



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Curvas de Declinación en
pozos de yacimientos tipo:
Tight Oil**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Gabriel Dario Valencia Goujon

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Israel Castro Herrera



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., Junio de 2017



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Índice

CAPITULO 1 ANTECEDENTES	- 1 -
1.1 Propósitos, objetivos y limitaciones.....	- 1 -
1.1.1 Propósito	- 1 -
1.1.2 Objetivos	- 1 -
1.1.3 Limitaciones	- 1 -
1.2 La Importancia de las Curvas de Declinación	- 2 -
1.3 ¿Cómo ayudan las curvas de declinación en la Evaluación Económica?.....	- 2 -
1.4 Recursos no Convencionales	- 3 -
1.5 Fracturamiento Hidráulico	- 5 -
CAPÍTULO 2 GEOLOGIA DE YACIMIENTO NO CONVENCIONAL	- 7 -
2.1 Características y “ El por qué ”	- 7 -
2.2 Yacimiento Convencional y no Convencional.....	- 7 -
2.2.1 Yacimientos Convencionales.....	- 7 -
2.2.2 Yacimientos no Convencionales.....	- 7 -
2.3 Generación del Petróleo	- 8 -
2.4 Sistema Petrolero	- 10 -
2.4.1.....	- 11 -
Roca generadora	- 11 -
2.4.2 Migración.....	- 14 -
2.4.2.1 Migración primaria.....	- 14 -
2.4.2.2 Migración secundaria	- 14 -
2.4.3 Roca Almacenadora	- 15 -
2.4.4 Roca Sello/ Trampa.....	- 16 -
2.4.5 Sincronía	- 17 -
2.5 Sistema Petrolero no Convencional	- 17 -
2.6 Ejemplo de un yacimiento Convencional.....	- 18 -
2.6.1 Campo Fulmar.....	- 18 -
2.7 Ejemplo de un Yacimiento No Convencional.....	- 23 -
2.7.1 Campo Bakken.....	- 23 -
CAPÍTULO 3 CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTO NO CONVENCIONAL	- 30 -

3.1 La importancia de la Caracterización Dinámica	- 30 -
3.2 Proceso de la Caracterización dinámica y Simulación de un yacimiento convencional .	- 30 -
3.2.1 Descripción del yacimiento convencional	- 31 -
3.2.2 Mecanismos de empuje en yacimientos convencionales.....	- 31 -
3.2.3 Realizar el Modelo Matemático	- 32 -
3.2.3.1 Deducción de la Ecuación de Continuidad para un yacimiento convencional...	- 32 -
3.2.3.2 Regímenes de Flujo de yacimientos convencionales	- 34 -
3.2.3.2.1 Régimen Estacionario	- 34 -
3.2.3.2.2 Régimen Pseudoestacionario.....	- 35 -
3.2.3.2.3 Régimen Transitorio	- 35 -
3.2.3.3 Geometrías de Flujo para yacimientos convencionales.....	- 38 -
3.2.3.3.1 Flujo Lineal.....	- 38 -
3.2.3.3.2 Flujo Radial	- 39 -
3.2.3.3.3 Flujo Esférico.....	- 40 -
3.2.3.3.4 Flujo Bilineal	- 41 -
3.2.4 Realizar el Modelo Numérico.....	- 43 -
3.2.4.1 Solución Línea Fuente	- 43 -
3.2.4.2 Simulación Numérica de Yacimientos	- 44 -
3.3 Caracterización dinámica de los yacimientos no convencionales tipo tight oil.....	- 45 -
3.3.1 Mecanismos de empuje en yacimientos no convencionales tipo Tight Oil	- 49 -
3.3.2 Regímenes de flujo de en yacimientos no convencionales tipo Tight Oil	- 50 -
3.3.3 Geometrías de flujo de yacimientos tipo Tight Oil	- 52 -
3.3.4 Propiedades de los fluidos de los yacimientos no convencionales	- 55 -
CAPÍTULO 4 CURVAS DE DECLINACIÓN.....	- 59 -
4.1 Introducción	- 59 -
4.2 Antecedentes de la curvas de declinación	- 61 -
4.3 Curvas de declinación.....	- 62 -
4.3.1 Declinación Exponencial	- 64 -
4.3.1.1 ¿Cómo calcular el coeficiente de declinación <i>b</i> de forma analítica?	- 65 -
4.3.2 Declinación Hiperbólica	- 67 -
4.3.3 Declinación Armónica.....	- 68 -
4.3.4 Ejemplo de curvas de declinación	- 68 -

4.4 Analizando la declinación con Curvas Tipo de Fetkovich	- 72 -
CAPÍTULO 5 CURVAS DE DECLINACIÓN PARA POZOS TIGHT OIL	- 75 -
5.1 Introducción	- 75 -
5.2 Método de Duong	- 76 -
5.2.1 Como aplicar el método Duong	- 78 -
5.2.2 Análisis y discusión de los resultados del ejemplo usado para el método de Duong ..	- 84 -
-	
5.4 Método de Valko para pozos de Gas SEPD (Stretched Exponential Production Decline) ..	- 88 -
-	
5.4.1 Comportamiento de Declinación Exponencial Extendido	- 89 -
5.4.2 Descubrimiento por Minería de Datos	- 89 -
5.4.3 Función Gamma	- 90 -
5.4.4 Cómo aplicar el método de Declinación Exponencial Extendida	- 91 -
5.5 Caso Práctico con pozo de Bakken	- 92 -
NOMENCLATURA	- 96 -
APOORTE DE LA TESIS	- 99 -
CONCLUSIONES	- 100 -
BIBLIOGRAFÍA	- 101 -
ANEXOS	- 105 -
Anexo A – Simulación matemática de yacimientos	- 105 -
Anexo B – Algebra Matricial, Método de Newton-Raphson y Matriz Jacobiano	- 111 -
Anexo C – Calculando el historial de producción del Pozo 16/26 A9 del Campo Alba	- 112 -
Anexo D - Producción del Pozo 22/11 N-5 Campo Nelson UKCS	- 116 -
Anexo E - Deducción de la ecuación de declinación Exponencial	- 118 -
Anexo F - Deducción de la ecuación de declinación Hiperbólica	- 118 -
Anexo G - Deducción del modelo de declinación de Duong	- 119 -
Anexo H – Perfiles de producción de pozos de la región del Bakken	- 122 -

FIGURAS

Fig. 1 Evaluación Económica	- 3 -
Fig. 2 Fractura y características del apuntalante	- 6 -
Fig. 3 Diagrama de área licitada con pozo horizontal con fracturamiento hidráulico	- 6 -
Fig. 4 Ventana Generación del Petróleo a diferentes condiciones.....	- 10 -
Fig. 5 Esquema del sistema petrolero Convencional	- 11 -
Fig. 6 Procesos que dan lugar a la formación y acumulación del petróleo.....	- 12 -
Fig. 7 Migración Primaria y Secundaria	- 15 -
Fig. 8 Columna Litoestratigráfica (Van der Helm, 1990)	- 20 -
Fig. 9 Subdivisión del yacimiento FULMAR en unidades productivas.....	- 21 -
Fig. 10 Historia de sepultamiento y tabla de sincronía del campo	- 22 -
Fig. 11 Esquema de la sección transversal de la Dakota del Norte	- 24 -
Fig. 12 Sección transversal de la región del Bakken que corre de O-E	- 24 -
Fig. 13 Columna Estratigráfica de la región del Bakken	- 26 -
Fig. 14 Historia de sepultamiento y tabla de sincronía del campo	- 28 -
Fig. 15 Régimen Estacionario	- 35 -
Fig. 16 Régimen Pseudoestacionario	- 35 -
Fig. 17 Régimen Transitorio	- 36 -
Fig. 18 Flujo Lineal.....	- 38 -
Fig. 19 Comportamiento del Flujo Lineal en variables adimensionales.....	- 39 -
Fig. 20 Flujo Radial	- 39 -
Fig. 21 Comportamiento del Flujo Radial en variables adimensionales y escala logarítmica ..	- 40 -
Fig. 22 Flujo Esférico.....	- 40 -
Fig. 23 Comportamiento del Flujo Esférico en variables adimensionales	- 41 -
Fig. 24 Flujo Bilineal	- 41 -
Fig. 25 Comportamiento del Flujo Bilineal en variables adimensionales con un Factor de Conductividad de 0.2 y 0.6	- 42 -
Fig. 26 Comparación del comportamiento de las geometrías de Flujo.....	- 43 -
Fig. 27 a) Comportamiento de RGA vs P yacimiento convencional con un pozo vertical sin fracturar.....	- 47 -
Fig. 28 Evolución del sistema de fracturas con el paso del tiempo	- 48 -
Fig. 29 Historial de producción de un pozo tipo tight oil de la formación Meramec	- 51 -
Fig. 30 Etapas de producción de un pozo horizontal con varias etapas de fracturamiento	- 52 -
Fig. 31 Perfiles de presión simulados en un yacimiento	- 54 -
Fig. 32 Gráfica diagnóstico donde se pueden ver las geometrías presentes	- 55 -
Fig. 33 Compresibilidad total del sistema y sus componentes	- 56 -
Fig. 34 Caso en el que se basa la simulación.....	- 57 -
Fig. 35 (a) Gráfica S_o vs x con incremento del tiempo tomado de un caso simulado.....	- 58 -
Fig. 36 Historial del producción del Pozo 16/26 A9	- 63 -
Fig. 37 Comportamiento típico de la declinación exponencial	- 65 -
Fig. 38 Sección del historial d producción de pozo 16/26 A9 con línea de tendencia	- 66 -
Fig. 39 a) Historial de producción en escala semilogarítmica con curva de declinación ajustada ...	- 66 -
Fig. 40 Comportamiento típico de la declinación hiperbólica grafica.....	- 67 -
Fig. 41 Comportamiento típico de declinación armónica	- 68 -
Fig. 42 Historial de producción del pozo 22/11 N-5 del campo Nelson en escala semilog con 7 curvas ajustadas	- 69 -

Fig. 43 Q vs t en escala normal con curvas de declinación ajustadas	- 71 -
Fig. 44 q_0+q_w y q_0 vs t en escala normal con curvas de declinación ajustadas	- 71 -
Fig. 45 Efecto del radio de drene en la duración del régimen transitorio de las curvas tipo	- 72 -
Fig. 46 Familia de curvas tipo graficadas en escala logarítmica	- 74 -
Fig. 47 Gráfica de <i>log q₀N_p vs log t</i> de los pozos Whitman	- 76 -
Fig. 48 a) <i>log{q₀, q_w, q_g, q_pq₀ + q_w}</i> vs <i>log t</i> con una pendiente de ¼ que es característico de flujo lineal de pozo Charlson Federal 14X-35H.....	- 79 -
Fig. 49 Historial de producción del pozo Charlson Federal 14X-35H.....	- 80 -
Fig. 50 Gráfica <i>log q₀No vs log t</i> del pozo Charlson Federal 14X-35H	- 81 -
Fig. 51 Gráfica <i>q₀ vs t (a, m)</i> para encontrar los parámetros <i>q₁ y q_∞</i>	- 82 -
Fig. 52 Cuatro pronósticos de producción comparados contra el perfil de producción original -	83 -
Fig. 53 Estimación de reservas usando los cuatro pronósticos de producción	- 83 -
Fig. 55 Gráfica de Factor de recuperación vs producción acumulada	- 89 -
Fig. 56 Grafica <i>N_p vs t^{1/2}</i> de los pozos usado para el caso práctico	- 94 -
Fig. A1 Como aproximar la derivada de la presión tomando en cuenta la dirección de la derivada	105 -
Fig. A2 Arreglo de las celdas en simulación numérica para hacer el sistema de ecuaciones -	105 -
Fig. A3 Tipos de malla que pueden usarse para simular matemáticamente un yacimiento ..-	106 -
Fig. A4 Arreglo de nodos centrados a la derecha y nodos distribuidos a la izquierda.....-	107 -
Fig. A5 Arreglo de nodos en un plano	- 108 -

TABLAS

Tabla 1 Clasificación Granulométrica de las Rocas Sedimentarias Clásticas.....	13 -
Tabla 2 Relación porosidad permeabilidad para rocas sedimentarias.....	16 -
Tabla 3 Sistema petrolero FULMAR	19 -
Tabla 4 Porosidades, permeabilidades y volúmenes de las unidades productivas FULMAR---	21 -
Tabla 5 Sistema petrolero del Campo Bakken.....	27 -
Tabla 6 Aproximaciones de la Integral Exponencial.....	44 -
Tabla 7 Valores de las Variables Adimensionales para diferentes geometrías de flujo	44 -
Tabla 8 Etapas de producción de MFHW usando el RGA para identificarlas	52 -
Tabla 9 Descomposición de la compresibilidad total.....	56 -
Tabla 10 Curvas de declinación ajustadas al pozo 22/11 N-5	70 -
Tabla 12 Base del modelo de ecuación diferencial para métodos de Ilk, Valko y Duong	75 -
Tabla 13 Parámetros <i>q₁ y q_∞</i> para cada línea de tendencia.....	81 -
Tabla 14 Parámetros <i>q₁ y q_∞</i> para cada línea de tendencia.....	84 -
Tabla 15 Modelo de declinación exponencial extendido de la producción	88 -
Tabla 16 Estadísticas sobre la cuenca del Bakken al 01/11/2017	92 -
Tabla 17 Información de los pozos seleccionados.....	93 -
Tabla 18 Curva de declinación ajustada a cada pozo.....	94 -
Tabla A1 Principales métodos parar resolver matrices de Sistemas de Ecuaciones Lineales--	109 -
Tabla C1 datos reportados en el servidor itportal sobre la producción del pozo 16/26 A9----	112 -
Tabla D1 datos reportados al servidor de itportal sobre el pozo 22/11 N-5.....	116 -

ANTECEDENTES

1.1 Propósitos, objetivos y limitaciones

1.1.1 Propósito

Tiene como objetivo la revisión del estado del arte de los diferentes modelos de curvas de declinación que pueden ser útiles para pronosticar el gasto de pozos que producen en cuencas de tight oil.

1.1.2 Objetivos

Hacer una revisión de la literatura de los modelos recientes que se han desarrollado para modelar la producción futura de los pozos productores en cuencas de tipo tight oil y demostrar con un caso práctico su uso. Para la producción de yacimientos de muy baja permeabilidad: tight oil, se implementó el fracturamiento hidráulico; con el fin de estimular las formaciones y aumentar la permeabilidad. Arps fue una de las primeras personas en documentar estudios enfocados en la declinación de la producción de los pozos. Él desarrolló las primeras curvas de declinación basándose en 3 modelos: armónico, exponencial e hiperbólico. Desde entonces ha pasado mucho tiempo que no se han desarrollado nuevos modelos. Hasta el 2008 que se comenzó a explotar los yacimientos de shale gas. Entre los años del 2009-2011 que se comenzó a desarrollar nuevos modelos más precisos para los pozos de tight oil y shale gas. (Valko, 2010) (Ilk, et. al, 2009) (Duong, 2011)

En esta tesis se explicarán los métodos y nuevos modelos que se han desarrollado hasta el momento, como el de Doung, Ilk y Valko; con mayor énfasis en el método de Duong. Usados para hacer pronósticos de producción especializados para tight oil y shale gas

Otro objetivo es analizar las diferencias que presentan los yacimientos convencionales y no convencionales en diferentes etapas del estudio de la cuenca. Desde el punto de vista de la caracterización estática y dinámica de yacimientos.

1.1.3 Limitaciones

La escasa información gratuita, la cotidianidad del tema y la no disponibilidad de los historiales de producción. Los estudios de curvas de declinación usan historiales de producción de varios años para hacer una estimación confiable.

1.2 La Importancia de las Curvas de Declinación

Surge el interés en las curvas de declinación usadas para estimar producciones futuras. Con ellas se elaboran pronósticos de producción para predecir las ganancias económicas que tendrá un proyecto. Al conocer las inversiones y los costos que estarán presentes en la vida del proyecto, el siguiente paso es hacer una evaluación económica para saber si nuestro proyecto será viable o no, así como conocer el rendimiento aproximado que se obtendrá al final de un periodo determinado o la tasa interna de retorno (TIR).

Los estudios de curvas de declinación requieren de menor información que cualquier otro estudio de yacimiento. Tan sólo con el historial de producción del pozo podemos empezar a usar métodos para medir la declinación y modelar su comportamiento futuro. Una vez que se conoce el comportamiento de la declinación se pueden hacer predicciones muy confiables. Por ejemplo para la SNY (*Simulación Numérica de Yacimientos*) necesitamos modelos geológicos, historiales de producción, desarrollo de un modelo matemático y un simulador, análisis PVT, etc.

Cabe mencionar que otras de las aplicaciones de las curvas de declinación son: incorporar reservas, estimar producciones, analizar el potencial de una cuenca, ayudar en la evaluación económica de un proyecto, auxiliar en el diseño de instalaciones superficiales estimando volúmenes y auxiliar en la implementación de un sistema de recuperación mejorada.

Algo muy importante que se debe mencionar es que el método de curvas de declinación (*Decline Curve Analysis*, DCA en inglés) sólo puede ser usado cuando el yacimiento se encuentra bajo saturado. Dicho en otras palabras, cuando los pozos están produciendo con una presión mayor a la presión de burbuja ($P_{\text{yacimiento}} > P_b$). En caso de que se llegara la Presión de Burbuja P_b , no se podrá usar este método porque las estimaciones serán incorrectas. En este caso, se debe usar simulación numérica de yacimientos utilizando el modelo que mejor represente la cuenca.

1.3 ¿Cómo ayudan las curvas de declinación en la Evaluación Económica?

Se evalúa un proyecto económicamente para saber si será factible, pero ¿cómo se conocerán las ganancias generadas al desarrollar un campo teniendo un 90% certeza que suceda? Es por esto que son de gran ayuda las curvas de declinación ya que se pueden usar para hacer un análisis de la producción (pronóstico de producción) de los pozos que serán perforados. Lo que sigue sería hacer un estimado o pronóstico del precio del barril en el tiempo de 1 a 5 años. Se sugiere basarse en los valores de la oferta y demanda para estimar el precio futuro. Con esto se puede estimar las ganancias que se tendrían por la producción de aceite, gas y condensado.

Al generar un pronóstico de producción, un escenario pesimista sería el más confiable. Se pueden usar campos análogos para obtener información (producción inicial, tasa de declinación, tipo de yacimiento) y correr una simulación del escenario. Requieren de menor tiempo a diferencia de la corrida de un modelo de simulación numérica de yacimientos.

Las curvas de declinación dan como resultado producciones de aceite en función del tiempo, suponiendo que el pozo no dejase de producir en ningún día. Esto junto con el precio del barril y

de la divisa puede ayudar a estimar los ingresos del proyecto. Existe una alta incertidumbre por estar variando tres variables que cambian en el tiempo, pero las curvas de declinación dan resultados muy confiables conociendo los parámetros correctos (q_i, D y b) en el caso de un pozo exploratorio. En la figura 1 aprecia cómo las curvas de declinación generan una evaluación económica rentable e infalible. Las curvas de declinación generan perfiles de producción por pozo, área licitada o campo; que con las características esperadas del crudo ($^{\circ}$ API, %S, RGA) se pueden estimar ganancias. Conociendo las ganancias, costos e inversiones es muy sencillo realizar la evaluación económica.

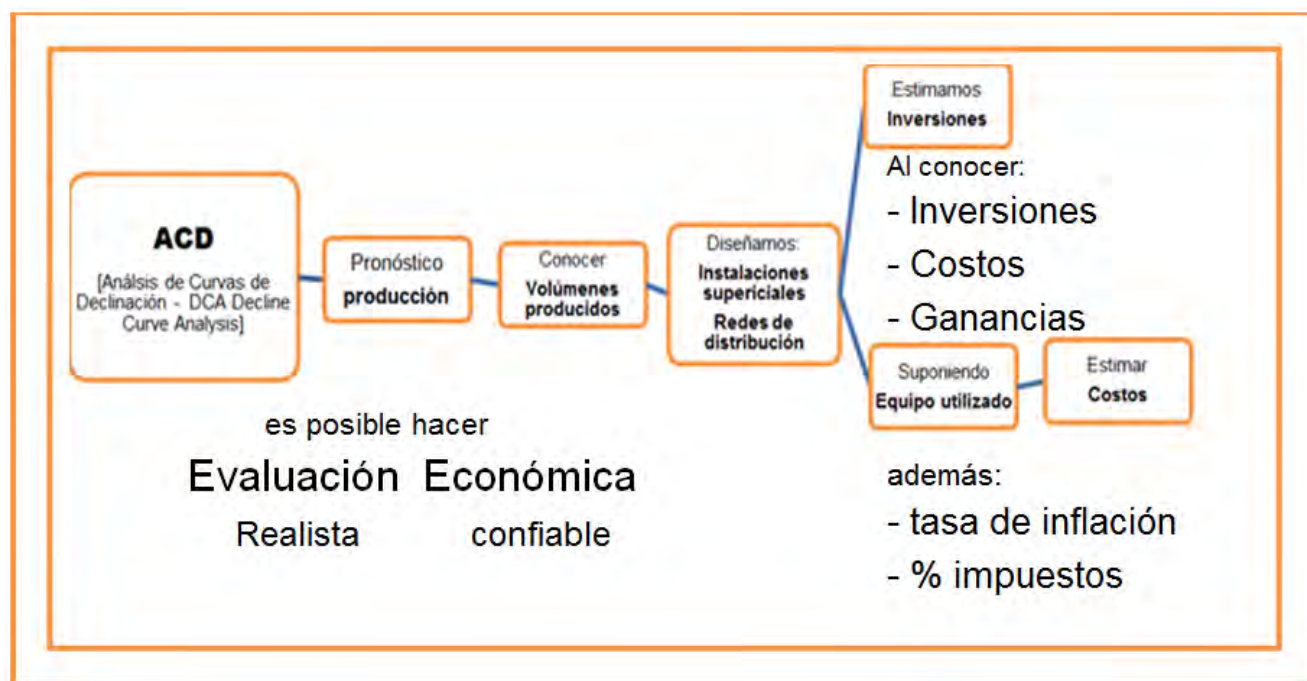


Fig. 1 Evaluación Económica

1.4 Recursos no Convencionales

Los recursos en el mundo están clasificados de muchas formas pero en el argot petrolero se tienen los convencionales y no convencionales. El Aceite de lutitas (Tight Oil en inglés) es un recurso no convencional ya que un pozo perforado en una cuenca de este tipo no fluiría naturalmente debido a su baja permeabilidad aunque, la formación presente grandes volúmenes de hidrocarburos el aceite se encuentra atrapado debido a la muy baja permeabilidad. La permeabilidad no es más que el área de los poros interconectados por los que es posible el paso de cualquier tipo de fluido. Como en este caso fluirían los hidrocarburos de la roca generadora al paso de migración. Los recursos no convencionales son más explotado en las Cuencas estadounidense como: Eagle Ford, Utica, Niobrara, Bakken o en Canadá en la Cuenca Anticosti o en las cuencas marítimas centrales. En México por citar un ejemplo son los estratos turbidíticos de Chicontepec. Un ejemplo en África es el campo Tango. El campo Tango contiene crudo extrapesado (12° API) con una viscosidad promedio de 2,000 cp.

Para superar este obstáculo se ha desarrollado la perforación horizontal seguida de varias etapas de fracturamiento hidráulico. Primero se perfora verticalmente el pozo y cuando se alcanza el *KOP Kick Off Point* la inclinación del pozo cambia gradualmente hasta alcanzar un ángulo horizontal o parecido a éste y se continúa la perforación hasta alcanzarse los metros desarrollados planeados. Este modelo de perforación se usa en las macro-peras, que son áreas terrestres con varios contrapozos y los pozos son perforados direccionalmente para alcanzar diferentes ubicaciones del yacimiento, así se minimiza el área ocupada por el pozo y todas las producciones pueden ser separadas y almacenadas en una instalación superficial. Las macro-peras también pueden tener iniciarse con un vertical del cual nacen ramas que son apuntadas a diferentes profundidades y ubicaciones del yacimiento.

Las ondas de presión en un yacimiento siempre van a difundirse en toda su extensión, pero la rapidez con la que viajen variará dependiendo de la permeabilidad de la formación. En las formaciones de tight oil las ondas tardarán mucho más tiempo en alcanzar las fronteras del yacimiento complicando la caracterización dinámica. Este es un ejemplo de la diferencia del comportamiento de los yacimientos convencionales y no convencionales.

En esta tesis se hablará sobre las nuevas curvas de declinación, diferentes a la armónica, exponencial e hiperbólica para hacer estimaciones en pozos que produzcan aceite de formaciones poco permeables que se les haya hecho un fracturamiento hidráulico.

Se iniciará con los estudios realizados en la tesis de Maestría de Linnea Lund (2014) y las investigaciones en la rama de Shale gas. En las cuales, se puede rescatar que son comportamientos similares pero contraponiendo que la viscosidad del gas es aproximadamente una cincomilésima parte de la viscosidad de un aceite ligero. Que sería el tipo de crudo que se produciría en una cuenta de tight oil.

Viscosidad de una mezcla de gas a las condiciones de $P= 1 \text{ atm}$, $T=93.3 \text{ }^\circ\text{C}$ ($P= 14.7\text{psi}$, $T=200 \text{ }^\circ\text{F}$)

$$\mu_g = 0.01247 \text{ [cp]}$$

Viscosidad de la misma mezcla de gases a condiciones de yacimiento: $P= 142 \text{ atm}$, $T=104 \text{ }^\circ\text{C}$ ($P= 2,100 \text{ psi}$, $T=220 \text{ }^\circ\text{F}$)

$$\mu_g = 0.01946 \text{ [cp]}$$

Viscosidad de un aceite ligero $\text{API}^\circ > 31^\circ$

$$\mu_o = 100 \text{ [cp]}$$

Por lo tanto,

$$\frac{\mu_o}{\mu_g} = \frac{100 \text{ cp}}{0.01946 \text{ cp}} = 5138.7$$

Tomando en cuenta este análisis se puede ver que algunas de las propiedades analizadas cambian; como es la viscosidad, pero la permeabilidad en la fractura y medio poroso queda

constante. Se pueden tomar algunas de las investigaciones y curvas de declinación desarrolladas para shale gas y usar el concepto inverso de la pseudopresión para usarla en fluido líquidos.

1.5 Fracturamiento Hidráulico

Es el proceso por el cual inyecta un fluido a presión a la roca hasta crear fracturas o múltiple fracturamiento. Se usa para fracturar rocas que contengan una saturación económicamente considerable de hidrocarburos. Una razón para usar el fracturamiento es porque la formación tiene porosidad promedio buena pero sus poros no están interconectados [$\phi_{\text{efectiva}} > \phi_{\text{total}}$] de tal forma que al fracturar la ϕ_{efectiva} aumente. Tiene la finalidad de aumentar la permeabilidad original k , debido que es del orden de micro a nano Darcies ($1 \times 10^{-6} - 1 \times 10^{-9}$ D) para el caso de los yacimientos no convencionales. Como se puede ver en la fig. 2 este es un proceso diseñado de tal forma que las fracturas alcancen una longitud planeada y el radio de drene aumenta. Se bombea el apuntalante junto con el fluido de tal forma que al iniciarse la fisura el apuntalante entre en ella y cuando se libere la presión el apuntalante impida que la fisura se cierre en su totalidad. El apuntalante tiene que ser lo suficientemente resistente para no deformarse ya que estará sujeto a los esfuerzos [sobrecarga, horizontal y vertical].

Los apuntalantes son materiales diseñados para que tengan un diámetro y esfericidad específicos, así al estar en contacto uno contra otro; como si fueran granos de arena, generen un conducto artificial por el cual circulan los hidrocarburos. Mejor conocido como permeabilidad artificial $K_{\text{artificial}}$.

Se realiza el fracturamiento hidráulico para estimular el pozo, de tal forma que a través de inducir fracturas se aumente la permeabilidad y la producción. El fracturamiento se realiza tanto en pozos verticales como en pozos direccionales u horizontales. La ejecución de un programa de fracturamiento hidráulico se lleva a cabo después de realizar la terminación del pozo y tomar registros.

Se escogen las zonas con mayor saturación para ser fracturadas. Se selecciona el radio de drene y por ende la longitud deseada de la fractura. Se diseña el fluido fracturante (densidad, viscosidad, base acuosa o aceite, apuntalante).

Se diseña el esquema de bombeo con base a la prueba de goteo y los valores de presión crítica, presión de cierre y presión de fractura.

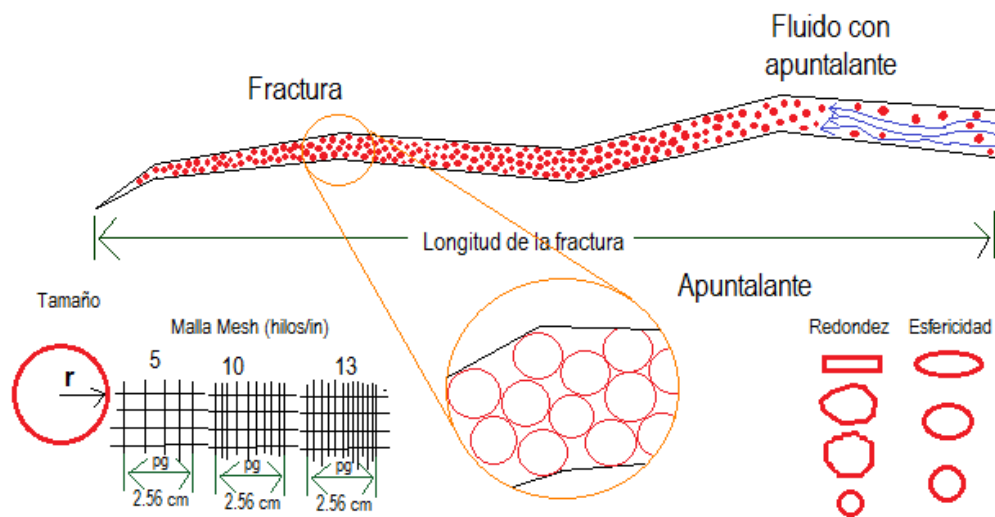


Fig. 2 Fractura y características del apuntalante

En la fig. 3 se puede apreciar el diagrama de un área licitada donde se perforó un pozo horizontal y se generaron múltiples etapas de fracturamiento para producir el estrato de lutitas, el cual tienen un permeabilidad original pequeña. También puede apreciarse que cuantas tuberías de revestimiento tiene el pozo y a que profundidades están asentadas.

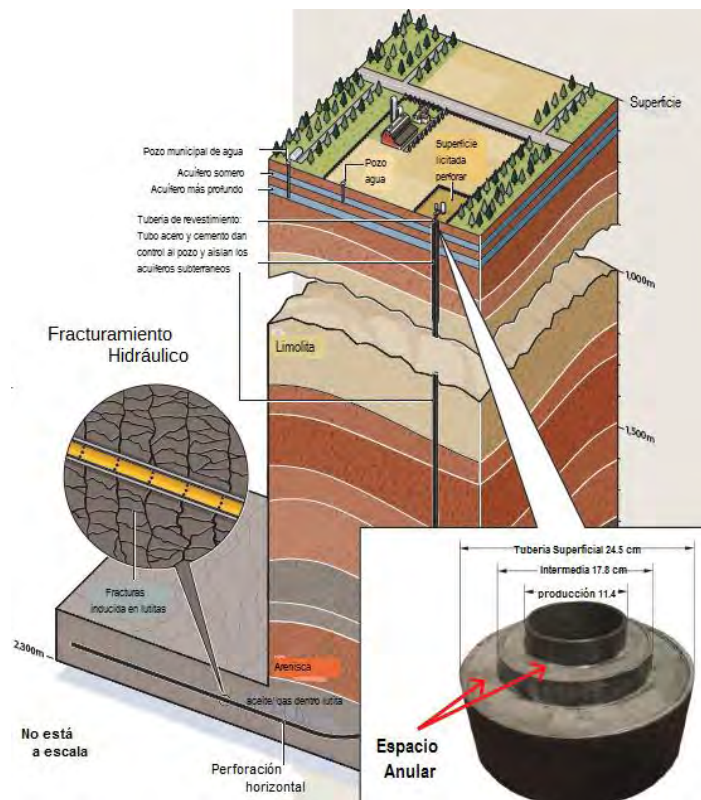


Fig. 3 Diagrama de área licitada con pozo horizontal con fracturamiento hidráulico (Canadian Society of Unconventional Resources, 2012)

CAPÍTULO 2

GEOLOGÍA DE YACIMIENTO NO CONVENCIONAL

2.1 Características y " El por qué "

Empezando por los conceptos más básicos y se explicará como funciona un yacimiento, con el fin de que en los siguientes capítulos se entienda "el por qué" se utiliza cada tipo de curva de declinación.

Se plantearán los conceptos de: yacimiento convencional/no convencional y del sistema petrolero. Son de suma importancia para analizar los yacimientos y entender cómo interactúan los fluidos en el subsuelo. También, es la base para desarrollar cualquier trabajo que tenga que ver con Geología de Exploración y Explotación, como para la planeación de un programa de recuperación mejorada, la ubicación de un pozo de inyección, determinación de reservas, etc.

2.2 Yacimiento Convencional y no Convencional

2.2.1 Yacimientos Convencionales

Un yacimiento convencional tiene que cumplir con todos los elementos del sistema petrolero, su roca almacenadora tiene la permeabilidad suficiente para que fluyan los hidrocarburos y los fluidos tienen propiedades de viscosidad y densidad para su flujo. Es aquel que después de perforarse un pozo tiene la capacidad de llevar a superficie volúmenes rentables de producción con su energía natural (presión inicial del yacimiento). Éstas son en pocas palabras las características más representativas de los yacimientos convencionales.

Los mecanismos de empuje que imperan en los yacimientos convencionales son: empuje por expansión del sistema roca-fluido, empuje por expansión del gas disuelto en el aceite, empuje por segregación gravitacional, empuje por la admisión de agua del acuífero, empuje por la expansión del casquete de gas. A diferencia de otro tipo de yacimientos en los que podemos encontrar otro tipo de mecanismos de empuje.

2.2.2 Yacimientos no Convencionales

Hay varias formas de definir un yacimiento no convencional. La definición primordial es aquel prospecto que contenga hidrocarburos atrapados en una roca de una cuenca, por ejemplo una trampa [estratigráfica, estructural], pero que no sean posibles extraer dada la falta de tecnología y/o los métodos necesarios. Se puede ejemplificar en esta definición el gas en lutitas [*shale gas*] que no fue hasta que se implementaron las técnicas de múltiples fracturamientos hidráulicos que paso de ser de un recurso no convencional a uno explotable.

Los yacimientos no convencionales se diferencian de dos formas. Ya sea porque sus características geológicas no le permiten a la roca almacenadora expulsar petróleo para que el pozo sea rentable y la segunda, que el fluido sea tan viscoso que no puede fluir naturalmente por

la tubería de producción. Éstos son unos ejemplos, pero a continuación profundizaremos en lo que son los yacimientos no convencionales.

Se pueden encontrar yacimientos no convencionales dependiendo de sus características de dos formas: geológica y química. Desde el punto de vista geológico, las características de la roca como: baja permeabilidad, escasa porosidad efectiva o altos esfuerzos efectivos sobre la roca. Desde el punto de vista químico, las propiedades del fluido como: alta viscosidad, baja relación gas aceite, baja presión o alto contenido de Azufre o Dióxido de Carbono, que corroe la tubería de explotación (Leveille, 2012). Algunos ejemplos de yacimientos no convencionales son: *Three Forks* [Tres Tenedores] en el Bakken, Campo Jilin en China y la Cuenca de Cauvery en India.

2.3 Generación del Petróleo

El proceso por el cual se generan los hidrocarburos es muy complejo, en él se involucran varios subprocesos como: muchas reacciones químicas, fenómenos físicos y procesos biológicos de descomposición.

Las reacciones de degradación debido a las bacterias se dan en los primeros metros de sepultamiento de la materia orgánica. Es aquí donde la actividad bacteriana es extremadamente común. Las bacterias a través de enzimas ayudan a descomponer las estructuras celulares dejando atrás estructuras simples como aminoácidos, lípidos. Ya que lo que ellas buscan carbohidratos para alimentarse y obtener energía.

Los fenómenos físicos más importantes para la generación del petróleo se generan al descender por la corteza terrestre. La conducción térmica es una propiedad de la materia de mucha importancia para que se generen los gradientes geotérmicos. Como se sabe el gradiente geotérmico promedio de la Corteza Terrestre es 1 °C por cada 33 metros que se descienden. El aumento de temperatura provoca que la descomposición de la materia aumente dejando a su paso biopartículas cada vez más sencillas que después de segregarse gravitacionalmente dejarán una fracción de lo que conocemos como hidrocarburos. Este tipo de degradación a diferencia de la producida por bacterias es debido a que los enlaces de las biopartículas son rotos fácilmente con un aumento de la temperatura y presión. Otro fenómeno que se genera con el sepultamiento es el aumento de la presión. Cuando existe una interconexión entre los poros de los sedimentos, el gradiente mínimo de presión que se encuentra es el hidrostático suponiendo que los poros está saturada por agua.

Estos son los procesos por los que pasa la materia orgánica que es sepultada en un ambiente sedimentario terrestre o lacustre. La diferencia entre los ambientes sedimentarios es que en el terrestre la materia orgánica está en contacto con la atmósfera y en el marino o lacustre es un ambiente anaerobio.

La materia orgánica después de pasar por varios procesos se convierte en kerógeno. El kerógeno es un término usado para designar la parte de las rocas sedimentarias que no es soluble en medios acuosos ni en solventes alcalinos. El antecesor del kerógeno es "humin" y la diferencia entre éstos, es que hay una fracción hidrolizada en el humin. El kerógeno es la fuente

de carbono orgánico más abundante en la Tierra. El bitumen es la parte de las rocas sedimentarias que es soluble en solventes orgánicos.

Los tipos de kerógenos que se pueden encontrar son el sapropélico que es producto de la descomposición y polimerización de la materia algacea y herbácea. Es depositada en ambientes con bajo contenido de oxígenos atmosférico, normalmente ambientes acuáticos. El kerógeno tipo húmico que es producto de la descomposición de plantas terrestres superiores. Es depositado en ambientes con mucho oxígeno atmosférico, como ambientes terrígenos sedimentarios.

El origen de los hidrocarburos puede ser biogenético [origen biológico] o termogenético [origen debido al aumento de la temperatura y descomposición del kerógeno]. Debido a esto es importante el gradiente geotérmico y el gradiente de presión. Los factores que comienzan a convertir el kerógeno en petróleo después de haber pasado por los procesos: degradación bacteriana, sepultamiento, compactación, son el aumento de temperatura que indica el principio de la Diagénesis y continuando la Catagénesis. En la Diagénesis no se alcanza la temperatura suficiente para que se generen altos rendimientos de aceite por cada gramo de carbono total en la roca. En la Catagénesis se alcanza la temperatura óptima para que la reacción se dé por millones de años. A esta condición especial de presión y temperatura se le conoce como Ventana de generación del aceite y también la Ventana de generación del gas que se da en la Metagénesis. Cuando se han alcanzado temperaturas más altas. La ventana de generación del aceite está entre los 60 °C a los 115 °C (Tissot, 1984) como se ve en la fig. 4. En la figura 4 se puede ver que la temperatura a la cual se alcanza la PZOF –*Principal zone of oil generation*– depende del tipo de kerógeno y la presión de la columna litoestática, por esto la ventana de generación del aceite es alcanzada en la Cuenca de Paris a 60 °C a diferencia en la Cuenca Uinta que se alcanza a los 100 °C. Estas diferencias en las ventanas de generación del aceite son muy importantes y deben tomarse en cuenta cuando se busca si el aceite es maduro o sobremadurado.

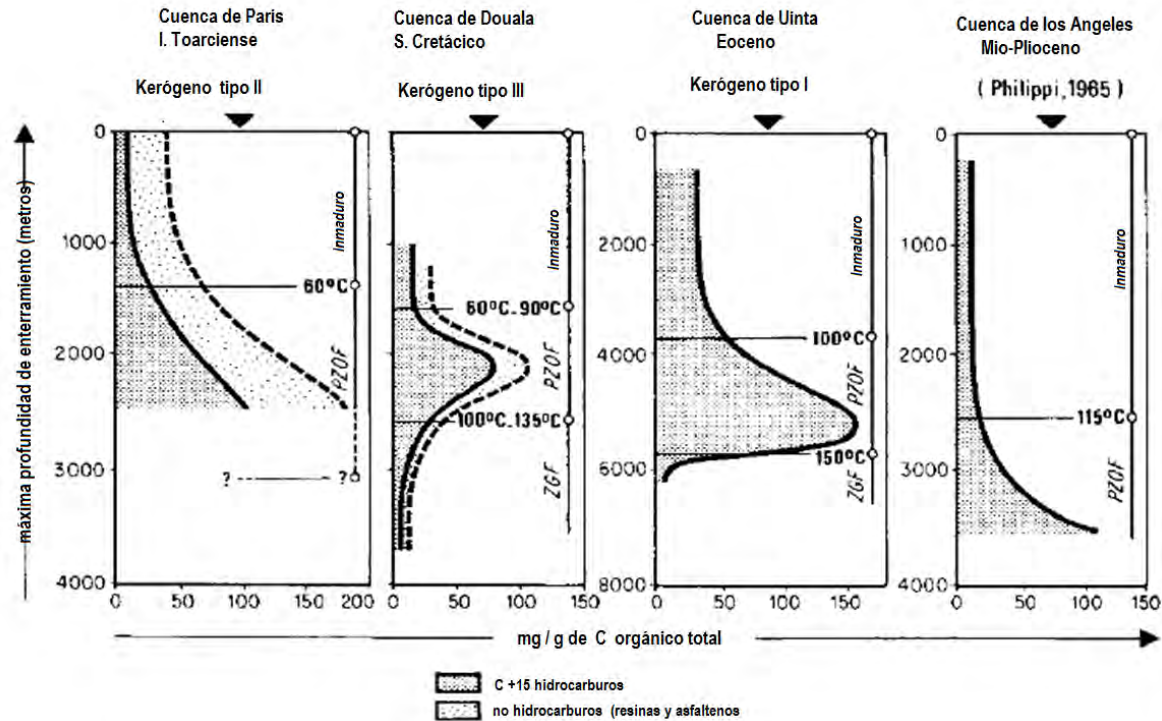


Fig. 4 Ventana Generación del Petróleo a diferentes condiciones, PZOF -Principal zone of oil generation-, ZGF-Zone of gas generation by cracking - modificado de ... (Tissot, 1984, pp 180)

2.4 Sistema Petrolero

Es un esquema creado para organizar las partes que conforman un yacimiento y analizar cada una de tal forma que podamos planear eficientemente la explotación del yacimiento. También es un sistema que ocurre naturalmente, que incluye todos los elementos y procesos geológicamente esenciales para que un yacimiento de hidrocarburos exista en la naturaleza.

Éste es un concepto creado en la ingeniería para representar el sistema petrolero: se generan los hidrocarburos, analizar el sistema en el cual están atrapados los hidrocarburos y por el cual se desplazaran los fluidos ya sea migrando o en el pozo. Aquí se analizan muchos factores que están contenidos dentro de los elementos del sistema petrolero.

En la figura 5 se puede ver un esquema del sistema petrolero convencional, donde el yacimiento está en una cuenca sinclinal y el paso de migración es una falla conductiva por donde se desplazan los hidrocarburos de la roca generadora a la roca almacenadora. La roca generadora se encuentra en la ventana de generación del aceite y la roca almacenadora cuenta con un sello superior (trampa estructural). Las fases (agua, aceite y gas) dentro de la roca almacenadora están segregadas, cuentan con un casquete de gas y un acuífero asociado.

Los elementos que conforman un sistema petrolero son:

- Roca Generadora

- Migración
- Roca Almacenadora
- Roca Sello/ Trampa
- Sincronía

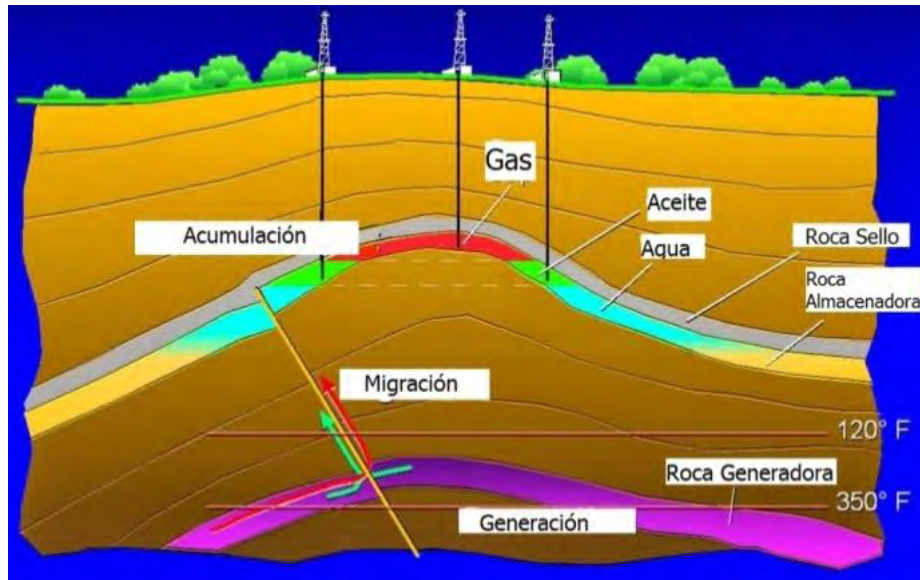


Fig. 5 Esquema del sistema petrolero Convencional (Elsadany, 2013)

2.4.1 Roca generadora

Es el primer elemento del sistema petrolero y su importancia radica en que se generan los hidrocarburos y dependiendo de las características de ésta, determinará el estado de los hidrocarburos [líquidos, gaseosos o combinación de los ambos] y muchas de sus propiedades [viscosidad, RGA, grados °API o gravedad específica, presión de burbuja y rocío, % H₂S, CO₂, N₂, etc.]. En él se analizan: tipo de materia orgánica contenida, COT, edad geológica, profundidad, tipo de roca y su clasificación granulométrica, volumen de la roca, condiciones térmicas, rendimiento. A continuación se describirá brevemente cada una. En la fig. 6 se puede ver los conceptos básicos que dan lugar al sistema petrolero y como se relaciona entre sí.

