo que mejor se adapte a las condiciones reales de flujo en el yacimiento, es un factor crítico en la ingeniería de los YNF.

La complejidad de los YNF radica en que estos pueden presentar variación tanto en la clase, como en la morfología de las fracturas que lo constituyen, e incluso puede haber variación en la relación de la capacidad de almacenamiento entre matriz y fracturas. Inclusive, la variación en la distribución de los patrones de fracturamiento de la roca conlleva a que los YNF presenten una alta complejidad para la caracterización de los procesos de flujo que ocurren en el yacimiento.

Se han planteado en la literatura (Aguilera, 1980; Van Golf-Racht, 1982; Osorio, 2003) varias clasificaciones para los YNF, a continuación se presentarán dos de las más empleadas a nivel mundial, según su capacidad de almacenamiento y la porosidad y permeabilidad del sistema matriz-fractura.

1.1.1. Clasificación Según su Capacidad de Almacenamiento

La capacidad de almacenamiento en un yacimiento está dada por el producto entre la porosidad y la saturación de los fluidos presentes en la roca, representando que tanto fluido puede acumular el yacimiento.

Según esta clasificación existen tres tipos de YNF.

- **Yacimientos Tipo A:** En este tipo de yacimientos la capacidad de almacenamiento de la matriz es mucho mayor en relación con la de las fracturas (Figura 1a).
- **Yacimientos Tipo B:** Estos yacimientos poseen una capacidad de almacenamiento prácticamente igual para la matriz y para las fracturas (Figura 1b).

- **Yacimientos Tipo C:** En los yacimientos Tipo C, la capacidad de almacenamiento es debida fundamentalmente a las fracturas, ya que la porosidad de la matriz es despreciable (Figura 1c).



Figura 1a



Figura 1b



Figura 1c

Figura 1. Esquema de la Clasificación de los YNF (Tomado de Aguilera, 1980)

1.1.2. Clasificación de Acuerdo a la Porosidad y Permeabilidad del Sistema Matriz-Fractura

De acuerdo a la porosidad y permeabilidad que presenten el subsistema matriz y fracturas, se ha desarrollado una clasificación para los YNF dividiéndolos en cuatro categorías (Osorio, 2003):

- **Yacimientos Tipo I:** En este tipo de YNF las fracturas proveen la porosidad y la permeabilidad del yacimiento, mientras que en la matriz la magnitud de estas propiedades es despreciable.
- **Yacimientos Tipo II:** Son aquellos yacimientos en los cuales las fracturas proveen la permeabilidad del yacimiento y la matriz proporciona la capacidad de almacenamiento para los fluidos (porosidad).

- **Yacimientos Tipo III:** En estos yacimientos las fracturas le proporcionan la permeabilidad, sin embargo, la matriz, por si misma, posee buena porosidad y permeabilidad.

- **Yacimientos Tipo IV:** A los yacimientos de este tipo las fracturas no le aportan permeabilidad o porosidad de manera significativa. Por el contrario, la matriz sí posee buena porosidad y permeabilidad, con lo cual las fracturas se convierten en barreras al flujo, las cuales hacen al yacimiento heterogéneo.

1.2 ASPECTOS GEOLÓGICOS DE LOS YNF

La fracción del volumen poroso que representa al espacio entre granos de la matriz de la roca ocupada por fluidos es llamada porosidad.

Hay dos tipos de porosidad. La porosidad asociada con el proceso de depositación de sedimentos que dio origen a la roca es llamada porosidad primaria. Por otra parte, la porosidad secundaria, llamada también porosidad inducida, está asociada con la presencia de fracturas y otras aperturas tales como *vugs* y *joints* causadas por procesos geológicos y químicos.

La determinación, modelamiento y manejo de la porosidad secundaria han sido históricamente de gran dificultad para todos los investigadores. Parte de esta complicación se debe a la no linealidad antes mencionada y al hecho que la porosidad secundaria es una propiedad fuertemente escalo-dependiente. Esto significa que su magnitud es dependiente del volumen de la muestra de roca que se tome para su determinación. Sin embargo, es bien conocido que la unicidad, complejidad y las características escalo-dependientes de este tipo de yacimientos requieren la determinación de

varios parámetros como la orientación de la fractura, la apertura, la longitud y la intensidad de fracturamiento para caracterizar completamente el sistema fracturado.

Las fracturas naturales, las cuales son parte de la porosidad secundaria, pueden ser clasificadas desde los puntos de vista geológicos, como tectónicas, regionales, y diagenéticas.

Basados en su orientación, distribución y morfología, las fracturas tectónicas son aquellas cuyo origen puede ser atribuido a eventos tectónicos locales.

Las fracturas tectónicas son el tipo más importante de fracturas con respecto a la producción de hidrocarburos. La mayoría de las fracturas de origen tectónico pueden ser divididas en dos categorías: Fracturas causadas por procesos de doblamiento (*folding*) y fracturas causadas por procesos de fallamiento (*faulting*). Las fracturas asociadas con pliegues están genéticamente relacionadas al proceso de doblamiento y no a los esfuerzos regionales causados por el doblamiento, como es el caso de las fracturas asociadas a fallas.

Las fracturas regionales se desarrollaron sobre grandes áreas de la corteza terrestre con muy poco cambio en la orientación, no muestran evidencia alguna de desplazamientos a través del plano de fractura y son siempre perpendiculares a los principales planos de estratificación. Estas fracturas parecen no estar relacionadas con las estructuras locales, tienden a desarrollarse en patrones ortogonales, y la orientación de fractura permanece constante entre 10 - 15° a lo largo de hasta 100 millas. Ellas son muy conductivas al flujo.

Las fracturas diagenéticas son formadas a partir de cambios diagenéticos en la roca tales como desecación, sinéresis, gradientes termales, y cambios de fases de minerales. Cada una de estas condiciones puede producir grandes diferencias de esfuerzos, causar una reducción en el volumen de roca y finalmente generar fracturas de tensión. Por lo tanto, ellas son iniciadas por fuerzas en el cuerpo en lugar de fuerzas externas, como es el caso de las fracturas tectónicas.

1.3 IDENTIFICACIÓN DE UN YNF

(Aguilera) divide las fuentes de información para evaluar los YNF como fuentes directas e indirectas.

Entre las fuentes directas se tienen el análisis de corazones, los cortes de perforación, y las cámaras en la cara de la formación (*downhole*). Ellas permiten al ingeniero obtener información importante de primera mano relacionada con las características de las fracturas (orientación de fractura, ángulo de buzamiento (*dip*), altura de la fractura, grado de cristalización, etc.)

Las fuentes indirectas de información incluyen la historia de perforación, los registros de pozo, las pruebas de presión, los empaques inflables, el comportamiento de la producción y los datos sísmicos.

1.3.1 Historia de Perforación

En las operaciones normales de perforación, son buenos indicadores de la presencia de formaciones naturalmente fracturadas el incremento de la tasa de penetración de la broca, la presencia de cortes de perforación angulares, pérdidas de circulación, pobre recobro de corazones y corazones fracturados, entre otros.

1.3.2 Análisis de Registros de Pozo

Las fracturas abiertas afectan la respuesta de algunas herramientas de registros de pozo. Aunque el efecto es muy sutil en muchos casos, algunos buenos indicadores de fracturas son encontrados en las mediciones de las herramientas acústicas, caliper, densidad, resistividad y el dipmeter.

Las mediciones basadas en la propagación de ondas acústicas responden a las propiedades mecánicas de la roca y son poco afectadas por las condiciones del pozo. Entre los efectos más importantes tenemos que la amplitud de las ondas acústicas disminuye cuando atraviesa una fractura debido a la reflexión y refracción en los planos de fractura. Adicionalmente, el tiempo de viaje de la onda compresional no es casi afectada por las fracturas. La velocidad de las ondas de corte o transversal (*shear*) disminuye en las zonas fracturadas. La comparación de Δt_s y Δt_c da una indicación de la presencia de fracturas. Existen básicamente dos tipos de herramientas que aprovechan el efecto de las fracturas sobre las ondas sonoras: los registros de amplitud acústicas y los registros tiempo de viaje de la onda acústica.

Durante la perforación de un intervalo fracturado, los extremos del plano de la fractura son desintegrados, aumentando el diámetro del pozo en la dirección del plano de la fractura. Los caliper de cuatro brazos son usados para registrar dos diámetros de pozo separados 90°. Como se observa en la figura 2, un par de brazos está casi siempre alineado con el eje mayor de la elipse del pozo.

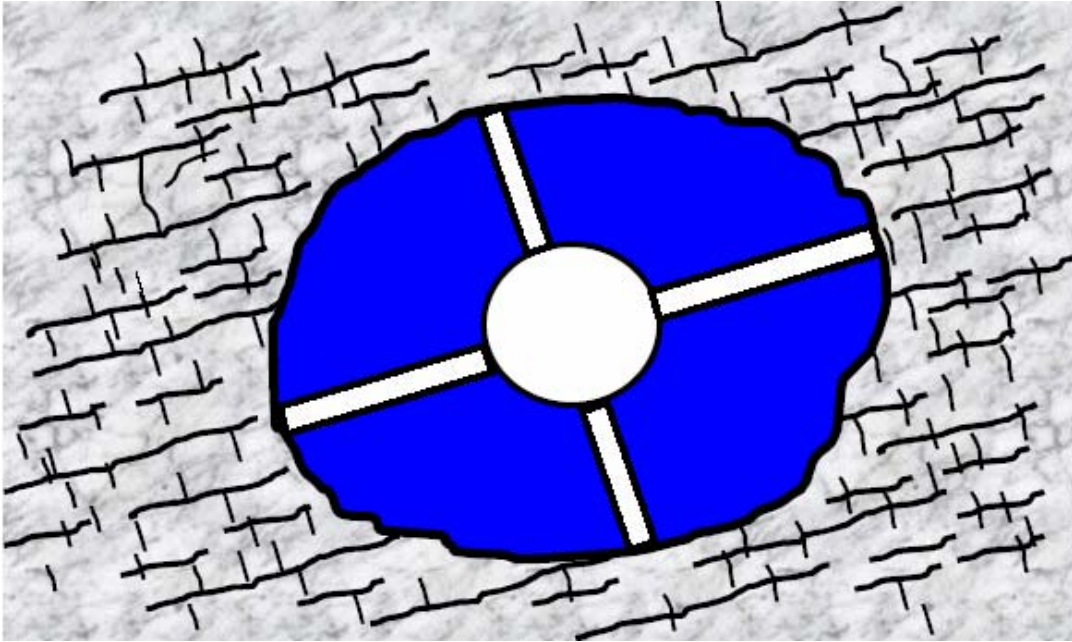
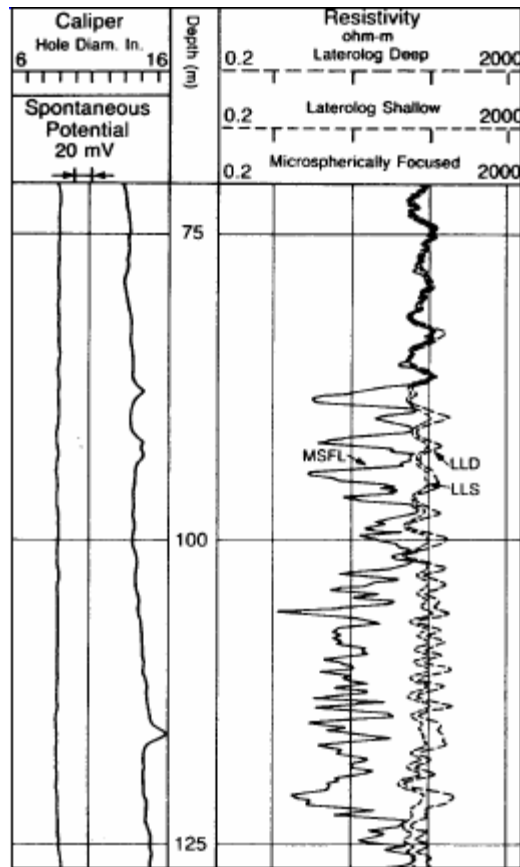


Figura 2. Orientación de las fracturas usando un caliper de cuatro brazos

Hay una disminución de las mediciones de densidad si la herramienta se halla enfrente a una fractura abierta, permitiendo el uso del registro de densidad como un indicador cualitativo de zonas fracturadas. Otro indicador de fracturas es la curva de corrección del registro de densidad, $\Delta\rho$. La curva $\Delta\rho$ mostrará una corrección más alta de lo normal donde el caliper indica una pared de pozo sin problemas.

En la detección de fracturas se usa también el principio de que la herramienta de resistividad que investiga en las zonas más profundas de la formación es menos afectada por una fractura que la herramienta que registra lecturas someras. Entre más grande sea la separación entre dos mediciones de diferentes herramientas de resistividad, mayor será la intensidad de fractura. La figura 3 muestra un ejemplo de detección de fracturas con herramientas de resistividad.



**Figura 3. Identificación de fracturas usando un registro DLL – MSFL.
(www.slb.com)**

Cuando el filtrado del lodo invade el sistema de fracturas, usualmente causa una disminución en la lectura de micro-resistividad del dipmeter ubicado frente a la fractura. Una comparación de mediciones de *pads* adyacentes indica la presencia de fracturas como se muestra en la (Figura 4).

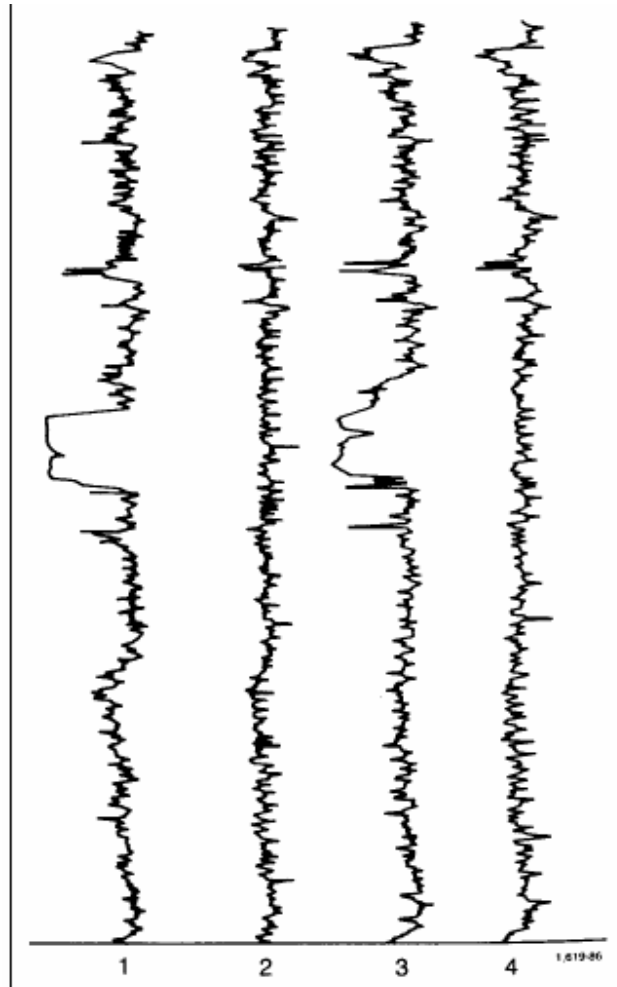


Figura 4. La información de dipmeter puede ser usada para identificar la presencia de anisotropía. (www.slb.com)

Una lectura alta de adsorción fotoeléctrica Pe con una herramienta en buen contacto con las paredes del pozo corroborado por las curvas de $\Delta\rho$ o caliper, puede ser una buena indicación de la presencia de fracturas. Bajo las condiciones óptimas, la técnica es efectiva cuando se perfora con barita ($Pe=267$) debido al contraste que existe con las formaciones como limestones ($Pe = 4.9$) o areniscas ($Pe= 1.85$).

