



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“RECOMENDACIONES DE POZOS REPRESENTATIVOS DE 8 CAMPOS EN CHICONTEPEC, MEDIANTE LA EVALUACIÓN CUALITATIVA Y CUANTITATIVA DE LA INFORMACIÓN DISPONIBLE”

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE INGENIERO
PETROLERO

PRESENTAN:

SÁNCHEZ RANGEL ALBANIA

VARGAS ESCAREÑO JOSÉ ANTONIO

DIRECTOR: ING. ISRAEL CASTRO HERRERA

MÉXICO, D.F. CIUDAD UNIVERSITARIA, 2013





Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por darme fortaleza, sabiduría y amor en momentos difíciles; así como salud a lo largo de la vida.

A mi familia, por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante que me ha permitido ser una persona de bien, pero más que nada, por su amor.

A mis amigos, que nos apoyamos mutuamente en nuestra formación profesional y que espero sean para toda la vida: Obes, Miguel, Christian, Rafita, Choco, Ángelo, Cámara, Walle, Benito, David y Mónica; a mis compañeros de generación por permitirme compartir con ellos grandes momentos que recordaré con alegría por siempre. A Malvania por haber colaborado conmigo en la realización de este trabajo, pero sobre todo por presionarme. A Pak, Tacho, Memo y Chava, porque a pesar de la distancia mantuvimos nuestra amistad inquebrantable.

Al departamento de Ingeniería Petrolera, Letty, Irene, Enrique y el Ing. Israel, por haberme aguantado más de 1 año colaborando con ellos, por guiarme en todo el proceso de titulación, brindarme sus consejos y regaños, así como su valiosa amistad.

A mi profesor, el Ing. Israel Castro Herrera por su gran apoyo y motivación para la culminación de nuestros estudios profesionales y para la elaboración de esta tesis; a todos mis profesores que marcaron cada etapa de mi camino universitario, y que me ayudaron en asesorías y dudas presentadas en la elaboración de la tesis

Por último a todos los errores cometidos, de los cuales he aprendido y más que perjudicarme, me hicieron mejorar y crecer como persona.

José Antonio Vargas Escareño

Marzo del 2013

AGRADECIMIENTOS:

A mis padres por ser la parte fundamental en todo lo que soy, en toda mi educación, tanto académica, como de la vida; por su incondicional apoyo, por confiar en mi, por sus consejos y valores. Todo este trabajo ha sido posible gracias a ellos.

A mi hermana por estar conmigo siempre y apoyarme cuando más la necesito.

A mis amigos: Eli Coronado, Armando, Edgar, Choco, Orlando, Eber, George, Manolín, Aroldo, Topo, Esparza, Baiz y Aaron por todos los momentos que compartimos juntos y por su valiosa amistad, sin ellos nada hubiera sido lo mismo.

A mis amigas: Mary, Caro, Mey, Diana, Las Marías, Ninfa, Anita, Julieth, Eli, Sol y Ale por su amistad, por escucharme y estar conmigo cuando más las necesito.

A mis compañeros del Petrobowl: Josué, Polo, Pepe Parra, José Eduardo, Memo y Perla por todos los consejos, por tantos momentos, porque juntos formamos un excelente equipo y sobre todo porque construimos una bonita amistad.

Al Departamento de Ingeniería Petrolera: Ing. Israel Castro, Ing. Bobadilla, Irene y Lety por todas sus atenciones y sobre todo por brindarme su valiosa amistad.

A mis profesores: Dr. Rafael Rodríguez Nieto, Ing. Israel Castro, Dr. Samaniego, Ing. María Isabel y al Ing. Villamar por su gran apoyo, por su tiempo, motivación y por ser unos excelentes profesores a lo largo de este camino.

A Toñito por ser un gran compañero de tesis y un excelente amigo.

A mi novio por su apoyo incondicional y por estar conmigo en las buenas y en las malas.

Albania Sánchez Rangel

Marzo 2013

Contenido

CONTENIDO

<u>Lista de Tablas y Figuras</u>	i
<u>Resumen</u>	1
<u>Introducción</u>	3
• Reservas.....	3
• Localización y Distribución de los campos.....	5
• Sistema Petrolero.....	6
• Metodología de Análisis de los pozos.....	11
<u>Antecedentes</u>	13
• Productividad de pozos.....	13
• Causas de baja productividad.....	17
• Análisis de datos de producción.....	21
• Curvas de declinación.....	39
<u>Capítulo I “Campo A”</u>	48
1.1 Modelo Geológico-Estructural del Campo A.....	48
1.2 Modelo Petrofísico del Campo A.....	52
1.3 Modelo Dinámico del Campo A.....	56
<u>Capítulo II “Campo B”</u>	69
2.1 Modelo Geológico-Estructural del Campo B.....	69
2.2 Modelo Petrofísico del Campo B.....	73
2.3 Modelo Dinámico del Campo B.....	77
<u>Capítulo III “Campo C”</u>	85
3.1 Modelo Geológico-Estructural del Campo C.....	85
3.2 Modelo Petrofísico del Campo C.....	90
3.3 Modelo Dinámico del Campo C.....	93
<u>Capítulo IV “Campo D”</u>	104

