



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**PRODUCTIVIDAD DE POZOS EN
YACIMIENTOS ARENO-ARCILLOSOS:
CASO CHICONTEPEC**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO
PRESENTA**

URIEL SALAZAR VERBITZKY



DIRECTOR: ING. ISRAEL CASTRO HERRERA

**CIUDAD UNIVERSITARIA
2011**

CONTENIDO

I. INTRODUCCIÓN

1. Productividad de Pozos.....	9
2. Causas de Baja Productividad.....	13
2.1 Baja Capacidad de Flujo de la Formación.....	13
2.2 Baja Energía Disponible.....	15
2.3 Alta Viscosidad del Fluido.....	17
2.4 Daño a la Formación.....	18
2.5 Área de Drene Irregular.....	19
3. Corrientes Turbidíticas y Modelos de Abanico.....	21
4. Análisis de Datos de Producción.....	29
4.1 Flujo Lineal.....	31
4.1.1 Diagnóstico a Partir de Datos de Producción.....	32
4.1.2 Análisis a Partir de Datos de Producción.....	34
4.1.3 Régimen de Flujo Pseudoestacionario.....	36
4.2 Flujo Bilineal.....	39
4.2.1 Diagnóstico a Partir de Datos de Producción.....	40
4.2.2 Análisis a Partir de Datos de Producción.....	42
4.3 Flujo Radial.....	43
4.3.1 Diagnóstico y Análisis a Partir de Datos de Producción.....	44
4.3.2 Régimen de Flujo Pseudoestacionario.....	46

II. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL CASO DE ESTUDIO

1. Antecedentes.....	49
2. Localización Geográfica.....	50
3. Propiedades del Sistema Roca.....	52
4. Propiedades del Sistema Fluido.....	53
5. Reservas.....	53
6. Retos Tecnológicos en Chicontepec.....	54
6.1 Alta Complejidad Geológica.....	54
6.2 Baja Energía del Yacimiento.....	54
6.3 Baja Capacidad de Flujo de la Roca Debido a la Baja Permeabilidad.....	55

III. ANÁLISIS DE LOS DATOS DISPONIBLES

1. Detalles con Respecto a la Información.....	56
2. Análisis de los pozos.....	58
POZO 1.....	58
POZO 2.....	62
POZO 3.....	66
POZO 4.....	70
POZO 5.....	75
POZO 6.....	80

POZO 7.....	82
POZO 8.....	86

IV. DIAGNÓSTICO

1. Producción del pozo en un canal.....	91
2. Presión de burbuja mayor que la presión de fondo.....	96
3. Variación de la efectividad de la fractura.....	98
4. Conclusiones.....	100

V. SUGERENCIAS PARA INCREMENTAR LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS EN CHICONTEPEC

1. Generalidades.....	101
2. Inyección de agua.....	102

GLOSARIO Y NOMENCLATURA

LISTA DE FIGURAS

LISTA DE TABLAS

BIBLIOGRAFÍA

RESUMEN

En los últimos años, la Cuenca de Chicontepec se ha convertido en un área de gran importancia para México por sus grandes reservas y ha capturado la atención de los ingenieros petroleros por el gran reto ingenieril que representa.

La Tesis se dirige a documentar los trabajos y las operaciones más comunes que se llevan a cabo en los yacimientos areno-arcillosos, así llevando a la creación de un documento técnico que sirva de apoyo a la ingeniería petrolera. Así mismo, se estudiará el comportamiento de la producción y de las pruebas de presión efectuadas en pozos con pobre desempeño, para así generar una metodología de estudio que tiene como objetivo final el mejorar la productividad de los pozos, correlacionando la información de las pruebas con la información geológica, propiedades de los fluidos, etc.

Primeramente se define lo que es la productividad de pozos y posteriormente sobre los aspectos de la producción de hidrocarburos que afectan a la misma. Dado que el caso de estudio es Chicontepec, es necesario definir a los ambientes de depósito turbidíticos y sus características geológicas. Luego, se definen las características generales de Chicontepec.

A partir de cierta información recabada para fines de la tesis, se realiza un estudio de las causas que afectan la productividad de los pozos distintos campos de Chicontepec. El análisis de las pruebas de presión se realiza con apoyo del software PanSystem.

Posterior al análisis de la información, se realiza un diagnóstico de la condición de los pozos en Chicontepec y finalmente se otorgan sugerencias para incrementar la producción de los mismos.

INTRODUCCIÓN

Desde hace más de 80 años, el Paleocanal de Chicontepec ha sido una cuenca estratégica para el país puesto que representa una fracción muy importante de las reservas del mismo. Sin embargo, dadas las condiciones geológicas, su explotación no es cosa sencilla. Sin duda, uno de los mayores problemas que enfrenta la explotación del paleocanal, es la falta de energía en los yacimientos, lo cual se traduce en diversos esfuerzos para incrementar la productividad de los pozos.

Ahora bien, en este primer capítulo se hablará del concepto de productividad de pozos y sobre las situaciones que pueden ocasionar una baja productividad en los pozos. A su vez, se hablará de las características de las corrientes turbidíticas y los modelos de abanico, finalizando con una introducción al análisis de datos de producción.

En el segundo capítulo se habla de las características generales del paleocanal de Chicontepec.

Por otro lado, el capítulo tres consiste en el análisis de la información recabada, donde se incluyen las figuras que corresponden a los ajustes de los datos de presión y producción, así como la información obtenida de dicha información.

En el capítulo cuatro se desarrollan las razones por las cuales los pozos perforados en el paleocanal presentan baja productividad.

Finalmente, en el capítulo cinco se propone a la inyección de agua como medio para añadirle energía al yacimiento en base a una simulación de diferentes distancias entre un pozo productor y un pozo inyector.

1. PRODUCTIVIDAD DE POZOS

La *productividad de pozos* es una disciplina que correlaciona los factores (del yacimiento, del estado mecánico y su interacción) que afectan la producción de fluidos a través de un pozo. Esta disciplina se encuentra íntimamente ligada con el concepto de *índice de productividad*, que se define como una medida de la capacidad productiva de los pozos; el gasto de producción de líquido por unidad de abatimiento de presión.

Para comprender a plenitud el concepto de productividad de pozos, es necesario definir el modelo que rige a la producción de un pozo.

Entonces, suponiendo un yacimiento de forma irregular, con espesor h y área A , permeabilidad efectiva al aceite k_o , una porosidad media ϕ , compresibilidad total c_t , presión media definida con \bar{p} , que produce a través de un pozo con radio r_w , a una presión de fondo fluyendo p_{wf} , con un determinado gasto de aceite q_o de viscosidad μ_o y un factor de daño en su vecindad S : (Fig. 1.1)

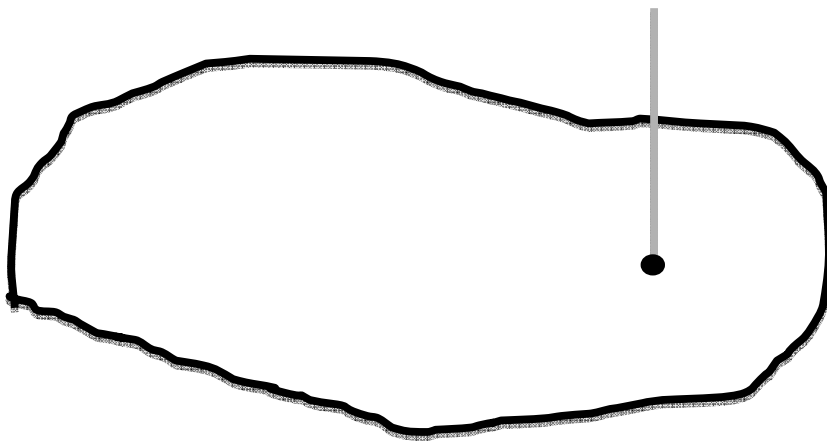


Figura 1.1 – Yacimiento produciendo a través de un pozo

A partir de los parámetros anteriores y la ecuación de Darcy (Ecuación 1) se obtiene la *Ecuación 2*.

$$q = \frac{k_{\alpha} A (p_2 - p_1)}{\mu L} \quad \dots Ecc 1$$

$$q_o = \frac{k_o h (\bar{p} - p_{wf})}{\alpha B_o \mu_o \left[\ln \left(\frac{\psi r_{eq}}{r_w} \right) + S \right]} \quad \dots Ecc 2$$

Dónde para la *Ecuación 2*:

B_o : factor de volumen del aceite [adimensional]

r_{eq} : es el radio equivalente del yacimiento si este tuviera un área circular [Long.]

α : es un factor de proporcionalidad entre unidades [adimensional]

ψ : es un factor de resistencia de drene [adimensional]

La *Ecuación 2* es válida para el periodo donde los efectos de frontera están presentes.

El factor de volumen B_o se incluye en la ecuación debido a que resulta impráctico reportar una producción de aceite a condiciones de yacimiento, por lo tanto para llevarlo a condiciones de superficie se divide entre B_o .

El r_{eq} es un radio que se calcula a partir de la suposición de que el área del yacimiento corresponde a la de un yacimiento con área circular equivalente. Se calcula a partir de la *Ecuación 3*.

$$r_{eq} = \sqrt{\frac{A}{\pi}} \quad \dots Ecc 3$$

Cabe mencionar que el factor de proporcionalidad α , toma diferentes valores en función del sistema de unidades. Se presenta una tabla con las unidades de los parámetros y otra tabla de valores para α , ambas en función del sistema de unidades. (Tabla 1 y 2)

Por su lado, el factor de resistencia de drene es un factor que asocia la geometría del área de drene con una resistencia al movimiento de los fluidos del yacimiento al pozo. Se presenta una tabla (Tabla 3) para obtener el factor de resistencia de drene ψ para diversas forma de área de drene y posición del pozo.

PARÁMETRO	UNIDADES EN EL SISTEMA INGLÉS	UNIDADES EN EL SISTEMA MÉTRICO
p, presión	Psi	kg/cm ²
k, permeabilidad	Md	md
L,b,h,r	Pie	metros
μ , viscosidad	Cp	cp
q, gasto	STB/D	m ³ /D
ϕ , porosidad	Fracción	fracción
c_t , compresibilidad	psi ⁻¹	(kg/cm ²) ⁻¹
t, tiempo	Horas	horas
β , factor de proporcionalidad	2.6347x10 ⁻⁴	3.489x10 ⁻⁴

Tabla 1 – unidades para cada parámetro en función del sistema de unidades

α	VALOR EN EL SISTEMA INGLÉS	VALOR EN EL SISTEMA MÉTRICO
α	141.2	19.03
α_L	887.2	119.58
α_{sph}	70.6	9.52

Tabla 2 – valores del factor de proporcionalidad alfa en función del sistema de unidades


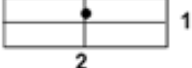

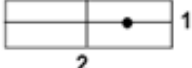





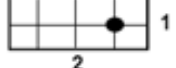





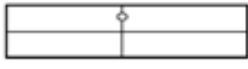

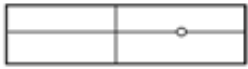

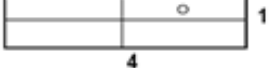
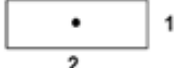
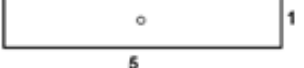
FORMA	ψ	FORMA	ψ
	0.472		0.807
	0.473		1.250
	0.506		1.843
	0.510		1.495
	0.568		3.484
	8.485		7.976
	0.478		1.145
	0.737		1.620
	1.250		5.517
	1.454		7.816
	0.568		1.729

Tabla 3 – Valores del factor de resistencia ψ en función de la forma del área de drenaje y la posición del pozo.

2. CAUSAS DE BAJA PRODUCTIVIDAD

Partiendo de la *Ecuación 2*, considerando un sistema de unidades inglés, se llega a la *Ecuación 4*.

$$q_o = \frac{k_o h (\bar{P} - p_{wf})}{141.2 B_o \mu_o \left[\ln \frac{(\psi r_{eq})}{r_w} + S \right]} \quad \dots \text{Ecc 4}$$

La *Ecuación 4* representa al flujo de aceite del yacimiento al pozo, con un daño S en la vecindad del mismo, el gasto reportado a condiciones estándar, y todas las unidades consistentes con las del sistema inglés.

Ahora bien, mediante un análisis matemático simple de la ecuación, se definen cinco causas para la baja productividad del pozo, que son:

-Baja capacidad de flujo de la formación

-Baja energía disponible

-Alta viscosidad del fluido

-Daño a la formación

-Área de drene irregular

2.1 Baja capacidad de flujo de la formación

La capacidad de flujo de la formación, se define como el producto entre la permeabilidad por el espesor de la formación. En unidades del sistema Inglés, se define con [md'pie].

Si se analiza la *Ecuación 4*, se observa que el gasto obtenido en superficie es directamente proporcional a la capacidad de flujo k_0h , por lo que a menor capacidad de flujo, menor productividad.

Una baja capacidad de flujo puede ser resultado de dos aspectos. El primero nos habla de una baja permeabilidad de la roca a los fluidos del yacimiento. El segundo, de un espesor pequeño de la formación. Para ambos casos, el remedio es el *fracturamiento hidráulico* o la *perforación de pozos horizontales*.

Básicamente, lo que propone el fracturamiento hidráulico es generar canales altamente conductivos que comuniquen al yacimiento con el pozo. En un primer momento, si el problema es una baja permeabilidad a los fluidos, los canales ofrecen una trayectoria de alta permeabilidad, favoreciendo el flujo entre el yacimiento y el pozo. (Fig. 1.2) En una segunda instancia, si el problema es el espesor efectivo del yacimiento, puede que con las fracturas se comuniquen varios estratos próximos y aislados entre sí, incrementando la productividad del pozo.

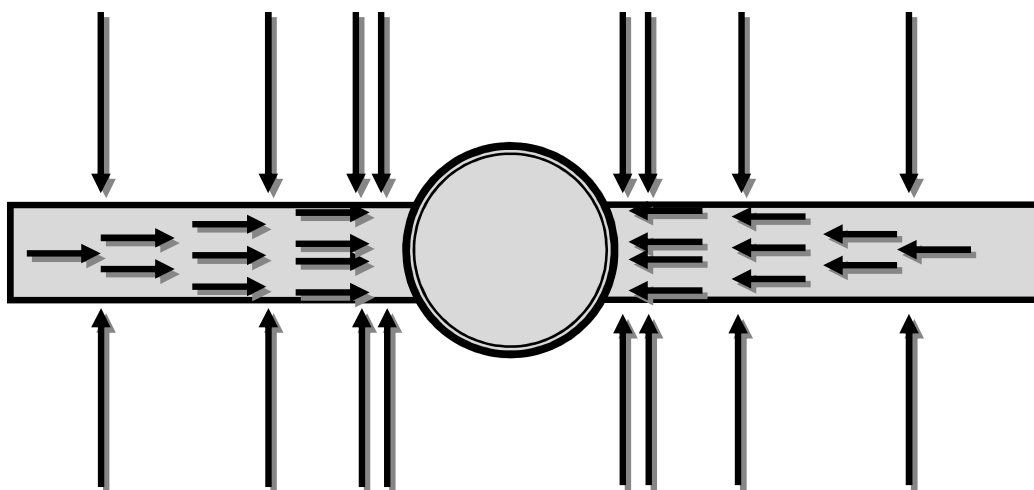


Figura 1.2 – La fractura hidráulica como un canal de flujo

2.2 Baja energía disponible

Un pozo fluyente es aquel que, con la propia energía del yacimiento, es capaz de llevar los fluidos del fondo del pozo a la superficie sin la necesidad de añadir energía externa.

Cuando se habla de baja energía disponible, se habla de que la energía propia del yacimiento es insuficiente para levantar los fluidos en el presente o será insuficiente en el corto plazo.

Analizando la *Ecuación 4*, ésta falta de energía es visible en el término $(\bar{P} - p_{wf})$. Siempre que la diferencia entre la presión media del yacimiento y la presión de fondo fluyendo sea pequeña, también lo será la producción, dado que q_o es directamente proporcional a la diferencia $\bar{P} - p_{wf}$. Una baja diferencia $\bar{P} - p_{wf}$ puede ser resultado de dos factores: baja presión del yacimiento o alta presión de fondo fluyendo.

El comportamiento de la presión del yacimiento está muy asociado con el mecanismo de empuje activo. Si se tiene un acuífero muy activo, la presión del yacimiento tiende a mantenerse o cae muy suavemente.

Por otro lado, el comportamiento de la presión de fondo fluyendo se encuentra relacionado con la columna de los fluidos producidos, las pérdidas por fricción en el aparejo de producción y la contrapresión en superficie. Suponiendo que el diseño del aparejo de producción es el óptimo y no se presentan fenómenos de colgamiento o exceso de fricción en el pozo, entonces la razón de una presión de fondo fluyendo alta es causa de la presión hidrostática de la columna de los fluidos producidos.

El remedio para el primer caso (\bar{P} baja) suele ser la incorporación de procesos de recuperación secundaria y mantenimiento de presión (Fig. 1.3). En el segundo caso (p_{wf} alta) el remedio es el aligeramiento de la columna de fluidos añadiendo energía mediante algún sistema artificial de producción (Fig.1.4).

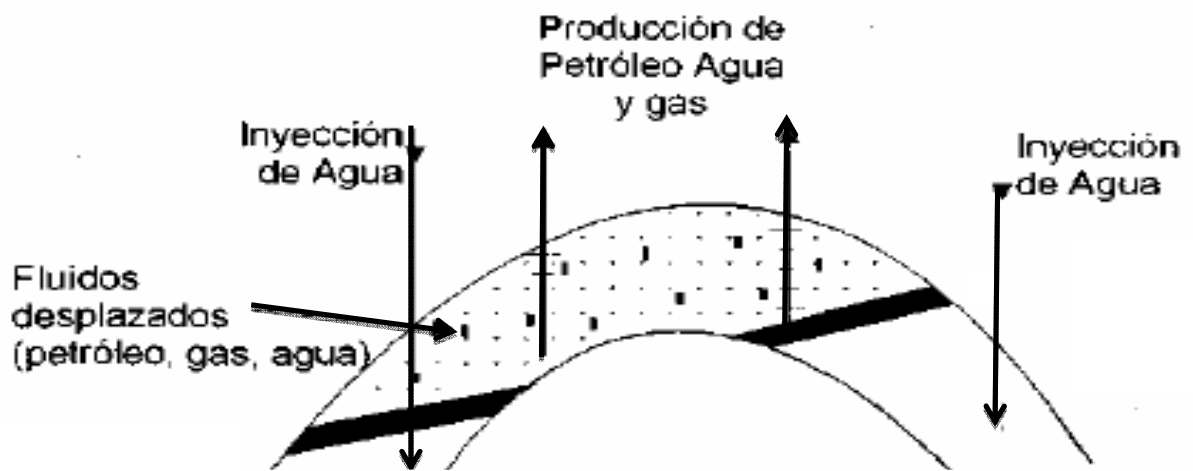


Figura 1.3 – Proceso de recuperación secundaria en un yacimiento. Inyección de agua



Figura 1.4 – Sistema Artificial de Producción: Unidad de Bombeo Mecánico

2.3 Alta viscosidad del fluido

La viscosidad es la oposición de los fluidos a la deformación resultante de la aplicación de un esfuerzo cortante (tangencial). Para fines prácticos se puede interpretar como una resistencia al movimiento.

De acuerdo al análisis de la *Ecuación 4*, se observa que el comportamiento de la producción es inversamente proporcional al de la viscosidad; en otras palabras, a viscosidades altas, menores producciones.

Para el caso en el cual la viscosidad del aceite sea muy alta y afecte la productividad de manera importante, se sugiera implementar un método de recuperación mejorada, ya sea recuperación térmica, mediante la inyección de reductores de viscosidad o la utilización de pozos horizontales. Esta última alternativa tiene dos ventajas: incrementa el área de contacto con el yacimiento y, si las condiciones lo permiten, puede funcionar como un proceso de recuperación mejorada (Fig. 1.5)

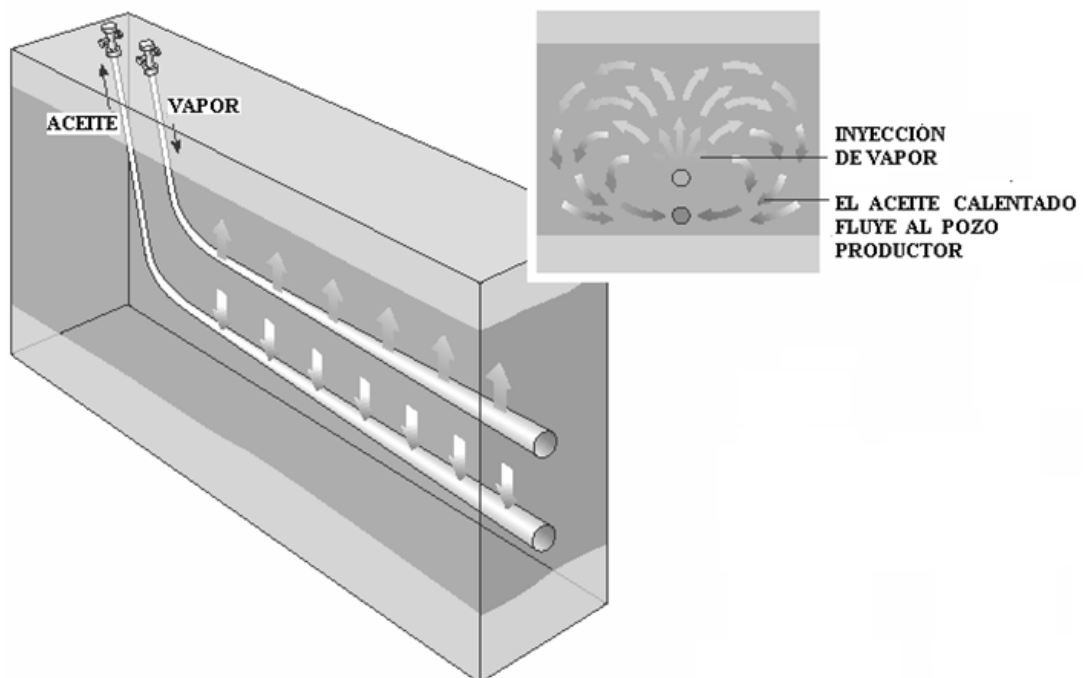


Figura 1.5 – Esquema del proceso de inyección de vapor asistida por drenaje gravitacional en pozos horizontales

2.4 Daño a la formación

El daño a la formación puede visualizarse como un evento que altera las condiciones de la formación, variando el comportamiento de las caídas de presión del yacimiento al pozo. Por otro lado y de acuerdo a su definición tradicional, el *factor de daño* (S) representa una caída de presión adicional, la cual ocurre en las cercanías o en la entrada al pozo (**Van Everdingen, 1953**).

Un modo de visualizar al factor de daño, propuesto para fines de esta tesis, es que el factor de daño es un factor numérico que modifica el modelo de flujo ideal ($S=0$) para crear un modelo de flujo real ($S\neq 0$) que considere las caídas de presión en la vecindad del pozo, diferentes a las generadas solamente por la acción de las propiedades de los sistemas roca, fluidos y roca-fluidos.

Ahora bien, al analizar la *Ecuación 4*, queda claro que la producción de aceite tiene un comportamiento inversamente proporcional al factor de daño, es decir, si el daño crece, la producción es menor.

Ante la situación en que la vecindad del pozo este dañado, lo que el ingeniero petrolero busca es removerlo tanto como sea posible. Lo anterior se logra a través de las *operaciones de estimulación*. En algunos casos, las estimulaciones, como su nombre lo dice, estimulan al pozo y llevan a obtener factores de daño negativos, que representan un decremento en las caídas de presión que se dan en la vecindad de los pozos. (Fig.1.6)

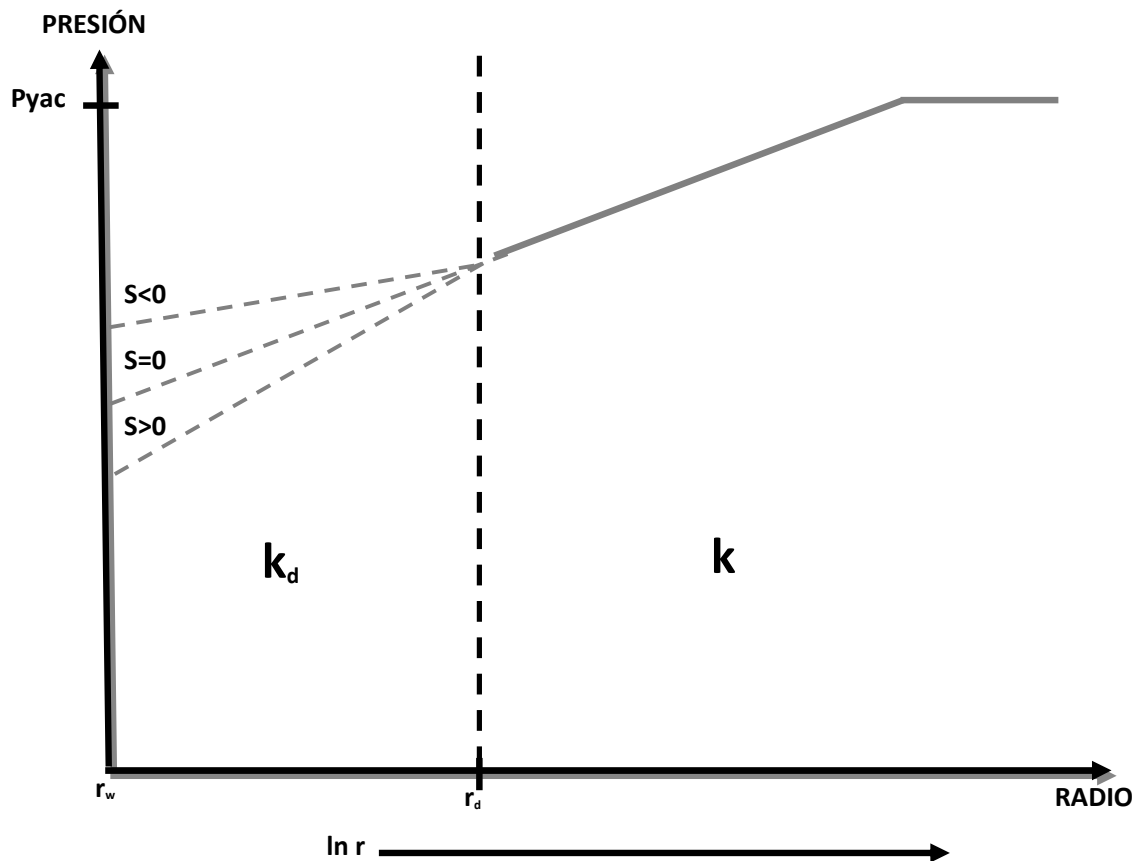


Figura 1.6 – Curva de Golan y Whitson (1991) modificada para ejemplificar la caída de presión en la cercanía del pozo cuando se encuentra estimulado ($S < 0$), dañado ($S > 0$) o sin daño ($S = 0$)

2.5 Área de drene irregular

El factor de resistencia de drene es un factor incluido en la *Ecuación 4*, que asocia la geometría del área de drene y la del pozo con una dificultad para el movimiento de los fluidos del yacimiento al pozo.

Así, cuando el área de drene es circular, se tiene un valor para el factor de resistencia menor a 1. Sin embargo, para el caso donde un pozo cae en un canal, el factor de resistencia toma valores mayores a 1 (Fig.1.7). Dado que la relación entre la producción y el factor de resistencia es inversamente proporcional, a valores mayores de 1 se tiene menor producción y viceversa.

Desafortunadamente, una vez identificado este problema no existe remedio para el mismo. Sin embargo, nos puede dar una idea de porque nuestro pozo tiene problemas de productividad.

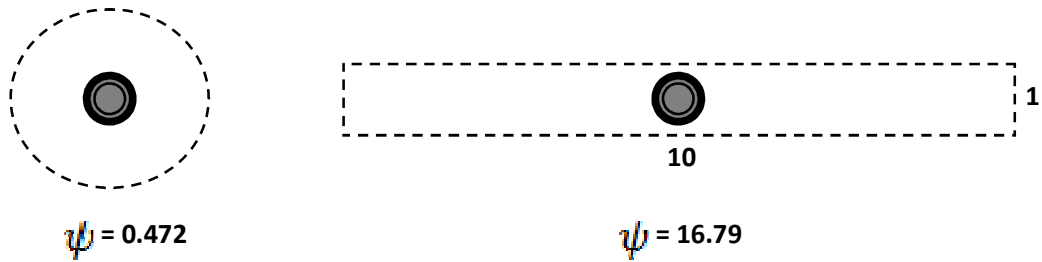


Figura 1.7 – Valores del factor de resistencia de drene para dos geometrías de drene

3. CORRIENTES TURBIDÍDICAS Y MODELOS DE ABANICO

El uso del “modelo de abanico” como un sistema predictivo general en el estudio de ambientes de depósito para sistemas arenosos modernos y antiguos depositados en aguas profundas, no considera los factores tectónicos, así como los aspectos de transporte de masas, flujos de la gravedad y corrientes profundas del lecho marino, y las fluctuaciones del nivel del mar. Tampoco considera la interacción compleja entre tectónica, eustatismo y sedimentación a través del tiempo geológico.

Es de interés para el ingeniero en ciencias de la tierra el entender que comparados con los ambientes someros de depósito, los marinos profundos son menos conocidos debido a que es imposible realizar observaciones directas, y por lo tanto es importante contar con otras herramientas como los estudios de sismica marina de alta resolución y el muestreo superficial de depósitos antiguos.

De entre los modelos para el modelado de los abanicos submarinos modernos, destaca el de **Walker (1981)** (Fig. 1.8), el cual establece que las rocas clásticas de aguas profundas pueden subdividirse en cinco asociaciones de facies principales:

1. Turbiditas clásicas
2. Areniscas gravosas
3. Areniscas masivas
4. Conglomerados redepositados y lodos gravosos
5. Flujos de escombros y depósitos por deslizamiento

Este modelo, además contempla la posibilidad de que las facies de abanico medio e inferior sean atravesadas por la incisión de canales principales de lóbulo abandonado que, en un determinado momento, podrían reactivarse, prolongando su recorrido y constituyendo un nuevo lóbulo en una posición más externa que el anterior.