El *borehole televiewer* (BHTV) y el *formation microscanner* (FMS) son herramientas comúnmente usadas para la detección de fracturas y su caracterización. El BHTV toma imágenes de las paredes de la cara del pozo como si fuera un plano vertical. En las imágenes procesadas, las fracturas verticales aparecen como líneas rectas, mientras que las fracturas que poseen una inclinación aparecen como líneas sinusoidales. La escala vertical del registro coincide con la profundidad y la escala horizontal corresponde a ángulos marcados sobre la circunferencia de la pared del pozo. La figura 5 muestra una señal procesada de la amplitud y el tiempo de tránsito (*traveltime*).

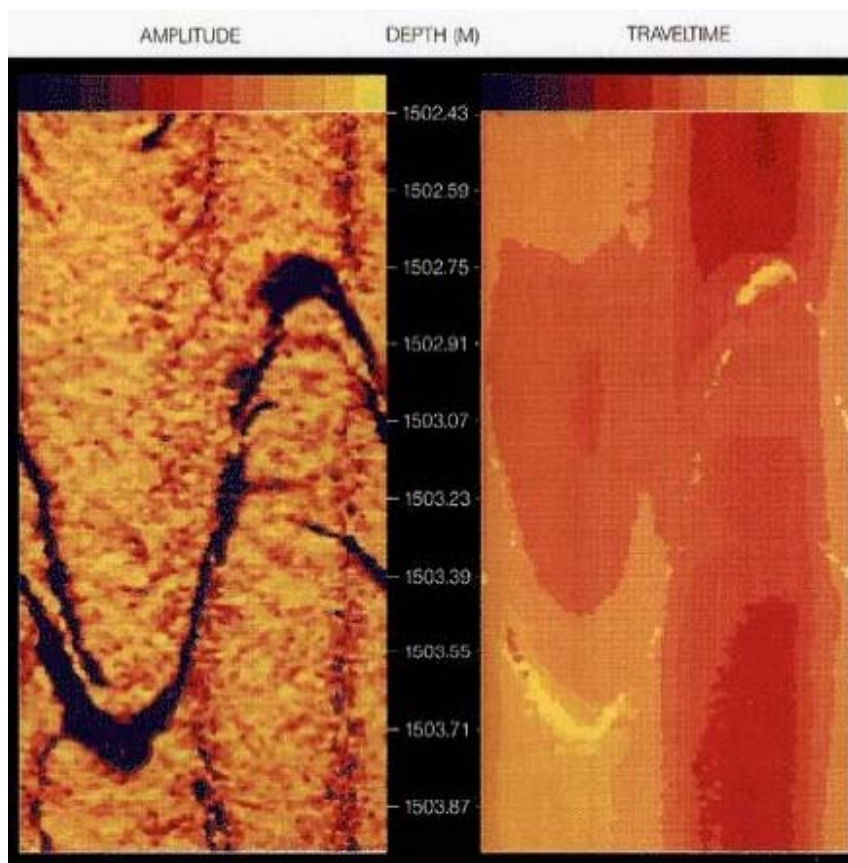


Figura 5. Imágenes procesadas del BHTV de una fractura natural.

A partir de las respuestas del registro BHTV (Figura 5), la dirección y el ángulo del buzamiento pueden ser estimados como es ilustrado en la (Figura 6). La curva sinusoidal en el registro siempre tendrá un máximo y un mínimo. La orientación del mínimo, indicado por una flecha, es la dirección del ángulo de buzamiento de la fractura. A medida que el ángulo de buzamiento disminuye, el valor de h en el senoide también disminuye.

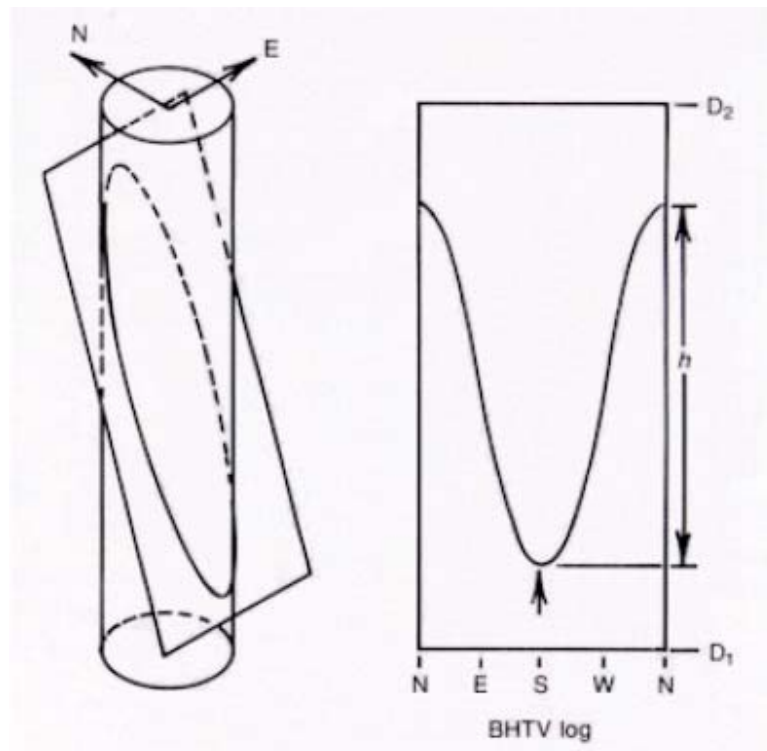


Figura 6. Esquema de una fractura que intercepta un pozo en ángulo y su correspondiente registro BHTV.

1.3.3 Análisis de Pruebas de Presión

Debido a que todos los YNF no son similares, se han reportado varias técnicas que han sido validadas con datos de pruebas de campo. En la literatura encontramos los modelos propuestos por Pollard, Pirson, Warren y Root, Kasemi y De Swaan los cuales son las bases del análisis de pruebas de presión en un pozo como las presentadas por Cinco-Ley y Samaniego y Gringarten. El análisis de pruebas en múltiples pozos (pruebas de interferencia) puede ser usado para determinar la orientación de la fractura basado en los métodos propuestos por Elkins y Skov y Kazemi *et al.*

1.3.4 Comportamiento de Producción

El comportamiento de la producción de un pozo provee información cualitativa relacionada con la presencia de fracturas naturales.

En yacimientos de muy baja permeabilidad de matriz, la presencia de altas tasas de producción es una clara indicación que el comportamiento mejorado es debido al fracturamiento.

Durante los procesos de recobro mediante la inyección de agua (*waterflooding*), la localización de los pozos donde ha ocurrido la llegada del frente de agua inyectada puede ser usada para estimar la orientación de las fracturas.

Los pozos con altas tasas iniciales de producción que caen rápidamente se espera que estén produciendo de formaciones fracturadas con muy baja porosidad y permeabilidad de matriz. Las tasas de producción se reducen debido a las bajas transferencias másicas entre los sistemas de matriz y fracturado.

Las gráficas de relación gas-petróleo (GOR) vs. recobro muestran curvas inferiores a las obtenidas de yacimientos no fracturados. Esta diferencia se debe a la tendencia del gas liberado de la solución a segregarse rápidamente hacia el tope de la formación a través de las fracturas en lugar de fluir hacia el pozo.

La relación agua-petróleo (WOR) durante la producción de una formación fracturada es función de la tasa de producción, mientras que en los yacimientos no fracturados el WOR depende de las características de la roca y fluidos, el comportamiento de desplazamiento y la tasa de flujo.

1.4 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN DE UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO: OVERVIEW

1.4.1 Producción de un YNF por depleción de presión (empuje de gas en solución, expansión de la capa de gas, drenaje por gravedad, empuje de agua de fondo).

El fenómeno de drenaje por gravedad se presenta en los yacimientos naturalmente fracturados después de la depleción del sistema de fracturas o la inyección de gas hacia las fracturas. El drenaje por gravedad es un proceso de recobro en el cual la gravedad actúa como la principal fuente de empuje en el desplazamiento gas/aceite y donde el gas reemplaza el volumen vacío. Uno de los principales factores determinantes de un proceso de drenaje por gravedad en un yacimiento fracturado es la permeabilidad relativa al aceite.

En el caso de yacimientos de gas, en algunos casos la conificación del agua juega un papel de menor importancia en el recobro. La mejor estrategia de operación puede ser producir el yacimiento a las tasa más altas posibles hasta que los pozos irruman en agua, entonces cerrarlos tal vez varios años y permitir la re-acumulación del gas. La rata de acumulación podría ser monitoreada para calibrar parámetros de imbibición y facilitar la predicción de la acumulación futura. Dependiendo de los parámetros del yacimiento, la acumulación de gas por imbibición de la matriz puede continuar por muchos años, aún después que los pozos han irrumpido en agua y la producción ha sido suspendida, un ejemplo es el Campo Buckinghorse Debolt A Pool en British Columbia, Canadá.

En los yacimientos naturalmente fracturados la permeabilidad de la matriz es mucho menor que la permeabilidad de la fractura, y tradicionalmente se asume que la matriz no contribuye a la transferencia de masa global en el yacimiento. Sin embargo, en estudios de simulación, se ha encontrado que: la reinfiltración o transferencia de masa entre bloques de la matriz y a través de las fracturas es un mecanismo importante en el proceso de recobro por gravedad, y el modelo de porosidad dual es el más apropiado para manejar el problema de drenaje por gravedad del gas y el equilibrio gravedad – capilaridad.

1.4.2 Producción de un yacimiento naturalmente fracturado por inyección de gas rico o pobre en la capa de gas (mantenimiento de presión).

La inyección de gases a alta presión es una alternativa para estos yacimientos, pues el gas drena primero las fracturas y luego ocurre la

transferencia de masa entre los bloques de la matriz y las fracturas, la cual aumenta con el enriquecimiento del fluido inyector y disminuye a medida que aumenta la saturación de agua. El objetivo de esta inyección es evitar la merma de la capa de gas, lo cual provoca pérdidas de reservas de aceite. Otros beneficios de la inyección de gas en el tope incluyen: contrarresta la invasión del agua de fondo disminuyendo el WOR en los pozos productores, aumenta la producción de aceite de los pozos mejorando el comportamiento del yacimiento.

Los altos recobros de crudo que se pueden obtener por la inyección de gas a alta presión, son debidos principalmente al mecanismo de contactos múltiples entre el gas de las fracturas y el aceite de la matriz.

La inyección de gas como mantenimiento de presión en los yacimientos naturalmente fracturados aumenta el recobro de crudo por desplazamiento del aceite y vaporización de las fracciones intermedias de crudo. Además la inyección de gas mejora el drenaje por gravedad bajando el contacto gas – aceite, manteniendo la presión del aceite y le permite a la capa de gas elevarse a su nivel original.

Los yacimientos muy permeables y uniformes bajo empuje de agua activo no son muy sensibles a la relación tasa de inyección de gas a producción de aceite (RGO), mientras que los yacimientos con heterogeneidades de permeabilidad, empujes de agua parcial y grandes fracturas si son sensibles a las tasas de inyección de gas.

La inyección de gas puede ser miscible o inmisible en yacimientos naturalmente fracturados. Los principales problemas de la inyección de gas

en yacimientos de carbonatos son las altas movilidades del fluido de desplazamiento y las altas variaciones de permeabilidad. Los beneficios de la inyección de gas son altamente dependientes de la eficiencia de barrido vertical y horizontal, dependiendo esta del tipo de porosidad existente. Los campos de petróleo que tienen baja saturación de aceite en su capa de gas primaria o secundaria son los principales candidatos a la inyección de gas en la capa de gas. Los beneficios obtenidos por la inyección de gas en yacimientos naturalmente fracturados incluyen reducción de la merma del aceite, mantenimiento de un alto gradiente de presión en la fase de aceite, adicionalmente la permeabilidad relativa del aceite permanece alta y el aceite es producido más rápidamente y en cantidades mayores.

Se recomienda considerar la inyección de gas posterior a la inyección de agua con el fin de aumentar el factor de recobro, pues cuando el aceite se extiende sobre el agua, la invasión de gas desplaza el aceite residual desde los poros más grandes en sistemas mojados por agua. Después de la inyección de agua, el gas se inyecta en la capa de gas con el fin de empujar el aceite hacia abajo a través de la zona previamente barrida por agua, el recobro de crudo en esta etapa es altamente sensible a la tasa de inyección de gas y la altura del banco de aceite es controlada por la producción de aceite.

En el caso de yacimientos de gas condensado la presurización del yacimiento por efecto de la inyección del gas provoca la disminución de la tensión interfacial vapor/condensado, con la consecuente liberación del condensado atrapado cerca de las fracturas y la revaporización del condensado líquido, aumentando el drenaje hacia las fracturas a medida que se inyecta más gas en el yacimiento.

1.4.3 Producción de un yacimiento naturalmente fracturado por inyección de agua (mantenimiento de presión)

Los yacimientos fracturados son susceptibles a inyección de agua, solamente si los bloques de la matriz son fuertemente mojados por agua. En tales casos el agua inyectada pasa a través de las fracturas y se inhibe hacia los bloques de la matriz debido al gradiente de presión capilar, obteniéndose un buen recobro de aceite de los bloques de la matriz.

Cuando el yacimiento es fuertemente mojado por aceite, se produce rompimiento temprano del agua de inyección, debido a que la presión capilar tiende a mantener el agua en las fracturas, produciéndose aceite acompañado de grandes cantidades de agua.

El uso de polímeros en los yacimientos naturalmente fracturados busca restringir las canalizaciones a través de las fracturas más grandes o principales, pero no se desea dañar las fracturas secundarias, ya que son importantes para permitir altas inyectividades y productividades del pozo. El polímero inyectado en los pozos productores fluye preferencialmente a las zonas con más alta permeabilidad al agua y restringe el flujo de agua en estas zonas cuando el pozo es puesto en producción. La inyección de polímero tiene dos efectos: disminuye sustancialmente la tasa de producción de agua y aumenta el drawdown de presión en el wellbore aumentando la producción de crudo.

1.4.4 Producción de un yacimiento naturalmente fracturado por inyección de $N_2 - CO_2$.

La mojabilidad de la roca y las presiones capilares dominan el proceso de recobro por inyección de CO_2 . En rocas fuertemente mojadas por agua, las fuerzas capilares y viscosas trabajan juntas y los bloques de matriz se empapan con agua por imbibición espontánea y expulsan aceite por empuje viscoso causado por el gradiente aplicado.

La inyección de CO_2 , provoca los siguientes efectos en el proceso de recobro en yacimientos naturalmente fracturados: incremento en la movilidad del aceite, incremento en la permeabilidad de las formaciones con alto contenido de carbonatos, inducción del efecto de empuje por gas en solución el cual aumenta el recobro. El CO_2 se disuelve en el aceite, provocando su hinchamiento, disminución de la viscosidad (miscibilidad parcial) y reducción de la tensión interfacial gas – aceite. El CO_2 reduce el S_{or} existente después de un proceso de inyección de agua, barriendo preferiblemente la parte superior del yacimiento debido a su más baja densidad al compararlo con los demás fluidos *in - situ*.

2. MODELOS DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS.

Los yacimientos naturalmente fracturados pueden aproximadamente ser representados por varios modelos matemáticos, pero debido a su complejidad ninguno de estos es completamente descriptivo y satisfactorio para todos los sistemas. Además, un modelo matemático puede guiar a un resultado satisfactorio en un caso pero en otros no.