Contenido

4.1 Modelo Geológico-Estructural del Campo D.....	104
4.2 Modelo Petrofísico del Campo D.....	108
4.3 Modelo Dinámico del Campo D.....	111
<u>Capítulo V “Campo E”</u>	120
5.1 Modelo Geológico-Estructural del Campo E.....	120
5.2 Modelo Petrofísico del Campo E.....	125
5.3 Modelo Dinámico del Campo E.....	128
<u>Capítulo VI “Campo F”</u>	139
6.1 Modelo Geológico-Estructural del Campo F.....	139
6.2 Modelo Petrofísico del Campo F.....	142
6.3 Modelo Dinámico del Campo F.....	148
<u>Capítulo VII “Campo G”</u>	151
7.1 Modelo Geológico-Estructural del Campo G.....	151
7.2 Modelo Petrofísico del Campo G.....	155
7.3 Modelo Dinámico del Campo G.....	157
<u>Capítulo VIII “Campo Coyotes”</u>	169
8.1 Modelo Geológico-Estructural del Campo Coyotes.....	169
8.2 Modelo Petrofísico del Campo Coyotes.....	174
8.3 Modelo Dinámico del Campo Coyotes.....	178
<u>Conclusiones y Recomendaciones</u>	186
<u>Glosario y Nomenclatura</u>	188
<u>Bibliografía</u>	190

Lista de Tablas y Figuras

LISTA DE TABLAS

Introducción

Tabla 1 Propiedades de la Formación Santiago

Tabla 2 Propiedades de la Formación Tamán

Tabla 3 Propiedades de la Formación Pimienta

Antecedentes

Tabla 4. Unidades para cada parámetro en función del sistema de unidades

Tabla 5. Tabla de valores del factor de resistencia ψ en función de la forma del área de drene y posición del pozo.

Tabla 6. Soluciones para un pozo produciendo a presión constante en función de la geometría de flujo

Capítulo I. Campo A

Tabla 1.1 Contenido de minerales en un pozo del Campo A

Tabla 1.2 Contenido de arcilla en un pozo del Campo A

Tabla 1.3 Estado de la información de 20 pozos del Campo A

Tabla 1.4 Características de los pozos malos con RPFC

Capítulo II. Campo B

Tabla 2.1 Contenido de minerales en un pozo del campo B

Tabla 2.2 Contenido de arcilla en un pozo del campo B

Tabla 2.3 Estado de la información de 20 pozos del campo B

Capítulo III. Campo C

Tabla 3.1 Contenido de minerales en un pozo del Campo C

Tabla 3.2 Contenido de arcilla en un pozo del Campo C

Tabla 3.3 Estado de la información de 20 pozos del Campo C

Lista de Tablas y Figuras

Capítulo IV. Campo D

Tabla 4.1 Contenido de minerales en un pozo del Campo D

Tabla 4.2 Contenido de arcilla en un pozo del Campo D

Tabla 4.3 Registro de presión de fondo cerrado pozo D-1

Capítulo V. Campo E

Tabla 5.1 Contenido de minerales en un pozo del Campo E

Tabla 5.2 Contenido de arcilla en un pozo del Campo E

Tabla 5.3 Estado de la información de 20 pozos del Campo E

Capítulo VI. Campo F

Tabla 6.1 Contenido de minerales en un pozo del Campo F

Tabla 6.2 Contenido de arcilla en un pozo del Campo F

Tabla 6.3 Registros de presión de fondo disponibles del Campo F

Tabla 6.4 Resultados prueba de producción del pozo F-2

Capítulo VII. Campo G

Tabla 7.1 Estado de la información de 20 pozos del Campo G

Capítulo VIII. Campo H

Tabla 8.1 Contenido de minerales en un pozo del Campo H

Tabla 8.2 Contenido de arcilla en un pozo del Campo H

Tabla 8.3 Estado de la información de 20 pozos del Campo H

Lista de Tablas y Figuras

LISTA DE FIGURAS

Introducción

Fig. 1 Reservas probadas, probables y posibles del Activo Aceite Terciario del Golfo.

Fig. 2 Localización geográfica del Paleocanal de Chicontepec.