Procesos del Sistema Petrolero



Fig. 6 Procesos que dan lugar a la formación y acumulación del petróleo

Tipo de materia orgánica contenida: Se refiere al tipo de kerógeno precursor de los hidrocarburos [Tipo I, Tipo II o Tipo III]. Con él se sabrá qué tipo de composición química tiene el aceite y gas. Aceite ligero, intermedio, pesado o extrapesado. Predecir los valores de viscosidad que puede tener y la RGA o gas disuelto en el aceite que contenga el hidrocarburo.

COT, Carbono Orgánico Total: es la fracción de carbono de origen biológico que se encuentra en una roca entre el peso de roca. Esta materia será la que después de ser sepultada, compacta y sometida procesos térmicos dará origen al kerógeno y finalmente a los hidrocarburos. Se mide en porcentaje sobre cada gramo de matriz de la roca.

Edad Geológica: Es el Tiempo geológico en el cual fueron depositados los sedimentos que dan origen a la roca generadora. Se puede indagar de diferentes maneras. Con un núcleo tomado del pozo podríamos hacer una prueba de C^{14} . Pero, en geología de campo se puede lograr tomando una muestra de la roca y haciéndole una prueba de C^{14} . Otra forma de conocer la Edad es con la paleontología, analizando los microorganismos fósiles vistos en el microscopio.

Profundidad: Conocer la profundidad a la que se encuentra nos ayudará a saber junto con el gradiente geotérmico y de presión a la que estará sujeta la roca generadora o cualquier otro elemento del sistema petrolero.

Clasificación de la roca y granulometría: Saber si la roca generadora se divide en tres grandes familias: ígneas, sedimentarias y metamórficas y una subclasificación por ejemplo dentro de las sedimentarias: detríticas o evaporíticas, da la pauta para determinar en que ambiente de depósito o sedimentario se formó el estrato o si es una intrusión de un dique batolítico u otra cosa. Esto sirve para conocer las propiedades de porosidad y permeabilidad que pudiesen tener la roca debido a los minerales que forman la matriz o hacer una analogía con rocas de mineralogía similar, pero de diferentes ubicaciones. Al saber el tipo de roca con la que se trabaja se puede indagar la dureza y otras propiedades. Conocer la mineralogía de la roca ayudara al perforador a diseñar de manera correcta el plan de perforación y por ende la base del fluido de

perforación que mejor convenga. En la tabla 1 se ve una clasificación simple de las rocas sedimentarias.

Tabla 1 Clasificación Granulométrica de las Rocas Sedimentarias Clásticas (Atterberg,1891)

Clasificación de suelos (Atterberg)		
Dimensiones de la partícula elemental (mm)	Atterberg-Sistema Internacional	Nombre de la Roca
< 0.001	Arcilla	Arcilla
< 0.002		Limo Fino
0.005	Limo	Limo Medio
0.01		
0.02		Limo Gueso
0.05	Arena Fina	Arena Fina
0.1		
0.25		Arena Media
0.2		
0.5	Arena Guesa	Arena Guesa
1		
2		
3	Grava Fina	Grava
5		
10	Grava Guesa	Grava Guesa/Piedras
20		
> 20.0		

Volumen de la roca: Sirve para estimar la cantidad de volumen de fluido que podría estar contenido en la cuenca. Se tiene que conocer la porosidad y saturaciones basado en estudios de núcleos para calcularlo. De aquí se puede estimar el volumen original de hidrocarburos in-situ y asignando un factor de recuperación se estiman las reservas. Se puede calcular de diferentes maneras. Haciendo modelos de figuras geométricas simples como prisma que después se doblan para simular los plegamientos o usando elemento finito para calcular el volumen aproximado.

Condiciones térmicas: Se conoce al perforar si se mide el gradiente geotérmico del pozo. Con él se calculará la temperatura que se encuentra la roca generadora y se podrá estimar a mayores profundidades la temperatura o por analogía saber aproximadamente la temperatura que tendrá cierta profundidad si nos desplazáramos lateralmente la ubicación. Es muy importante conocer la

temperatura y la mecánica del suelo y subsuelo para saber si la roca generadora alcanzó la madurez ideal y si estuvo el tiempo indicado en la ventana de generación del aceite.

Rendimiento: Es el volumen de aceite [mg] producido por cada gramo de carbono orgánico total en un volumen unitario de roca cuando está alcanzado las condiciones de la ventana de generación de aceite. Este volumen es producido en una unidad de tiempo. Con él se puede aproximar el volumen de hidrocarburos producidos en la cuenca a través de los millones de años en los que se mantuvo a la temperatura de la ventana de generación del aceite. Cómo se puede observar en la fig. 4. en el tema 2.3 donde se ven los ejemplos de ventanas de generación en 4 cuencas diferentes.

2.4.2 Migración

Proceso mediante el cual los hidrocarburos se mueven de una ubicación a otra haciendo uso de los estratos de mayor permeabilidad hasta no fluir debido a una trampa. Los tipos de migración son: primaria y secundaria.

El movimiento se produce debido a la fuerza de flotación. Ésta empuja a los fluidos de zonas de mayor potencial a de menor energía potencial [presión] o hacia contenedores donde el fluido ya no puede moverse y queda atrapado.

2.4.2.1 Migración primaria

Es el movimiento de hidrocarburos a través de los poros interconectados dentro de la roca generadora. Cuando el kerógeno se transforma en petróleo y comienza a moverse por la diferencia de densidades entre el agua que moja a la roca y la densidad del petróleo con gas disuelto. Como en la fig. 7.

La migración primaria se origina dentro de la roca generadora cuando ésta se compacta y alcanza la ventana de generación de hidrocarburos, el kerógeno se transforma en gas o líquido y estos comienzan a moverse en la roca generadora. (Tissot, 1984, pp.294)

2.4.2.2 Migración secundaria

Se lleva a cabo a lo largo de la roca almacenadora, hasta que los fluidos hacen contacto con la trampa e impide su movimiento, o escape a la superficie como en la fig. 7.

La migración secundaria se origina cuando la HC's se desplazan dentro de la tierra por formaciones permeables que no cuentan con un sello para que impida que se sigan moviendo. Así continuarán su recorrido hasta que queden atrapados en una trampa. (Tissot, 1984, pp.295)

La migración también puede ser lateral y vertical. La migración lateral son los desplazamientos de fluidos en el interior de una formación de la misma edad geológica (Elia, 2013). La migración

vertical o transversal son desplazamientos de forma perpendicular a los límites cronoestratigráficos; los fluidos se mueven a formaciones de edades geológicas diferentes.

También existe el término de desmigración que se atribuye a los hidrocarburos que se escapan de las trampas hacia otros lugares después de alcanzar el volumen máximo que pueden contener la trampa.

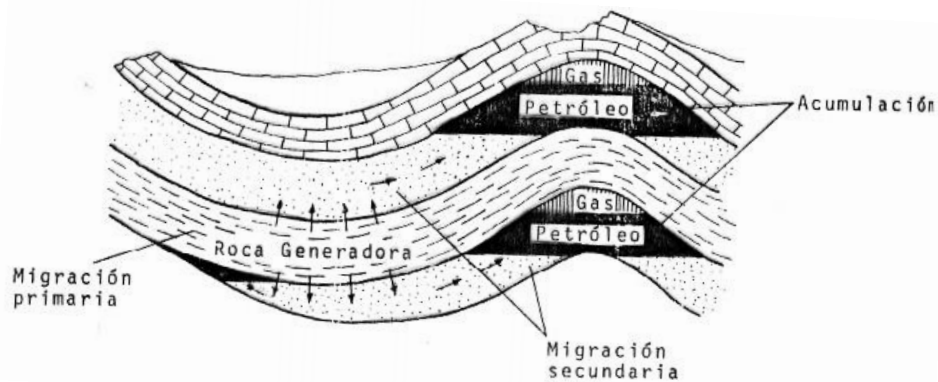


Fig. 7 Migración Primaria y Secundaria (Tissot, 1958, pg. 294)

2.4.3 Roca Almacenadora

Sus características primordiales son: permeabilidad y porosidad. Mientras los hidrocarburos migran secundariamente quedan almacenados en esta roca y empiezan a acumularse a causa de un obstáculo que no les permite seguir viajando por el canal de alta permeabilidad. A este obstáculo que es más una estructura se le conoce como "Trampa". De la cual se hablará más adelante.

El almacén debe de ser poroso y los poros deben de estar interconectados para que puedan fluir los hidrocarburos. Por ejemplo, se puede tener una pumita que es una roca muy porosa pero es una mala roca almacenadora ya que sus poros no están interconectados.

Las gargantas de poro deben de ser menor al máximo ($r = 1 \times 10^{-6} [m]$) requerido ya que los fluidos se quedarán atrapados debido a las fuerzas capilares y viscosas. Las rocas almacenadoras pueden ser de origen detrítico o evaporíticas [precitados, ambiente marino]. Dentro de las rocas detríticas o clásticas se puede encontrar las areniscas, lutitas, limonitas, grauwacas [graywackes], conglomerados. Algunos como las areniscas bien clasificadas u ordenadas pueden alcanzar valores de porosidad de 15-25% que resultaran en excelentes yacimientos. También se puede encontrar muy buenas rocas almacenadoras de origen evaporítico como los carbonatos, que tienen una porosidad primaria muy pequeña por ser precipitaciones, pero la porosidad secundaria debido a los sistemas de fracturas los hacen los mejores yacimientos alrededor del mundo. Como se ve en la tabla 2 se puede encontrar una relación lineal entre la porosidad y la permeabilidad en las rocas clásticas. Esta relación lineal sólo aplica para rocas sedimentarias y de preferencia en areniscas.

Tabla 2 Relación porosidad permeabilidad para rocas sedimentarias

Porosidad %	Valoración	Permeabilidad mD
0-5	no se toma en cuenta	0.001
5-10	Pobre	0.1
10-15	Suficiente	10
15-25	Buena	10 - 100
20-25	Muy buena	100 - 1000

2.4.4 Roca Sello/ Trampa

La Roca Sello debe ser un estrato superior a la roca almacenadora que tenga una permeabilidad tan baja que sea considerada impermeable. Esto generará una obstrucción que impedirá que el aceite siga migrando verticalmente u horizontalmente, así comenzará su acumulación en la cuenca o roca almacenadora.

El Sello puede tener una geometría parecida a la de un balde invertido, el aceite se queda atorado en la parte con forma de sello como cuando flota una burbuja de aire en el agua y hay algo que le impide llegar a la superficie. El Sello es efectivo hasta el plano de derrame en el cual los hidrocarburos comenzarán a escapar o migrar. El plano de derrame se forma con los límites verticales inferiores de la roca sello. Después de que el sello se ha llenado totalmente los hidrocarburos se desbordan de la trampa y comienzan a migrar a otra parte.

La trampa en el argot petrolero se refiere a la estructura o forma que tiene la roca sello. Su característica principal es su forma convexa hacia el centro de la Tierra que se le atribuye una forma de contenedor. Se pueden clasificar las trampas de 3 formas: trampa estratigráfica, trampas estructurales y trampas mixtas o combinadas. Las trampas estratigráficas se generan por el cambio de facies o eventos de depositación [regresiones o transgresiones]. Las trampas estructurales son generadas por tectonismo, plegamiento de estratos que forman los anticlinales, por movimientos de la sal alóctona que generan domos salinos o también por planos de falla que ponen en contacto estrato permeable con impermeables cuando se desplazan verticalmente. Para finalizar, se pueden encontrar trampas mixtas o combinadas en las que se presente tanto trampas estructurales como estratigráficas.

Se pueden encontrar un tercer tipo de trampa que son generadas por la hidrodinámica del agua que moja a la roca cuando esta se desplaza en dirección opuesta a la fuerza de flotación del petróleo. Cuando la fuerza hidrodinámica es más grande que la fuerza de flotación, ésta impedirá que las gotas de aceite se muevan en sentido de la flotación, dicho en otras palabras que migren.

Las trampas deben de tener sellos verticales y superiores de tal forma que se asemejen a un contenedor invertido. La capacidad máxima de almacenamiento de la trampa es el volumen entre el punto más alto de la trampa y el plano de derrame. Las trampas no están llenas de hidrocarburos en el sentido de que hay una saturación irreductible de agua. Las trampas

estructurales son más fáciles de encontrar con métodos de exploración geofísica a diferencia de las trampas estratigráficas.

Normalmente, las trampas estructurales se originan por fallas (normales, inversas, cabalgaduras, de cualquier tipo). Las fallas pueden ser fallas activas que no están selladas o las fallas inactivas que no permiten que fluyan fluidos a través de ellas.

Las trampas Estratigráficas están relacionadas a cambios de facies o ambientes de depositación. También son asociados a la erosión y redepositación. Algunos ejemplos son Barras de arena que forman barreras, zonas deltaicas de depositación, atolones que están rodeados por zonas arrecifales carbonatadas.

2.4.5 Sincronía

Es el último elemento del sistema petrolero y se refiere a que todos los elementos estén presentes en el mismo momento. De tal forma que cada evento se de simultáneamente y no excluyentemente. Un ejemplo sería que se tenga la roca generadora en el Titónico del Jurásico superior y la trampa se encuentre en el Toarciense del Jurásico inferior, el paso de migración se da por un sistema de fracturas y la roca almacenadora se encuentra en arenas del Eoceno. Aquí están presentes con los 4 elementos del sistema petrolero pero la acumulación no se podrá dar por que la trampa se encuentra por debajo de la roca generadora. Al menos de que existieran rocas más permeables en la parte inferior y sirvieran de paso en sentido al centro de la Tierra. Otro ejemplo que se puede citar es si se tuviera una roca generadora en el Carniense del Triásico Superior sujeta a condiciones de 260 °C y una presión promedio de 6000 psi por más de 900 millones de años. Se tiene una roca almacenadora en carbonatos naturalmente fracturados con un sello generado por una trampa estratigráfica de cambio de facie y los pasos de migración se debe a falla y sistema de fracturas de los carbonatos. Pero no se encontrará petróleo ya que las condiciones de temperatura han superado por mucho a las de la ventana de generación del aceite y gas por lo que probablemente se encuentre sea carbón mineral. Como se ve la sincronía incluye la cronología y ubicación de los elementos del sistema petrolero de tal forma que se encuentre en el tiempo y lugar indicados para que se dé un yacimiento.

2.5 Sistema Petrolero no Convencional

Los sistemas petroleros no convencionales son aquellos en los cuales se encuentran rocas generadoras con propiedades muy buenas como: $\phi = 20\%$, porosidad promedio; $S_o = 65\%$; $S_g = 15\%$; $S_{io} = 8\%$; $S_{iw} = 11\%$, con grandes volúmenes de roca pero la permeabilidad es tan baja que no permite que ese petróleo migre afuera de la roca generadora. Existen yacimientos no convencionales que a pesar que encuentren todos los elementos del sistema petrolero el crudo a producir es de densidades API° muy bajas (11° API) por consecuencia perjudica el flujo en la tubería de producción debido a su alta viscosidad (μ), alta gravedad específica (γ) y baja relación de solubilidad (R_s). Después de perforarse y comiencen la producción, la presión del yacimiento será insuficiente para superar la presión ejercida por la columna de hidrocarburos y la presión en las paredes de pozo debido al flujo viscoso. Lo que ocasionará que el fluido se quede sin fuerza para fluir a superficie. También se pueden encontrar yacimientos no convencionales de alta presión y alta temperatura [arriba de 149 °C de temperatura de fondo de pozo y presiones

superiores a los 10,000 psi. Estos son no convencionales debido a que los equipos superficiales no pueden soportar las condiciones de operación y el riesgo de tener reventones y descontrolados durante la perforación es muy alto.

Como podrá leer el concepto de yacimiento no convencional engloba diferentes definiciones pero la que se usará en esta tesis será de yacimientos con roca generadora con muy buenas propiedades pero permeabilidades tan bajas que no sea posible extraer los hidrocarburos a superficie. Es debido a esto que el fracturamiento hidráulico es usado para generar una permeabilidad artificial a través de fisuras inducidas en la roca generadora.

Los sistemas petroleros no convencionales se nacen cuando se quiere explorar las rocas generadoras que tienen permeabilidades muy bajas pero contienen volúmenes muy grandes de hidrocarburos.

2.6 Ejemplo de un yacimiento Convencional

En esta sección se dará un ejemplo detallado de un yacimiento convencional. Se verá el yacimiento analizándolo como un sistema petrolero.

Empezaremos con el ejemplo del yacimiento inglés el Campo FULMAR. Está ubicado en el mar del norte y recibe su nombre bajo la clave mnemotécnica de los ríos ingleses: **F**orth, **U**sk, **L**ydell, **M**ersey, **A**von, **R**ibble. Los cuales representan las unidades productivas del Yacimiento.

2.6.1 Campo Fulmar

El Campo FULMAR fue descubierto en la región central del Mar del Norte en 1975. Se descubrió cuando se reinterpretaron los estudios sísmicos que buscaban prospectos en el Pérmico. En la Tabla 3 se describe su sistema petrolero.

Tabla 3 Sistema petrolero FULMAR (Van der Helm, et al., 1990)

Roca Generadora	Migración	Roca Almacenadora	Sello	Sincronía
<p>Formación de Calizas del Kimeriádiano .Edad Geológica: Jurásico Superior (154.1 a 145.6 Ma). Geología: lutita madura, rica en materia orgánica. COT: 5% .Kerógeno: tipo II, Reflectancia de la victrinita: 0.75 Rendimiento: 0.032 v/v aceite. Profundidad: 2973 m. Espesor: 151.2 m</p>	<p>Se da por cambio de facies. En la unidad Clyde se encuentra un punto de derrame. Hubo migración regional en el Cenozoico.</p>	<p>Areniscas de secuencias regresivas, bien distribuidas y seleccionadas. Cambio de litofacies de cueca deltaica. Subdividida en 6 unidades productivas y 16 subunidades. 6 Forth, 5 Usk, 4 Lydell, 3 Mersey,2 Avon y 1 Ribble. Unidades: 1,2, 3.1, 3.2, 3.3, 3.4, 3.5, 4, 5.1, 5.2, 5.3, 6.1, 6.2. Espesor promedio de la formación 274 m. 815 [stb] aciete y 500 [Bscf] de gas húmedo. Saturación irreductible de agua 8-15% y residual aceite 22-30%</p>	<p>Roca Sello: Lutitas, arcillas y limolitas de la formación del Kimeriádiano en la región sur y este. Lutitas del Grupo Chalk despositadas en el Terciario. Calizas del grupo Chalk en la parte norte y sur. Trampa: Mixta. Estructural por su forma de domo con un flanco buzando a 18-25° al sureste y 10° al suroeste.</p>	<p>Todos los elementos se encuentran en el tiempo correcto y las trampas están almacenando el petróleo que migra de las calizas del Kimeriádiano. La migración se da en el Eoceno a través de las areniscas bien seleccionadas. Se almacena en la trampa hecha por las calizas que son la roca generadora.</p>

La información estratigráfica más relevante del campo FULMAR está resumida en la fig. 8.

TIEMPO	LITOESTRATIGRAFÍA		LITOLOGÍA E INDICACIONES		PROFUNDIDAD (ft)
					MSNM (30/16-6)
					NIVEL DEL MAR 0
					LECHO MARINO 271
CUATER	NORDLAND AND		.. T	LIMOLITAS Y ARCILLAS CALCAREAS GLAUCÓNICAS SUAVES GRISES - VERDES	
			T T		
TERCIARIO	HORDALAND GRUPOS ROGALAND		.. T		
			T ..		
			T ..		
			T ..		
			T ..		
CRET	GRUPO DE CALIZAS	BALDER FM	T .. I	MARGAS Y LUTIAS ARCILLOSAS DELESNABLES VERDES Y GRISES	8978
		SELE FM		
		LISTA FM		
		MAUREEN FM	T .. I		
JURÁSICO SUPERIOR	HUMBER GP.	FORMACIÓN ARCILLOSA DEL KIMERIDIANO	I I I I I	LIMOLITAS BLANCAS - GRISES INCONFORMIDAD TARDIA CIMERIDIANO	9525
		FORMACIÓN FULMAR Ø - 22% So - 87% k - 800mD	• • • • •	LUTITAS GRISACEAS - CAFES ARENISCA FINAS A GRUESAS BIEN SELECCIONADAS	9755
			• • • • •	ARENISCA MEDIANAS A MUY FINAS BIEN SELECCIONADAS	10251
TRIÁSICO	SMITH BANK	FORMACIÓN LUTÍTICA	T T T T T	INCONFORMIDAD CIMERIANA TEMPRANA	11152
			T T T T T	LUTITAS Y LIMOLITAS ROJAS - CAFES	
			T T T T T	LUTITAS ROJAS - CAFES ARENISCAS MUY FINAS ROJAS - BLANCAS	
PU.	ZECHSTEIN GP			DOLOMIAS GRISES MUY FINAS	12835

Fig. 8 Columna Litoestratigráfica (Van der Helm, 1990)

La roca almacenadora se divide por unidades productivas y cada una tiene un porcentaje del volumen total de hidrocarburos de la cuenca. En la fig. 8 se presenta una columna estratigráfica, en la fig. 9 el corte transversal de FULMAR y en la tabla 4 se presentan las permeabilidades, porosidades y volúmenes. (Van der Helm, 1990)

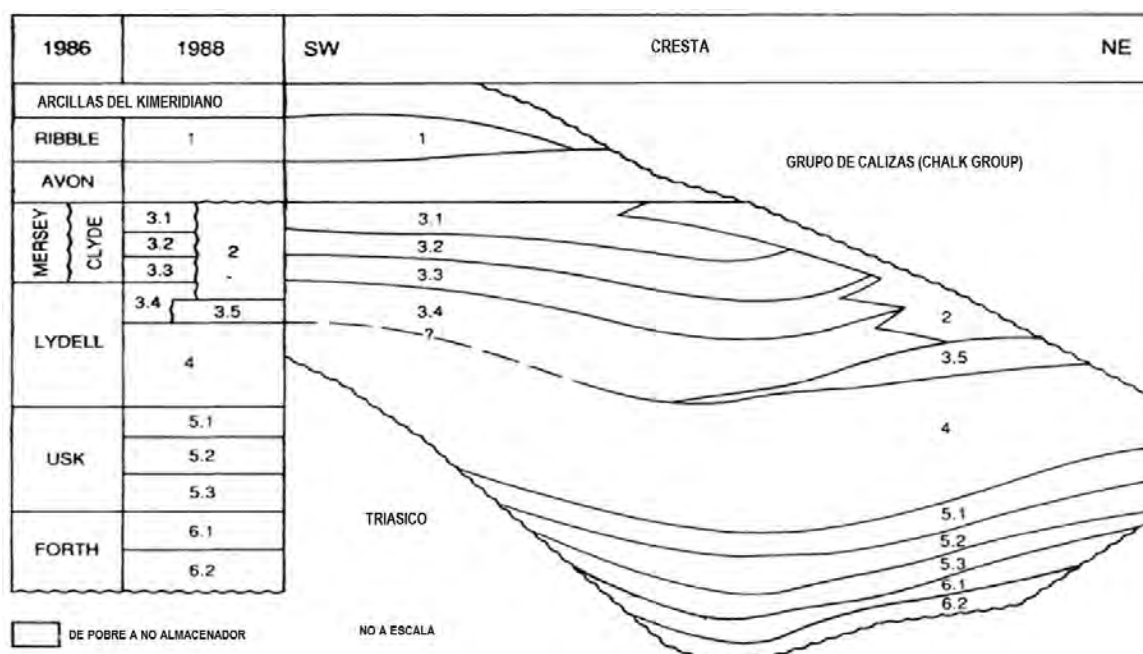


Fig. 9 Subdivisión del yacimiento FULMAR en unidades productivas

Como se puede ver en la tabla 4 la mejor unidad es productora es Lydell por contar una porosidad de 23% y alta permeabilidad que se debe a la selección de los granos y su buena distribución además de tener un grosor mucho mayor a las demás unidades productoras. La segunda unidad productora es Mersey que tiene valores de 21.4 a 24.7% porosidad y buenos valores de permeabilidad pero con grosores menores.

Tabla 4 Porosidades, permeabilidades y volúmenes de las unidades productivas FULMAR

Unidad	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	STOIIP (MBI)
6.1	14.5	0.28	---
5.1	20.7	58.7	42
5.2			36.2
5.3	23.7	123	13.3
4	23.3	508	259.9
3.1			23.9
3.2			128.1
3.2	24.7	674	65.1
3.3	21.4	89	
3.4			147.4
3.5			8.1
2	20.5	28	17
1	25.3	684	74
Total			815

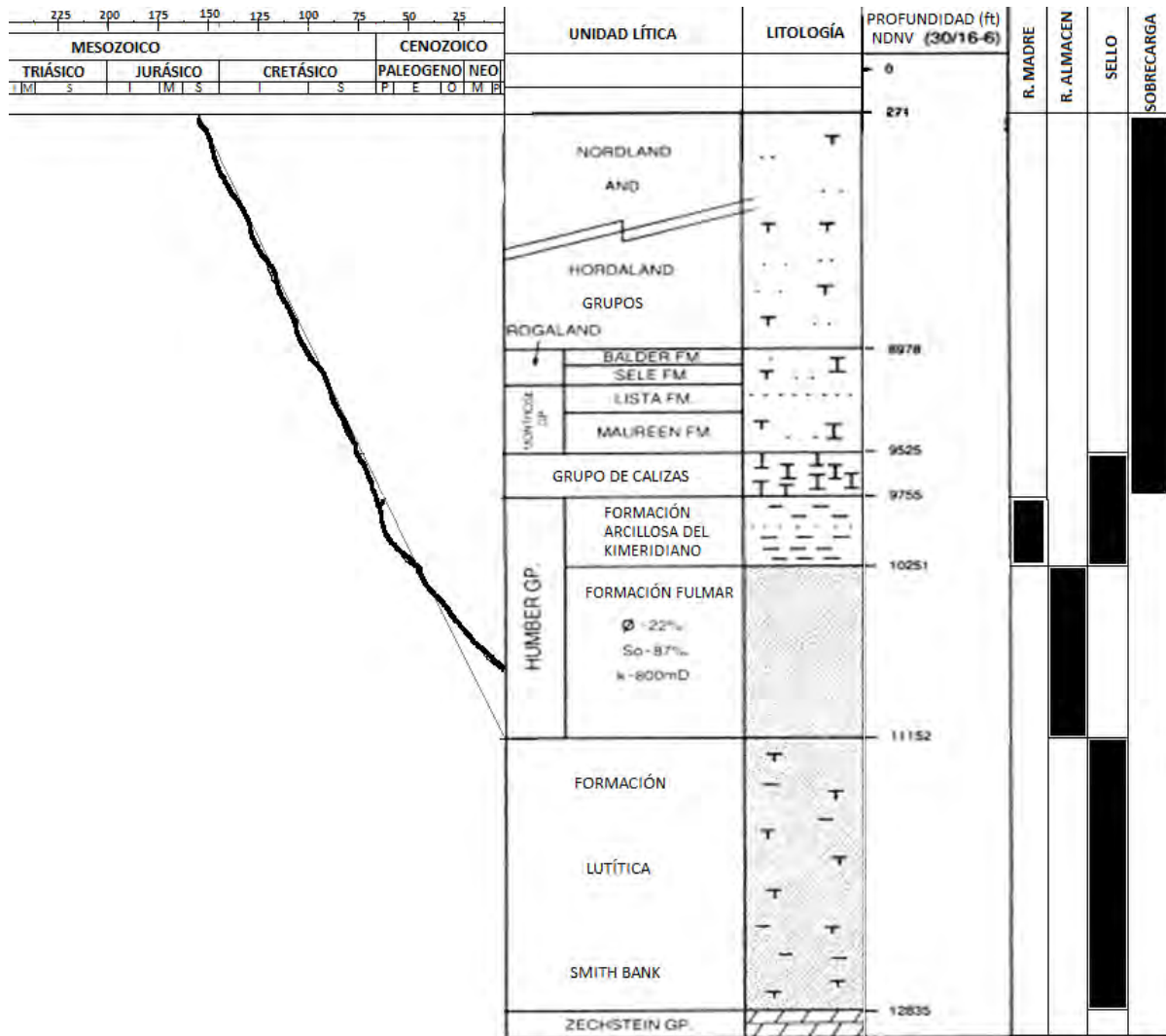


Fig. 10 Historia de sepultamiento y tabla de sincronía del campo **FULMAR** (modificado de Magoon y Dow, 1994, pg 12)

De la información anterior se puede ver como son los yacimientos convencionales. En las cuales los hidrocarburos migran afuera de la roca generadora y quedan almacenados en alguna trampa que se haya formado. En el caso del campo FULMAR, las rocas almacenadoras fueron las areniscas que se encuentran debajo de la roca generadora [calizas del Kimeridiano] y la roca madre funge como roca sello y trampa estructural en una parte del almacén. Éstos son casos particulares, pero pueden encontrarse otros casos menos lógicos.

La información que fue presentada anteriormente es un análisis que se haría para el sistema petrolero de una cuenca. En este caso del Campo FULMAR.

2.7 Ejemplo de un Yacimiento No Convencional

Se continuará con el análisis de un yacimiento no convencional para comparar como se encuentran los elementos del sistema petrolero de un yacimiento convencional y no convencional.

Se toma como referencia el Campo Bakken ubicado en Estados Unidos y Canadá. Ya que se cuenta con mucha información del yacimiento y es uno de los que actualmente se explotan. El Bakken contribuye con una fracción considerable de la producción no convencional de Estados Unidos. (drilling productivity report, EIA)

La formación del Bakken fue generada por la secuencia transgresiva llamada Secuencia Tamaroa, está formada por una secuencia de limos en medio de dos estratos de lutitas bituminosas. La formación es una zona de presión anormalmente alta por que los estratos de lutitas bituminosas están en la ventana de generación del aceite. Tiene muy poca saturación de agua por el alto COT [1 - 45 %C/g] y la roca es mojada por el aceite, cuenta con una muy baja permeabilidad. El campo está 1100 psi por arriba del gradiente normal por los que el abatimiento de presión no es tan grande.

La formación del Bakken se caracteriza por 3 estratos: el primero Bakken superior un estrato de lutitas bituminosas con un espesor máximo de 15.2 [m], el segundo Bakken medio que son limolitas calcáreas 22 [m] espesor máximo y tercero el Bakken inferior que consiste de lutitas bituminosas con 7 [m] de espesor promedio. El espesor máximo de la formación alcanza los 44.2 [m]. Contiene un kerógeno de tipo masivo que se infiere ser sapropélico y fue depositado en un ambiente anóxico con materia orgánica proveniente de plancton y algas en su mayoría. Se ha caculado por estudios de pirólisis que la formación del Bakken ha generado alrededor de 92.3 [MMMbb], se estima que sólo el 10% del volumen fue expulsado a través de las fracturas generadas por los esfuerzos in-situ así que se tiene un gran volumen atrapado en la roca generadora (Webster, 1984). Para explotarla de la manera más eficiente se perforan pozos horizontales que pasan por las formaciones: la formación Three Forks, el Bakken intermedio [limolitas] o la formación Mission Cayon, y después se inducen fracturas hidráulicamente. Se ha hecho una perforación masiva para estimular el mayor volumen posible.

2.7.1 Campo Bakken

El campo del Bakken tiene una extensión areal de 520,000 [km²]. La formación está dividida en tres miembros: el superior son lutitas bituminosas que presentan un poco de metamorfismo y un muy alto contenido de materia orgánica, el miembro medio son limolitas con contenido calcáreo bajo es el estrato más grande de la formación y el inferior que es el más delgado son lutitas bituminosas con alto contenido orgánico. Por arriba de la formación del Bakken se encuentra la formación Lodge Pole y por debajo la formación Three Forks. Estas dos formaciones son impermeables así como los estratos de lutitas.

El Bakken tiene una sistema de fracturas naturales debido a la subducción que lentamente tuvo la corteza terrestre esto es mejor conocido como una cuenca intracratónica.

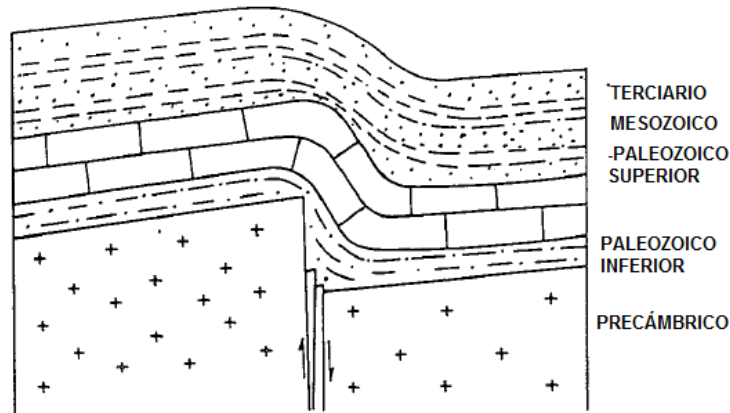


Fig. 11 Esquema de la sección transversal de la Dakota del Norte (modificado de Meissner, 1984)

En el fig. 11 se puede apreciar como la subducción de la base generó hace millones de años una cuenca intracratónica, la cual ha sido rellenada con sedimentos desde el Paleozoico. La subducción ha sido muy lenta y se podría confundir con una cabalgadura. Es importante ver que la subducción genera una zona con un régimen de esfuerzos anormales que ha generado fracturas por las cuales los hidrocarburos han migrado a las formaciones adyacentes y subyacentes, generando yacimientos convencionales como campo Antelope [areniscas], campo Salt Greek o campo Elkhorn Ranch. Como se mencionó en la sección 2.7 se estima que sólo un 10% de volumen original ha migrado el remanente sigue en la formación del Bakken.

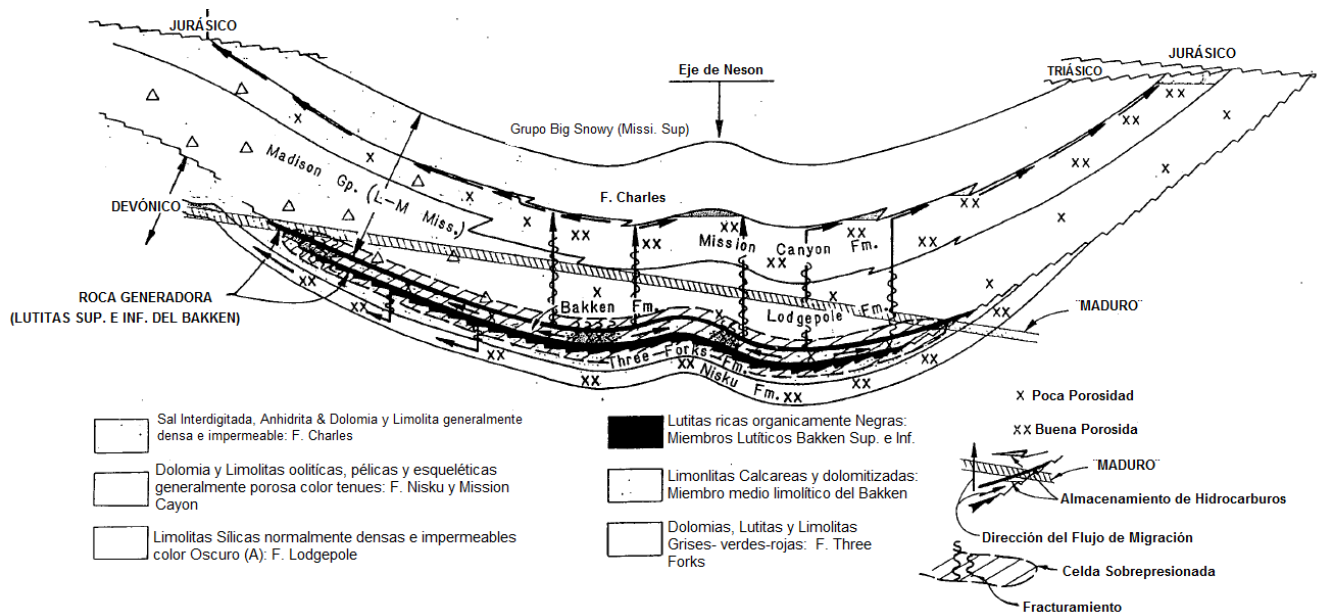


Fig. 12 Sección transversal de la región del Bakken que corre de O-E (Modificado de Meissner, 1984)

En la figura 12 se puede apreciar las formaciones adyacentes y subyacentes y una descripción petrofísica de las rocas que las conforman, también muestra la sección térmicamente madura de la roca generadora. Conforme se fue implementando el fracturamiento hidráulico los proyectos se enfocaron más en la formación del Bakken que en los yacimientos convencionales de la cuenca de Williston. En la figura 12 se puede apreciar el sistema naturalmente fracturado originado por el exceso de presión causado por la madurez de la roca generadora y los esfuerzos distensivos producto de la subducción de la cuenca intracratónica. Es común encontrar una zona de presión anormal alta en las lutitas del Bakken ya que están a las condiciones adecuadas para la ventana de generación del aceite, lo que causa que se generen hidrocarburos y la presión de poro comience a elevarse. Cuando la presión de poro junto con el régimen de esfuerzos regional sobrepasan la presión de fractura de la matriz se generan las fisuras que conectan la formación del Bakken con la formación Lodgepole y Three Forks abriendo un paso de migración y desahogue de presión y permitiendo que se generen más hidrocarburos en su lugar.

Debido a que la formación del Bakken tiene una gran extensión y hay partes con mayor profundidad que otras, la formación no entró en su totalidad a la ventana de generación. En algunas partes desde los 2,331 – 2,438 [m] se comenzaron a generar hidrocarburos y en otras a los 3,048 [m]. Cabe mencionar que los diferentes ambientes de los cuales fueron aportados la materia orgánica que conforman el Bakken superior e inferior ya que el contenido de oxígeno del kerógeno varía si la materia orgánica se aportó de un ambiente terrestre siendo el caso del miembro del Bakken superior o si la materia orgánica proviene de un ambiente marino como es el caso de Bakken inferior.

Durante la perforación es fácil de encontrar la formación del Bakken por las lecturas tan particulares que muestran los registros petrofísicos como las resistividades que son muy altas debido al bajo contenido de agua intersticial y la alta saturación de hidrocarburos además de la alta presión. El gradiente de presión es anormalmente alto, pudiendo llegar hasta 0.73 [psi/ft] cuando se llega a las lutitas y las lecturas del registro sísmico son muy grandes debido a la alta presión aunque el medio se encuentra saturado por una fase líquida. Las lecturas del registro sísmico son parecidas a la un medio con alta densidad pero en realidad las partículas se encuentran muy apretadas por la alta presión. Las lecturas de Rayos gamma son altas cuando miden las lutitas debido a que son rocas conformadas por sedimentos muy finos que pueden contener altos porcentajes de minerales como Torio o Potasio que emiten radiación. Con estos parámetros es fácil identificar la formación del Bakken.

En la figura 13 es la columna estratigráfica de la región del Bakken que alcanza los 3,048 [m] de profundidad, ya que en otras partes de la formación los estratos de Bakken se encuentran más someros a profundidades de 2,316 – 2,438 [m] aproximadamente. Dentro de las formaciones inferiores que pertenecen al Devónico la formación Three Forks es impermeable, pero la formación Nisku es permeable y porosa. Así mismo las formaciones superiores como Charles, Mission Canyon y Lodge Pole, que pertenecen al grupo Madison son de interés ya que Lodge Pole es un sello pero la formación Mission Canyon presenta buenas propiedades como almacén. Las formaciones más importantes durante la perforación son Three Forks y Lodge Pole debido

que son las profundidades óptimas para que las fracturas alcancen el Bakken inferior y superior.

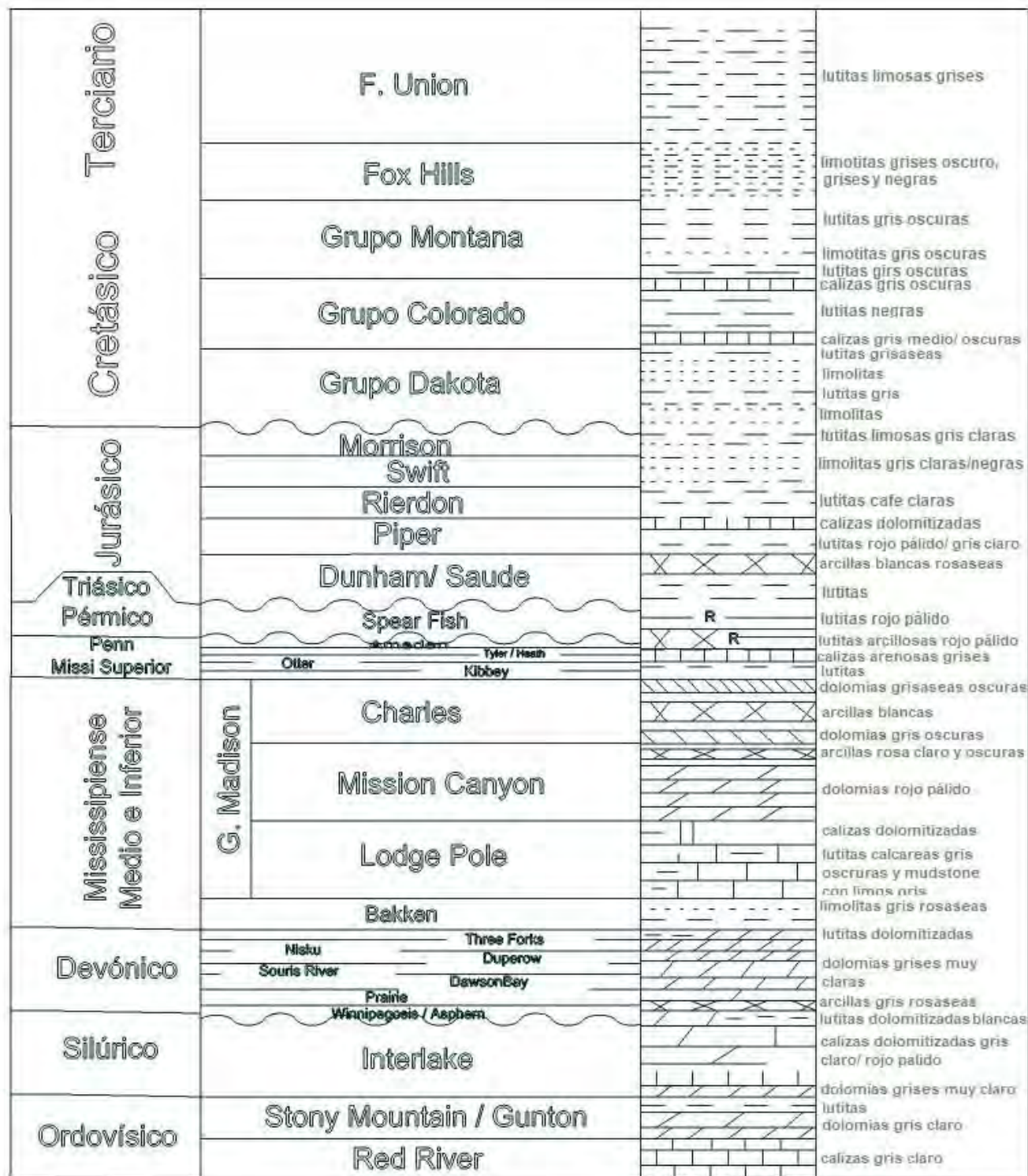


Fig. 13 Columna Estratigráfica de la región del Bakken (Meissner, 1984)

Tabla 5 Sistema petrolero del Campo Bakken

<p>Roca Generadora</p> <p>Edad: Missisipiense Profundidad: 2740 m Tipo roca: Lutitas bituminosas Kerógeno: tipo II COT promedio: 11.3 Wt% (Carbono Orgánico Total) Espesores: 1ro/ 7m 2do/ 15.2 m Edad entrada ventana de generación: hace 75 Ma Ventana de generación: 100°C Reflectancia de la vitrinita: 0.75 Rendimiento: 600mg /g COT</p>	<p>Migración</p> <p>Sistema de fracturas generado por la zona donde se genera una cabalgadura debido a una falla inversa. Fracturas originadas por la sobrepresión de los hidrocarburos sobre la formación.</p>	<p>Roca Almacenadora</p> <p>La formación del Bakken funge como almacén. Se estima que 90% de los HC's no han sido liberados. Los dos estratos que limitan al estrato de limolitas son los almacenes.</p>	<p>Roca Sello</p> <p>Los estratos de lutitas funcionan como almacén y sello debido a la baja permeabilidad y falta de fracturas para que migren los hidrocarburos. Las limolitas calcáreas no dejan que se interconecten las lutitas.</p>	<p>Sincronía</p> <p>Todos los elementos se encuentran en el tiempo geológico indicado. Los estratos de lutitas todavía no alcanzan la metagénesis ni en la ventana de generación de gas.</p>
--	---	--	---	--

Analizando la sincronía en la fig. 14 se puede concluir que el único evento que falta para completar el sistema petrolero es la migración entre los sellos y los almacenes, por esta razón se considera un yacimiento no convencional.