Generalmente, el desarrollo de modelos de flujo en fracturas ha procedido a lo largo de dos alcances diferentes. Un alcance estadístico y uno enumerativo. En el alcance estadístico, la masa de roca fracturada es considerada como un medio homogéneo estáticamente que consiste de una combinación de fracturas y matriz de roca porosa. En este alcance, se considera que las fracturas se localizan a un espaciamiento igual entre una y otra obteniéndose así un sistema satisfactoriamente homogéneo por que la probabilidad de encontrar una fractura en cualquier punto dado en el sistema se considera la misma que en cualquier otro punto.

En el alcance enumerativo un medio fracturado es estudiado a través de un modelo geométrico actual de la matriz de roca y las fracturas. En este alcance, la localización, orientación y variaciones de apertura para cada fractura individual deben ser consideradas.

La literatura presenta una gran cantidad y variedad de artículos técnicos sobre el alcance estadístico, más que sobre el enumerativo. Esto es debido al hecho que el alcance enumerativo requiere una descripción precisa de la compleja geometría del sistema naturalmente fracturado y aunque en varios casos puede ser hecho en otros es un trabajo muy costoso. En el alcance

estadístico, un yacimiento es usualmente idealizado como dos medio superpuestos que son la matriz y las fracturas. Pero por conveniencia de cálculo de la transferencia de flujo entre estos dos medio, el medio poroso es representado por bloques aislados de porosidad primaria rodeado de un sistema de fractura regular. Es usualmente asumido que a) los bloques de matriz tienen la mayoría de la porosidad y relativamente pequeña permeabilidad; y b) la capacidad poral de las fracturas es pequeña, y su conductividad al flujo es alta. Además, los fluidos están contenidos en la matriz pero la mayoría del flujo es por medio de las fracturas.

2.1 MODELO DE WARREN AND ROOT

La fundación del modelo de doble porosidad fue realizada por Barenblatt (1960) y Warren y Root (1963) hace más de cuarenta años. Warren y Root (1963) propusieron una solución analítica para una fase, estado inestable, flujo radial en un yacimiento naturalmente fracturado e introdujo el concepto de doble porosidad a la ingeniería de petróleo. La formulación fue primeramente designada para aplicarla en pruebas de pozo. Su dominio de doble porosidad asume una red de fracturas uniformes y continuas orientadas en forma paralela al eje principal de permeabilidad. Los bloques de matriz en este sistema ocupan el mismo espacio físico como la red de fracturas y son asumidas como unos paralelepípedos rectangulares con ninguna comunicación directa entre los bloques de matriz. Los bloques de la matriz son también asumidos como isotrópicos y homogéneos. La figura 7 demuestra la idealización propuesta.

El modelo matemático que describe tal idealización es la ecuación de continuidad para un dominio fracturado, en 2D y un fluido ligeramente compresible, (Warren y Root, 1963):

$$K_{fx} / \mu * \partial^2 p_f / \partial x^2 + K_{fy} / \mu * \partial^2 p_f / \partial y^2 - \phi_m C_m * \partial p_m / \partial t = \phi_f C_f * \partial p_f / \partial t \quad (2.1.1)$$

Los subíndices *f* y *m* indican fractura y matriz respectivamente.

Aquí, los ejes *x* y *y* coinciden con los ejes principales del campo de permeabilidad. Se observa que esta ecuación es muy similar a la ecuación de continuidad para un sistema *single porosity* excepto por la presencia del término fuente en la última parte de la ecuación. De acuerdo con Warren y Root (1963), si el estado pseudo estable existe en el sistema matriz, la ley de Darcy es aplicable y la siguiente ecuación debe ser satisfecha para cada punto en el sistema matriz:

$$\phi_m C_m * \partial p_m / \partial t = \alpha K_m / \mu (p_f - p_m) \quad (2.1.2)$$

Estas dos ecuaciones definen el modelo completo de doble porosidad para una fase. Warren y Root (1963) dieron una solución analítica para el sistema de arriba aplicable a pruebas de presión. Es importante entender que la primera ecuación es la ecuación que gobierna el flujo de fluidos en el sistema de fractura y la segunda el sistema matriz.

El parámetro α en la ecuación (2.1.2) tiene dimensiones de área recíproca y es definido como el factor de forma que refleja la geometría de la matriz y controla el flujo entre los dos medios porosos. Warren y Root (1963) dieron la siguiente definición de factor de forma para bloques de matriz cúbicos:

$$\alpha = 4n(n+2) / l^2 \quad (2.1.3)$$

donde n es el set de fracturas normales y l es la longitud característica dada por las siguientes ecuaciones donde a , b y c son longitudes del bloque de matriz cúbico.

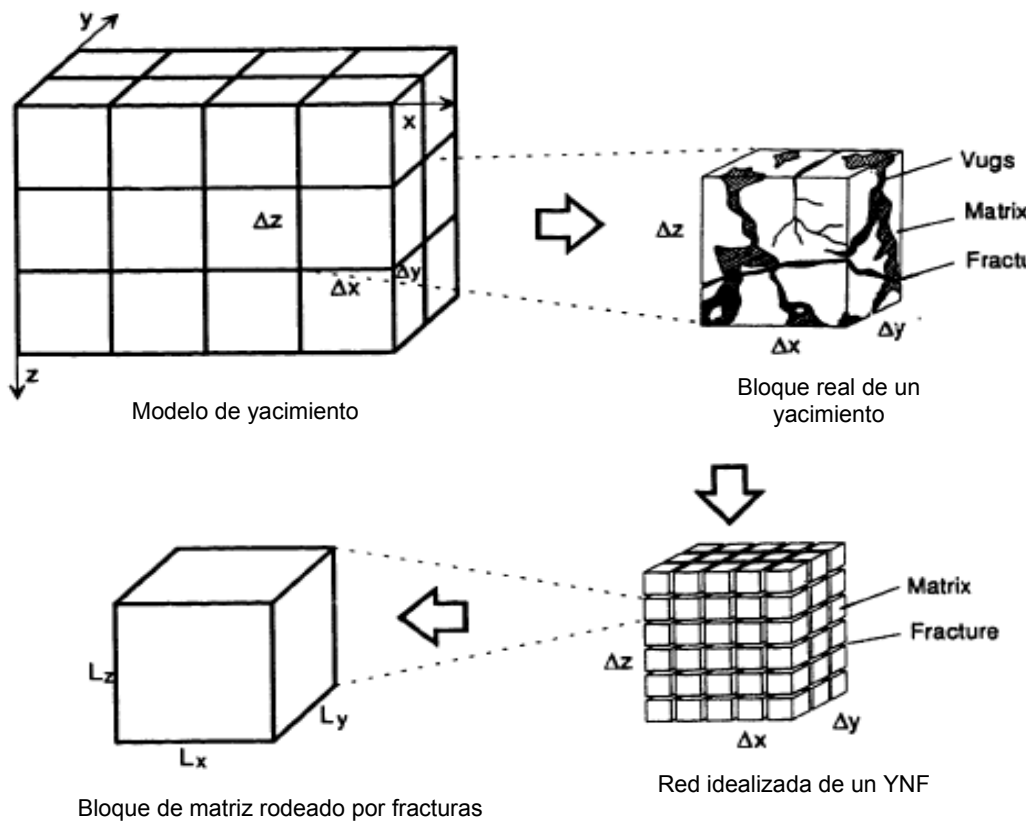
$$L = (3abc / ab + bc + ca) \text{ para } n = 3 \quad (2.1.4)$$

$$L = (2ab / a + b) \text{ para } n = 2 \quad (2.1.5)$$

$$L = a \text{ para } n = 1 \quad (2.1.6)$$

Es claro que esta definición de factor de forma no es matemáticamente riguroso, su derivación no utiliza la ecuación de difusión de presión que gobierna el flujo de fluidos en el bloque matriz, pero usa un balance de materia integral combinado con la suposición de flujo en estado pseudo estable.

Figura 7. Idealización de un YNF. (Warren y Root, 1963)



2.2 MODELO DE SAGEEV

El modelo de Sageev (SPE 13630) está basado en la solución de la ecuación de difusividad la cual puede ser utilizada para un sistema de doble porosidad.

En el desarrollo de estas soluciones es asumido que:

- El yacimiento es horizontal.
- El fluido es ligeramente compresible
- El flujo es laminar en una sola fase
- Los efectos de gravedad son despreciables
- La porosidad, permeabilidad y viscosidad son constantes.
- El flujo hacia el pozo es sólo por el sistema fracturado.
- El flujo entre matriz y fracturas se desarrolla en estado pseudo- estable.
- El pozo está produciendo a presión constante

Las ecuaciones diferenciales que describen el flujo en un sistema de doble porosidad son:

$$\partial^2 p_{fD} / \partial r_D^2 + 1/r_D * \partial p_{fD} / \partial r_D = (1-\omega) * \partial p_{mD} / \partial t_D + \omega \partial p_{fD} / \partial t_D \quad (2.2.1)$$

$$(1-\omega) * \partial p_{mD} / \partial t_D = \lambda (p_{fD} - p_{mD}) \quad (2.2.2)$$

Donde el parámetro de almacenamiento adimensional de fractura, ω , y el coeficiente de flujo interporoso, λ , están definidos como:

$$\omega = \phi_f C_f / \phi_m C_m + \phi_f C_f \quad (2.2.3)$$

$$\lambda = \alpha K_m \cdot r_w^2 / K_f \quad (2.2.4)$$

teniendo en cuenta que la presión es función tanto del espacio como del tiempo, las siguientes condiciones límites fueron establecidos para el desarrollo de las ecuaciones:

- Condición inicial

$$p_{fD}(r_D, 0) = 0$$

- La condición de límite interno para presión constante en el pozo es:

$$p_{fD} - S(\partial p_{fD} / \partial x_D)_{r_D=1} = 1$$

- La condición de límite externo cerrado:

$$(\partial p_{fD} / \partial r_D)_{r_D=r_{De}} = 0$$

- La tasa adimensional en el *wellbore* es:

$$Q_D = -(\partial p_{fD} / \partial r_D)_{r_D=1}$$

La solución en términos del espacio Laplaciano de la ecuación de continuidad con la condición inicial es:

$$qD = \left\{ \sqrt{sf(s)} \left[I_1(\text{red } \sqrt{sf(s)}) K_1(\sqrt{sf(s)}) - K_1(\text{red } \sqrt{sf(s)}) I_1(\sqrt{sf(s)}) \right] \right\} / s \left\{ \begin{array}{l} K_1(\text{red } \sqrt{sf(s)}) I_0(\sqrt{sf(s)}) + I_1(\text{red } \sqrt{sf(s)}) K_0(\sqrt{sf(s)}) - (\sqrt{sf(s)}) S \\ K_1(\text{red } \sqrt{sf(s)}) I_1(\sqrt{sf(s)}) - I_1(\text{red } \sqrt{sf(s)}) K_1(\sqrt{sf(s)}) \end{array} \right\}$$

donde el modelo para flujo interporoso en estado pseudo estable es:

$$f = \omega(1 - \omega)s + \lambda / (1 - \omega)s + \lambda \quad (2.2.5)$$

La solución laplaciana para un sistema infinito con doble porosidad puede ser derivado haciendo $r_{ed} = \infty$:

$$qD = \left\{ \sqrt{sf(s)} \left[K_1(\sqrt{sf(s)}) \right] \right\} / s \left\{ K_0(\sqrt{sf(s)}) + S \sqrt{sf(s)} K_1(\sqrt{sf(s)}) \right\}$$

Cuando el pozo tiene daño igual a cero, se tiene que

$$qD = \left\{ \sqrt{sf(s)} \left[K_1(\sqrt{sf(s)}) \right] \right\} / s \left\{ K_0(\sqrt{sf(s)}) \right\}$$

Esta ecuación es para presión constante en sistema infinito.

Tres períodos de flujo son considerados: tiempos tempranos, tiempo intermedio y tiempos tardíos.

Para tiempos tempranos, $t = 0$; $s = \infty$, $f = \omega$ y la ecuación se reduce a:

$$qD = \sqrt{\pi} / \pi (t_b / \omega)^{-1/2} \quad (2.2.6)$$

Para tiempos intermedios, λ controla el flujo, $f = \lambda/s$, se obtiene que:

$$qD = \sqrt{\lambda} K1(\sqrt{\lambda}) / Ko(\sqrt{\lambda})$$

Para tiempo tardíos, $t = \infty$, $s = 0$, $f = 1$

$$Q_D = 2 / (\text{Int}_D + 0.809) \quad (2.2.7)$$

Las anteriores son las ecuaciones utilizadas para un sistema infinito con daño igual a cero, que junto con la de tiempo adimensional se puede representar este adimensionamiento en términos reales utilizando las expresiones adecuadas.

$$t_D = 2.637e-4 * K_f * t / (\phi_f C_f + \phi_m C_m) * \mu_o * r_w^2 \quad (2.2.8)$$

$$Q(t) = K_f * h * (P_i - P_{wf}) * Q_D / 141.2 * B_o * \mu_o \quad (2.2.9)$$

Algo para tener en cuenta en esta solución, es que no se toman daños negativos, lo cual para yacimientos naturalmente fracturados es muy probable que no exista debido a la característica propia de las fracturas de generar alta capacidad de flujo y alta conductividad.

- Este modelo se utiliza para predecir la tasa inicial de flujo, a tiempos largos no arroja buenos resultados.

2.3 MODELO DE SHIRMAN (JCPT 1998)

El análisis de las curvas de declinación es una de las técnicas más ampliamente utilizadas para la evaluación de las reservas de petróleo y gas. El principio del método es encontrar una ecuación, la cual se ajuste a la gráfica de desempeño tasa-tiempo y por consiguiente extrapolar esta gráfica para el futuro. Tres diferentes ecuaciones de tasa-tiempo son usadas para ajustar la producción histórica: exponencial, hiperbólica y armónica.

En la mayoría de los casos la tasa declinará a una tasa decreciente. La tasa de declinación es expresada así:

$$D = - 1/q * dq/dt \quad (2.3.1)$$

La tasa de declinación también es aproximada por una función de potencia:

$$D = a * q^n \quad (2.3.2)$$

Sustituyendo la ecuación 2.3.2 en ecuación 2.3.1, nos muestra una ecuación diferencial, la cual puede ser resuelta para la tasa de producción, q.

$$a * q^n = - 1/q * dq/dt \quad (2.3.3)$$

Cuando $n = 0$, la tasa de producción disminuye exponencialmente; cuando $n = 1$, la tasa de producción disminuye armónicamente. Para la disminución de la tasa en forma armónica n debe estar entre 0 y 1. Por consiguiente, la declinación exponencial y armónica son casos especiales de la declinación hiperbólica genérica.

Cutler (1924), estableció que la mayoría de las curvas de declinación eran hiperbólicas con valores de n entre 0 y 0.7. Arps (1945), redujo el máximo de este valor a 0.4 (Lefkovits y Matthews, 1958) encontraron que para ciertas condiciones de drenaje gravitacional, $n = 0.5$. (Fetkovich, 1973) estableció que el análisis de las curvas de declinación tiene base teóricas. Él también usa la curva de declinación hiperbólica como una técnica de diagnóstico mostrando que el exponente de declinación, n , está en un rango de 0 – 1/2 para yacimientos de gas y de 1/3 – 2/3 para yacimientos con empuje por gas en solución.