Fig. 3 Distribución de los campos petroleros en Chicontepec.

Fig. 4 Trampa estratigráfica por cuerpos lenticulares.

Antecedentes

Fig. 5 Yacimiento produciendo a través de un pozo.

Fig. 6 IPR actual contra el IPR desarrollado a partir de un modelo ideal de pozo.

Fig. 7 Valores del factor de resistencia de drene para tres geometrías de drene.

Fig. 8 Modelo de flujo lineal en un yacimiento Infinito hacia un pozo que produce a presión de fondo fluyendo constante.

Fig. 9 Gráfica log-log para el diagnóstico de flujo lineal.

Fig. 10 Gráfica del recíproco del gasto contra la raíz cuadrada del tiempo para el análisis de datos de producción para geometría de flujo lineal.

Fig. 11 Modelo de flujo lineal hacia un pozo con presión de fondo fluyendo constante en un yacimiento cerrado.

Fig. 12 Gráfica de declinación exponencial para el análisis de datos de producción.

Fig. 13 Modelo de flujo bilineal.

Fig. 14 Gráfica log-log para el diagnóstico del flujo lineal.

Fig. 15 Gráfica del recíproco del gasto contra la raíz cuarta del tiempo para el análisis de datos de producción para geometría de flujo lineal.

Fig. 16 Modelo de flujo radial.

Fig. 17 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.

Fig. 18 Modelo de flujo radial para producción de un pozo a presión constante en un yacimiento cerrado con el efecto de fronteras presentes.

Lista de Tablas y Figuras

Fig. 19 Gráfica de declinación exponencial para el análisis de datos de producción.

Fig.20 Gráfica típica del índice de producción vs tiempo.

Fig. 21 Gráfica del gasto de producción vs tiempo.

Fig. 2 Gráfica del log del gasto vs tiempo.

Fig.23 Comparación de las curvas de declinación Exponencial e Hiperbólica.

Fig. 24 Representación gráfica de la declinación en el papel cartesiano.

Capítulo I. Campo A

Fig. 1.1 Sección Sísmica NW-SE del campo A, con distribución de discordancias.

Fig. 1.2 Falla lateral con desarrollo de flor positiva.

Fig. 1.3 Intervalos productores entre las discordancias A y B.

Fig. 1.4 Intervalos productores por debajo de la base del terciario.

Fig. 1.5 Presiones de fondo, pozos buenos y malos.

Fig. 1.6 Prueba de variación de presión para el pozo A-B11.

Fig. 1.7 Gráfica de diagnóstico para el pozo A-B11.

Fig. 1.8 Ajuste total del comportamiento de presión para el pozo A-B11.

Fig. 1.9 Prueba pre frac para el pozo A-B12.

Fig. 1.10 Gráfica de diagnóstico y determinación de parámetros, para el pozo A-B12.

Fig. 1.11.-"Pruebas, Pre-frac y pos-frac, para el pozo A-B12.

Fig. 1.12.- Gráfica de diagnóstico, pruebas Pre-frac y Pos-Frac., para el pozo A-B12.

Fig. 1.13.- Prueba pos-frac, comportamiento casi idéntico a la pre-frac, para el pozo A-B12

Capítulo II. Campo B

Fig. 2.1 Cuerpos lenticulares arenosos en la Unidad 2 del Campo B.

Fig. 2.2 Sección Sísmica entre pozos productores utilizados en el análisis petrofísico del Campo B

Lista de Tablas y Figuras

Fig. 2.3 Sección sísmica entre pozos no productores utilizados en el análisis petrofísico del campo B.

Fig. 2.4 Prueba de presión a gasto variable del pozo B-B2.

Fig. 2.5 Gráfica de diagnóstico para el pozo B-B2.

Fig. 2.6 Historia de producción del pozo B-B2.

Fig. 2.7 Análisis de los datos de producción del pozo B-B2.

Fig. 2.8 Prueba de incremento de presión Pozo B-B8.

Fig. 2.9 Gráfica de diagnóstico Pozo B-B8.

Fig. 2.10 Validación del modelo de ajuste Pozo B-B8.

Capítulo III. Campo C

Fig. 3.1 Sección Sísmica SW-NE del campo C, con la delimitación de cuerpos arenosos de mayor interés económico petrolero.

Fig. 3.2 Falla lateral con fallas inversas de segundo orden que conforma una flor positiva.

Fig. 3.3 Prueba de incremento de presión, pozo C-B4.

Fig. 3.4 Gráfica logarítmica, validación del modelo de ajuste pozo C-B4.

Fig. 3.5 Historia de producción del pozo C-B4.

Fig. 3.6 Análisis de los datos de producción del pozo C-B4.