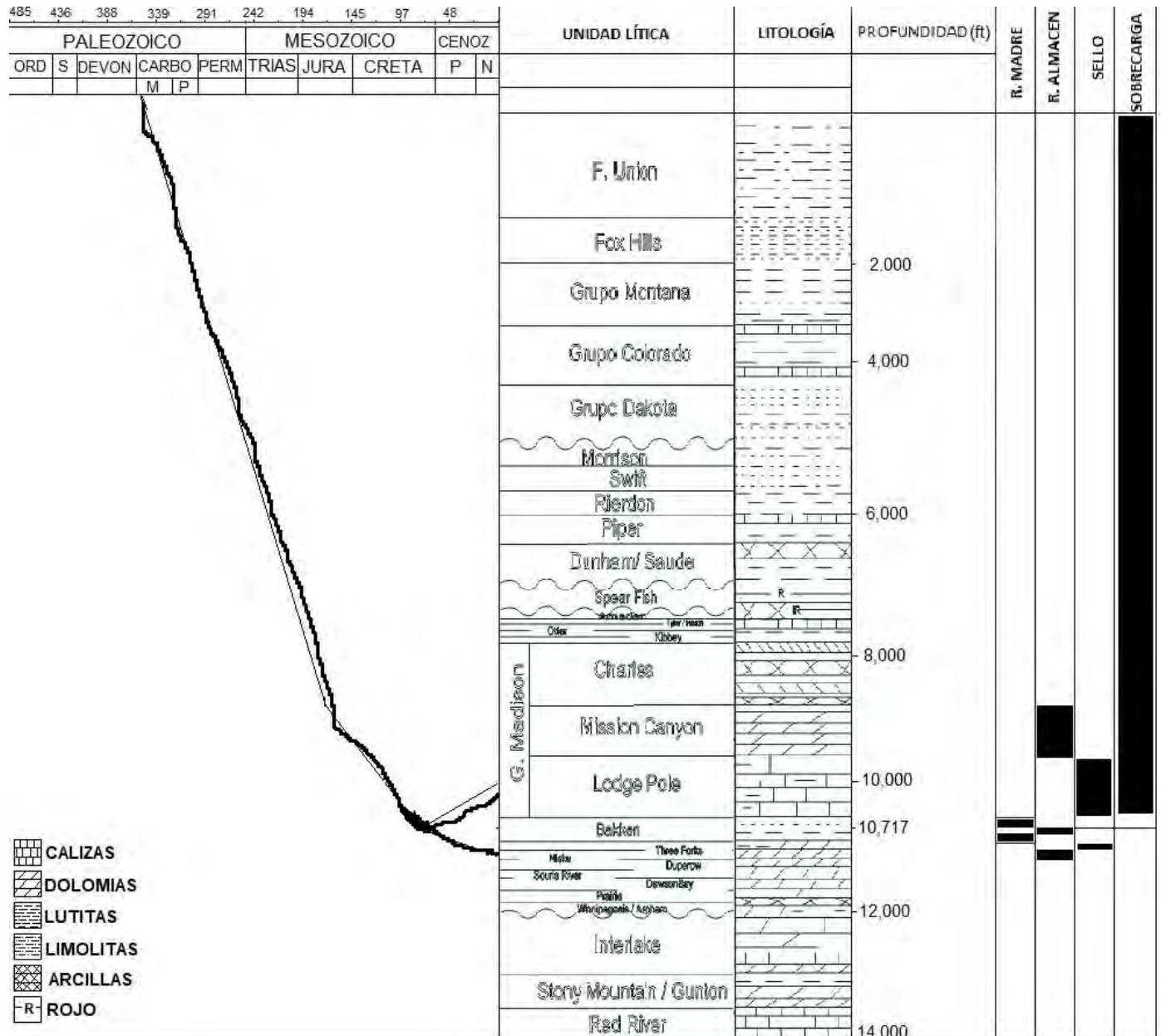


Fig. 14 Historia de sepultamiento y tabla de sincronía del campo Bakken (Modificado de Meissner, 1984)

La solución a este problema ha sido el fracturamiento hidráulico que ha abierto la posibilidad de explotar la formación del Bakken cuando se alcanzan y perforan horizontalmente las

formaciones de Three Forks, Lodge Pole o Bakken media, después se diseña el programa óptimo de fracturamiento, tomando en cuenta número de etapas y espaciamiento para que se distribuyan las fracturas a lo largo de la sección horizontal del pozo y se estimule el mayor volumen de roca posible.

Esta técnica se comenzó a implementar a partir del 2004 y se ha utilizado con más auge en los años recientes. Actualmente los proyectos de aceite del Bakken han disminuido por la baja del precio del barril que ha originado que no sea rentable seguir perforando y fracturando los pozos. En cuanto aumente el precio del barril se reanudarán los proyectos de perforación. La región del Bakken tiene un sistema de producción bajo licencia. En la cual cualquier compañía puede participar, siempre y cuando se cumpla con el porcentaje de impuestos que sea acordado con el gobierno de Dakota.

CAPÍTULO 3

CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTO NO CONVENCIONAL

3.1 La importancia de la Caracterización Dinámica

Los niveles de estudio en ciencias de la tierra van desde lo microscópico hasta lo macroscópico o en este caso hasta lo nanoscópico. Un ejemplo del nivel macroscópico es cuando se estudian a los yacimientos como una sección de la corteza terrestre donde se buscan los elementos necesarios para que exista la acumulación de hidrocarburos, como un estudio sísmico de la región o el sistema petrolero. Un ejemplo del nivel microscópico sería una lámina esmerilada obtenida de un núcleo de la cual se estudia los tipos de porosidades cuando se ve desde el microscopio. Al hablar del nivel nanoscópico se refiere a las permeabilidades de nano darcies que se encuentran en los yacimientos de lutitas de baja permeabilidad [tight oil] y la incógnita sobre cómo se puede modificar esta propiedad inherente a través del fracturamiento hidráulico y el uso del apuntalantes.

La caracterización dinámica junto con muchas otras ramas de la ingeniería petrolera como la productividad de pozos, la caracterización estática de yacimientos, el comportamiento de yacimientos y la simulación numérica de yacimientos se encargan de estudiar las razones y elementos que afectan el comportamiento de los fluidos y sus patrones de flujo a las condiciones del yacimiento. Es lógico, que para hacer estos modelos es indispensable contar con una cantidad de información necesaria para representar el yacimiento al grado tal que se reduzca la incertidumbre a lo deseado. Estos modelos son muy certeros cuando se tienen bien clasificados los mecanismos de empuje y el comportamiento de las propiedades del fluido y la roca. La desventaja es que requieren de mayor tiempo a diferencia de las curvas de declinación y su ventaja es que predicen a un nivel más certero a diferencia de las curvas de declinación. La caracterización de yacimientos estudia al yacimiento como un ente que interactúa bajo ciertas condiciones físicas [presión, temperatura, composición, etc.] de una forma. Al compararlo con las curvas de declinación que sólo trabajan con los pozos y su interacción con la producción y en el tiempo. Como se verá a continuación los estudios de Caracterización Dinámica son más complejos, pero más exactos, requieren de mayor información y tiempo para elaborarse. Lo más importante es que este tipo de estudios son complementarios al desarrollo del yacimiento, son usados para hacer el mejor plan de explotación del campo, se realizan después de haberse perforado el pozo ya sea exploratorio o de desarrollo. A diferencia de esto las curvas de declinación pueden usarse antes con pozos análogos o después con información del pozo exploratorio para hacer una evaluación económica y conseguir financiamiento o inversionistas para comenzar el proyecto.

3.2 Proceso de la Caracterización dinámica y Simulación de un yacimiento convencional

La Caracterización Dinámica sigue el siguiente proceso:

- Descripción del yacimiento
- Definir los mecanismos de empuje

- Realizar el modelo matemático
- Realizar el modelo numérico
- Realizar el programa en computadora que demuestre el modelo numérico
- Validar el modelo
- Ajustar el historial de producción al modelo
- Predecir el comportamiento del yacimiento

3.2.1 Descripción del yacimiento convencional

La descripción del yacimiento significa tomar los estudios de geología superficial, geología estructural, estudios geofísicos y petrofísicos y se condensarlos en un modelo descriptivo exhaustivo hecho a base de celdas donde cada una representa un volumen parcial del yacimiento. A cada una se le atribuyen las propiedades de porosidad, saturación, densidad de fluido, presión, temperatura, permeabilidad, etc.

Después se realiza el escalamiento para deshacerse de muchas celdas y no tener un modelo tan robusto o grande. En el escalamiento se juntan las celdas cuyas propiedades sean iguales, sumando sus volúmenes parciales para resumir información o aunque tengan propiedades diferentes se unen en una celda equivalente con propiedades promedio. Resultando en un modelo mucho más simple y con menos información que en el modelo estático.

El objetivo del modelo dinámico es simular el comportamiento de los fluidos a condiciones del yacimiento. También detectar y evaluar los elementos que afectan el comportamiento de un pozo como el daño, el almacenamiento, las geometrías de flujo, etc.

3.2.2 Mecanismos de empuje en yacimientos convencionales

Definir los mecanismos de empuje es identificar cual de los siguientes mecanismos está dominando el movimiento de los fluidos y en que etapa de la explotación se encuentra el yacimiento.

- Empuje por encogimiento del sistema roca fluido
- Empuje por acuífero asociado
- Empuje por casquete de gas
- Empuje por segregación gravitacional
- Empuje por gas disuelto
- Combinación de varios empujes

Los mecanismos de empuje pueden estar trabajando en una cualquier etapa de la vida productiva del yacimiento. Por ejemplo, cuando el yacimiento está bajo saturado se encuentra un empuje por gas en solución en el aceite pero al bajar a la presión por debajo del punto de burbuja se empieza a desprender el gas disuelto y se genera un casquete de gas y es aquí donde entra el empuje por casquete de gas asociado. El empuje por encogimiento del sistema roca fluido se presenta al disminuir presión del yacimiento y expandirse la roca por la liberación de la presión que aportaban los fluidos atrapados los poros, lo que genera una reducción del volumen y por ende un empuje que es proporcional a la compresibilidad de la roca e ira

expulsando los fluidos. Cuando existe una falla conductiva en la formación y aporta agua se puede asociarse a un mecanismo de empuje por acuífero asociado. Cuando las fases se están separando en el yacimiento por diferencia de densidades se caracteriza como un empuje por segregación gravitacional, debido a las fuerzas de flotación que tiene las diferentes fases o componentes que interactúan. Dicho en otras palabras las gotas de las diferentes fases comienzan a moverse a su lugar respectivo y conforma la fase crece la fuerza de empuje es mayor. Las anteriores explicaciones son ejemplos de los empujes más comunes en los yacimientos convencionales. La importancia radica en identificar que empuje está aportando mayor trabajo al sistema de los varios empujes que trabajan simultáneamente.

3.2.3 Realizar el Modelo Matemático

3.2.3.1 Deducción de la Ecuación de Continuidad para un yacimiento convencional

Realizar el modelado matemático se refiere a traducir en fórmulas o funciones todas las fuerzas que actúan en la dinámica de los fluidos. Las expresiones tienen que estar en función de la presión, tiempo, ubicación del yacimiento o el pozo de estudio. Para lo cual se definen las **fuerzas** que gobiernan el flujo:

- **Fuerza de Presión**

$$F_p = -\nabla p \Delta V \quad \dots\dots\dots(3.1)$$

F_p = Fuerza de presión
 $-\nabla p$ = Gradiente de presión
 ΔV = Diferencia de volúmenes

- **Efectos Gravitacionales**

$$F_{sg} = (\rho - \rho_f)g \nabla D \Delta V \quad \dots\dots\dots(3.2)$$

F_{sg} = Fuerza segregación gravitacional
 ρ = densidad de la roca
 ρ_f = densidad del fluido
 ∇D = gradiente de la dirección
 ΔV = diferencia del Volúmenes (inicial, final)
 g = gravedad

- **Efectos Viscosos**

$$F_{\mu} = - \frac{\mu_f}{\kappa_f} v_f \Delta V \dots\dots\dots(3.3)$$

F_{μ} = Fuerza viscosa

$\frac{\mu_f}{\kappa_f}$ = Inverso de la movilidad

v_f = velocidad del fluido

ΔV = Cambio del volumen

- **Ley de Darcy**

$$v_g = - \kappa \frac{\kappa_{r_g}}{\mu_g} [\nabla p_g + \Delta \rho g \nabla h] \dots\dots\dots(3.4)$$

v_g = velocidad del gas

μ_g = viscosidad gas

κ_{r_g} = permeabilidad relativa al gas

$\frac{\kappa_{r_g}}{\mu_g}$ = movilidad del gas

$\nabla p_g + \Delta \rho g \nabla h$ = gradiente de presión hidrostática y potencial

Al conocer las fuerzas que mueven los fluidos cuando se generan los cambios de presión efecto de la apertura de la válvula del pozo o hacer una prueba de presión se continúa con el modelo matemático. Para hacer el modelado matemático se parte de la Ley de Conservación de la Materia. Se define el volumen de hidrocarburos almacenado en la trampa como VOHI – Volumen Original de Hidrocarburos In-situ y se considera constante. La única manera que tiene de salir es a través del conducto que genera el pozo o un plano de derrame si la trampa es estructural. El efecto físico que genera la apertura de la válvula de producción es una disminución de la presión en las vecindades del pozo [disparos] que están en contacto con el pozo. Esto genera que los hidrocarburos que están a mucha mayor presión que la superficie se muevan a la zona de menor potencial producto de la expansión que está sufriendo. Como se sabe los líquidos tienen muy baja compresibilidad pero los gases tienen valores más grandes y la roca puede comprimirse hasta que se fracture. Por eso la producción es igual a la expansión del yacimiento. Es necesaria una ecuación que relacione la cantidad de masa existente en el yacimiento con su cambio de volumen debido a su cambio de fase y expansión por lo que se usa la Ecuación de Continuidad. La ecuación puede usarse para igualar masa, energía y momento. También puede expresarse en diferentes formas. De aquí se pasa a la ecuación de continuidad. La cual se puede expresar en **coordenadas**:

- **Rectangulares**

$$\frac{\partial}{\partial x}(\rho v_x) + \frac{\partial}{\partial y}(\rho v_y) + \frac{\partial}{\partial z}(\rho v_z) = - \frac{\partial}{\partial t}(\varphi\rho) \quad \dots\dots\dots(3.5)$$

- **Cilíndricas**

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r}(r\rho v_r) + \frac{1}{r \sin \theta} \frac{\partial}{\partial \theta}(\rho v_\theta) + \frac{\partial}{\partial z}(\rho v_z) = - \frac{\partial}{\partial t}(\varphi\rho) \quad \dots\dots\dots(3.6)$$

- **Esféricas**

$$\frac{1}{r^2} \frac{\partial}{\partial r}(r^2 \rho v_r) + \frac{1}{r \sin \theta} \frac{\partial}{\partial \theta}(\sin \theta \rho v_\theta) + \frac{1}{r \sin \theta} \frac{\partial}{\partial \sigma}(\rho v_\sigma) = - \frac{\partial}{\partial t}(\varphi\rho) \quad \dots\dots\dots(3.7)$$

- **En forma general**

$$\nabla^2 \cdot (\rho v) = - \frac{\partial}{\partial t}(\varphi\rho) \quad \dots\dots\dots(3.8)$$

La ecuación de continuidad no es más que la expresión matemática de relación entre el cambio de presión en algún punto del espacio analizado con respecto a las propiedades del fluido. Expansión del yacimiento es iguala producción.

Esta expresión esta en forma diferencial porque se quiere tomar en cuenta a mayor detalle los cambios que pueden sufrir los fluidos cuando están sujetos a un gradiente de presiones. La forma en que se expresan [rectangular, esférica o cilíndrica] depende de cómo se acomode mejor al análisis. Por ejemplo si se tiene un estrato de 20 m de espesor que no varía su espesor de forma horizontal y se conservan las mismas propiedades de saturación, composición, porosidad y permeabilidad será más conveniente analizarlo con coordenadas rectangulares suponiendo que el pozo se encuentra en una de las esquinas del estrato. A diferencia de si se tuviera un pozo que está drenando de forma uniforme un yacimiento de carbonatos naturalmente fracturados se puede usar la expresión en coordenadas cilíndricas o esféricas para estudiar a mejor detalle el movimiento de los fluidos que están sujetos a un gradiente de presiones. El gradiente de presión se va a originar en las vecindades del pozo. Éste está conectado a la superficie y a través de la válvula se controlara el abatimiento de presión.

3.2.3.2 Regímenes de Flujo de yacimientos convencionales

Para hacer uso de la Ecuación de Continuidad se debe tomar en cuenta el régimen de flujo. Los cuales son las relaciones existentes entre los cambios de presión y la expansión del sistema de fluidos:

3.2.3.2.1 Régimen Estacionario

La presión no es función del tiempo y es una variable independiente. Haciendo mucho más sencillo el modelo numérico de la ecuación de difusión. Se genera los yacimientos volumétricos. Los cuales tienen fronteras activas, se puede encontrar este régimen cuando hay un aumento de presión por ingreso de volumen por acuífero asociado o cuando las fallas que forman la trampa y el acuífero aportan al yacimiento. En la fig. 15 se

puede apreciar el cambio de presión a través del radio de exploración. Dado que las fronteras son conductivas cuentan con aporte de fluidos que mantienen la presión inicial P_i . S es el factor de daño a la formación que produce un ΔP_s . El daño es producido durante la perforación y terminación del pozo.

$$\frac{\partial p}{\partial t} \Big|_s = 0$$

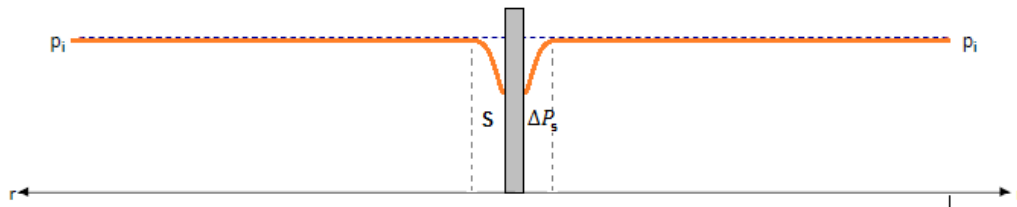


Fig. 15 Régimen Estacionario (Gallardo, 2015 modificado)

3.2.3.2.2 Régimen Pseudoestacionario

El yacimiento se comporta como un tanque donde la presión decae a un ritmo constante. La presión varía uniformemente con respecto al tiempo. Este régimen de flujo se presenta cuando la onda de presión ha alcanzado las fronteras del yacimiento y se produce a un gasto constante. En la fig. 16 puede apreciarse el decremento uniforme de la presión en el yacimiento, es por esto que se ve la misma forma del perfil de presión en t_1 y t_2 .

$$\frac{\partial p}{\partial t} \Big|_s = cte$$

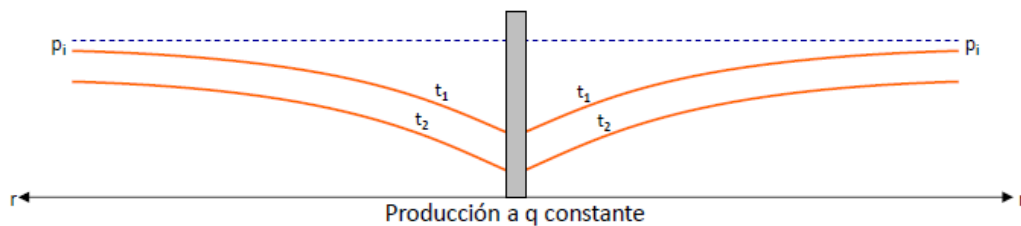


Fig. 16 Régimen Pseudoestacionario (Gallardo, 2015 modificado)

3.2.3.2.3 Régimen Transitorio

Este régimen antecede al régimen pseudoestacionario y estacionario. Su duración depende de la difusividad hidráulica. Es el primer régimen que se observará cuando comienza la producción en un pozo. Representa el comienzo del movimiento de los fluidos dentro del yacimiento sin tomar en cuenta el daño a la formación y el efecto de

almacenamiento del pozo. La presión es una función del tiempo y espacio. En la fig. 17 se aprecia como viaja la onda de presión cuando empieza a producir el pozo con una ΔP_i . El efecto es más notorio en las vecindades del pozo y depende de la P_{wf} .

$$P = f(p)$$

$$\frac{\partial P}{\partial t} \Big|_s \neq 0$$

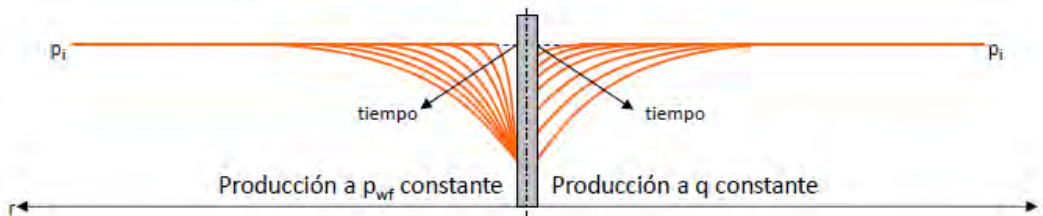


Fig. 17 Régimen Transitorio (Gallardo, 2015 modificado)

Una vez que se tiene identificado el régimen de flujo también se deben de hacer las siguientes consideraciones para usar la ecuación de continuidad:

1. Sólo una fase satura el medio poroso
2. El fluido es newtoniano y se comporta de acuerdo a la ley de Darcy
3. El yacimiento es isotrópico y homogéneo de acuerdo a las propiedades de la roca y fluido
4. La permeabilidad del yacimiento no depende de la presión
5. La viscosidad y compresibilidad del fluido son constantes

Estas son las consideraciones hechas para un yacimiento saturado al 100% por aceite de bajo encogimiento. Que tiene muy poco gas disuelto y es necesario un cambio considerable de presión para que se alcance la presión de burbuja. Por lo que no entrará en la campana de saturación tan rápido a diferencia si tuviera fluidos más volátiles. El fluido tiene un comportamiento newtoniano como el agua y la relación deformación-esfuerzo cortante es lineal. Se puede concluir que a un cambio de presión habrá un desplazamiento a la zona de menor potencial. La consideración de que la permeabilidad no cambia con respecto a la presión puede hacerse, si se toma en cuenta que la porosidad puede cambiar debido a la liberación de presión por la expulsión del fluido de la matriz de la roca. Las fuerzas que dominan en el sistema roca fluido son las fuerzas que actúan sobre la matriz de la roca y las fuerzas que actúan en el fluido contenido en el poro. Al disminuir la presión del poro la compresión en la matriz disminuye y puede expandirse un poco en proporción a su coeficiente de compresibilidad. Generando una disminución del volumen poroso y por ende de la permeabilidad. A este fenómeno se le conoce

como mecanismo de empuje por el sistema roca fluido. Al disminuir la presión y disminuir la porosidad los fluidos son empujados. Esta disminución es tan pequeña que puede ser despreciada en algunos casos. (Gallardo 2015)

Estas consideraciones cambiarán para los **yacimientos** no convencionales que se quieren analizar. Empezando por ser fracturados hidráulicamente. En segundo los yacimientos están saturados al 100% por aceite porque éste apenas está siendo expulsado por la roca generadora y va a tener muy pequeños cortes de agua. Normalmente, los yacimientos no convencionales se encuentran en la ventana de generación del aceite y tiene presiones anormalmente altas. Como se vio en el ejemplo del campo Bakken. El agua será un producto de la ruptura de las cadenas de las ramas aldehidas de los hidrocarburos. Las rocas son mojadas por el aceite por lo que la saturación residual de aceite incrementará a diferencia de otros yacimientos. Se puede encontrar en algunas partes comportamientos no newtonianos por las mezclas de hidrocarburos con otros componentes o formación de micelas, pero no será muy común. Las propiedades del yacimiento serán homogéneas e isotrópicas.

Al hacer estas consideraciones podemos pasar a la siguiente parte del modelado matemático en el cual sustituimos la Ecuación de Darcy, Ecuación de Equilibrio Fases para obtener la Ecuación de Difusividad en notación diferencial ecuación 3.9:

Ecuación de Difusividad

$$\nabla^2 p = \frac{\phi \mu C_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \dots\dots\dots(3.9)$$

Constante de Difusividad Hidráulica

$$\eta = \frac{k}{\phi \mu C_t} \dots\dots\dots(3.10)$$

Transmisibilidad

$$T = \frac{kh}{\mu B} \dots\dots\dots(3.11)$$

La constante de Difusividad Hidráulica ecuación 3.10 nos dice que tan fácil se transmiten las ondas de presión en el yacimiento. La transmisibilidad ecuación 3.11 representa la facilidad con que fluye un fluido en el medio poroso. (Arana, 2015)

Las ondas son propagadas en los fluidos que están interconectados en el yacimiento. Esto es un reflejo de la permeabilidad que existe en el yacimiento. Las ondas son generadas por la apertura de la válvula de producción en superficie. Pero, al comienzo se genera un fenómeno conocido como efecto de almacenamiento del pozo. Que no es otra cosa que la expansión y movimiento de los fluidos contenidos dentro de la tubería de producción. Las ondas de presión son proporcionales a la caída de presión generada por la apertura de la válvula. Esta es proporcional

al diámetro de la válvula y se moverán a una rapidez proporcional a la constante de transmisibilidad. Los estudios de pruebas de presión son muy importantes porque nos dan indirectamente datos como el área de drene, la permeabilidad promedio de la formación, el daño a la formación y la constante de almacenamiento. Con esto se pueden estimar las reservas 1P que tienen un 90% de Probabilidad [P (0.9)] de ser extraídas. Identificar los regímenes de flujo que nos va a ayudar a saber cuándo las ondas han alcanzado las fronteras del yacimiento. Al saber que tan lejos están las fronteras podemos delimitar el yacimiento. También para conocer la geometría del flujo presente en el yacimiento y saber si las fallas son conductivas o impermeables.

3.2.3.3 Geometrías de Flujo para yacimientos convencionales

El Movimiento de los fluidos puede generar patrones, mejor conocidos como geometrías de flujo. Esta depende de la geometría del área drenada y la penetración del pozo ya sea parcial - total y vertical - horizontal. Tipos de geometría de flujo pueden ser:

- Lineal
- Radial
- Esférico
- Bilineal

Dependiendo de la geometría de flujo se calculara la presión

3.2.3.3.1 Flujo Lineal

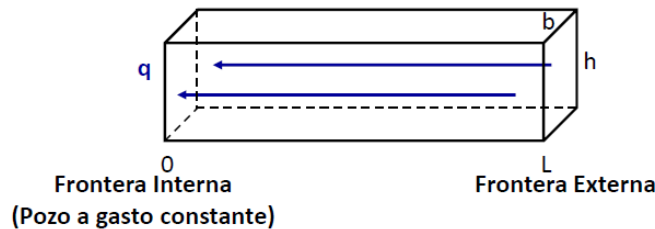


Fig. 18 Flujo Lineal (Gallardo, 2015)

Tipo de flujo característico de una fractura que se generan cuando se tienen un sistema naturalmente fracturado o uno hidráulicamente fracturado donde el espesor de la fractura permanece constante. Este flujo se caracteriza por ser en una sola dirección y se idealiza como si fuese un prisma con las dimensiones de altura, longitud y espesor. Cuando se tiene un flujo en la fractura y de la matriz a la fractura se presenta el flujo bilineal. La solución con todas las variables es de la siguiente manera para un pozo que produce de un yacimiento infinito con flujo lineal a gasto constante.

$$\Delta P(x, t) = \frac{\alpha_L q B \mu}{k b h} \left[2 \sqrt{\frac{\beta}{\pi}} \left(\frac{k t}{\phi \mu C_t} \right)^{1/2} e^{-\left(\frac{\phi \mu C_t x^2}{4 \beta k t} \right)} - x \operatorname{erfc} \left(\sqrt{\frac{\phi \mu C_t x^2}{4 \beta k t}} \right) \right] \dots\dots\dots(3.12)$$

$erfc(x)$: función error complementario

α_L y β : Factores de conversión que dependen del sistema de unidades utilizados inglés o métrico

$\alpha_L = 887.2$ (inlges), 119.58 (métrico) y $\beta = 2.637 \times 10^{-4}$ (inlges), 3.489×10^{-4} (métrico)

$$P_{wD}(x_D = 0, t_D) = \sqrt{4/\pi} \sqrt{t_D} \dots\dots\dots(3.13)$$

En la fig. 19 se puede ver el comportamiento de la presión adimensional cuando el radio de exploración está en las vecindades del pozo ($r_D = 0$).

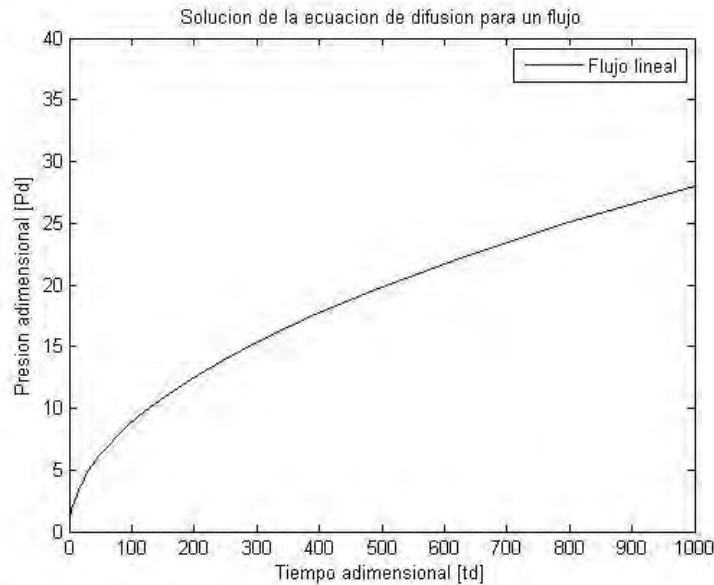


Fig. 19 Comportamiento del Flujo Lineal en variables adimensionales

3.2.3.3.2 Flujo Radial

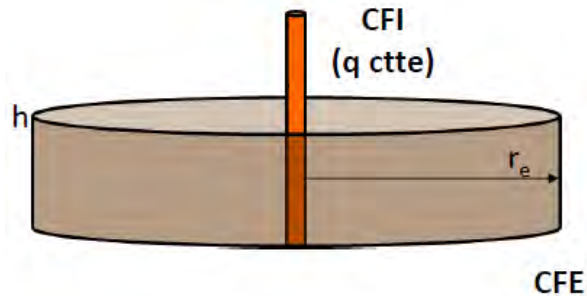


Fig. 20 Flujo Radial (Gallardo, 2015)

Esta geometría de flujo es característica de la producción de cualquier pozo cuando es un yacimiento infinito y la onda de presión no ha alcanzado las fronteras o cuando el pozo se

encuentra alejado de las fronteras o las fronteras son fallas no conductivas. La Solución Línea Fuente es la aproximación que resuelve el flujo radial con muy poco error. Pero también podemos encontrar la solución en variables reales. En la fig. 21 se puede apreciar como variará la presión adimensional cuando $r_D = 1$. Se usa la escala semilogarítmica para apreciar la pendiente de $\frac{1}{2}$. La ecuación no aplica para $t_D > 25$ dado que la P_{wD} no puede alcanzar valores de 0 o negativos.

$$P = P_i - 70.6 \frac{qB\mu}{kh} \left[\ln|t| + \ln \left| \frac{\beta\eta}{r^2} \right| + 0.8091 \right] \dots\dots\dots(3.14)$$

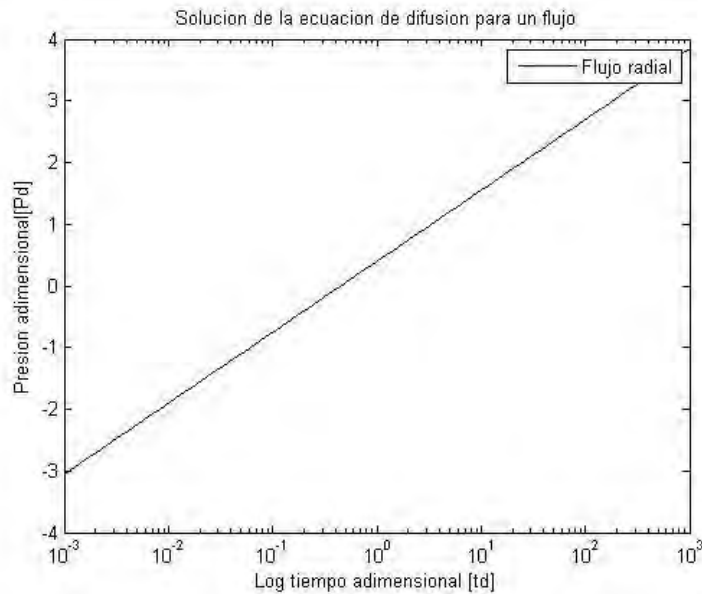


Fig. 21 Comportamiento del Flujo Radial en variables adimensionales y escala logarítmica

3.2.3.3 Flujo Esférico



Fig. 22 Flujo Esférico (Gallardo, 2015)

Geometría de flujo presente en un yacimiento con un espesor muy grande cuya penetración del pozo es parcial. Cuando se usa el término parcial es para referirse a que los disparos están en una sección pequeña del estrato. Es parecido al flujo radial pero vamos a tener una aportación extra por la parte inferior que se extrae a diferencia de que fuesen radios concéntricos de los

cuales las ondas se propagan hacia afuera. La geometría esférica es tiene un comportamiento diferente con el abatimiento de la presión. En la fig. 23 se puede apreciar como variará la presión adimensional cuando el $r_D = 1$.

$$P_{wD}(r_D = 1, t_D) = 1 - \frac{1}{(\pi t_D)^{0.5}} \dots\dots\dots(3.15)$$

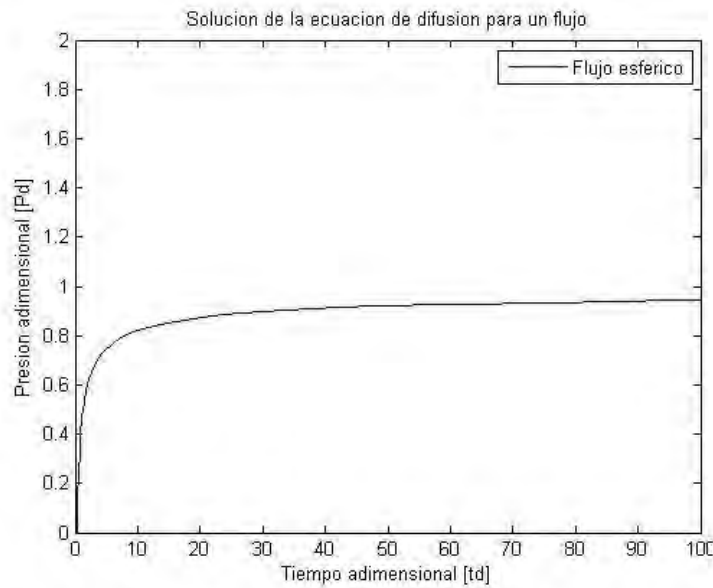


Fig. 23 Comportamiento del Flujo Esférico en variables adimensionales

3.2.3.3.4 Flujo Bilineal

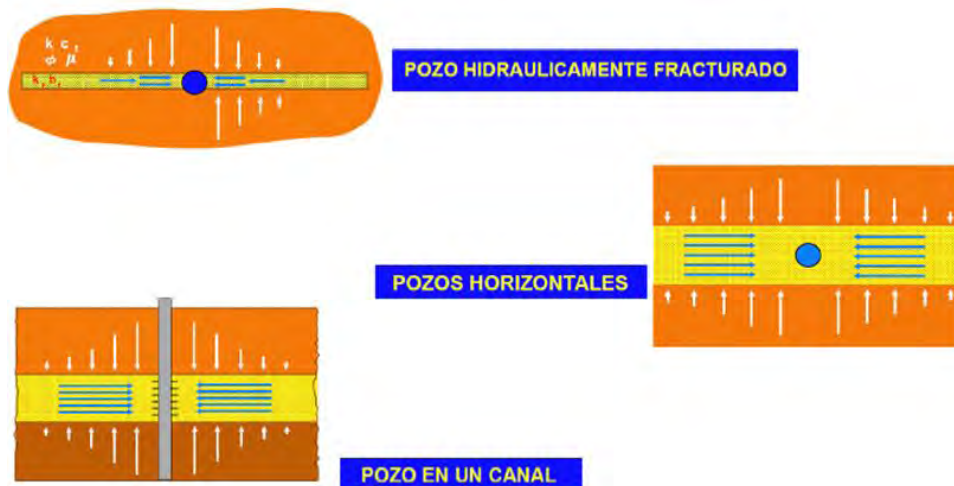


Fig. 24 Flujo Bilineal (Gallardo, 2015)

Geometría de flujo característica del movimiento de fluidos de la matriz al pozo a través de una fractura. Cuando se realiza el fracturamiento hidráulico se tienen esta geometría. Para poder

realizar el cálculo de la presión adimensional se tiene que haber calculado antes el Factor de Conductividad F_{CD} , como se ve en la ecuación 3.13. Cómo se puede ver en la fig. 25 si se varía el F_{CD} la caída de presión es más grande y cuando el $F_{CD} = \infty$ se tiene un flujo lineal.

$$F_{CD} = \frac{k_f b_f}{k x_f} \dots\dots\dots(3.13)$$

k_f : Permeabilidad de la fractura

b_f : Ancho de la fractura

k : permeabilidad de la formación

x_f : longitud de la fractura

$$P_{wD} = \frac{2.54}{F_{CD}^{0.5}} \sqrt[4]{t_D x_f} \dots\dots\dots(3.14)$$

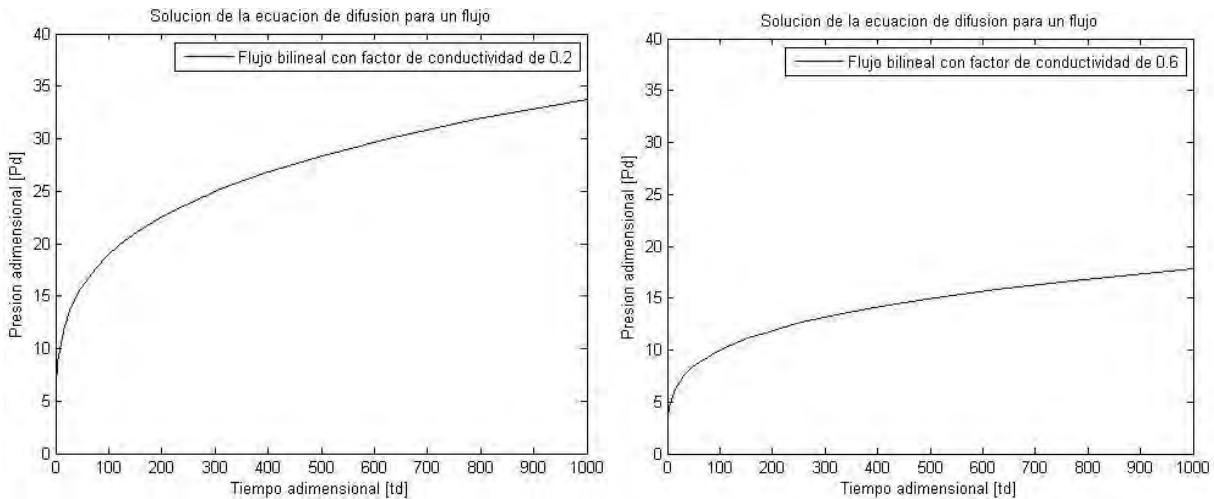


Fig. 25 Comportamiento del Flujo Bilineal en variables adimensionales con un Factor de Conductividad de 0.2 y 0.6

En la fig. 26 se hace la comparación entre las geometrías de flujo lineal, bilineal, radial y esférica para diferenciarlas y analizar sus comportamientos. Las ecuaciones de flujo están evaluadas a diferentes r_D . El flujo lineal y bilineal es a $r_D = 0$ (vecindad del pozo) y en el flujo radial y esférico $r_D = 1$ (en la frontera).

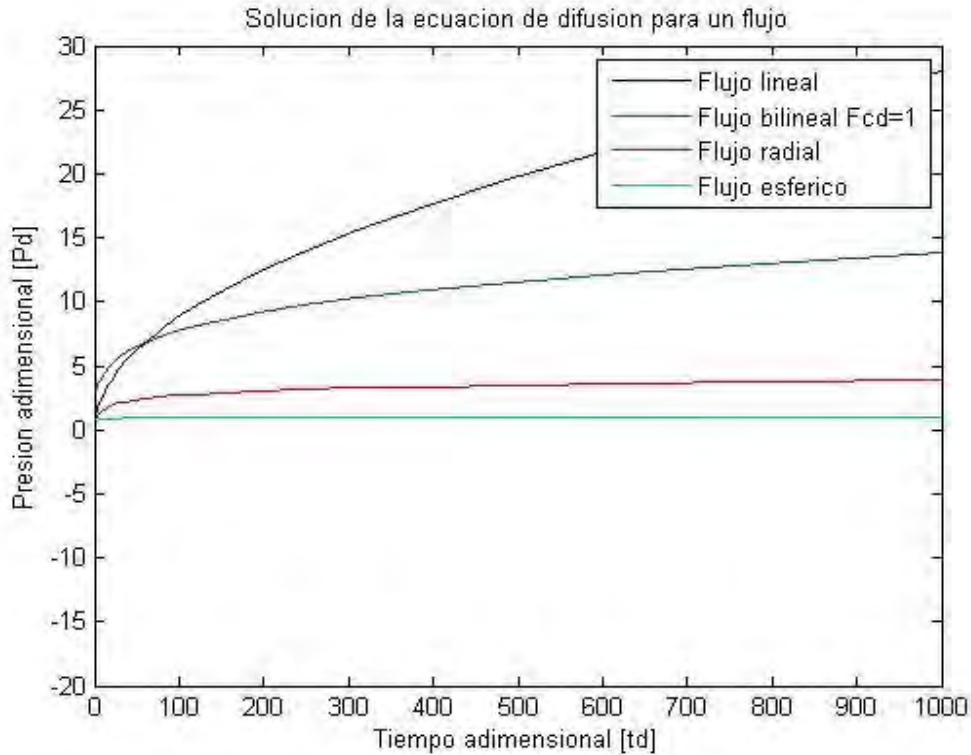


Fig. 26 Comparación del comportamiento de las geometrías de Flujo

3.2.4 Realizar el Modelo Numérico

Se puede encontrar el modelo matemático de dos formas. Las soluciones se derivan de la linealidad de la Ecuación de la Difusividad. Si su relación es lineal se usa la solución de Línea Fuente. Si la solución no es lineal usamos Simulación Numérica de Yacimientos.

3.2.4.1 Solución Línea Fuente

La Solución línea Fuente, comúnmente ocupada en caracterización dinámica de yacimientos se resume en la siguiente fórmula expresada en variables adimensionales y la Integral Exponencial.

$$P_D = -\frac{1}{2}E_i\left(\frac{-r_D^2}{4t_D}\right) \dots\dots\dots(3.15)$$

$E_i =$ Integral exponencial. Es una aproximación de la solución que es válida en todo el dominio de las x que en este caso será $\frac{-r_D^2}{4t_D}$.

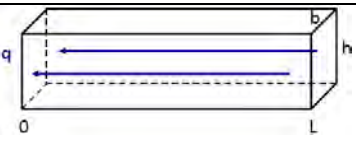
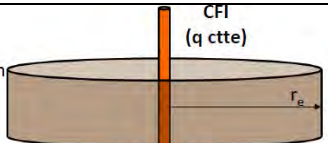
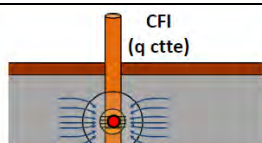
Tiene 3 aproximaciones que se ven la tabla 6:

Tabla 6 Aproximaciones de la Integral Exponencial

$x < 0.01$	$E_i(-x) = \ln 1.781x $	(3.16)
$0.01 < x < 25$	$E_i(-x) = \text{Valores que se encuentran en la tabla anexa}$	(3.17)
$25 \ll x$	$E_i(-x) = \ln \left \frac{r_D^2}{t_D} \right + 0.8091$	(3.18)

La Solución Línea Fuente está tomada para un gasto constante y se expresa en variables adimensionales para facilitar sus cálculos pero, es necesario calcular el valor de cada una antes de usar la Solución de Línea Fuente. Las variables adimensionales estarán en función de la geometría de flujo. En la tabla 7 puede verse resumido las variables adimensionales para flujo lineal, radial y esférico.