La ecuación convencional, de la declinación hiperbólica está dada por Arps, (1945):

$$Q = Q_i * (1+n*Di*t)^{-1/n} \quad (2.3.4)$$

Aún, cuando la declinación hiperbólica es la más común, otros tipos de análisis de curvas de declinación son usados más frecuente en la práctica debido a su simplicidad. Estas son las curvas de declinación exponencial y armónica. Las ecuaciones que las representan son:

$$Q = Q_i * \exp(-Di*t); \text{ exponencial, } n = 0 \quad (2.3.5)$$

$$Q = Q_i*(1+Di*t)^{-1}, \text{ armónica, } n = 1 \quad (2.3.6)$$

2.3.1 Método propuesto por Shirman

La mayoría de las publicaciones son devotas al desarrollo de la declinación hiperbólica más general, realística y complicada. El análisis de la curva de declinación es un método que se puede resolver por prueba y error o por ajuste de curvas tipo. Doung (1989), manipuló las ecuaciones de tasa y

producción acumulada para obtener una relación universal con tres incógnitas. Él resolvió esta técnica por medio del análisis de regresión lineal. Las limitaciones de este alcance es que la producción acumulativa es incluida en la determinación de la tasa de producción para cada *time step*, la cual de nuevo involucra un problema de prueba y error para el cálculo de la predicción.

El método propuesto está basado en la relación de la tasa de declinación (2.3.3), la cual es válida para cualquier tipo de declinación. La ecuación 2.3.3, puede ser expresada como:

$$a * q^{n+1} = -dq/dt \quad (2.3.7)$$

Tomando logaritmos a ambos lados de la ecuación (2.3.7):

$$\ln(a) + (n+1)\ln(q) = \ln(-dq/dt) \quad (2.3.8)$$

La ecuación (2.3.8) indica que la primera derivada de la tasa de producción con respecto al tiempo debería dar una línea recta versus la tasa de producción, en un papel logarítmico. La pendiente de la línea es igual a $(n+1)$. El intercepto de la línea da el coeficiente a . El significado físico de este coeficiente, es como se indica en la ecuación (2.3.7), es la derivada de la tasa de producción con respecto al tiempo, cuando la tasa es igual a la unidad. Con unos datos de producción inicial del pozo se proceden a realizar los cálculos requeridos para la determinación de la ecuación de la predicción, tomando los logaritmos de las tasa y obteniendo los parámetros a y n . Una vez obtenidos estos valores, faltaría la determinación de la tasa inicial de producción, usando la ecuación (2.3.2), se puede expresar la tasa de declinación inicial como:

$$D_i = a * q_i^n \quad (2.3.9)$$

Sustituyendo la ecuación (2.3.9) en la (2.3.4) se obtiene:

$$Q = Q_i * (1 + n * a * q_i^n * t)^{-1/n} \quad (2.3.10)$$

El cual significa que el valor de la tasa inicial puede ser determinado para cada punto de dato aceptable:

$$(q_i)_j = (q_j^{-n} - n * a * t)^{-1/n} \quad (2.3.11)$$

La mejor tasa inicial puede ser estimada como un promedio de todas las tasas iniciales calculadas:

$$Q_i = 1/m \sum_{j=1}^m (q_i)_j \quad (2.3.12)$$

Para el cálculo de la derivada de la tasa con respecto al tiempo, se utiliza el método de los tres y cinco puntos. Estas fórmulas son más útiles si los nodos están igualmente espaciados, esto es cuando $t_{j+1} = t_j + \Delta t$ para algunos Δt diferentes de cero.

La fórmula de los cinco puntos es:

$$(dq/dt)_j = (1/12 * \Delta t) (q_{j-2} - 8q_{j-1} + 8q_{j+1} - q_{j+2}) \quad (2.3.13)$$

Esta es utilizada para cualquier punto junto con la de tres puntos; la más utilizada en los cálculos es:

$$(dq/dt)_j = (1/2 * \Delta t) (-q_{j-1} + q_{j+1}) \quad (2.3.14)$$

Para el primer punto se desarrolló una ecuación especial:

$$(dq/dt)_1 = (1/2 \cdot \Delta t) (-3q_1 + 4q_2 - q_3) \quad (2.3.15)$$

Este modelo es una versión mejorada de la curva de declinación hiperbólica propuesta por Arps en 1947 y necesita como datos de entrada la producción a tiempos tempranos del pozo para predecir a tiempos futuros con la ecuación de curva de declinación generalizada. Esta curva se puede mejorar a través de la vida productiva del pozo mediante un ajuste de los datos de producción del pozo, se puede utilizar sólo para tiempos tempranos si no se conoce nada, después se va ajustando; es empírica.

- La curva es muy sensible a los datos de producción hay que tener mucho cuidado en el ingreso de estos.
- Se logra un mejor ajuste a medida que se conoce la vida productiva del pozo (tiempos largos) y predice casi igual a tiempos tempranos.

2.4 MODELO DE DA PRAT - CINCO LEY - RAMEY

Este modelo (SPEJ 1981) puede ser usado para realizar predicciones del comportamiento de la producción en un Yacimiento Naturalmente Fracturado, a partir de las propiedades del yacimiento o de parte de la historia productiva del pozo al cual se le va a realizar el pronóstico.

El modelo permite identificar gráficamente las dos etapas productivas de un Yacimiento Naturalmente Fracturado (producción a través de fracturas y producción a través de matriz), mediante dos curvas perfectamente diferenciables (ver figura 8), las cuales se construyen a partir de ecuaciones que utilizan propiedades particulares de un Yacimiento Naturalmente Fracturado tal como permeabilidad de fractura (K_f), factor adimensional de almacenamiento de fractura (ω), relación de permeabilidades entre la matriz y la fractura o coeficiente de flujo interporoso (λ), permeabilidad de matriz (K_m), porosidades de estos medios, entre otras.

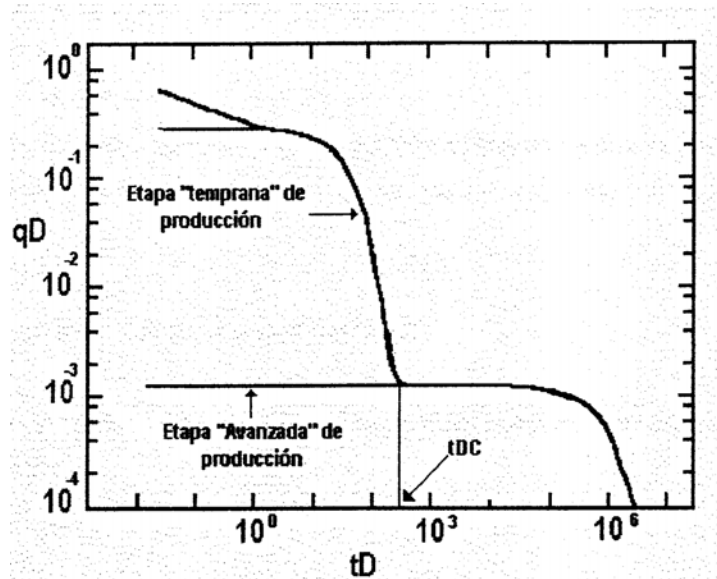


Figura 8. Curva adimensional de un pozo vertical en YNF

El modelo asume flujo de una sola fase, un yacimiento limitado y dos etapas de producción: una llamada “temprana” (aporte a la producción de las fracturas) y una etapa “avanzada” (aporte de la matriz).

El proceso para construir las curvas es el siguiente:

- a. Para construir la curva adimensional contra tiempo adimensional, se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$q_D = 1 / [\ln r_{eD} - 3/4] \exp \left[-2t_D / r_e^2 (\ln r_{eD} - 3/4) \omega \right] \quad (2.4.1)$$

La anterior ecuación es válida cuando el yacimiento está produciendo a través de las fracturas. De igual manera, para describir la etapa de producción con aporte de la matriz, la ecuación que rige su comportamiento es:

$$q_D = [(r_{eD}^2 - 1) / 2] \lambda \exp(-\lambda t_D / 1 - \omega) \quad (2.4.2)$$

Para determinar el tiempo hasta el cual la ecuación (2.4.1) tiene influencia y comienza a ser aplicada la ecuación (2.4.2), se debe hallar un valor que se llamará “tiempo adimensional crítico” (t_{DC}), cuya aproximación está dada por:

$$t_{DC} = \ln \left[\frac{((r_{eD}^2 - 1) / 2) \lambda (\ln r_{eD} - 0.75)}{\lambda / (1 - \omega) - 2 / r_{eD}^2 (\ln r_{eD} - 0.75) \omega} \right] \quad (2.4.3)$$

Que corresponde al tiempo en que se alcanza el valor de caudal adimensional crítico (q_{DC}):

$$q_{DC} = ((r_{eD} - 1) / 2) \omega \quad (2.4.4)$$

Para el uso de las anteriores ecuaciones es necesario conocer los siguientes términos:

$$\omega = \phi_f C_f / \phi_m C_m + \phi_f C_f$$

$$\lambda = \alpha K_m r_w^2 / K_f$$

$$r_{eD} = r_e / r_w$$

Los cuales fueron definidos en el modelo de Warren y Root como relación de almacenamiento de fractura (w) y coeficiente de flujo interporoso (λ).

En la última ecuación, con el fin de tener en cuenta el factor de daño, es necesario reemplazar el radio por el siguiente valor de radio efectivo del wellbore, r_{we}

$$r_{we} = r_w e^{-s}$$

En donde s , es el factor de daño.

- b. Para comenzar a describir el comportamiento de la producción en su etapa “temprana”, la ecuación que relaciona el caudal con el tiempo es:

$$q(t) = 0.000708 k_f h (p_i - p_{wf}) / \beta_o \mu \left[\ln(r_e / r_w) - 0.75 \right] \exp \left[-5.274(10^{-4}) k_f t / (\phi c)_f \mu r_e^2 \left[\ln(r_e / r_w) - 0.75 \right] \right] \quad (2.4.5)$$

Así mismo se despeja el valor de q_{if} a partir del valor de k_f de la siguiente ecuación:

$$k_f = 141.2 q_{if} \beta_o \mu \left[\ln(r_e / r_w) - 0.75 \right] / h (p_i - p_{wf})$$

- c. La anterior ecuación tendrá vigencia, hasta el tiempo adimensional crítico (2.4.3) que en valores de tiempo real se obtendrá mediante:

$$t_D = 0.0356(10^{-4}) k_f t / \left[(\phi c)_m + (\phi c)_f \right] \mu r_{we}^2 \quad (2.4.6)$$

Cabe anotar, que este tiempo adimensional hallado matemáticamente, es aproximado, y proporciona una idea de la duración de la etapa temprana de producción, pero un valor más aproximado de tiempo crítico se obtiene gráficamente, en el punto donde se observa un cambio de pendiente en la gráfica semi-logarítmica de caudal contra tiempo.

d. Ahora, para la etapa “avanzada” de la producción, la ecuación que describe su comportamiento es:

$$q(t) = 0.00354 \alpha k_m h (r_e^2 - r_w^2) (p_i - p_{wf}) \exp\left[-2.637(10^{-4}) \alpha k_m t / (\phi c)_m \mu\right] / \beta o \mu \quad (2.4.7)$$

En donde el término que involucra la permeabilidad de la matriz (αk_m) está dado por:

$$\alpha k_m = 282.5 q_{im} \beta o \mu / (p_i - p_{wf}) (r_e^2 - r_w^2) h \quad (2.4.8)$$

El caudal inicial de esta etapa, q_{im} (o caudal inicial de matriz) se determina así:

$$q_{if} / q_{im} = 2 / \left[\left(r_e / r_w \right)^2 - 1 \right] \left[\ln(r_e / r_w) - 0.75 \right] \lambda \quad (2.4.9)$$

3. VALIDACIÓN DE LOS MODELOS DE DECLINACIÓN CON BASE A DATOS DE PRODUCCIÓN

3.1 CAMPO “AUSTIN CHALK, Texas”. POZO 1 (SPE 15533).

3.1.1 Generalidades del Campo Austin Chalk.

Considerable interés ha sido mostrado en la producción de la formación Austin Chalk en el área de la Costa del Golfo en Texas durante la pasada década. Inicialmente comenzó en el Sur de Texas y se ha ido expandiendo a lo largo de los 592 Km de largo y 80 Km de ancho en dirección suroeste – noreste.

El Austin Chalk es un yacimiento fracturado con una porosidad de matriz de 5% y una permeabilidad de menos de 0.1 mD. Las tendencias de producción son inconsistentes, frecuentemente la producción parece estar dominado por fracturas con diferentes niveles de productividad. La evaluación y desarrollo de tales yacimientos es más incierto y costoso que los convencionales. La aplicación de análisis de curvas de declinación para estudiar las características de un gran número de pozos ofrece la evaluación técnica más fácil y menos costosa.

3.1.2 Geología e Hidrocarburos

El Austin Chalk fue depositado en el cretáceo tardío, perteneciente a la cuenca de la Costa del Golfo. La sección sedimentaria consiste de limonitas de grano fino con intercalaciones de shale. Un análisis de rayos – X mostró que la formación está compuesta de 85% de calcita, 5% de cuarzo, 5% de feldespato y 5% de arcilla Montmorillonita.

El espesor de la zona productiva del Austin Chalk varía de acuerdo a la zona de profundidad y el ángulo de buzamiento. Este varía desde 100 ft en su zona más delgada hasta 300 ft en la zona más gruesa. Las profundidades de producción están entre 5000 ft y 7000 ft sobre la tendencia oeste de la tendencia de producción. Hacia el este los niveles de producción están a 3000 ft variando hasta los 8000 ft.

La porosidad de la matriz varía típicamente de 3 a 7%. La permeabilidad es muy baja, menos de 0.1 mD. En muchos casos, la permeabilidad no es considerada. Análisis de corazones muestran la presencia de fracturas verticales naturales. Algunas de estas son definidas como "líneas de cabello", mientras que otras presentan más amplitud y extensión asociado a material cristalino de carbonato de calcio.

Por consiguiente, la producción puede estar regida por fracturas que conectan el espacio poroso de la matriz con el sistema de fractura permeable.

La naturaleza de la acumulación de hidrocarburos está relacionada con la profundidad. En general, la gravedad del petróleo y la relación gas - aceite incrementa de manera directa con la profundidad. La producción es encontrada en trampas convencionales asociado con fallas costeras. A profundidades de 7000 ft a 9000 ft, no se encontraron fracturas ni contacto de agua. El fluido tiende a gas condensado a profundidades mayores de 9000 ft.

3.1.3 Características de producción

El análisis de predicción de la producción para los 1235 pozos se realizó con análisis de curvas de declinación, usando las de Blasingame y Poston, con la ayuda de un PC. El límite económico fue asumido en 100 bb/m.

Basados en la forma de la curva de declinación, fueron observados dos tipos de pozos. El primer tipo (tipo I) muestra una caída rápida inicial, después cambia gradualmente a una situación estable y por último una declinación lenta. Este tipo de declinación puede ser ajustada por una declinación hiperbólica o una doble exponencial. El segundo tipo (tipo II) es una simple declinación exponencial. De los 1235 pozos, 691 (56%) pertenecen al tipo I y 166 pozos (13.4%) son de tipo II. Ningún tipo de declinación pudo ser observado para los 378 pozos remanentes (31.6%).

El tipo I es el típico comportamiento de producción de sistemas fracturados. En general, tres tipos de regímenes de respuesta de pozo, puede ser observado en sistemas fracturados. A tiempos tempranos, cae rápidamente la tasa de flujo y domina el flujo por fracturas. Después, un período de transición se desarrolla, indicando la interacción entre el sistema matriz y el sistema fractura. Finalmente el flujo de matriz domina y el sistema total se comporta como un sistema homogéneo.