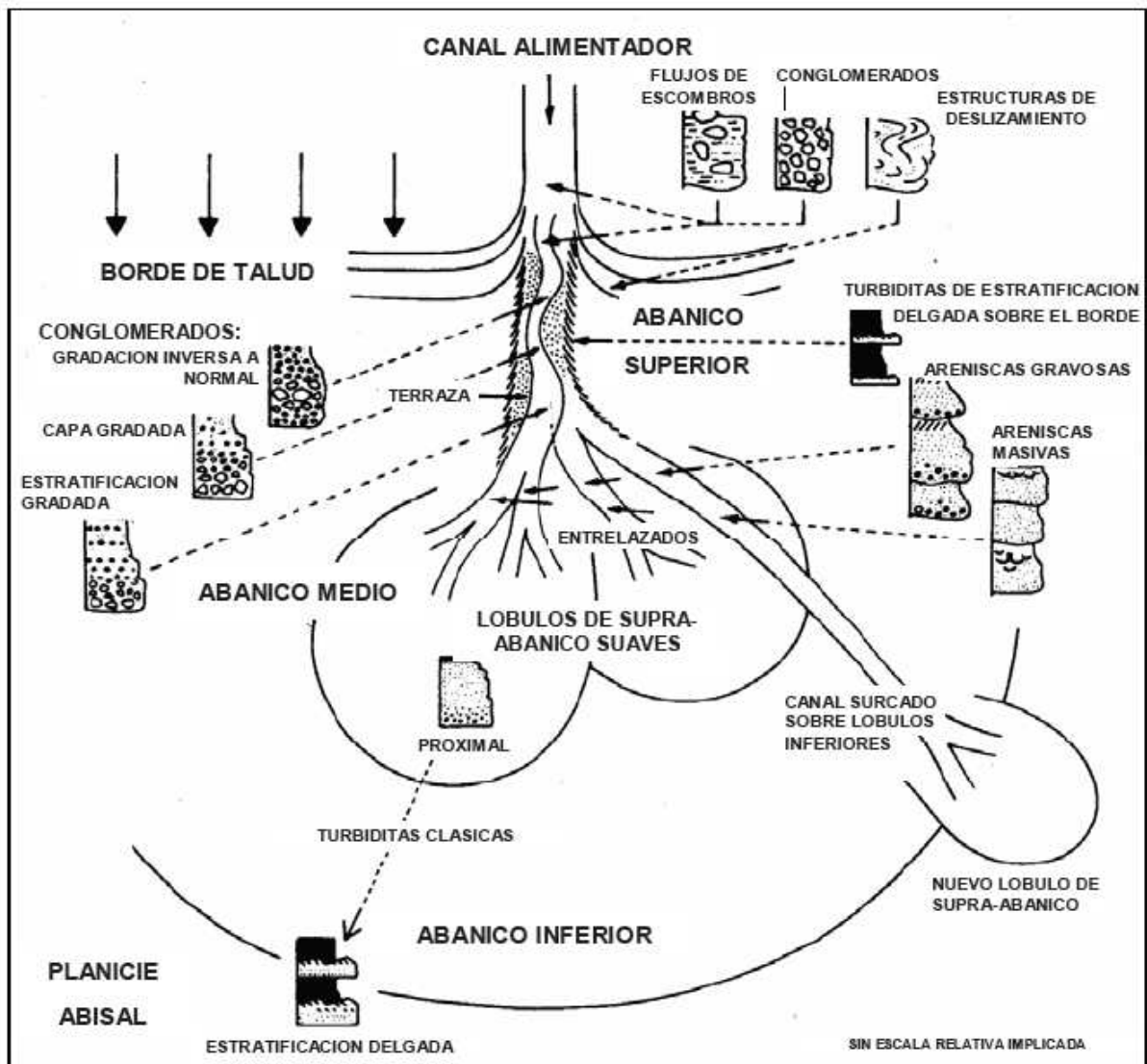


Figura 1.8 – Modelo deposicional de un abanico submarino no confinado rico en arenas, rasgos morfológicos relacionados, medio ambiente deposicional y facies resultantes (Walker, 1978)

Otro modelo importante para la modelación de estos ambientes de depósito, es el que corresponde al de los abanicos submarinos antiguos, propuesto por **Mutti y Ricci Lucchi (1972)** que corresponde a una distribución espacio-temporal de facies y a unos ambientes caracterizados por depósitos de abanico interno, abanico medio y abanico externo. (Fig. 1.9), los cuales son alimentados por fuentes puntuales (canales alimentadores de cañones

submarinos), y cuyos flujos de densidad son transportados masivamente como derrumbes, deslizamientos, flujos de escombros y corrientes turbidíticas, depositados al pie del talud de las cuencas marinas profundas.

En cuanto al abanico interno, este es alimentado por cañones submarinos en los que se derivan canales que sirven como conducto para los sedimentos. Los sedimentos más gruesos se acumulan en las zonas del sistema de canales en el abanico interno, los cuales en ocasiones desbordan lateralmente a través de los flancos de canales y terrazas, depositando sedimentos finos en unidades delgadas y gradadas. Esas capas delgadas comúnmente presentan en sus bases estructuras de flama y secuencias Bouma parciales, consistiendo de laminación paralela cubierta por estratificación convoluta o múltiples sectores de laminación cruzada en rizaduras. En la zona en donde se forman muchos canales dentro del canal mayor, los depósitos de grano fino aumentan su espesor hacia las depresiones y zonas de intercanales.

Por su lado, el abanico medio es un sistema rico en areniscas y está caracterizado por formar lóbulos de supra-abanico, con superficies pulidas convexas. Cada lóbulo es abastecido por canales distributarios, bifurcados o trenzados que acumulan areniscas masivas o guijarrosas mostrando estratificación lenticular y estructuras someras de arrastre. Los sedimentos interlobulares están parcial o completamente retrabajados a medida que los canales migran. Los sedimentos gradados más finos son depositados en las partes superiores de algunos canales y sobre superficies planas a media que los canales desaparecen pendiente abajo. La migración de canales puede desarrollar secuencias múltiples de sedimentos finos en la cima, donde el lóbulo distal del supra abanico consiste en una secuencia única de sedimentos gruesos hacia la cima, en donde las partes superiores son cubiertas por capas de lodo.

El abanico externo tiene una superficie de ligera pendiente y recibe incrementos de depósitos de sedimentos suspendidos puntualizados por pulsos de turbiditas de grano fino. Los mantos gradados resultantes son delgados,

lateralmente persistentes, y monótonamente superimpuestos, comúnmente a través de espesores estratigráficos considerables.

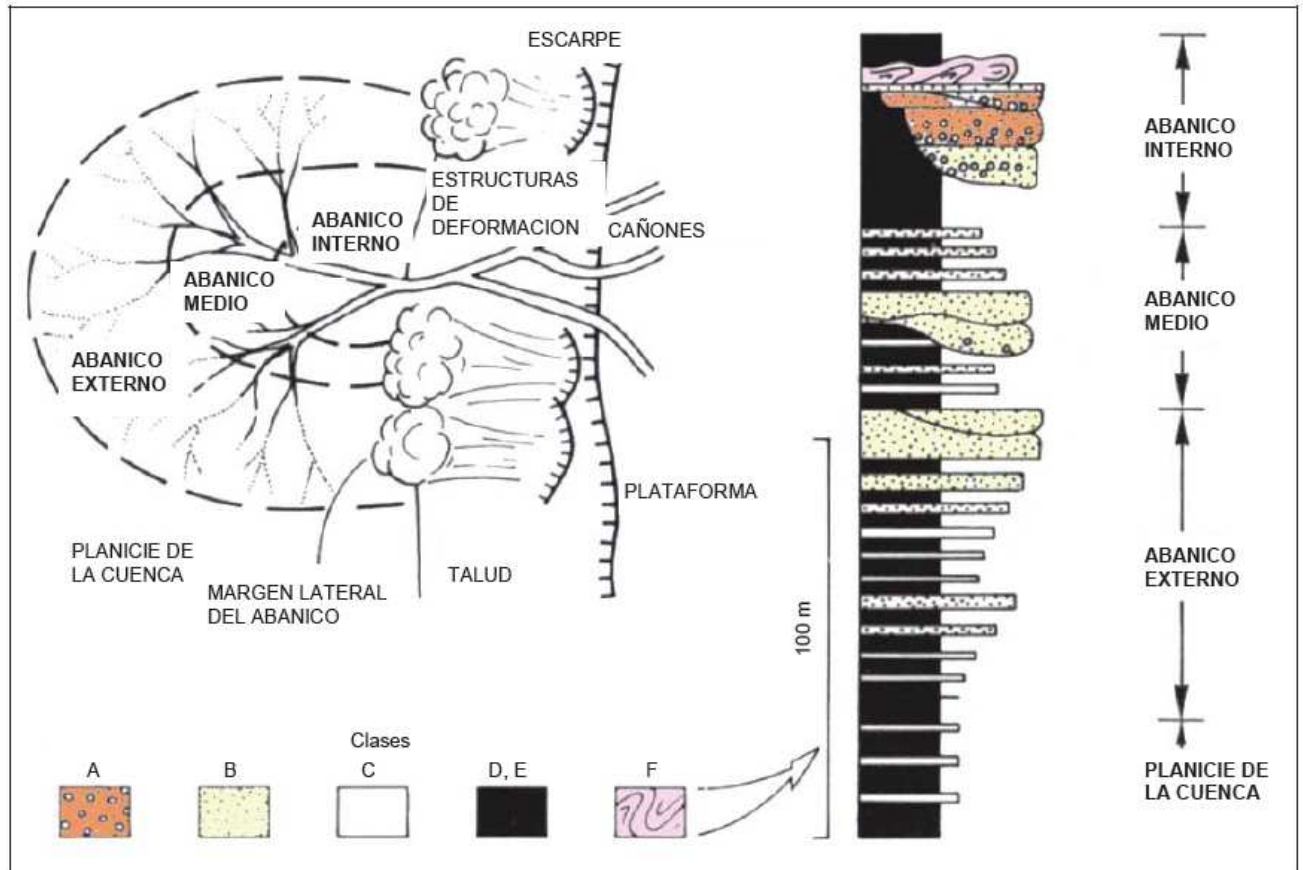


Figura 1.9 – Modelo para abanico submarino antiguo, que muestra el desarrollo y la mecánica de los depósitos turbidíticos en las zonas de la plataforma continental, el talud continental y la cuenca (Mutti-Ricci Lucchi, 1972)

3.1 Facies de secuencias turbidíticas

La clasificación de litofacies propuesta por **Mutti y Ricci Lucchi (1972)**, **Ricci Lucci (1975)** y **Mutti (1979, 1992)** divide a los depósitos terrígenos en siete facies (utilizando una terminología alfabética de la A a la G), abarcando la relación con el medio de depósito dentro de un abanico submarino. Las principales

características de las facies A-G del modelo propuesto por **Mutti y Ricci Lucchi (1972)**, se presentan en la figura 1.10.

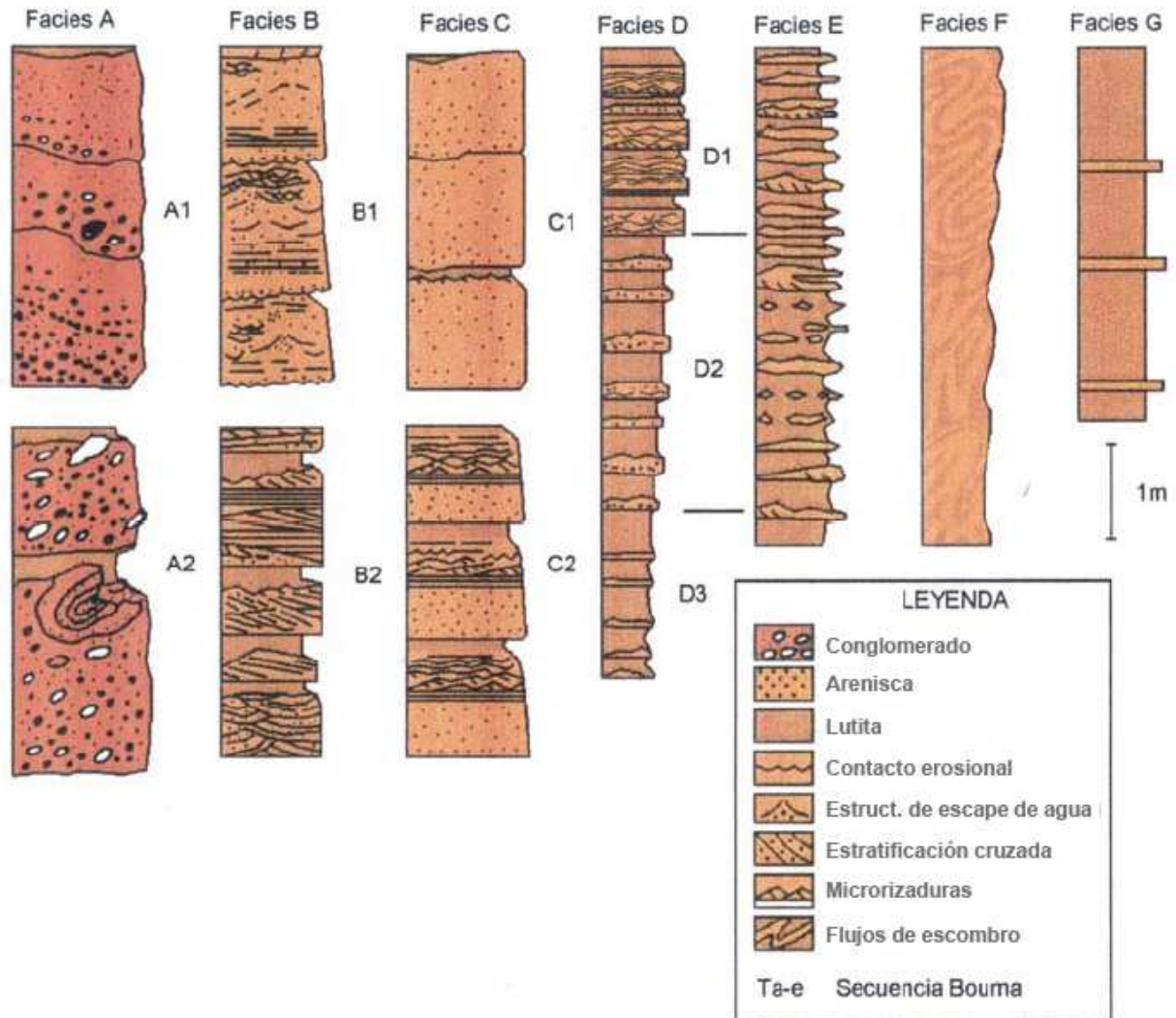


Figura 1.10 – Clasificación de facies turbidíticas propuesta por Mutti (1979)

-Facies A: Los estratos de facies A incluyen conglomerados formados por cantos rodados y arenas de grano grueso y medio. Los espesores varían de 1 a 10m, y se encuentran amalgamados, tienen diferentes tipos de límites como superficies de erosión, bases de canales, interdigitación con estratos de grano

fino. La mayoría de los afloramientos correspondientes a esta facies se presentan como una sucesión de estratos, identificándose únicamente por las unidades de flujos individuales, variaciones en el tamaño de grano, orientación o imbricación de los detritos, capas intraformacionales de lodo y clastos, así como la organización interna de los estratos que puede ser gradada, no gradada o inversa. La facies A está comúnmente asociada con facies B y E, los estratos de facies A principalmente resultan de flujos detríticos de tracción (desorganización interna) o de flujos de granos (organización interna). **(Mutti y Ricci Lucchi, 1972; Middleton y Hampton, 1973)**

-Facies B: La facies B se compone de secuencias masivas de areniscas de grano grueso a medio, presenta rasgos de canales y erosión producidos por el flujo de corrientes, tiene una continuidad lateral mayor y mas marcada que en la facies A. Un típico estrato incluye granos o clastos a lo largo de la superficie basal de erosión, a continuación se presenta laminación paralela y estructuras cóncavas, estas evidencias posdeposicionales señalan la expulsión de fluidos. La facies B ocurre dentro de un ambiente de canal, particularmente en el abanico medio o interno, por lo cual la facies B refleja procesos hidráulicos presentes en el flujo de granos, cuando esta se encuentra en transición con facies C, la interpretación que conlleva es la de una corriente de fluxoturbidez. **(Mutti y Ricci Lucci, 1972; Cartes, 1975; Middleton y Hampton, 1976; Howell y Normark, 1982)**

-Facies C: Comprende areniscas de grano grueso a fino, interestratificadas con estratos delgados de lutita. Los estratos de arenisca son las clásicas turbiditas de Bouma. En el caso de las cinco subdivisiones de una turbidita ideal, no siempre se encuentra completamente desarrollada. Los estratos de arenisca generalmente son de 0.25 a 2.5 m de espesor, el espesor se mantiene uniforme a grandes distancias laterales, suelen tener gradación normal a la base, marcas de base bien desarrolladas, así como clastos de lodo "*rip-up clast*". La facies C se asocia a secuencias de la parte superior de un relleno de canal y con algunos ambientes no canalizados del abanico medio, externo e incluso de la planicie de cuenca. Este

tipo de facies son las primeras en depositarse debido a una corriente de turbidez. **(Kuenen y Migliorini, 1950; Middleton, 1967; Mutti y Ricci Lucchi, 1972)**

-Facies D: La facies D consiste de interstratificaciones delgadas de areniscas y lutitas con gran continuidad lateral, su espesor varía de 0.05 a 0.25 m., cada estrato de arenisca se encuentra típicamente gradado presentando en la parte superior el intervalo de la secuencia de Bouma *Tcde* o *Tce*. Se presenta en forma transicional con estratos delgados de las facies C, se le conoce como turbidita distal. Las areniscas de la facies D representan el depósito de flujos turbidíticos de baja densidad, frecuentemente el intervalo *Te* de las turbiditas suele ser de grano aún más fino y más delgado que los intervalos *Tc* o *Td* que la subyacen en el mismo estrato. **(Mutti y Ricci Lucchi, 1972)**

-Facies E: La facies E consiste de alternancias delgadas de areniscas y lutitas con una variedad interna de laminaciones paralelas, rizaduras escalonadas (*climbing ripples*) y estratificación flaser, difiere de la facies D por su espesor delgado menor a 0.30 m., la relación de areniscas a lutita es 1:1 o mayor, de grano grueso y clasificación muy pobre, carecen de continuidad lateral presentándose lentes, planos ondulados y con tendencias al acuñaamiento, presentan característicos clastos de lodo (*rip-up clast*) y gradación basal, el intervalo *Tce* es común. La facies E esta asociada con ambiente de canal. Las facies B y E se asocian dentro de un abanico interno y medio, además la facies E se asocia con las facies D, G y F al formar parte de los depósitos de terraplén ("*levee*") y crecimiento de sobrecanos ("*overbanks*"). El proceso que forma la facies E es principalmente por flujo de tracción y de gravedad de concentración alta, asociado a los márgenes del canal. **(Mutti y Ricci Lucchi, 1972)**

-Facies F: La facies F comprende los depósitos desplazados por movimientos sindeposicionales o posdeposicionales, tales como asentamientos, deslizamientos, rompimientos de talud; debido a su límite pequeño presente entre los sedimentos acumulados y el margen de talud. En el caso de llevarse a cabo un rompimiento en el talud, la acción de la gravedad actuará formando los primeros flujos de sedimentos por gravedad, seguidos por los procesos de resedimentación

y depósito de las facies antes descritas. **Mutti y Ricci Lucci (1972)** emplean el término de caóticos para estos depósitos, y los describen con una deformación parcial, agrupando bajo esta facies a los asentamientos en terraplenes (“*leves*”), deslizamientos, flujos de lodo, flujos de arenas, paraconglomerados, olistostromas, olistolitos, brechas de talud, estratos desordenados “*slurried*”. La facies F formada por asentamiento y deslizamiento por gravedad es típicamente encontrada cerca del talud inferior o a lo largo de los márgenes del canal del abanico interno y medio. **(Mutti y Ricci Lucchi, 1972)**

-Facies G: Los depósitos de la facies G comprenden detritos pelágicos y hemipelágicos compuestos por minerales arcillosos, además puede incluir proporciones variables de limolita, arena fina, micas, restos de plantas, carbonatos, fosfatos y conchas. Es común encontrar alternancias de turbiditas siliciclásticas y turbiditas carbonatadas (lodos micríticos de nanofósiles). La facies G es generalmente delgada y paralela, se desarrolla principalmente en el talud y ambiente de intercanales y en menor proporción como relleno de canales abandonados, puede encontrarse de manera alternante con facies D y E. Los mecanismos de dispersión para esta facies de grano fino pueden involucrar una combinación de ambiente pelágico asociado con depósito de contouritas. **(Mutti y Ricci Lucchi, 1972)**

4. ANÁLISIS DE DATOS DE PRODUCCIÓN

Cuando el ingeniero dispone de buenos datos de producción, es posible generar varios análisis con ellos, siempre que se tenga una condición de producción a presión de fondo constante.

La producción suele tener un comportamiento característico en función del tipo de flujo que se presente en el yacimiento. La tabla 4 presenta una relación entre el tipo de flujo y la solución para un pozo que produce a presión constante.

TIPO DE FLUJO	SOLUCIÓN PARA POZO PRODUCIENDO A PRESIÓN CONSTANTE
Lineal Nabor y Barham (1964)	$\frac{1}{q} = \frac{\alpha_L B \mu}{bh \Delta p_w} \sqrt{\frac{\pi \beta}{\phi c_t k \mu}} t^{1/2}$
Bilineal	$\frac{1}{q} = \frac{\pi B \gamma \left(\frac{3}{4}\right)}{1.4142 \alpha h \Delta p} \sqrt{\frac{\beta}{(k_f b_f)^2 \phi c_t \mu^3 k}} t^{1/4}$
Radial Jacob y Lohman (1952)	$\frac{1}{q} = \frac{1.151 \alpha B \mu}{kh \Delta p_0} \times \left[\text{Log} t + \text{Log} \left(\frac{\beta k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 0.351 \right]$

Tabla 4 – Soluciones para pozo produciendo a presión constante en función de la geometría de flujo

TIPO DE FLUJO	SOLUCIÓN PARA POZO PRODUCIENDO A PRESIÓN CONSTANTE
Pseudoestacionario (Lineal) Van Everdingen y Hurst (1949)	$\text{Log } q(t) = \text{Log} \frac{2kbh\Delta p_w}{\mu BL} - \frac{\pi^2 \beta kt}{2.303 \times 4\phi\mu c_t L^2}$
Pseudoestacionario (Radial) Miller (1962) y Nabor y Barham (1964)	$\text{Log } q(t) = \text{Log} \frac{2kh\Delta p_w}{\alpha\mu B \text{Ln}\left(\frac{2.2458A}{r_w^2 C_A}\right)} - \frac{4\pi\beta kt}{2.303A c_t \phi \mu \text{Ln}\left(\frac{2.2458A}{r_w^2 C_A}\right)}$

Tabla 4 (Continuación) – Soluciones para pozo produciendo a presión constante en función de la geometría de flujo

4.1 Flujo lineal

La geometría de flujo lineal es representativa para una serie de condiciones de flujo, tales como:

- Pozo fracturado
- Arenas lenticulares
- Pozos horizontales
- Canales
- Yacimientos fracturados

La geometría de flujo lineal puede visualizarse con apoyo de la figura 1.11, que es representativa de un modelo de flujo lineal en un yacimiento que se comporta como infinito, que produce a través de un pozo con presión de fondo fluyendo constante.

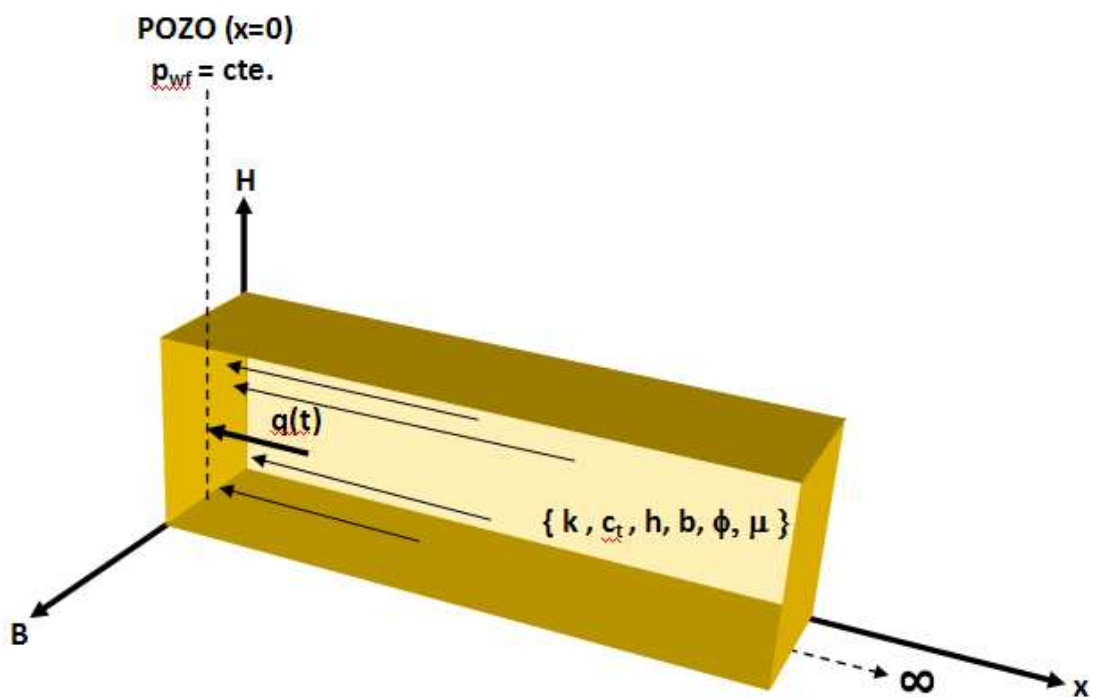


Figura 1.11 – Modelo de flujo lineal en un yacimiento infinito que fluye hacia un pozo que produce a presión de fondo fluyendo constante

4.1.1 Diagnóstico a partir de datos de producción:

Siempre que se cumpla la condición de que la producción sea a presión constante y mientras el yacimiento se comporte como yacimiento infinito, es posible diagnosticar la geometría de flujo lineal, a partir de la solución para flujo lineal presentada en la tabla 4 y de una gráfica log-log.

Entonces, partiendo de:

$$\frac{1}{q} = \frac{\alpha_L B \mu}{bh \Delta p_w} \sqrt{\frac{\pi \beta}{\phi c_t k \mu}} t^{1/2}$$

Y comparando la ecuación con la ecuación de la recta $y=mx+b$

$$\frac{1}{q} = m_{lf} t^{1/2}$$

Ahora, aplicando el logaritmo base 10 a ambos miembros de la ecuación:

$$\text{Log} \frac{1}{q} = \text{Log}(m_{lf} t^{1/2})$$

$$\text{Log} \frac{1}{q} = \text{Log} m_{lf} + \text{Log} t^{1/2}$$

Reordenando y desarrollando la ecuación:

$$\text{Log} \frac{1}{q} = \frac{1}{2} \text{Log} t + \text{Log} m_{lf}$$

Finalmente, para fines de diagnóstico podemos considerar $\text{Log}(m_{if})$ como una constante C_1 .

$$\text{Log} \frac{1}{q} = \frac{1}{2} \text{Log} t + C_1$$

Entonces, si generamos una gráfica del logaritmo del recíproco del gasto contra el logaritmo tiempo, obtendremos una tendencia lineal de pendiente $\frac{1}{2}$ siempre que se tenga una geometría de flujo lineal. (Figura 1.12)

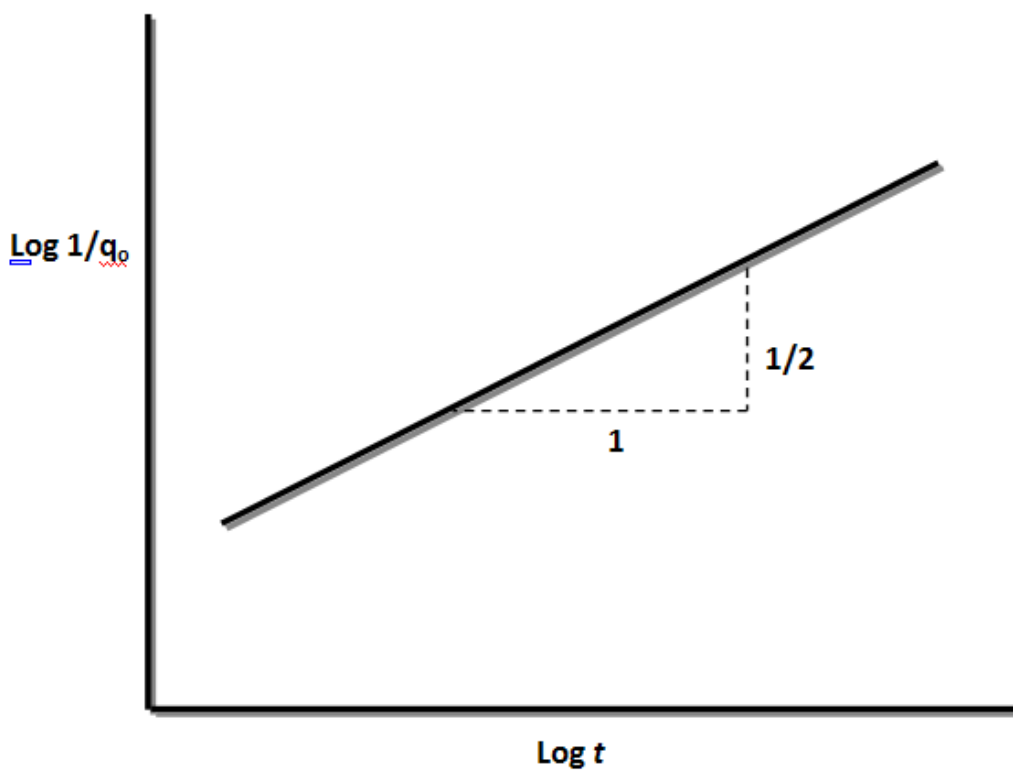


Figura 1.12 – Gráfica log-log para el diagnóstico del flujo lineal

Es importante recordar que esta gráfica de diagnóstico solo es válida para una presión de fondo fluyendo constante y solo se cumple cuando la producción no ha sido afectada por los efectos de frontera.

4.1.2 Análisis a partir de datos de producción:

Partiendo de la solución para pozo produciendo a presión constante para flujo lineal, es posible analizar los datos de producción y así obtener parámetros importantes del yacimiento.

Entonces:

$$\frac{1}{q} = \frac{\alpha_L B \mu}{bh \Delta p_w} \sqrt{\frac{\pi \beta}{\phi c_t k \mu}} t^{1/2}$$

Comparándolo con la ecuación de la recta $y=mx+b$:

$$\frac{1}{q} = m_{lf} t^{1/2} \dots \dots \text{Ecc. 5}$$

Entonces, queda claro que si graficamos el recíproco del gasto contra la raíz cuadrada del tiempo (figura 1.13), se puede leer la pendiente de la recta con la forma de la ecuación 5 y a partir de ella, determinar ciertos parámetros del yacimiento.

De la gráfica, la pendiente m_{lf} es la pendiente para flujo lineal (LF por linear flow), y es igual a:

$$m_{lf} = \frac{\alpha_L B \mu}{bh \Delta p_w} \sqrt{\frac{\pi \beta}{\phi c_t k \mu}}$$

A partir de la pendiente, m_{lf} , es posible determinar el área de flujo bh , dado que los demás parámetros suelen ser datos determinados por pruebas de laboratorio o registros geofísicos.

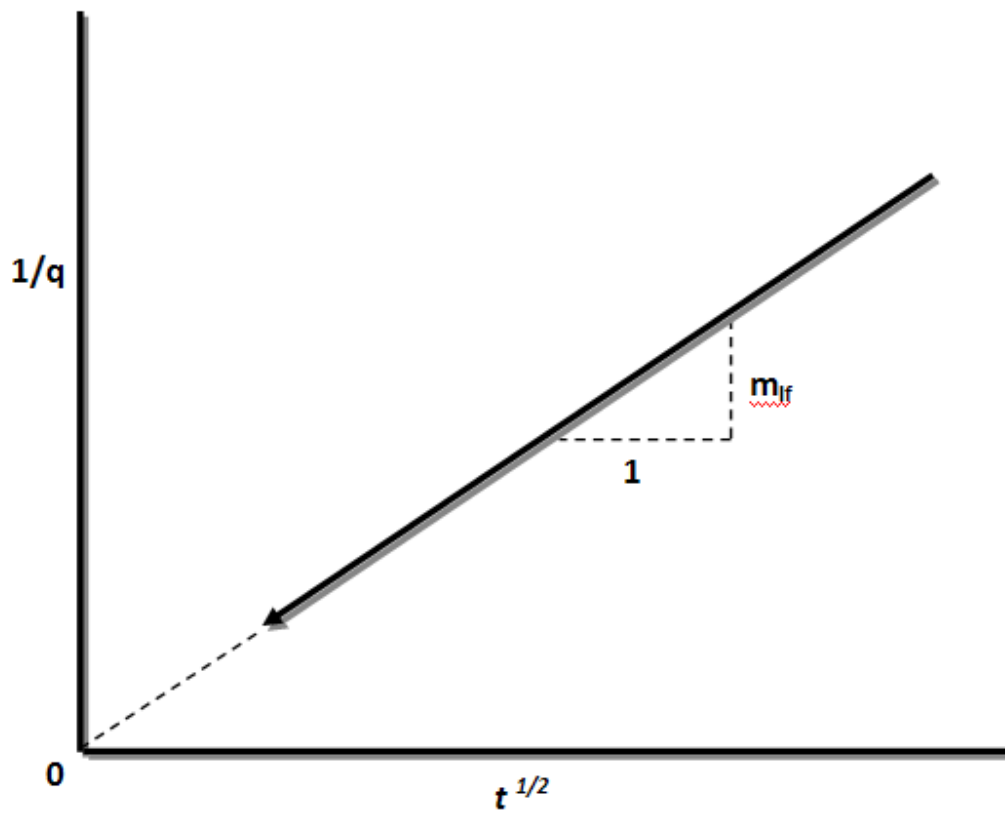


Figura 1.13 – Gráfica del recíproco del gasto contra la raíz cuadrada del tiempo para el análisis de datos de producción para geometría de flujo lineal

4.1.3 Régimen de flujo pseudoestacionario

Esta condición de flujo pseudoestacionario, se presenta cuando se tiene flujo lineal hacia un pozo con presión de fondo fluyendo constante y el yacimiento se comporta como yacimiento cerrado (Figura 1.14), es decir, ha pasado el suficiente tiempo para que los efectos de frontera se hagan presentes.