Fig. 3.7 Análisis de los datos de producción y RGA del pozo C-B4.

Fig. 3.8 Prueba de variación de presión, pozo C-B5.

Fig. 3.9 Validación del modelo de ajuste, pozo C-B5.

Fig. 3.10 Ajuste total de la prueba, pozo C-B5.

Fig. 3.11 Historia de producción del pozo C-B5.

Fig. 3.12 Análisis de los datos de producción del pozo C-B5.

Capítulo IV. Campo D

Fig. 4.1 Sección sísmica NW-SE con interpretación de las discordancias y de los cuerpos lenticulares de mayor arenosidad.

Lista de Tablas y Figuras

Fig. 4.2 Sección sísmica donde se tienen dos fallas laterales que afectan a toda la columna estratigráfica. Las flechas en color rojo indican la posición de pozos improductivos.

Fig. 4.3 Intervalos productores de los pozos del campo D sobre la sección sísmica de un cubo.

Fig. 4.4 Prueba de variación de presión, pozo D-1.

Fig. 4.5 Validación del modelo de ajuste, pozo D-1.

Fig. 4.6 Ajuste total de la prueba, pozo D-1.

Fig. 4.7 Validación y modelo de ajuste de prueba analizada, pozo D-2.

Fig. 4.8 Validación del modelo de ajuste, pozo D-3.

Fig. 4.9 Ajuste total de prueba analizada, pozo D-3.

Capítulo V. Campo E

Fig. 5.1 Sección sísmica NW-SE, mostrando la distribución de los cuerpos arenosos.

Fig. 5.2 Sección sísmica donde observamos dos fallas laterales.

Fig. 5.3 Historia de producción del pozo E-B1.

Fig. 5.4 Estado Mecánico del pozo E-B1.

Fig. 5.5 Análisis de los datos de producción del pozo E-B1.

Fig. 5.6 Historia de producción del pozo E-B1.

Fig. 5.7 Análisis de los datos de producción del pozo E-B2.

Fig. 5.8 Historia de producción del pozo E-B3.

Fig. 5.9 Análisis de los datos de producción del pozo E-B3.

Fig. 5.10 Historia de producción del pozo E-M6.

Fig. 5.11 Análisis de los datos de producción del pozo E-B3.

Capítulo VI. Campo F

Fig. 6.1 Sección sísmica NW-SE del campo F, donde se observa la distribución de cuerpos arenosos.

Lista de Tablas y Figuras

Fig. 6.2 Sección sísmica donde se presentan pliegues suaves y cuatro fallas laterales.

Fig. 6.3 Intervalos productores de un pozo del Campo F en sección sísmica del cubo sísmico.

Fig. 6.4 Prueba de incremento de presión, pozo F-2.

Fig. 6.5 Ajuste total de la prueba, pozo F-2.

Capítulo VII. Campo G

Fig. 7.1 Sección sísmica NW-SE, se muestra la delimitación de las discrodancias y la distribución de los cuerpos arenosos de las Unidades 1,2 y 3.

Fig.7.2 Sección sísmica con dos fallas laterales que delimitan un sector del campo.

Fig. 7.3 Intervalos productores de un pozo de G sobre la sección del cubo sísmico.

Fig. 7.4 Prueba de variación de presión, pozo G-B1.

Fig. 7.5 Curva de la derivada de presión, pozo G-B1.

Fig. 7.6 Ajuste por curva tipo, pozo G-B1.

Fig. 7.7 Validación del modelo de ajuste, pozo G-B1.

Fig. 7.8 Ajuste total de la prueba, pozo G-B1.

Fig. 7.9 Historia de producción del pozo G-B1.

Fig. 7.10 Análisis de los datos de producción del pozo G-B1.

Fig. 7.11 Gráfica de diagnóstico de flujo del pozo G-M1.

Fig. 7.12 Gráfica de ajuste de comportamiento de flujo del pozo G-M1.

Fig. 7.13 Historia de producción del pozo G-M1.

Fig. 7.14 Análisis de los datos de producción del pozo G-M1.

Fig. 7.15 Gráfica IPR para $s=-1.6$ y -2.4 . Pozo G-M1.

Capítulo VIII. Campo H

Fig. 8.1 Sección sísmica de orientación NW-SE del campo H, con registros geofísicos de pozos.

Fig. 8.2 Sección sísmica con tres fallas laterales con desarrollo de flor positiva.

Lista de Tablas y Figuras

Fig. 8.3 Intervalos productores del pozo en sección sísmica un cubo sísmico.

Fig. 8.4 Historia de producción del pozo H-B6.

Fig. 8.5 Análisis de los datos de producción del pozo H-B2.