La permeabilidad de fractura es al menos un orden más grande que la permeabilidad de matriz. Por consiguiente, a tiempos tempranos, el flujo es dominado por el sistema fractura y el flujo de matriz puede ser despreciado. Esto quiere decir que el sistema se comporta como si la permeabilidad de la matriz fuera cero a tiempos tempranos. La tasa de declinación exponencial es la solución a tiempos tardíos para el caso de presión constante y un yacimiento limitado.

La tasa de declinación efectiva promedia es del 90% y dura aproximadamente de seis meses a un año. Después de eso, la declinación se comporta de manera lenta y tiene un promedio de 35% por año. Obviamente, la tasa de declinación inicial no representa el estado final de depleción. La extrapolación de la declinación temprana puede guiar a resultados erróneos cuando se aplica análisis de curva de declinación.

Tabla 1. Datos de producción del pozo 1

Tiempo, mes	Tasa, bb/d
0	442.02
1	392.14
2	347.83
3	308.62
4	274.05
5	243.73
6	217.25
7	194.25
8	174.39
9	157.35
10	142.85
11	130.61
12	120.37
13	111.91
14	105.03
15	99.53
16	95.24
17	92.01
18	89.70
19	88.20
20	87.40

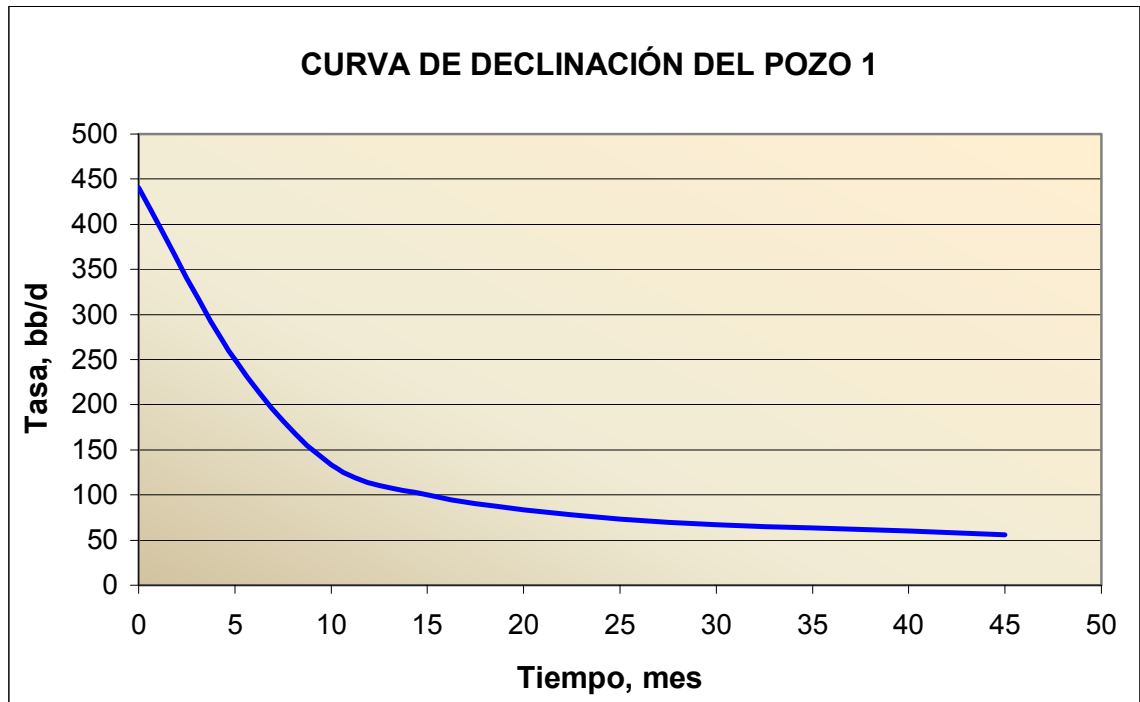


Figura 9. Curva de declinación real del pozo 1, Campo Austin Chalk

3.2 MODELO DE SAGEEV

Teniendo en cuenta la fundamentación teórica expuesta en el capítulo anterior, a continuación se presentarán los resultados más importantes junto con los datos de entrada para la validación de este modelo al pozo de estudio y comenzar a realizar el estudio comparativo entre estos y posterior escogencia del mejor modelo ajustable a las características de este pozo. Vale la pena aclarar que algunos modelos pueden no ajustar al pozo pero esto no quiere decir que estos no funcionen, tendríamos entonces que ajustarlos a los casos particulares que se nos puedan presentar teniendo en

cuanta parámetros propios a cambiar sin alterar de manera drástica las características propias de cada yacimiento.

Tabla 2. Datos de entrada del modelo de Sargeev

Kf, mD	1.01
h, ft	20.00
Pi, Psi	3800.00
Pwf, Psi	0.00
Bo, bb/STB	1.46
μ_o, cP	0.26
re, ft	745
rw, ft	0.25
$(\phi^*C)_f$, 1/Psi	0.00000646
$\# \phi^*C)_m$, 1/Psi	0.00001940
s	-4.00
r_{we}, ft	13.65
r_{ed}	54.58

Con estos datos de entrada y siguiendo la formulación matemática expuesta anteriormente, se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla 3. Resultados obtenidos del modelo de Sargeev.

Tiempo, hr	Tiempo, mes	Tiempo adimensional	Tasa adimensional	Tasa, bb/d
0	0	0		
720	1	153.000	0.34249872	490.493
1440	2	306.166	0.30613217	438.413
2160	3	459.248	0.28824296	412.793
2880	4	612.331	0.27676784	396.360
3600	5	765.414	0.26847740	384.487
4320	6	918.497	0.26206350	375.302
5040	7	1071.579	0.25687498	367.871
5760	8	1224.662	0.25254374	361.668
6480	9	1377.745	0.24884278	356.368
7200	10	1530.828	0.24562289	351.757
7920	11	1683.910	0.24278109	347.687

8640	12	1836.993	0.24024355	344.053
9360	13	1990.076	0.23795564	340.777
9720	13.5	2066.617	0.23689193	339.253
10080	14	2143.159	0.23587587	337.798
10800	15	2296.241	0.23397207	335.072
11520	16	2449.324	0.23221879	332.561
12240	17	2602.407	0.23059561	330.237
12960	18	2755.490	0.22908588	328.074
13680	19	2908.572	0.22767588	326.055
14400	20	3061.655	0.22635417	324.162

Al observar el comportamiento gráfico de estos datos junto con la curva de producción del pozo, se observa que este se ajusta muy poco a lo que realmente podría esperarse, las razones por las cuales este no se ajusta es debido a que en el desarrollo matemático para la tasa de producción existen unas consideraciones de carácter extremo en las condiciones de producción del pozo, las cuales están relacionadas con el daño de la formación y el tiempo de producción, estos son considerados para tiempo cero y tiempo infinito y de manera similar con el daño, la solución matemática para intervalos de tiempo entre cero e infinito necesita una solución más rigurosa de la presentada por Sageev acompañada de condiciones límites más reales.

Otro de los puntos a considerar en este modelo es que en la simplificación de las ecuaciones no se tiene en cuenta la relación de permeabilidades de matriz y fractura, llamado coeficiente de flujo interporoso definido por Warren y Root en 1963, lo cual no permite obtener un dato más ajustado de los datos de producción.

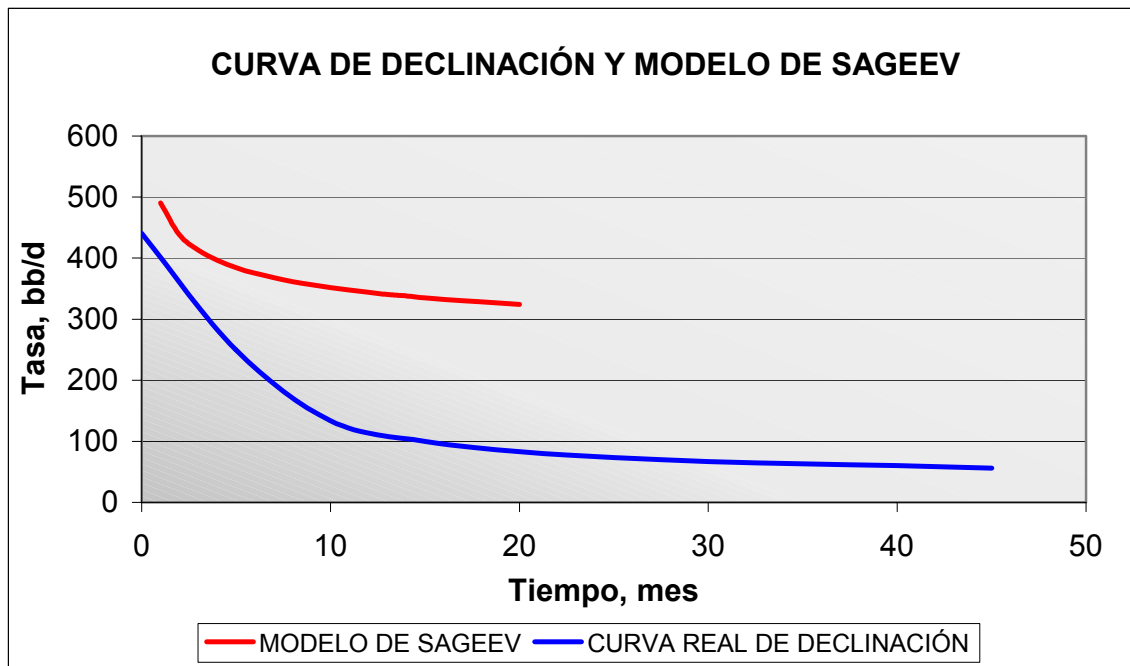


Figura 10. Comparación entre el modelo de Sageev y curva de declinación del pozo 1

3.3 MODELO DE SHIRMAN

Si bien el modelo de Shirman es un modelo totalmente empírico que necesita datos de entrada iniciales de producción del pozo en su etapa temprana, este modelo presenta características en cuanto a su simplicidad en su desarrollo para la determinación de las futuras tasas de flujo.

Shirman realizó un modelo más robusto integrando el comportamiento polinómico que se observa en las curvas de declinación unido con el comportamiento de declinación de los pozos, a través de esto y con datos de

producción inicial se puede obtener una ecuación de tipo hiperbólico que representa de manera clara el comportamiento a futuro del pozo en estudio.

Se tomaron en cuenta la producción de los cuatro primeros meses del pozo en estudio con el fin de determinar que tanto se alejaba de la realidad, también se pueden tomar datos más tempranas, depende de la disponibilidad de estos y su confiabilidad ya que la formulación logarítmica del modelo hace que este sea muy sensible en cuanto a los resultados esperados.

Tabla 4. Datos de entrada del modelo de Shirman, datos de producción del pozo.

Tiempo, mes	Tasa, bb/m	dq/dt	ln(q)	ln(dq/dt)	qi	q*, bb/m
0						13262.30
1	11764.30	1405.77	9.373	7.248	13265.60	11761.39
2	10434.97	1252.91	9.253	7.133	13263.05	10434.38
3	9258.49	1106.69	9.133	7.009	13259.14	9260.67
4	8221.59		9.015		13261.41	8222.14

Con los datos iniciales se realiza la curva que determina los parámetros más importantes de este modelo, son: el índice de declinación del pozo y el exponente de declinación para completar la ecuación que predice la producción.

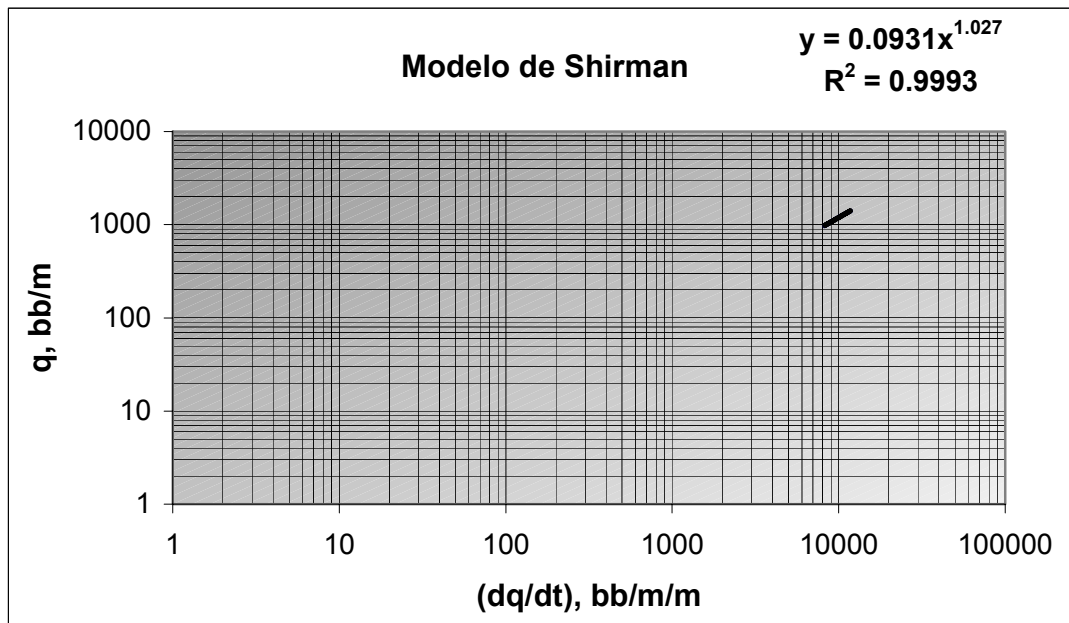


Figura 11. Gráfica log-log para la obtención de parámetros de declinación.

Los datos obtenidos de la gráfica son 0.12 correspondiente al índice de declinación y 0.027 correspondiente al exponente de declinación. Con estos dos parámetros se puede establecer la ecuación de flujo que regirá el comportamiento de la producción de dicho pozo.