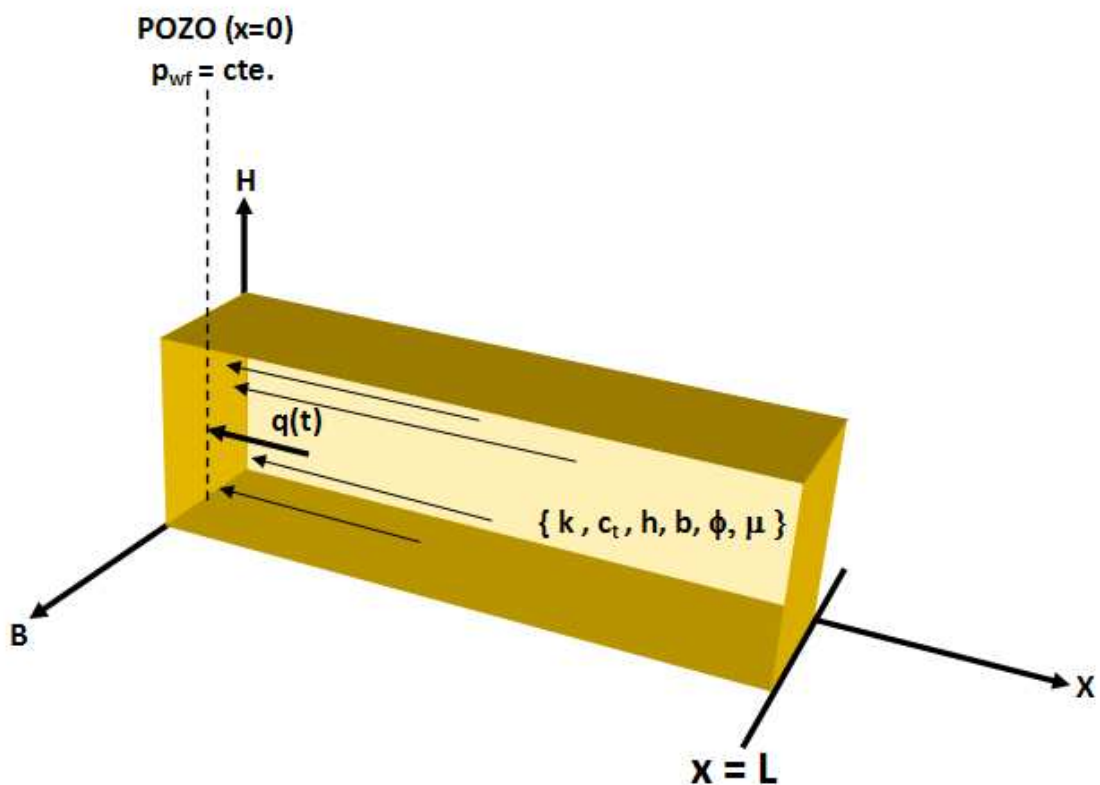


Figura 1.14 – Modelo de flujo lineal en un yacimiento cerrado que fluye hacia un pozo que produce a presión de fondo fluyendo constante.

Es importante mencionar, que para tiempos adimensionales pequeños (menores a 0.25), un yacimiento cerrado se comporta como yacimiento infinito, puesto que los efectos de frontera no ejercen su influencia hasta que tiempos adimensionales grandes (mayores a 2.5)

Es posible, analizar los datos de producción cuando se presenta el régimen pseudoestacionario, siempre que la producción se dé a presión de fondo fluyendo constante.

Así pues, partiendo de la solución para flujo pseudoestacionario presentada en la Tabla 4:

$$\text{Log } q(t) = \text{Log} \frac{2kbh\Delta p_w}{\mu BL} - \frac{\pi^2 \beta kt}{2.303 \times 4\phi\mu c_t L^2}$$

Comparándola con la ecuación de la recta, $y=mx+b$

$$\text{Log } q(t) = -\frac{\pi^2 \beta kt}{2.303 \times 4\phi\mu c_t L^2} + \text{Log} \frac{2kbh\Delta p_w}{\mu BL}$$

Obtenemos una ecuación con la forma:

$$\text{Log } q(t) = m^*_{qif} t + b^*_{qif}$$

Donde:

$$m^*_{qif} = -\frac{\pi^2 \beta k}{2.303 \times 4\phi\mu c_t L^2}$$

$$b^*_{qif} = \text{Log} \frac{2kbh\Delta p_w}{\mu BL}$$

Por lo tanto, si graficamos el logaritmo base 10 de los datos de producción contra el tiempo, obtendremos una tendencia lineal (Figura 1.15)

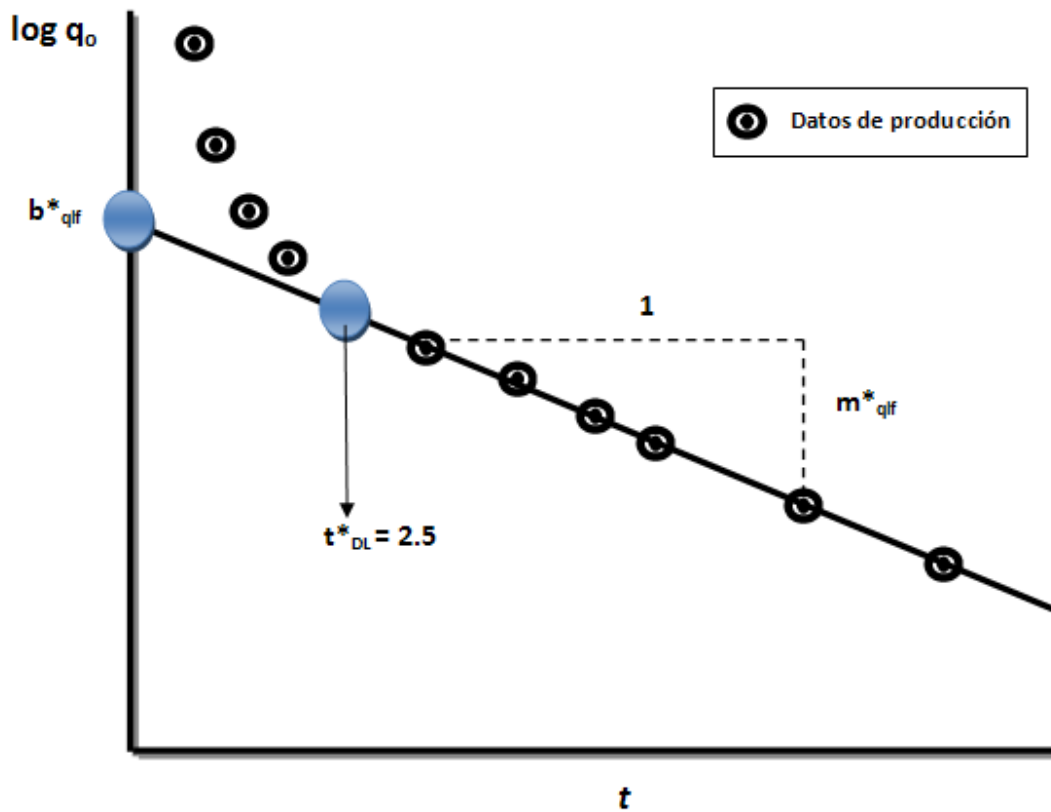


Figura 1.15 – Gráfica de declinación exponencial para el análisis de datos de producción

A partir de la pendiente m^*_{qif} , la ordenada al origen b^*_{qif} y algunos parámetros del yacimiento, se puede estimar volumen poroso drenado, V_p :

$$V_p = \frac{\pi^2 \beta \alpha_L B b^*_{qif}}{18.424 c_t \Delta p_w m^*_{qif}}$$

Como referencia es importante mencionar que el tiempo adimensional, t_{DL} , se define como:

$$t_{DL} = \frac{\beta k t}{\phi \mu c_t L^2}$$

4.2 Flujo bilineal

Para que exista el flujo bilineal (Figura 1.16), tienen que cumplirse cuatro condiciones:

- Dos flujos lineales se superponen
- El flujo en el medio de alta permeabilidad es incompresible
- El flujo en el medio de baja permeabilidad es compresible
- No existen efectos de frontera.

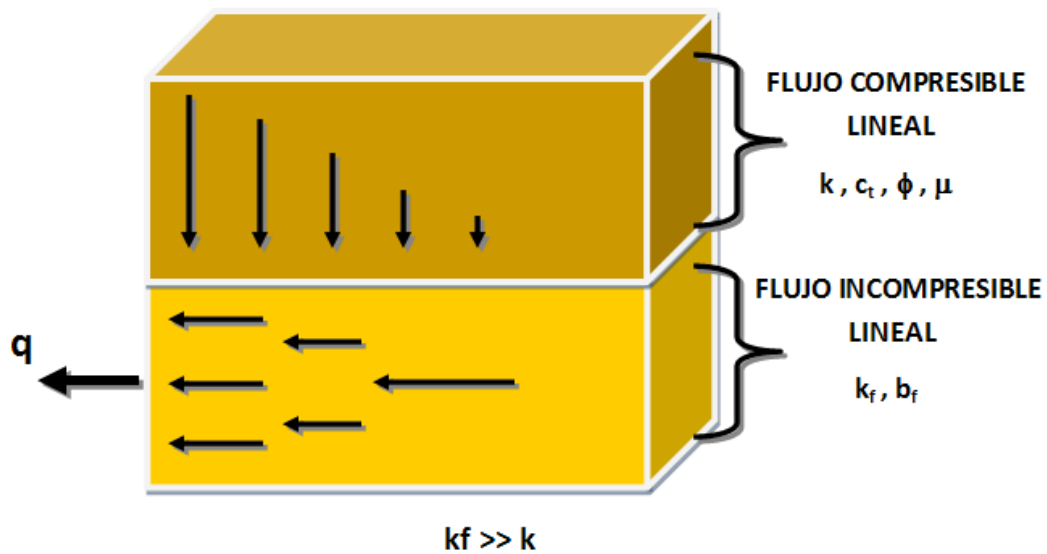


Figura 1.16 – Modelo de flujo bilineal

El modelo de flujo bilineal es aplicable a tres casos:

- Pozo fracturado
- Pozos horizontales
- Pozo perforado en un canal

4.2.1 Diagnóstico a partir de datos de producción:

Siempre que se cumpla la condición de que la producción sea a presión constante y mientras el yacimiento se comporte como yacimiento infinito, es posible diagnosticar la geometría de flujo bilineal, a partir de la solución para flujo bilineal presentada en la tabla 4 y de una gráfica log-log.

Entonces, partiendo de:

$$\frac{1}{q} = m_{bf} t^{1/4}$$

Ahora, aplicando el logaritmo base 10 a ambos miembros de la ecuación:

$$\text{Log} \frac{1}{q} = \text{Log}(m_{bf} t^{1/4})$$

$$\text{Log} \frac{1}{q} = \text{Log} m_{bf} + \text{Log} t^{1/4}$$

Reordenando y desarrollando la ecuación:

$$\text{Log} \frac{1}{q} = \frac{1}{4} \text{Log} t + \text{Log} m_{bf}$$

Finalmente, para fines de diagnóstico podemos considerar $\text{Log}(m_{bf})$ como una constante C_1 .

$$\text{Log} \frac{1}{q} = \frac{1}{4} \text{Log} t + C_1$$

Entonces, si generamos una gráfica del logaritmo del recíproco del gasto contra el logaritmo del tiempo, obtendremos una tendencia lineal de pendiente 1/4 siempre que se tenga una geometría de flujo bilineal. (Figura 1.17)

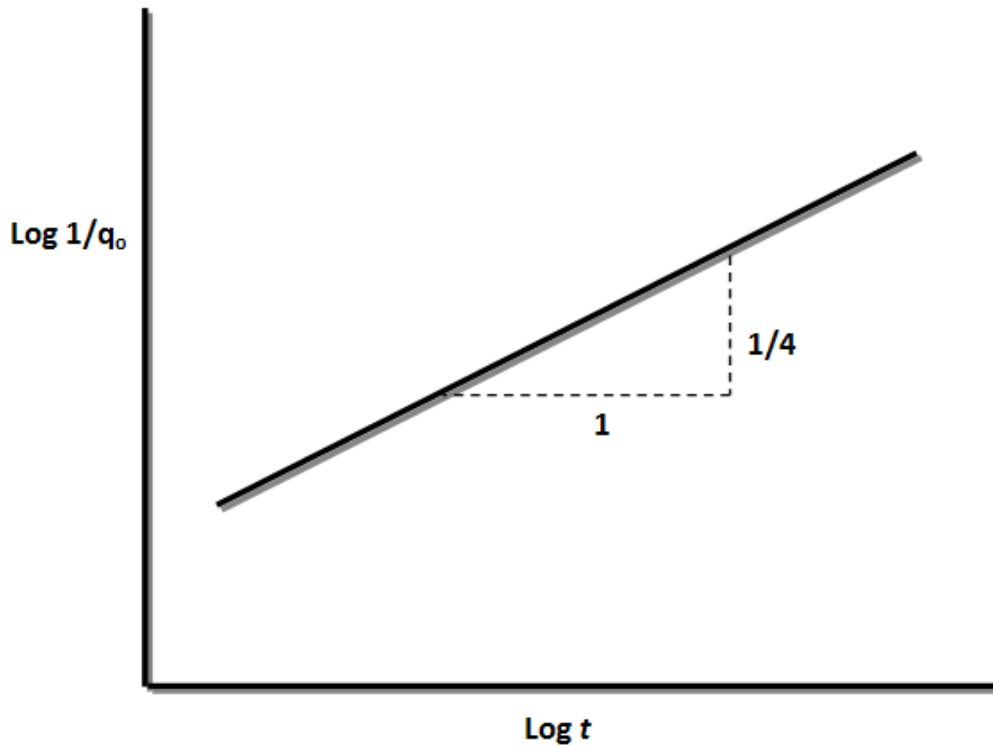


Figura 1.17 – Gráfica log-log para el diagnóstico del flujo lineal

Es importante recordar que esta gráfica de diagnóstico solo es válida para una presión de fondo fluyendo constante y solo se cumple cuando la producción no ha sido afectada por los efectos de frontera.

4.2.2 Análisis a partir de datos de producción:

Partiendo de la solución para pozo produciendo a presión constante para flujo bilineal, es posible analizar los datos de producción y así obtener parámetros importantes del yacimiento.

A partir de la solución presentada en la Tabla 4, queda claro que si graficamos el recíproco del gasto contra la raíz cuarta del tiempo (figura 1.18), se puede leer la pendiente de la recta de pendiente m_{bf} y a partir de ella, determinar ciertos parámetros del yacimiento.

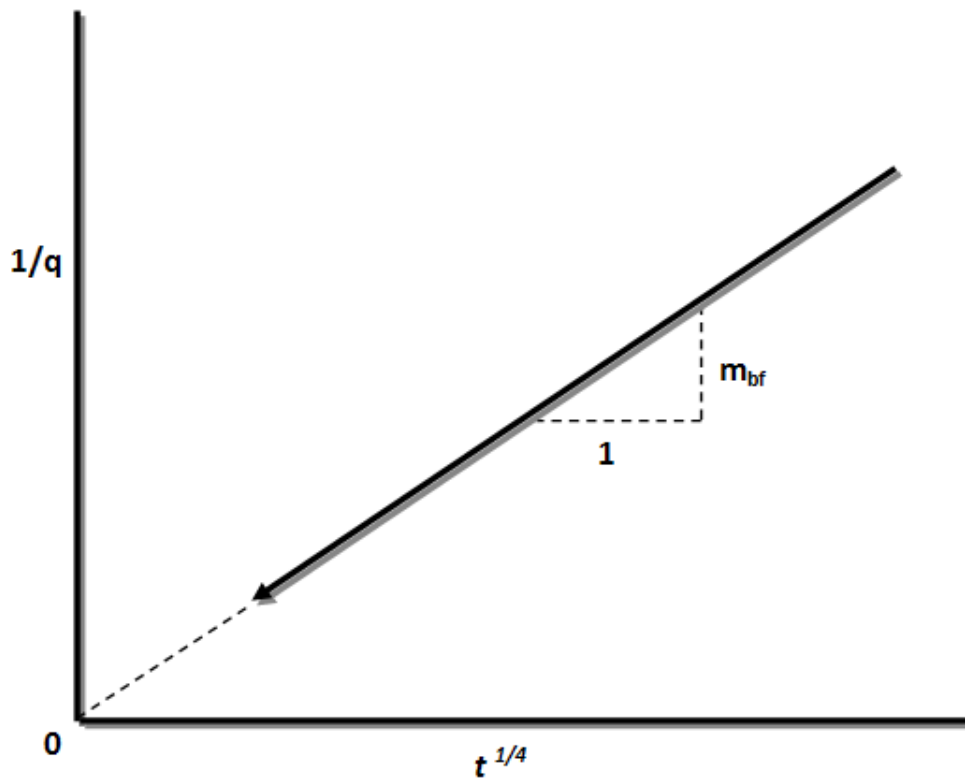


Figura 1.18 – Gráfica del recíproco del gasto contra la raíz cuarta del tiempo para el análisis de datos de producción para geometría de flujo bilineal

4.3 Flujo radial

Para facilitar la solución al modelo de flujo radial, se recurre a simplificar la geometría del pozo, suponiendo que el pozo es una fuente lineal y no un cilindro de radio r_w (Figura 1.19), bajo la premisa de que el radio del pozo es muchísimo más pequeño que las dimensiones del yacimiento, y por lo cual es válido considerar al pozo como una línea a través de la cual se comunica al yacimiento con la superficie. Es importante mencionar que esta aproximación no pierde de vista el sentido práctico del problema, que es el de encontrar una solución adecuada.

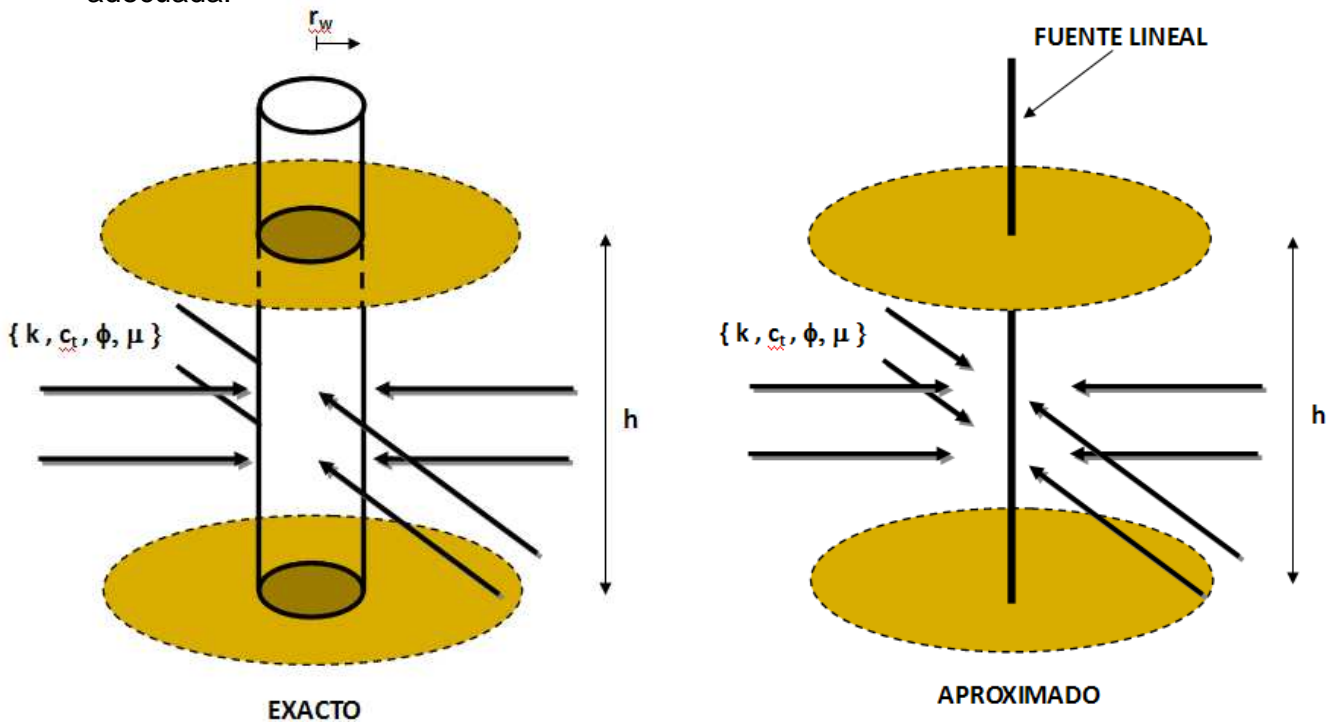


Figura 1.19 – Simplificación del modelo de flujo radial

El flujo radial suele ser resultado de la producción a través de un pozo totalmente penetrante, en un yacimiento homogéneo y disparado en todo el intervalo productor.

4.3.1 Diagnóstico y análisis a partir de datos de producción:

Siempre que se cumpla la condición de que la producción sea a presión constante y mientras el yacimiento se comporte como yacimiento infinito, es posible diagnosticar la geometría de flujo radial, a partir de la solución para flujo radial presentada en la tabla 4 y de una gráfica semi-logarítmica.

Entonces, partiendo de:

$$\frac{1}{q} = \frac{1.151\alpha B\mu}{kh\Delta p_0} \times \left[\text{Log}t + \text{Log} \left(\frac{\beta k}{\phi\mu c_t r_w^2} \right) + 0.351 \right]$$

Y comparando la ecuación con la ecuación de la recta $y=mx+b$

$$\frac{1}{q} = \left[\frac{1.151\alpha B\mu}{kh\Delta p_0} \times \text{Log}t \right] + \left\{ \frac{1.151\alpha B\mu}{kh\Delta p_0} \times \left[\text{Log} \left(\frac{\beta k}{\phi\mu c_t r_w^2} \right) + 0.351 \right] \right\}$$

Donde:

$$m_{rf} = \frac{1.151\alpha B\mu}{kh\Delta p_0}$$

$$b_{rf} = \frac{1.151\alpha B\mu}{kh\Delta p_0} \times \left[\text{Log} \left(\frac{\beta k}{\phi\mu c_t r_w^2} \right) + 0.351 \right]$$

Entonces, si generamos una gráfica del recíproco del gasto contra el logaritmo base 10 del tiempo, obtendremos una tendencia lineal de pendiente m_{rf} y ordenada al origen b_{rf} , siempre que se tenga una geometría de flujo radial. (Figura 1.20)

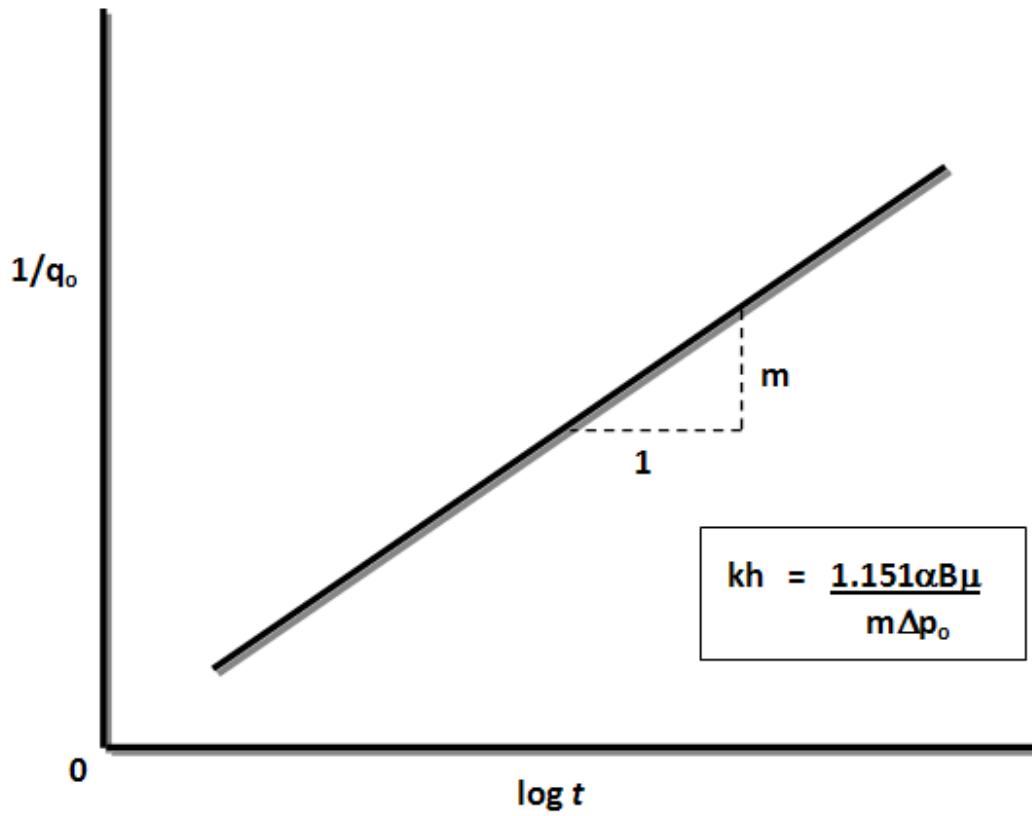


Figura 1.20 – Gráfica del recíproco del gasto contra el logaritmo base diez del tiempo para el diagnóstico y análisis de datos de producción para geometría de flujo radial

4.3.2 Régimen de flujo pseudoestacionario

Esta condición de flujo pseudoestacionario, se presenta cuando se tiene flujo radial hacia un pozo que produce a presión de fondo fluyendo constante y el yacimiento se comporta como yacimiento cerrado (Figura 1.21), es decir, ha pasado el suficiente tiempo para que los efectos de frontera se hagan presentes.

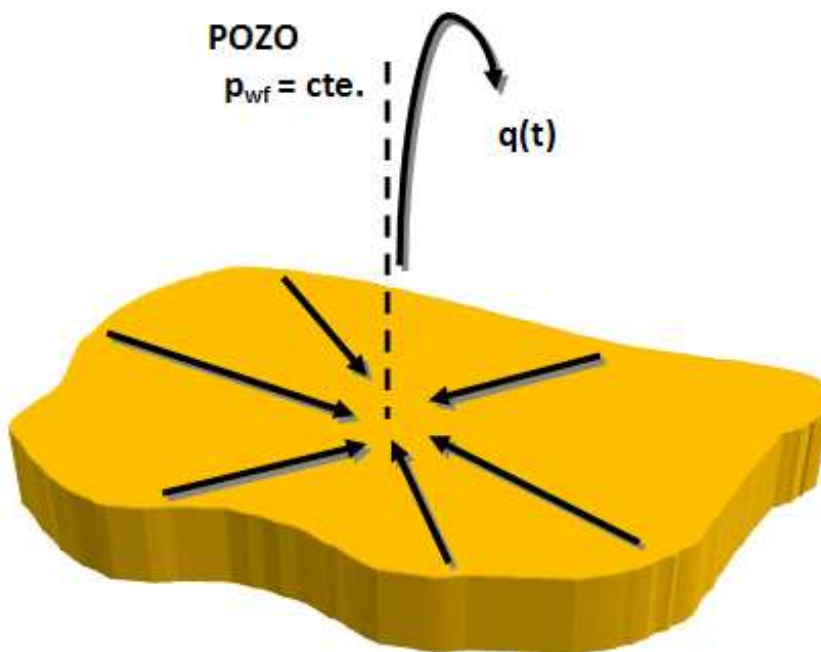


Figura 1.21 – Modelo de flujo radial para producción de un pozo a presión constante en un yacimiento cerrado

Es posible, analizar los datos de producción cuando se presenta el régimen pseudoestacionario, siempre que la producción se dé a presión de fondo fluyendo constante.

Así pues, partiendo de la solución para flujo pseudoestacionario presentada en la Tabla 4:

$$\text{Log } q(t) = \text{Log} \frac{2kh\Delta p_w}{\alpha\mu B \text{Ln}\left(\frac{2.2458A}{r_w^2 C_A}\right)} - \frac{4\pi\beta kt}{2.303Ac_t\phi\mu \text{Ln}\left(\frac{2.2458A}{r_w^2 C_A}\right)}$$

Comparándola con la ecuación de la recta, $y=mx+b$

$$\text{Log } q(t) = - \frac{4\pi\beta kt}{2.303Ac_t\phi\mu \text{Ln}\left(\frac{2.2458A}{r_w^2 C_A}\right)} + \text{Log} \frac{2kh\Delta p_w}{\alpha\mu B \text{Ln}\left(\frac{2.2458A}{r_w^2 C_A}\right)}$$

Obtenemos una ecuación con la forma:

$$\text{Log } q(t) = m_q t + b_q$$

Donde:

$$m_q = - \frac{4\pi\beta k}{2.303Ac_t\phi\mu \text{Ln}\left(\frac{2.2458A}{r_w^2 C_A}\right)}$$

$$b_q = \text{Log} \frac{2kh\Delta p_w}{\alpha\mu B \text{Ln}\left(\frac{2.2458A}{r_w^2 C_A}\right)}$$

Por lo tanto, si graficamos el logaritmo base 10 de los datos de producción contra el tiempo, obtendremos una tendencia lineal (Figura 1.22)

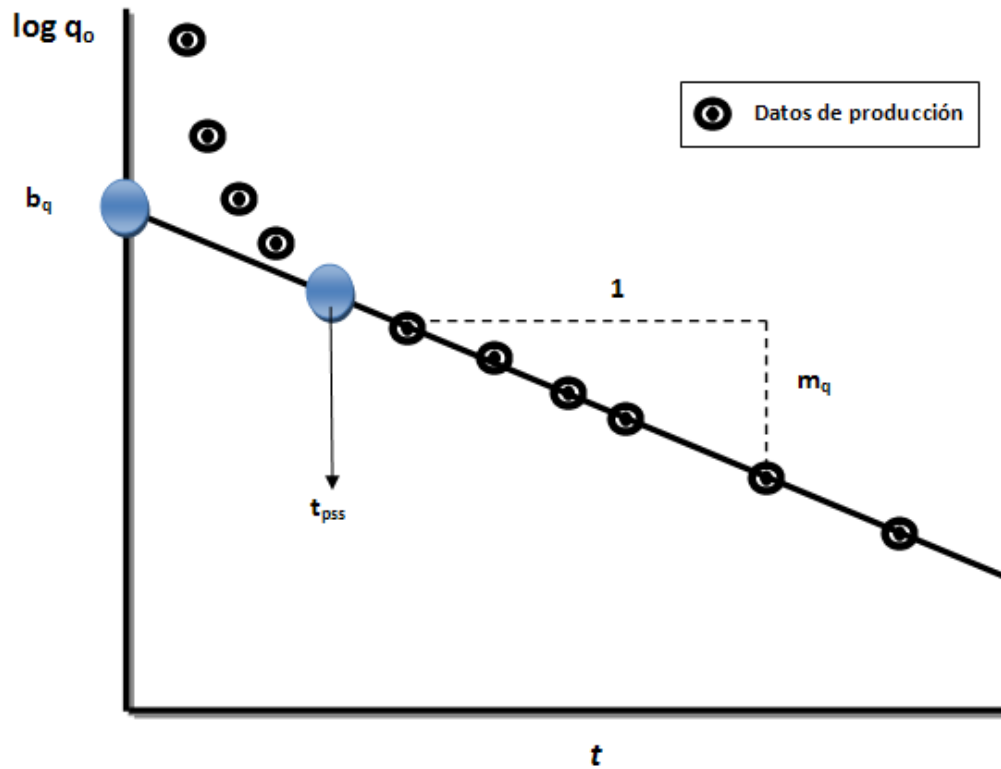


Figura 1.22 – Gráfica de declinación exponencial para el análisis de datos de producción

A partir de la pendiente m_q , la ordenada al origen b_q y algunos parámetros del yacimiento, se pueden estimar el factor de forma C_A y el área A :

$$C_A = \frac{2.2458A}{r_w^2} e^{-\frac{2kh\Delta p}{\alpha b_q B \mu}}$$

$$A = \frac{\pi \alpha \beta B}{\phi c_t h \Delta p_w} \frac{b_q}{m_q}$$

CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL CASO DE ESTUDIO

1. ANTECEDENTES

Hacia el año 1926 se descubrieron lo que serían las primeras manifestaciones de aceite en lo que sería uno de los campos más importantes de México, sin embargo la complejidad geológica, los precios del hidrocarburo y los retos tecnológicos lo relegaban a un segundo plano, dándole prioridad a otros yacimientos de mucha más fácil explotación.