Tabla 7 Valores de las Variables Adimensionales para diferentes geometrías de flujo

	Líneal	Radial	Esférico
Esquema			
Tiempo	$t_{DL} = \frac{\beta kt}{\phi \mu C_t L^2}$	$t_D = \frac{\beta kt}{\phi \mu C_t r_w^2}$	$t_{Desph} = \frac{\beta kt}{\phi \mu C_t r_w^2}$
Presión	$P_{DL} = \frac{kbh}{\alpha_L q \mu B L} (P_i - P)$	$P_D = \frac{kh}{\alpha q B \mu} (P_i - P)$	$P_{Desph} = \frac{kr_w}{\alpha_s q B \mu} (P_i - P)$
Radio	$L_D = \frac{x}{L}$	$r_D = \frac{r}{r_w}$	$r_D = \frac{r}{r_w}$

A diferencia de las soluciones de Productividad de Pozos en las que el gasto es variable a condiciones de presión constante. En Caracterización Dinámica el gasto es constante y lo que varía es la presión. Es muy importante tomarlo en cuenta ya que la forma en que se derive la solución cambiara si las condiciones cambian.

3.2.4.2 Simulación Numérica de Yacimientos

Si la ecuación de difusividad no tiene una solución lineal y se quiere predecir mejor el comportamiento del yacimiento se usa la Simulación Matemática de Yacimientos. En la cual se toma la ecuación diferencial que modela el comportamiento del yacimiento y se busca su solución aproximando las derivadas con métodos numéricos. Se programa la solución de la ecuación diferencial y se valida que el modelo sea correcto. Cuando se confirma que el modelo es correcto se ajusta el modelo con un historial de producción del campo o uno similar al campo que se piensa simular. Al final se predice el comportamiento. Para aprender más sobre el tema pase al Anexo A.

De esta forma se ha concluido la explicación del Proceso de Caracterización Dinámica de Yacimientos. Las páginas anteriores y el Anexo A tienen el propósito de dar grosso modo la forma en que se estudia el comportamiento de los yacimientos. Tomando en cuenta los factores que afectan el rendimiento del pozo y la certidumbre con la que se quiera contar al predecir el comportamiento futuro. Se habló del método de caracterización dinámica, pero hay otro que es más sencillo y requiere de menos información que son las curvas de declinación. La finalidad de escribir sobre estos temas es porque no siempre se podrán usar las curvas de declinación para predecir el comportamiento de un pozo o del yacimiento. Además el tema no ha concluido por que como se ha dicho en el tema del capítulo se caracterizan los yacimientos no convencionales y hasta ahora sólo se ha hablado de los convencionales. Las curvas de declinación se pueden aplicar en los yacimientos no convencionales conociendo las diferencias como las geometrías de flujo. En un yacimiento convencional se tiene un flujo radial o esférico y en los pozos horizontales múltiplemente fracturados se tiene flujo lineal y bilineal. Otro ejemplo es la duración del régimen transitorio, en los yacimientos no convencionales a causa de las bajas permeabilidades (nano darcies) éste durará muchos años a comparación de un yacimiento convencional donde dura de días a meses.

3.3 Caracterización dinámica de los yacimientos no convencionales tipo tight oil

A continuación se caracterizarán los yacimientos no convencionales con base en artículos e información de fuentes bibliográficas. En las formaciones tight oil la roca generadora también es la roca almacenadora, esto se debe a que al estar la roca madre en la ventana de generación del aceite y debido a su extrema baja permeabilidad el aceite generado no puede migrar afuera de la roca madre, generando zonas de presión anormalmente altas con baja saturación de agua. Durante la etapa productiva del pozo la permeabilidad estará fijada por la permeabilidad de la fractura y se tendrá el caso de flujo lineal y bilineal dependiendo de la geometría de los disparos y el sistema de fracturas. Muy rara vez se verá un flujo radial tardío, pero puede ser el caso cuando se haya alcanzado el flujo dominado por la frontera que será posible si el volumen de roca estimulado es muy grande y después de muchos años de producción. Dicho en otras palabras, será difícil encontrar flujo dominado por las fronteras (boundary dominated flow) debido a la baja permeabilidad y que el régimen predominante es el transitorio.

Para imaginar la geometría de flujo presente en área de drene se puede pensar en estos cuatro elementos: la matriz o yacimiento, el sistema de fracturas, los disparos y el pozo, e interactúan de la siguiente manera la matriz que aporta una cantidad de fluidos a la fractura y estos circularan a través de las fracturas hacia los disparos y consecutivamente al pozo (flujo bilineal) o el segundo modelo si el volumen de roca estimulado es muy grande, la permeabilidad de la fractura es tan grande que la conductividad de la fractura es infinita y la presión a lo largo de la fractura permanece constante dejando que los fluidos circulen a través de la fractura hacia pozo (flujo lineal). Una observación importante aportada por el ingeniero Doung es que el sistema de fracturas in-situ que ya había sido sellado durante la diagénesis se reactiva con el decremento de la presión y modifica el régimen de esfuerzos, originando un aumento de la permeabilidad como es el caso de la formación del Bakken (Duong, 2011). También se tiene que tener en mente que

aunque se tenga saturaciones de agua muy bajas y roca mojada por aceite al fracturar hidráulicamente se inyectan grandes volúmenes de agua a la formación, como es el caso de la formación del Bakken. Por lo que al comienzo de la producción se tendrán un corte de agua producto del agua remanente del fracturamiento hidráulico, se menciona esto para evitar la confusión con que exista un acuífero asociado que genere un empuje hidráulico, pero puede existir la posibilidad de que se usen pozos inyectoros de agua para generar un frente de barrido lo que aumentará considerablemente el corte de agua conforme avance el tiempo.

Dos de las formaciones productoras de aceite tipo tight más estudiadas son el Bakken (Dakota del Norte y Sur, Montana y Saskatchewan) y Barnett (Texas, Nuevo Mexico). La diferencia que existe entre los yacimientos de tight oil de Barnett y del Bakken es el tipo de kerógeno que dio origen a los hidrocarburos, el gradiente geotérmico y periodo apertura de la ventana de generación. En el Barnett, los campos contienen mayor aceite ligero y gas, lo que se define como un yacimiento de gas y condensado, mientras que en el Bakken contiene aceite negro con gas disuelto, lo que se define como un yacimiento de aceite negro de alto encogimiento. Bajo estas premisas se pueden indagar cuales son los mecanismos de empuje dominantes y otra pista que puede facilitararlo es el tipo de kerógeno que dio origen al hidrocarburo. En esta tesis se toma en cuenta sólo el yacimiento del Bakken para idear hipótesis sobre los mecanismos de empuje predominantes. Se comenzará con la idea que no se puede tener un acuífero por ser la roca generadora que se encuentra en la ventana de generación y no existe migración al menos que se encuentre en un sistema naturalmente fracturado, la baja saturación de agua y la falta de contacto agua-aceite que se ve reflejada en los registros de pozos desecha el mecanismo de empuje por acuífero asociado. El empuje por segregación gravitacional se puede tomar en cuenta si se genera un casquete de gas y existe un acuífero, pero al tratarse de fracturas y no un sistema poroso interconectado la idea de un casquete de gas es difícil. El colgamiento dentro de las fracturas es el fenómeno que ocurre con naturalidad por la generación excesiva de gas debido a la caída tan abrupta de presión que se origina dentro de la fractura y la vecindad del pozo (Steven, 2016). Está documentado que el flujo multifásico a través de las fracturas está presente cuando la presión de fondo fluyente cae por debajo de la P_b lo que origina el colgamiento del aceite en la fractura además de un incremento promedio mayor a 4 veces el valor común de la RGA en función del tiempo que se puede encontrar en un yacimiento convencional. En la fig. 27 se puede ver la comparación del comportamiento de la RGA entre un yacimiento convencional a) y un yacimiento no convencional con múltiple fracturamiento hidráulico. El comportamiento es diferente debido que el volumen de la porosidad efectiva es mucho mayor al volumen de roca estimulado y la difusividad hidráulica es mayor en yacimientos con permeabilidades mayores a que una permeabilidad que origina un flujo bilineal. Por esto el efecto de P_b es más pronunciado en fig. 27b.

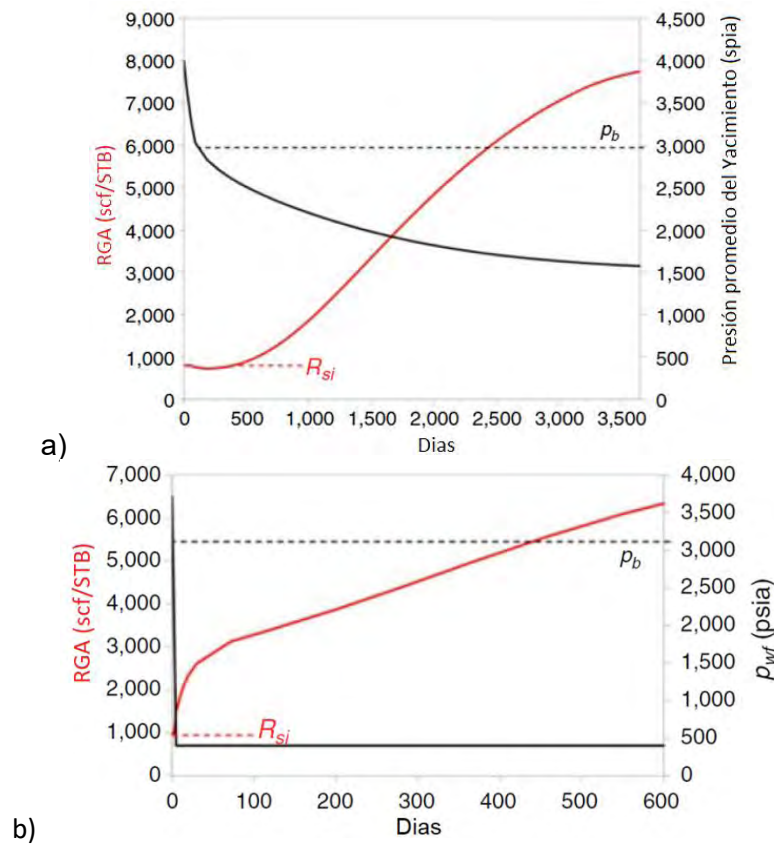


Fig. 27 a) Comportamiento de RGA vs \bar{P} yacimiento convencional con un pozo vertical sin fracturar, b) Comportamiento de un yacimiento no convencional con pozo horizontal fracturado (Stevens, 2016)

Descartando los posibles mecanismos de empuje existentes en la formación del Bakken se puede decir que el mecanismo de empuje dominante es el gas en solución y encogimiento del sistema roca fluido. El mecanismo por encogimiento del sistema roca fluido tomará más importancia en este yacimiento a diferencia de otros en los cuales es despreciado. Ya que los yacimientos no convencionales se encuentran a un régimen de estrés mayor al convencional, lo que origina que al disminuir las presión y dadas las propiedades de la compresibilidad de la roca el cambio de volumen sea mayor por ende el empuje producido también. Inclusive como se puede leer en el artículo de “Rate-Decline Analysis for Fracture-Dominated Shale Reservoirs” al disminuir la presión se reactivan las fallas o fracturas existentes pre-diagénesis dejando que las fracturas reabiertas aporten más hidrocarburos al sistema de roca estimulado, esta suposición se contraponen con lo escrito en el artículo “Microseismic Maps Production Volume” donde se plantea la idea que con paso del tiempo el volumen activamente produciendo disminuye. Como se puede ver en la fig. 28 si al realizar un fracturamiento hidráulico se tiene el Volumen de Roca estimulado (SRV *Stimulated Rock Volume*) pero el Volumen Activamente Produciendo (APV *Active Production Volume*) es diferente debido a que algunas de las microfracturas se cerraron al finalizar el fracturamiento, entonces la producción va a disminuir con el paso del tiempo. Estos VRE y 2 VAP’s fueron generados después de 2 y 3 años de producción. A la izquierda son

mostradas las vistas de cortes de los volúmenes del pozo a la profundidad del yacimiento. A la derecha hay vistas de los 3 mismos perfiles a lo largo del pozo, los colores cálidos muestran altos niveles de actividad y los colores fríos muestran niveles bajos. (VRE, Volumen de roca estimulado; VAP, Volumen activamente produciendo)

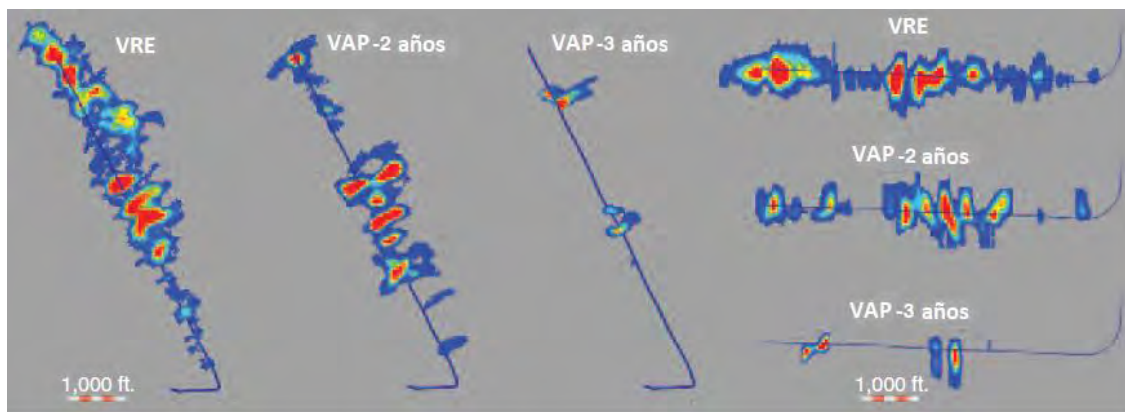


Fig. 28 Evolución del sistema de fracturas con el paso del tiempo dentro de los pozos horizontales hidráulicamente fracturados (Vermilye y Sicking, 2016)

Debido que las proporciones de saturaciones (s_o , s_g y s_w) son diferentes en entre los yacimientos convencionales y los yacimientos no convencionales (Bakken) el valor de compresibilidad del fluido también lo serán. Las formaciones son mojadas por aceite normalmente, la saturación de agua es muy pequeña y si vamos a encontrar gas en solución que probablemente sea una cantidad muy grande dado que las formaciones están en la ventana de generación del aceite a presiones anormalmente altas. Esto da como referencia que se puede encontrar más gas disuelto en el aceite de lo que se encontraría en un yacimiento convencional, pero esto es una mera suposición.

$$C_f = C_o S_o + C_g S_g + C_w S_w \quad \dots\dots\dots(3.30)$$

La Compresibilidad Total también cambiará. Dado que la ΔP tendrá un efecto más grande ya que es una zona de presión anormalmente alta. Conforme disminuya más la presión se verá un efecto más grande del empuje por encogimiento del sistema roca fluido.

$$C_t = C_f + C_r \quad \dots\dots\dots(3.31)$$

Esta breve introducción tiene el objetivo de plantear hipotéticamente los cambios que manifestarían las propiedades de los fluidos en un yacimiento no convencional de tipo tight oil con un empuje por gas disuelto.

3.3.1 Mecanismos de empuje en yacimientos no convencionales tipo Tight Oil

Los mecanismos predominantes dentro de un yacimiento del tipo tight oil son empuje por gas disuelto y el empuje por encogimiento del sistema roca fluido.

Los otros empujes: empuje por acuífero asociado, empuje por casquete de gas y el empuje por segregación gravitacional, es posible que se generen pero dado a las características petrofísicas y a las fases presente en el yacimientos o que su efecto sea tan pequeño que se puedan descartar, al menos que se esté utilizando inyección de agua o un sistema de recuperación mejorado. Se puede descartar el empuje por acuífero asociado por no ser una cuenca convencional en la que puedan migrar las fases también por encontrarse en la ventana de generación del aceite y porque no existe una segregación de las fases dentro de la roca generadora. El agua presente es residuo de las reacciones de síntesis que generan a los hidrocarburos y representar una saturación muy pequeña pero considerable. Para que sea tomado en cuenta como una fuerza que aporta energía al yacimiento el acuífero tiene que tener 10 veces mayor volumen que la fase de aceite. Pero en este caso ni siquiera forma una fase la cantidad de agua presente en la matriz por lo cual se descartará este tipo de empuje.

El empuje por casquete de gas queda descartado debido a la reducida porosidad. Al ser un yacimiento donde la porosidad inicial es muy pequeña y su permeabilidad es del orden de décimas a centésimas de milidarcies, si durante la explotación se redujese la presión por debajo de la P_b y comenzase a generar volúmenes gas, se debería de superar la saturación crítica del gas para que este comenzara a moverse y el casquete comenzara a formarse, pero no podría formar una fase de gas continua debido al reducido volumen que existe en la fractura y el sistema de fracturas. Esto ocasiona que aunque exista un volumen de gas al no poder consolidar una fase por arriba del intervalo productor debido al espacio reducido de las fracturas este no aportara un empuje considerable. En vez de eso como se explica en los artículos "Multiphase linear flow in tight oil reservoirs" y "Producing gas/oil rate behavior of multifractured wells in tight oil reservoirs" dentro de las fracturas se presentara el fenómeno del colgamiento y lo que origina que le RGA sea mucho mayor que en un yacimiento convencional.

El empuje por segregación gravitacional quedará descartado por no existir una fase acuosa considerable que aporte trabajo a los fluidos para que sean expulsados por el pozo y a su vez no existe una fase gaseosa considerable que produzca el mismo efecto que la fase acuosa. Dicho en otras palabras el acuífero asociado y el casquete de gas pueden dar origen al efecto de segregación gravitacional y al no existir dentro de los yacimientos como el Bakken se pueden descartar de los empujes que aportan al sistema integral de producción.

Este es un caso hipotético que se basa de lo investigado en distintos artículos de la SPE. Puede existir la posibilidad que al tener un volumen de roca estimulado muy grande y además el volumen de roca activo produciendo sea parecido al SRV al implementar un sistema de recuperación como inyección de agua se genere artificialmente el empuje por acuífero asociado y se pueda calcular el aporte de presión en función del gasto de inyección, la ubicación del pozo y la difusividad hidráulica del medio.

Como se puede ver los yacimientos de tipo tight oil experimentan disminuciones de presión cuando comienza la producción debido a que tienen muy pocos mecanismos de empuje que aporten energía y que su volumen interconectado depende sólo del volumen de roca estimulado.

Por otra parte es importante analizar qué pasa con las fuerzas capilares. Dado que al producir una fractura está tiene un apretura promedio que va disminuyendo hasta el final de la fractura y que puede producir micro fisuras conforme crece la fractura como en las fallas lístricas. Las fuerzas capilares están dominadas por el diámetro de la garganta (r) de poro, la tensión interfacial (σ), la gravedad específica del fluido (ρg) y el ángulo de contacto; que depende de la mojabilidad del fluido al medio, como se ve en la ecuación 3.32:

$$h = \frac{2\sigma \cos\theta}{\rho g r} \dots\dots\dots(3.32)$$

La garganta de poro depende de la porosidad del medio y dentro de las fracturas depende del radio promedio del material apuntalante de mayor tamaño. Dentro de los pozos de del Bakken se tiene producción de agua y las fuerzas capilares benefician al fluido con menor viscosidad por ende, si el pozo tiene una saturación baja de agua al principio las fuerzas capilares ayudarán más a fluir al agua pero al alcanzarse la S_{wi} beneficiarán a la producción del aceite. La °API del crudo producido del Bakken están entre los 40°- 49° por lo que es crudo extra ligero al cual tendría que calcularse su tensión interfacial y corregirla por temperatura y presión para tener un valor factible de la tensión interfacial.

3.3.2 Regímenes de flujo de en yacimientos no convencionales tipo Tight Oil

Los regímenes de flujo encontrados en yacimientos tipo tight oil son: régimen transitorio y régimen pseudoestacionario. El régimen transitorio es el más común en los yacimientos de baja permeabilidad debido a la poca difusividad hidráulica. Esto es causado por las permeabilidades del orden de nano Darcies, en casos optimistas centésimas de mili Darcies y la porosidad del medio puede tener valores promedio entre 9-15% dando como resultado que la difusividad que es la velocidad con la que se propagan las ondas de presión en el medio sea muy baja. Por lo que tardara mucho más tiempo en que los cambios de presión alcancen las fronteras del yacimiento. Es por esta razón que la mayoría de los pozos produciendo de este tipo de yacimientos permanecen en régimen transitorio durante la mayor parte de su vida productiva.

El régimen pseudoestacionario puede ser encontrado en secciones donde el volumen de roca estimulado es muy grande y han pasado varios años del comienzo de la producción del pozo. Después de tanto tiempo se ha alcanzado el flujo dominado por fronteras y puede empezar el régimen pseudoestacionario. No puede asegurarse el encontrarse este régimen aunque se cumplan con las 2 características mencionadas, ya que muchos yacimientos permanecen en régimen transitorio la mayor parte de su vida productiva.

En el artículo "Producing-Gas/Oil-Ratio Behavior of Multifractured Horizontal Wells in Tight Oil Reservoirs" se propone un diagrama conformado de 4 etapas en la vida productiva de un pozo de un yacimiento tipo tight oil usando la RGA como indicador. (Stevens, 2016)

En la fig. 29 se puede ver un historial de producción contra su la RGA de un pozo tight oil de la formación Meramec que produce de la cuenca Anadarko en el estado de Oklahoma. Este tipo de comportamiento es típico de un yacimiento no convencional con mecanismo de empuje por gas en solución y extremadamente bajas permeabilidades que produce por un sistema de fracturas inducido.

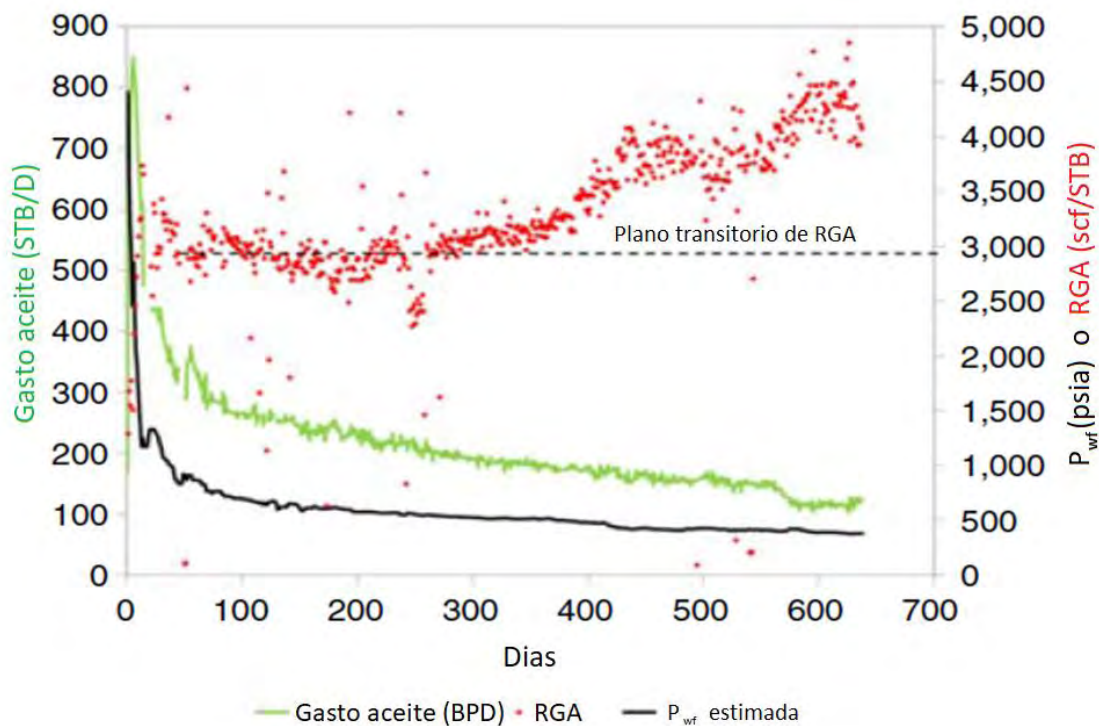


Fig. 29 Historial de producción de un pozo tipo tight oil de la formación Meramec de la cuenca Anadarko. (Modificado de Stevens, 2016).

Para identificar con mayor facilidad las etapas características de un pozo tipo tight oil en la fig. 30 se ven las 4 etapas: $RGA=R_{si}$, incremento de RGA, plano transitorio de RGA, aumento de la RGA debido al FDF. Hay que tomar en consideración que dependiendo de la presión inicial y el régimen de explotación se alcanza más rápido la P_b que marcará un parte aguas en el comportamiento de la RGA. Es muy importante identificar las siguientes etapas porque están relacionadas con las geometrías flujo presentes. El plano transitorio de RGA es la etapa donde la P_{wf} ha alcanzado su mínimo y se mantiene constante. Esto también ocurre porque los valores promedio de presión, saturación y permeabilidades relativas se mantienen constantes durante el flujo transitorio lineal ya que la P_{wf} es constante. (Steven, 2016)

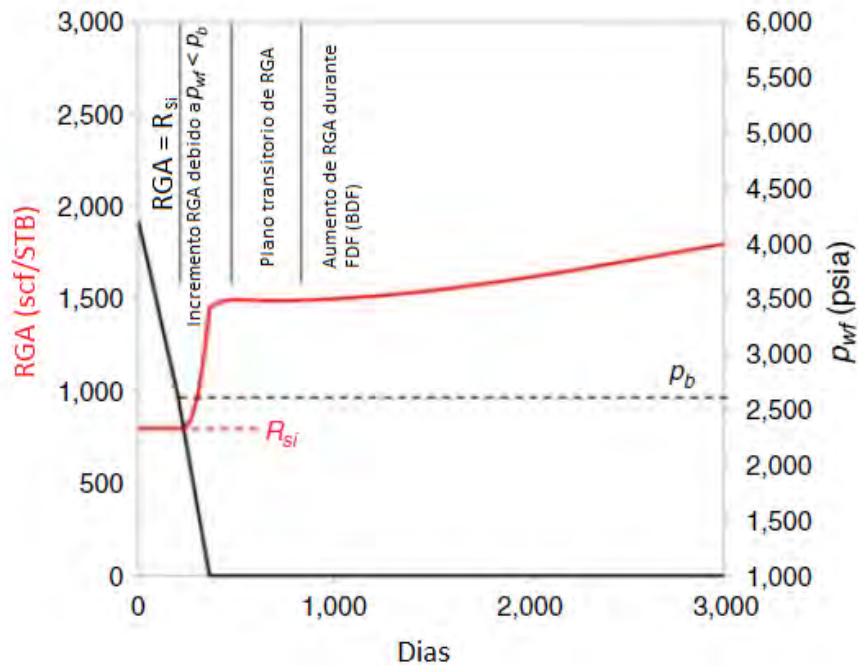


Fig. 30 Etapas de producción de un pozo horizontal con varias etapas de fracturamiento (modificado de Stevens J., 2016, pg.5)

Tabla 8 Etapas de producción de MFHW usando el RGA para identificarlas (Modificado de Steven, 2016)

Etapa	Nombre Etapa	Descripción
1	RGA = R_{si}	Mientras la $P_{wf} > P_b$ yacimiento se mantiene bajo saturado (RGA= R_{si})
2	Incremento de RGA debido $P_{wf} < P_b$	Cuando se reduzca la presión por debajo de la P_b y se alcance la S_{gc} , el gas comenzará a fluir e incrementará la RGA
3	Plano Transitorio de RGA	Al alcanzarse el régimen transitorio lineal o bilineal todas las propiedades se mantendrán constantes debido a que la P_{wf} es cte.
4	Alza RGA debido a flujo dominado por fronteras	Conforme la presión disminuya más gas en solución se liberará y producirá colgamiento en las fracturas, lo que incrementara la RGA. La RGA estará en función de VPA

3.3.3 Geometrías de flujo de yacimientos tipo Tight Oil

Las geometrías de flujo más comunes en los pozos MFHW (Multifractured Horizontal Well) de yacimientos de a aceite negro con mecanismo de empuje por gas en solución son el lineal y bilineal. También pueden encontrarse otras geometrías de flujo como: flujo lineal compuesto, flujo lineal temprano, flujo radial temprano, flujo elíptico, flujo radial tardío. En este capítulo se enfocará sólo en el flujo lineal y bilineal pero también se explicara a grosso modo las demás

geometrías de flujo que pudieran presentarse. El diseño de las etapas de fracturamiento y parámetros como espaciamiento, longitud y permeabilidad de la fractura determinarán que tipo de geometría de flujo se puede encontrar. El factor de conductividad adimensional F_{CD} se usa para calcular la conductividad de la fractura y así definir si es una fractura con conductividad finita o infinita.

$$F_{CD} = \frac{k_f b_f}{k x_f} \dots\dots\dots(3.13)$$

$k_f =$ permeabilidad de la fractura [mD], $b_f =$ ancho de la fractura[ft]

$k =$ permeabilidad de la formación [mD], $x_f =$ longitud media de la fractura [ft]

El flujo bilineal ocurre cuando la conductividad de la fractura es finita. Lo que quiere decir que la fractura presentará un perfil de presión del comienzo a la cola de fractura debido al cambio de permeabilidad. En este caso se presentarán 2 tipos de flujo lineal: el primero de la matriz a la fractura y otro de la fractura al pozo. Esta geometría es común en fracturas largas donde es difícil que el apuntalante se distribuya uniformemente cuando se cierra la fractura al disminuir la presión después haberse alcanzado la presión de fractura. También es típica esta geometría de sistemas naturalmente fracturados. En una gráfica de diagnóstico especializada se puede apreciar con una pendiente de $\frac{1}{4}$.

El flujo lineal es característico de pozos hidráulicamente fracturados donde las fracturas tienen conductividad infinita. Lo que quiere decir que la permeabilidad de la fractura es muy grande en comparación con la k de formación. Esto produce que la presión se mantenga constante a lo largo de la fractura. En una gráfica de diagnóstico especializada se puede apreciar con una pendiente de $\frac{1}{2}$.

Para ver la diferencia que habría entre un perfil de presión en un yacimiento con un pozo vertical y un pozo horizontal fracturado con las mismas propiedades de fluido, condiciones y propiedades de la matriz se muestra la fig 31. En la cual las fracturas tienen una conductividad infinita. El ejemplo es tomado de una simulación. Se puede ver en la fig. 31 que para un flujo radial el decremento de presión es menos pronunciado que en el flujo lineal, esto beneficia la producción. También se puede ver que a lo largo del radio de exploración la presión media de la fractura es casi la P_{wf} esto ocasiona que cuando la $P_{wf} < P_b$ se incremente la RGA y se produzca colgamiento de la fase líquida con la gaseosa dentro de la fractura.

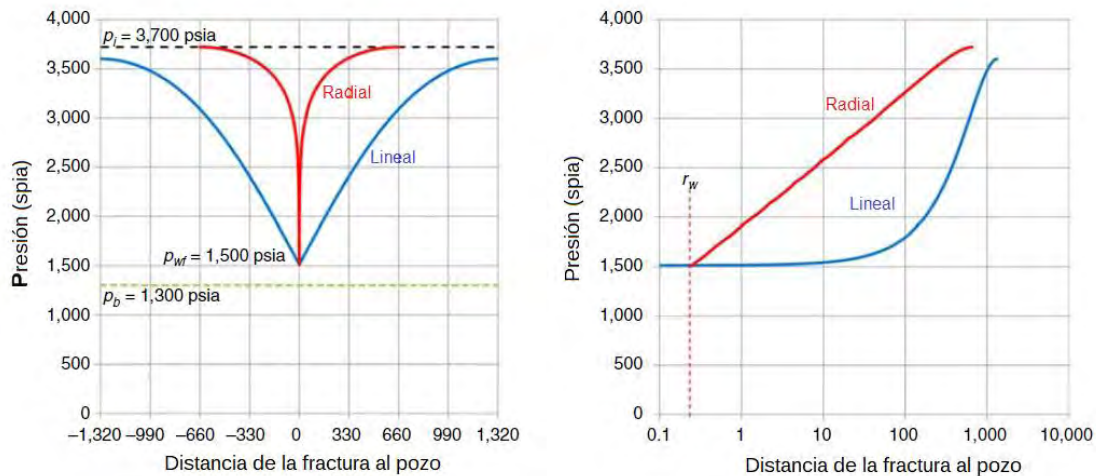


Fig. 31 Perfiles de presión simulados en un yacimiento de aceite de 5 mD con flujo monofásico después de producir 30 días a una $P_{wf}=1,500$ psia para un flujo radial y lineal. La gráfica de la derecha tiene una escala logarítmica en la distancia.

Flujo lineal compuesto se produce una vez que las ondas de presión han alcanzado a las fracturas más próximas y puede existir flujo de las regiones exteriores que no han sido estimuladas. Una vez que las fracturas han interferido unas con otras puede ser visto el flujo de las regiones exteriores a la zona estimulada por las fracturas. (Fekete, 2014)

Flujo lineal temprano es un tipo común de flujo producido en un pozo estimulado con fracturamiento, se produce cuando los transitorios de las fracturas se han estabilizado. (Fekete, 2014)

El Flujo radial temprano puede ser visto después del término de flujo lineal temprano, pero antes de que las fracturas empiecen a interferir una con otra. Sólo puede ser visto cuando etapas de fracturamiento están muy alejadas o cuando la longitud media de la fractura es corta. (Fekete, 2014)

Flujo Elíptico se produce cuando ha comenzado flujo del yacimiento hasta el segmento final del pozo. Es una geometría de transición del flujo lineal al flujo radial en los pozos horizontales. Se puede ver en una gráfica de diagnóstico con un pendiente de 1/3. (Fekete, 2014)

Flujo radial tardío define flujo radial alrededor de un pozo horizontal fracturado después del flujo lineal compuesto. Se caracteriza por tener una pendiente de 0 en la gráfica de diagnóstico. Va a ser visto el flujo radial tardío si sólo existe un pozo en un yacimiento que no se ha desarrollado aún y requerirá de mucho tiempo y área en el yacimiento tipo tight oil. (Fekete, 2014)

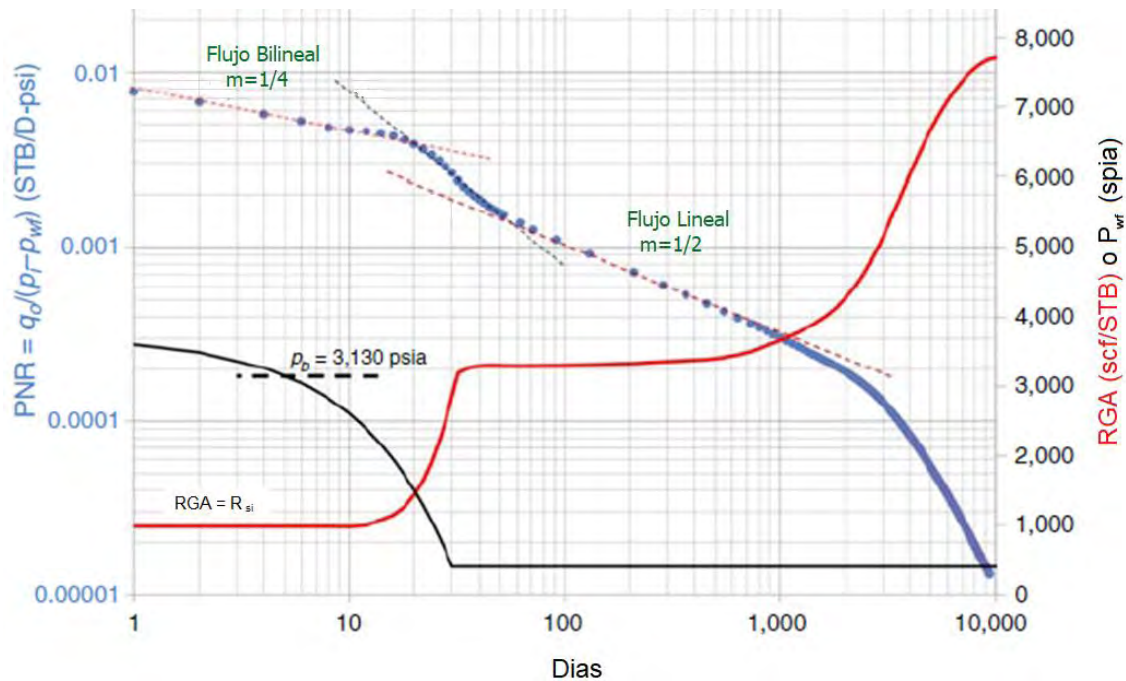


Fig. 32 Gráfica diagnóstica donde se pueden ver las geometrías presentes. Simulación de un caso con una fractura $k=150$ nd, $x_f=240$ ft, espaciamento de la fractura= 100 ft y $k_f w_f=8$ md-ft. Pressure normalized Oil Ratio, $PNR = \frac{q_o}{P_i - p_{wf}}$. (modificado de Stevens, 2016)

3.3.4 Propiedades de los fluidos de los yacimientos no convencionales

Esta sección se basa en las hipótesis del punto 3.3 sobre el yacimiento del Bakken que tiene una S_g mucho menor que los yacimientos tipo tight oil de la cuenca Anadarko, su S_{gc} promedio supera el 10%, donde puede alcanzar valores de 20-30% (Stevens, 2016, pg. 12) y el yacimiento presenta características de aceite negro de alto encogimiento, en la región se va a tener una producción de gas mucho menor a comparación de Anadarko.

En esta sección se tratara acerca de las propiedades que tiene un comportamiento particular a diferencia del comportamiento en yacimientos convencionales.

Una de las propiedades es la compresibilidad, se toma como referencia del artículo "Multiphase Linear Flow in Tight Oil Reservoirs" para explicar cómo se modela la compresibilidad cuando existen 2 fases. En el artículo se propone un modelo matemático para simular y entender el flujo multifásico en yacimientos tipo tight oil. El yacimiento del Bakken al igual que la formación Meramec presentan flujo multifásico porque se alcanza la P_b muy rápido debido a que la P_{wf} tan bajas que se tiene que producir para lograr el gasto deseado. La diferencia entre el Bakken y la formación Meramec es una S_{gc} mucho mayor en el Bakken y una S_g menor en el Bakken. Lo que origina que la mayoría de la producción no convencional del Bakken sea crudo de los 40-49°API. En la ecuación 3.33 se modela la compresibilidad total de un sistema con flujo multifásico en una zona de presión anormalmente alta. En la tabla 9 se descomponen las componentes de la C_t^* que

puede verse el comportamiento particular de cada componente en la fig. 33 y a su vez el comportamiento de C_t^* .

$$C_t^* = \frac{S_o B_g}{B_o} \frac{dR_s}{dp} - \frac{S_g}{B_g} \frac{dB_g}{dp} - \frac{S_o}{B_o} \frac{dB_o}{dp} + \frac{1}{\phi} \frac{d\phi}{dp} \dots\dots\dots(3.33)$$

Tabla 9 Descomposición de la compresibilidad total

1	$\frac{S_o B_g}{B_o} \frac{dR_s}{dp}$	Unidad de gas liberada por volumen poroso a condiciones de yacimiento mientras la presión disminuye
2	$-\frac{S_g}{B_g} \frac{dB_g}{dp}$	Compresibilidad del Gas
3	$\frac{S_o}{B_o} \frac{dB_o}{dp}$	Compresibilidad del Aceite
4	$\frac{1}{\phi} \frac{d\phi}{dp}$	Compresibilidad del Poro

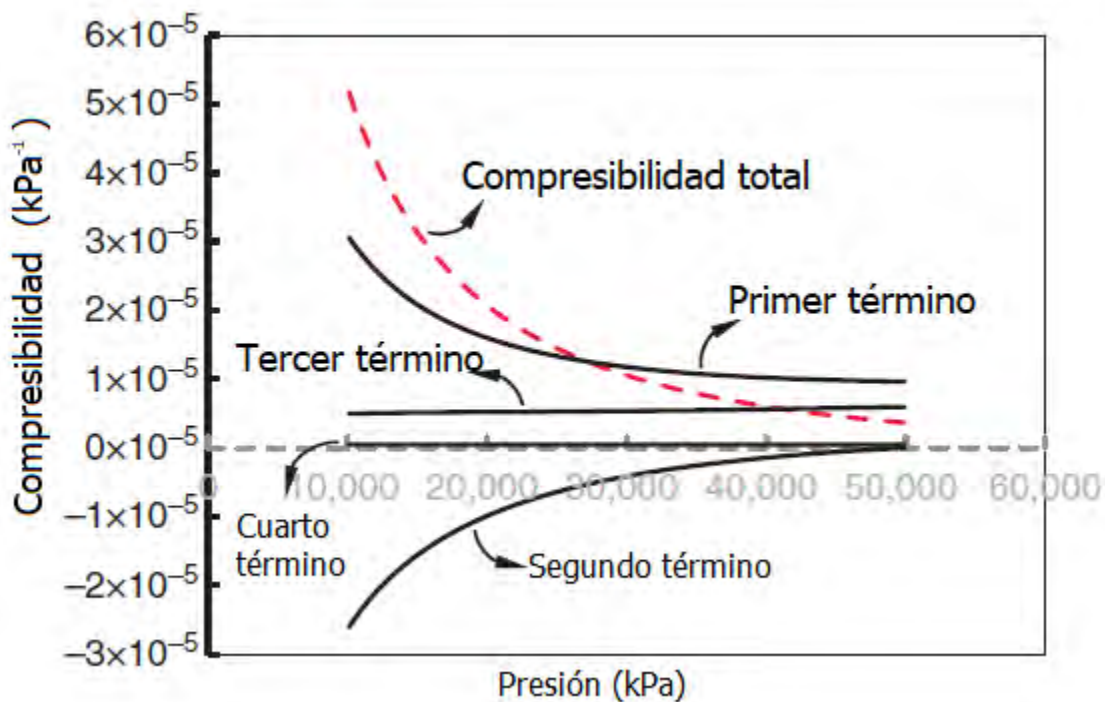


Fig. 33 Compresibilidad total del sistema y sus componentes, ecuación 3.32 (Modificado de Tabatabaie, 2016. pg 4)

Cabe recalcar que en zonas de presión anormalmente alta las compresibilidad de poro puede aumentar dado a que el régimen de esfuerzo al que está sujeto la matriz es mayor, dando como resultado un efecto mayor al ir disminuyendo la presión durante la explotación.

En los pozos tipo tight oil dado que se produce bajo régimen transitorio las propiedades de S_o y RGA no están en función de la permeabilidad absoluta ni las permeabilidades relativas (Tabatabaie, 2016). Es por esto que para casos de simulación se puede representar la relación S_o vs P de la siguiente manera.

$$S_o(p) = 1 + \mu_{oi} B_{gi} \left(\frac{dR_s}{dp} \right)_i \int_{p_i}^p \frac{1}{\mu_o B_o} dp \quad \dots\dots\dots(3.34)$$

La RGA durante el plano transitorio de RGA puede ser expresado de la siguiente manera.

$$RGA = R_s + \frac{k_{rg} \mu_o B_o}{k_{ro} \mu_g B_g} \quad \dots\dots\dots(3.35)$$

La Relación de Solubilidad R_{si} depende de las propiedades químicas de la mezcla y está en función de la P_{wf} .