Tabla 5. Parámetros de declinación del pozo

$y = ax^m$		a	9.31E-02	Di	0.120
$n = m-1$		n	0.027		

Reemplazando estos datos de declinación en la ecuación general de curvas de declinación obtenemos la siguiente ecuación para la predicción de la tasa de flujo:

$$Q(t) = Q_i \cdot (1 + n \cdot D \cdot t)^{-1/n}$$

$$Q(t) = 442.08 \cdot (1 + 0.00324 \cdot t)^{-37.037}$$

Tabla 6. Predicción del modelo de Shirman

Tiempo, mes	Tasa, bb/d
0	442.08
1	392.05
2	347.81
3	308.69
4	274.07
5	243.43
6	216.29
7	192.26
8	170.95
9	152.07
10	135.32
11	120.46
12	107.27
13	95.56
14	85.15
15	75.91
16	67.70
17	60.39
18	53.90
19	48.11
20	42.97

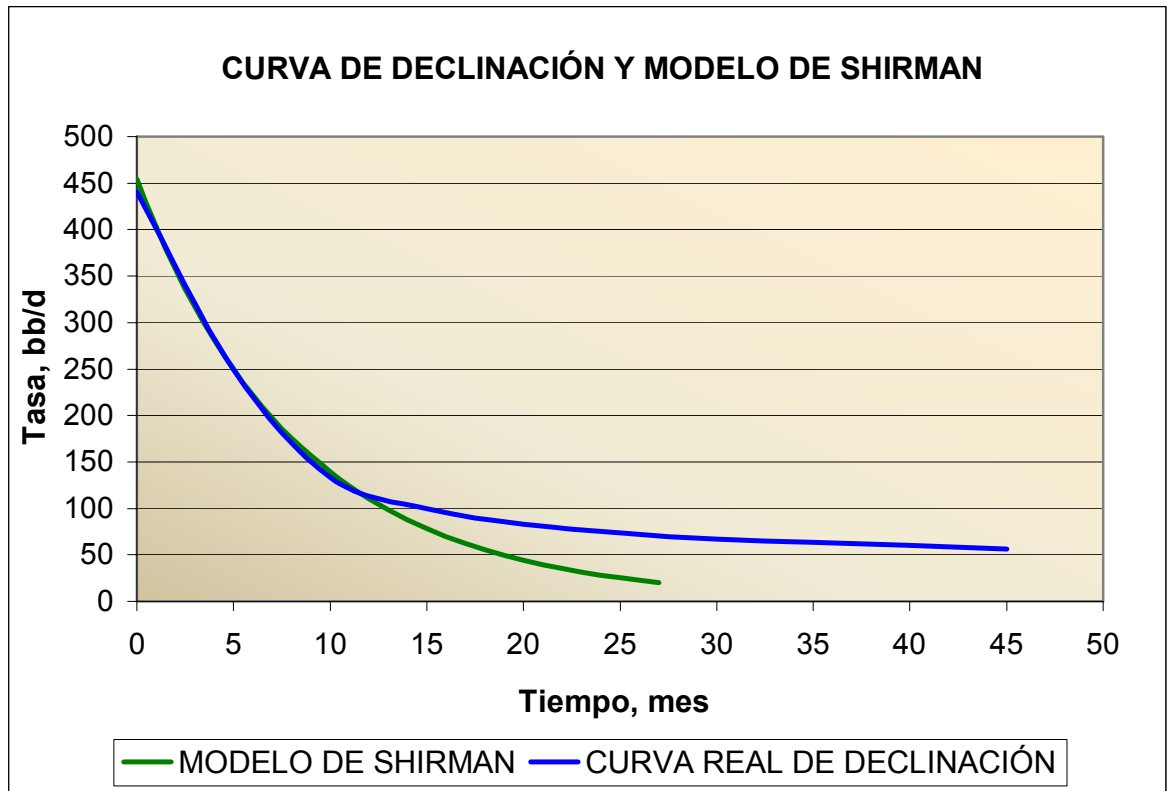


Figura 12. Comparación entre el modelo de Shirman y la curva de declinación del pozo 1

Si bien el modelo de Shirman no predice de manera exacta toda la curva de producción, esta arroja datos bastante exactos a tiempo tempranos de producción hasta determinado tiempo (12 meses) de ahí en adelante este sigue una declinación más pronunciada, es decir, continúa con la declinación inicial.

Al estudiar un poco el comportamiento natural de un YNF es posible notar que existe un doble comportamiento de producción tanto de fracturas como de matriz, el hecho de que el modelo de Shirman presente poco ajuste a tiempo mayores a 12 meses es por que a partir de este tiempo el yacimiento no seguirá produciendo por fracturas si no por matriz, presentando un índice

de inclinación menor que el de fracturas, si tuviéramos los datos de matriz se podría realizar un acople de estas dos ecuaciones (fracturas y matriz) para predecir todo el comportamiento a futuro.

3.4 MODELO DE DA PRAT – CINCO LEY – RAMEY

A partir de un estudio de YNF como un sistema de fracturas + matriz, estos investigadores plantearon un modelo el cual consiste de producción a través de fracturas seguido por matriz, dividiendo cada uno de estos períodos de flujo por tiempo aproximado en la cual definirá el comienzo de uno (matriz) y el fin del otro (fracturas).

Siguiendo con el estudio se presentan a continuación los datos de entrada del modelo tanto para matriz como para fracturas y usando las ecuaciones del capítulo anterior se realizan los cálculos para la predicción de la tasa de flujo:

Tabla 7. Datos de entrada del modelo de Da Prat

Kf, mD	1.01
h, ft	20.00
Pi, Psi	3800.00
Pwf, Psi	0.00
Bo, bb/STB	1.46
μo, cP	0.26
re, ft	745
rw, ft	0.25
(φ * C)f, 1/Psi	0.00000646
(φ * C)m, 1/psi	0.00001940
λ	0.00005880
W	0.25
S	-4.00
T, °F	225.00
A, Acres	40.00

rwe, ft	13.65
red	54.58
tdc	1679.0

El dato de tiempo adimensional crítico corresponde al tiempo adimensional en cual terminará el flujo por fracturas y comenzará el flujo por matriz que en términos reales se obtienen un tiempo de 13.54 meses aproximados.

Tabla 8. Resultados del modelo para flujo en fracturas

Tiempo, hr	Tiempo, mes	Tasa de flujo, bb/d
0	0	440.56
720	1	388.17
1440	2	342.01
2160	3	301.34
2880	4	265.51
3600	5	233.93
4320	6	206.12
5040	7	181.61
5760	8	160.01
6480	9	140.98
7200	10	124.22
7920	11	109.45
8640	12	96.43
9360	13	84.96
9748.8	13.54	79.35

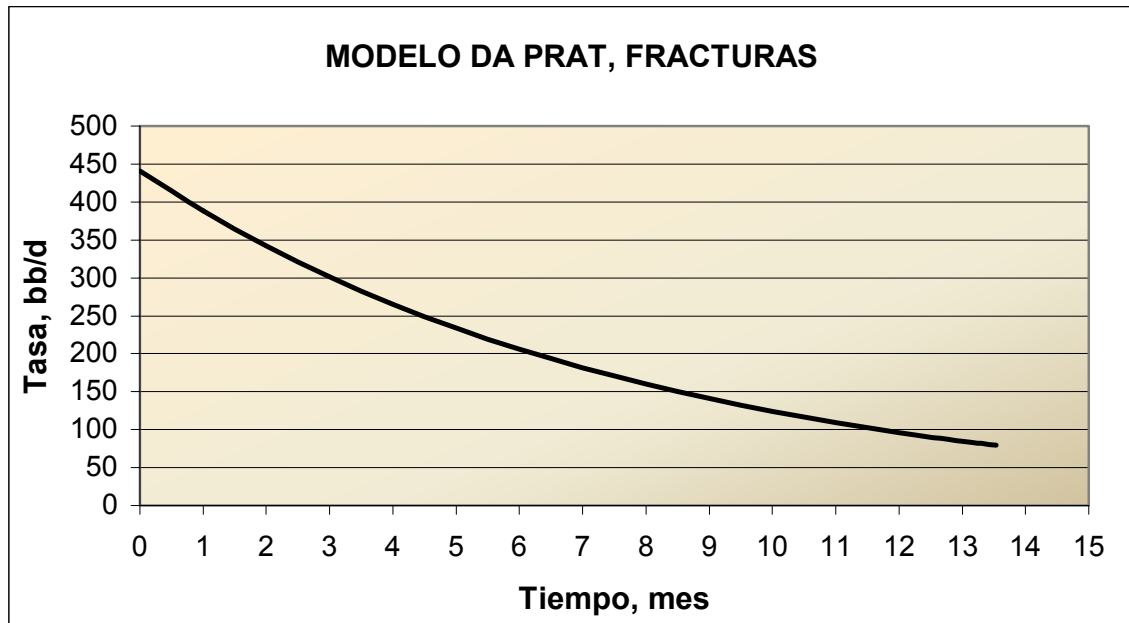


Figura 13. Curva de declinación del flujo por fracturas

De manera similar se realizan los cálculos para el flujo por matriz teniendo en cuenta que este comenzará, de acuerdo a los datos de tiempo, a partir de 13.54 meses aproximados. Los autores establecen que el cálculo del tiempo para cuando comienza flujo por matriz es un dato aproximado y que este puede obtenerse mejor en el comportamiento gráfico de las dos curvas.

Tabla 9. Resultados del modelo para flujo por matriz

Tiempo, hr	Tiempo, mes	Tasa de flujo, bb/d
9748.8	13.54	106.58
10080	14	106.00
10800	15	104.73
11520	16	103.48
12240	17	102.25
12960	18	101.03
13680	19	99.82
14400	20	98.63

15120	21	97.46
15840	22	96.29
16560	23	95.14
17280	24	94.01
18000	25	92.89
18720	26	91.78

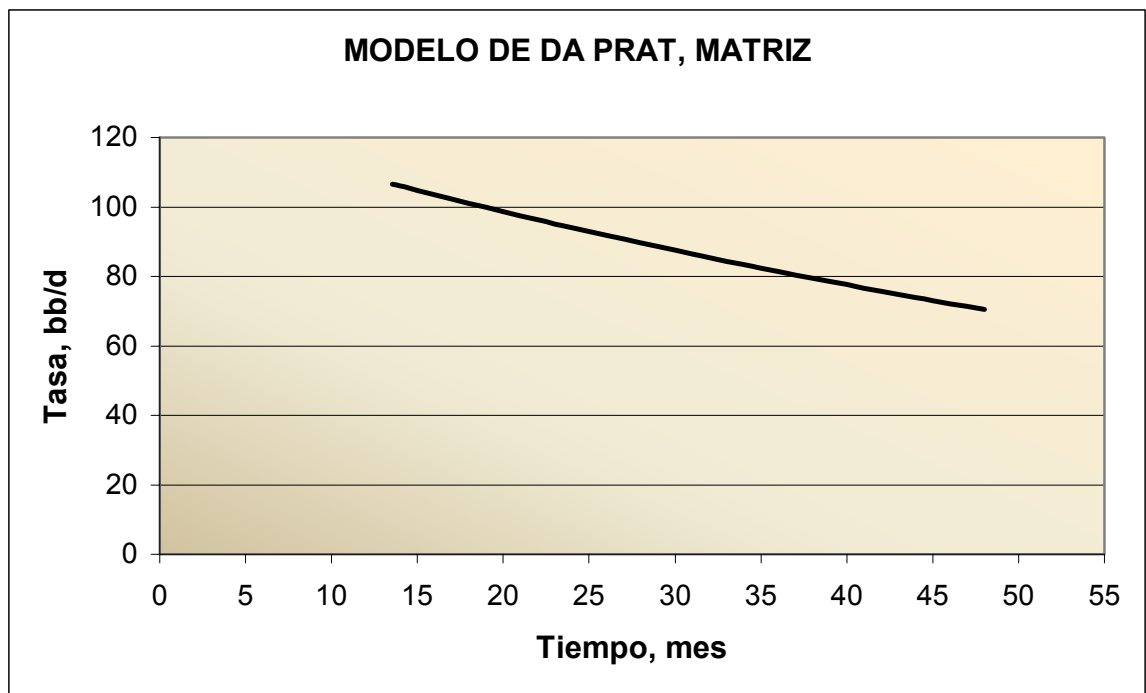


Figura 14. Curva de declinación del flujo por matriz

Al unir los comportamiento de flujo obtenemos un dato más exacto de tiempo crítico real aproximado de 11 meses con una tasa de transferencia de 109 bb/d, gráficamente se obtiene un dato más exacto de cuando comenzará el flujo por matriz y fin de flujo por fracturas.

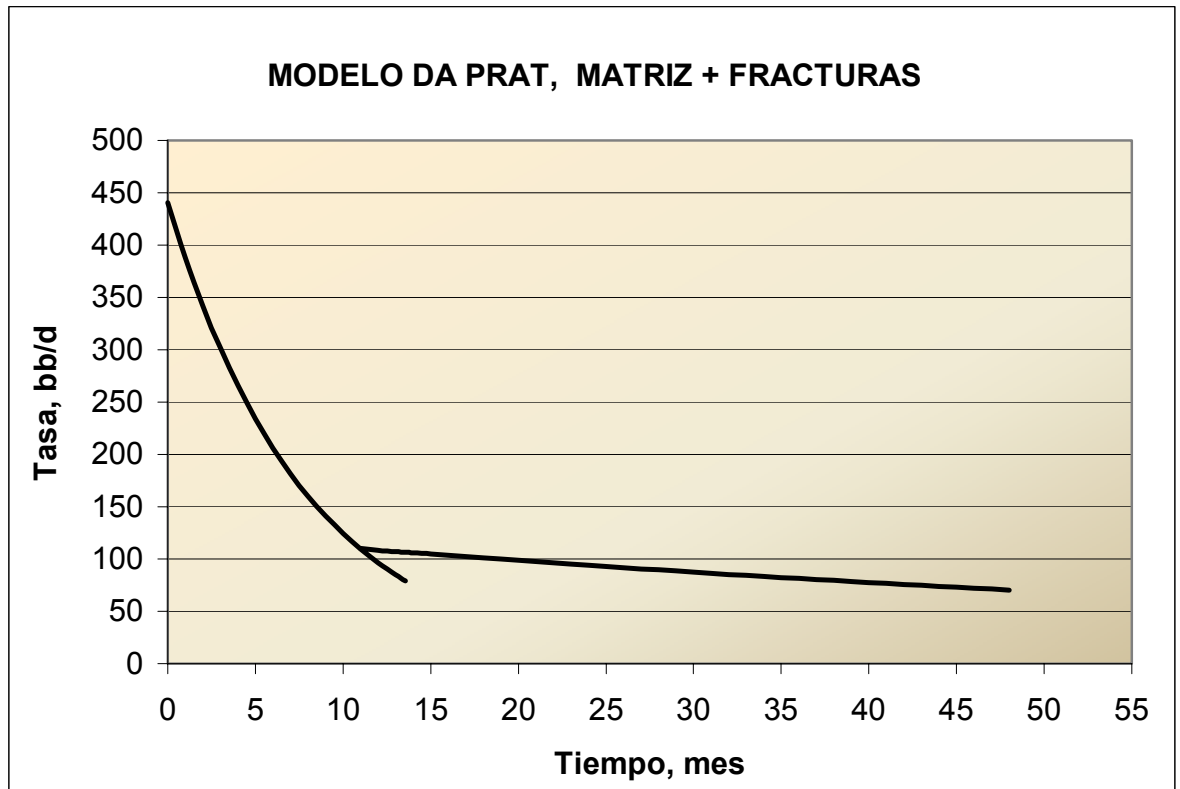


Figura 14 a. Curva de declinación unida del flujo por matriz y fracturas.

Del gráfico se puede notar que existe un doble comportamiento de la producción de un pozo que está en un YNF, uno debido a fracturas y otro por matriz, presentándose doble índice de declinación, aspecto importante a tener en cuenta en la evaluación del fluido producido a futuro, implicando una mayor cantidad de fluido recuperable ya que a determinado tiempo este índice es menor (matriz) evitando cálculos que pueden ser erróneos si se calcula con el primer índice de declinación (fracturas).