En 1952, se inicia la explotación formal de la cuenca del paleocanal y para la década de los 70's del siglo pasado se incrementa la explotación del área.

En 1988, la compañía internacional de certificación, *De Goyler and McNaughton*, certificó que las reservas del paleocanal eran de 12 mil 189 millones de barriles de petróleo crudo y de 31 mil 339 billones de pies cúbicos de gas.

Para el año 2002, PEMEX Exploración y Producción (PEP), con el fin de alcanzar ventajas operativas y técnicas y lograr un óptimo manejo de recursos económicos y materiales establece el Proyecto Aceite Terciario del Golfo (PATG) que integra 29 campos que debido a su gran extensión y con base al conocimiento geológico y a la infraestructura existente se han documentado en 8 sectores que conforman lo que se conoce como "Paleocanal de Chicontepec". (Tabla 5)

El objetivo de PEMEX es convertir a Chicontepec en una cuenca que pueda producir entre 550 mil a 600 mil barriles diarios hacia el año 2021, lo que requiere del desarrollo y administración de tecnologías especializadas que incrementen significativamente la productividad por pozo y permitan reducir los costos al mínimo.

SECTOR	CAMPO	
Sector 1	Tenexcuila	Sábana Grande
Sector 2	Amatitlán	Pastoría
	Tlacolula	Ahuatepec
	Sitio	Cacahuatenco
	Aragón	
Sector 3	Coyotes	Soledad
	Horcones	Palo Blanco
	Soledad Norte	Agua Nacida
	Gailo	
Sector 4	Humuapa	Coyol
Sector 4	Miquetla	Mihuapán
Sector 6	Coyula	Escobal
Sector 7	Agua Fría	Tajín
	Coapechaca	Corralillo
Sector 8	Presidente Alemán	Remolino
	Furbero	

Tabla 5 – Campos del AIATG por Sector

2. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

El área de los 29 campos del Paleocanal de Chicontepec que integran el Proyecto Aceite Terciario del Golfo, se ubica en la porción Centro-Oeste de México, entre los paralelos 20° 15' y 21° 13' de latitud Norte, -96° 58' y -98° 13' de longitud Oeste, en una zona que comparten los estados de Veracruz y Puebla, abarcando un total de 14 municipios. Los rasgos fisiográficos más importantes son: La Sierra Madre Oriental al Poniente del área y los ríos Tecolutla, Cazones, Pantepec y Vinazco, dentro de la Planicie Costera del Golfo. De acuerdo a la

clasificación de provincias fisiográficas de México, el proyecto se ubica en una porción de la provincia “Planicie Costera del Golfo de México” y en parte de la provincia “Vertiente de Misantla”.



Fig. 2.1 – Ubicación del Proyecto Chicontepec

3. PROPIEDADES DEL SISTEMA ROCA

Básicamente, el tipo de roca está constituida por intercalaciones de arenas y arcillas correspondientes a un ambiente de depósito congruente con un modelo de abanico submarino.

En cuanto a la columna geológica, se presenta la *Fig. 2.2* como referencia.

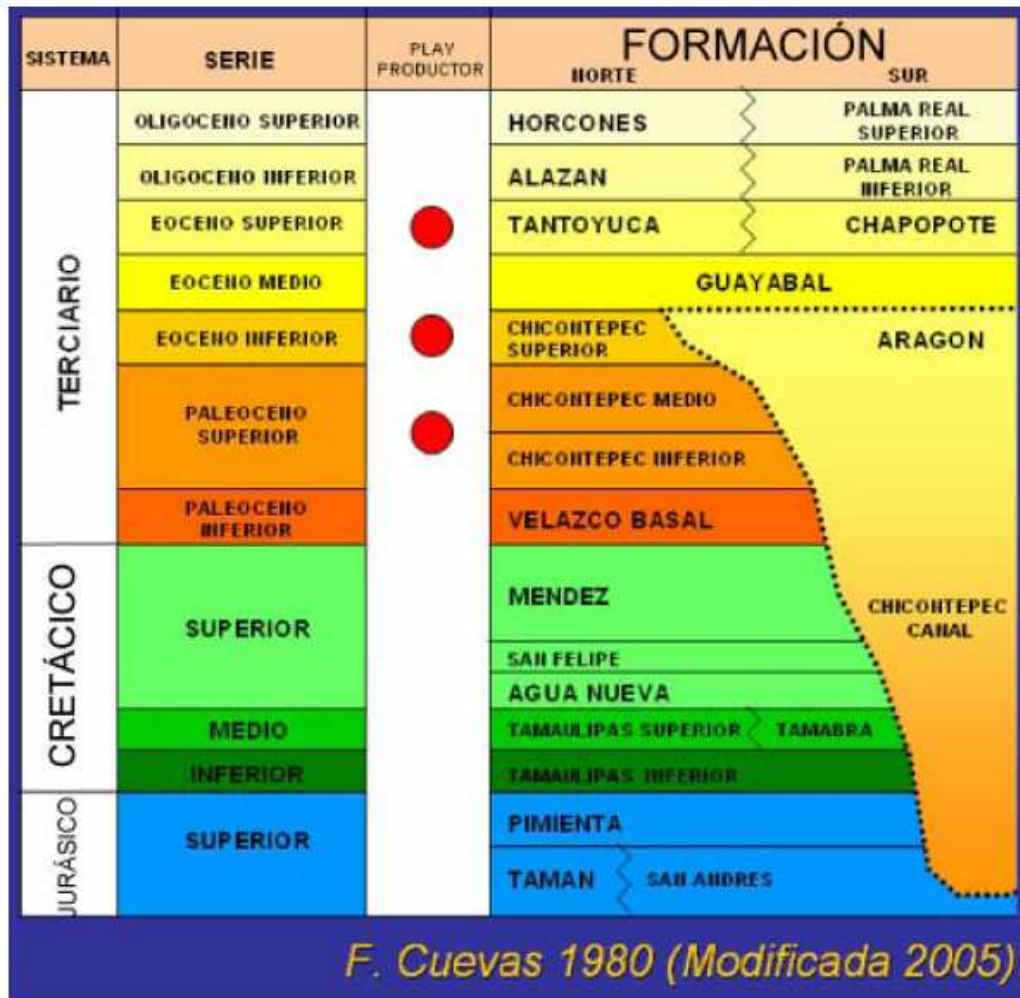


Fig. 2.2 – Columna geológica del Paleocanal de Chicontepec propuesta por Cuevas (1980) modificada

En la figura 2.2 se observa que hacia el sur la formación Chicontepec profundiza cada vez más, generando discordancias geológicas. En otras palabras,

se observa que en la zona más al sur del paleocanal existe una transición del jurásico al terciario sin pasar por el cretácico.

La profundidades de los yacimientos varían entre 1000 y 2500 mmbn.

Por otro lado, de acuerdo a la información de núcleos, se determinó una porosidad media que oscila entre los 8 y el 12% y una permeabilidad con una distribución variable de 0.25 md para el 62%, 5.0 md para el 36% y de 15.0 md para un 2% de la formación.

4. PROPIEDADES DEL SISTEMA FLUIDO

Para el sistema fluido, se tiene que es Aceite Negro, con una densidad de entre 18 y 45 °API y de viscosidad entre 0.5 y 17 c p.

Además, el principal mecanismo de empuje es el de expansión de gas en gas en solución, lo que resulta en un bajo factor de recuperación puesto que, combinado con las presiones iniciales de entre 80 y 360 kg/cm² y las presiones de burbuja de entre 50 y 330 kc/cm², dan poco margen para la explotación de los yacimientos durante su etapa de bajosaturación.

5. RESERVAS

En cuanto a reservas, al 2009 Chicontepec contó con reservas probadas por 668 mmbpce, probables por 8134 mmbpce y posibles por 8591 mmbpce, dando a lugar a una reserva 1P de 668 mmbpce, 2P por 8,802 mmbpce y 3P por 17,393 mmbpce. De las reservas 3P, un 34% corresponde a gas y un 66% a aceite.

6. RETOS TECNOLÓGICOS EN CHICONTEPEC

El proyecto Aceite Terciario del Golfo no solo representa la mayor acumulación de hidrocarburos en México, sino que también es uno de los mayores retos tecnológicos e ingenieriles que se han presentado en cuanto a la explotación de yacimientos de aceite.

Los tres principales retos a superar en la explotación del Paleocanal son la *Alta complejidad geológica*, la *Baja energía del yacimiento* y finalmente la *baja capacidad de flujo de la roca* (derivada de una baja permeabilidad).

6.1 Alta complejidad geológica.

En cuanto a este aspecto, se tienen dos situaciones.

En un primer momento, se tiene el problema de la alta heterogeneidad de la roca, lo que implica un reto para definir localizaciones para perforación, además de dificultad para predecir el comportamiento productivo y dificultad el diseño y la ejecución de las fracturas. Como posibles soluciones, se ha propuesto mejorar la toma de información, repercutiendo directamente en la calidad de los modelos de caracterización estática y dinámica; para las fracturas se ha propuesto buscar fracturar con fluidos que reduzcan el daño al máximo.

Por otro lado, se tiene el problema de que se tienen múltiples acumulaciones de hidrocarburos con escasa comunicación vertical, lo que implica un reto en el diseño de la perforación y terminación de pozos, puesto que existe un riesgo de perforar pozos no productivos. Ante esta situación, se ha propuesto perforar pozos no convencionales y ejecutar terminaciones múltiples.

6.2 Baja energía del yacimiento

Dadas las presiones iniciales del yacimiento y las presiones de saturación, el margen para trabajar en etapa de bajo saturación es muy bajo. Por lo tanto se tiene un problema de liberación temprana del gas en solución. Lo anterior implica una pérdida del mecanismo natural de arrastre del crudo al pozo y un riesgo de que una alta proporción de los hidrocarburos no se recupere en la etapa primaria

de explotación. Las posibles soluciones a estos problemas implican iniciar procesos de recuperación secundaria y mejorada y la implementación de sistemas artificiales de producción.

6.3 Baja capacidad de flujo de la roca debido a la baja permeabilidad

Este aspecto da como resultado una dificultad para el flujo de hidrocarburos hacia los pozos, lo que implica un alto consumo de energía en el yacimiento, una baja productividad inicial de los pozos y una alta declinación de la producción, por lo cual se ha sugerido realizar tareas que reduzcan el daño a la formación, tal es el caso que se propone realizar operaciones de perforación bajo balance e incorporar fluidos de perforación compatibles con la roca, además de que en la terminación se realicen disparos de alta penetración y bajo daño, junto con fracturamientos energizados y/o con aceite.

ANÁLISIS DE LOS DATOS DISPONIBLES

1. DETALLES CON RESPECTO A LA INFORMACIÓN

La información recabada corresponde a ocho pozos del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (AIATG) que fueron seleccionados a partir de los siguientes criterios:

- Que cuenten con información de pruebas de presión
- Que cuenten con mediciones de la producción
- Que muestren o hubieran mostrado un desempeño de regular a pobre
- Que sean representativos en cuanto a las condiciones del campo del que fueron tomados

Dada la sensibilidad de la información, los pozos no serán nombrados por su nombre real, sino por un número que servirá para identificarlos. Se asignaron números en orden creciente, desde el P.1 hasta el P.8

En cuanto a la información disponible de cada pozo, se cuenta con información de:

- Pruebas de presión
- Gráficas de producción mensual
- Registros geofísicos
- Análisis PVT
- Estado mecánico

A continuación se presenta una tabla (Tabla 6) donde se califica la información disponible de pruebas de presión y datos de producción de manera cualitativa, en función de su utilidad para generar diagnósticos.

POZO	DATOS DE PRODUCCIÓN	PRUEBAS DE PRESIÓN
Pozo 1	Buena	Buena
Pozo 2	Buena	Buena
Pozo 3	Regular	Buena
Pozo 4	Regular	Muy Buena
Pozo 5	Regular	Muy Buena
Pozo 6	Buena	No disponible
Pozo 7	Regular	Muy Buena
Pozo 8	Regular	Muy Buena

Tabla 6 – Calidad de la información

2. ANÁLISIS DE LOS POZOS

POZO 1

Prueba de presión

Al pozo 1 se le realizó una prueba de presión que inició el 3 de Noviembre del 2008 y terminó el 10 de Noviembre del mismo año, tuvo una duración de 171 horas.

El modelo que se ajustó a la prueba de presión (figura 3.1 y 3.2) es correspondiente al de una fractura vertical, de conductividad infinita actuando infinitamente y de compresibilidad constante. Los parámetros a los cuales se ajustó el modelo fueron:

Permeabilidad, $k = 0.75$ [md]

Capacidad de flujo, $kh = 29.52$ [md'ft]

Daño de la fractura, $Sf = 0.05$

Ala de la fractura, $Xf = 125$ [ft]

Presión inicial, $Pi = 2566$ [psi]

Radio de investigación, $RI = 261.1$ [ft]

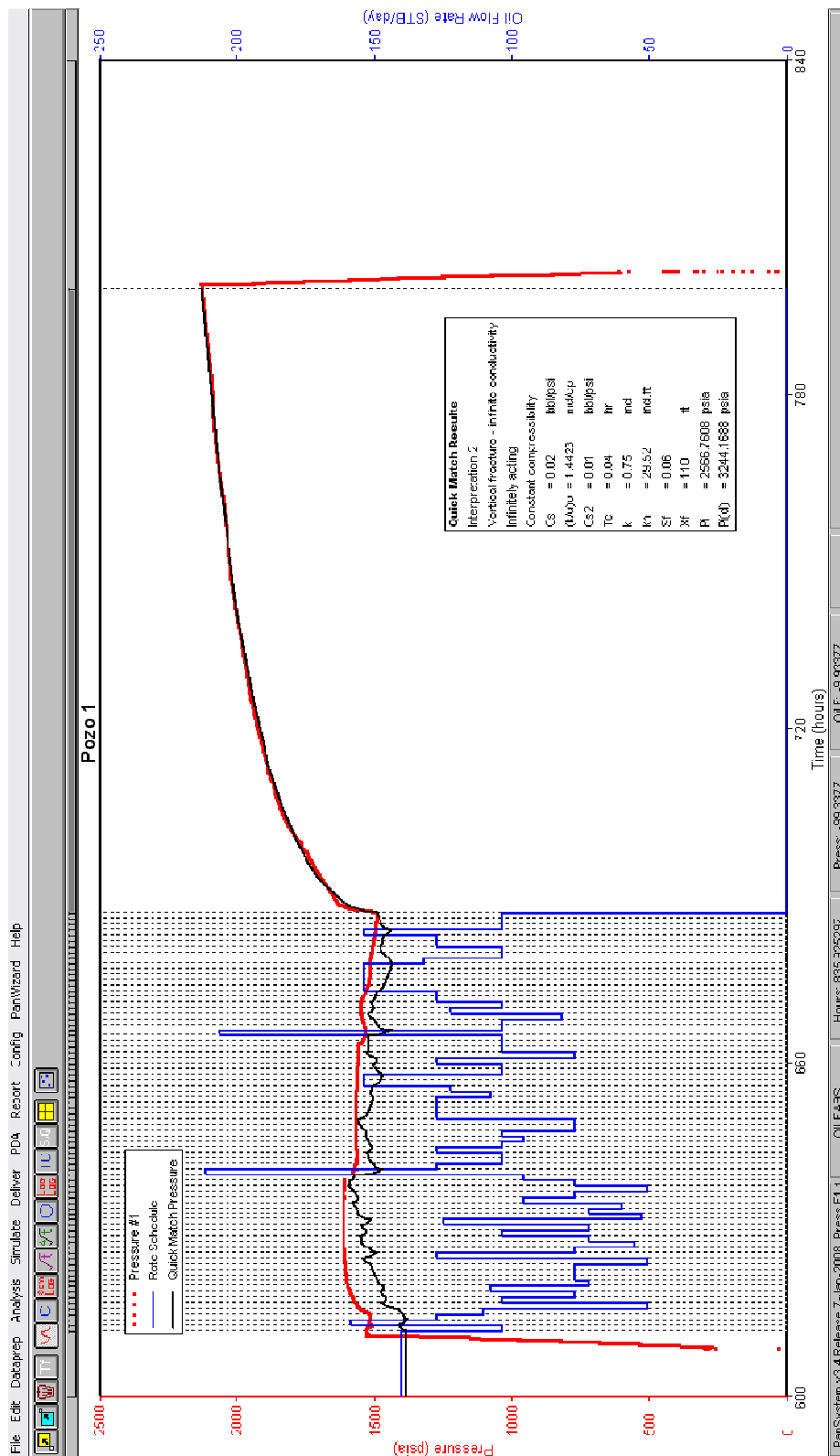


Figura 3.1 – Ajuste de la prueba de presión para el Pozo 1

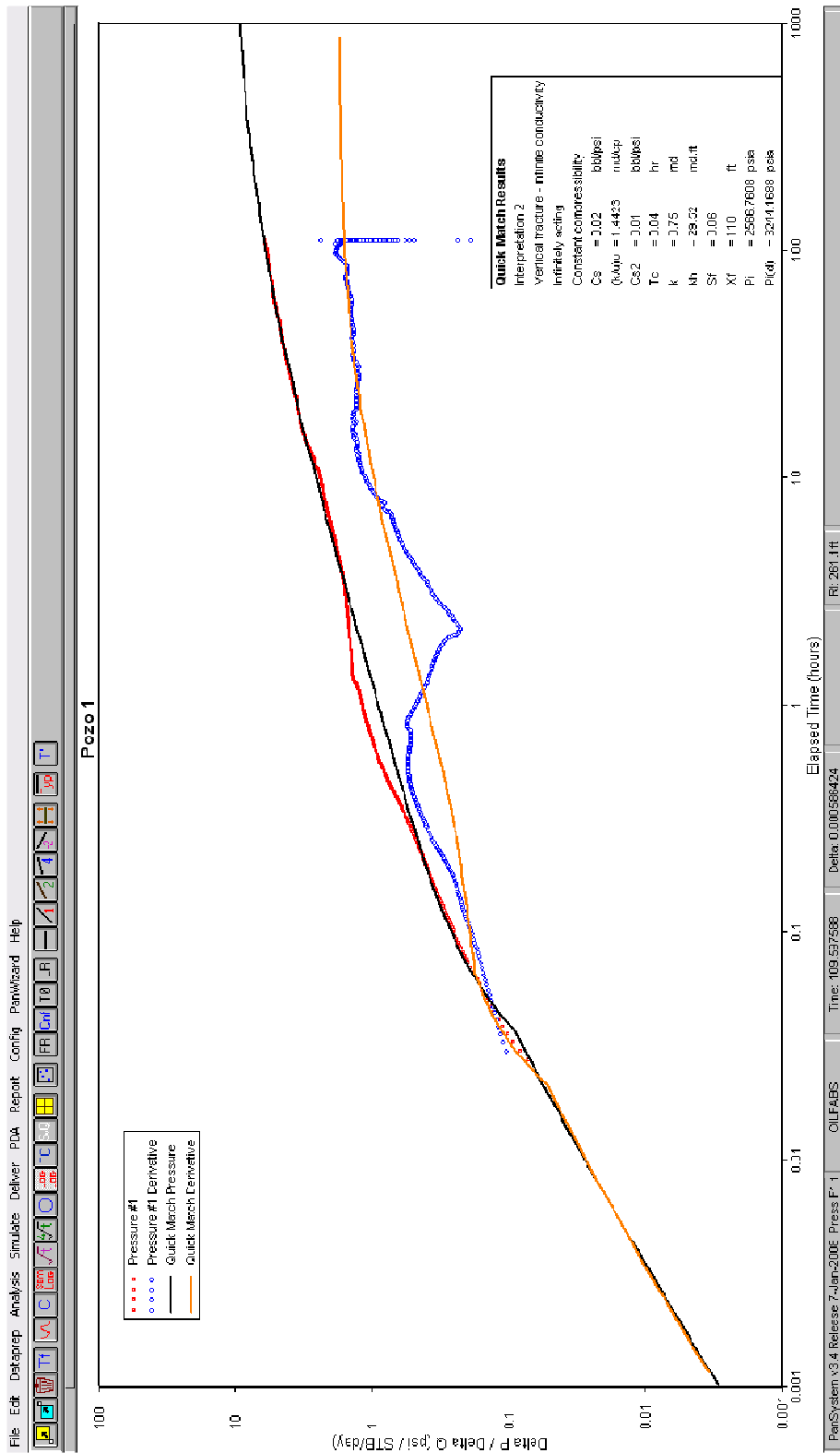


Figura 3.2 (Continuación) – Ajuste de la prueba de presión para el Pozo 1

Análisis de los datos de producción para el Pozo 1

Se analizaron los datos de producción para el Pozo 1, disponibles desde 01/01/08 hasta el 01/11/10, lo que representa un periodo de 762 días.

Al graficar el logaritmo base diez del recíproco de los datos de producción (en BPD^{-1}) en contra del logaritmo base diez del tiempo (en días), se observa que los datos de producción sugieren una geometría de flujo bilineal, puesto que se obtiene una tendencia lineal de pendiente $\frac{1}{4}$. (Figura 3.3)

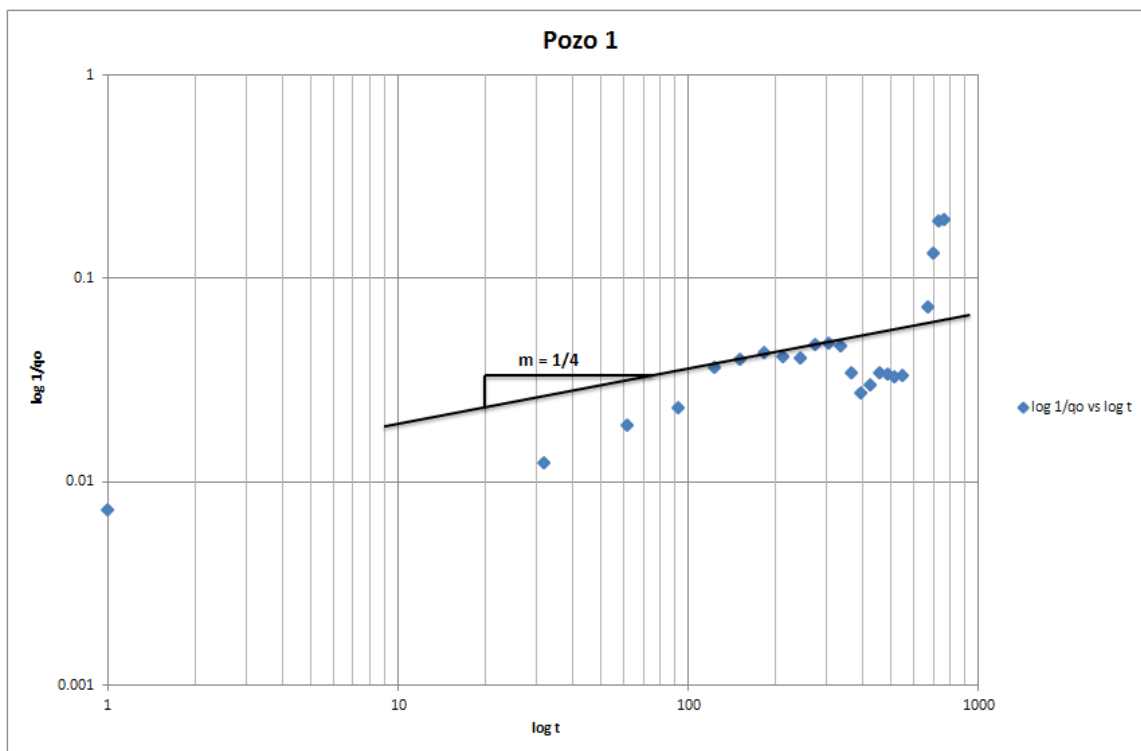


Figura 3.3 – Análisis de los datos de producción para el Pozo 1

POZO 2

Prueba de presión

Al pozo 2 se le realizó una prueba de presión que inició el 25 de Octubre del 2008 y terminó el 31 de Octubre del mismo año, tuvo una duración de 134 horas.

El modelo que se ajustó a la prueba de presión (figura 3.4 y 3.5) es correspondiente al de una fractura vertical, de conductividad finita actuando infinitamente y de compresibilidad constante. Los parámetros a los cuales se ajustó el modelo fueron:

Permeabilidad, $k = 1.535$ [md]

Capacidad de flujo, $kh = 25.174$ [md'ft]

Daño de la fractura, $S_f = 0.53$

Ala de la fractura, $X_f = 210$ [ft]

Conductividad adimensional de la fractura, $F_{cd} = 100$

Presión inicial, $P_i = 2184.9126$ [psi]

Radio de investigación, $R_I = 421.5$ [ft]

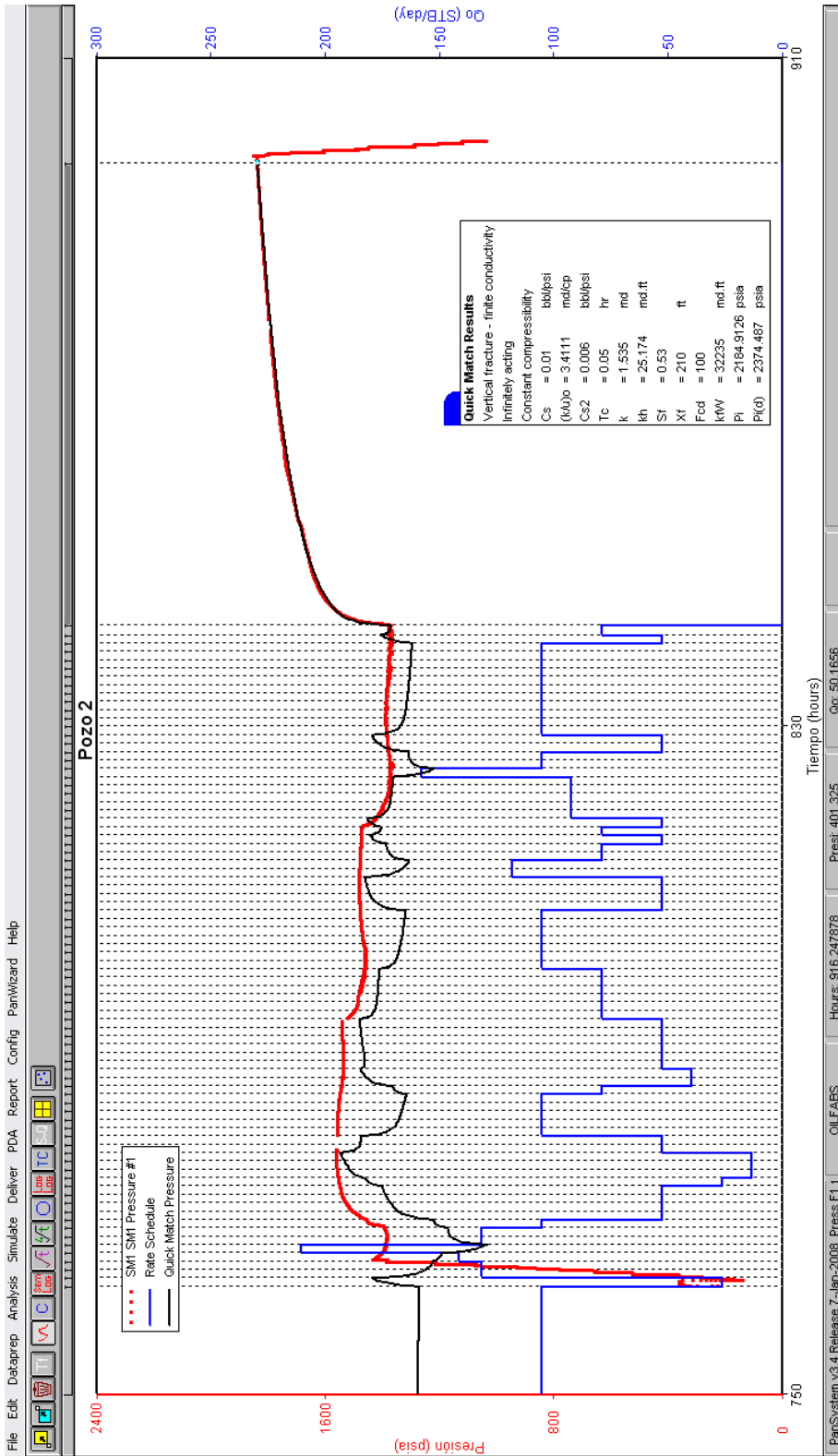


Figura 3.4 – Ajuste de la prueba de presión para el Pozo 2

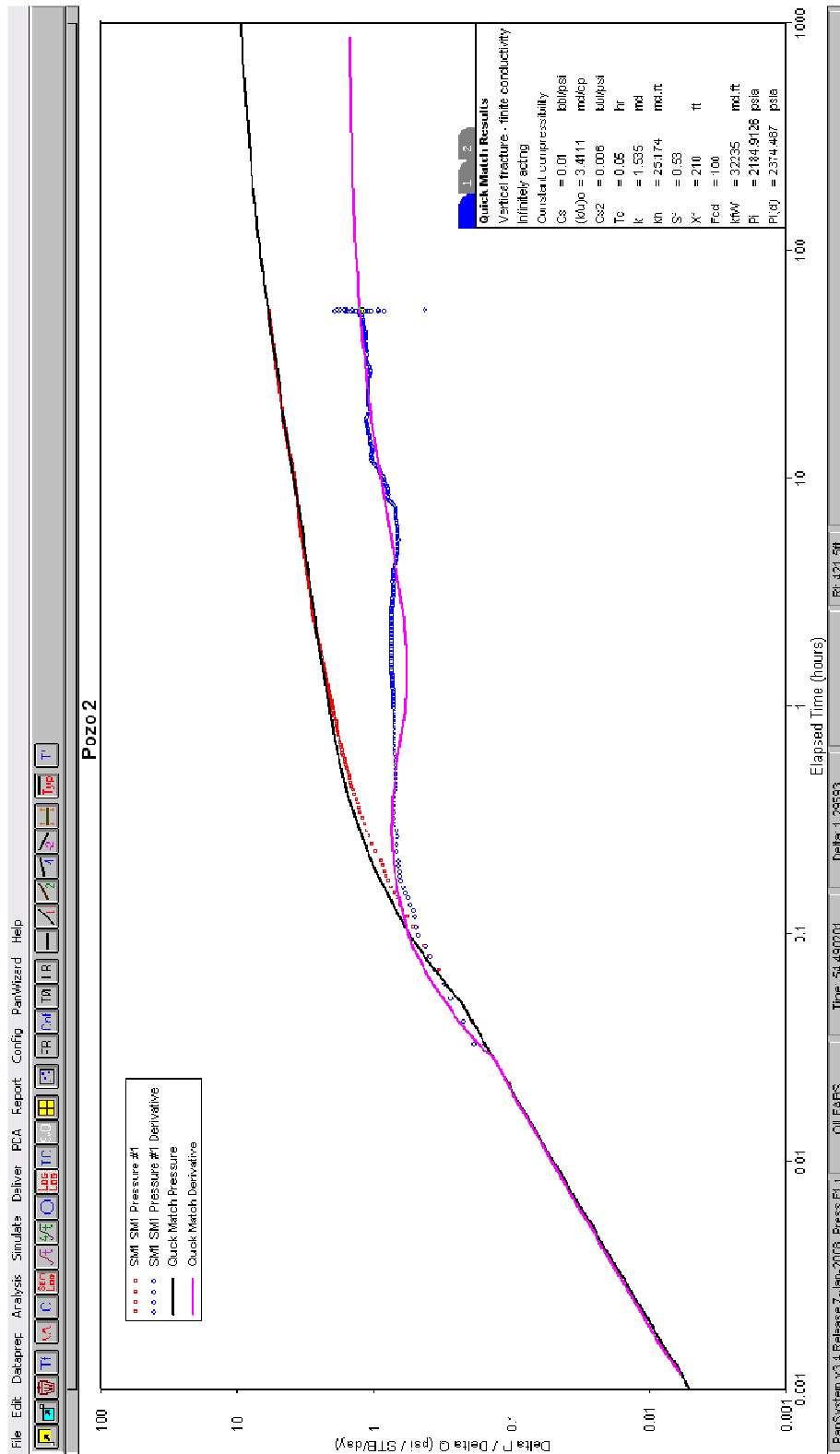


Figura 3.5 (Continuación) – Ajuste de la prueba de presión para el Pozo 2

Análisis de los datos de producción para el Pozo 2

Se analizaron los datos de producción para el Pozo 2, disponibles desde 01/09/08 hasta el 01/08/10, lo que representa un periodo de 700 días.