Fig. 8.6 Ajuste del comportamiento presión.producción del pozo H-B6.

Fig. 8.7 Historia de producción del pozo H-M6.

Fig. 8.8 Registros de presión de fondo cerrado del pozo H-M6.

Fig. 8.9 Análisis de los datos de producción del pozo H-M6.

RESUMEN

La cuenca de Chicontepec contiene un sistema petrolero de gran relevancia en México, que se localiza hacia el noreste de la ciudad de México, cubriendo un área total de 11,300 Km² en los estados de Veracruz, Puebla e Hidalgo. Se han descubierto diferentes campos en ésta área desde 1926. Un campo importante se encontró en 1973, pero contiene crudo extra pesado. Con calidades diferentes de aceites crudos y con distintas proporciones de gas natural. En general los pozos son de baja productividad.

La cuenca de Chicontepec contiene la mayor cantidad de reservas certificadas en México, con un total de 17,000 MMBPCE; la explotación de los campos de Chicontepec es no convencional por sus características de baja porosidad y permeabilidad, con un factor de recuperación bajo, sin embargo, tiene un alto potencial de incrementar su producción de forma significativa. Las reservas certificadas de Chicontepec posicionaron a México entre los países principales con más reservas de crudo en el mundo, por debajo de Venezuela, Arabia Saudita y Canadá; desafortunadamente no se cuenta con la tecnología necesaria para explotarlos óptimamente.

En el 2011 la producción en Chicontepec fue alrededor de los 70,000 BPD, con más de 1000 pozos productores. En éste trabajo se evalúa cualitativa y cuantitativamente la productividad de algunos pozos representativos de ocho campos: Agua Fría, Aragon, Coyotes, Furbero, Humapa, Miquetla, Palo Blanco y Tajín. Se proporcionan recomendaciones y conclusiones que podrían ayudar a incrementar la productividad de éstos pozos y de futuros pozos que se perforen.

ABSTRACT

The Chicontepec Basin is a petroleum system in Mexico, north-east of Mexico City, covering an area of around 11,300 square kilometers in the states of Veracruz, Puebla and Hidalgo. Several oil fields have been discovered in that area since 1926. A major field was discovered in 1973 but contains extra heavy crude. Since that time, tiny amounts of oil have been produced. While the reserves are overwhelmingly extra heavy crude, pockets of lighter tight oil, as well as natural gas, are also found in the basin.

Chicontepec Basin contains Mexico's largest certified hydrocarbon reserve, totaling more than 19 billion barrels of oil equivalent with original oil in place of over 139 billion barrels of oil equivalent; recovery is complicated by challenging, low recovery rate reservoirs, but is made more attractive due to the presence of light and super-light crude oil. In February 2009, the certified reserves of Chicontepec Field were comparable with half of those in Saudi Arabia with 139 billion barrels, which puts Mexico at the fourth place of the countries with most oil reserves after Venezuela, Saudi Arabia and Canada; yet, Mexico lacks the technology to exploit those reserves.

In 2011 the production in Chicontepec was about 70,000 BD, with over 1000 wells. In this work; the productivity evaluation of some representative wells of 8 fields is presented: Agua Fría, Aragon, Coyotes, Furbero, Humapa, Miquetla, Palo Blanco y Tajín. Recommendations and conclusions are given that might help increase the productivity of these wells.

INTRODUCCIÓN

Reservas de Chicontepec.

Al primero de enero de 2011, las reservas probadas de hidrocarburos del país ascendían a 13,800 millones barriles de petróleo crudo equivalente; de éstas el 74% corresponde a crudo; 9% a condensados y líquidos de planta; y el 17% a gas seco equivalente a líquido.

Del total de reservas probadas, el 68% son desarrolladas; es decir, reservas que se espera recuperar de pozos existentes, incluyendo las reservas que puedan producirse con la infraestructura actual e inversiones moderadas.

Las reservas probadas no desarrolladas, es decir, los volúmenes que requieren de pozos e infraestructura adicional para su producción, alcanzan 4 mil 366 MMbpce, que representan el 32% de las reservas probadas. El 53 por ciento de estas reservas se concentran en los complejos Ku-Maloob-Zaap, Antonio J. Bermúdez y en los campos Jujo-Tecominoacan, Sihil, Tsimin, May, Ayatsil y Yaxché. Las regiones marinas concentran 56% de esta categoría de reservas, mientras que las regiones terrestres contienen el 44% restante. En lo que respecta a las reservas probadas desarrolladas de aceite y gas natural de la Región Norte, éstas equivalen al 4.5 y 23.0 por ciento del total nacional para esta clase de reservas.