En el siguiente caso simulado (figura 34) sobre un bloque modelo con una fractura en régimen transitorio que presenta flujo multifásico y se puede ver cómo se comporta la saturación del aceite. El siguiente caso toma como permeabilidad inicial $k_i = 0.1$ y 0.01 md respectivamente. Las permeabilidades relativas son calculadas con funciones de Corey:

$$k_{ro} = k_{ro}^* S_o^{n_o} \quad \dots\dots\dots(3.36)$$

$$k_{rg} = k_{rg}^* (1 - S_o)^{n_g} \quad \dots\dots\dots(3.37)$$

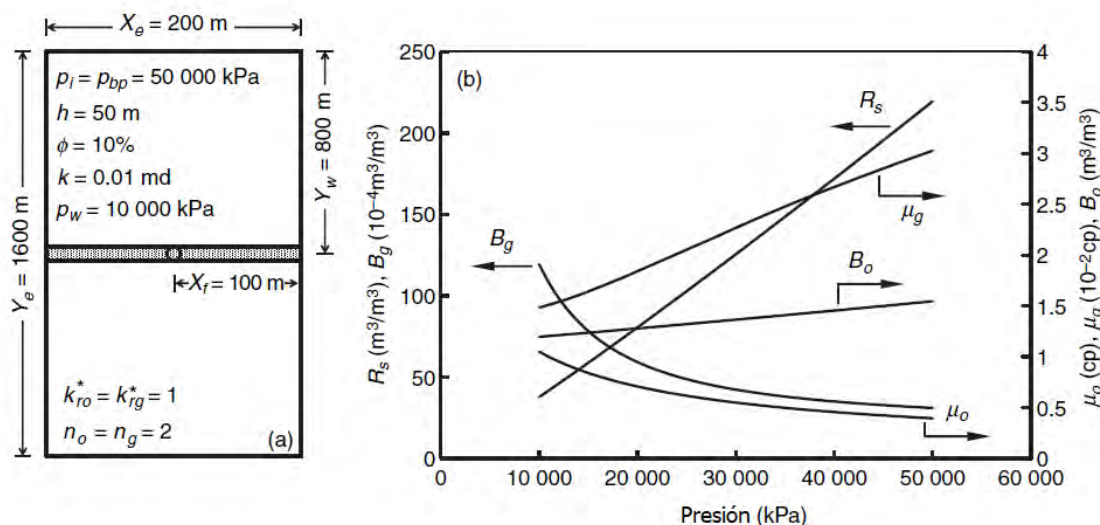


Fig. 34 Caso en el que se basa la simulación, (a) esquema del modelo de la fractura, (b) propiedades del fluido. (Tabatabaie, 2016)

En la fig. 35a se ve cómo varía la S_o a lo largo de la fractura con el paso del tiempo, se puede ver que al inicio de la fractura la S_o se mantiene constante probablemente por que ya se alcanzó la S_{oi} o por estar a una $P_{wf} > P_b$ y se está generando gas pero, la S_o disminuye a lo largo de la fractura con el tiempo signo del desplazamiento de hidrocarburos. En la fig. 35b se ve como varía la S_o a diferentes P_i . Conforme aumenta la P_i la S_o puede alcanzar valores más bajos y esto se debe a la transmisibilidad del fluido. Es importante observar el comportamiento de la S_o ya que se relacionado con la RGA .

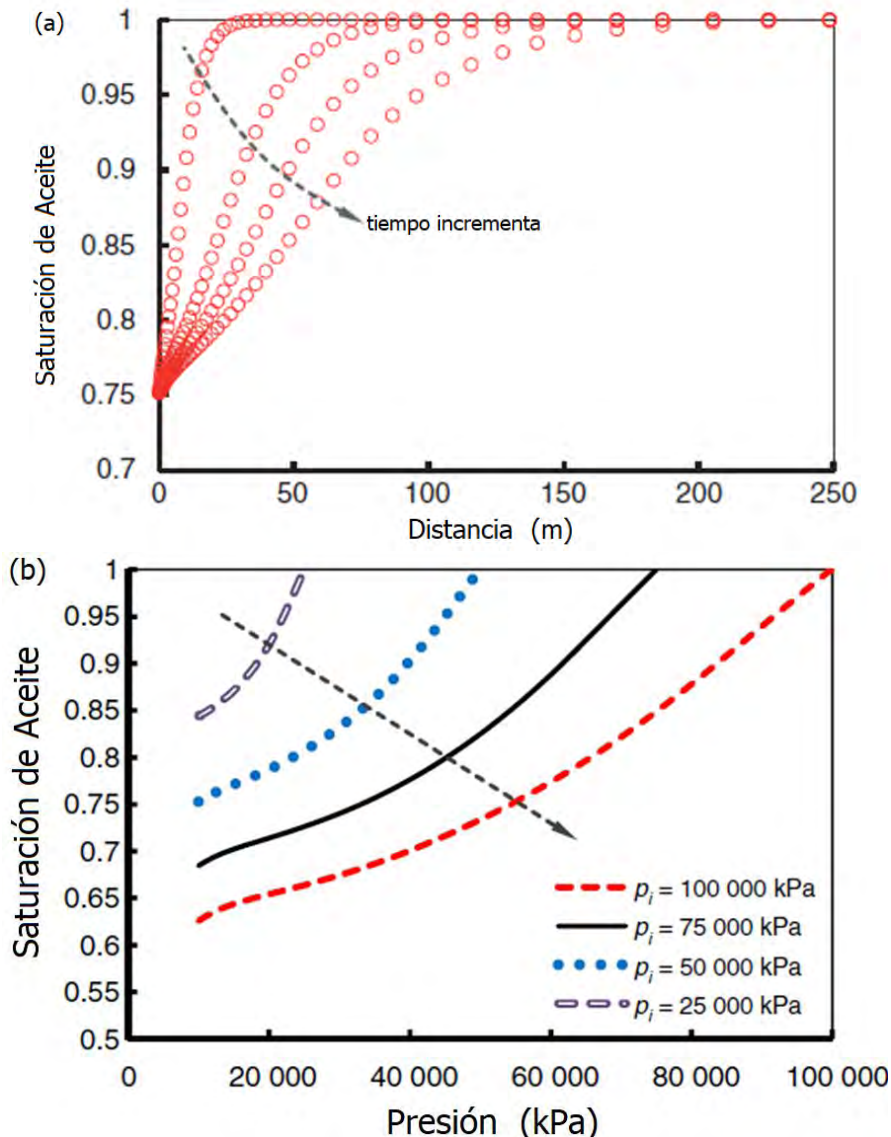


Fig. 35 (a) Gráfica S_o vs x con incremento del tiempo tomado de un caso simulado fig.39, (b) Gráfica S_o vs P_i tomada de caso simula fig. 39 (Tabatabaie, 2016)

Las propiedades como el los factores de volumen B_g , B_o , B_w tendrán el mismo comportamiento que en cualquier yacimiento al igual que las viscosidades μ_g , μ_o .

CAPÍTULO 4

CURVAS DE DECLINACIÓN

4.1 Introducción

Los métodos empíricos son usados ampliamente en el ramo de la ingeniería para predecir o estimar. Son empíricos porque no tienen una estricta relación matemática o relación física con el fenómeno que se está prediciendo y porque no dan valores exactos sino valores que se acercan al real. Las ventajas de usarlos es que existen fenómenos físicos formados de muchos subfenómenos los cuales siendo modelados por una expresión matemática serían muy complejos de calcular pero usando un método empírico es práctico y certero. Los métodos empíricos son usados para modelar fenómenos físicos de mezclas heterogéneas como el aceite el cual contiene agua, distintos tipos de hidrocarburos, gas, ácido sulfúrico y nítrico, dióxido de carbono en fase líquida y gaseosa, en resumen una mezcla conformada de distintos componentes cada uno con comportamientos diferentes con relación a la presión y temperatura. Un ejemplo de métodos empíricos son las curvas de declinación o las correlaciones de flujo multifásico. A continuación se explicara más sobre ellas, y así saber cómo funcionan las curvas de declinación.

Antes del desarrollo de las curvas de declinación se usaban métodos volumétricos para calcular el desempeño futuro de los pozos. El Balance de Materia es un ejemplo de método volumétrico. Los métodos volumétricos y empíricos son usados en la actualidad para estimar la producción dependiendo de las condiciones del yacimiento cuando se desea explotar. Los parámetros más importantes para las curvas de declinación son el número de pozos y su ubicación pero debe de tomarse un pozo real de referencia que produzca de un yacimiento en condiciones similares a las del yacimiento que se desearía explotar para usarse de referencia. A esta técnica se le conoce como analogía de pozos. Es muy importante tomar en cuenta la anisotropía y heterogeneidad del yacimiento. La anisotropía es la variación que tiene una propiedad dependiendo de la ubicación dentro de un estrato formado del mismo material o simplemente la variación de una propiedad con respecto de la ubicación. La heterogeneidad es la variación o cambio de litología que puede existir en un volumen determinado como un a formación o un yacimiento. Tomando en cuenta la anisotropía, heterogeneidad y teniendo buenos valores de referencia se pueden hacer estimaciones probables de la producción futura cuando se planea el proyecto de explotación.

Para usar los métodos empíricos se debe de contar con buenos datos de entrada o mediciones del yacimiento ya que la certeza del método empírico dependerá del método y los datos de entrada. La forma de obtener esta información es por métodos directos o indirectos de medición. Un método directo son los registros petrofísicos de pozo o los datos de núcleos porque son tomados directamente del pozo y un ejemplo de método indirecto son los métodos geofísicos ya que requieren de una interpretación, procesamiento de datos y no son medidos in-situ.

Los registros petrofísicos han abierto la puerta para hacer uso de ecuaciones y métodos más complejos para calcular las condiciones dinámicas del pozo. Cuando se carece de datos para usar estos métodos es más conveniente y fácil hacer uso de las curvas de declinación. Pero,

antes se tendrá que suavizar los datos del historial de producción para evitar cambios abruptos entre los puntos.

Conrad Schlumberger en 1927 tomó el primer registro petrofísico de resistividad en un pozo de aceite. Antes de este desarrollo los científicos e ingenieros se basaban en los núcleos y recortes que llevaban a superficie durante la perforación para evaluar las propiedades de las rocas de la formación. (Burakovsky, 2012, pg 184)

El avance tecnológico de las herramientas usadas para hacer registros y estudios indirectos del yacimiento ha permitido hacer mejores mediciones de las propiedades físicas y sus distribuciones en la formación productora lo que ha hecho más sencillo hacer buenas estimaciones al usar los modelos de balance de materia o curvas de declinación por lo que se hacen buenos pronósticos del flujo volumétrico que tendría un pozo a efecto del abatimiento de presión correspondiente y así calcular capacidades de las instalaciones superficiales o diseño del sistema integral de producción, como el diámetro del estrangulador, diámetro de la tubería de producción, pérdidas de presión en la tubería, etc.

El gasto y la presión son 2 de las variables más importantes para el ingeniero de producción, ya que junto con las condiciones del yacimiento como temperatura T , grados API, viscosidad del aceite muerto μ_{do} se usan correlaciones, primero para estimar la P_b y definir propiedades de aceite saturado o bajo saturado y consecutivamente para calcular las propiedades como la relación de solubilidad R_s , densidad relativa del gas γ_{gs} , factor de volumen del aceite B_o , viscosidad del aceite saturado μ_o a condiciones de yacimiento. Algunas de las correlaciones más usadas para estimar son: Standing, Lasater, Vázquez, Kartoatmodjo, Glaso para la viscosidad, Vazquez y Beggs.

Como ejemplo la correlación de Oisten establecida utilizando muestras de aceite producido en el Mar del Norte, donde predominan los aceites de tipo volátil:

1.- Calcule p^* con:

$$\log p^* = -2.57364 + 2.35772 \log p - 0.703988 \log^2 p + 0.098479 \log^3 p \quad \dots\dots\dots(4.1)$$

2.- Calcule R_s con:

$$R_s = \gamma_{gd} \left(\frac{p^* API^{0.989}}{T^a} \right)^{\frac{1}{0.816}} \quad \dots\dots\dots(4.2)$$

donde:

$a = 0.130$, para aceites volátiles.

$a = 0.172$, para aceites negros. (Garicochea, 1991)

4.2 Antecedentes de la curvas de declinación

En 1908 se tiene la referencia más temprana por Arnold y Anderson que expresaban la declinación de la producción como una fracción de la producción pasada. Ésta declinación normalmente era expresada en por ciento por mes.

Durante los años de 1915 a 1921 se realizó mucha investigación relacionada con las curvas de declinación y fue escrita en el Manual para la Industria del Aceite y Gas (Manual for Oil and Gas Industry).

J. O. Lewis y C. N. Beal recomendaron el uso de las curvas de declinación porcentual donde la producción a cierto periodo de tiempo es expresada como un porcentaje de la producción de la primera unidad de tiempo.

W. W. Cutler remarcó en 1924 que es erróneo suponer que el porcentaje de declinación permanezca constante y una relación lineal al usar la escala semilogarítmica (comportamiento exponencial) es muy conservador en un pronóstico en al final de la vida productiva del pozo. En su opinión una relación lineal en escala logarítmica (comportamiento armónico o hiperbólico) es mejor y exacta, pero algunos cambios horizontales son necesarios para ajustar el comportamiento. Esto se debe a que el yacimiento entra en diferentes regímenes de flujo y porque al alcanzarse el flujo dominado por fronteras la presión decae más rápido si no hay un empuje por acuífero. También recomendó que se usaran familias de curvas de declinación con base en datos de gastos en el tiempo de un número de pozos de la zona en vez de construirse las curvas usando datos estadísticos o soluciones gráficas.

En 1925 C. S. Larkey demostró como el método de mínimo cuadrados puede ser aplicado exitosamente para curvas de declinación que pertenezcan al comportamiento exponencial o hiperbólico y H. M. Roeser demostró que resultados igualmente confiables pueden ser obtenidos se usa el método de intento error para determinar las constantes. Roeser fue el primero en publicar la relación entre la producción acumulada y el tiempo para la declinación hiperbólica.

C. E. Van Orstrand investigó el pico de producción precedido de una declinación y vio que los mejores resultados eran obtenidos usando la curva tipo:

$$P = At^m e^{-Bt} \dots\dots\dots(4.3)$$

En 1927 R. H. Johnson y A. L. Bollens introdujeron el método de razón de pérdida que es un método estadístico donde se tabulan los datos de producción a intervalos de tiempo iguales en la primera columna, en la segunda columna se escribe la diferencia entre gastos y en la tercera columna se escribe la razón de cambio de las diferencias. Después de suavizarse un poco los datos este método demostraba que los razones eran constantes para el caso de declinación exponencial o geométrica o un cambio constante en las razones en el caso de declinación hiperbólica o armónica.

En 1928 H. N. Marsh demostró que la grafica de producción acumulada contra el tiempo en un plano cartesiano se puede ver una relación que se acerca a la lineal. Este comportamiento es típico de declinación exponencial.

En 1931 R. E. Allen mencionó 4 tipos de declinación y los clasificó de acuerdo a su relación matemática. Los tipos de declinación son:

- 1.- Aritmética o declinación de disminución constante
- 2.- Geométrica o declinación exponencial
- 3.- Harmónica o declinación isotérmica
- 4.- Básica o declinación de potencias fraccionales

En 1943 C. H. Rankin demostró como la presión de fondo puede ser utilizada como un sustituto del gasto de producción de la curva de producción acumulada en zonas licitadas. Este método sólo aplica para yacimientos sin empuje por acuífero y donde los índices de productividad son constantes.

En 1942 P.J. Jones sugirió que una relación lineal puede ser aproximada en una gráfica con escala logarítmica para pozos declinando con gastos variables y corresponde a la siguiente ecuación:

$$\log D = \log D_0 - m \log t \quad \dots\dots\dots(4.4)$$

Donde D_0 es la declinación inicial y m es una constante positiva. Al integrar la función lleva a la ecuación de gasto tiempo de la forma:

$$P = P_0 e^{\frac{D_0 t^{1-m}}{100(m-1)}} \quad \dots\dots\dots(4.5)$$

Esta función va a demostrar un comportamiento lineal en una gráfica con escala logarítmica donde se grafique contra el logaritmo del tiempo. (Arps, 1944)

4.3 Curvas de declinación

Las curvas de declinación es un método empírico que surge por la necesidad por saber el comportamiento futuro de un pozo. Es empírico ya que se ajusta una curva tipo calculada por uno de los tres modelos establecidos por Arps, se extrapola el comportamiento futuro del pozo hacia un dominio desconocido (eje de las ordenadas) hasta que intersecte con el límite económico para saber el tiempo de producción y la producción acumulada.

Para ajustar la curva se tiene que graficar los puntos generados por los conjuntos de la producción en función del tiempo en una gráfica logarítmica o semilogarítmica y ver en cual de las dos el comportamiento es más parecido a una línea con menores cambios de pendiente (fluctuaciones). Para evitar las fluctuaciones es conveniente suavizar la curva por lo que se puede usar el promedio de varios puntos colindantes. Como se ve en la fig. 36 los datos de producción del pozo 16/26 A9 del Campo Alba presentan cambios abruptos en su producción por lo que se usó el promedio, primero de 3 puntos que estuvieran alrededor del punto a graficar y después para obtener una curva más suave se hizo el promedio de 5 puntos incluyendo el punto

a graficar. Estos métodos para suavizar la curva ayudan a ajustar mejor la recta para saber cuál es su pendiente y así definir el coeficiente de declinación en caso de que no se ajuste una curva tipo. Datos importantes del Campo Alba son: comenzó a explotar en el año de 1994, produce crudo pesado, se perforaron los pozos de desarrollo por primera vez horizontalmente y se usaron pozos inyectoros de agua de mar para mantener la presión en el acuífero. Dadas las condiciones del crudo explotado (20°API , $\mu_o = 7 \text{ cp}$) se instaló Bombeo Electrosumergible como *sistema artificial de producción* (SAP) en todos los pozos productores (Jayasekera, 1999). Esto se ve reflejado en la fig. 36 donde es difícil apreciar una declinación constante ya que la producción durante los primeros años se disminuye muy poco. Pero a partir del mes 40 es posible apreciar una declinación del pozo. En la fig. 36 los puntos azules representan los datos de producción convertidos usando los datos reportados que se pueden ver en la tabla del anexo C. Como puede verse tienen muchas fluctuaciones y es por esto que se aplica el promedio de 3 y 5 puntos. Los puntos rojos que son el promedio de 3 puntos es una curva más suave en la que puede ajustarse una declinación por dominios de tiempo. Los puntos verdes son el promedio de 5 puntos que es la curva más suave y a la cual se aprecia mejor el comportamiento. Para saber más acerca de la fig. 36 y conocer el método por el cual se convirtieron los datos reportados mensualmente a datos de producción vea el Anexo C.

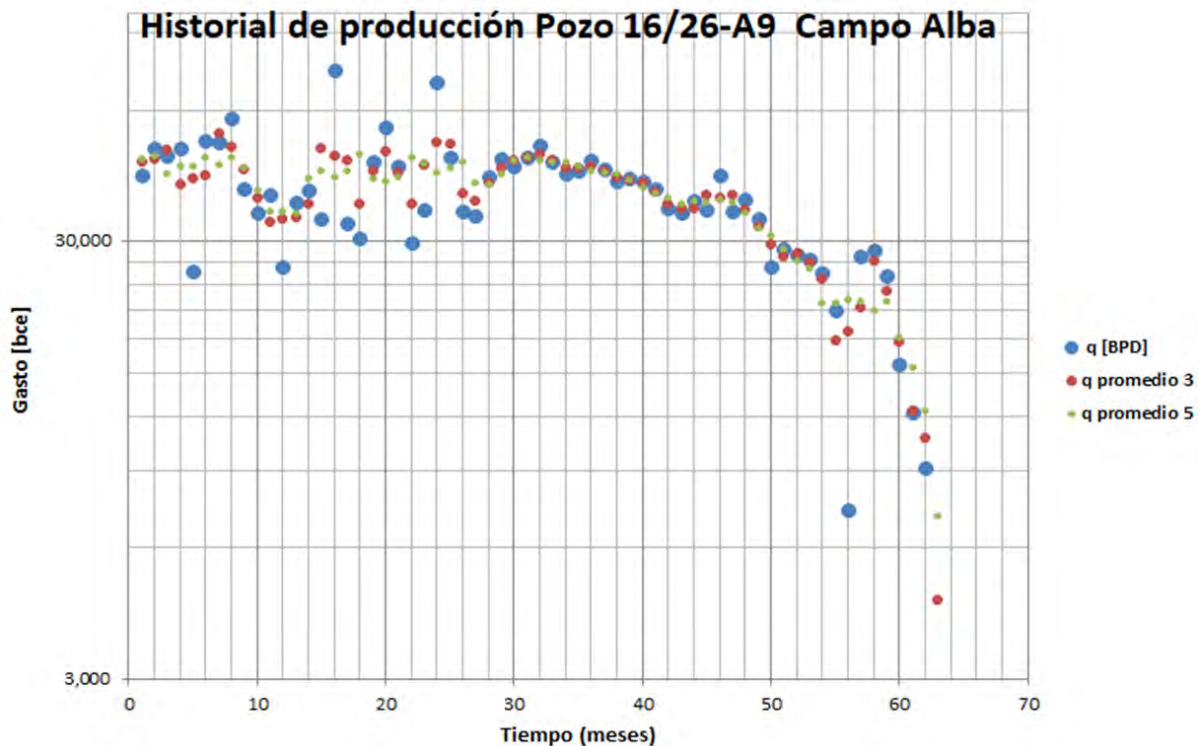


Fig. 36 Historial del producción del Pozo 16/26 A9. Se grafica la producción normal y el promedio de 3 puntos y puntos para poder ajustar mejor una línea de tendencia. Para más información consultar el anexo C para saber cómo se llegó a la gráfica. (figura hecha de la tabla del Anexo C)

Los 3 tipos de declinación que definió Arps son:

- Exponencial
- Armónico
- Hiperbólico

Para deducir los siguientes comportamientos se asumió que el yacimiento no cuenta con un empuje por acuífero asociado y la presión es proporcional al volumen de aceite en el yacimiento.

Las curvas de declinación parten de la ecuación diferencial:

$$\frac{dq/dt}{q} = -bq^d \quad \dots\dots\dots(4.6)$$

Donde dependiendo del valor de coeficiente b se generara el comportamiento:

$b = 1$, Armónico

$0 < b < 1$, Hiperbólico

$b = 0$, Exponencial

En los últimos años se han usado coeficientes mayores $b > 1$ para pronosticar el comportamiento de los yacimientos no convencionales de gas, pero se ha visto que las curvas generadas representan comportamientos muy conservadores y optimistas. Siguen siendo buenas aproximaciones pero se han generados nuevos modelos como el de Valko, Ilk o SEPD (Streched Exponential Production Decline) para generar curvas más ciertas.

4.3.1 Declinación Exponencial

Es la más sencilla de identificar y se caracteriza por mostrar un comportamiento lineal al graficar en escala semilogarítmica el gasto contra el tiempo. El coeficiente de declinación puede ser calculado con la pendiente de la curva que se ajusta a los puntos del historial de producción. Otra forma de identificarse es al graficar la producción acumulada contra el gasto en escala normal y observar que hay un comportamiento lineal. La fig. 37 generaliza como es el comportamiento de declinación exponencial.

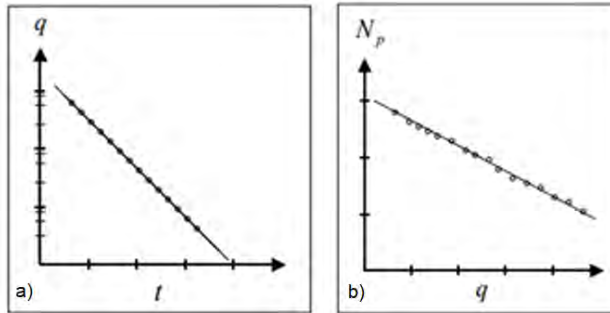


Fig. 37 Comportamiento típico de la declinación exponencial a) en gráfica semilogarítmica q vs t b) gráfica de producción acumulada escala normal (New Nexico Tech, 2010)

La declinación exponencial también es conocida como “geométrica” o “porcentaje constante” se debe a que la caída de la producción por unidad de tiempo es proporcional al gasto. La declinación exponencial tiene un radio de cambio constante que se puede expresar con la siguiente ecuación diferencial:

$$\frac{q}{\frac{dq}{dt}} = -a \quad \dots\dots\dots(4.7)$$

Resolviendo la ecuación diferencial y asignando los valores de frontera se llega a la expresión para conocer el gasto en el tiempo. Para ver la deducción de la fórmula puede consultar el Anexo E.

$$q(t) = q_i e^{-t/a} \quad \dots\dots\dots(4.8)$$

Para obtener la expresión de ecuación de la producción acumulada sólo se debe de integrar una vez más con función del tiempo y se obtiene la siguiente expresión:

$$N_p = a(q_i - q) \quad \dots\dots\dots(4.9)$$

4.3.1.1 ¿Cómo calcular el coeficiente de declinación b de forma analítica?

Se sugiere que primero se grafique la producción en escala logarítmica contra el tiempo y ya que sea seguro que es un comportamiento de declinación exponencial se trace una línea que se ajuste lo mejor al comportamiento general de todos los puntos. En la fig. 38 se ve una sección del historial de producción donde hay un comportamiento de declinación exponencial. Se muestra sólo esta sección ya que los pozos del campo cuentan con bombeo electro sumergible y pozo inyectores de agua lo que ocasiona que la presión se mantenga y no sea posible apreciarse algunos de los tipos de declinación. Ya se ha trazado la línea de tendencia que se ajusta mejor a los puntos y se tomaron dos de los puntos por donde pasa la recta $x_1(q_1 = 49764, t_1 = 32)$ y $x_2(q_2 = 35428, t_2 = 45)$. En este caso se va generar una curva de declinación para el dominio de tiempo de [32, 54] (meses).

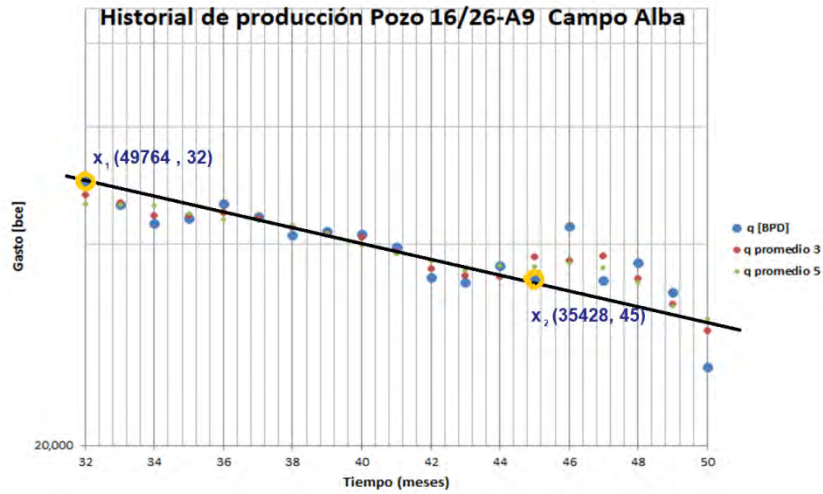


Fig. 38 Sección del historial d producción de pozo 16/26 A9 con línea de tendencia para ejemplificar como obtener el coeficiente b . (figura hecha de la tabla del Anexo C)

Después, usando la siguiente ecuación se puede conocer el coeficiente de declinación b :

$$b = \frac{\ln(q_2) - \ln(q_1)}{t_1 - t_2} \dots\dots\dots(4.10)$$

Dados los puntos x_1 y x_2 , b es igual a $b = 0.02613$. Por ende nuestra curva de declinación asumiendo que el para esta sección es $q_i = 49764$ bpd es:

$$q(t) = 49764 e^{-0.02613(t-32)} \dots\dots\dots(4.11)$$

Se usa el término -32 debido que el conteo empieza a partir del mes 32. La curva de declinación se ajusta como se puede ver en la fig. 39a .

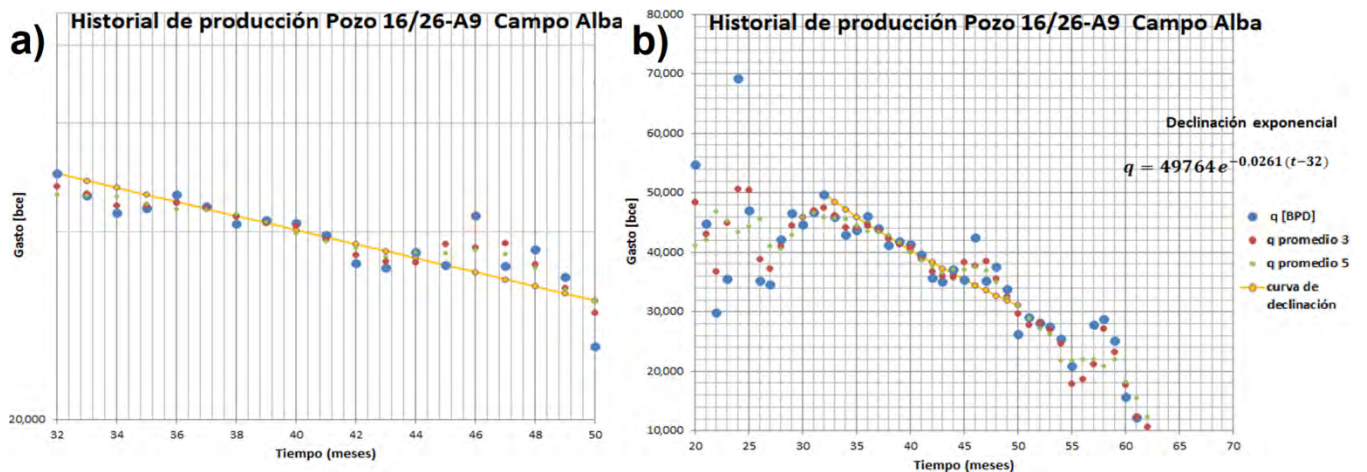


Fig. 39 a) Historial de producción en escala semilogarítmica con curva de declinación ajustada b) historial de producción en escala normal con curva de declinación ajustada. (figura hecha de la tabla del Anexo C)

4.3.2 Declinación Hiperbólica

También es conocida como declinación tipo "log-log" dado que al gráfica el gasto contra el tiempo en una escala logarítmica se muestra un comportamiento lineal. Para encontrar una variable constante en la declinación exponencial se hace a partir de las segundas diferencias dividiendo la primera derivada entre el cambio de las diferencias de los gastos. Esta constante se puede expresar en la siguiente ecuación diferencial:

$$\frac{d\left(\frac{q}{\frac{dq}{dt}}\right)}{dt} = -b \quad \dots\dots\dots(4.12)$$

Resolviendo la ecuación diferencial y asignando los valores de frontera se llega a la expresión para conocer el gasto en el tiempo. Para ver la deducción de la fórmula puede consultar el Anexo F.

$$q = q_i \left(\frac{bt}{a_0} + 1\right)^{-\frac{1}{b}} \quad \dots\dots\dots(4.13)$$

En una historial de producción se puede identificar el comportamiento de declinación hiperbólico como puede observarse en la fig. 40.

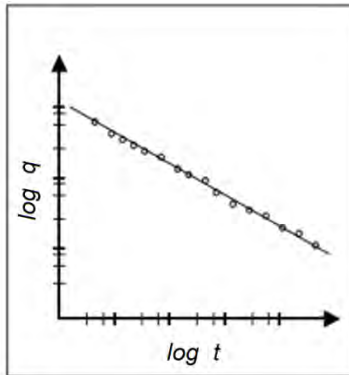


Fig. 40 Comportamiento típico de la declinación hiperbólica grafica con escala logarítmica (New Nexico Tech, 2010)

La expresión para calcular la producción a cumulada debido a un comportamiento hiperbólico es la siguiente:

$$N_p = \frac{a_0 q_i^b}{1-b} (q_i^{1-b} - q^{1-b}) \quad \dots\dots\dots(4.14)$$

4.3.3 Declinación Armónica

La declinación armónica es un caso especial de la declinación hiperbólica. La velocidad con la que decrece la producción es proporcional al gasto del pozo. Es muy raro que suceda éste tipo de comportamiento. Se genera cuando el coeficiente de declinación $b = 1$ y se puede identificar en el historial de producción como una tendencia lineal al graficar la producción contra el tiempo con una escala logarítmica también al graficar la producción acumulada con el gasto en escala logarítmica. La fig. 41 es una generalización del comportamiento de declinación armónico la pendiente de la recta puede variar dependiendo de las condiciones del yacimiento.

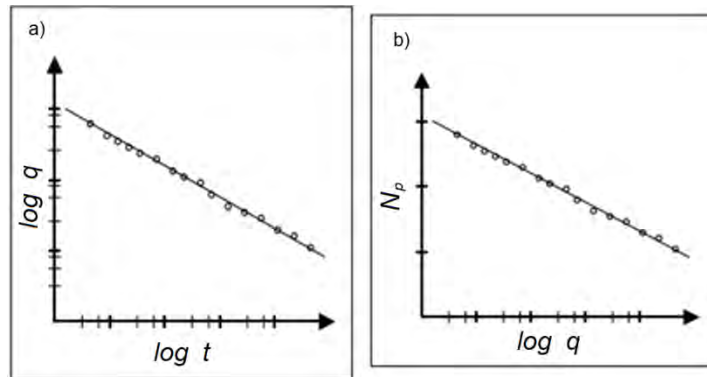


Fig. 41 Comportamiento típico de declinación armónica a) historial de producción escala logarítmica b) Producción acumulada gasto en escala logarítmica (Modificado de New Mexico Tech, 2010)

La curva se genera usando la siguiente ecuación:

$$q = \frac{q_i}{\left(\frac{t}{a_0} + 1\right)} \dots\dots\dots(4.15)$$

La producción acumulada se puede conocer usando la siguiente ecuación:

$$N_p = a_0 q_i (\log(q_i) - \log(q)) \dots\dots\dots(4.16)$$

4.3.4 Ejemplo de curvas de declinación

La fig. 42 es el historial de producción del pozo 22/11 N-5 del Campo Nelson ubicado en el UKCS (*United Kingdom Continental Shelf*). El campo se localiza en los bloques de licitación: 22/11, 22/6a, 22/7 y 22/12a en el zonal central del Mar del Norte. Es un yacimiento con roca almacenadora formada por areniscas del Paleoceno. El pozo exploratorio fue perforado en 1967 pero fue abandonado dado que no fluyó cuando se le realizó la prueba de presión. Después de realizarse estudios de sísmicos en 3D se descubrió el campo Nelson y se perforó el pozo 22/11-5 en 1988. Produce crudo ligero de una °API promedio de 40 con una $RGA = 555 \frac{scf}{stb}$. Cuenta con

23 plataformas productoras, 4 cabezales marinos y 4 plataformas inyectoras de agua. Al final de 1999 se ha producido 261 MMBBL. Como se ve en la figura el Campo Nelson es más sencillo identificar la declinación exponencial a diferencia del Campo Alba que tiene Bombeo Electrosumergible e inyección de agua, los cuales mantuvieron la presión del yacimiento. En el Campo Alba era más difícil identificar la declinación debido al Sistema Artificial de Producción y sistema de inyección de agua, peor en este pozo el más fácil identificar las etapas de declinación del pozo.

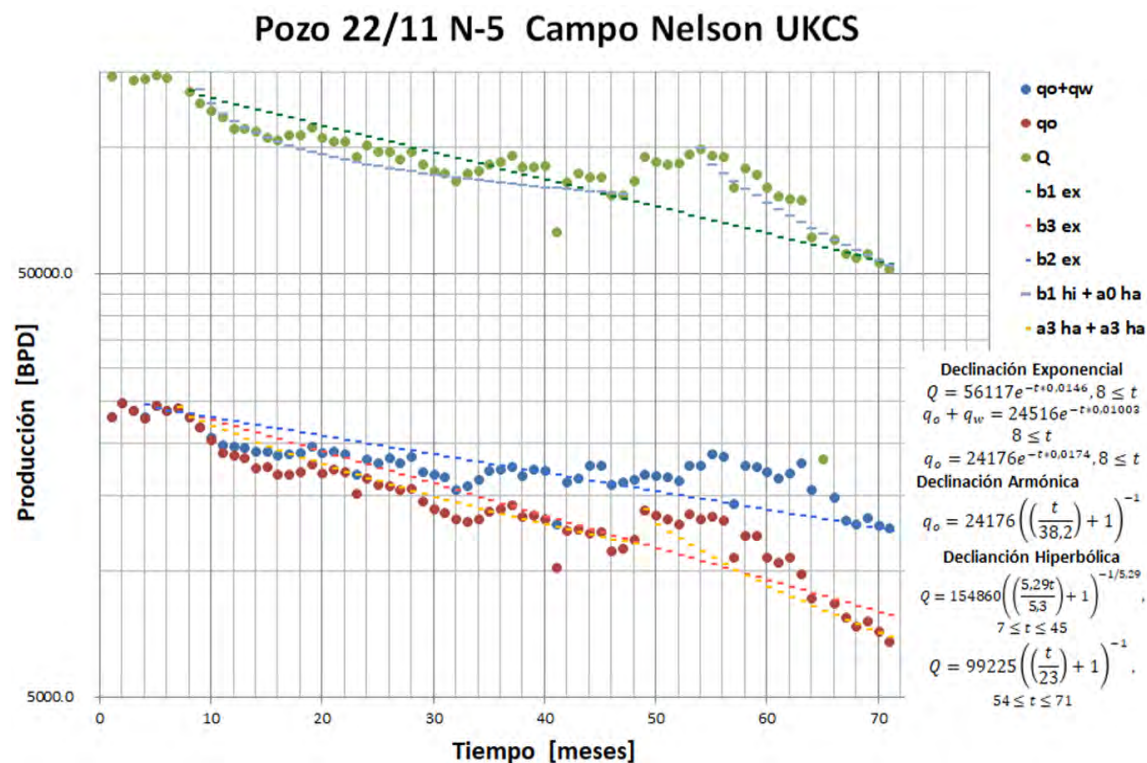


Fig. 42 Historial de producción del pozo 22/11 N-5 del campo Nelson en escala semilog con 7 curvas ajustadas. La producción está separa en q_o gasto de aceite, Q , $q_o + q_w$ gasto normalizado y Q gasto total saliendo de la cabeza del pozo. (figura hecha de la tabla del Anexo D)

En la fig. 42 se pueden ver la gráfica de $\log q$ vs t de 3 gastos: Q , $q_o + q_w$ y q_o ; donde Q es el gasto total [bpd] saliendo de la cabeza del pozo y se le ajustaron 3 curvas de declinación, la primera exponencial, la segunda que es compuesta por una hiperbólica y otra armónica al final. Se puede ajustar un comportamiento hiperbólico que es característico de fluidos compresibles de yacimientos de gas húmedo o gas y condensado debido que el gasto total incluye el gasto de gas libre que sale combinado de la cabeza del pozo. Pero, los parámetros de b y a_0 son ficticios aunque la curva se aproxime al comportamiento de los datos reales. Esto se debe a que los coeficientes $b > 1$ son para pozos no convencionales y un factor de $b=5.29$ es muy grande. El $q_o + q_w$ que es la suma de la producción de aceite y agua se le ajustó una curva de declinación

exponencial. Al q_o gasto de aceite primero se le ajusto una curva de declinación exponencial, después una curva compuesta dos curvas de declinación armónica con diferentes coeficientes a_0 . Se ajustaron de esta manera los comportamientos dado que la producción no siguió un comportamiento único en el tiempo. Se desconoce la razón del aumento de la producción a partir del mes 48 de 11,866 bpd a 13,904 bpd pero elimina el comportamiento exponencial que pudiese ajustarse a dominio completo de t . La tabla 10 resume las curvas que fueron ajustadas a los gastos del pozo 22/11 N-5. En la fig. 43 se puede ver cómo se ajusta una curva de declinación exponencial y otra conformada por una hiperbólica hasta el mes 45 y una parte armónica del mes 54 al 71 en al volumen total que sale del cabezal del pozo **Q**. Esto con el objeto de aproximar mejor el comportamiento del pozo. En la fig. 44 las curvas de declinación están ajustadas sólo a los gastos de aceite y aceite más agua, donde se ajusta al gasto de aceite más agua una curva exponencial en todo el dominio del tiempo y al gasto de aceite se le ajustan 2 curvas de declinación: la primera es exponencial en todo el dominio del tiempo y la segunda está conformada por dos declinaciones armónicas, la primera hasta el mes 48 y la segunda del mes 49 al 71. En la tabla 10 se pueden ver que tipo de curva se ajustó y el dominio del tiempo al cual está ajustado.

Tabla 10 Curvas de declinación ajustadas al pozo 22/11 N-5

Curva	Tipo	Afecta a	Expresión	Dominio en t
b_1 ex	exponencial	Q	$Q = 56117e^{-t*0,0146}$	$8 \leq t$
b_2 ex	exponencial	$q_o + q_w$	$q_o + q_w = 24516e^{-t*0,01003}$	$8 \leq t$
b_3 ex	exponencial	q_o	$q_o = 24176e^{-t*0,0174}, 8 \leq t$	$8 \leq t$
b_1 hip	hiperbólico	Q	$Q = 154860 \left(\left(\frac{5,29t}{5,3} \right) + 1 \right)^{-1/5,29}$	$7 \leq t \leq 45$
a_1 ha	armónico	Q	$Q = 99225 \left(\left(\frac{t}{23} \right) + 1 \right)^{-1}$	$54 \leq t \leq 71$
a_3 ha	armónico	q_o	$q_o = 24176 \left(\left(\frac{t}{38,2} \right) + 1 \right)^{-1}$	$7 \leq t \leq 48$
a_3 ha	armónico	q_o	$q_o = 13905 \left(\left(\frac{t}{23} \right) + 1 \right)^{-1}$	$49 \leq t \leq 71$

Pozo 22/11 N-5 Campo Nelson UKCS

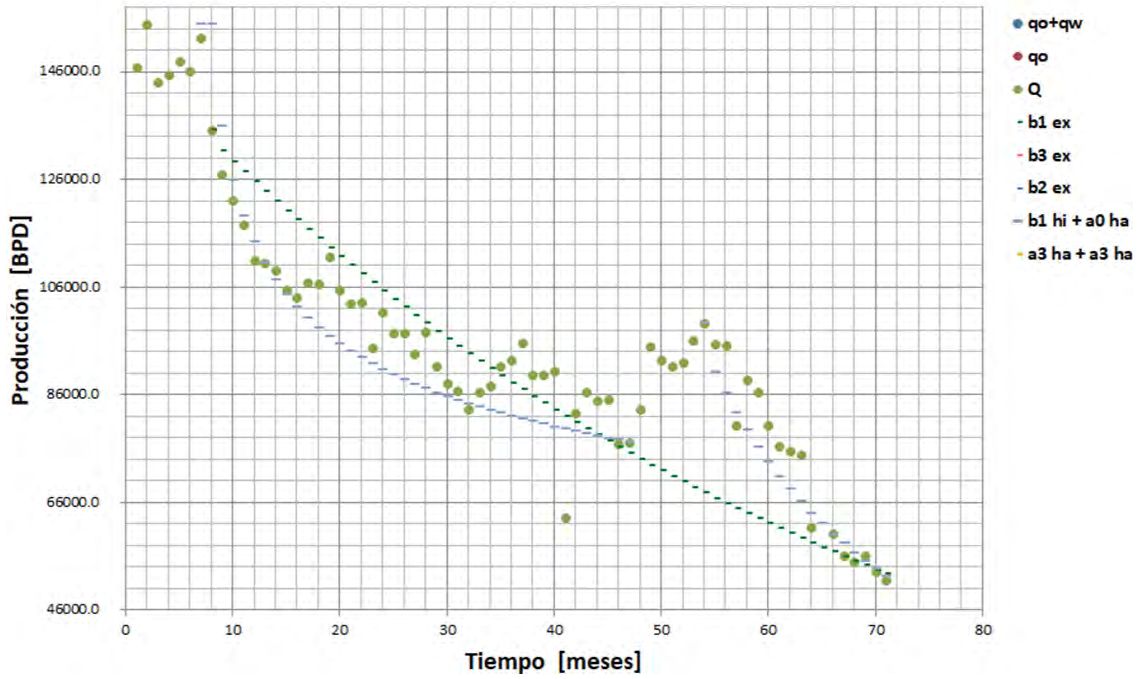


Fig. 43 Q vs t en escala normal con curvas de declinación ajustadas. (figura hecha de la tabla del Anexo D)

Pozo 22/11 N-5 Campo Nelson UKCS

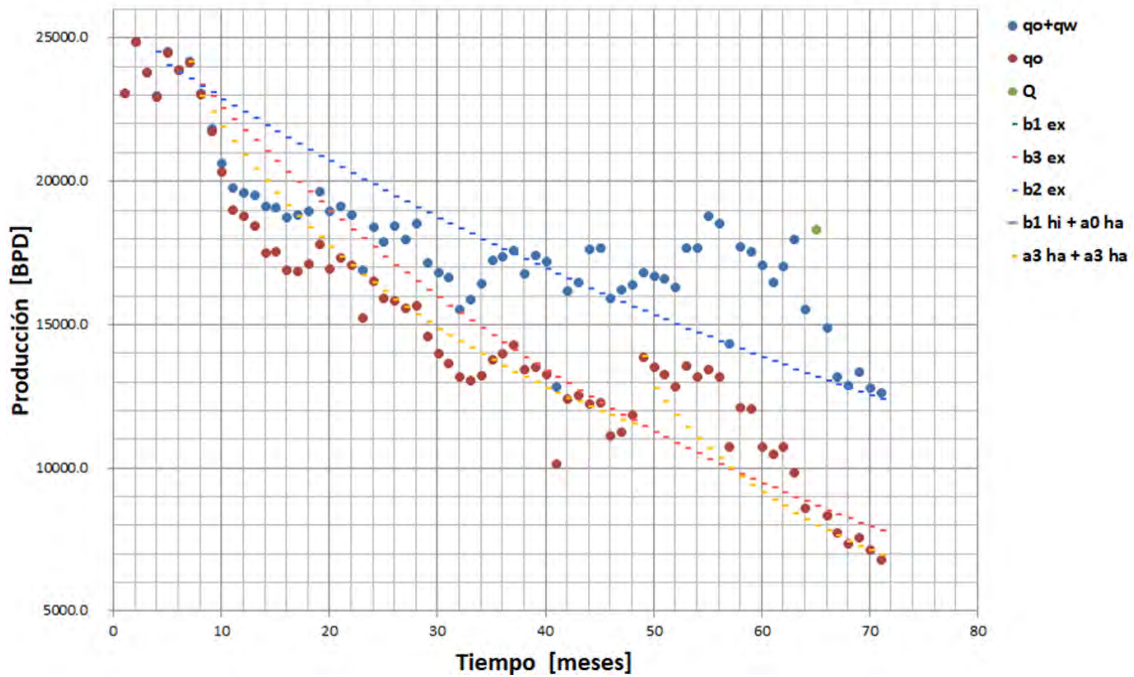


Fig. 44 q_o+q_w y q_o vs t en escala normal con curvas de declinación ajustadas. (figura hecha de la tabla del Anexo D)

4.4 Analizando la declinación con Curvas Tipo de Fetkovich

Michael J. Fetkovich desarrolló las curvas tipo usando variables adimensionales para hacer pronósticos de producción. Graficaba la producción del pozo en términos del gasto adimensional y tiempo dimensional en escala logarítmica y ajustaba una de las curvas tipo al comportamiento para predecir la producción futura. La ventaja de usarlas es que puede tomarse en cuenta los periodos del régimen transitorio, la transición al régimen pseudoestacionario y flujo dominado por fronteras. A diferencia de las curvas de declinación desarrolladas por Arps que sólo pueden modelar los yacimientos cuando están en régimen pseudoestacionario (declinación) las curvas tipo pueden abarcan totalmente la vida productiva del pozo. Las curvas tipo combinan ecuaciones de balance de materia junto con las ecuaciones empíricas de declinación. Una curva tipo es una composición de funciones, en un dominio del tiempo se modela el régimen transitorio y en el dominio restante del tiempo el flujo dominado por las fronteras. Se pueden dividir en dos secciones, la sección izquierda modela el régimen transitorio usando variables del yacimiento ($\mu, B, \kappa, h, \phi, C_t, r_w, P_i, P_{wf}$) sin importar si el yacimiento tiene comportamiento infinito o finito ya que cualquiera de los dos comportamientos converge en la curva tipo con declinación exponencial ($b = 0$) después del $t_{Dd} \cong 0.3$. La sección derecha que modela la declinación de un pozo, conjunto de pozos o región usando el factor b para cualquiera de los 3 casos de declinación: exponencial, hiperbólico y armónico. El dominio de la sección del régimen transitorio puede prolongarse o encogerse dependiendo del tamaño del yacimiento, dicho de otra forma la duración del régimen transitorio dependerá de la magnitud del radio de drene o el tiempo que tarde el radio de drene en alcanzar la frontera. Esto se expresa bajo la relación r_e/r_w , si la frontera está más alejada el r_e tardará más tiempo en crecer para alcanzarla y la duración del régimen transitorio será mayor. En la fig. 45 se puede ver en la gráfica cómo sucede lo descrito anteriormente.