Al graficar el logaritmo base diez del recíproco de los datos de producción (en BPD^{-1}) en contra del logaritmo base diez del tiempo (en días), se observa que los datos de producción sugieren una geometría de flujo lineal, puesto que se obtiene una tendencia lineal de pendiente $\frac{1}{2}$. (Figura 3.6)

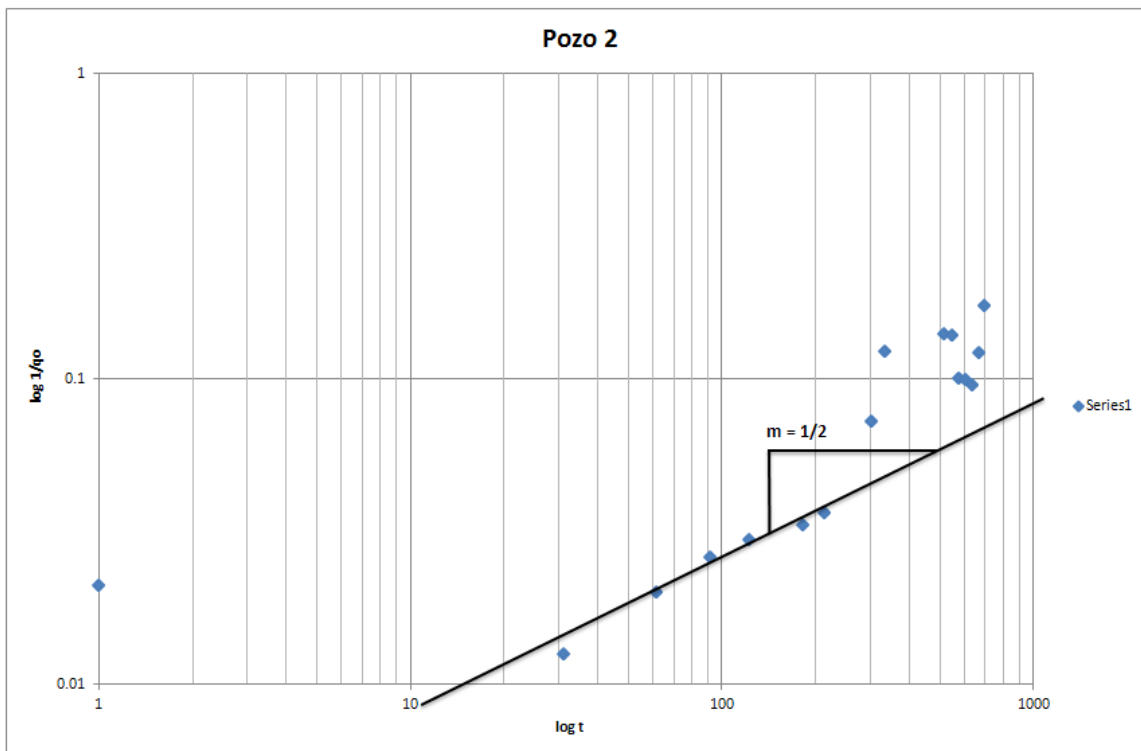


Figura 3.6 – Análisis de los datos de producción para el Pozo 2

POZO 3

Prueba de presión

Al pozo 3 se le realizó una prueba de presión que inició el 18 de Noviembre del 2008 y terminó el 26 de Noviembre del mismo año, tuvo una duración de 189 horas.

El modelo que se ajustó a la prueba de presión (figura 3.7 y 3.8) es correspondiente al de una fractura vertical, de conductividad infinita actuando infinitamente y de compresibilidad constante. Los parámetros a los cuales se ajustó el modelo fueron:

Permeabilidad, $k = 1.14$ [md]

Capacidad de flujo, $kh = 48.6096$ [md*ft]

Daño de la fractura, $S_f = 0.35$

Ala de la fractura, $X_f = 160$ [ft]

Presión inicial, $P_i = 2458.4025$ [psi]

Radio de investigación, $R_I = 585.5$ [ft]

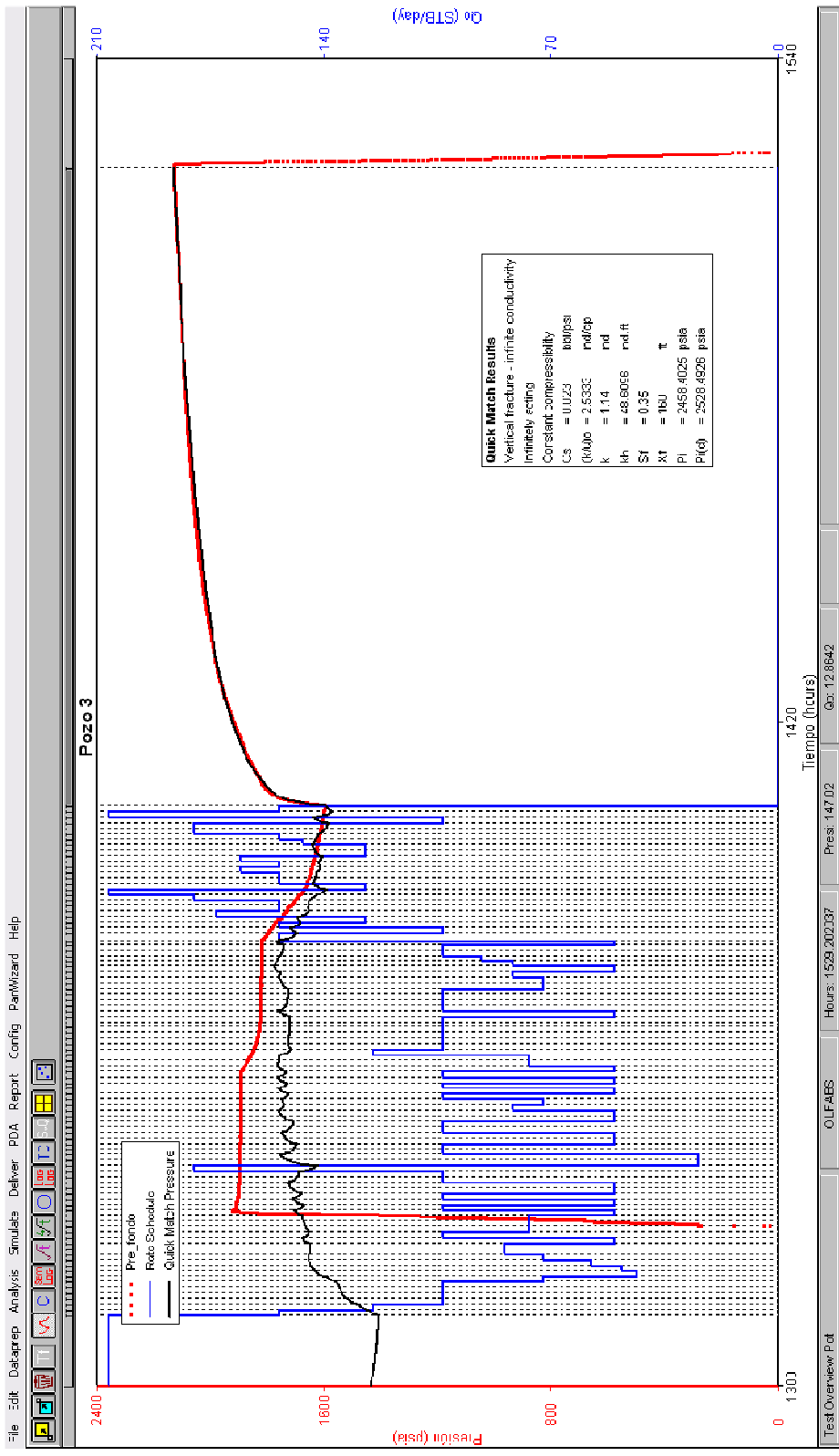


Figura 3.7 – Ajuste de la prueba de presión para el Pozo 3

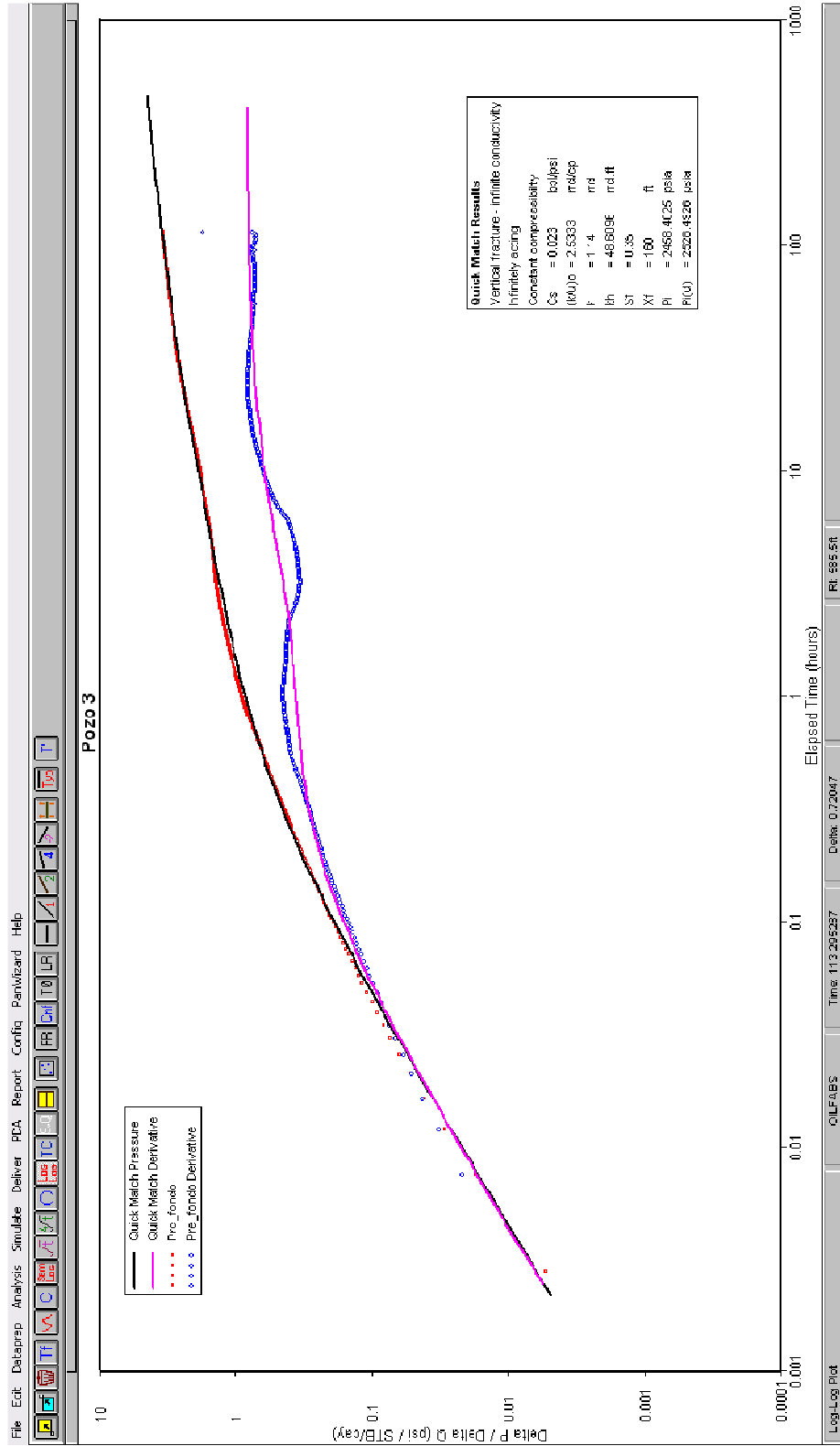


Figura 3.8 (Continuación) – Ajuste de la prueba de presión para el Pozo 3

Análisis de los datos de producción para el Pozo 3

Se analizaron los datos de producción para el Pozo 3, disponibles desde 01/09/08 hasta el 01/01/2011, lo que representa un periodo de 853 días.

Al graficar el logaritmo base diez del recíproco de los datos de producción (en BPD^{-1}) en contra del logaritmo base diez del tiempo (en días), se observa que los datos de producción sugieren una geometría de flujo bilineal, puesto que se obtiene una tendencia lineal de pendiente $\frac{1}{4}$ (Figura 3.9), sin embargo, dado que los datos se encuentran un tanto dispersos, es imposible asegurar la presencia de flujo bilineal. Este alejamiento de la tendencia lineal de los datos probablemente es resultado de las presiones de fondo fluyendo variables a las cuales el pozo produjo y de los cierres que ha sufrido a lo largo de su tiempo de producción.

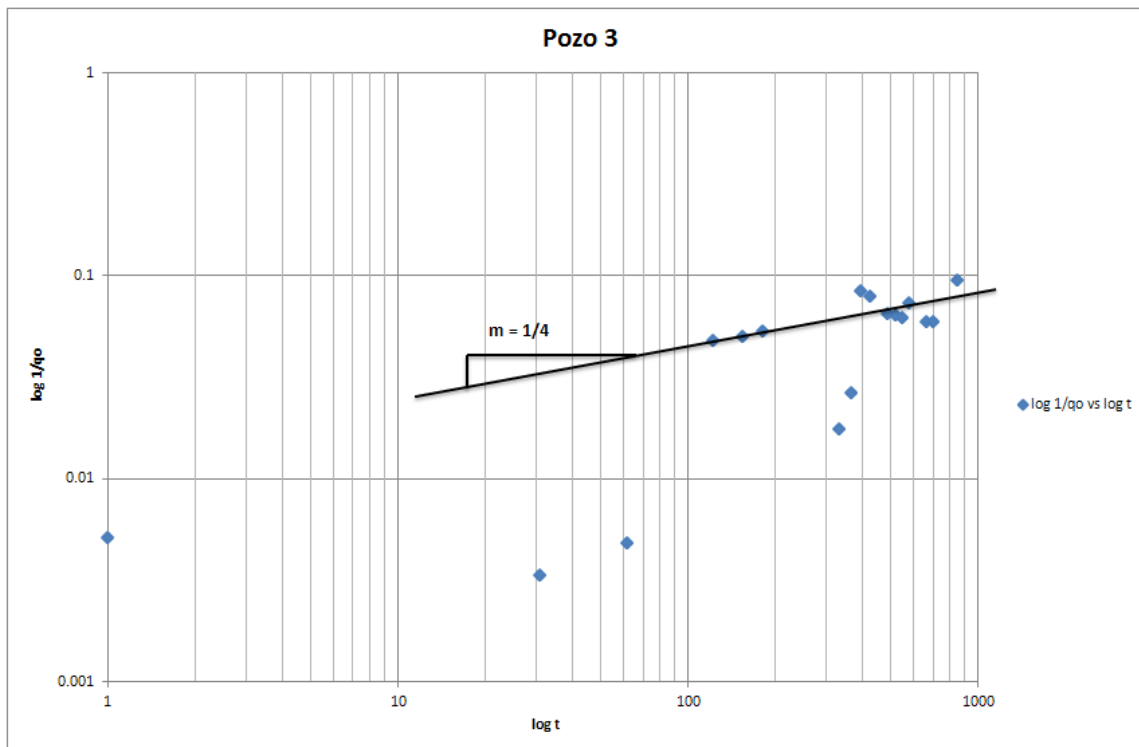


Figura 3.9 – Análisis de los datos de producción para el Pozo 3

POZO 4

Prueba de presión

Al pozo 4 se le realizó una prueba de presión que inició el 31 de Agosto del 2009 y terminó el 7 de Septiembre del mismo año, tuvo una duración de 163 horas.

El modelo que se ajustó a la prueba de presión (figura 3.10, 3.11 y 3.12) es correspondiente al de una fractura vertical, de conductividad infinita actuando en un sistema de fallas intersectantes a 30° y de compresibilidad constante. Los parámetros a los cuales se ajustó el modelo fueron:

Permeabilidad efectiva al aceite, $K_{effo} = 0.1045$ [md]

Permeabilidad efectiva al gas, $K_{effg} = 0.0025$ [md]

Permeabilidad efectiva al agua, $K_{effw} = 0$ [md]

Capacidad de flujo, $kh = 5.225$ [md·ft]

Daño de la fractura, $S_f = 0$

Ala de la fractura, $X_f = 300$ [ft]

Distancia a la frontera 1, sin flujo, $L1\ NF = 400$ ft

Distancia a la frontera 2, sin flujo, $L2\ NF = 400$ ft

Presión inicial, $P_i = 3000.0992$ [psi]

Radio de investigación, $R_I = 49$ [ft]

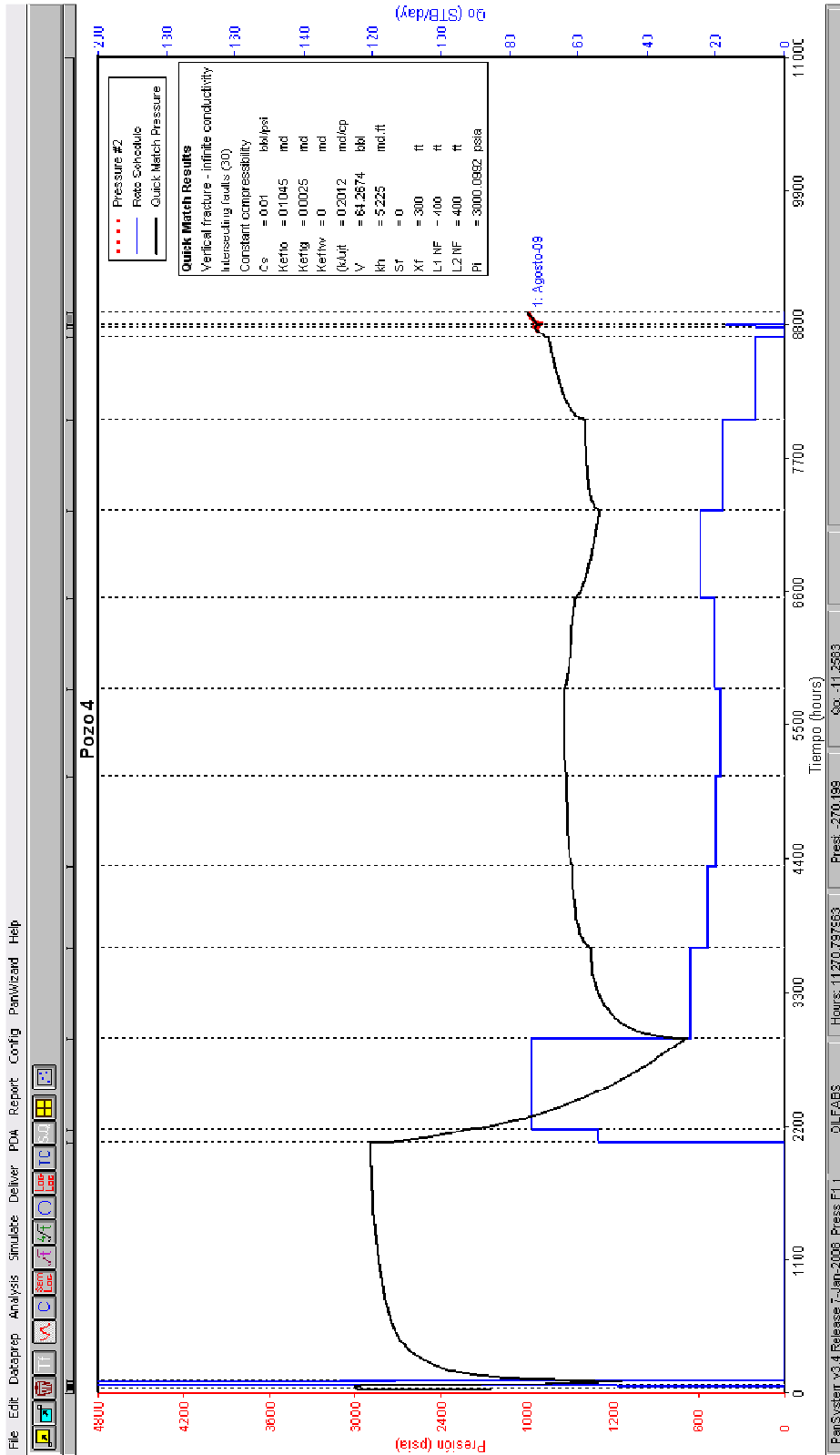


Figura 3.10 – Ajuste de la prueba de presión para el Pozo 4

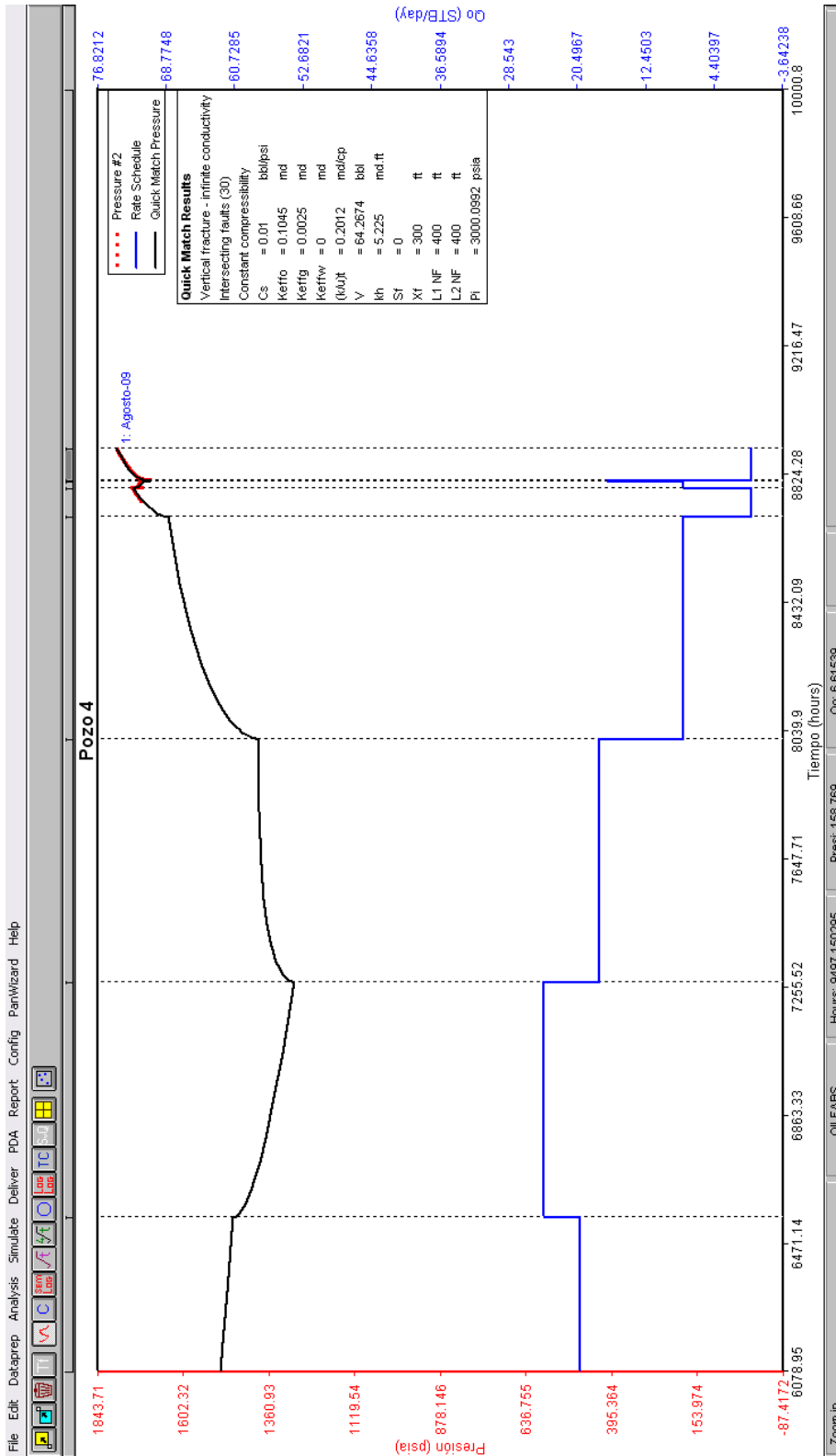


Figura 3.11 (Continuación) – Ajuste de la prueba de presión para el Pozo 4

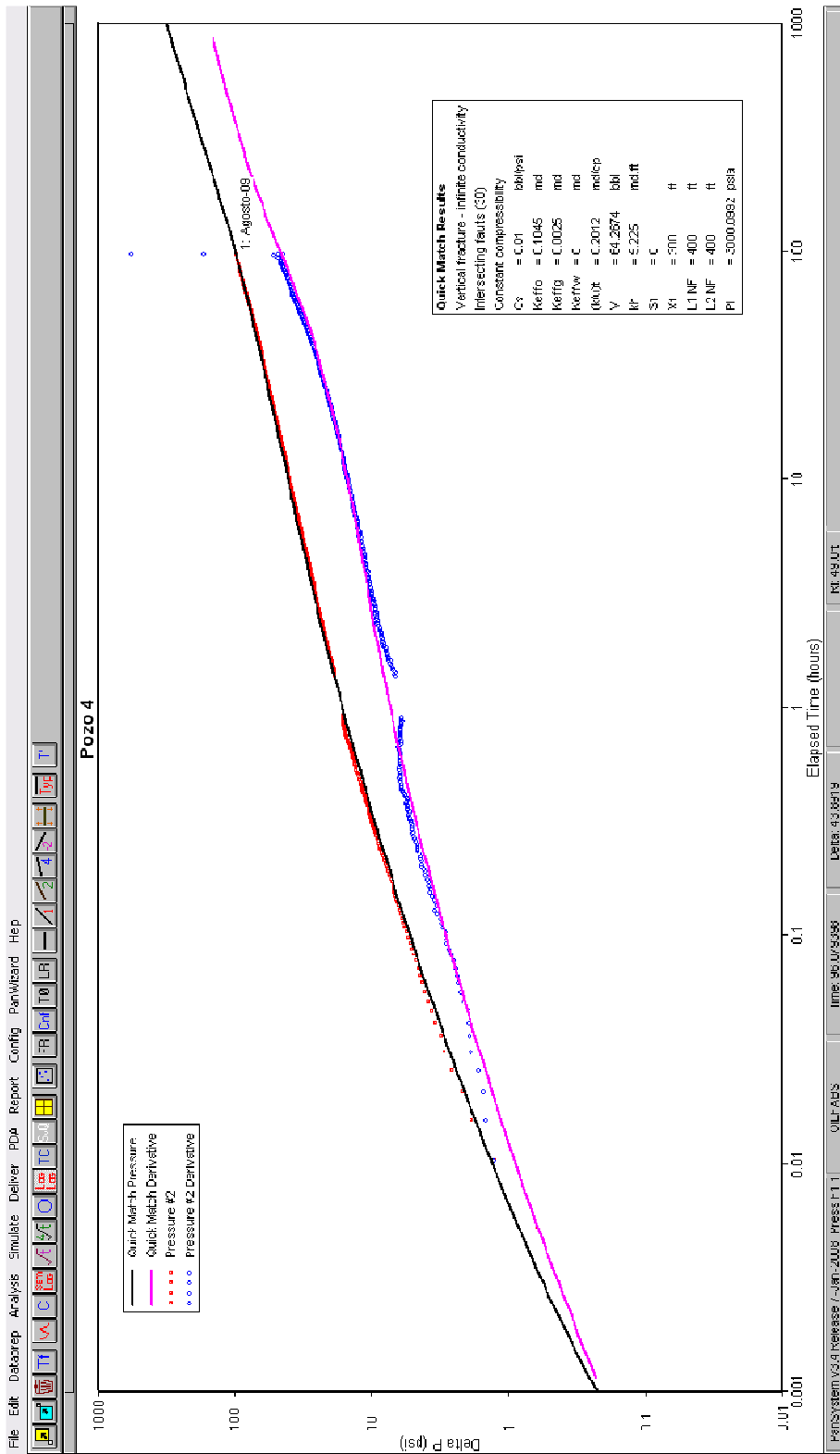


Figura 3.12 (Continuación) – Ajuste de la prueba de presión para el Pozo 4

Análisis de los datos de producción para el Pozo 4

Se analizaron los datos de producción para el Pozo 4, disponibles desde 01/11/08 hasta el 01/11/2010, lo que representa un periodo de 731 días.

Al graficar el logaritmo base diez del recíproco de los datos de producción (en BPD^{-1}) en contra del logaritmo base diez del tiempo (en días), se observa que los datos de producción sugieren una geometría de flujo bilineal, puesto que se obtiene una tendencia lineal de pendiente $\frac{1}{4}$ (Figura 3.13).

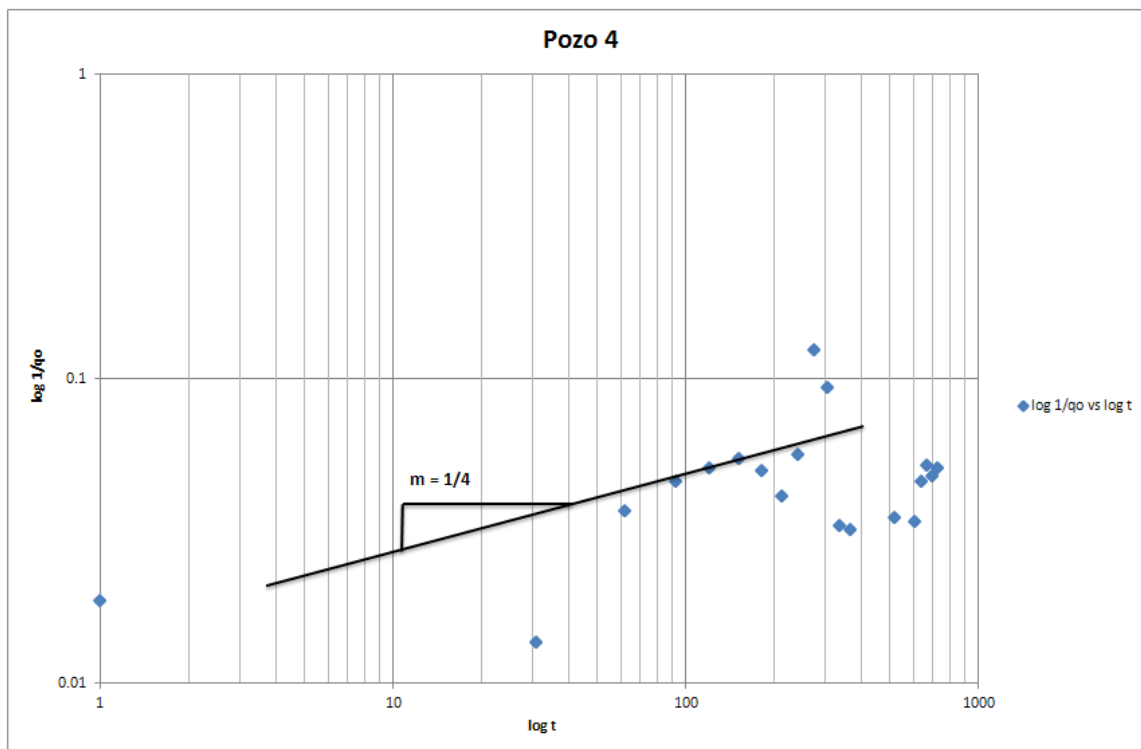


Figura 3.13 – Análisis de los datos de producción para el Pozo 4

POZO 5

Prueba de presión

Al pozo 2 se le realizó una prueba de presión que tuvo una duración de 189.5 horas.