Al proyecto Chicontepec, conocido como Activo Aceite Terciario del Golfo le corresponde el 83.5% del total de las reservas de aceite en la Región Norte, en tanto que este mismo activo ocupa la primera posición respecto a la reserva probada no desarrolladas de gas natural, con 45.9%. Respecto a las reservas probables de aceite y gas natural de la región, posee 43.0% y 65.5%, respectivamente, de los totales nacionales en esta categoría.

Introducción

Específicamente, el Activo Aceite Terciario del Golfo concentra 95.0% de la reserva de aceite de la región y 89.4% de la reserva regional de gas natural.

Chicontepec posee 40% de reservas totales del país con 17,000 MMBPCE. Las reservas probadas, probables y posibles de éste activo se presentan en la **Fig.1**

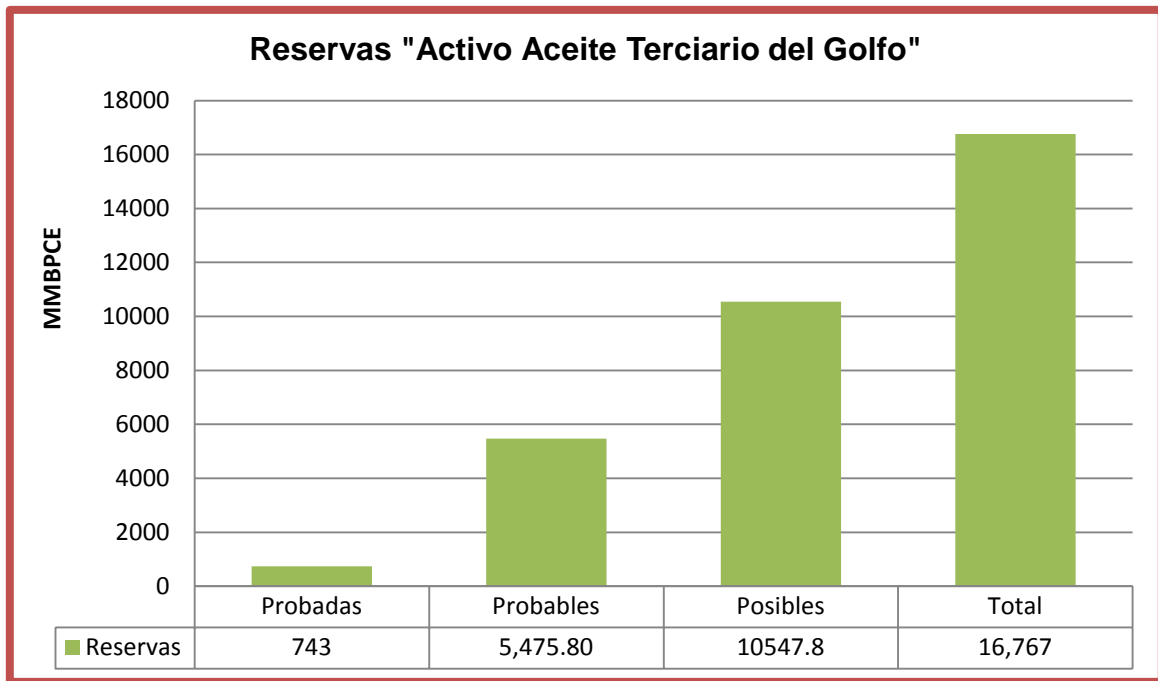


Fig .1 Reservas probadas, probables y posibles del Activo Aceite Terciario del Golfo (Fuente: Las reservas de hidrocarburos de México, PEMEX, 2012.)

Debido a lo anteriormente expuesto, es de gran importancia para nuestro país realizar una evaluación correcta en éste Activo, que permita una explotación óptima de los hidrocarburos, y así poder elevar la producción actual de 70 MBPD (2012), hasta la meta que PEMEX se ha planteado de más de 700 MBPD para el año 2020.

Introducción

Localización y Distribución

Dentro de la Cuenca de Chicontepec se tiene al Paleocanal de Chicontepec que se encuentra entre en los Estados de Veracruz y Puebla; tiene una extensión de 3,800 km² y lo integran campos productores de areniscas del Terciario (**Fig.2**); geológicamente se ubica dentro de la Provincia Tampico–Misantla. El Proyecto de PEMEX que trata lo referente al Paleocanal de Chicontepec es conocido como el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo.



Fig.2 Localización geográfica de la Cuenca de Chicontepec.

La explotación de los campos de Chicontepec es no convencional por sus características de baja porosidad y permeabilidad. Históricamente, el factor de recuperación ha sido bajo; sin embargo, tiene un potencial alto para incrementarse significativamente. Se ha dividido a Chicontepec en 29 campos petroleros; donde su localización se muestra en la (**Fig. 3**). En éste trabajo se analizarán pozos localizados en 8 campos.