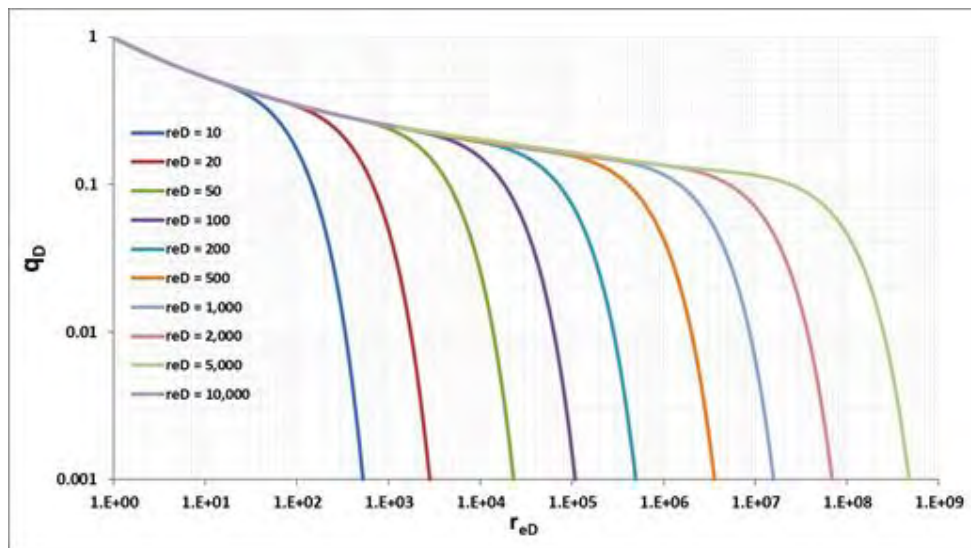


Fig. 45 Efecto del radio de drene en la duración del régimen transitorio de las curvas tipo (Castellanos, 2013)

Se usa la ecuación para obtener el gasto adimensional:

$$q_D = \frac{q(t) 141.3 \mu B}{\kappa h(p_i - P_{wf})} \dots\dots\dots(4.17)$$

La ecuación para el tiempo adimensional:

$$t_D = \frac{0.00634 \kappa t}{\phi \mu C_t r_w^2} \dots\dots\dots(4.18)$$

En los anteriores párrafos de la sección 4 de éste capítulo se explica cómo están formadas las curvas tipo y a continuación se explica cómo usan para generar un pronóstico. Primero se genera una familia de curvas tipo y se grafican en función del gasto adimensional de declinación q_{Dd} y tiempo adimensional de declinación t_{Dd} en escala logarítmica como en la fig. 46. Estos son diferentes a las variables adimensionales expresadas en el párrafo anterior. Segundo, se calculan el tiempo y gasto adimensionales de declinación ya sea:

$$q_{Dd} = \frac{q(t)}{q_i} \dots\dots\dots(4.19)$$

$$t_{Dd} = D_i t \dots\dots\dots(4.20)$$

O en función de las variables del yacimiento:

$$q_{Dd} = q_D \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} \right] \dots\dots\dots(4.21)$$

$$t_{Dd} = \frac{0.012649 \kappa t}{C_t \phi \mu} * \frac{1}{\left[\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} \right] [r_e^2 - r_w^2]} \dots\dots\dots(4.22)$$

Y se grafica q_{Dd} vs t_{Dd} en escala logarítmica. Tercero, se sobrepone la familia de curvas tipo en la curva graficada en variables adimensionales de declinación para ver que curva tipo se ajusta mejor. Se usa la curva tipo para calcular gastos futuros. En la fig. 46 se tiene una familia de curva tipo generada, la gráfica consta de dos parte la región del flujo transitorio que depende del radio adimensional y la región del flujo dominado por fronteras que depende del coeficiente b. En el inter pasa por el régimen pseudoestacionario que es una región intermedia entre régimen transitorio y el flujo dominado por fronteras. En caso de que una curva tipo no se ajuste se puede usar el método de desviación de curva que es parecido al principio de superposición de caracterización dinámica de yacimientos, donde el efecto total es la suma de efectos parciales. En este caso la declinación total está formada por varias declinaciones parciales.

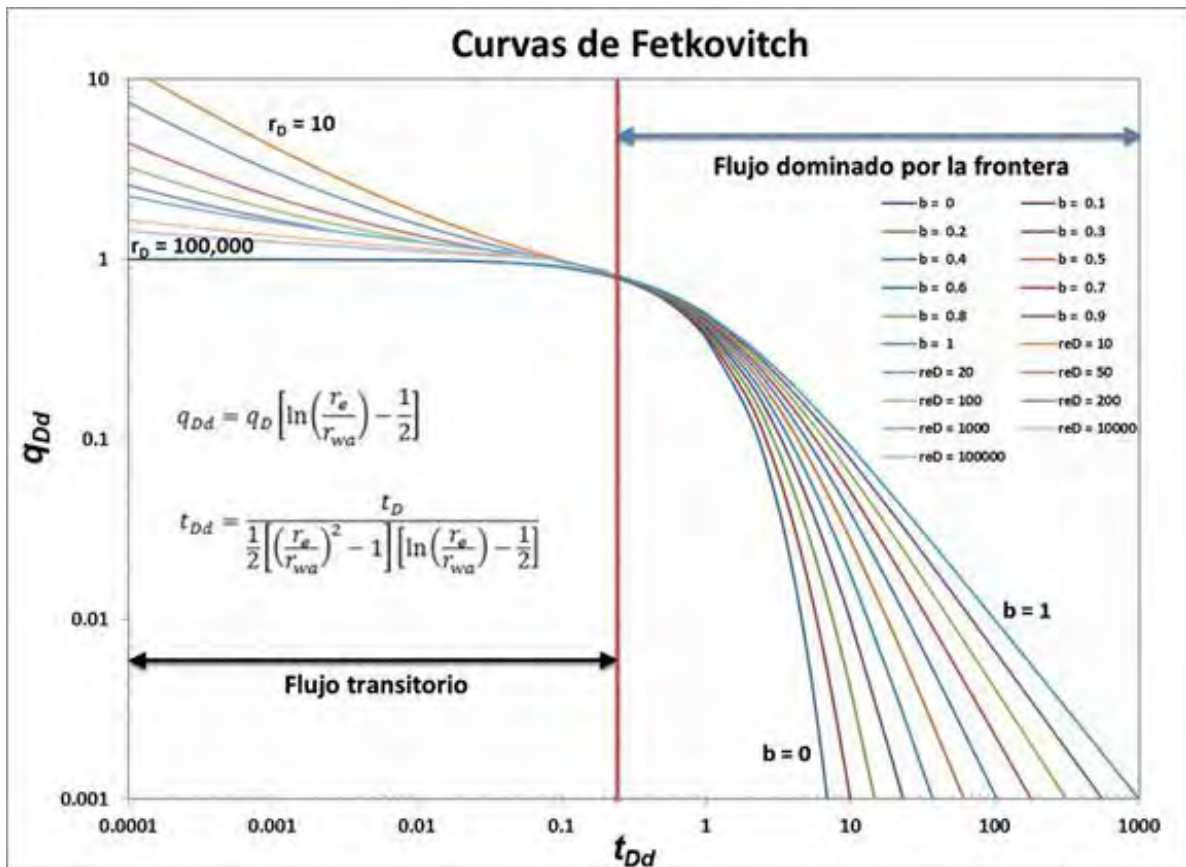


Fig. 46 Familia de curvas tipo graficadas en escala logarítmica. (Castellanos, 2013)

Si el comportamiento de la curva tipo no se ajustara totalmente al curva de q_{Dd} vs t_{Dd} se puede usar el siguiente método propuesto por Fetkovich. Éste lo propuso en su artículo como método de desviación de curva (*departure curve method*) y consiste en que el comportamiento de declinación está formado por dos o más declinaciones diferentes. Por ejemplo:

$$Q_T = q_1(t, b_1) + q_2(t, b_2) \dots\dots\dots(4.23)$$

Usando la composición de 2 pronósticos diferentes basados en curvas tipo se puede modelar el comportamiento real de una curva. Este método lo uso para modelar los yacimientos con estratos de diferentes permeabilidades sin existir flujo cruzado.

CAPÍTULO 5

CURVAS DE DECLINACIÓN PARA POZOS DE LUTITAS FRACTURADAS (TIGHT OIL)

5.1 Introducción

Los nuevos métodos desarrollados para elaborar pronósticos de producción en yacimientos no convencionales se han concentrado en yacimientos gas. Personas como Peter P. Valko, Dilhan Ilk y Anh N. Duong han desarrollado curvas de declinación basadas en un modelo de ecuaciones diferenciales diferente al propuesto por Arps:

$$\frac{dq/dt}{q} = -bq^D \quad \dots\dots\dots(5.1)$$

Valko desarrollo su método basado en Declinación Exponencial Extendida de la producción - (SEPD) *Stretched Exponential Production Decline* donde define sus parámetros de declina (n, τ) para calcular el volumen producido en el tiempo usando la función Gamma superior y se enfoca en yacimientos de gas. Ilk desarrollo su método basado la misma ecuación diferencial usada por Arps pero lo hace en función de la derivada de los parámetros b y D para pozos de gas de alta presión y alta temperatura. Duong es el único que desarrollo un método aplicado tanto a pozos de gas como aceite que producen de estratos de lutitas fracturadas bajo una geometría de flujo lineal o bilineal.

La razón por la cual se escogieron estos métodos es porque con ellos se puede estimar la producción de yacimientos de baja permeabilidad que han sido estimulados por fracturamiento hidráulico y que estén produciendo en un régimen transitorio aunque algunos de los métodos sólo puedan aplicarse a pozos de gas como Ilk y Valko.

Tabla 12 Base del modelo de ecuación diferencial para métodos de Ilk, Valko y Duong

Método	Ecuación diferencial en el que se basan
Ilk	$D_D = -\frac{1}{q_{dD}} \frac{dq_{dD}}{dt_{dD}}, \quad b = -\frac{d}{dt_{dD}} \left[\frac{q_{dD}}{(dq_{dD}/dt_{dD})} \right]$
Valko	$\frac{dq}{dt} = -n \left(\frac{t}{\tau} \right)^n \frac{q}{t}$
Duong	$\frac{q}{\varepsilon(t)} = G_p, \quad \frac{d}{dt} \left(\frac{q}{\varepsilon(t)} \right) = \frac{d}{dt} G_p$

Para el alcance de ésta tesis se verán los métodos de Valko e Ilk ya que están enfocados a yacimientos de gas y se verá a fondo el método de Duong. Se hace uso de la información proporcionada por el Departamento de Mineralogía del Norte de Dakota para analizar los pozos que producen de la formación del Bakken (B. Superior, B. Medio y B. Inferior) con el método de Duong y usar su modelo de curva de declinación para pronosticar su producción futura. El método de Duong es acorde al yacimiento de Bakken porque se desarrolló para pozos

produciendo en flujo lineal o bilineal en régimen transitorio. Los pozos productores del intervalo del Bakken son pozos horizontales múltiplemente fracturados. Algunos pozos cuentan con sistemas artificiales de producción como cavidades progresivas, bombeo mecánico, etc. También se usan pozos inyectores de agua para mantener la presión en algunos campos productores de la región del Bakken. La mayoría de los pozos inyectores fueron perforados hasta la formación Three Forks pero fueron tapados con cemento y terminados en la F. Lodgepole. Algunos de ejemplo de pozos inyectores son: Plu 12-17 (#API 33 089 00832 00 00), Privratsky 12A-3 (#API 33 089 00451 00 00), Haller 29-1 (#API 33 089 00434 00 00).

5.2 Método de Duong

Es un modelo empírico de curva de declinación basado en flujo lineal de larga duración de pozos en yacimientos no convencionales de baja permeabilidad.

Los pozos con baja permeabilidad y fracturados hidráulicamente producen la mayor parte de su vida en flujo lineal transitorio a diferencia de los pozos en yacimientos convencionales donde se observa flujo radial o flujo dominado por fronteras y régimen pseudoestacionario. Duong desarrolló su método encontrando una relación lineal o similar a éste al graficar $\log \frac{q}{Q} vs \log t$. Esta tendencia lineal se repetía sin importar la conductividad de la fractura como en la fig. 47. Una fractura con conductividad finita origina una geometría bilineal y una con conductividad infinita resulta en geometría lineal. Él determinó su modelo usando la pendiente de la línea, su intersección con el eje de las x y el gasto inicial para desarrollar su método.

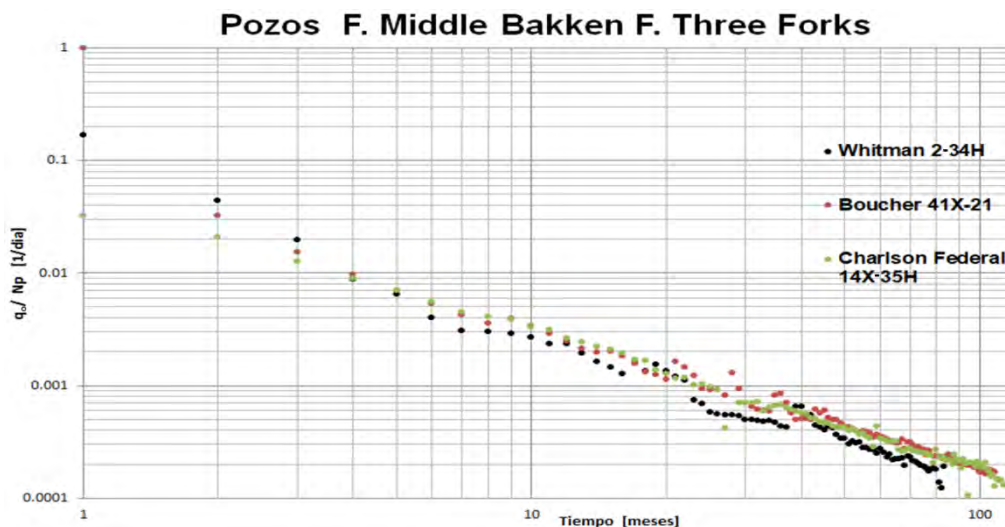


Fig. 47 Gráfica de $\log \frac{q_0}{N_p} vs \log t$ de los pozos Whitman (F. M. Bakken), Boucher (F. Three Forks) y Charlson (F. Three Forks) . (MDND, 2018)

El tipo de fractura (infinita, finita, múltiple, natural, hidráulica) solo influye en la duración del flujo lineal transitorio. Para que continúe el flujo a través de la fractura el área de contacto debe aumentar con el tiempo. Este incremento se logra por el cambio del régimen de esfuerzos debido

al disminución de la presión, lo que genera que las fisuras cerradas durante la diagénesis puedan activarse (Warpinski y Branagan, 1989).

En la fig. 47 puede verse el comportamiento lineal de 3 pozos produciendo de la F. Media del Bakken y la F. Three Forks. Todos son pozos horizontales y cuentan con varias etapas de fracturamiento hidráulico. El pozo Charlson Federal 14X-35H tiene el comportamiento más lineal de los 3, éste pozo sólo fue estimulado en el 2010. El pozo Whitman 2-34H tiene una discontinuidad debido a se instaló un sistema artificial de cavidades progresivas. El Pozo Boucher 41X-21 fue terminado y produce sin SAP. En los anexos se puede ver más información sobre los pozos. (MDND, 2018). *Mineral Department of North Dakota*

Duong se basó en que si el régimen de flujo característico de un sistema fracturado (lineal, bilineal) se prolonga toda la vida de un pozo de gas, éste comportamiento puede representarse por:

$$q = q_1 t^{-n} \dots\dots\dots(5.2)$$

Donde n es 1/2 para flujo lineal y 1/4 para flujo bilineal y q_1 es el gasto del primer día. Entonces la producción acumulada es:

$$G_p = \int_0^t q dt = q_1 \frac{t^{1-n}}{(1-n)} \dots\dots\dots(5.3)$$

Como se puede ver en la fig. 47. la tendencia seguiría una línea recta si se ajustará así:

$$\frac{q}{G_p} = \frac{(1-n)}{t^m} \text{ o de otra forma } \frac{q}{G_p} = at^{-m} \dots\dots\dots(5.4)$$

El modelo de curva de declinación se basó en la ecuación 5.4. Para ver la deducción de la curva de declinación consulte el Anexo F. Dando como resultado.

$$\frac{q}{q_1} = t^{-m} * e^{\left[\frac{a}{1-m}(t^{1-m}-1)\right]} \dots\dots\dots(5.5)$$

$$G_p = \frac{q_1}{a} e^{\left[\frac{a}{1-m}(t^{1-m}-1)\right]} \dots\dots\dots(5.6)$$

Para el gasto en el tiempo ecuación 5.5 y la producción acumulada ecuación 5.6. También se desarrollaron curvas tipo usando el t_m y la relación q/q_{max} dónde q_{max} normalmente es obtenido en el primer mes de producción.

$$t_m = \frac{t}{t_{max}} \dots\dots\dots(5.7)$$

$$\frac{q}{q_{max}} = t_m^{-m} e^{\left[\frac{m}{1-m}(t_m^{1-m}-1)\right]} \dots\dots\dots(5.8)$$

O pueden ser obtenidos de la siguiente forma

$$t_{max} = \left(\frac{m}{a}\right)^{\frac{1}{1-m}} \dots\dots\dots(5.9)$$

$$q_{max} = q_1 \left(\frac{a}{m}\right)^{\frac{m}{1-m}} e^{\frac{m-a}{1-m}} \dots\dots\dots(5.10)$$

Las curvas tipo ayudan a identificar cambios de regímenes de flujo y comparar producciones entre pozos. Para calcular la Recuperación Final Estimada – *Ultimate Estimated Recovery EUR* se usa la ecuación 5.11. En donde q_{eco} es el gasto en el límite económico y el t_{eco} se obtiene del rango del tiempo hasta alcanzarse el q_{eco} . (Duong, 2011)

$$EUR = \frac{q_{eco}}{a} q_{eco}^m \dots\dots\dots(5.11)$$

5.2.1 Como aplicar el método Duong

Para ejemplificar el método de Duong se usará el Pozo Charlson Federal 14X-35H ya que es el que cumple con los siguientes criterios:

- Produce en flujo bilineal durante la mayor parte de su vida productiva fig. 48a
- Tiene una relación $\frac{W_p}{N_p} = 0.02883$, en otras palabras corte de agua muy bajo
- Se encuentra en la plataforma transitoria de RGA fig. 48a
- Presenta una tendencia lineal en la gráfica de N_p vs $t^{1/2}$ que es característico de pozos fracturados fig. 48b
- Producen en la Formación Three Forks que es la parte no convencional junto con la F. Bakken y F. Lodgepole de la Región del Bakken del Norte de Dakota.
- Es un pozo horizontal con una profundidad horizontal de 3002.5 [m] y una profundidad desarrollada 4617.72 [m], su KOP es a 2761.4 [m desarrollados]. La tubería productora es un liner 4 ½’’ asentado de 2760.5 [m] a la profundidad total desarrollada. El pozo produce crudo de 43.7 °API

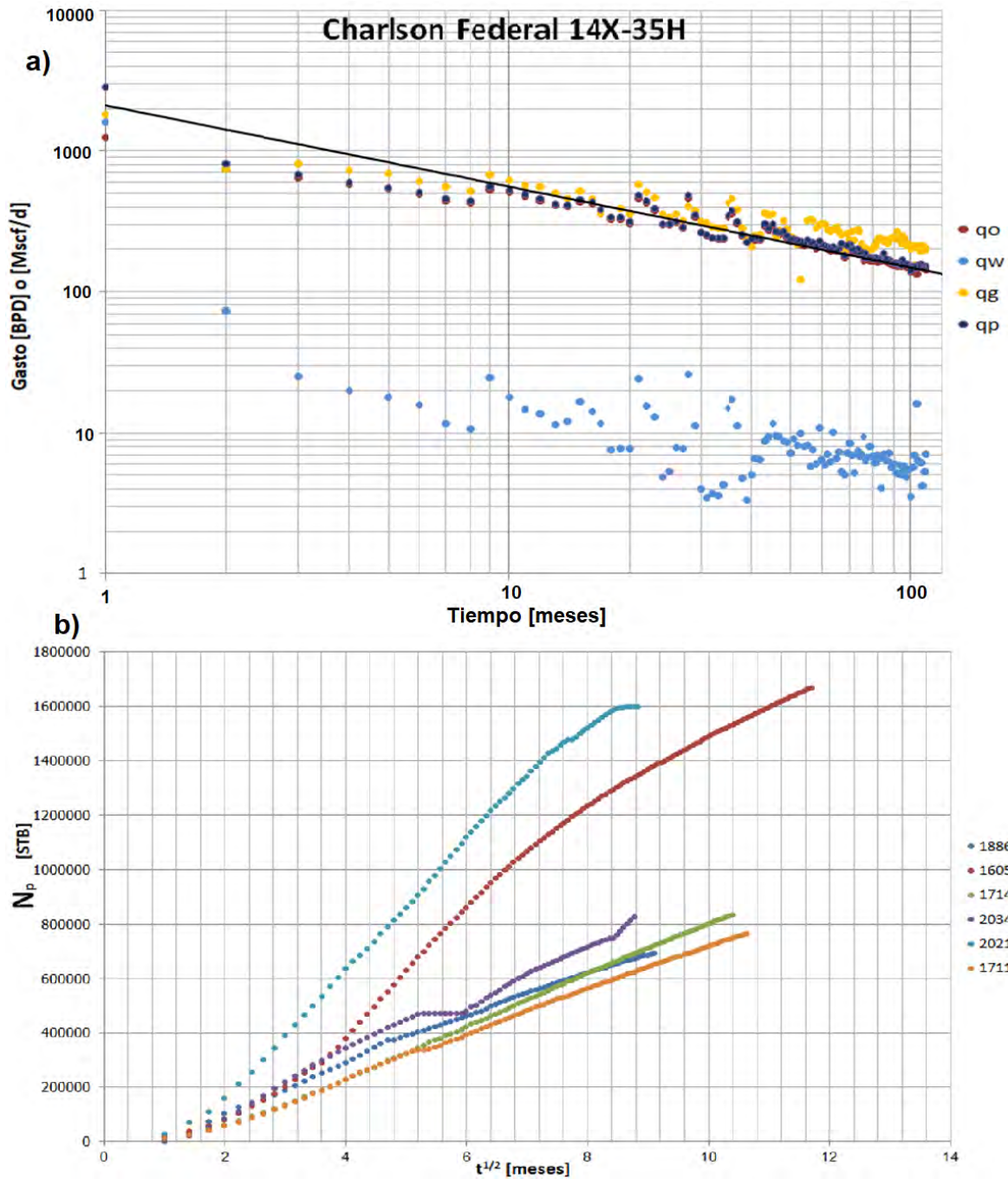


Fig. 48 a) $\log\{q_o, q_w, q_g, q_p(q_o + q_w)\}$ vs $\log t$ con una pendiente de $\frac{1}{4}$ que es característico de flujo lineal de pozo Charlson Federal 14X-35H. b) N_p vs $t^{1/2}$ usada para ver que pozos producen en flujo lineal y en el periodos de tiempo. 18861 (Carson Peak 2-35H), 16059 (USA 2D-3-1H), 17147 (Boucher 41X-21), 20342(USA 153-95-4B-9-1H), 20210 (Whitman 2-3H), 17113 (Charlson Federal 14X-35H). (MDND, 2018)

Primer paso: revisar los datos de producción y corregirlos si es necesario, como del ejemplo del capítulo 4, donde se usa el promedio de 3 y 5 puntos para suavizar la curva. Cuando el corte de

agua ha alcanzado una fracción considerable del gasto total se debe decidir si usar el q_o o $q_o + q_w$ dado que el agua está recibiendo una fracción de trabajo que no puede ser descartada. En el caso de pozos de gas y condensado el gasto debe ser corregido a gasto equivalente de gas si existe un razón condensado/gas alta. En la fig. 49 se tiene como ejemplo al Pozo Charlson Federal y tiene un comportamiento característico de un HMFV. Los datos no requieren de corrección dado que las fluctuaciones del gasto son cíclicas y mínimas.

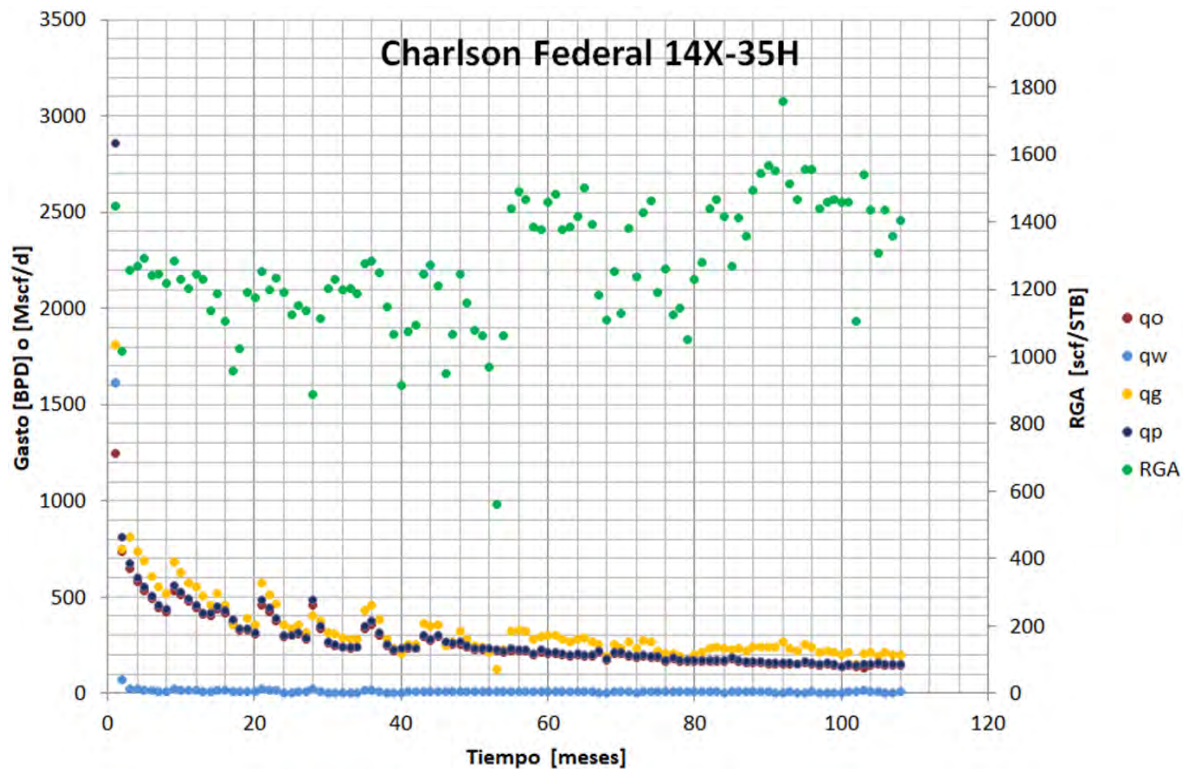


Fig. 49 Historial de producción del pozo Charlson Federal 14X-35H para usarse como ejemplo. (MDND, 2018)

Segundo paso: Determinar los coeficientes a y m . Haciendo uso de la gráfica $\log \frac{q_o}{N_o}$ vs $\log t$ y la relación ecuación 5.4 ($\frac{q}{G_p} = at^{-m}$) al ajustar la recta se pueden encontrar los coeficientes. Un valor de $R^2 > 0.95$ de ajuste de la recta es recomendado. En la fig. 50 se puede ver la ecuación de la recta ajustada a $R^2 = 0.9541$, los coeficientes son: $a = 0.087$ y $m = 1.354$.

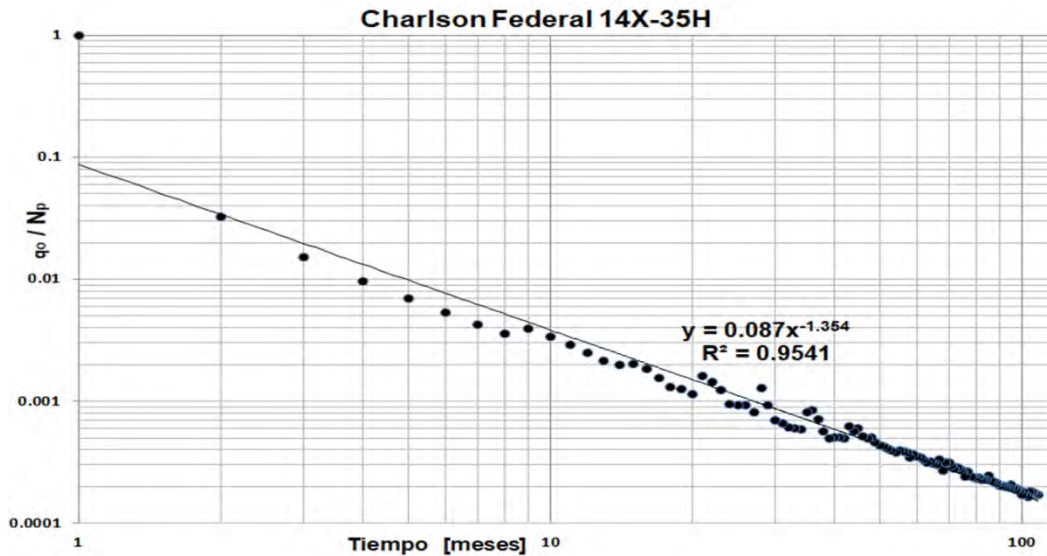


Fig. 50 Gráfica $\log \frac{q_0}{N_p}$ vs $\log t$ del pozo Charlson Federal 14X-35H para encontrar a y m .

Tercer paso: Obtener los parámetros q_1 y q_∞ . Para obtenerlos se grafica q_0 vs $t(a, m)$, donde $t(a, m)$ es la ecuación 5.8. Una vez graficados los puntos se ajusta una recta donde la pendiente m es q_1 y la intersección en el eje de las x es q_∞ . Para representar el modelo de la siguiente manera: $q = q_1 t(a, m) + q_\infty$. Con los parámetros obtenidos se pueden generar los pronósticos como en las curvas de declinación de Arps, la única diferencia es que $q_i = q_1$. En la tabla 13 se puede ver los gastos de los 4 pronósticos de producción ajustados las reservas calculadas y su % de error comparado con el valor real de la fig. 51

Tabla 13 Parámetros q_1 y q_∞ para cada línea de tendencia de la fig. 56. Porcentaje de error para cada estimación.

Pronóstico	Coefficientes	Reservas (mes 108) [BBL]	% Error
Primero	$q_1 = 30,228$ y $q_\infty = 63.27$	835, 949.5	0.343
Segundo	$q_1 = 19441$ y $q_\infty = 88$	845,732.1	1.5177
Tercero	$q_1 = 8297$ y $q_\infty = 113.5$	855,512.9	2.6917
Cuarto	$q_1 = 6932$ y $q_\infty = 128.1$	931,964.3	11.868
Real		833,088	

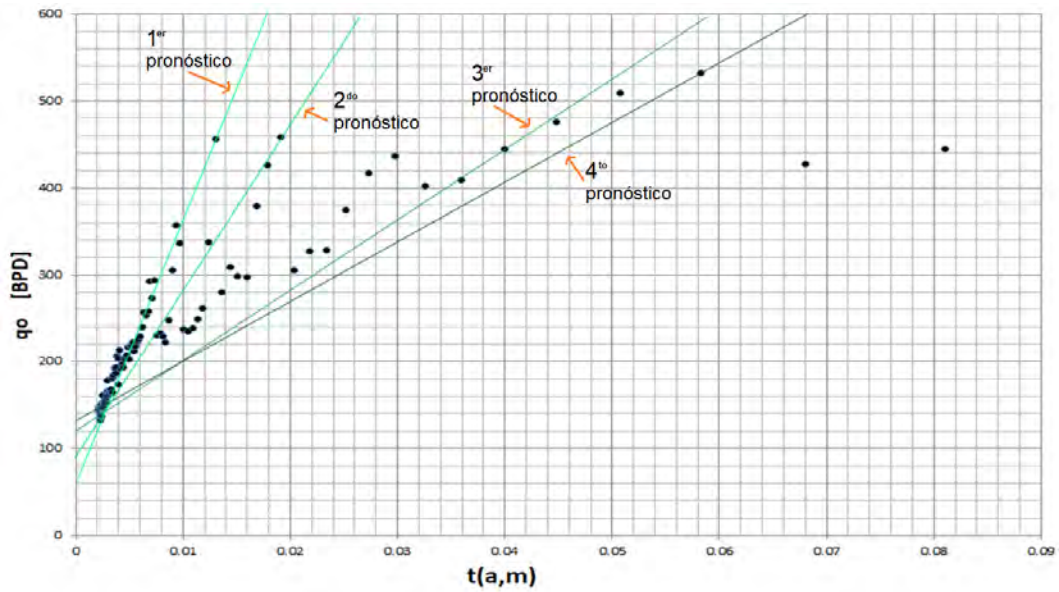


Fig. 51 Gráfica q_0 vs $t(a,m)$ para encontrar los parámetros q_1 y q_∞ . En este caso se ajustaron 4 líneas de tendencia para ver que pronóstico se ajusta mejor al perfil real de producción

Cuarto paso: Estimar reservas. Se usa la ecuación 5.12

$$N_p = \frac{q}{a} t^m \quad \dots\dots\dots(5.12)$$

Donde q representa el gasto diario o mensual y no q_1 . Aquí se puede usar el q_{eco} gasto mínimo o gasto del límite económico para estimar las reservas. (Duong, 2011).

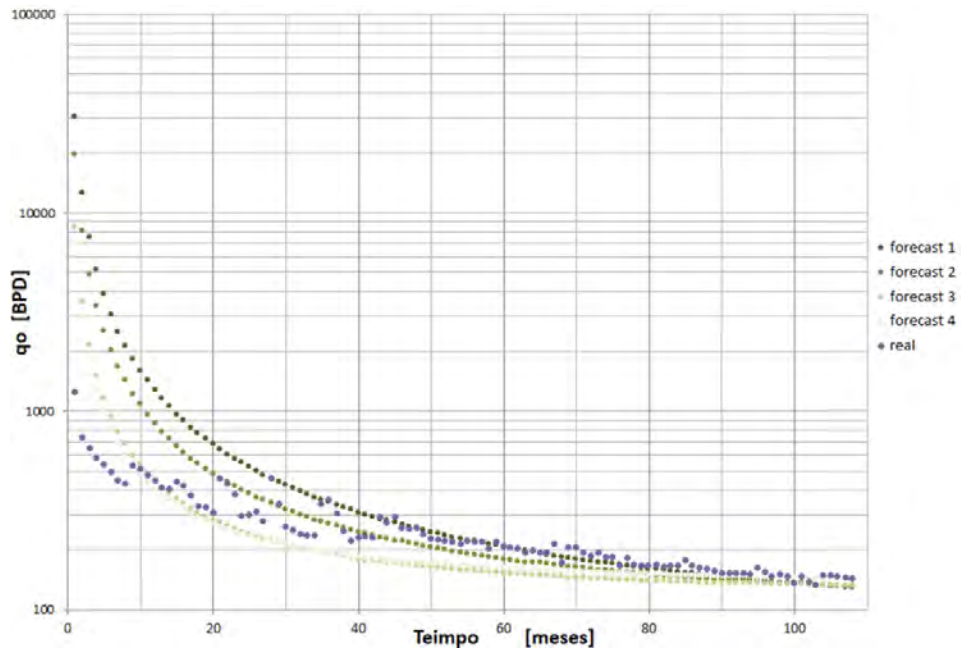


Fig. 52 Cuatro pronósticos de producción comparados contra el perfil de producción original. Se usa escala semilogarítmica para apreciar el ajuste

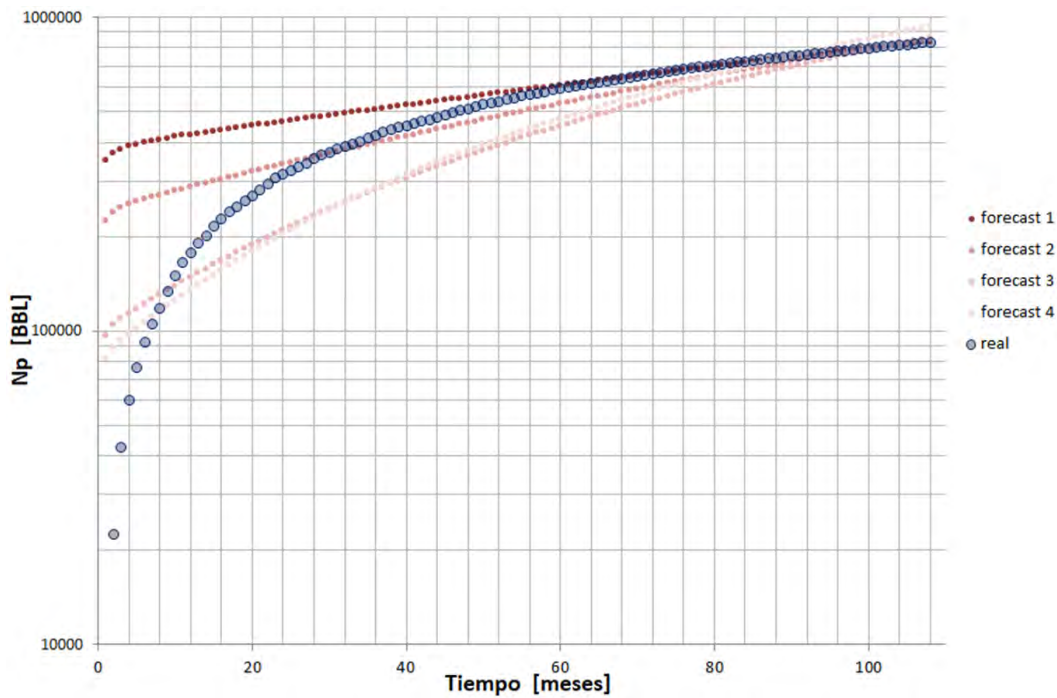


Fig. 53 Estimación de reservas usando los cuatro pronósticos de producción determinados con el método de Duong

5.2.2 Análisis y discusión de los resultados del ejemplo usado para el método de Duong

Cómo puede apreciarse en la fig. 51. los pronósticos de producción tienen un buen ajuste en la vida tardía del pozo pero no pueden modelar el comportamiento inicial. Y al hacer la estimación de reservas los pronósticos 1, 2 y 3 tienen errores mínimos pero no se ajustan al comportamiento del pozo. No muestran la concavidad característica de los datos originales. Si fueran usadas estas curvas de declinación sería un escenario optimista para el pozo, por lo que no son recomendable de usarse.

El error inicial en el ejemplo, se comete al escoger los coeficientes a y m . Como puede verse en la fig. 50 la línea de tendencia omite el primer punto de la gráfica lo y los valores de a y m son muy bajo en a y m es muy grande. En la fig. 54 se puede ver el análisis del pozo Charlson Federal 14X-35H usando $a = 0.75$ y $m = 1.11$, la línea de tendencia no tiene ningún ajuste con los datos reales pero los pronósticos de producción tienen un ajuste mucho mejor al hecho inicialmente al demostrar cómo usar el método de Duong. En la tabla 14 se pueden ver los datos ajustados a cada uno de los 4 pronósticos hechos en la fig. 54 b en la sección de coeficientes y las reservas calculadas con cada pronóstico más su error con respecto al valor original de la fig. 54d en la columna de Reservas y %Error.

Tabla 14 Parámetros q_1 y q_∞ para cada línea de tendencia de la fig. 59. Porcentaje de error para cada estimación

Pronóstico	Coefficientes	Reservas (mes 108) [BBL]	% Error
Primero	$q_1 = 1993.9$ y $q_\infty = -25.46$	1,057,335.8	26.91
Segundo	$q_1 = 1762.3$ y $q_\infty = -14.13$	961,161.8	15.37
Tercero	$q_1 = 1543.8$ y $q_\infty = 4.01$	894,074.8	7.32
Cuarto	$q_1 = 831.4$ y $q_\infty = 110$	827,524.4	-0.667
Real		833,088	

Los nuevos pronósticos de producción en la fig. 59a, 59b, 59c y 59d son una aproximación muy realista del perfil de producción aunque no se ajusta la línea de tendencia en la regresión lineal. Lo que muestra que el método de Duong es una herramienta muy buena pero deben de escogerse correctamente los coeficientes a y m , estos son la base de un certero pronóstico de producción.