El modelo que se ajustó a la prueba de presión (figura 3.14 y 3.15) es correspondiente al de flujo radial en un sistema cerrado, de compresibilidad constante. Los parámetros a los cuales se ajustó el modelo fueron:

Permeabilidad, $k = 15.4$ [md]

Capacidad de flujo, $kh = 757.68$ [md·ft]

Factor de daño, $S = -5.2$

Distancia a la frontera 1, sin flujo, $L1\ NF = 247$ ft

Distancia a la frontera 2, sin flujo, $L2\ NF = 128$ ft

Distancia a la frontera 3, sin flujo, $L3\ NF = 300$ ft

Distancia a la frontera 4, sin flujo, $L4\ NF = 2965$ ft

Volumen original in-situ, $OOIP = 546,857.3617$ [STB]

Presión inicial, $P_i = 2700.9008$ [psi]

Radio de investigación, $RI = 1346.5$ [ft]

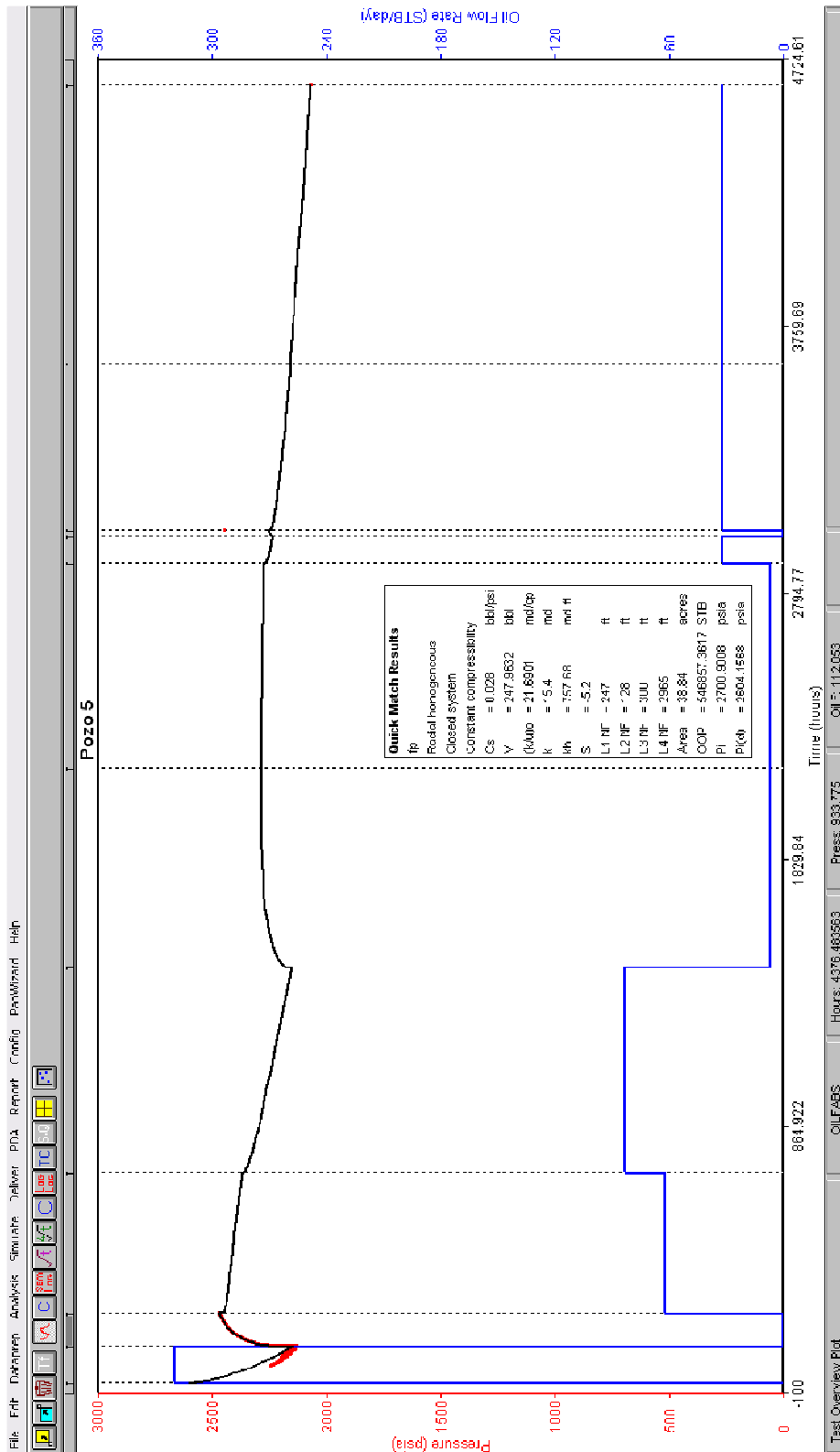


Figura 3.14 – Ajuste de la prueba de presión para el Pozo 5

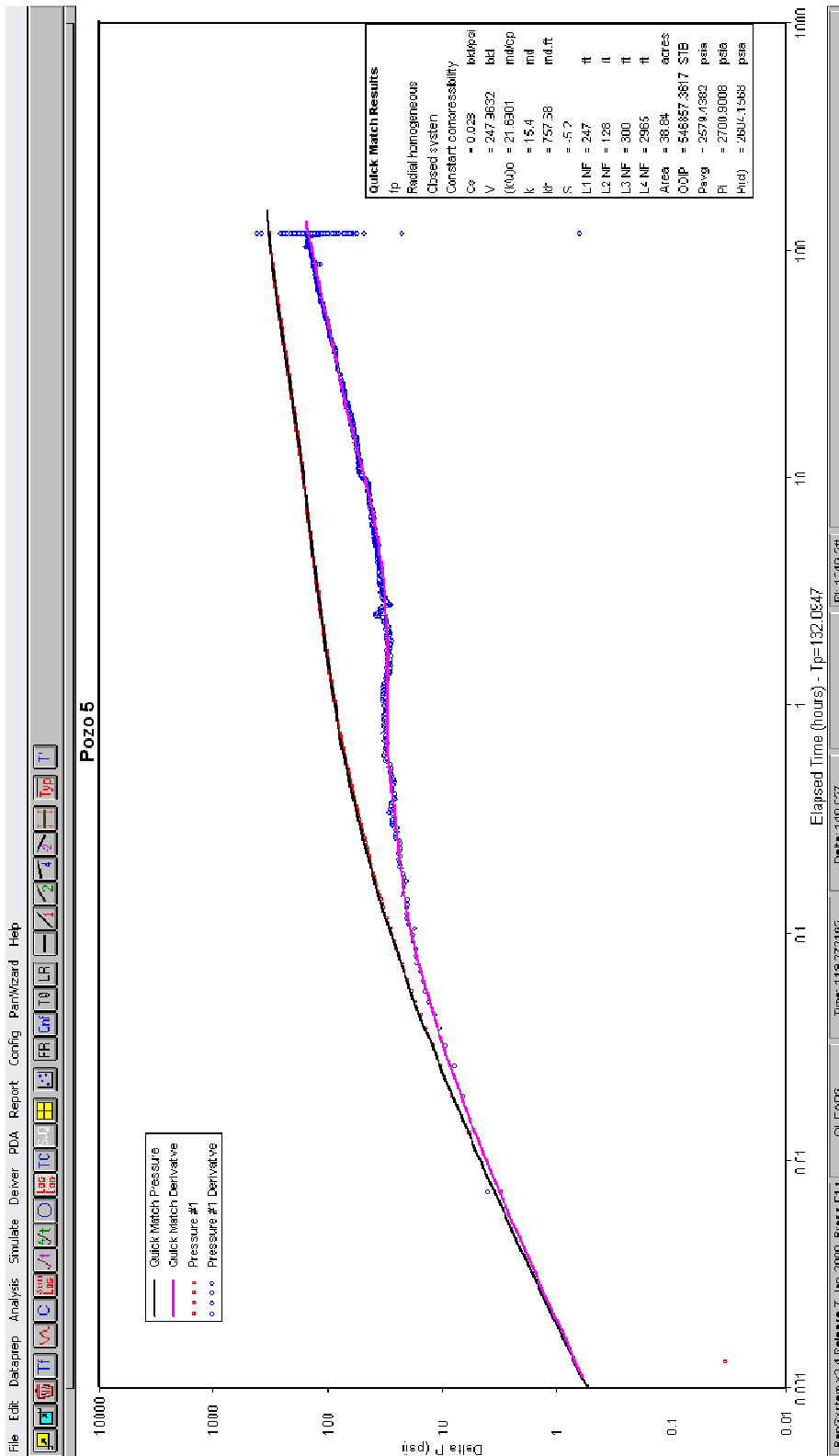


Figura 3.15 (Continuación) – Ajuste de la prueba de presión para el Pozo 5

Análisis de los datos de producción para el Pozo 5

Se analizaron los datos de producción para el Pozo 5, disponibles desde 01/03/08 hasta el 01/07/08, lo que representa un periodo de 123 días.

Al graficar el logaritmo base diez del recíproco de los datos de producción (en BPD^{-1}) en contra del logaritmo base diez del tiempo (en días), se observa que los datos de producción sugieren una geometría de flujo lineal, puesto que se obtiene una tendencia lineal de pendiente $\frac{1}{2}$ (Figura 3.16), Sin embargo, así como sugiere la presencia de flujo lineal, también podría tratarse flujo radial (Figura 3.17).

Lo anterior es consecuencia de la poca información, que termina por complicar el diagnóstico.

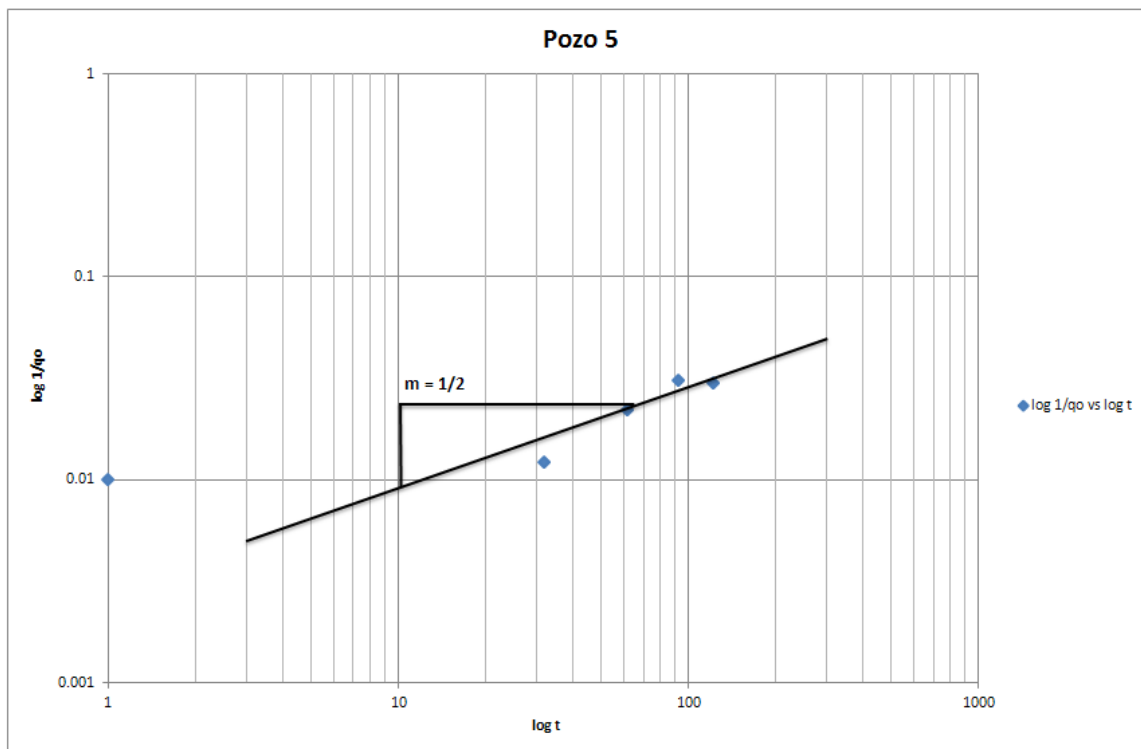


Figura 3.16 – Análisis de los datos de producción para el Pozo 5, sugieren flujo lineal

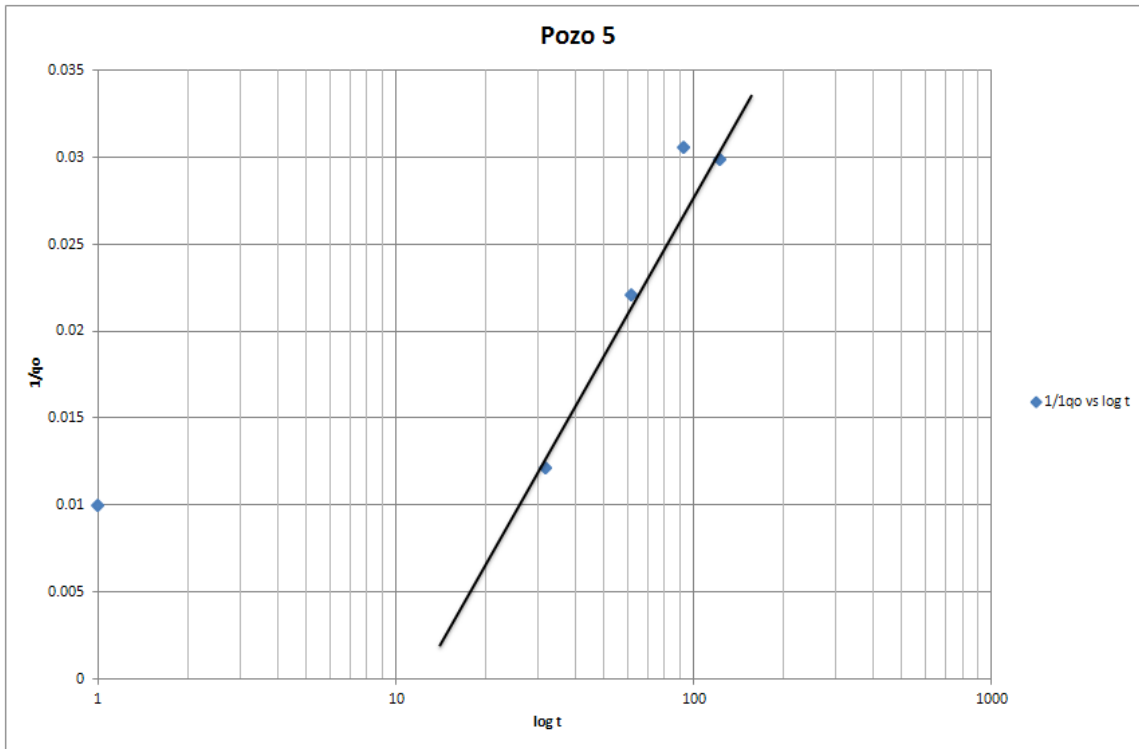


Figura 3.17 – Análisis alternativo de los datos de producción para el Pozo 5, sugiere flujo radial

POZO 6

Análisis de los datos de producción para el Pozo 6

Se analizaron los datos de producción para el Pozo 6, disponibles desde 01/12/08 hasta el 01/01/11, lo que representa un periodo de 726 días.

Al graficar el logaritmo base diez del recíproco de los datos de producción (en BPD^{-1}) en contra del logaritmo base diez del tiempo (en días), se observa que los datos de producción sugieren una geometría de flujo trilineal, puesto que se obtiene una tendencia lineal de pendiente $1/8$ (Figura 3.18)

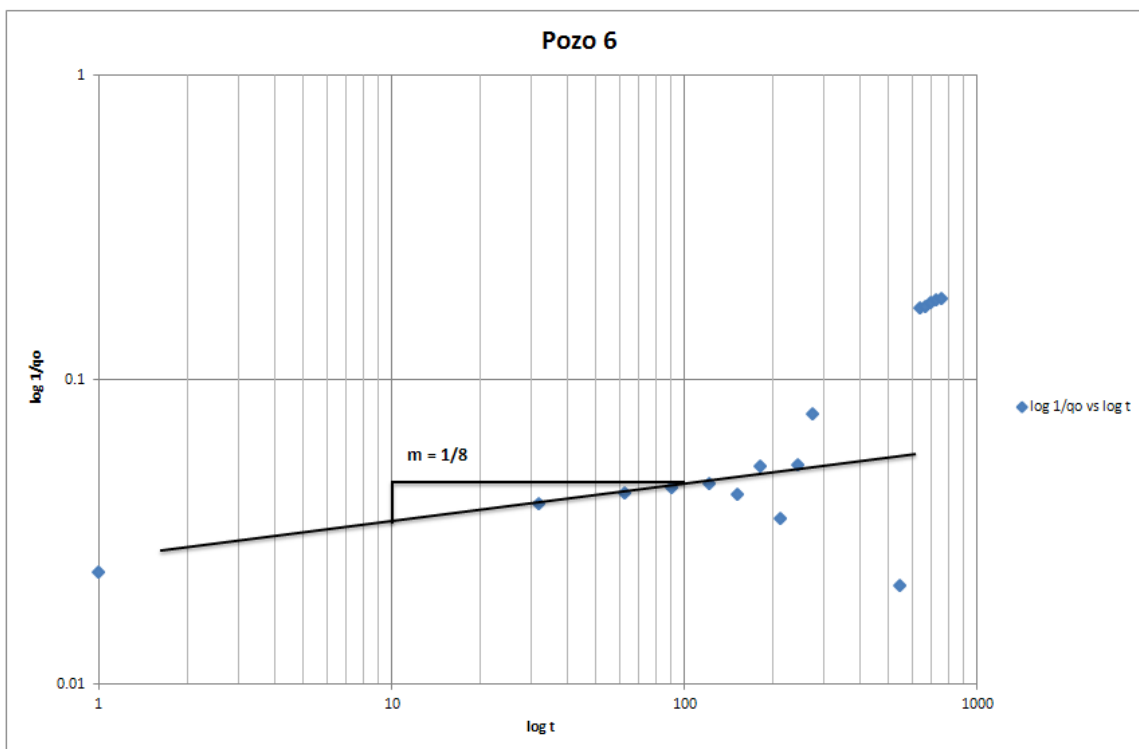


Figura 3.18 – Análisis de los datos de producción para el Pozo 6

El modelo de flujo trilineal, propuesto en 1988 por Cinco-Ley y Meng, fue desarrollado para el análisis de datos de presión en pozos hidráulicamente fracturados y perforados en medios de doble porosidad.

Básicamente, sugiere la superposición de tres flujos lineales. Este tipo de periodo de flujo toma lugar en la zona de flujo bilineal cuando la mayoría de la producción es resultado de la expansión de los fluidos en la matriz bajo condiciones de flujo lineal. En otras palabras, el flujo lineal de la matriz se superpone al flujo bilineal de la fractura.

Para el caso de estudio, es posible que se presente flujo trilineal debido a la alta heterogeneidad del medio, la cual puede llegar a comportarse como un yacimiento naturalmente fracturado, donde se tiene un medio de muy baja permeabilidad que representa a la matriz, un medio de mayor permeabilidad como lo son las fracturas, y posteriormente un medio de mucha mayor permeabilidad que representará a la fractura hidráulicamente generada.

POZO 7

Prueba de presión

Al pozo 7 se le realizó una prueba de presión previa al fracturamiento hidráulico, que inició el 15 de Febrero del 2010 y terminó el 22 de Febrero del mismo año, tuvo una duración de 167 horas.

El modelo que se ajustó a la prueba de presión (figura 3.19 y 3.20) es correspondiente al de flujo radial homogéneo, actuando infinitamente y de compresibilidad constante. Los parámetros a los cuales se ajustó el modelo fueron:

Permeabilidad, $k = 2.01$ [md]

Capacidad de flujo, $kh = 79.1337$ [md*ft]

Factor de daño, $S = 25.8$

Presión inicial, $P_i = 4779.1025$ [psi]

Radio de investigación, $R_I = 362$ [ft]

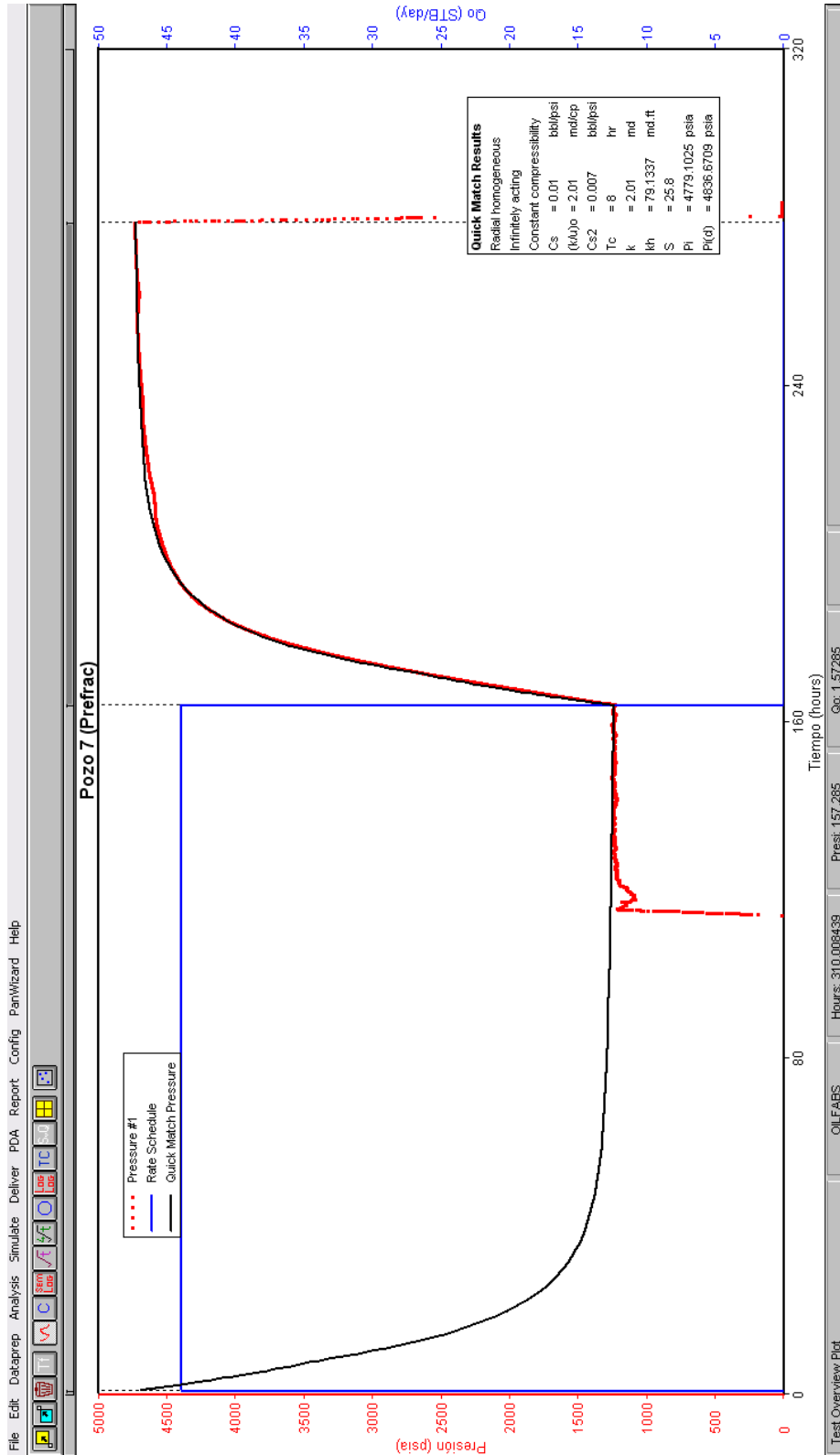


Figura 3.19 – Ajuste de la prueba de presión para el Pozo 7

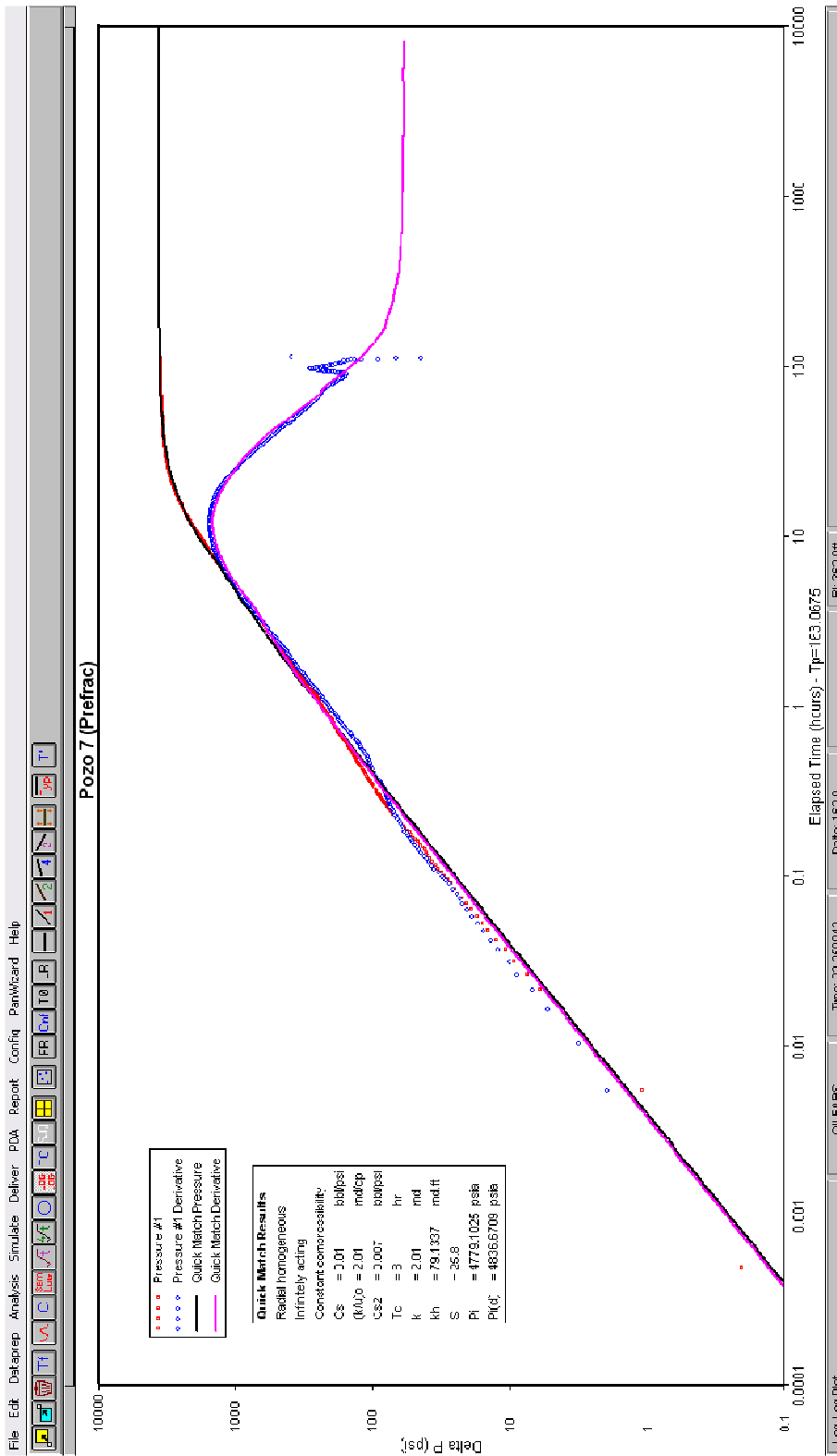


Figura 3.20 (Continuación) – Ajuste de la prueba de presión para el Pozo 7

Análisis de los datos de producción para el Pozo 7

Se analizaron los datos de producción para el Pozo 7 posteriores al fracturamiento hidráulico, disponibles desde 01/03/10 hasta el 01/01/2011, lo que representa un periodo de 307 días.

Al graficar el logaritmo base diez del recíproco de los datos de producción (en BPD^{-1}) en contra del logaritmo base diez del tiempo (en días), se observa que los datos de producción sugieren una geometría de flujo trilineal, puesto que se obtiene una tendencia lineal de pendiente $1/8$ (Figura 3.21), sin embargo, a pesar de que se observa una tendencia que sugiere flujo trilineal, la información no se ajusta lo suficiente para poder asegurarlo.

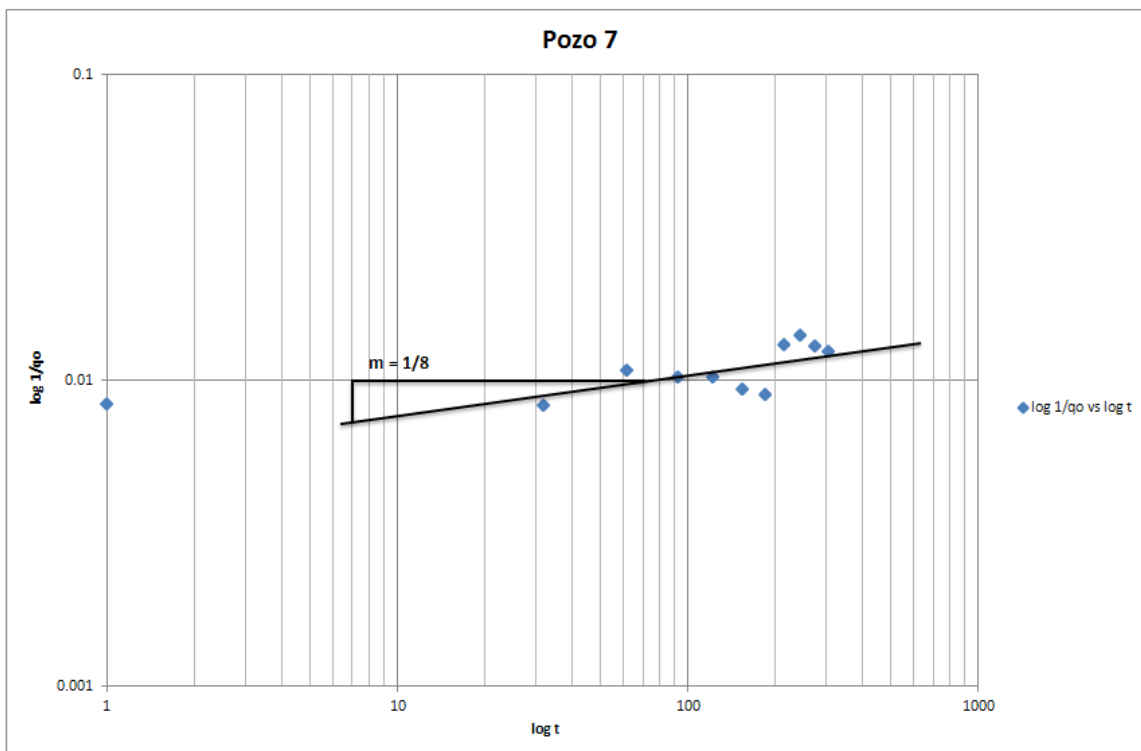


Figura 3.21 – Análisis de los datos de producción para el Pozo 7

POZO 8

Prueba de presión

Al pozo 8 se le realizó una prueba de presión que inició el 13 de Septiembre del 2010 y terminó el 15 de Septiembre del mismo año, tuvo una duración de 46 horas.