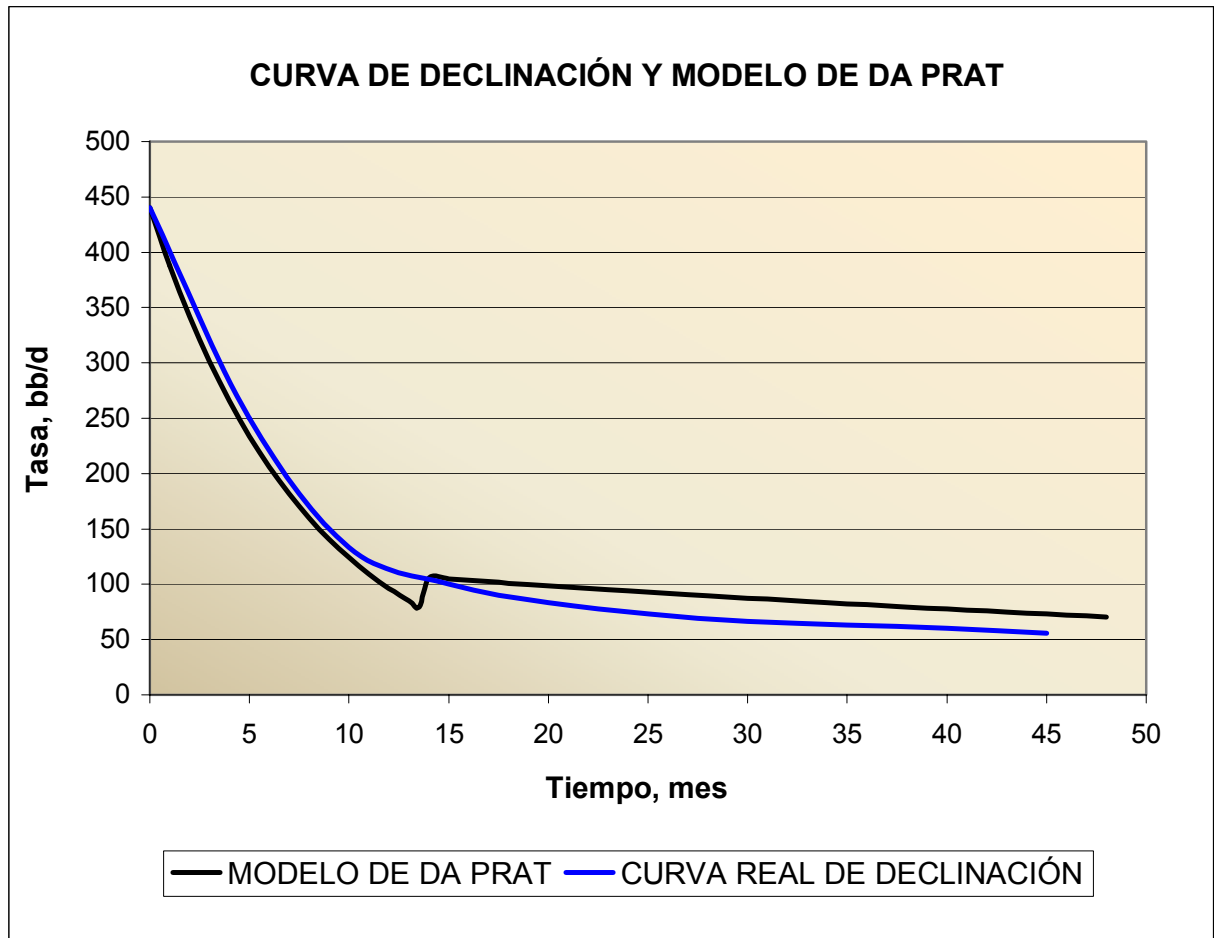


Figura 15. Comparación entre el modelo de Da Prat y curva de declinación del pozo 1

Otro aspecto importante de resaltar en este modelo es que en el período de transición fractura – matriz la tasa adimensional permanece constante por determinado período de tiempo y después comienza el flujo por matriz, resulta razonable pensar en esta idea ya que a nivel de yacimiento debe existir un período en el cual la tasa de flujo por matriz reemplaza la de fractura, mientras esto ocurre hay un momento de “arreglo de distribución de

fluidos” en el sistema matriz – fractura que después cesará y continuará el aporte normal de matriz.

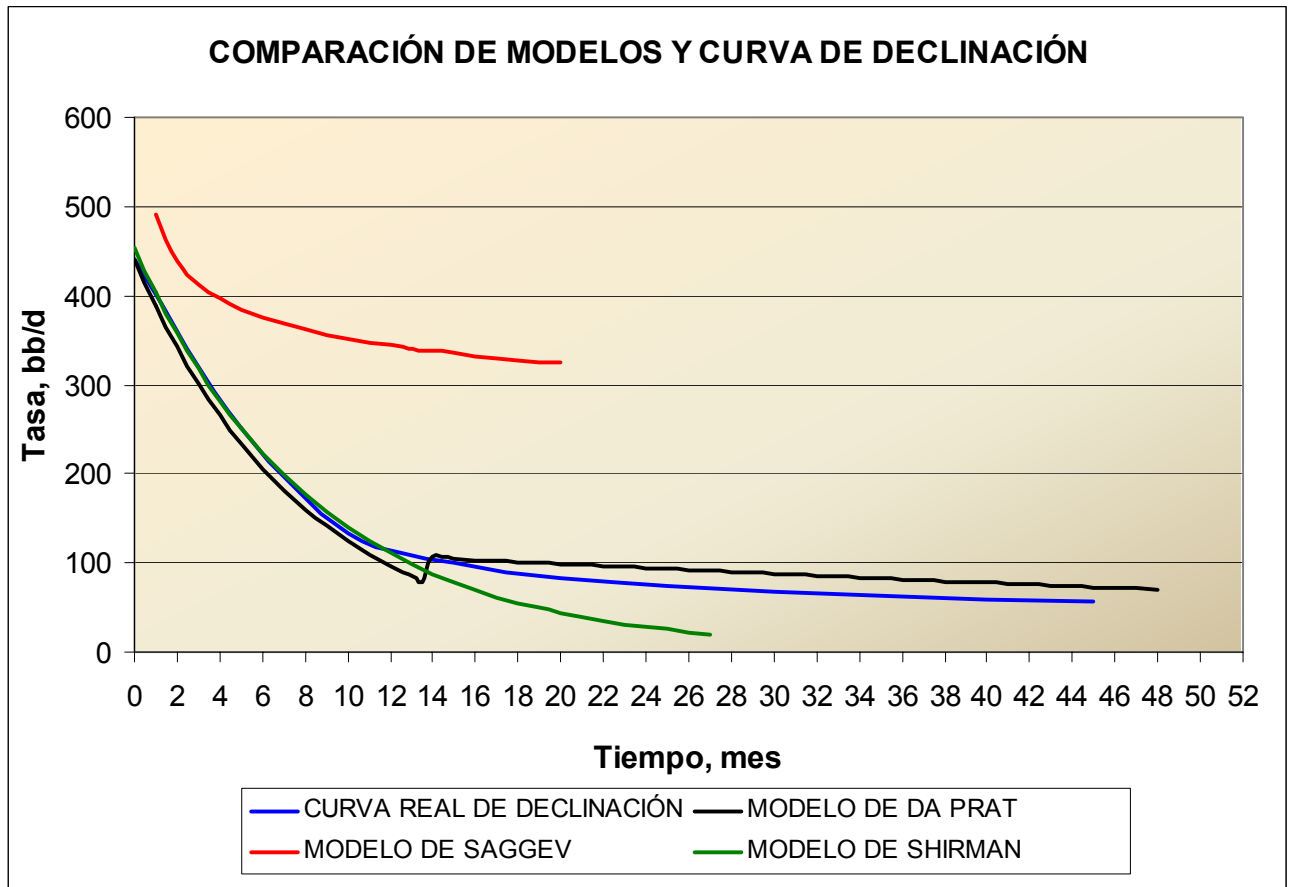


Figura 16. Comparación entre los modelos de declinación y curva de declinación del pozo 1

De los modelos estudiados y que a nivel mundial existen para predecir la producción de un pozo en YNF, el de mejores resultados de acuerdo a la conceptualización del comportamiento y los resultados arrojados el mejor modelo ajustable es el de Da Prat – Ramey – Cinco Ley, aunque observando el modelo de Shirman, totalmente empírico, este puede predecir de manera muy acertada a tiempos tempranos de producción (por fracturas) por que al principio estas son las que gobernarán el flujo de fluidos, pero este se puede mejorar mediante cálculos de pendiente (máximos y mínimos), para determinar el tiempo en que esta pendiente cambia de manera drástica, sin embargo se tendría que acompañar de un monitoreo constante de la producción del pozo para tener de manera real este cambio de pendiente observando el tiempo en que este ocurre y el nuevo índice de declinación esperado (matriz).

4. ANALISIS DE SENSIBILIDAD AL MODELO DE DA PRAT – CINCO LEY – RAMEY.

Las propiedades que se van a analizar en esta sección son:

- Permeabilidad de fractura.
- Parámetro de porosidad de fractura.
- Parámetro de porosidad de matriz.
- Presión inicial del yacimiento
- Radio de drenaje.

4.1 PERMEABILIDAD DE FRACTURA

Como su nombre lo indica, esta propiedad influye únicamente en la etapa en la cual la fractura aporta a la producción del pozo (etapa inicial). De acuerdo entonces a lo descrito matemáticamente en las ecuaciones del modelo de Da Prat, se observa la influencia de la permeabilidad de la fractura principalmente sobre el caudal al cual va a comenzar a producir el pozo y sobre el índice de declinación (suponiéndola exponencial) de esta primera etapa de producción. De acuerdo con el comportamiento de las curvas se puede concluir que la permeabilidad de la fractura es directamente proporcional al índice de declinación de esta etapa (de fracturas), ya que entre mayor es dicha permeabilidad, se observa que el caudal inicial es mayor y además que va a declinar más rápidamente el pozo.

Además del anterior análisis, es bueno destacar cómo la variación de la permeabilidad y por ende la variación del índice de declinación, van a afectar el tiempo de duración de esta mencionada etapa “temprana”. Cabe resaltar en este aspecto, en el hecho de que a medida que van aumentando los

valores de la permeabilidad, se va haciendo más notoria la diferencia de cada uno de los tiempos críticos entre una y otra varianza. En conclusión, la permeabilidad afecta de manera directamente proporcional al caudal inicial y al índice de declinación de fractura, pero de manera inversamente proporcional al tiempo de duración de la etapa de producción de fractura.

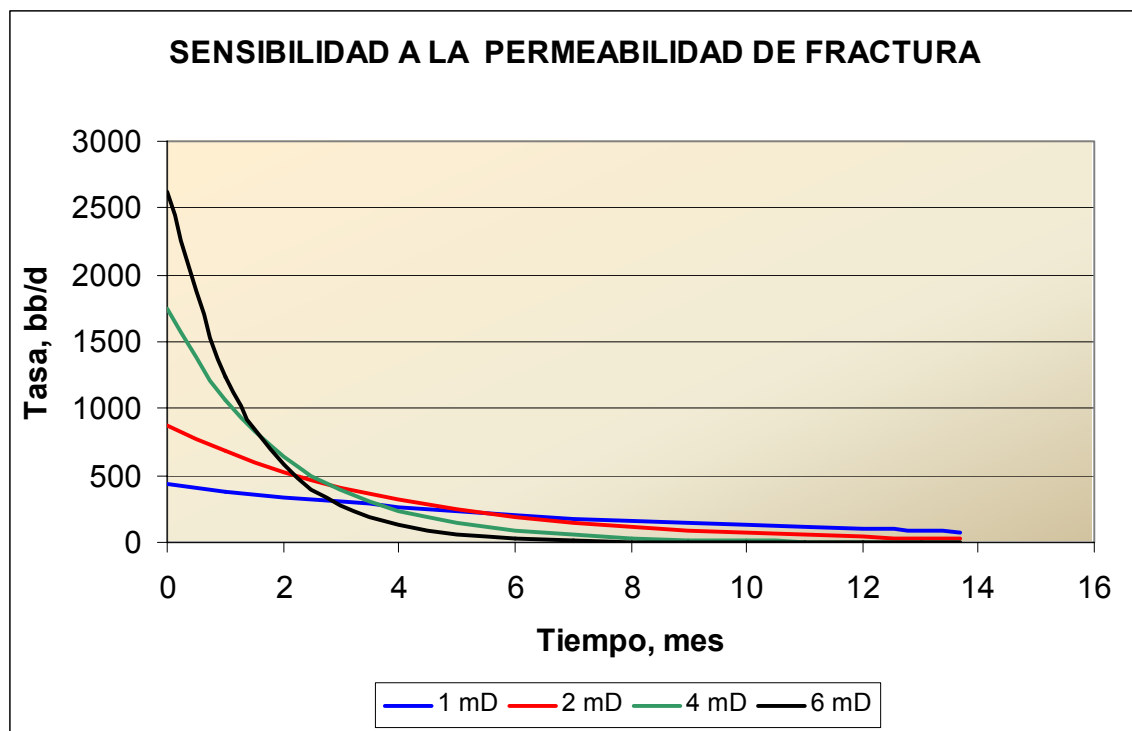


Figura 17. Producción de un pozo en YNF al variar la permeabilidad de fractura, mD.

4.2 PARAMETRO DE POROSIDAD DE FRACTURA.

En realidad este término de porosidad de fractura, es un producto de dicha porosidad, y la compresibilidad del medio (en este caso la fractura). De su nombre, se deriva la importancia que esta propiedad ejerce en el momento de la producción a través de la fractura. Lo que si se concluye, luego de su análisis matemático es que, contrario a la permeabilidad de la fractura, éste solo influye en el término de la declinación de dicha producción del pozo. Es así como de, acuerdo a la figura 18 las diferentes curvas de variación del término de porosidad, comienzan en un mismo punto, pero cada una de acuerdo a su índice de declinación toma su ruta propia. Es así, como resulta que la que tenga mayor término de porosidad de fractura va a tener un índice de declinación mayor, en conclusión, su proporcionalidad es directa.

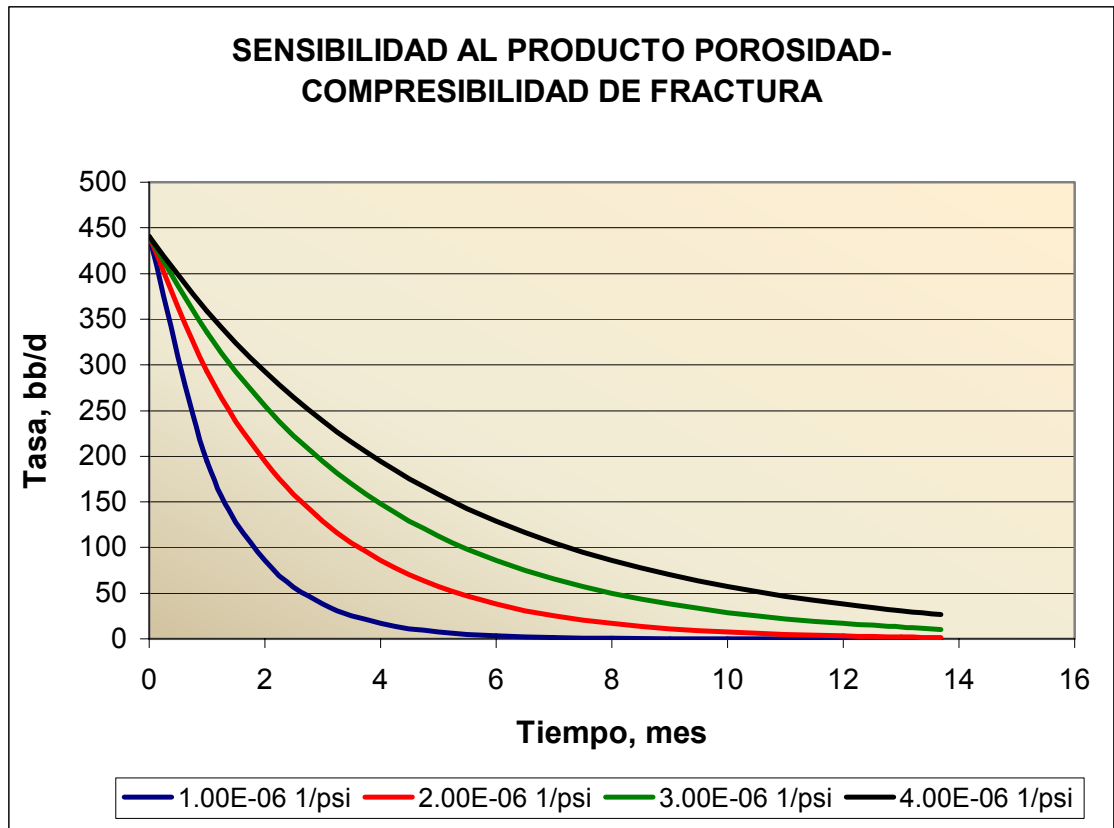


Figura 18. Producción de un pozo en YNF al variar el término de porosidad de fractura.