Introducción



Fig. 3 Distribución de los campos petroleros en Chicontepec

Sistema Petrolero

En el sistema petrolero de Chicontepec se tienen varios cuerpos productores en cuerpos arenosos lenticulares, también se tienen localizados pliegues suaves afectados por sistemas de fallas laterales y zonas fracturadas. En el caso de las fallas laterales, las trampas que se tienen son únicamente de tipo estratigráfico; sin embargo, en las zonas fracturadas y falladas, se pueden generar deformaciones creando trampas de tipo mixto. El aceite de las areniscas del Grupo Chicontepec se correlaciona con las rocas generadoras del Jurásico Superior.

Introducción

Rocas Generadoras

Las rocas generadoras de éste sistema corresponden a las facies arcillo-calcáreas de la formación Santiago, Tamán y Pimienta del Jurásico Superior.

Formación Santiago:

Se compone de lutitas carbonatadas negras, microlaminadas, limolitas arcillosas, calizas arcillosas piritizadas y horizontes de nódulos calcáreos.

Tabla 1 Propiedades de la Formación Santiago

Propiedades Formación Santiago	
Espesor	10-755 [m]
Contenido de Carbono Orgánico Total (COT)	0.5-6.3 [%]
Hidrocarburos Potenciales (S2)	0.2-39.1 [mg/g]
Índices de Hidrógeno (IH)	21-1079
Temperatura máxima de pirolisis (T máxima)	425-525 [°C]
Tipo de Kerógeno	I, II y III

En la **Tabla 1** podemos observar las propiedades de la Formación Santiago.

Formación Tamán:

La Formación Tamán está compuesta por calizas arcillosas, lutitas calcáreas laminares y pocas limolitas. . En la **Tabla 2** podemos observar las Propiedades de la Formación Tamán.

Introducción

Tabla 2 Propiedades de la Formación Tamán.

Propiedades Formación Tamán	
Espesor (máximo)	998 [m]
Contenido de Carbono Orgánico Total (COT)	0.1 y 5.4 [%]
Hidrocarburos Potenciales (S2)	15-925 [mg/g]
Temperatura máxima de pirólisis (T máxima)	421-527 [°C]
Tipo de Kerógeno	II y III

Formación Pimienta:

La Formación Pimienta está compuesta por calizas arcillosas negras, ligeramente piritizadas, de estratificación delgada con intercalaciones de lutita negra laminar, bentonita y lentes de pedernal. En la **Tabla 3** podemos observar las propiedades de la Formación Pimienta.

Tabla 3 Propiedades de la Formación Pimienta

Propiedades Formación Pimienta	
Espesor (máx.)	485 [m]
Contenido de Carbono Orgánico Total (COT)	0.2-6.5 [%]
Hidrocarburos Potenciales (S2)	0.2-43.4 [mg/g]
Índices de Hidrógeno (IH)	18-959
Temperatura máxima de pirólisis (T máxima)	412-476 [°C]
Tipo de Kerógeno	II y III

Introducción

Roca Almacén

Las rocas almacén principales de éste sistema petrolero, pertenecen a las unidades estratigráficas superiores del Grupo Chicontepec y la Formación Tantoyuca, en las cuales predominan las litarenitas y grauwacas líticas, de grano medio a fino. La porosidad y permeabilidad de los cuerpos lenticulares de areniscas del Grupo Chicontepec, presentan alta variabilidad vertical y horizontal, además de espesor variable.

Roca Sello

En las partes norte y centro de la cuenca, el sello principal lo componen facies arcillosas, arcillo-limosas, arcillo-arenosas y limosas, interestratificadas con areniscas de grano fino del Grupo Chicontepec, localizado por encima de la erosión regional de edad Eoceno Temprano, mientras que al sur, el sello son las rocas arcillosas de la Formación Guayabal.

Migración

La migración se dio preferentemente en sentido de los planos de fallas laterales y fracturas asociadas en sentido vertical ascendente, con cierta extensión lateral donde comunicaron a rocas con mayor porosidad como son los estratos arenosos ubicados entre las discordancias A y B del Grupo Chicontepec o de la Formación Aragón del Eoceno Inferior.

Tomando en cuenta que el sistema de migración es predominantemente vertical por conductos originados por los sistemas de fallas laterales, se puede considerar a la Cuenca de Chicontepec como moderadamente cargada.

Introducción

Trampas

Predominan las trampas de tipo estratigráficas por variación de permeabilidad; sin embargo, a causa de los fracturamientos se pueden encontrar en menor medida trampas mixtas. A continuación se presentan las características principales de las primeras.