El modelo que se ajustó a la prueba de presión (figura 3.22 y 3.23) es correspondiente al de flujo radial homogéneo en un sistema cerrado y de compresibilidad constante. Los parámetros a los cuales se ajustó el modelo fueron:

Permeabilidad, $k = 157.7$ [md]

Capacidad de flujo, $kh = 5677.2$ [md·ft]

Factor de daño, $S = 0.3$

Distancia a la frontera 1, sin flujo, $L1\ NF = 55$ ft

Distancia a la frontera 2, sin flujo, $L2\ NF = 3050$ ft

Distancia a la frontera 3, sin flujo, $L3\ NF = 170$ ft

Distancia a la frontera 4, sin flujo, $L4\ NF = 2500$ ft

Volumen original in-situ, $OOIP = 739,102.9342$ [STB]

Presión promedio, $P_{avg} = 3661.0808$ [psi]

Presión inicial, $P_i = 5710.1238$ [psi]

Radio de investigación, $R_I = 818.7$ [ft]

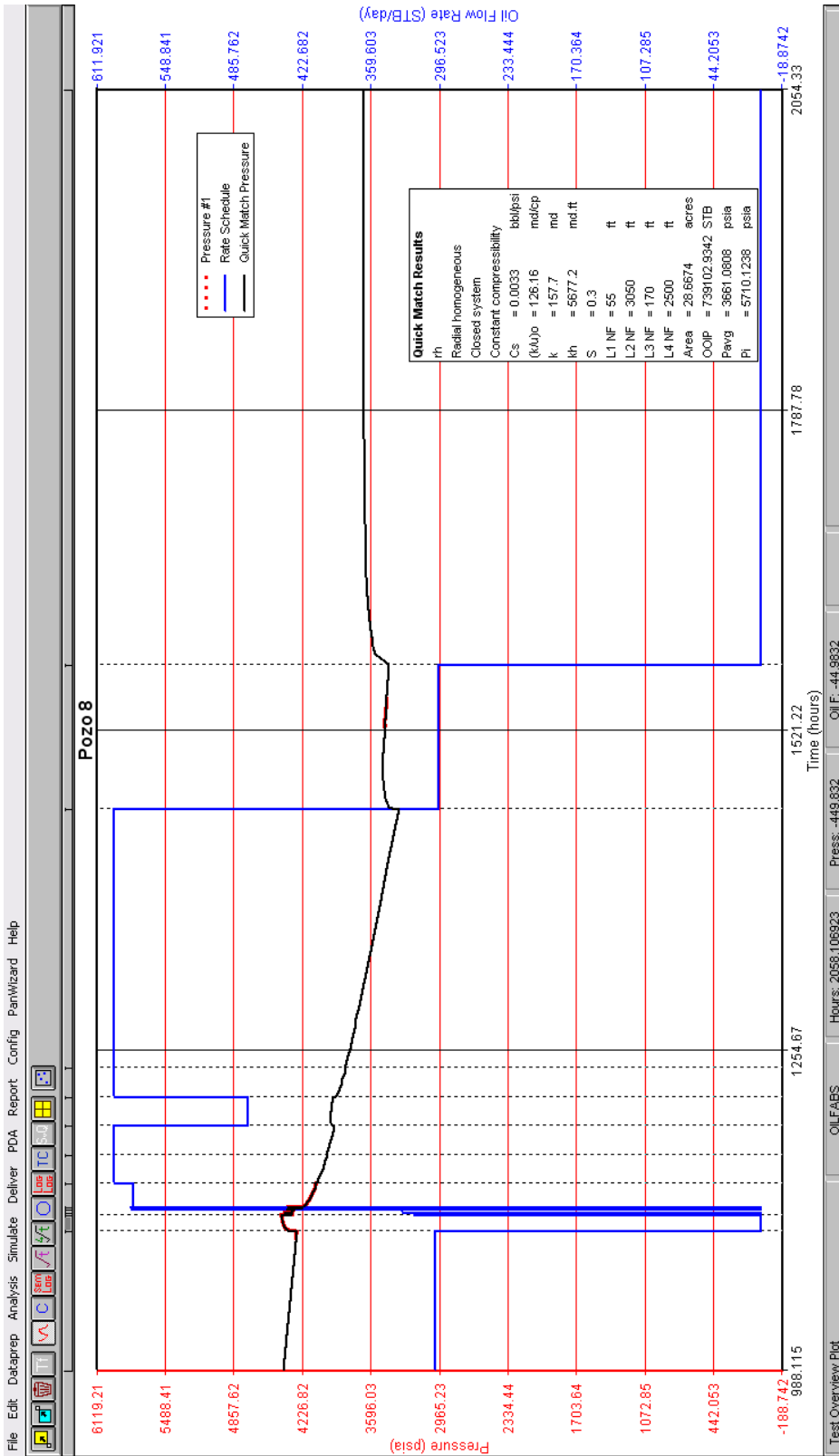


Figura 3.22 – Ajuste de la prueba de presión para el Pozo 8

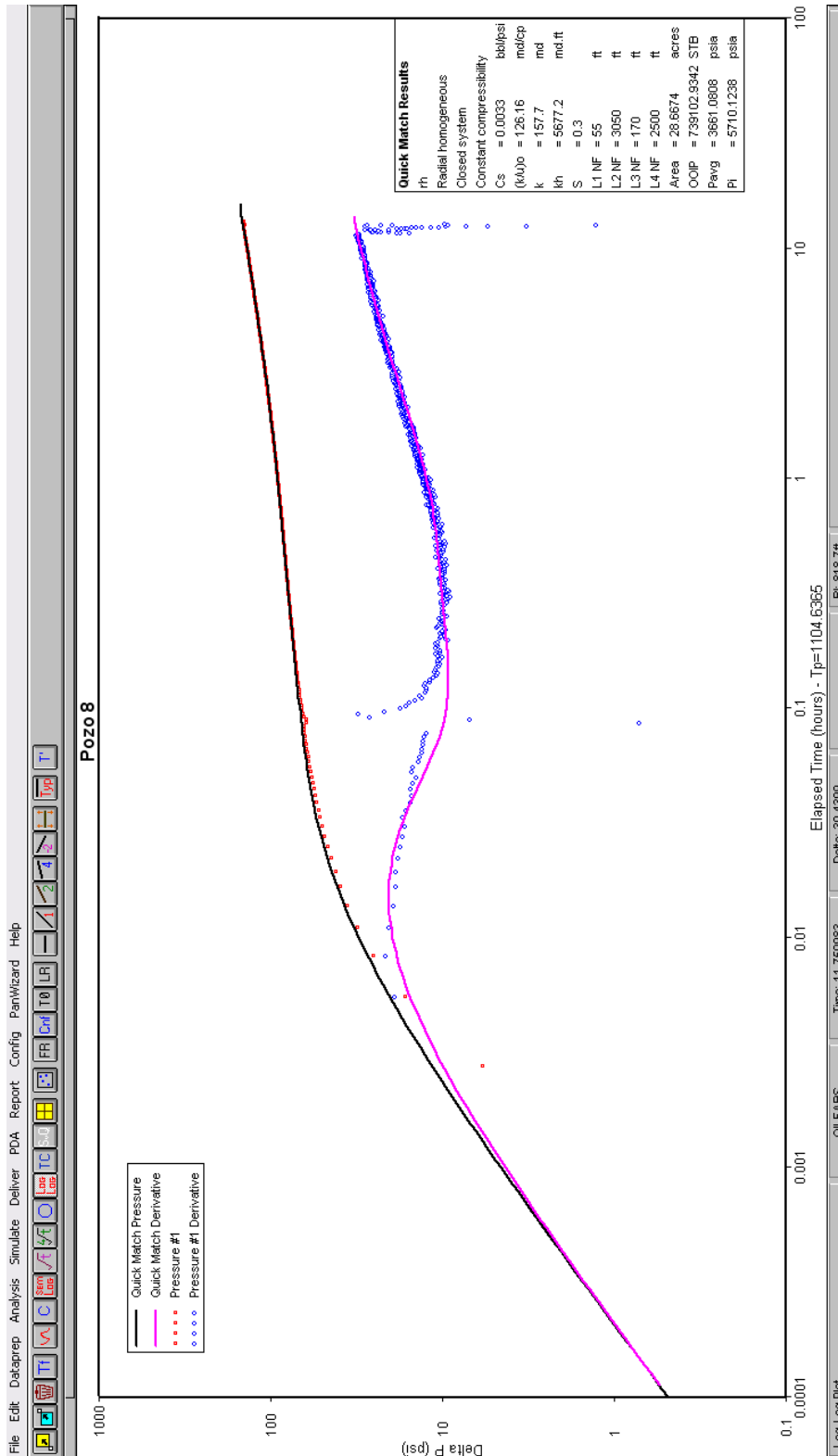


Figura 3.23 (Continuación) – Ajuste de la prueba de presión para el Pozo 8

Análisis de los datos de producción para el Pozo 8

Se analizaron los datos de producción para el Pozo 7 posteriores al fracturamiento hidráulico, disponibles desde 01/07/10 hasta el 01/01/2011, lo que representa un periodo de 185 días.

Al graficar el logaritmo base diez del recíproco de los datos de producción (en BPD^{-1}) en contra del logaritmo base diez del tiempo (en días), se observa que los datos de producción sugieren una geometría de flujo trilineal, puesto que se obtiene una tendencia lineal de pendiente $1/8$ (Figura 3.24), sin embargo, la falta de información da lugar a que el análisis de los datos de producción se tomen con reserva.

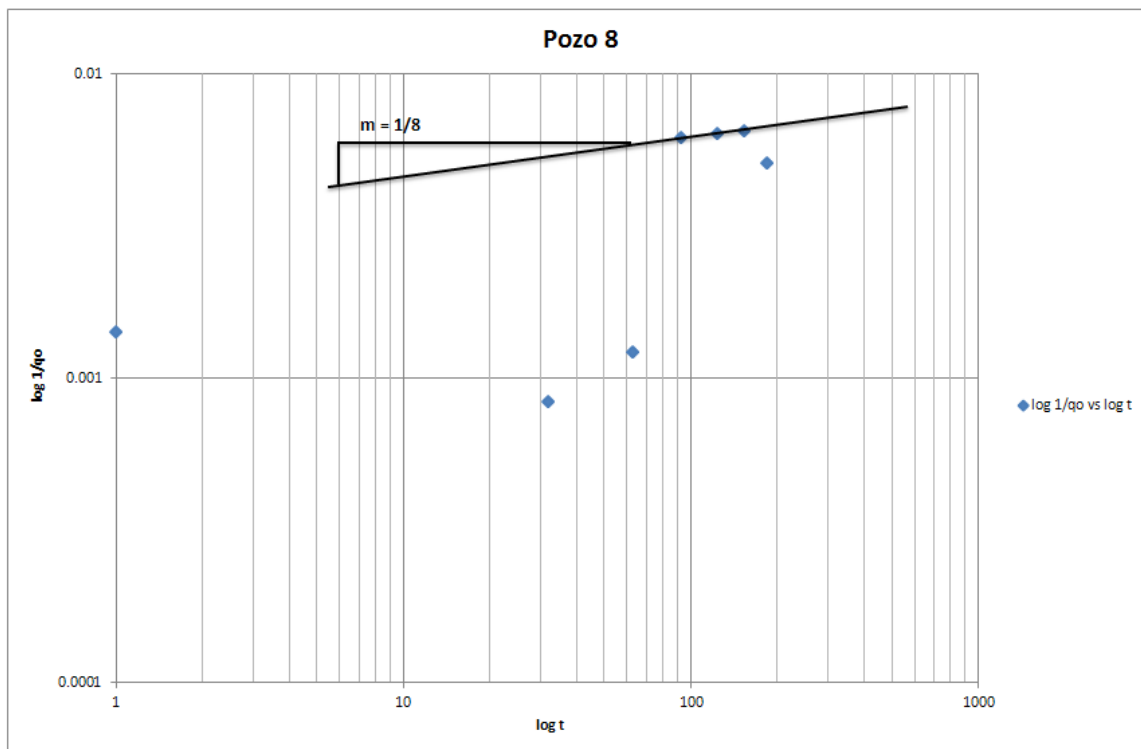


Figura 3.24 – Análisis de los datos de producción para el Pozo 8

DIAGNÓSTICO

Como se mencionó en el Capítulo 3, los principales retos que implica la explotación del Paleocanal de Chicontepec, son resultado de la alta complejidad geológica, la baja energía del yacimiento y la baja capacidad de flujo de la roca debido a la baja permeabilidad.

La alta complejidad geológica es un factor que complica el diseño de procesos de recuperación secundaria (o mejorada en su caso) y la selección de localizaciones para la perforación.

Por su lado, la baja energía del yacimiento se refleja en la necesidad de instalar sistemas artificiales de producción (SAP) o en pensar en procesos mantenimiento de presión.

Las bajas permeabilidades en el yacimiento invitan al ingeniero a sugerir terminaciones en las cuales se lleven a cabo fracturamientos hidráulicos para generar canales de alta permeabilidad por los cuales la producción pueda fluir con mayor facilidad.

Ahora bien, a partir del análisis de los datos de producción y presión, podemos visualizar aspectos específicos que reducen la productividad de los pozos del paleocanal, lo que nos llevará a un diagnóstico de los problemas a tratar.

1. PRODUCCIÓN DEL POZO EN UN CANAL

Sin bien recordamos, en el Capítulo 1 se habla de la influencia de la presencia de un área de drene irregular sobre la productividad de un pozo, a lo cual entre mayor sea la semejanza con una circunferencia menor será el factor de resistencia de drene ψ , y mayor será la producción. A su vez, la posición del pozo dentro de la geometría a drenar con respecto al centro influencia el valor del factor ψ , por lo que si el pozo se encuentra perforado cerca de alguna de las fronteras, mayor será el valor del factor ψ que cuando el pozo se encuentra en el centro.

Ahora bien, al ajustar el historial de producción reportado para diversos pozos con un pronóstico de producción generado a través de un módulo del programa *Pansystem*, se puede visualizar que estos pozos fueron perforados en canales, lo cual es congruente con el ambiente de depósito de corrientes turbidíticas y modelos de abanico.

Por ejemplo:

Partiendo del historial de producción del Pozo 1 (Figura 4.1), observamos una caída abrupta al inicio de su vida productiva, que es congruente con la producción en un canal.

Posteriormente, al simular la caída de la producción con un modelo cerrado de fronteras sin flujo, se varían los parámetros de las distancias del pozo a las cuatro fronteras (L1, L2, L3 y L4), hasta encontrar un ajuste. La geometría a la cual se encuentra un ajuste con la información de producción es representada en la Figura 4.2. Las distancias L2 y L4 son iguales a 360 pies, la distancia L1 es de 250 pies y la distancia L4 es igual a 2800 pies.

Luego, se sobreponen los valores del pronóstico de producción con aquellos del historial de producción para evaluar el acoplamiento y la representatividad del pronóstico. (Figura 4.3)

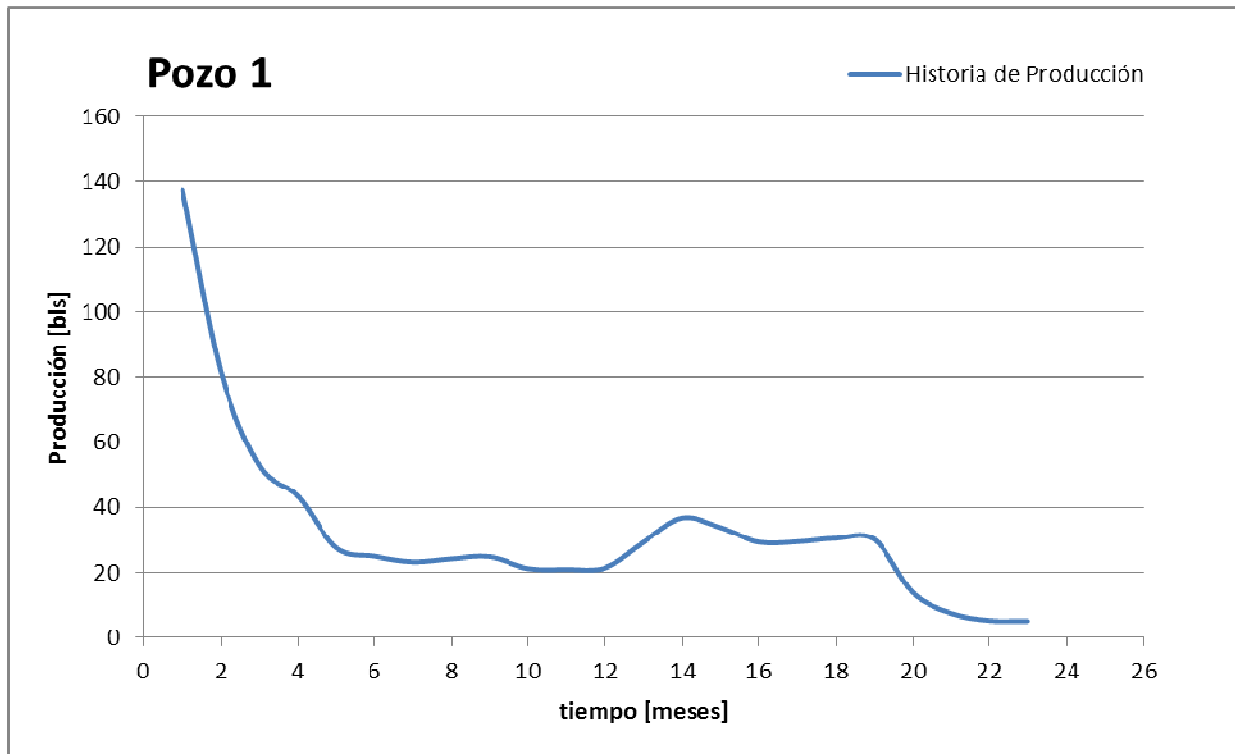


Figura 4.1 – Historial de Producción del Pozo 1

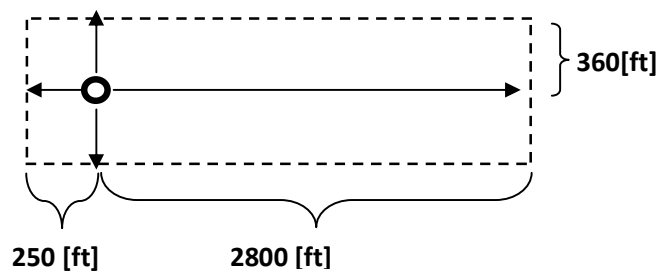


Figura 4.2 – Distancia del Pozo 1 a las fronteras

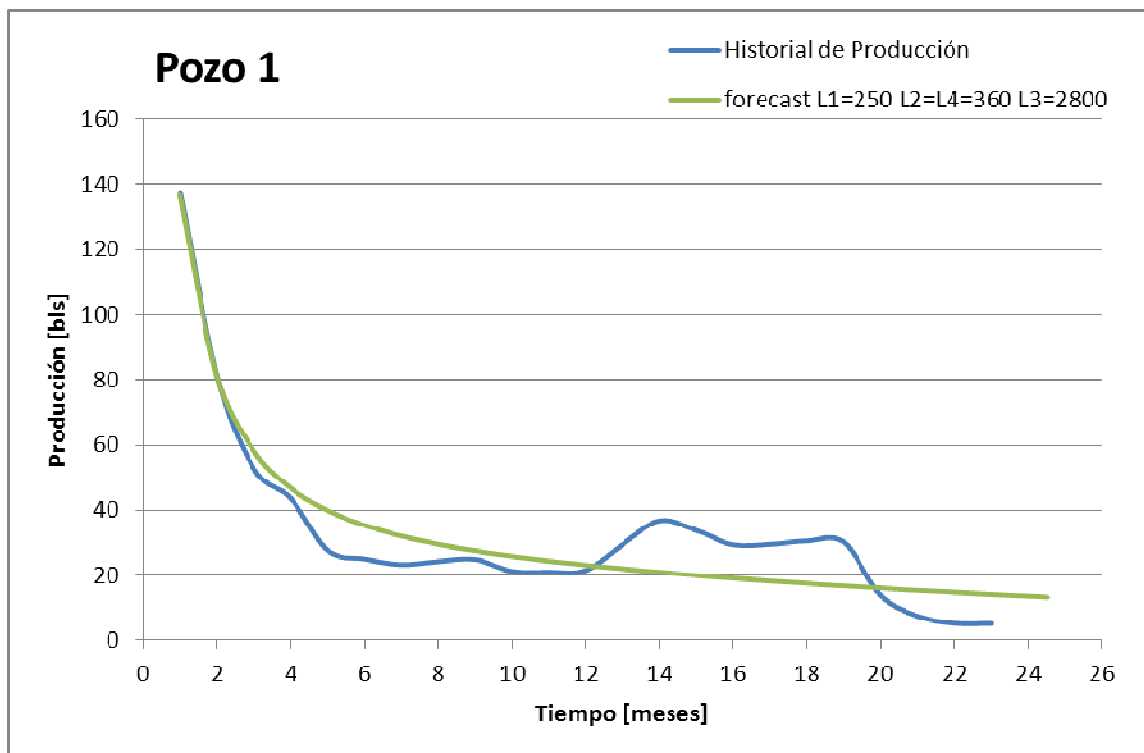


Figura 4.3 – Ajuste del pronóstico con el historial de producción

Es importante mencionar que el modelo para la predicción supone una condición de presión de fondo fluyendo constante y otras consideraciones que hacen que varíe en mayor o menor medida con respecto del historial, sin embargo, la calidad del ajuste depende en gran medida del tiempo durante el cual se haya dado la condición de producción a presión de fondo fluyendo constante durante la vida del pozo.

Para ejemplificar lo anterior, ponemos el caso del Pozo 2.

Al igual que en el Pozo 1, observamos una caída abrupta al principio de su producción, por lo cual nos indica la posibilidad de que el pozo haya caído en un canal. (Figura 4.4)

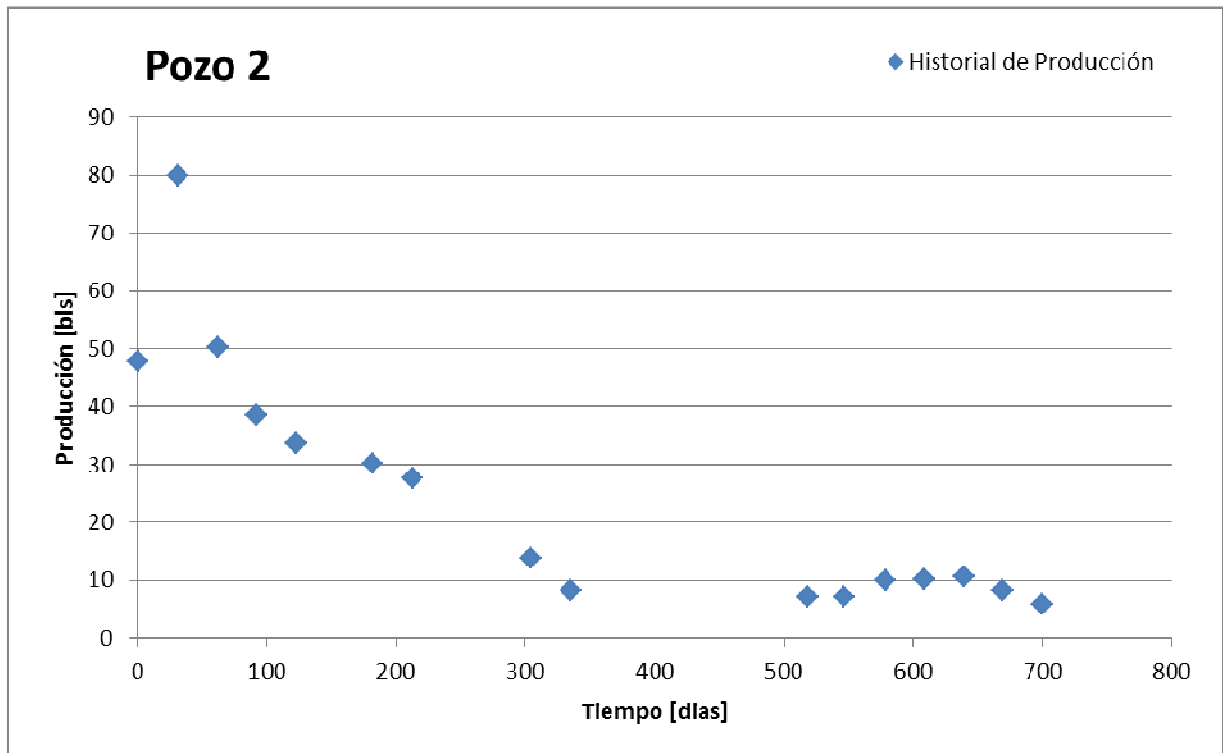


Figura 4.4 – Historial de Producción del Pozo 2 (mediciones mensuales con dos periodos de cierre importantes)

A pesar de tener un comportamiento un tanto similar con respecto al historial del Pozo 1, este presenta un ligero incremento de producción en sus primeros días de vida productiva y luego cae abruptamente, lo que complica el ajuste, además de que existen dos periodos de cierre importantes que el simulador no puede tomar en cuenta.

Posteriormente, el modelo de canal para el cual se ajustó el historial de producción fue de uno con un pozo a distancia L de las fronteras 1, 2 y 3 y distancia $9L$ de la frontera 4, donde $L=500$ pies. (Figura 4.5)

Finalmente, se observa en la Figura 4.6 que la predicción no puede representar todos los cambios en las condiciones de producción (como los

periodos de cierre del pozo), sin embargo, se mantiene representativo del comportamiento del historial de producción.

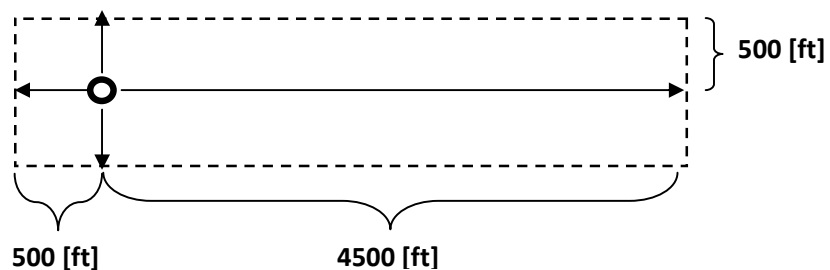


Figura 4.5 – Distancia del Pozo 2 a las fronteras.

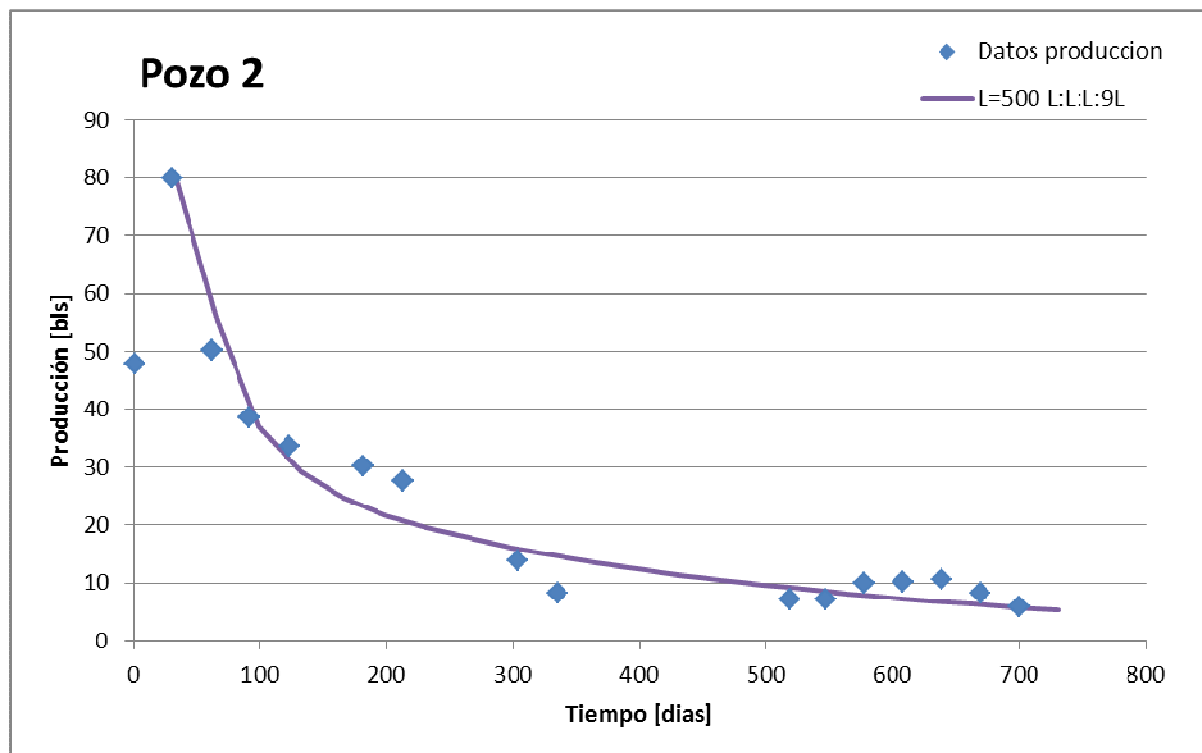


Figura 4.6 – Ajuste del pronóstico con el historial de producción

2. PRESIÓN DE BURBUJA MAYOR QUE LA PRESIÓN DE FONDO

A partir de este caso, trabajaremos sobre el ajuste para el Pozo 3, sobre el cual podemos observar diversos fenómenos que afectan la productividad del pozo.

De acuerdo al diversos análisis PVT realizados al campo del Pozo 3, la presión de burbuja P_b , oscila entre los 2317.86 [psi] y 1706.4 [psi]. Es importante mencionar que a una P_b más baja, se tiene una mejor recuperación del aceite puesto que el yacimiento se produce en etapa de bajosaturación. En muchos casos, la diferencia entre la presión estática y la presión de burbuja es mínima (180 [psi]), lo que implica muy poco margen de operación bajo el esquema de producción por expansión del gas disuelto en el aceite.

Durante la vida productiva del pozo 3, siempre hubo producción de gas asociado y tuvo cuatro periodos importantes durante los cuales no hubo producción.

De la prueba de presión para el Pozo 3 (Figura 4.7), se puede observar que la P_{wf} es menor que los límites superior e inferior de la P_b para su campo. Lo anterior nos permite asumir que, a la P_{wf} indicada al tiempo en el cual se cierra el pozo, ya existe liberación del gas disuelto en el aceite en el yacimiento.