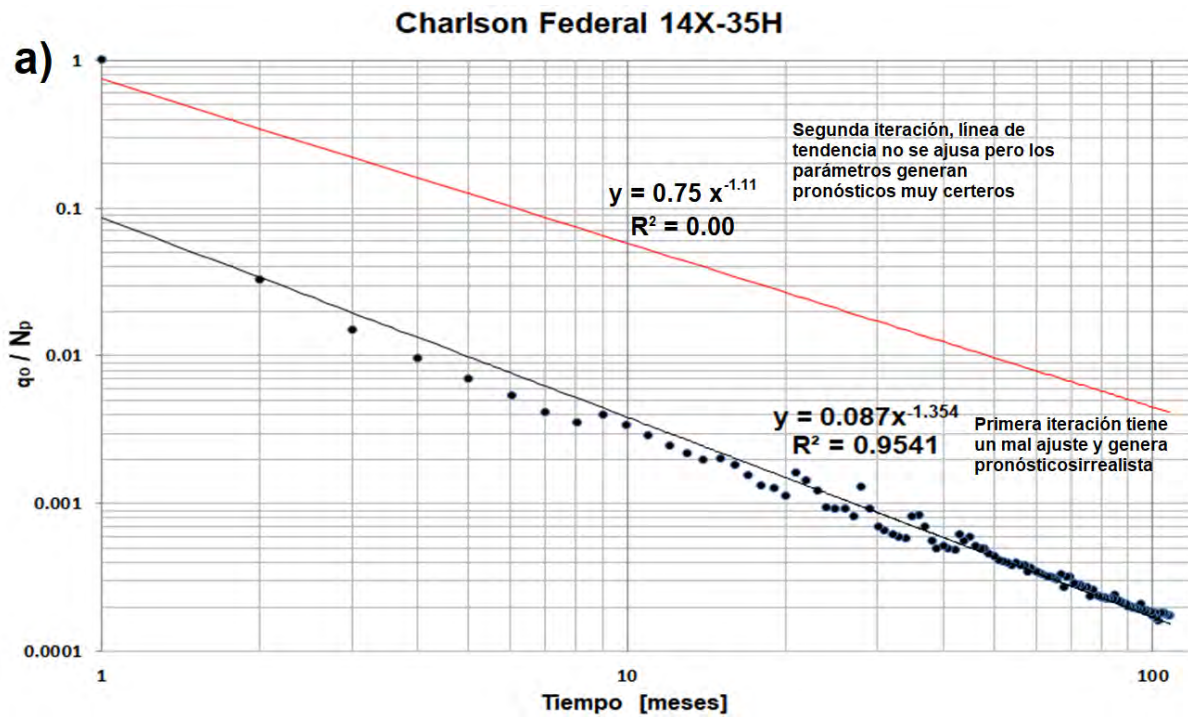


Fig. 54 a) nueva línea de tendencia ajustada al pozo Charlson Federal 14X-35H debido a que los valores anteriores de a y m tenían muy mal ajuste de la producción acumulada

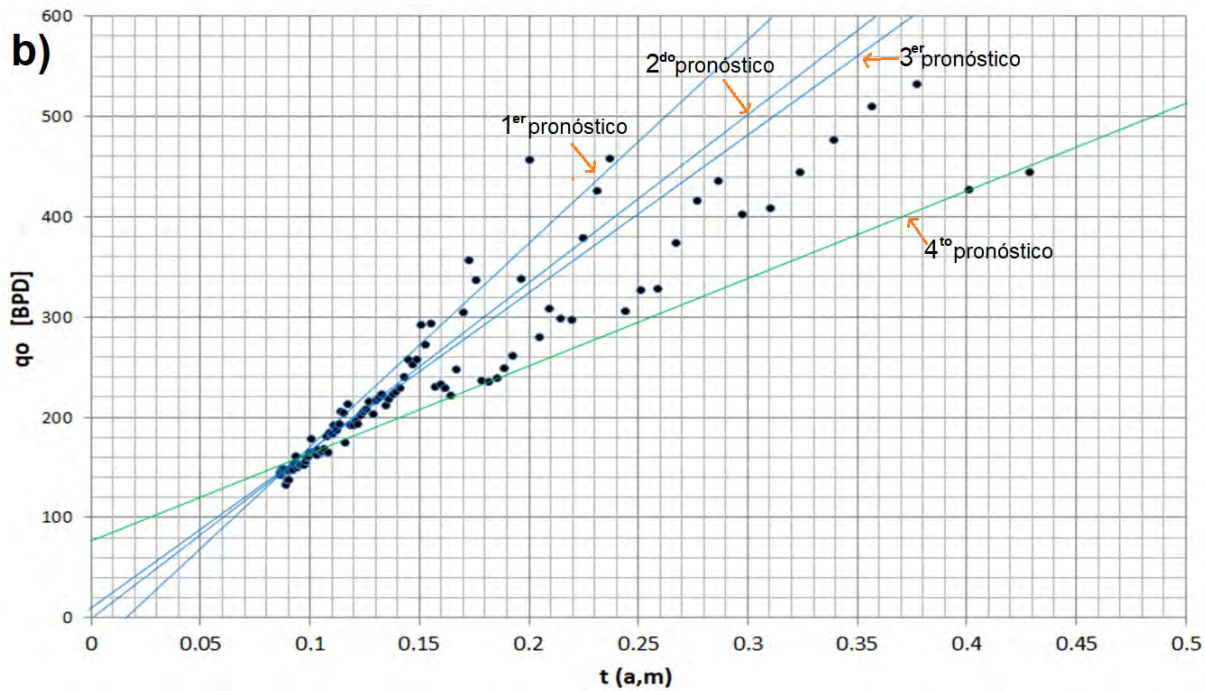


Fig. 54 b) Pronósticos de producción ajustados usando la gráfica q_0 vs $t(a, m)$

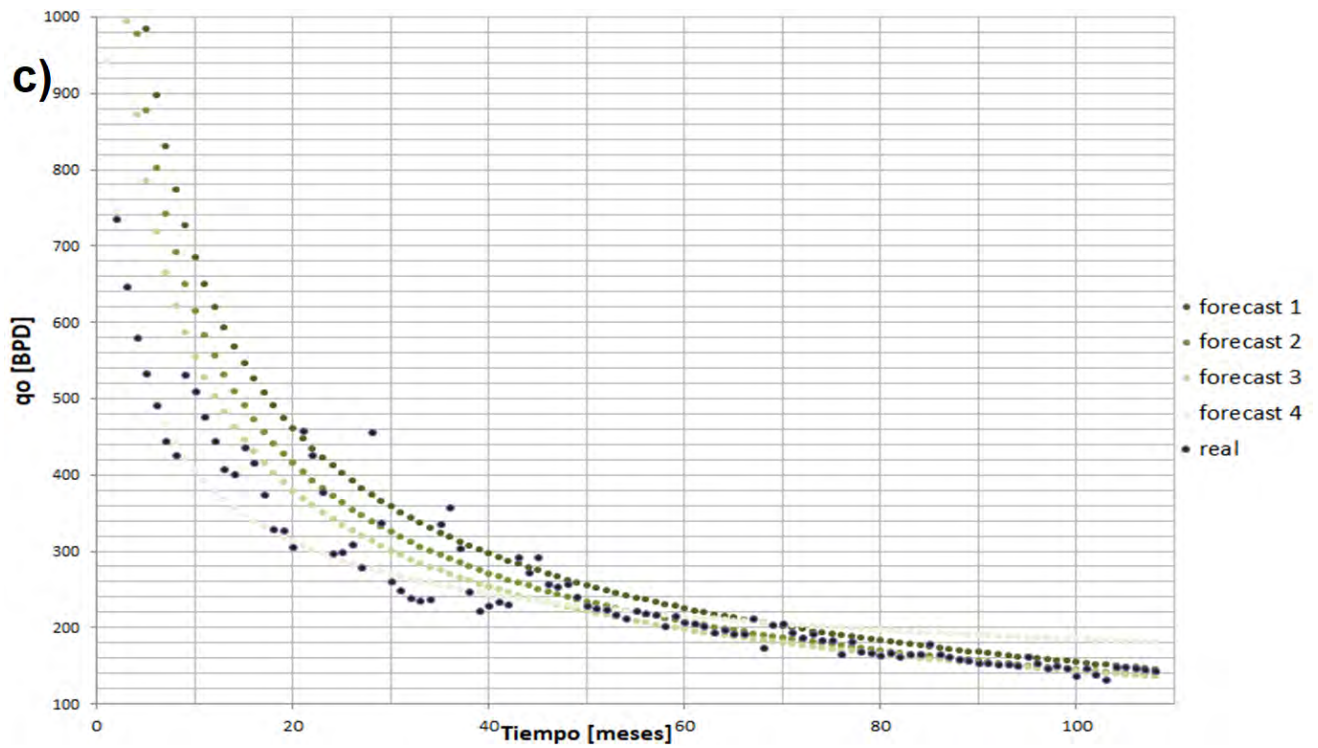


Fig. 54 c) Perfiles de producción de los 4 pronósticos de producción comparados contra el original

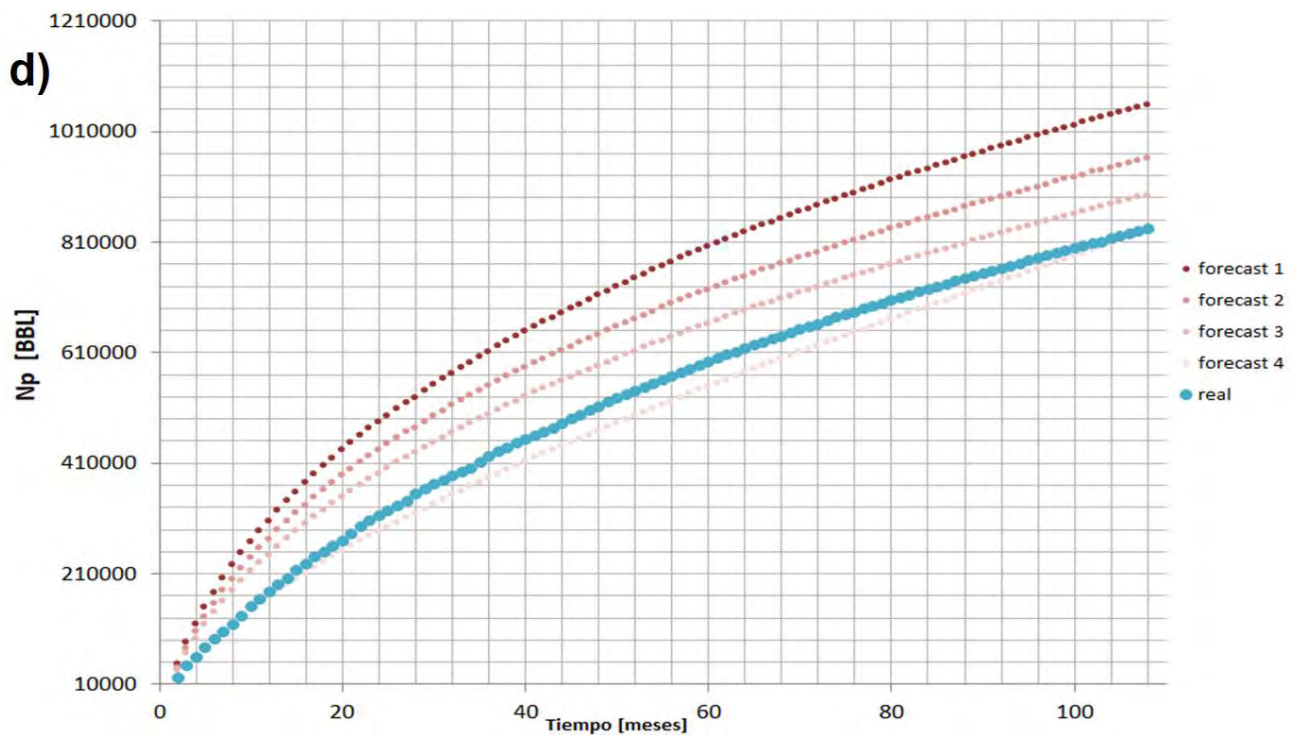


Fig. 54 a) b) c) d) Método de Duong y pronóstico de producción del pozo Charlson Federal 14X-35H Duong usando $a = 0.75$ y $m = 1.11$. Los pronósticos se ajustan muy bien a comparación de usar los parámetros $a = 0.087$ y $m = 1.354$.

5.3 Método de Ilk para pozos de Gas HPHT (alta presión alta temperatura)

Dilhan Ilk desarrolló un método de curvas de declinación para pozos fracturados de alta presión y alta temperatura (HP/HT) de gas. Usa el perfil de producción y la producción acumulada para encontrar las funciones de los parámetros D y b para formular la relación semianalítica de Ansah y estimar las reservas de gas. Para representar cualquier régimen de flujo usan el modelo empírico de declinación exponencial de potencias- *power-law exponential rate decline* - en conjunto en la relación de Ansah. El uso de las funciones de los parámetros D y b da una panorámica para analizar mejor la declinación de los coeficientes D y b que muchos otros métodos para identificar los regímenes de flujo. La desventaja del método es que la calidad de los datos afecta mucho la certeza del pronóstico. El modelo empírico de declinación exponencial de potencias se usa en conjunto con la relación de Ansah, ya que la relación semianalítica de Ansah sólo puede aplicarse para flujo dominado por fronteras. Se deben usar las dos relaciones simultáneamente para disminuir la incertidumbre/no unicidad asociada con la estimación de reservas de pozos HP/HT.

La relación de Ansah es la base del método pero sólo se aplica para BDF (boundary dominated flow) por lo que es usado el modelo empírico de declinación exponencial de potencias que puede usarse en cualquier régimen de flujo.

$$q_{Dd} = \frac{4 P_{wD}^2 e^{-P_{wD} t_{Dd}}}{((1 + P_{wD}) - (1 - P_{wD})e^{-P_{wD} t_{Dd}})^2} \dots\dots\dots(5.13)$$

Ecuación 5.13 es la relación de Ansah expresada en variables adimensionales. Donde P_{wD} es presión adimensional de declinación en el pozo, t_{Dd} tiempo adimensional de declinación y q_{Dd} es el gasto adimensional de declinación.

$$q_{Dd} = \frac{q_g}{q_{gi}} \dots\dots\dots(5.14)$$

$$P_{wD} = \frac{P_{wf}/z_{wf}}{\frac{P_i}{z_i}} \dots\dots\dots(5.15)$$

$$t_{Dd} = \frac{J_g}{C_{ti}G} t \dots\dots\dots(5.16)$$

Donde q_{gi} gasto de gas inicial [scf/d], P_{wf} presión de pozo fluyente [psi],
 z_{wf} factor de compresibilidad del gas a presión de fondo fluyente, P_i presión inicial [spi],
 z_i factor de compresibilidad del gas inicial, J_g índice de productividad [$\frac{Mscf*psi}{dia}$],
 C_{ti} compresibilidad de la formación inicial [psi^{-1}], G producción acumulada de gas [scf]

$$J_g = \frac{2 k h}{141.2 \mu_i B_{gi} \ln \left[\frac{2.2458A}{C_A r_{wa}^2} \right]} \dots\dots\dots(5.17)$$

Usando el método de radios de pérdida y la derivada de radios de pérdida se definen las funciones adimensionales *función adimensional – D (D_D)* y *función adimensional – b (b)*:

$$D_D = -\frac{1}{q_{Dd}} \frac{dq_{Dd}}{dt_{Dd}} \dots\dots\dots(5.18)$$

$$b = -\frac{d}{dt_{Dd}} \left[\frac{q_{Dd}}{(q_{Dd}/dt_{Dd})} \right] \dots\dots\dots(5.19)$$

Esta sección es para definir las ecuaciones que conforman a la relación de Ansah que sólo puede aplicarse en Flujo dominado por frontera.

Con las variables adimensionales definidas se elabora la **gráfica “ q – D_D – b ”** para obtener los parámetros de la ecuación 5.2: *D_∞ constante de declinación cuando t → ∞ [D(t = ∞)]* y *D̂_i constante de declinación inicial*.

La forma de realizar los pronósticos de producción es usando la relación de declinación exponencial de potencias ecuación 5.20. (Ilk, 2009)

$$q_g = \hat{q}_{gi} \exp[-D_\infty - \hat{D}_i t^n] \dots\dots\dots(5.20)$$

5.4 Método de Valko para pozos de Gas SEPD (Stretched Exponential Production Decline)

Peter P. Valko combinó el modelo de curva de declinación exponencial extendido y la descubrimiento por minería de datos para generar pronósticos de producción de pozos en cuencas de gas de lutitas o gas de yacimientos de baja permeabilidad -*shale gas* o *tight gas*. En la tabla 15 se expresan las ecuaciones representativas del método de declinación exponencial extendida que más adelante se explicarán a mayor detalle.

Tabla 15 Modelo de declinación exponencial extendido de la producción –*Stretched Exponential Production Decline* – (Valko, 2010)

$\frac{dq}{dt} =$	$-n \left(\frac{t}{\tau}\right)^n \frac{q}{t}$	Definiendo la ecuación diferencial del modelo
$q =$	$q_0 \exp \left[-\left(\frac{t}{\tau}\right)^n \right]$	Gasto en función del tiempo
$Q =$	$q_0 \frac{\tau}{n} \left\{ \Gamma \left[\frac{1}{n} \right] - \Gamma \left[\frac{1}{n}, \left(\frac{t}{\tau}\right)^n \right] \right\}$	Gasto acumulado en función del tiempo
$EUR =$	$q_0 \frac{\tau}{n} \Gamma \left[\frac{1}{n} \right]$	Recuperación final estimada en función de los parámetros
$rp = 1 - \frac{Q}{EUR}$	$\frac{1}{\Gamma \left[\frac{1}{n} \right]} \Gamma \left[\frac{1}{n}, -\ln \frac{q}{q_0} \right]$	Factor de recuperación calculado del gasto actual

Su método tiene las siguientes ventajas la relación natural de la Recuperación Final Estimada – *Estimated Ultimate Recovery (EUR)*- sin límites de tiempo o gasto y un comportamiento lineal del factor de recuperación –*recovery potential*- contra la producción acumulada. En la fig. 45 puede verse como es la relación y como ayuda en la elaboración del pronóstico de producción.

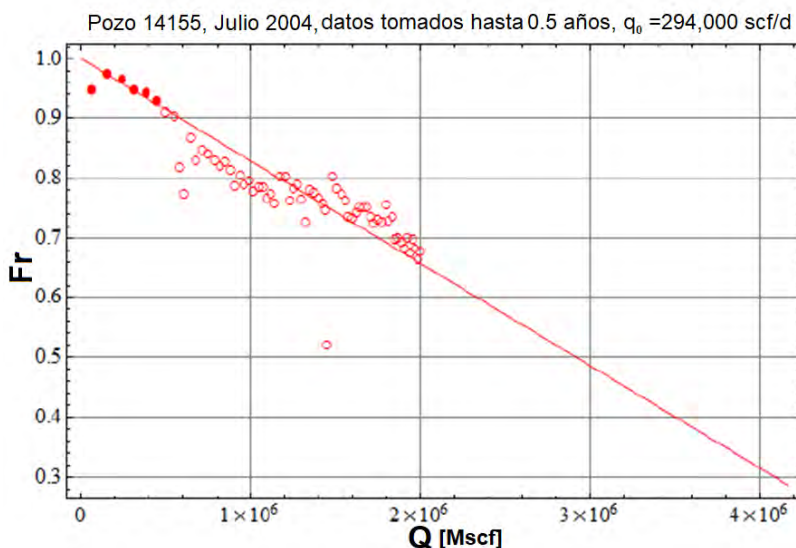


Fig. 55 Gráfica de Factor de recuperación vs producción acumulada de gas después con datos de producción del pozo 14155 hasta 0.5 años. Nuevos datos de producción incorporados modifican la pendiente de la línea y la intersección con el eje de las x's. (modificado de Valko 2010).

Sólo tomando en cuenta los dato de producción hasta medio año después del comienzo de producción de puede encontrar una relación lineal en el comportamiento del Factor de recuperación usando el método de Valko.

5.4.1 Comportamiento de Declinación Exponencial Extendido

En Física, muchos procesos muestran comportamiento exponencial extendido así fue descrito por Kolrausch en 1947. El comportamiento del decaimiento exponencial extendido se puede ejemplificar como el decremento de un número, pero este decremento es generado por la acumulación de decrementos exponenciales puros con una distribución de probabilidad de las constantes del tiempo muy gorda en la cola. Llevándolo al ramo de decremento de la producción significa que el decremento actual de la producción de un pozo está formado por la suma de los decrementos individuales de los volúmenes que aportan individualmente en las fracturas con una distribución específica de las constantes de los tiempos.

5.4.2 Descubrimiento por Minería de Datos

Valko lo llama –*Data intensive Discovery*- se refiere a que en las operaciones comunes dentro de la industria petrolera cantidades enormes de datos son generadas, preservadas, hechas públicas, listas para ser analizadas. Esto da la oportunidad de aplicar algoritmos en grandes espacios muestrales y evaluarlos estadísticamente. A esto Valko le llama descubrimiento por minería de datos, con esta premisa se apoya para basar su método de pronóstico de producción.

Al usar grandes espacios muestrales para determinar la distribución de probabilidad de las constantes de los tiempos y definir los parámetros n y τ para usar la Función Gamma Incompleta Superior ($\Gamma(n, \tau)$), que es la base de su modelo de curva de declinación.

5.4.3 Función Gamma

En el campo de las matemáticas para modelar procesos del tipo ecuación 5.21 se usa la Función Gamma para hacer una estimación muy aproximada del comportamiento en el dominio de los números reales positivos ($D : \mathbb{R} \geq 0$).

$$\int e^{t^n} dt \dots\dots\dots(5.21)$$

La función Gamma $\Gamma(s)$ se define en la ecuación 5.22 pero para poder calcular todos los valores en el Dominio de los reales positivos se divide en: Función Gamma incompleta superior $\Gamma(s, x)$ ecuación 5.23 y la Función Gamma incompleta inferior $\gamma(s, x)$ ecuación 5.24.

$$\Gamma(s) = \int_0^{\infty} t^{s-1} e^{-t} dt = \gamma(s, x) + \Gamma(s, x) \dots\dots\dots(5.22)$$

$$\Gamma(s, x) = \int_x^{\infty} t^{s-1} e^{-t} dt \dots\dots\dots(5.23)$$

$$\gamma(s, x) = \int_0^x t^{s-1} e^{-t} dt \dots\dots\dots(5.24)$$

Dado que el método de Valko se basa en la Función Gamma incompleta superior sólo se trata de cómo calcular esta función y no las demás. Hay varias formas de calcular la Función Gamma para diferentes dominios de los reales positivos. En este caso específico es para el $[D : s \geq t \geq x, s > 0 \text{ y } x < \infty]$ por lo que:

$$\Gamma(s, t) = t^s E_{1-s}(t) \dots\dots\dots(5.25)$$

Por ejemplo, para el caso de calcular:

$$\Gamma\left[\frac{1}{n}, \left(\frac{t}{\tau}\right)^n\right] \dots\dots\dots(5.26)$$

Donde $t = 600$ [meses], $n = 0.231$ y $\tau = 0.585$ se calcula de la siguiente forma.

$$\Gamma\left[\frac{1}{0.231}, \left(\frac{600}{0.585}\right)^{0.231}\right] = \Gamma[4.329, 4.96]$$

$$\Gamma[4.329, 4.96] = t^s E_{1-s}(t) = 4.96^{4.329} E_{1-4.329}(4.96)$$

$$4.96^{4.329} E_{1-4.329} (4.96) = 1025.0385 * E_{3.329} (4.96) = 3.00843$$

5.4.4 Cómo aplicar el método de Declinación Exponencial Extendida

Primero se hacen grupos de pozos que empezaron a producir en el mismo intervalo de tiempo (mes o día).

Segundo se grafica el cambio del volumen producido de todos los pozos contra el tiempo [meses] en escala semilogarítmica. $\log \Delta Q$ vs t

Tercero calcular el promedio de cambio de producción total de gas por grupo y graficarlo contra el tiempo. Se debe hacer para todos los grupos. $\widehat{\Delta Q}$ vs t

Cuarto calcular la producción acumulada para el primer, segundo y tercer años para cada grupo de pozos y graficarlo contra el tiempo. Usando el promedio del cambio de producción total se multiplica por 12, 24 y 36 respectivamente. Q_1, Q_2, Q_3 vs t

Quinto calcular el radio : r_{21} y r_{31} , para cada grupo de pozo.

$$r_{21} = \frac{Q_2(\text{grupo de pozos})}{Q_1(\text{grupo de pozos})} \dots\dots\dots(5.27)$$

$$r_{31} = \frac{Q_3(\text{grupo de pozos})}{Q_1(\text{grupo de pozos})} \dots\dots\dots(5.28)$$

Graficar r_{21} vs t y r_{31} vs t . Esta es la distribución de n, τ

Sexto resolver la ecuación para encontrar los valores de n, τ

$$r_{21} = \frac{\Gamma \left[\frac{1}{n} \right] - \Gamma \left[\frac{1}{n}, \left(\frac{23.5}{\tau} \right)^n \right]}{\Gamma \left[\frac{1}{n} \right] - \Gamma \left[\frac{1}{n}, \left(\frac{11.5}{\tau} \right)^n \right]} \dots\dots\dots(5.29)$$

$$r_{31} = \frac{\Gamma \left[\frac{1}{n} \right] - \Gamma \left[\frac{1}{n}, \left(\frac{35.5}{\tau} \right)^n \right]}{\Gamma \left[\frac{1}{n} \right] - \Gamma \left[\frac{1}{n}, \left(\frac{11.5}{\tau} \right)^n \right]} \dots\dots\dots(5.30)$$

Séptimo calcular el valor de Q_m donde $Q_m = Q/q_0$

$$Q_m = \frac{Q}{q_0} = \frac{\tau}{n} \left\{ \Gamma \left[\frac{1}{n} \right] - \Gamma \left[\frac{1}{n}, \left(\frac{t}{\tau} \right)^n \right] \right\} \dots\dots\dots(5.31)$$

La ecuación 5.31 da una gráfica de producción acumulada normalizada (Q_m) contra el tiempo y para hacer el pronóstico de producción se debe calcular q_0 .

$$q_0 = \frac{Q}{Q_{m,i}} \dots\dots\dots(5.32)$$

5.5 Caso Práctico con pozo de Bakken

Para delimitar el espacio muestral del Caso Practico; en el cual se aplica el método de Duong para calcular los factores m y a , además de q_1 y q_∞ para realizar un pronóstico de producción, se toma el universo de todos los pozos productores en el intervalo no convencional de la cuenca del Bakken que a la fecha del 01/11/2017 nov-2017 son 12,310 pozos de los cuales la mayoría son horizontales con varias etapas de fracturamiento hidráulico que están dividido en los siguientes intervalos productores dentro de la sección no convencional: F. Bakken Medio, F. Three Forks, entre F. Bakken Medio y Three Forks, F. Logde Pole, F. Bakken Superior y entre F. Lodgepole y Bakke Medio. Para mejor idea de la estratigrafía consultar la fig. 13 del Cap. 2.

En la tabla 16 se resumen la información más importante de cada intervalo productor escrito en el párrafo superior para la cuenca del Bakken y para delimitar le Caso Práctico.

Tabla 16 Estadísticas sobre la cuenca del Bakken al 01/11/2017 (MDND, 2018)

	Pozos	N_p [Bbl]	G_p [Mscf]	W_p [Bbl]	Actualmente produciendo
F. Bakken Medio	7,705	1,599,747,673	1,920,690,807	1,059,280,930	4,288
F. Three Forks	4,289	692,489,616	970,981,330	619,870,917	4,275
MB / TF	77	13,212,050	14,640,419	9,166,979	75
F. Lodgepole	4	162,397	104,492	245,175	3
F. Bakken Superior	233	25,747,746	59,855,928	2,388,682	108
L / MB	2	12,433	3,429	87,437	1
Total	12,310	2,291,371,915	2,966,276,402	1,690,990,120	8,750

Del espacio muestral de 12,310 pozos de los cuales 8,750 producen actualmente se han tomado 28 pozos de los cuales 5 fueron usados en los ejemplo en la sección 5.1. En esta sección se usaron 23 pozos tomados bajo los siguientes criterios:

Primero se ordenaron todos los pozos de mayor producción acumulada a menor.

Segundo se calcularon las relaciones $G_p/(1000 * N_p)$ y W_p/N_p

Tercero se escogieron pozos de forma aleatoria de todos los intervalos productores que tengan una relación $\frac{G_p}{1000 * N_p} < 5$ y $\frac{W_p}{N_p} < 7$.

En la tabla 17 están resumidos los datos más importantes de los pozos seleccionados para el caso práctico. Entre los datos escogidos están: # archivo de pozo –*Well File*-, nombre del pozo, intervalo productor, año de la terminación, TD –*Total Depth*- pies totales desarrollados, TVD –*True Vertical Depth*- pies verticales verdaderos desarrollados, KOP –*KickOff Point*-, °API y RGA_i tomada en la prueba de producción.

Tabla 17 Información de los pozos seleccionados. TF – Three Forks, MB – Middle Bakken, UB – Upper Bakken, MB|TF – Middle Bakken Three Forks

# Archivo del Pozo	Nombre del Pozo	Intervalo productor	Año Terminación	TD [ft]	TVD [ft]	KOP [ft]	°API	RGA
16963	USA 35D-1-1H	TF	2008	10195	15190	9595	45.8	1284
18275	Hawkinson 1-22H	TF	2010	11254	20850	10800	41.7	984
19296	Golden 22-31H	TF	2015	10109	27141	9231	43.4	758
30774	FlatLand Federal 11-4 5TFH	TF	2015	10573	22112	10135	45.8	2249
20738	HA-MOGEN-152-95-0805H-2	TF	2011	10569	20607	9892	46.7	1453
18408	Amber Renee 25-36H	TF	2010	9759	16060	9292	42	118
17416	Austin 16-19H	MB	2008	9641	14753	9130	42	770
17158	Richardson Federal 11-9H	MB	2008	10137	19936	10436	40.3	554
26028	Wayzetta 41-2117H	MB	2013	9535	19300	8945	42.2	919
26485	Hawkeye 41-2117H	MB	2014	9425	21324	8947	42.3	522
23802	Eagle USA 41-5H	MB	2013	11027	20910	9904	40	977
28016	USA 153-95-22D-15-1HS	MB	2015	10365	20716	9880	45.6	1388
30053	Elroy Kadrmas 6-3-10H-143-96	MB	2017	10562	20932	9875	40	321
30237	Alfsvaag 4-31H	MB	2017	10874	24959	10416	42.8	979
31628	Ames Federal 31X-13B	MB	2017	10172	20285	9780	42.2	5669
21307	Pointer 149-94-23AH	MB	2017	10842	15649	10343	39.9	1096
12570	Pierre Creek 44-7H	UB	1989	10715	14330	10310	41	584
28917	Paulson 150-101-23-14H	UB	2014	11038	20887	10668	44	964
16401	Stingray Federal 1-32H	UB	2007	10449	13952	10210	43	407
26111	Major Federal 1-6H	UB	2013	10542	15191	10098	*	329
28674	KOCH 34-19PH	MB TF	2014	10645	20320	10043	47.7	1207
21386	Panzer 2-20MLH	MB TF	2015	10718	15265	10192	42	1476
28669	Dolyniuk 34-23PH	MB TF	2014	10727	21080	10060	48.1	1225

En la fig. 56 se puede ver en que periodos de tiempo los pozos usados para el caso práctico presentan una geometría de flujo lineal. La fig. 56 ayuda a identificar porque se es apropiado usar el método de Duong ya que si no se viera una línea recta en la gráfica en alguna sección de la vida productiva del pozo significaría que las geometrías de flujo no son acordes a la de pozos horizontales fracturados hidráulicamente.

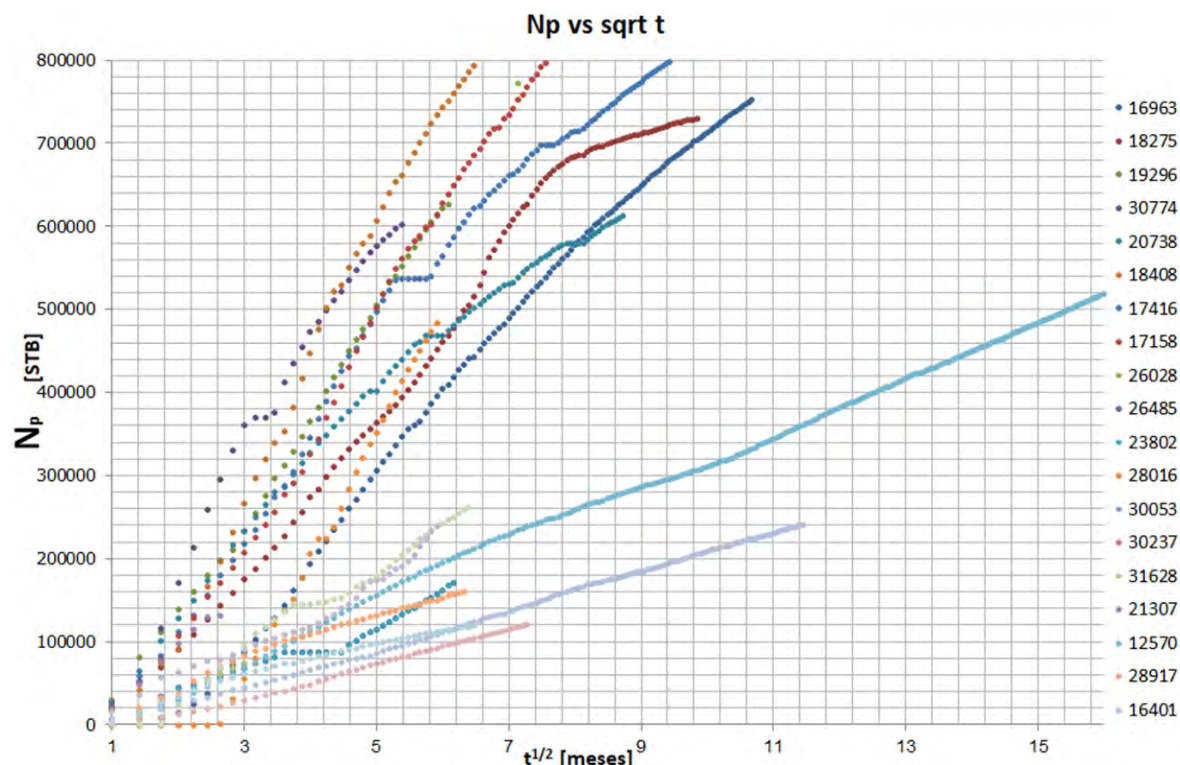


Fig. 56 Grafica N_p vs $t^{1/2}$ de los pozos usado para el caso práctico para identificar geometrías de flujo lineal o bilineal

Tabla 18 Curva de declinación ajustada a cada pozo

# Archivo del Pozo	a	m	q_1	q_∞	% E EUR	% q
16963	0.219	0.917	1360	32	0.37	17.1
18275	1.264	1.085	1070	-126	-2.78	275.72
19296	1.0006	1.0498	1995	69	1.39	153.59
30774	1.352	1.1199	2480	-85	-0.027	-48.12
20738	0.8278	1.0555	4080	-59	-0.158	32.74
18408	1.389	1.115	1580	-90	2.771	64
17416	1.367	1.1235	1610	-73	-9.332	20.34
17158	1.454	1.1267	1340	-79.8	0.617	119.69
26028	1.519	1.157	2275	-108	81.99	0.293
26485	1.428	1.1655	510	29.7	-39.58	-0.539
23802	1.2098	101187	415.1	41.1	-35.24	-0.018
28016	1.1345	1.0585	1063	-27.5	13.67	-0.46
30053	1.075	1.0285	373	30	-6.06	14.32

30237	1.1655	1.0915	470	45	-11.08	16.392
-------	--------	--------	-----	----	--------	--------

NOMENCLATURA

μ_g = viscosidad del aceite [cp]
 μ_o = viscosidad del gas [cp]
 μ_{oi} = viscosidad inicial del aceite [cp]
 μ_f = viscosidad del fluido [cp]
 ρ = densidad de la roca [kg/m³, lb/ft³]
 ρ_f = densidad del fluido [kg/m³, lb/ft³]
 γ = gravedad específica [adimensional]
 γ_{gd} = gravedad específica del gas seco [adimensional]
T = temperatura [°C, °F]
 $\pi = Pi = 3.1416$ [adimensional]
g = gravedad 9.8116 [m/s²]
h = altura [m]
 b_f = ancho de la fractura [ft]
x = distancia [m]
 x_D = distancia adimensional [adimensional]
 x_f = longitud fractura [m, ft]
 r_w = radio del pozo [ft, m]
r = radio exploracion [ft, m]
 r_D = radio adimensional [adimensional]
r = diametro de lagarganta de poro [m, in]
t = tiempo [segundos, meses]
 t_D = tiempo adimensional [adimensional]
 t_{max} = tiempo máximo [dia]
 t_{Dd} = tiempo adimensional de declinacion [adimensional]
API° = gravedad API (American Petroleum Institute) [° grados]
 F_{CD} = factor de conductividad adimensional [adimensional]
COT = carbono orgánico total [%carbono/kg]
VAP = volumen activamente produciendo [m³]
VRE = Volumen de roca estimulado [m³]
 ϕ = porosidad [%]
 $\sigma = tension\ interfacial\ \left[\frac{N}{m}\right]$
 n_o = constante de Currey del aceite [adimensional]
 n_g = constante de Currey del gas [adimensional]
 α_L = factor de conversion 887.2 (inlges), 119.58 (métrico)
 β = factor de conversion 2.637×10^{-4} (inlges), 3.489×10^{-4} (métrico)
erfc(x): función error complementario
 E_i = Integral exponencial
 κ = permeabilidad [mD]
 κ_f = permeabilidad de la formación [mD]
 k_f = permeabilidad de la fractura [mD]
 κ_{r_g} = permeabilidad relativa al gas [adimensional]
 k_{r_o} = permeabilidad relativa del aceite [adimensional]
 S_o = saturación de aceite [adimensional, %]
 S_{io} = saturación de inicial de aceite [adimensional, %]

S_{ro} = saturación de residual de aceite [adimensional, %]
 S_g = saturación de gas [adimensional, %]
 S_{gc} = saturación crítica de gas [adimensional, %]
 S_w = saturación de agua [adimensional, %]
 S_{iw} = saturación irreductible de agua [adimensional, %]
 R_s = relación de solubilidad $[\frac{m^3 gas}{m^3 aceite}, scf/Bbl]$
 R_{si} = relación de solubilidad inicial $[\frac{m^3 gas}{m^3 aceite}, scf/Bbl]$
RGA= relación gas aceite $[\frac{m^3 gas}{m^3 aceite}, scf/Bbl]$
Ma = millones de años [1×10^6 años]
Rendimiento [$m^3 fluido/m^3 roca$]
STOIIIP= *stock tank oil-initially in place* barriles de crudo muerto insitu [BBL, BPCE]
 F_p = fuerza de presión [N, lb_f]
 F_{sg} = Fuerza segregación gravitacional [N, lb_f]
 F_μ = Fuerza viscosa [N, lb_f]
 ∇p = gradiente de presión [spi/m, Pa/m]
 ∇D = gradiente de la dirección [adimensional]
 ΔV = diferencia de volúmenes [m^3]
 v_f = velocidad del fluido [m/s, ft/s]
 v_g = velocidad del gas [m/s, ft/s]
 $\nabla p_g + \Delta \rho g \nabla h$ = gradiente de presión hidrostática y potencial
 η = difusividad hidráulica [m^2/s]
 T = transmisibilidad [$mD \cdot m / (Pa \cdot s)$]
 $\frac{k}{\mu}$ = movilidad [$mD \cdot s / Pa$]
 C_f = compresibilidad del fluido [psi^{-1}]
 C_o = compresibilidad del aceite [psi^{-1}]
 C_g = compresibilidad del gas [psi^{-1}]
 C_w = compresibilidad del agua [psi^{-1}]
 C_f = compresibilidad del formación [psi^{-1}]
 C_r = compresibilidad del roca [psi^{-1}]
 C_t = compresibilidad del total [psi^{-1}]
 C_{ti} = compresibilidad del total inicial [psi^{-1}]
 P = presión [Pa, bar, atm, psi]
 P_i = presión inicial [psi, bar]
 P_b = presión burbuja [psi, bar]
 p_{wf} = presión de fondo fluyente [psi, bar]
 p_{wh} = presión en la cabeza del pozo [psi, bar]
 P_D = presión adimensional [adimensional]
 P_{wD} = presión adimensional [adimensional]
 P_{wD} = presión adimensional de declinación [adimensional]
 PNR = Pressure normalizad oil rate $\frac{q_o}{P_i - p_{wf}}$
 B = factor de volumen [$m^3 @ c. y. / m^3 @ c. s.$]
 B_g = factor de volumen del gas [$m^3 @ c. y. / m^3 @ c. s.$]
 B_{gi} = factor de volumen del gas inicial [$m^3 @ c. y. / m^3 @ c. s.$]

B_o = factor de volumen del aceite [$m^3@c.y./m^3@c.s.$]
 B_w = factor de volumen del agua [$m^3@c.y./m^3@c.s.$]
 a_0 = coeficiente de declinacion armonica [adimensional]
 a = coeficiente del metodo de Duong [adimensional]
 m = coeficiente del metodo de Duong [adimensional]
 b = coeficiente de declinacion hiperbolica
 D_0 = declinacion inicial
 D_∞ = declinacion en el infinito
 \hat{D}_i = declinacion inicial
 D_D = función adimensional – D (D_D)
 b = función adimensional – b (b)
 q = gasto [$\frac{m^3}{s}, \frac{m^3}{dia}, bpd,$]
 q_o = gasto de aceite [bpd]
 q_i = gasto inicial de aceite [bpd]
 q_1 = gasto inicial método Duong [bpd, scf/d]
 q_∞ = gasto en el infinito método de Duong [bpd, scf/d]
 q_w = gasto de agua [bpd]
 q_{eco} = gasto en el límite económico [bpd, scf/d]
 q_D = gasto adimensional [adimensional]
 q_{Da} = gasto adimensional de declinacion [adimensional]
 P_0 = produccion inicial [bpd]
 G_p = produccion acumulada de gas [Millares de scf]
 N_p = produccion acumulada de aceite [Bbl]
 W_p = produccion acumulada de agua [Bbl]
Reservas [BBL, BPCE]
 Q = produccion acumulada [scf]
 ΔQ = cambio de la produccion acumulada [scf]
 Q_1 = produccion acumulada en el primer año [scf]
 Q_2 = produccion acumulada hasta el segundo año [scf]
 Q_3 = produccion acumulada hasta el tercer año [scf]
 Q_m = producción acumulada normalizada [scf]
 z_{wf} factor de compresibilidad del gas a presion de fondo fluyente
 z_i factor de compresibilidad del gas inicial [adimensional]
 J_g índice de productividad [$\frac{Mscf*psi}{dia}$],
 G = producción acumulada de gas [scf]
EUR = estimated ultimate recovery [Bbl]
rp = factor de recuperacion
 τ = constante Tau metodo de Valko [adimensional]
 n = constante Eta metodo de Valko [adimensional]
 $\gamma(s, x)$ = función gamma incompleta inferior
 $\Gamma(s, x)$ = función gamma incompleta superior
TD = total depth [ft]
TVD = true vertical depth [ft]
KOP = Kick-off point [ft]

APORTE DE LA TESIS

Aplicaciones de Macros en Excel que procesan información con el formato de la base de datos del *North Dakota Mineral Department* a datos de producción, gráfica el perfil de producción con especificaciones particulares.

Programa para usar el método de Duong en cada pozo para encontrar y modificar los factores a, m , encontrar q_1 y q_∞ auxiliándose de la gráfica q_o vs $t(a, m) \leftarrow t(a, m) = t^{-m} e^{\frac{a}{1-m}(t^{1-m}-1)} \right\rangle$, hacer pronósticos de producción y estimación de reservas usando 4 diferentes (q_1 y q_∞).

Programa que calcula P_b, R_s usando P, T, γ_o, γ_g y RGA usando las correlaciones de Vazquez y Beggs, Lasater, Standing, Glaso, Kartoatmodjo y Schmidt.

Método y programa que calcula volumen total producido $Q[bbbl]$ y volumen fase líquida $q_p[bbbl]$ en el cabezal del pozo a P y T usando P_{wh} y la información de reportes de producción de UK PPRS "*UK Petroleum Production Reporting System*". Calcula B_o, B_g, B_w, R_s y R_{sw} para determinar la fase libre de gas, las líquida con su respectivo gas disuelto a condiciones de P_{wh} y T_{wh} , suponiendo T_s, z y γ_g .

Programa para generar curvas de declinación exponenciales, hiperbólicas y armónicas a datos de producción durante todo el periodo de producción [$D: \mathbb{R} \in t$] o en subconjuntos del dominio del tiempo con diferentes q_i, D, b y a_0 .

Síntesis de la información relacionada con las cuencas tipo tight oil, referente a geometrías de flujo, simulación, comportamiento de las propiedades del fluido petrolero y métodos predictivos de la producción tomada de artículos de la SPE y libros.

Imágenes sobre el fracturamiento hidráulico y el uso de apuntalantes y diagramas del campo del Bakken y FULMAR.

Análisis de la información del NDMD -*North Dakota Mineral Department*- para hacer un caso práctico usando 23 pozos MFHW -*MultiFractured Horizontal Well*- que producen de la F. Bakken, F. Three Fork y F. Lodge Pole. Se usa el método de Duong para generar perfiles de producción y estimar reservas de cada pozo.

CONCLUSIONES

Se usaron métodos de curvas de declinación en yacimientos de tipo tight oil, para lo cual se estudiaron el método de Duong ya que los otros dos métodos mencionados (Valko e Ilk) son usados para gas.

Los nuevos métodos de curva declinación combinan diferentes enfoques que podrían ser utilizados en conjunto para generar un mejor modelo de curva de declinación. Como es el caso método de Ilk que usa la declinación exponencial de potencial que puede ser usada sin importar el régimen de flujo y la definición de los radios de pérdida donde se toma en consideración la derivada del coeficiente D y b. Usando estas derivadas de los coeficientes mejorarían cualquier pronóstico hecho por una curva de declinación

En esta tesis se trata de abordar el concepto de yacimiento no convencional desde un enfoque holístico. Por tanto, se analiza en el capítulo 2 la caracterización estática del yacimiento, en el capítulo 3 se habla de la caracterización dinámica y los métodos usado para elaborar pronóstico de producción y para concluir se trata en los últimos capítulos las curvas de declinación específicamente usadas en yacimientos de aceite en lutitas de baja permeabilidad.

Al usar las curvas de declinación de Arps como en el capítulo 4 y tratar de ajustarla a un campo o pozo al que se le ha instalado un Sistema Artificial de Recuperación o un Sistema de Recuperación Mejorada, difícilmente se ajustara la curva o inclusive los coeficientes de la curva serán irreales. Esto no significa que no pueda pronosticarse su comportamiento futuro, sino que los coeficientes obtenidos no tendrán una interpretación física realista.