Producto de la anterior, el tiempo crítico se ve radicalmente influenciado por el término de porosidad. Al aumentar dicha propiedad, aumenta el índice de declinación y un aumento en el tiempo crítico o de duración de producción por fracturas.

4.3 PARAMETRO DE POROSIDAD DE MATRIZ.

Este término tiene su influencia únicamente sobre la determinación del índice de declinación “avanzada” de producción, sin afectar el valor del caudal

inicial de matriz. Por eso es que en la figura 19 todas las curvas tienen un punto común de inicio, pero se observan diferentes trayectorias, que se toman de acuerdo a cada índice de declinación, que está determinado de manera inversamente proporcional por el valor del término de porosidad de matriz. Esto es, a mayor valor del término de porosidad, menor será el índice de declinación. Es de resaltar que la variación del índice respecto de la variación de dicho término, no es tan marcada como en el caso del sistema de fractura, en donde estas variaciones son muy notorias. En cuanto al tiempo crítico presenta un comportamiento de tipo inverso al aumentar este término de porosidad de matriz.

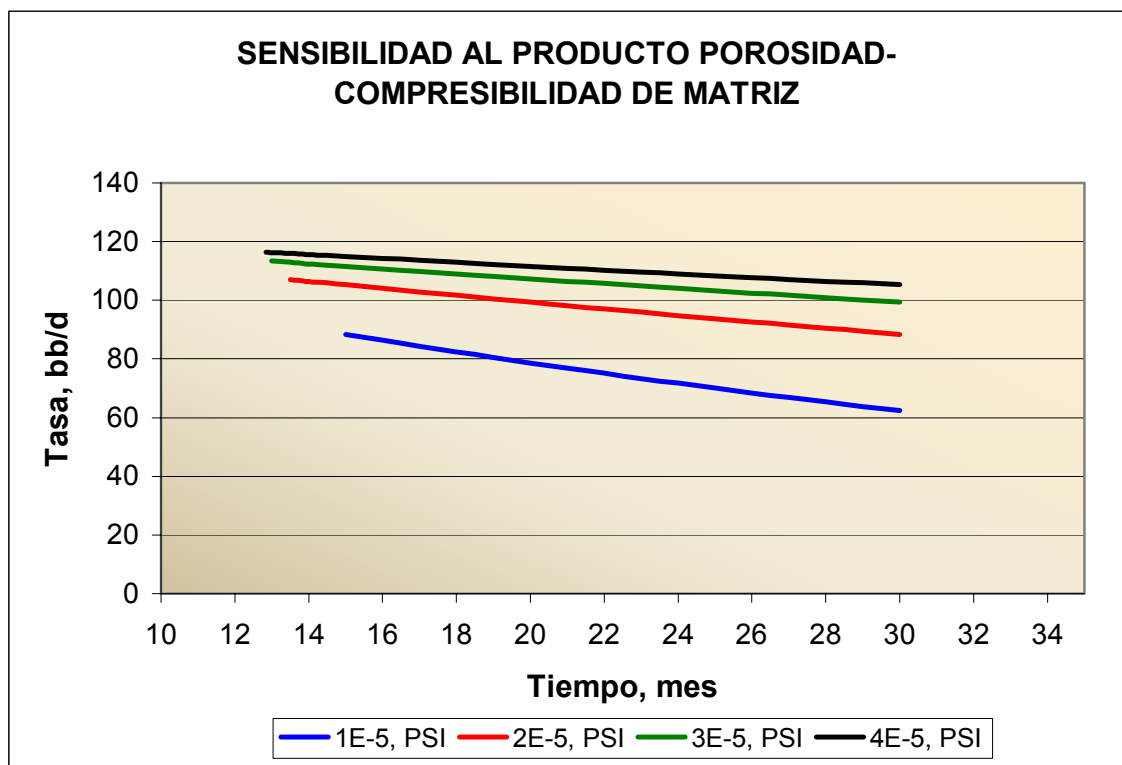


Figura 19. Producción de un pozo en YNF al variar la presión inicial del yacimiento.

4.4 PRESIÓN INICIAL DEL YACIMIENTO.

Esta propiedad tiene su principal influencia (al igual que la permeabilidad), en la parte inicial de la vida productiva del pozo. Su efecto se observa especialmente en el caudal inicial de producción, que está determinado de una manera directamente proporcional con la presión. Esta proporcionalidad se va perdiendo con el tiempo, hasta que llega a ser el caudal muy semejante a cualquier presión. En el ejemplo tomado, este “equilibrio o estado de igualdad en la tasa de producción” se observa luego de aproximadamente 14 meses, para este caso particular (figura 20).

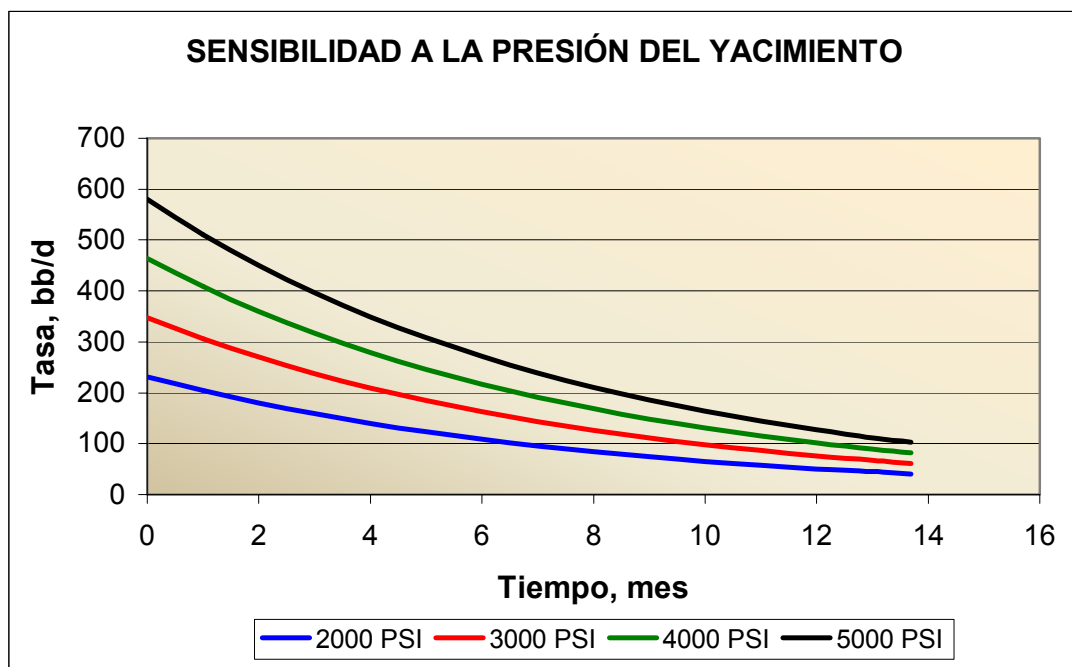


Figura 20. Producción de un pozo en YNF al variar la presión inicial del yacimiento.

4.5 RADIO DE DRENAJE.

Ocurre algo particular al variar el radio de drenaje, la tasa inicial de producción es mayor para radios de drenaje menores que para los mayores, a determinado tiempo la tasa de flujo se iguala a un mismo valor y después se produce un efecto contrario al primero y es que, la tasa de producción se hace mayor para radios de drenaje mayores. En cuanto al índice de declinación, se presenta un mayor valor para radios de drenaje bajos y de manera contraria para radios de drenaje mayores.

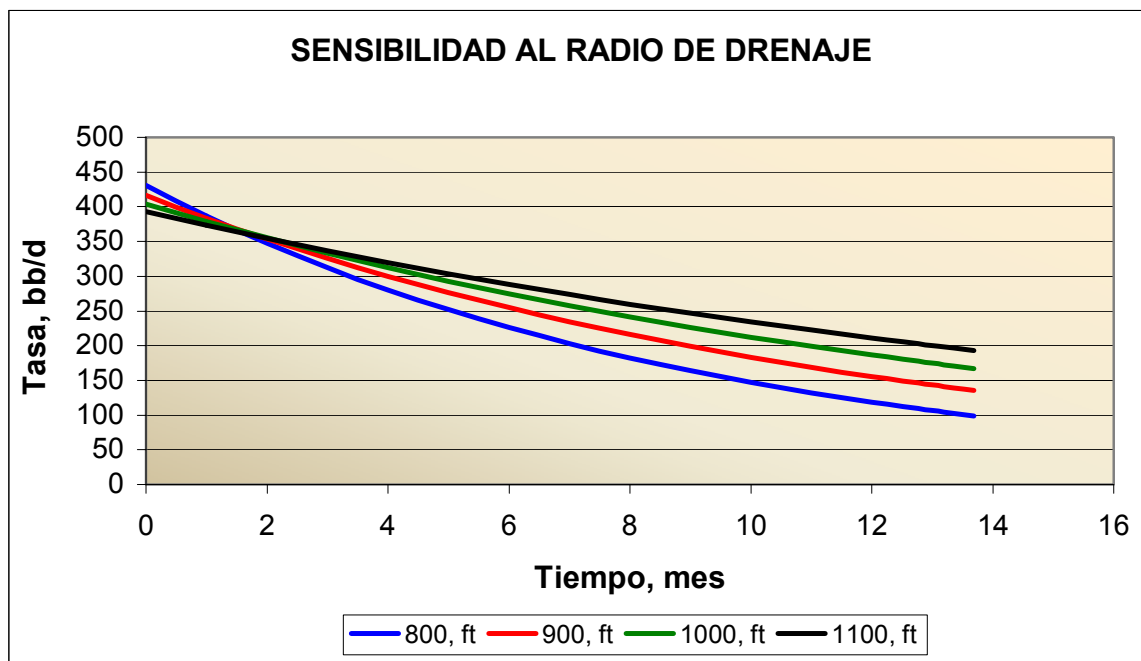


Figura 21. Producción de un pozo en YNF al variar el radio de drenaje

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Los YNF se caracterizan por la presencia de un sistema compuesto por matriz y fracturas, por lo cual es indispensable que estos dos medios sean tenidos en cuenta en la formulación de modelo más robusto de producción en un pozo que se encuentre en este tipo de yacimientos.
- Aunque los modelos analíticos pueden arrojar buenos resultados por que describen de una manera científica el comportamiento de un fenómeno, la solución empírica de Shirman mostró que con una observación detallada de los yacimientos se pueden obtener buenos resultados siempre y cuando los datos disponibles sean confiables y valederos.
- El modelo de Da Prat – Ramey – Cinco Ley arrojó los mejores resultados, demostrando así que el comportamiento de un YNF está gobernado por dos períodos de flujo, uno de fracturas y el otro por matriz. Para tener un mejor desempeño en cuanto a este modelo valdría la pena realizar cambios a las suposiciones establecidas por la ecuación de difusividad para tener datos más reales y consistentes.
- Del análisis de sensibilidad es claro observar ciertos comportamientos típicos de un YNF descrito por el modelo de Da Prat – Ramey – Cinco Ley como son la variación de la tasa inicial de flujo con la permeabilidad de fractura ya que ésta gobernará la etapa inicial del flujo de fluidos en el yacimiento.

- Los parámetros de fractura y matriz son muy indispensables a la hora de determinar el índice de declinación por fracturas y matriz. En pruebas de laboratorio es a veces difícil conseguir datos correctos de porosidad y compresibilidad de fracturas por lo tanto es conveniente realizar cambios apropiados a estos parámetros para conseguir resultados más reales de declinación.
- Se recomienda realizar un estudio más a fondo al modelo de Sageev teniendo en cuenta que éste no representa de manera clara parámetros de coeficiente de flujo interporoso y capacidad de almacenamiento a tiempos de producción reales.
- Tanto para yacimientos convencionales como de complejos el modelo de Shirman arroja buenos resultados, para investigaciones futuras se recomienda la ampliación de este modelo con el fin de obtener datos de tiempo de flujo por ambos medios y ajustar de mejor forma la producción de un YNF.

REFERENCIAS

Aguilera, Roberto. Naturally Fractured Reservoirs. Penwell 1980.

Aguilera, Roberto., Acevedo, Luis y Néstor Martínez. Pronósticos de recuperación primaria. Curso de Yacimientos Naturalmente Fracturados. Petróleo Internacional. Enero 1982.

Arps, J.J.: “Analysis of Decline Curves”. Trans AIME 1945

Benedict, Jon. “The Mathematics Decline Curves”.

Blasingame, T.A. y Lee, W.J. Properties of Homogeneous Reservoirs, Naturally Fractured Reservoirs and Hydraulically Fractured Reservoirs From Decline Curve Analysis. SPE 15018

Boyano De La Hoz, Fabián y Ureña, Martín. Análisis Comparativo de Modelos Empleados Para la Generación de las Curvas de Permeabilidad Relativa en Yacimientos Naturalmente Fracturados. Tesis UIS 2004

Chen, H.Y., Postin, S.W. and Wu, C.H. Characterization of The Austin Chalk Producing Trend. SPE 15533. Octubre 1986.

Da Prat , Giovanni., Cinco – Ley, Heber y Ramey, Henry. Decline Curve Analysis Using Type Curves for Two – Porosity Systems. SPE 1981

Doublet, L.E., Pande, P.K. y Blasingame, T.A. "Decline Curve Analysis Using Type Curves - Analysis of Oil Well Production Data Using Material Balance Time: Application to Field Cases". SPE 28688.

Fetkovich, M.J. Decline Curve Analysis Using Type Curves. SPE 4629.

Fujiwara, Katsunori. Rate Decline Analysis For Naturally Fractured Reservoirs. Thesis: MASTER OF SCIENCE.

Harrison, G.H. "A Generalization of Production Decline Type Curves". SPE 11020.

Idrobo, Eduardo A., Medina, Carlos., Ordóñez, Aníbal y Peñuela, Gherson. Desarrollo de Modelos de Producción y Técnicas de Caracterización para Predecir el Comportamiento de Producción de Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF) en Colombia. Fase 1. 2001

Li , K. y Horne, R.N. Verification of Decline Curve Analysis Models for Production Prediction. SPE 93878

Martínez, Liliana Patricia. Characterization Of Naturally Fractured Reservoirs From conventional Well Logs. Thesis: Master Of Science

Nieto, Rafael. Comportamiento de la Producción de Petróleo en YNF. Caso Cantarell. Simposio UNAM. 2004

Peñuela, G., Idrobo, E., Ordóñez, A., Medina, C y Meza, N. A New Material – Balance Equation for Naturally fractured Reservoirs Using a Dual Systems Approach. 2001

Rodríguez, Fernando y Cinco-Ley, Heber. “A New Model for Production Decline”. SPE 25480

Rodríguez, Rafael., Cinco – Ley, Heber y Samaniego, Fernando. “A Variable Block Size Model for the Characterization of Naturally Fractured Reservoirs”. SPE 71570

Saavedra, Néstor y Pérez, Edgar. Recopilación bibliográfica de explotación de Yacimientos Naturalmente Fracturados. ICP – 2002.

Sageev, A., Da Prat, G. y Ramey, H.J. Jr. “Decline Curve Analysis for Double-Porosity Systems”. SPE 13630

Satman, A. “Decline Curve Analysis for Naturally Fractured Reservoirs: A Comparison of Models”. SPE 14473

Shirman, E. “Universal Approach to the Decline Curve Analysis” JCPT Junio 1998.

Warren y Root. “The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs”. SPEJ. Septiembre 1963.