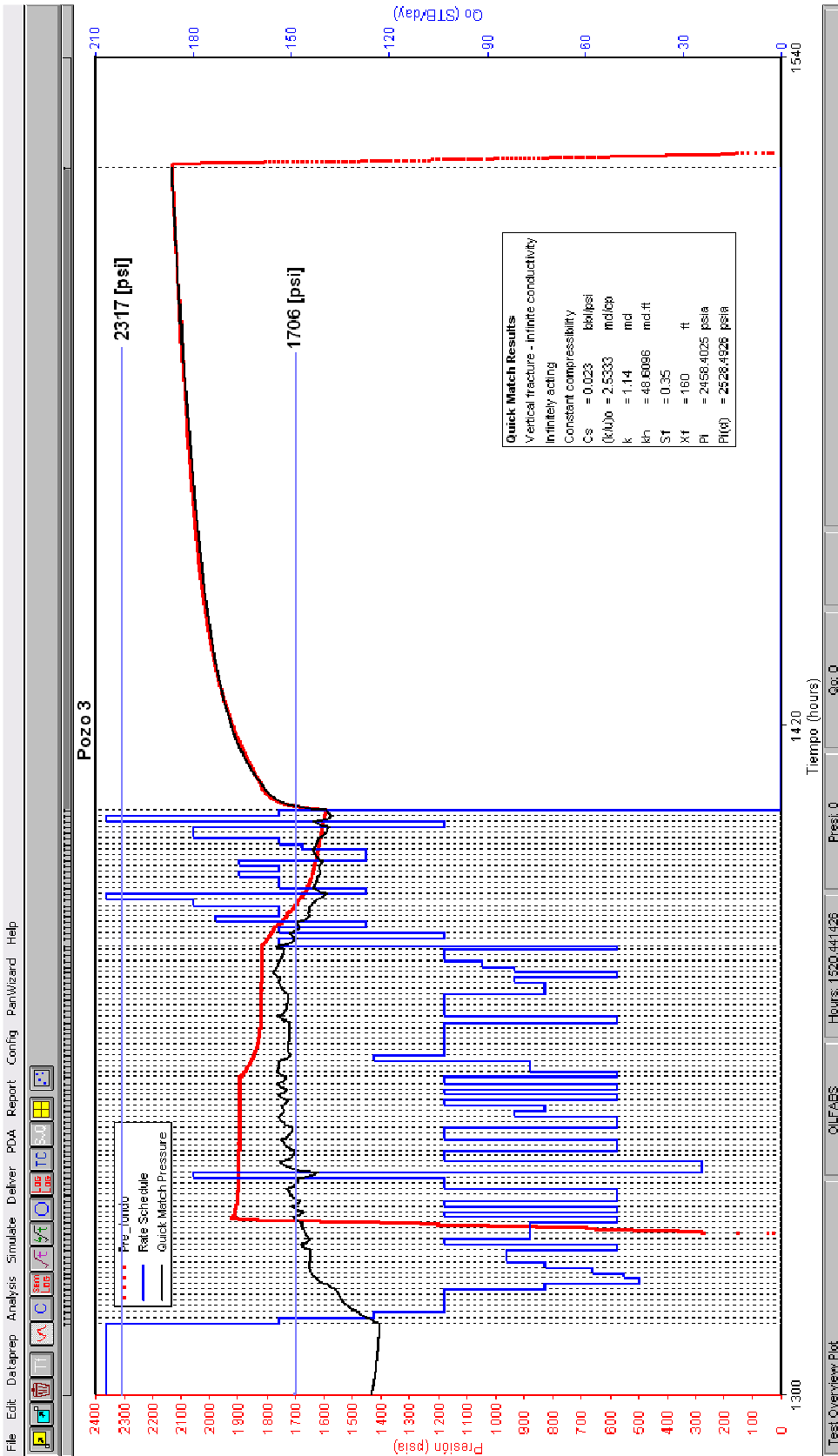


Figura 4.7 – Límites superior e inferior de la presión de burbuja para el campo del Pozo 3

3. VARIACIÓN DE LA EFECTIVIDAD DE LA FRACTURA

Al observar la prueba de presión para el pozo 3 (Figura 4.8), salta a la vista que el ajuste para la prueba antes del cierre no es representativo de la información medida por el sensor de presión, lo que sugiere que existe una variación en la efectividad de la fractura, probablemente causada por la producción a gastos altos y la presencia de flujo multifásico.

La presencia de flujo multifásico implica la presencia de gas en la mezcla. El problema de que se tenga este tipo de flujo recae en que el gas tiende a moverse con mayor facilidad que el aceite, reduciendo la permeabilidad efectiva al aceite y en consecuencia su movilidad.

A partir de la Figura 4.8, que representa el ajuste del modelo a la totalidad de la prueba (contrario a la Figura 3.7 que solo ajusta al cierre), se puede observar que el factor de daño (que representa una fractura estimulando la vecindad del pozo) va creciendo conforme incrementa el gasto y va decaer la presión, cada vez más por debajo de la presión de burbuja (ver figura 4.7).

La diferencia entre los modelos representados por las figuras 3.7 y 4.8 (ambos para el pozo 3) recae en las limitaciones del paquete para simular variaciones en la efectividad de la fractura. Por lo tanto, con el fin de explicar el fenómeno que está afectando la productividad del Pozo 3, se recurre a un modelo de flujo radial, el cual considera un factor de daño variable que representa la variación en la efectividad de la fractura.

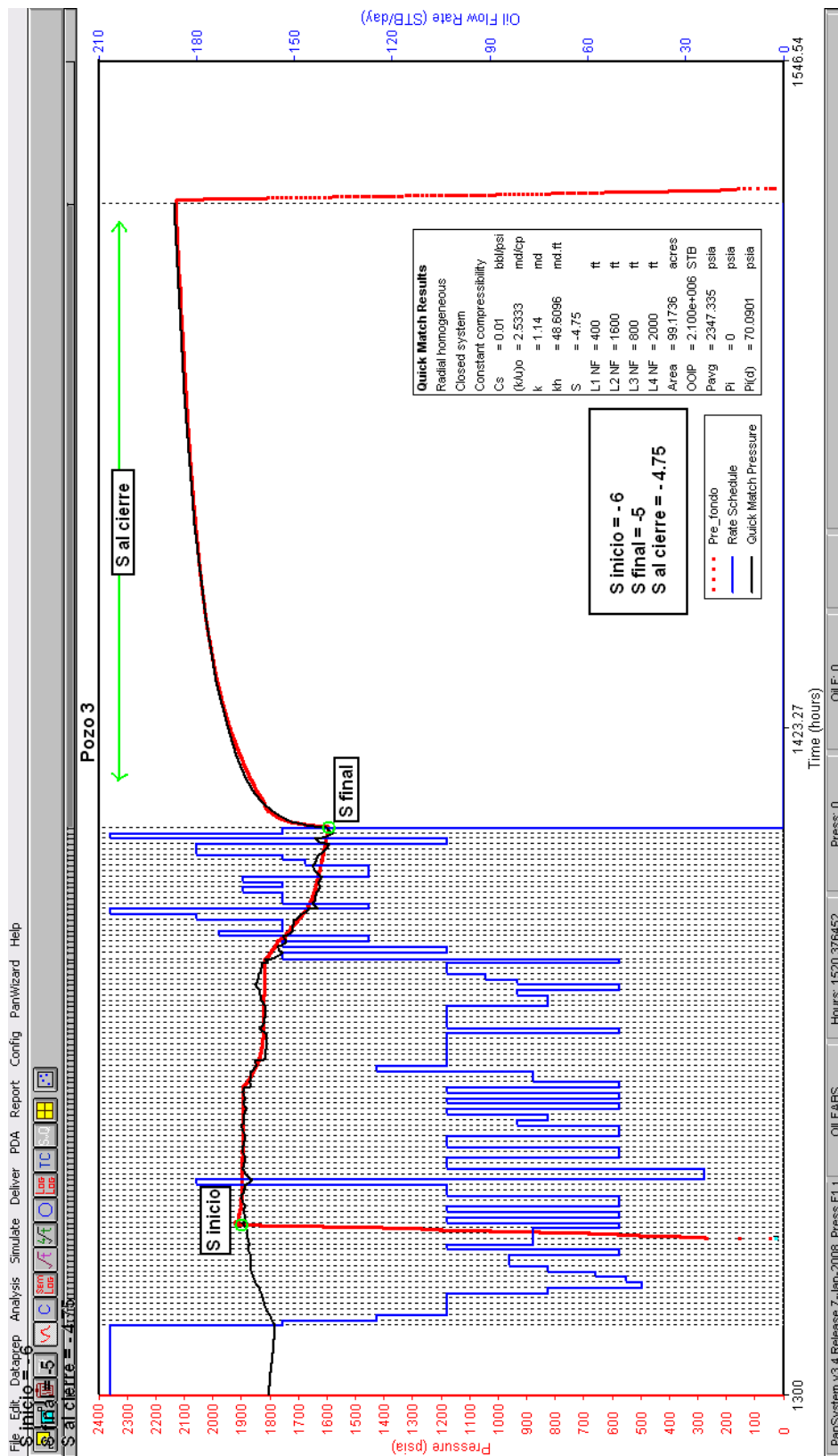


Figura 4.8 – Variación de la efectividad de la fractura

4. CONCLUSIONES

A partir de la información recabada y trabajada, podemos concluir que los problemas en la productividad de los pozos de Chicontepec son normales y no son atribuibles a problemas de diseño u operativos.

La realidad es que muchos pozos de Chicontepec caen en zonas ya sea canal alimentador o de canal distributivo, cuyas geometrías afectan considerablemente el área de drene de los pozos y en consecuencia, su producción. Por otro lado, la misma naturaleza del ambiente turbidítico de depósito genera yacimientos alta heterogeneidad, espesor pequeño y de poca continuidad lateral, lo que también influye en la productividad de los pozos.

En otro punto, la baja energía del yacimiento influye en las recuperaciones finales, puesto que al tener presiones de fondo fluyente tan cercanas a la presión de burbuja, es difícil operar sin alcanzar la condición de saturación del aceite. Hemos de recordar que uno de los mecanismos de empuje más inefectivos es la producción por expansión del gas libre y este mecanismo actúa en casi todos los yacimientos de Chicontepec una vez alcanzada la presión de burbuja.

Un tercer aspecto nos habla de la rapidez con la cual las fracturas reducen su efectividad, lo cual se encuentra íntimamente ligado con la presencia de flujo multifásico o flujo de alta velocidad del gas libre, resultado de la cercanía de la presión del yacimiento a la presión de saturación.

Finalmente, otro aspecto que influye de manera importante, es la baja permeabilidad de la roca del yacimiento, que si bien no es en todos los casos, en la mayoría no supera los 10 [md], lo que implica una mayor caída de presión en el yacimiento y en consecuencia, una menor productividad.

SUGERENCIAS PARA INCREMENTAR LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS EN CHICONTEPEC

1. GENERALIDADES

Dadas las condiciones del yacimiento, surgen diversas soluciones para los problemas que afectan la productividad de los pozos, y dada la naturaleza del Paleocanal de Chicontepec, es muy probable que se deban mezclar dos o más soluciones para maximizar la rentabilidad del proyecto.

En un principio, se tiene la baja permeabilidad de los yacimientos que invita al ingeniero petrolero a diseñar fracturamientos hidráulicos con el fin de generar canales de flujo altamente permeables a través de los cuales los fluidos fluyan hacia el pozo.

Para los casos en los cuales se tiene una alta viscosidad del fluido, existen procesos de recuperación térmica que pueden ser útiles para reducirla y reducir las caídas de presión en el yacimiento. A su vez, la perforación de pozos horizontales puede presentarse como una solución al mismo problema, puesto que al incrementar el área de contacto con el yacimiento, se compensa la dificultad de flujo del aceite al pozo e invariablemente se incrementa la productividad del mismo.

Finalmente, uno de los mayores problemas, la baja energía del yacimiento, se ve compensada en mayor o menor medida por la utilización de Sistemas Artificiales de Producción que buscan aligerar la columna de fluidos en el pozo. Y la otra solución es precisamente el caso que desarrollaremos, los procesos de mantenimiento de presión por inyección de agua.

2. INYECCIÓN DE AGUA

A partir del ajuste para la producción del pozo 1 (Figura 5.1), es posible simular, bajo una condición de frontera a presión constante, el proceso de inyección de agua. Si bien el paquete utilizado (*Pansystem*) no nos arroja volúmenes de agua producidos, flujos fraccionales o tiempos de irrupción, si nos puede dar una idea de la viabilidad de un proceso de mantenimiento de presión y su influencia en la productividad de los pozos.

Se seleccionó al Pozo 1 puesto que es del que se tiene mejor información de producción, y cuenta con mediciones de la producción para cada mes.

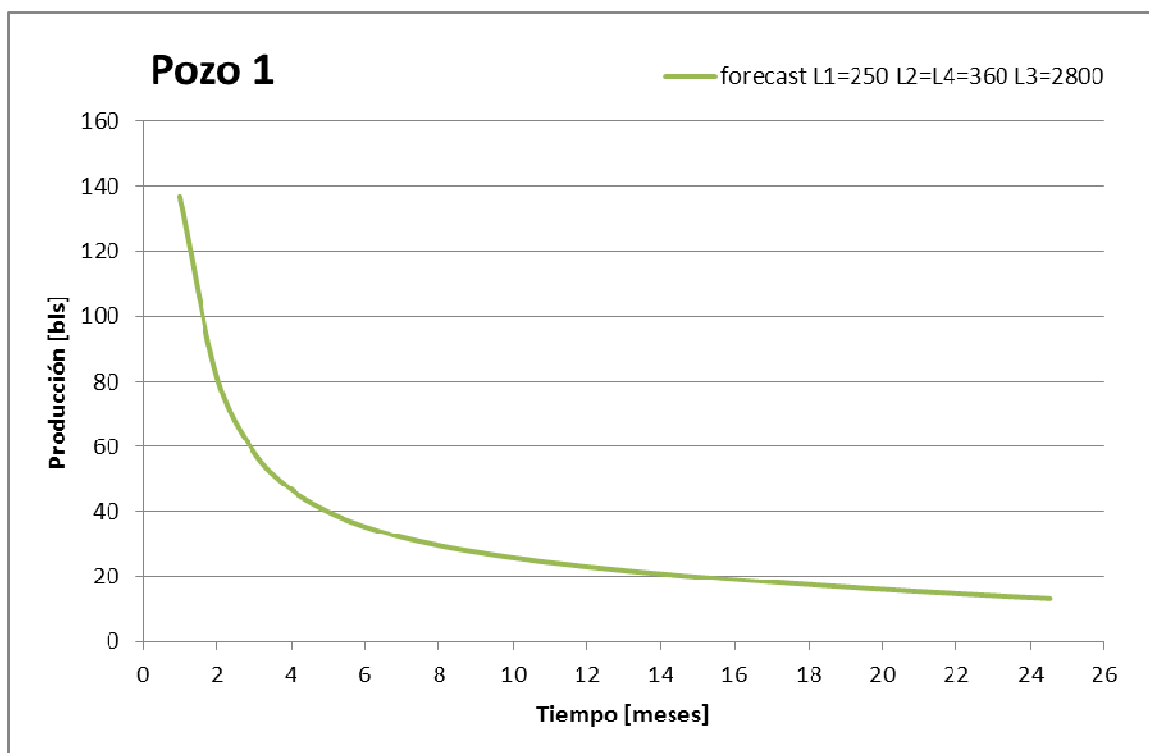


Figura 5.1 – Ajuste de la producción para el Pozo 1

Entonces, se procederá a simular una frontera a presión constante a 660, 1320, y 2800 pies, para simular distintos espaciamientos entre el pozo productor y el pozo inyector. Los resultados se presentan en la Figura 5.2.

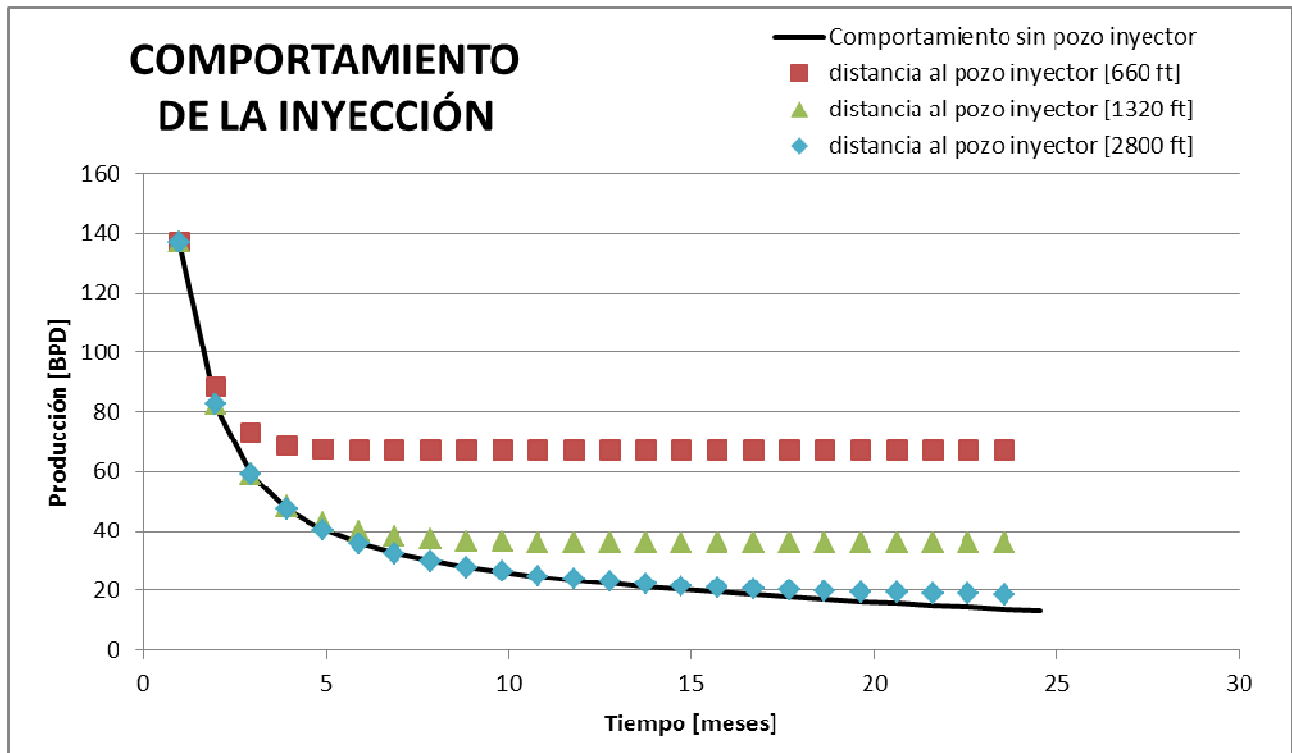


Figura 5.2 – Comportamiento de la producción al introducir una frontera a presión constante

Es importante hacer notar que entre más cerca se encuentre el pozo inyector del pozo productor, más pronto se estabiliza la producción. En el caso de que el pozo inyector se encuentre a 660 [ft] se observa que la producción se estabiliza hacia el cuarto mes; por otro lado, si el pozo inyector se encontrara a una distancia de 2800 [ft] la producción se estabilizaría después de los 20 meses.

Si bien esta simulación no arroja porcentajes de agua producida ni el tiempo de irrupción del agua en el pozo productor, lo que nos dice es que es posible pensar en un proyecto de inyección de agua como medio del incremento tanto de la energía del yacimiento como del volumen final recuperado. A reserva del correspondiente análisis económico, y el análisis de compatibilidad del agua de inyección con el yacimiento, la inyección de agua como proceso para añadirle energía al yacimiento tiene mucho potencial de ser aplicado con éxito.

GLOSARIO Y NOMENCLATURA

GLOSARIO

Eustatismo: Es la teoría que explica el régimen de fluctuaciones del nivel del mar inducido por fenómenos climáticos o tectónicos globales. Ejemplo: Glaciarismo.

Formación: Conjunto de estratos de rango intermedio en la jerarquía de las unidades litoestratigráficas formales.

Facies: Conjunto de propiedades que caracterizan a unos materiales; cuerpo rocoso caracterizado por una combinación particular de propiedades.

Estratificación convoluta: Disposición en láminas contorsionadas y replegadas dentro de un estrato.

Bouma, secuencias: Se trata de secuencias granodecrecientes, normalmente de escala decimétrica o métrica, y en la que diferencian cinco intervalos: a.- masivo o granoclasificación b.- laminación paralela c.- ripples de corrientes y/o laminación convoluta d.- laminación paralela e.- lutita o pelita. Reconocibles en ambientes turbidíticos.

Estructuras de flama: Estructuras geológicas características de ambientes de corriente.

Convexo: La convexidad de una curva o superficie, es la zona que asemeja al exterior de una circunferencia o una superficie esférica; es el concepto opuesto a la concavidad.

Canal distributivo: Es una corriente de agua que se separa y aleja de una corriente principal. Son un accidente fluvial típico de los deltas de los ríos.

Ripple: Estructura sedimentaria primaria superficial en forma de ondas que puede ser resultado de la acción de corrientes marítimas, eólicas, etc.

Estratificación flaser: Se produce en áreas donde existe una sedimentación de tipo *ripple* y se dan periodos de corriente alternados con periodos de quietud.

Estratificación lenticular: Si sobre un fondo arcilloso se produce un aporte de arena deficitario como para formar una capa continua, al ser trabajada ya sea por las corrientes o por las olas y se formarán *ripples* aislados. Las crestas están construidas por esta arena, y en el lugar que debían ocupar los valles, inexistentes como tales, aflora la arcilla de un aporte anterior. Ello puede cubrirse y fosilizarse por una posterior capa de arcilla. Si el proceso se repite varias veces, en un corte de estos materiales se obtendrá una típica estratificación lenticular.

Estratificación gradada: Es un tipo de estructura de ordenamiento interno de las partículas que consiste en la disminución progresiva del tamaño del grano de la parte inferior a la superior del estrato. Esta estructura es típica de las turbiditas.

Turbidita: Una turbidita es una formación geológica que se deposita durante una corriente turbidítica, una avalancha submarina que redistribuye grandes cantidades de sedimentos clásticos provenientes del continente en las profundidades del océano

Litofacies: se usa para aludir exclusivamente a los aspectos litológicos de un conjunto de estratos y correlativamente para las condiciones físico-químicas que reinaron durante el depósito.

Detrito: Material suelto; sedimento.

Imbricación: Disposición de los elementos de una cosa de modo que unos se superponen parcialmente sobre otros, como las tejas de un tejado o las escamas de los peces.

Olistostroma: Acumulación más o menos caótica de materiales de muy diversa granulometría, desde bloques a lutitas. Puede tener origen puramente

sedimentario o ser el resultado de la erosión frente de un manto de corrimiento cuyos restos acceden a una cuenca sedimentaria sobre cuyo fondo se deslizan.

Depósito de contouritas: Es un depósito sedimentario producido por corrientes del fondo marino y pueden ser influenciados por el viento o las fuerzas marítimas.

Pelágico: Se aplica a la zona del mar que comprende prácticamente su totalidad, a excepción del fondo y las orillas.

NOMENCLATURA

A: área [Long.²] : [pie²] : [m²]

h: espesor [Long.] : [pie] : [m]

k: permeabilidad [unidades de permeabilidad] : [md]

ϕ : porosidad [adimensional]

c_t : compresibilidad total [presión⁻¹] : [psi⁻¹] : [(kg/cm²)⁻¹]

r_w : radio del pozo [Long.] : [pie] : [m]

p_{wf} : presión de fondo fluyendo [presión] : [psi] : [kg/cm²]

\bar{p} : presión media [presión] : [psi] : [kg/cm²]

q_o : gasto de aceite [Volumen/tiempo] : [STB/dia] : [m³/dia]

S: factor de daño [adimensional]

B_o : factor de volumen del aceite [adimensional]

r_{eq} : es el radio equivalente del yacimiento si este tuviera un área circular [Long.] : [pie] : [m]

α : es un factor de proporcionalidad entre unidades [adimensional]

ψ : es un factor de resistencia de drene [adimensional]

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Yacimiento produciendo a través de un pozo

Figura 1.2 – La fractura hidráulica como un canal de flujo

Figura 1.3 – Proceso de recuperación secundaria en un yacimiento. Inyección de agua

Figura 1.4 – Sistema Artificial de Producción: Unidad de Bombeo Mecánico

Figura 1.5 – Esquema del proceso de inyección de vapor asistida por drene gravitacional en pozos horizontales

Figura 1.6 – Curva de Golan y Whitson (1991) modificada para ejemplificar la caída de presión en la cercanía del pozo cuando se encuentra estimulado ($S < 0$), dañado ($S > 0$) o sin daño ($S = 0$)

Figura 1.7 – Valores del factor de resistencia de drene para dos geometrías de drene

Figura 1.8 – Modelo deposicional de un abanico submarino no confinado rico en arenas, rasgos morfológicos relacionados, medio ambiente deposicional y facies resultantes (Walker, 1978)

Figura 1.9 – Modelo para abanico submarino antiguo, que muestra el desarrollo y la mecánica de los depósitos turbidíticos en las zonas de la plataforma continental, el talud continental y la cuenta (Mutti-Ricci Lucchi, 1972)

Figura 1.10 – Clasificación de facies turbidíticas propuesta por Mutti (1979)

Figura 1.11 – Modelo de flujo lineal en un yacimiento infinito que fluye hacia un pozo que produce a presión de fondo fluyendo constante

Figura 1.12 – Gráfica log-log para el diagnóstico del flujo lineal

Figura 1.13 – Gráfica del recíproco del gasto contra la raíz cuadrada del tiempo para el análisis de datos de producción para geometría de flujo lineal

Figura 1.14 – Modelo de flujo lineal en un yacimiento cerrado que fluye hacia un pozo que produce a presión de fondo fluyendo constante.

Figura 1.15 – Gráfica de declinación exponencial para el análisis de datos de producción

Figura 1.16 – Modelo de flujo bilineal

Figura 1.17 – Gráfica log-log para el diagnóstico del flujo lineal

Figura 1.18 – Gráfica del recíproco del gasto contra la raíz cuarta del tiempo para el análisis de datos de producción para geometría de flujo bilineal

Figura 1.19 – Simplificación del modelo de flujo radial

Figura 1.20 – Gráfica del recíproco del gasto contra el logaritmo base diez del tiempo para el diagnóstico y análisis de datos de producción para geometría de flujo radial

Figura 1.21 – Modelo de flujo radial para producción de un pozo a presión constante en un yacimiento cerrado

Figura 1.22 – Gráfica de declinación exponencial para el análisis de datos de producción

Figura 2.1 – Ubicación del Proyecto Chicontepec

Figura 2.2 – Columna geológica del Paleocanal de Chicontepec propuesta por Cuevas (1980) modificada

Figura 3.1 – Ajuste de la prueba de presión para el Pozo 1

Figura 3.2 (Continuación) – Ajuste de la prueba de presión para el Pozo 1

Figura 3.3 – Análisis de los datos de producción para el Pozo 1

Figura 3.4 – Ajuste de la prueba de presión para el Pozo 2

Figura 3.5 (Continuación) – Ajuste de la prueba de presión para el Pozo 2

Figura 3.6 – Análisis de los datos de producción para el Pozo 2

Figura 3.7 – Ajuste de la prueba de presión para el Pozo 3

Figura 3.8 (Continuación) – Ajuste de la prueba de presión para el Pozo 3

Figura 3.9 – Análisis de los datos de producción para el Pozo 3

Figura 3.10 – Ajuste de la prueba de presión para el Pozo 4

Figura 3.11 (Continuación) – Ajuste de la prueba de presión para el Pozo 4

Figura 3.12 (Continuación) – Ajuste de la prueba de presión para el Pozo 4

Figura 3.13 – Análisis de los datos de producción para el Pozo 4

Figura 3.14 – Ajuste de la prueba de presión para el Pozo 5

Figura 3.15 (Continuación) – Ajuste de la prueba de presión para el Pozo 5

Figura 3.16 – Análisis de los datos de producción para el Pozo 5, sugieren flujo lineal

Figura 3.17 – Análisis alternativo de los datos de producción para el Pozo 5, sugiere flujo radial

Figura 3.18 – Análisis de los datos de producción para el Pozo 6

Figura 3.19 – Ajuste de la prueba de presión para el Pozo 7

Figura 3.20 (Continuación) – Ajuste de la prueba de presión para el Pozo 7

Figura 3.21 – Análisis de los datos de producción para el Pozo 7

Figura 3.22 – Ajuste de la prueba de presión para el Pozo 8

Figura 3.23 (Continuación) – Ajuste de la prueba de presión para el Pozo 8

Figura 3.24 – Análisis de los datos de producción para el Pozo 8

Figura 4.1 – Historial de Producción del Pozo 1

Figura 4.2 – Distancia del Pozo 1 a las fronteras

Figura 4.3 – Ajuste del pronóstico con el historial de producción

Figura 4.4 – Historial de Producción del Pozo 2 (mediciones mensuales con dos periodos de cierre importantes)

Figura 4.5 – Distancia del Pozo 2 a las fronteras.

Figura 4.6 – Ajuste del pronóstico con el historial de producción

Figura 4.7 – Límites superior e inferior de la presión de burbuja para el campo del Pozo 3

Figura 4.8 – Variación de la efectividad de la fractura

Figura 5.1 – Ajuste de la producción para el Pozo 1

Figura 5.2 – Comportamiento de la producción al introducir una frontera a presión constante

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 – unidades para cada parámetro en función del sistema de unidades

Tabla 2 – valores del factor de proporcionalidad alfa en función del sistema de unidades

Tabla 3 – Valores del factor de resistencia ψ en función de la forma del área de drene y la posición del pozo.

Tabla 4 – Soluciones para pozo produciendo a presión constante en función de la geometría de flujo

Tabla 4 (Continuación) – Soluciones para pozo produciendo a presión constante en función de la geometría de flujo

Tabla 5 – Campos del AIATG por Sector

Tabla 6 – Calidad de la información

BIBLIOGRAFIA

Arévalo Villagrán, J.A.: “Analysis of Long-Term Behavior in Tight Gas Reservoirs: Case Histories,” disertación de Ph.D, Texas A&M University, College Station, TX, Agosto 2001.

Cinco Ley, H. y Meng, H.Z.: “Pressure Transient Analysis of Wells with Finite Conductivity Vertical Fractures in Double Porosity Reservoirs,” artículo SPE 18172 presentado en 1988 en el Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, TX, Octubre 2-5.

Cinco Ley, H. y Samaniego Verduzco, F.: “Transient Pressure Analysis for Fractured Wells”, Journal of Petroleum Technology, Septiembre 1981.

Cinco Ley, H.: “Apuntes de Análisis de Pruebas de Presión”. México, UNAM, Posgrado de Ingeniería.

Guzman, A. y Cheatwood, C. J.: “Comparison of Reservoir Properties and Development History: Spraberry Trend Field, West Texas and Chicotepec Field, Mexico” Society of Petroleum Engineers, SPE 74407, 2002.

Lee W., J.: “Well Testing: SPE Textbook Series Vol.I”, Society of Petroleum Engineers of AIME, 1982.

Morales Gil, C.A.: “Aspectos Relevantes de la Exploración y producción de Hidrocarburos”. PEMEX Exploración y Producción. 1ero de Diciembre del 2009.

Mutti, E.: “Turbidités Et Cones Sous-Marine Profonds”. In Homewood, P. (ed.), Sedimentation Detritique (fluviale, littorale et marine). Institute de Geologie, Universite de Fribourg, Fribourg Switzerland, pp. 353-419. 1979.

Mutti, E.: “Turbidite Sandstones”. AGIP-Istituto di Geologia, Università di Parma, Italy, pp. 275.1992

Mutti, E. and Ricci Lucci, F.: “Le Torbiditi Dell’ Apennine Settentrionale: Introduzione All’ Analisi Di Facies”. Memorie Societa Geologica Italiana, Vol. 11, pp. 161-199 (traslated into English by T. H. Nilsen, 1978. International Geology Review, Vol. 20, No. 2, pp. 125-166. 1972.

Ramirez Sabag, J., Lozano Villajuana, G. y Perez Tavares R.G.: “Productividad de Pozos Petroleros” México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 354 p. 2007.

Ricci Lucci, F.: “Depositional Cycles in Two Turbidite Formations of Northern Apennines (Italy)”. Journal Sedimentary Petrology, Vol. 45, pp. 3-43. 1975.

Santillán Piña, N.: “Paleoambientes Sedimentarios en Facies Turbidíticas en la Cuenca Terciaria de Chicontepec, Centro-Oriente de México”. Tesis de Maestría, UNAM, Instituto de Geología. 2009.

Tyler, N., y Gachuz-Muro, H., etal: “Integrated Characterization of Low Permeability, Submarine Fan Reservoirs for Waterflood Implementation, Chicontepec Fan System, Mexico” Arc Group, PEMEX Exploración y Producción, SPE 92077, 2004.