Al usar el método de Duong con los datos reportados por en el Departamento de Mineralogía de Norte de Dakota fácilmente se percibe que hay irregularidades en los volúmenes de producción por lo que se revisan los archivos del pozo con el que se trabaje para buscar cambio del sistema de producción (SAP), reparación, cierre parcial, estimulación o cualquier causa. Muchas veces después de encontrar la razón las los perfiles de producción no cuentan con esa suavidad. Al buscar los parámetros a y m usando la gráfica $\log \frac{q_o}{N_p}$ vs $\log t$ los valores iniciales de a y m son incorrectos debido las causas mencionadas al principio. Por lo que se interpola a y m hasta que los puntos queden lo más alineados posibles en la gráfica q_o vs $t(a, m)$. La parte más difícil es encontrar el q_1 y q_∞ que: se ajuste mejor a la reserva (N_p) o los valores que se ajusten mejor al perfil de producción del pozo q_o vs t . Aquí tiene que tomarse una decisión difícil estimar correctamente las reservas o generar el perfil de producción más realista. Se debe a que conforme crece a , q_1 declina más y se necesita q_1 más alto para igualar la producción acumulada real.

BIBLIOGRAFÍA

- 1** Arévalo, J. (2005). Ingeniería de Yacimientos de Gas (Propiedades de los fluidos petroleros). UNAM, México. pg.21
- 2** Castillo, C. (2014). Diseño, validación e implementación de un sistema experimental de alta presión y temperatura para la medición de la viscosidad de aceites crudos con precisión de referencia (Tesis Licenciatura). UNAM, México. pg. 8
- 3** Lund, L. (2014). Decline Curve Analysis of Shale Oil Production. Universidad de Uppsala. Suecia, Uppsala. Pp 56
- 4** Baca U.,G. (2001). Evaluación de Proyectos. 4ta Ed. Mc Graw Hill. México, D.F. pg. 211 - 228
- 5** Hydraulic Fracturing (2012). Canadian Society for Unconventional Resources. Recuperado de <http://www.csur.com/resources>
- 6** Hamison B., Fairhust C. (1985). Rock Mechanics – Theory and Practice. E.U.A., Minnesota. Pg. 559-567.
- 7** Ballines, J. (1992). Optimum Design of a Fracturing Job in the Chicontepec Formation. SPE 23622. Caracas, Venezuela. Pp 67
- 8** Castellanos, F. (2015). Caracterización dinámica de Yacimientos no convencionales (Tesis Maestría). UNAM, México.
- 9** Leimkuhler J., Leveille G. (2012). Unconventional Resources. SPE 0112 026 TWA. Texas, E.U.A. pp 3
- 10** Tissot, B., Welte, P. (1984). Petroleum Formation and Occurrence. Alemania: Springer-Verlag Berlin Heidelberg. Berlin, Alemania. Pp 179-183
- 11** Buller A. , Berg E., Et al. (1990). Oil and Gas Reservoirs II. Ed. Graham and Trotman. Trondheim, Norway. pg. 25-45
- 12** Magoon L., Dow W. (1994). The petroleum system from source rock to trap. E.U.A.,Oklahoma. Pp.12

- 13** The petroleum system an overview. (2017) Recuperado de <http://www.mhnederlof.nl/petroleumsystem.html>
- 14** Elsaadany N. (2013). Hydrocarbon Migration. Crazy planet. Recuperado de <http://furiousplanet.blogspot.mx/2013/11/hydrocarbon-migration.html>
- 15** Escobar H. (2011) Apuntes de Geología de Explotación. Recuperado de <http://usuarios.geofisica.unam.mx/gvazquez/explotacionELIA/zonadesplegar/Clases/Clase%2010%20Migracion.pdf>
- 16** Meissner F. (1984). Petroleum Geochemistry and Basin Evaluation: Petroleum Geology of the Bakken Formation Williston Basin, North Dakota and Montana. APPG Colorado, E.U.A. pg. 207-227
- 17** Jin H., Sonnenberg S. (2014). Characterization for Source-Rock Potencial of the Bakken Shales in the Williston Basin, North Dakota and Montana. APPG. Artículo #80356. Colorado, E.U.A. Pp 37
- 18** Webster R. (1984). Petroleum Source Rocks and Stratigraphy of the Bakken Formation in North Dakota. AAPG. Dakota del Norte, E. U. A. pg. 45
- 19** Gallardo, E. (2015). Caracterización dinámica de Yacimientos. UNAM. México, Distrito Federal. Pp 156
- 20** Arana V. , Trujillo D. (2015). Apuntes de Simulación Numérica de Yacimientos. UNAM. México, Distrito Federal. Pp 307
- 21** Jones W., McCord D., Cummer R. (1969). Reservoir Simulation Pays a Big Dividend. SPE 2428. E.U.A., Texas. Pp 18
- 22** Bobadilla G. (2012). Conceptos Básicos de Caracterización Dinámica de Yacimientos. Tesis Licenciatura. UNAM. México, Distrito Federal. Pp 157
- 23** Fekete Association. (2012). Theory and Equations. Recuperado de http://www.fekete.com/SAN/TheoryAndEquations/WellTestTheoryEquations/Flow_Regime_Categories.htm
- 24** Herrera D., Calderon A. (2012). Las Pruebas de Inyectibilidad en la Caracterización de Yacimientos. UNAM. Tesis Licenciatura. México, D.F. pg. 19-55
- 25** Nieto R., R. (1980). Principios de Mecánica de Yacimientos. UNAM. Apuntes. México, D.F. Pp 99
- 26** Jones S. (2016). Producing-Gas/Oil-Ratio Behavoir of Multifractured Horizontal Wells in Tight Oil Reservoirs. SPE 184397. E.U.A., Texas. Pp 13

- 27** Tabatabaie H., Pooladi M. (2016). Multiphase Linear Flow in Tight Oil Reservoirs. SPE 180932. Canada, Calgary. Pp 13
- 28** Vermilye J., Sicking C. (2016). Microseismic Maps Production Volume. The american oil and gas reporter. Texas, Houston. Pp 5
- 29** Evaluation of Hydrocarbon Generation and Storage in the Barnett Shale, Ft. Worth Basin, Texas©. (2004). Teamfrack. Recuperado de <http://teamfrack.pbworks.com/w/file/attach/48478518/Evaluation%20of%20Hydrocarbon%20Genration%20and%20Storage%20in%20the%20Barnett%20Shale.pdf>
- 30** Source Rock (SR) Analyzer: User Guide. (2014). International Ocean Discovery Program. Recuperado de <https://rosetta.iodp.tamu.edu/A/TechDoc/14?encoding=UTF-8>
- 31** North Dakota Mineral Department, Oil and Gas Division (2017). Recuperado de <https://www.dmr.nd.gov/oilgas/>
- 32** Arps, J. (1944). Analysis of decline curves. SPE 945219. E.U.A., Texas. pg. 228-247
- 33** Fetkovich, M. (1980). Decline curve analysis using type curves. SPE 4629. E.U.A., Texas. pg. 1065-1077
- 34** Buryakovsky L., Chilingar G., et.al. (2012). Petrophysics: Fundaments of the oil and gas reservoirs. Wiley & Scrivener Publishing LLC. Texas, E.U.A. pg. 184-185
- 35** Garaicochea F., Bernal C., López O. (1991). Transporte de Hidrocarburos por Ductos. Colegio de Ingenieros petroleros de México. México, D.F. pg. 17-19
- 36** Historial de Producción. (2007). Petroleum Production Reporting System Dashboard. Recuperado de https://itportal.ogauthority.co.uk/information/wells/pprs/Well_production_offshore_oil_fields/offshore_oil_fields_by_well/offshore_oil_fields_by_well.htm
- 37** Jayasekera A., Goodyear S. , et.al. (1999). The Development of Heavy Oil Fields in the U.K. Continental Shelf: Past, Present and Future. SPE 54623. Alaska, Anchorage. Pp 17
- 38** U.K. Continental Shelf: Past, Present and Future. SPE 54623. Alaska, Anchorage. Pp 17
- 39** Chapter 8: Production decline analysis. (2010). New Mexico Tech. Recuperado de <http://infohost.nmt.edu/~petro/faculty/Kelly/Deline.pdf>
- 40** Fetkovich, M. A.; Vienot, M. E.; Bradley, M. D.; et. Al. (1984). Decline Curve Analysis Using Type Curves-Case Histories. JPT SPE 4629 PA. U.S.A., Texas. Pp 20

- 41** Ilk D., Rushing J. A. (2009). Decline Curve Analysis for HP/HT Gas Wells: Theory and Applications. SPE 125031. E.U.A.. Louisiana. Pp 24
- 42** Valko P., Lee W. J. (2010). A Better way to Forecast Production from Unconventional Gas Wells. SPE 134231. Italia, Florencia. Pp 16
- 43** Duong A. N. (2011). Rate-Decline Analysis for Fracture-Dominated Shale Reservoirs. SPE 137748. Cánada, Calgary. pg 377-387
- 44** Well search. (2018). Mineral Department of North Dakota. Recuperado de <https://www.dmr.nd.gov/oilgas/>
- 45** GIS Map Server. (2018). Mineral Department of North Dakota. Recuperado de <https://www.dmr.nd.gov/OaGIMS/viewer.htm>
- 46** Well Files. (2018). Mineral Department of North Dakota. Recuperado de <https://www.dmr.nd.gov/oilgas/basic/bwfiles>

ANEXOS

Anexo A – Simulación matemática de yacimientos

Se toma en cuenta la expresión matemática que describe el comportamiento de los fluidos conociendo: el régimen de flujo, las características del yacimiento, las fuerzas y mecanismos de empuje que gobiernan se pasa al modelo matemático. Al ser derivadas sin relaciones lineales no podemos aproximarlas de forma sencillas por lo que se usan los **métodos numéricos** como las diferencias finitas. Con su ayuda se pueden traducir las ecuaciones diferenciales en soluciones numéricas. En la presente tesis se tratara de manera muy somera este tema por no ser de interés para el desarrollo del tema.

Las derivadas se pueden aproximar de diferentes formas:

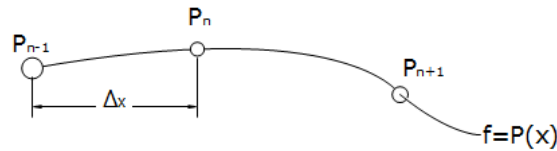


Fig. A1 Como aproximar la derivada de la presión tomando en cuenta la dirección de la derivada

- Por la derecha $\frac{dP}{dx} = \frac{P_{n+1}-P_n}{\Delta x}$ (A.1)
- Por la izquierda $\frac{dP}{dx} = \frac{P_n-P_{n-1}}{\Delta x}$ (A.2)
- Centrada $\frac{dP}{dx} = \frac{P_{n+1}-P_{n-1}}{2\Delta x}$ (A.3)

Un ejemplo de cómo sería la aproximación de la derivada en dirección de las x es la siguiente:

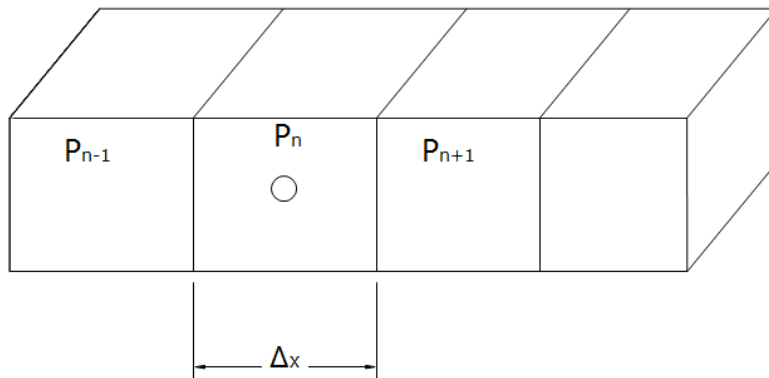


Fig. A2 Arreglo de las celdas en simulación numérica para hacer el sistema de ecuaciones

$$\frac{1}{2} \left[\frac{P_{i+1}^{n+1} - 2P_i^{n+1} + P_{i-1}^{n+1}}{(\Delta x)^2} + \frac{P_{i+1}^n - 2P_i^n + P_{i-1}^n}{(\Delta x)^2} \right] = \left(\frac{\phi \mu C_t}{k} \right) \frac{P_i^{n+1} - P_i^n}{\Delta t} \quad \dots\dots\dots(A.4)$$

P_i^{n+1} presión en la celda i en el tiempo siguiente

P_{i+1}^n presión en la celda derecha a la i en el tiempo actual

P_{i+1}^{n+1} presión de la celda derecha en el tiempo siguiente

P_{i-1}^{n+1} presión en la celda izquierda en el tiempo siguiente

Δx es la longitud de la celda

En este caso se está usando la formulación del tipo Crank-Nicholson porque involucra valores de la presión en el paso actual y en el paso siguiente. Los valores en el paso siguiente serían las incógnitas que se quieren conocer.

De esta forma vamos encontrando los valores de la presión a diferentes tiempos y al usar la ecuación de productividad se puede saber el volumen de hidrocarburos que se está moviendo y por ende conocer la producción de una región donde haya un pozo.

El siguiente paso sería tomar la sección del yacimiento que se quiere estudiar. Un ejemplo sería la unidad 3.2 [Lydell] de campo FULMAR. En ella se tendrá que dividir en celdas usando una malla. La malla puede ser de diferentes tipos:

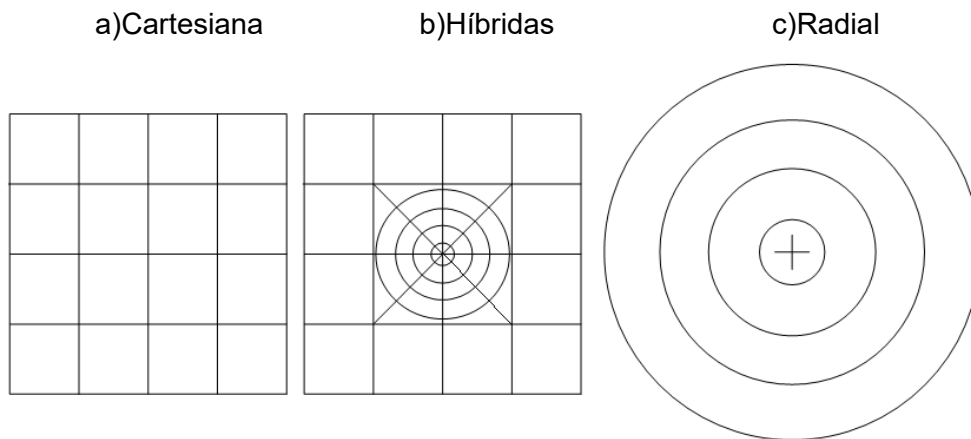


Fig. A3 Tipos de malla que pueden usarse para simular matemáticamente un yacimiento

Existen más tipos de mallas pero estas son las más sencillas y básicas de las cuales se basan las demás. Al tener la división de la sección en celdas por la malla. Se asignan nodos a cada celda ya sea centrados o distribuidos.

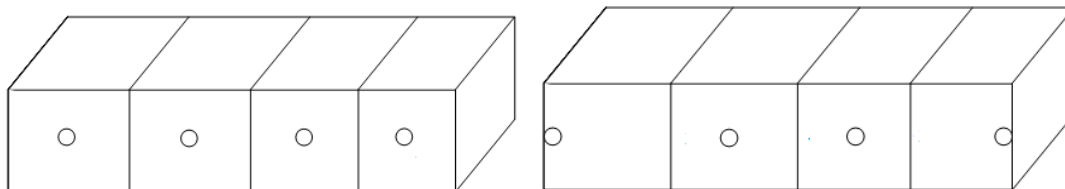


Fig. A4 Arreglo de nodos centrados a la derecha y nodos distribuidos a la izquierda

La diferencia entre el arreglo de nodos distribuidos y centrados dependerá del Δx que usemos en la primera y última celda. Esta configuración o arreglo de los nodos servirá para delimitar las fronteras del yacimiento. La única diferencia que se produce es al calcular los volúmenes de las celdas ya que unas tendrán volúmenes más grandes que en la otra configuración.

Teniendo la sección del yacimiento dividida en celdas y conociendo los datos iniciales de presión, propiedades del fluido y de la roca se puede empezar a calcular los valores de la presiones en el siguiente paso de tiempo.

De esta forma nos va a quedar un sistema de ecuaciones cuyas incógnitas serán igual al número de celda que tengamos en nuestra malla. La forma de resolver el sistema de ecuaciones es usando matrices y algún método de algebra matricial siempre y cuando se conserve la linealidad de las ecuaciones. Los métodos más usados son el de Thomas y LU. En caso de que sea un sistema no lineal se calculará el Jacobiano y buscar que converja. Para después multiplicarlo por la matriz y obtener la solución. La solución será una matriz que contenga los valores de la presión a un paso de tiempo [$\Delta t =$ conocido] indicado.

La forma general de la ecuación que genera el sistema de ecuaciones de la matriz es del siguiente tipo:

$$a_i p_{i-1}^{n+1} + b_i p_i^{n+1} + c_i p_{i+1}^{n+1} = d_i \quad \dots\dots\dots(A.5)$$

i es la i ésima propiedad de cada celda

$$a = T_{i-\frac{1}{2}}^n = \left(\frac{kh}{\mu B} \right)_{i-\frac{1}{2}} \quad \dots\dots\dots(A.6)$$

$$b_i = - \left(T_{i+\frac{1}{2}}^n + T_{i-\frac{1}{2}}^n + \frac{Vr_i(\phi b C_t)^n}{\Delta t} \right) \quad \dots\dots\dots(A.7)$$

$$c_i = T_{i+\frac{1}{2}}^n \quad \dots\dots\dots(A.8)$$

$$d_i = - \left(\frac{Vr_i(\phi b C_t)^n}{\Delta t} P_i^n + q_i^n \right) \dots\dots\dots(A.9)$$

Está forma es para un flujo lineal en una sola dirección ya sea x, y o z. Por eso tiene 3 términos solamente. Conforme vamos agregando dimensiones como planos x-y, y-z o x-z se agrega un par de variables al modelo mostrado arriba. En el caso de ser espacios en 3D se agregan otras dos variables a la ecuación. Las variables van a estar separadas por 0 en la matriz. Serán tantos 0 como nodos en cada hilera del plano. En el caso de planos serán tantos 0 como nodos en el plano. Que dando de la forma siguiente:

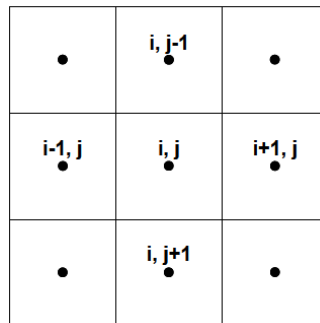


Fig. A5 Arreglo de nodos en un plano

$$e_i p_{i-1,j}^{n+1} + a_i p_{i+1,j}^{n+1} + b_i p_{i,j}^{n+1} + c_i p_{i,j+1}^{n+1} + f_i p_{i,j-1}^{n+1} = d_i \dots\dots\dots(A.10)$$

En un plano x-y, y-z, x-z

$$m_i p_{i,j,k-1}^{n+1} + e_i p_{i-1,j,k}^{n+1} + a_i p_{i+1,j,k}^{n+1} + b_i p_{i,j,k}^{n+1} + c_i p_{i,j+1,k}^{n+1} + n_i p_{i,j,k+1}^{n+1} = d_i \dots\dots\dots(A.11)$$

En un espacio x-y-z

Un ejemplo de la forma de la matriz que se generaría del sistema de ecuaciones que simula un flujo a través de medios porosos en una fase y una dirección es el siguiente.

1. Lectura de la información
2. Definición de las condiciones iniciales
3. Definición de las condiciones de frontera
4. Definir un $\Delta t=1$ segundo
5. Calcular los coeficientes a_i , b_i , c_i y d_i
6. Resolver con la subrutina de Thomas
7. Reasignar las nuevas presiones (n+1) a (n): $P_i^n \leftarrow P_i^{n+1}$
8. Elegir otro Δt . Por ejemplo uno más grande al anterior, $\Delta t = 1.2*\Delta t$
9. Regresar al paso 5

(Arana, 2015)

Este podría ser un ejemplo de la forma en que se puede programar la solución. En el paso 6 se puede usar cualquiera de los métodos mencionados en la Tabla 6 para resolver el SEL [Sistema de Ecuaciones Lineales]. En el caso de que no fuese lineal y se tenga que encontrar la solución, se tendrá que calcular la matriz del Jacobiano y hacer que converja para obtener la matriz solución y seguir el mismo algoritmo que se presentó anteriormente.

El Jacobiano es una matriz donde se aproximan las derivadas de cada una de las variables de las que se quieren obtener la solución. También es conocida como Jacobiano la matriz de derivadas parciales. Se empieza con la aproximación de:

$$P_i^0 = P_i^n$$

Validar el modelo

Teniendo el programa que resuelve la Ecuación de Difusión ya sea por la Solución Línea Fuente o por Simulación Numérica de Yacimientos se comprueba si los resultados que se están calculando son correctos. Es aquí donde se valida el modelo. La forma más sencilla de hacerlo es con datos reales del campo o yacimiento. Se puede hacerlo con un historial de producción y medir el error que está produciendo nuestro modelo. Si el error es muy grande se tiene que hacer nuevas consideraciones para el modelo o en su defecto volver a hacer la deducción del modelo matemático para encontrar los errores que se están cometiendo el error.

Ajuste del Historial de producción

Una vez construido el modelo se observa si es capaz de reproducir el comportamiento real del yacimiento. Por lo que la información de entrada deben ser datos reales de producción. Después se comparan las presiones calculadas y el movimiento de los fluidos con los datos reales del yacimiento.

Los parámetros de entrada se modificaran hasta que se logre un ajuste aceptable entre el yacimiento y el modelo. Se ajusta el modelo con el comportamiento real con el fin de aproximar lo más posible la respuesta del yacimiento con la información disponible. Normalmente los parámetros que más se ajustan son la permeabilidad del yacimiento para ajustar los gradientes

de presión y la distribución de saturaciones. Otros parámetros que se pueden ajustar son el tamaño del acuífero, porosidad, grosor de la celda y permeabilidad. (Arana, 2015)

Predecir el comportamiento de yacimientos convencionales

Una vez que se comprueba que el programa está calculando datos que pueden ser tomados como correctos se puede usar para hacer pronósticos de producción o estudiar otras variables a futuro. Una de las variables que podríamos estudiar es la producción de agua para dimensionar las instalaciones superficiales de tratamiento de agua.

Anexo B – Algebra Matricial, Método de Newton-Raphson y Matriz Jacobiano

El fin de obtener el Jacobiano de la matriz es para evaluar en un punto, el cual son los valores de la matriz P_i^0 que puede ser una matriz unitaria o de ceros. Auxiliarse del método de Newton-Raphson para encontrar las soluciones del sistema de ecuaciones. Esto se tendrá que hacer iterativamente hasta que converjan la solución P_i^n y así pasar al siguiente paso del tiempo y seguir el algoritmo anterior. Esta serie de pasos se llevará a cabo hasta que se llegue al último paso del tiempo y después se reportarán los resultados.

Se hablará un poco más del método de Newton-Raphson y la matriz del Jacobiano con el propósito de ilustrar al lector sobre el método. Se empezará por las bases de algebra matricial, después de hablará de cálculo vectorial y para finalizar se tocará el tema del método numérico.

Algebra Matricial

Un pequeño repaso de concepto. Primero multiplicación entre matrices.

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 2 & 3 \\ 4 & 5 & 6 \\ 7 & 8 & 9 \end{bmatrix} \quad B = \begin{bmatrix} 2 & 3 \\ 5 & 1 \\ 0 & 3 \end{bmatrix}$$

$$3 \times 3 - 3 \times 2 = 3 \times 2$$

$$AxB = \begin{bmatrix} [1 & 2 & 3] \begin{bmatrix} 2 \\ 5 \\ 0 \end{bmatrix} & [1 & 2 & 3] \begin{bmatrix} 3 \\ 1 \\ 3 \end{bmatrix} \\ [4 & 5 & 6] \begin{bmatrix} 2 \\ 5 \\ 0 \end{bmatrix} & [4 & 5 & 6] \begin{bmatrix} 3 \\ 1 \\ 3 \end{bmatrix} \\ [7 & 8 & 9] \begin{bmatrix} 2 \\ 5 \\ 0 \end{bmatrix} & [7 & 8 & 9] \begin{bmatrix} 3 \\ 1 \\ 3 \end{bmatrix} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1*2 + 2*5 + 3*0 & 1*3 + 2*1 + 3*3 \\ 4*2 + 5*5 + 6*0 & 4*3 + 5*1 + 6*3 \\ 7*2 + 8*5 + 9*0 & 7*3 + 8*1 + 9*3 \end{bmatrix}$$

$$AxB = \begin{bmatrix} 2 + 10 + 0 & 3 + 2 + 9 \\ 8 + 25 + 0 & 12 + 5 + 18 \\ 4 + 40 + 0 & 21 + 8 + 27 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 12 & 14 \\ 33 & 35 \\ 54 & 56 \end{bmatrix}$$

Matriz Adjunta

También conocida como la matriz de cofactores .

$$A^* = (A)^*$$

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 2 & 3 \\ 4 & 5 & 6 \\ 7 & 8 & 9 \end{bmatrix} \quad A^* = \begin{bmatrix} \boxed{+1} & -2 & +3 \\ -4 & +5 & -6 \\ +7 & -8 & +9 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \boxed{1} & \boxed{2} & \boxed{3} \\ 4 & 5 & 6 \\ 7 & 8 & 9 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 2 & 3 \\ 5 & 6 \\ 8 & 9 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \boxed{5} & \boxed{6} \\ 8 & 9 \\ 4 & 5 & 6 \\ 7 & 8 & 9 \end{bmatrix} =$$

$$\begin{bmatrix} 5 * 9 - 6 * 8 & 2 & 3 \\ 4 & 5 & 6 \\ 7 & 8 & 9 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -3 & 2 & 3 \\ 4 & 5 & 6 \\ 7 & 8 & 9 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -3 & -(4 * 9 - 6 * 7) & (4 * 8 - 5 * 7) \\ -(2 * 9 - 3 * 8) & (1 * 9 - 3 * 7) & -(1 * 8 - 2 * 7) \\ (2 * 6 - 3 * 5) & -(1 * 6 - 3 * 4) & (1 * 5 - 2 * 4) \end{bmatrix}$$

$$A^* = \begin{bmatrix} -3 & 6 & -3 \\ 6 & -12 & 6 \\ -3 & 6 & -3 \end{bmatrix}$$

Matriz Traspuesta

$$A^T = (A)^T$$

Anexo C – Calculando el historial de producción del Pozo 16/26 A9 del Campo Alba

Pozo 16/26-A9 del Campo Alba. Ubicado en la región de Mar del Norte en agua inglesas.

Datos de Producción:

Tabla C1 datos reportados en el servidor itportal sobre la producción del pozo 16/26 A9

Año	Mes	Producción Aceite (m³)	Producción de Gas (km³)	Producción de Agua (m³)	Presión en la cabeza del Pozo (bar)	Días producidos
1994	10	12,539	595	216	20.2	5.77
1994	11	63,116	3,028	1,159	13.5	25.51
1994	12	77,027	3,300	319	12.3	28.96
1995	1	60,527	2,696	228	12.3	22.87

1995	2	77,874	1,776	322	12.1	27.5
1995	3	86,563	3,582	1,002	12.1	29.56
1995	4	75,617	3,112	951	12.6	25.98
1995	5	51,364	2,389	4,216	12.8	17.73
1995	6	54,965	2,574	1,223	9.7	28.02
1995	7	55,942	2,454	2,180	9.9	30.38
1995	8	43,448	2,034	2,465	0	23
1995	9	20,119	929	1,169	0	15.46
1995	10	56,374	2,528	3,141	9.8	30.14
1995	11	52,278	2,470	5,929	9.8	27.89
1995	12	54,341	2,356	6,518	9.7	30.91
1996	1	47,210	4,831	4,710	9.8	29.56
1996	2	49,140	2,038	3,595	0	27.64
1996	3	43,367	1,878	3,899	18.8	27.81
1996	4	40,325	2,175	4,326	0	21.67
1996	5	60,776	3,021	4,521	0	25.32
1996	6	56,169	2,529	5,652	12.9	26.06
1996	7	38,157	1,832	6,450	0	28.34
1996	8	24,216	1,042	3,186	0	13.65
1996	9	73,159	3,338	3,394	12.7	22.64
1996	10	62,581	2,824	10,240	0	28.33
1996	11	51,773	2,069	8,130	0	27.94
1996	12	47,109	2,007	7,561	0	27.71
1997	1	52,327	2,680	7,223	0	30.47
1997	2	51,727	2,479	7,558	12.6	25.65
1997	3	55,606	2,764	7,492	10.8	30.03
1997	4	55,629	2,783	8,145	11.5	29.03
1997	5	59,433	3,069	8,505	11.4	30.19
1997	6	57,204	2,746	7,316	0	29.49
1997	7	54,935	2,635	5,523	0	30.43
1997	8	55,771	2,672	6,570	0	30.49
1997	9	50,312	2,347	6,490	0	25.57
1997	10	56,465	2,704	9,189	0	30.95
1997	11	46,685	2,196	8,649	0	26.98
1997	12	55,370	2,477	13,002	0	30.24
1998	1	53,717	2,461	22,095	0	30.44
1998	2	47,084	2,153	21,171	0	27.9
1998	3	41,036	1,786	19,244	0	25.94
1998	4	40,799	1,924	24,023	0	28.48
1998	5	39,812	1,907	24,520	0	26.75

1998	6	27,131	1,323	16,014	0	19.56
1998	7	39,318	1,833	20,524	0	22.76
1998	8	37,814	1,847	25,442	0	27.69
1998	9	38,599	1,944	27,202	0	27.48
1998	10	31,435	1,584	24,300	0	24.95
1998	11	30,586	1,405	21,878	10.2	28.91
1998	12	32,201	1,587	23,819	0	29.54
1999	1	28,447	1,315	18,834	0	25.58
1999	2	28,589	1,312	21,310	0	26.28
1999	3	31,098	1,412	23,933	9.7	30.6
1999	4	15,606	660	16,392	9.5	17.6
1999	5	8,626	286	3,227	16.7	22.61
1999	6	32,598	1,368	15,437	21.1	27.94
1999	7	33,119	1,556	31,909	18.4	30.56
1999	8	26,253	1,383	28,503	19.9	30.92
1999	9	18,307	798	24,557	17	29.12
1999	10	13,729	657	25,011	21.4	30.63
1999	11	4,792	282	12,099	17.4	17.43
1999	12	0	0	0	17.4	0

(itportal.ogauthority.co.uk, 2007)

Grados °API promedio del Campo: 20 ° API

Se asumen lo siguiente:

Temperatura de salida del pozo: 110°F

Densidad relativa del gas libre γ_g : 0.77

Variación del factor de compresibilidad $z_i = 0.97$

Factor de compresibilidad final $z_f = 0.85$

Para determinar la presión de la cabeza del pozo de usa una distribución de Pareto entre la $P_{max} = 304.57 \text{ spi}$ y $P_{min} = 140.68 \text{ spi}$

$$\widehat{P}_{wh} = 173.46 \text{ spi}$$

Se realiza la suposición que a las condiciones de $T_{wh} = 110^\circ F$ y $\widehat{P}_{wh} = 173.46 \text{ spi}$ se tiene un flujo conformado de una fase líquida y gaseosa. La fase líquida formada por agua y aceite que tienen disuelto gas. La fase gaseosa conformada por el gas producido.

$$q_T@c.s. = q_o + q_w + q_g \quad \dots\dots (1)$$

$$q_T@c.p. = q_o B_o + q_w B_w + q_g B_g \quad \dots\dots(2)$$

$$q_g@c.p. = (q_g - q_w R_{sw} - q_o R_s) B_g \quad \dots\dots(3)$$

Sustituyendo (2) en (3):

$$q_T@c.p. = q_o B_o + q_w B_w + \frac{bbI}{6.2904 \text{ ft}^3} (q_g - q_w R_{sw} - q_o R_s) B_g \quad \dots\dots(4)$$

@c.p.: *Condiciones de cabeza del pozo*

Teniendo el siguiente modelo y los datos de producción se pueden combinar para calcular el gasto que sale de la cabeza del pozo.

Ahora se calculan los siguientes parámetros usando correlaciones:

$$B_w = 1.0 + 1.2 \times 10^{-4} (T - 60) + 1 \times 10^{-6} (T - 60) - 3.33 \times 10^{-6} * P \quad ; T [^{\circ}F], P [spi]$$

$$B_o = 1.0 + C_1 R_s + (T - 60) \left(\frac{^{\circ}API}{\gamma_{ds}} \right) (C_2 + C_3 R_s) \quad \text{Correlación de Vázquez}$$

Coefficiente	$^{\circ}API \leq 30^{\circ}$	$^{\circ}API > 30^{\circ}$
C_1	4.677×10^{-4}	4.67×10^{-4}
C_2	1.751×10^{-5}	1.1×10^{-5}
C_3	-1.811×10^{-8}	1.337×10^{-9}

$$\gamma_{ds} = \gamma_{gp} \left(1 + 5.912 \times 10^{-5} \text{ } ^{\circ}API T_s \log\left(\frac{P_s}{114.7}\right) \right) \quad ; \quad \gamma_{gp}: \gamma_g \text{ a } P_{estandar} \quad \text{y} \quad T_{estandar},$$

$T_s = 110^{\circ}F$; *temperatura separador*, P_s : *presión 1^{era} etapa de separación*

$$B_g = 0.02825 \frac{z(T + 460)}{P} \quad ; \quad T [^{\circ}F], \quad P [spi]$$

$$R_{sw} = 5.6146 S$$

$$S = P'(A + BT' + CT'^2 + CT'^3)$$

$$A = 3.69051, \quad B = 0.08746, \quad C = 0.01129, \quad D = -0.00647$$

$$P' = 1 - \exp\left(\frac{-P}{2276}\right) \quad ; P [spi]$$

$$T' = \frac{T^* - 32}{10}$$

$$T^* = \frac{5}{9}(T - 32) \quad ; \quad T [^{\circ}F]$$

R_s ... *se puede usar cualquiera de las correlaciones de flujo multifásico*

Vázquez $R_s = 32.96$	Lasater $R_s = 45.566$	Standing $R_s = 37.67$	Glaso $R_s = 37.43$	Kartoatmodgo & Schmidt $R_s = 36.24$
---------------------------------	----------------------------------	----------------------------------	-------------------------------	--

Factores de conversión

$$\text{bar} = 14.5038 \text{ spi}$$

$$\text{m}^3 = 6.2904 \text{ bbl}$$

$$\text{m}^3 = 35.323207 \text{ ft}^3$$

$$\text{bbl} = 5.6154 \text{ ft}^3$$

Anexo D - Producción del Pozo 22/11 N-5 Campo Nelson UKCS

Fuente

https://itportal.ogauthority.co.uk/information/wells/pprs/Well_production_offshore_oil_fields/offshore_oil_fields_by_well/offshore_oil_fields_by_well.htm

Tabla D1 datos reportados al servidor de itportal sobre el pozo 22/11 N-5

Año	Mes	Np [m³]	Gp [km³]	Wp [m³]	Pwh [bar]	días producidos
1994	2	15,832	1,581	5	26.8	4.69
1994	3	76,351	7,474	22	21.9	20.99
1994	4	88,337	8,430	35	21.4	25.4
1994	5	94,023	9,354	84	17.6	28.01
1994	6	97,896	9,310	110	17.1	27.33
1994	7	93,138	8,978	68	14.7	26.69
1994	8	106,496	10,549	81	14.6	30.15
1994	9	96,351	8,909	59	14.5	28.6
1994	10	82,192	7,562	275	14.8	25.83
1994	11	81,293	7,680	1,261	14.7	27.34
1994	12	74,972	7,251	3,284	14.7	26.97
1995	1	75,382	6,964	3,500	14.8	27.44
1995	2	74,470	6,959	4,685	12.3	27.62
1995	3	74,875	7,247	7,677	12.4	29.27
1995	4	74,505	6,955	7,114	12.2	29.03
1995	5	50,443	4,804	5,891	12.3	20.39
1995	6	57,226	5,597	7,176	12.5	23.2
1995	7	74,229	7,151	8,684	12.1	29.64

1995	8	79,858	7,747	8,868	12.5	30.63
1995	9	72,342	6,957	9,275	12.3	29.18
1995	10	76,989	7,095	8,608	14.1	30.39
1995	11	74,331	6,966	8,338	14.3	29.78
1995	12	64,291	6,170	7,563	14	28.82
1996	1	72,682	6,898	8,962	14.2	30.11
1996	2	61,976	5,860	8,445	14.3	26.64
1996	3	61,738	5,827	10,927	14.4	26.65
1996	4	60,106	5,553	9,968	14.1	26.4
1996	5	54,454	5,187	10,690	14.4	23.74
1996	6	52,996	5,076	10,140	14	24.85
1996	7	61,944	5,943	13,445	14.2	30.25
1996	8	60,896	5,877	14,422	13.9	30.45
1996	9	57,581	5,559	11,168	12.2	29.85
1996	10	53,526	5,396	12,358	12.3	28
1996	11	49,152	4,933	12,913	12.1	25.4
1996	12	62,052	6,208	16,681	12.6	30.75
1997	1	40,285	4,032	10,572	12.8	19.69
1997	2	46,141	4,684	11,586	12.2	22.08
1997	3	57,473	5,812	15,501	12.3	29.26
1997	4	57,784	5,767	17,967	12.3	29.24
1997	5	55,704	5,703	17,918	11.2	28.72
1997	6	2,555	240	735	11.2	1.72
1997	7	51,235	5,120	16,912	11.2	28.26
1997	8	52,137	5,392	17,681	11.2	28.41
1997	9	47,577	4,850	22,673	11.4	26.56
1997	10	53,045	5,402	24,938	11.4	29.47
1997	11	44,482	4,524	20,506	11.5	27.28
1997	12	48,851	4,925	23,257	11.5	29.69
1998	1	45,874	4,786	18,928	11.1	26.46
1998	2	55,216	5,742	12,569	11.1	27.18
1998	3	58,321	6,045	14,869	10.7	29.49
1998	4	57,713	6,009	15,778	10.7	29.77
1998	5	31,590	3,416	9,212	11.6	16.83
1998	6	59,089	6,284	19,452	11.3	29.79
1998	7	55,945	6,286	20,574	12.4	28.98
1998	8	16,514	1,736	7,098	12.4	8.39
1998	9	56,148	6,000	24,656	13.1	29.13
1998	10	45,965	5,139	16,756	12.2	29.28
1998	11	52,319	5,641	26,250	12	29.53

1998	12	50,769	5,348	25,035	12	28.78
1999	1	44,349	4,800	28,246	11.6	28.24
1999	2	42,404	4,483	26,325	11.3	27.69
1999	3	47,676	4,841	30,239	11.2	30.38
1999	4	36,576	3,904	32,627	10.8	25.42
1999	5	32,146	3,197	27,852	10.9	25.48
1999	6	35	5	0	10.9	0.12
1999	7	31,180	3,159	26,299	10	25.51
1999	8	34,477	3,547	26,076	10	30.42
1999	9	27,841	2,938	22,384	10	25.78
1999	10	34,174	3,566	27,963	10	30.78
1999	11	31,468	3,285	26,743	9.8	30
1999	12	29,617	3,125	27,343	9.8	29.74

(itportal.ogauthority.co.uk, 2007)

Anexo E - Deducción de la ecuación de declinación Exponencial

Basándose en la siguiente ecuación diferencial

$$\frac{q}{dq} = -a$$

$$\frac{q}{dq} = -adt$$

$$\int_{q_0}^{q_f} \frac{q}{dq} = \int_{t_0}^{t_f} -adt$$

$$\ln(q_f) - \ln(q_0) = -a(t_f - t_0)$$

Donde $q_0 = q_i$, $q_f = q(t)$, $t_0 = 0$, $t_f = t$

$$e^{\left[\ln\left(\frac{q(t)}{q_i}\right) = -a(t) \right]}$$

$$\frac{q(t)}{q_i} = e^{-at}$$

$$q(t) = q_i e^{t/a}$$

(Arps, 1945)

Anexo F - Deducción de la ecuación de declinación Hiperbólica

Basándose en la siguiente ecuación diferencial

$$\frac{d\left(\frac{q}{dq/dt}\right)}{dt} = -b$$

$$\int d\left(\frac{q}{dq/dt}\right) = \int -b dt$$

$$\frac{q}{dq/dt} = -bt + C_1$$

La $C_1 = -a_0$

$$\frac{q}{-bt - a_0} = dq/dt$$

$$\frac{dt}{-bt - a_0} = \frac{dq}{q}$$

$$\int_{q_0}^{q_f} \frac{dq}{q} = -\frac{1}{b} \int_{t_0}^{t_f} \frac{b dt}{bt + a_0}$$

Donde $q_0 = q_i$, $q_f = q(t)$, $t_0 = 0$, $t_f = t$

$$\ln(q) - \ln(q_i) = -\frac{1}{b} (\ln(bt + a_0) - \ln(0 + a_0))$$

$$\ln\left(\frac{q}{q_i}\right) = -\frac{1}{b} \left(\ln\left(\frac{bt + a_0}{a_0}\right)\right)$$

$$e^{\left(\ln\left(\frac{q}{q_i}\right) = \left(\ln\left(\frac{bt}{a_0} + 1\right)^{\frac{1}{b}}\right)\right)}$$

$$\frac{q}{q_i} = \left(\frac{bt}{a_0} + 1\right)^{\frac{1}{b}}$$

$$q = q_i \left(\frac{bt}{a_0} + 1\right)^{\frac{1}{b}}$$

(Arps, 1945)

Anexo G - Deducción del modelo de declinación de Duong

Basándose en la que la siguiente relación

$$\frac{q}{G_p} = \varepsilon(t)$$

$$\frac{q}{\varepsilon(t)} = G_p$$

Derivando con respecto al tiempo

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{q}{\varepsilon(t)} \right) = \frac{d}{dt} (G_p)$$

$$\frac{q'}{\varepsilon(t)} - \frac{q\varepsilon'(t)}{\varepsilon^2(t)} = 0$$

Reordenando la ecuación diferencial

$$\frac{q'}{q} = \varepsilon'(t) + \frac{\varepsilon'(t)}{\varepsilon(t)}$$

Integrando de $t = 1$ a t en ambos lados

$$\int_{q(t=1)}^{q(t)} \frac{dq}{q} = \int_1^t \left(\varepsilon'(t) + \frac{\varepsilon'(t)}{\varepsilon(t)} \right) dt$$

$$\ln(q) - \ln(q_1) = \ln(\varepsilon(t)) - \ln(\varepsilon(1)) + \int_1^t \varepsilon'(t) dt$$

$$\ln\left(\frac{q}{q_1}\right) = \ln\left(\frac{\varepsilon(t)}{\varepsilon(1)}\right) + \int_1^t \varepsilon'(t) dt$$

Elevando todo a exponencial

$$e^{\ln\left(\frac{q}{q_1}\right)} = e^{\ln\left(\frac{\varepsilon(t)}{\varepsilon(1)}\right) + \int_1^t \varepsilon'(t) dt}$$

$$\frac{q}{q_1} = \frac{\varepsilon(t)}{\varepsilon(1)} e^{\int_1^t \varepsilon'(t) dt}$$

Reordenando

$$\frac{q}{\varepsilon(t)} = \frac{q_1}{\varepsilon(1)} e^{\int_1^t \varepsilon'(t) dt}$$

Sustituyendo de la relación $\frac{q}{\varepsilon(t)} = G_p$ en la anterior ecuación

$$G_p = \frac{q_1}{\varepsilon(1)} e^{\int_1^t \varepsilon'(t) dt}$$

De la relación lineal de la grafica $\log \frac{q}{Q}$ vs $\log t$, que representa $\frac{q}{G_p} = at^{-m}$ se iguala

$$\frac{q}{G_p} = at^{-m} \quad \text{con} \quad \frac{q}{G_p} = \varepsilon(t)$$

Resultando en $\varepsilon(t) = at^{-m}$ y sustituyendo cuando $\varepsilon(1)$

$$\frac{q}{q_1} = \frac{at^{-m}}{a(1)^{-m}} e^{\int_1^t at^{-m} dt}$$

Donde $\int_1^t at^{-m} dt$ es

$$\int_1^t at^{-m} dt = a \left(\frac{t^{1-m}}{1-m} \right) \Big|_1^t = a \left(\frac{t^{1-m}}{1-m} - \frac{1^{1-m}}{1-m} \right) = \frac{a}{1-m} (t^{1-m} - 1)$$

Lo que resulta en

$$\frac{q}{q_1} = \frac{at^{-m}}{a(1)^{-m}} e^{\frac{a}{1-m}(t^{1-m}-1)}$$

$$\frac{q}{q_1} = t^{-m} * e^{\left[\frac{a}{1-m}(t^{1-m}-1) \right]}$$

Para la producción acumulada de gas

$$G_p = \frac{q_1}{a(1)^{-m}} e^{\frac{a}{1-m}(t^{1-m}-1)}$$

$$G_p = \frac{q_1}{a} e^{\left[\frac{a}{1-m}(t^{1-m}-1) \right]}$$

(Duong, 2011)

Anexo H – Perfiles de producción de pozos de la región del Bakken