Trampas estratigráficas por variación de la permeabilidad

Estas trampas están formadas por cuerpos arenosos lenticulares de dimensiones reducidas (**Fig. 4**). En la mayoría de los casos son lutitas intercaladas con areniscas de grano fino de estratificación delgada, los que limitan en su cima, en su base y lateralmente a los desarrollos arenosos; es en estos cuerpos arenosos donde se encuentran las acumulaciones principales de hidrocarburos económicamente explotables.

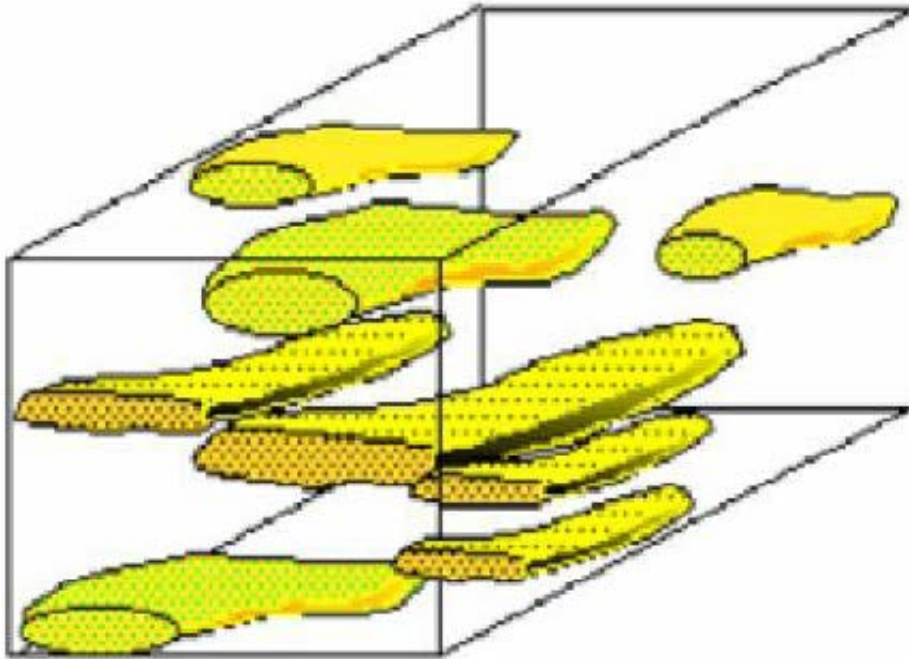


Fig. 4 Trampa estratigráfica por cuerpos lenticulares.

Metodología de análisis de los pozos

En éste trabajo se realizó una evaluación cualitativa y cuantitativa de los pozos representativos localizados en ocho campos de la Cuenca de Chicontepec. La selección de los pozos se realizó con base en la información disponible y a un criterio de pozos buenos y malos, basado en la producción acumulada de hidrocarburos (**N_p**), dividida entre el tiempo de producción (**t**) La metodología de evaluación fue la siguiente:

1. Revisión y discretización de la información disponible.

A partir de la información disponible, se realizó una búsqueda para obtener principalmente la información de los pozos siguiente: estado mecánico, análisis PVT, programa de perforación y terminación, informe de reparaciones menores y mayores, registros de presión de fondo, registros geofísicos, historia de producción y pruebas de presión.

2. Análisis de los pozos.

- Historia del Pozo.

En ésta sección se describen las características del pozo, intervalos disparados, las fechas de terminación y de fracturamiento, se mencionan las condiciones de producción y se representa gráficamente la historia de producción del pozo.

Introducción

- Análisis de los datos de producción.

Al graficar el logaritmo base diez del recíproco de los datos de producción (BPD^{-1}) contra el logaritmo base diez del tiempo (Hrs), se puede obtener por medio de la pendiente de éstos datos la geometría de flujo que se presenta hacia el pozo.

- Análisis de pruebas de presión.

Para poder determinar los parámetros del yacimiento y realizar la caracterización dinámica, es necesario analizar las pruebas de presión.

- Primero se efectúa el diagnóstico del modelo de flujo.
- Posteriormente se determinan los parámetros del yacimiento con el trazo de pendiente para el flujo establecido.
- Se realiza la validación de la prueba.

3. Recomendaciones y Conclusiones.

Se emiten recomendaciones y conclusiones de los pozos analizados con el fin de incrementar su productividad.

El objetivo de llevar a cabo la evaluación de los pozos es obtener y/o validar la capacidad de flujo (***kh***), la presión original del yacimiento (***P_y***), y si fuera factible, el radio de drene (***re***). En algunos casos es posible dimensionar el canal en el que se está produciendo, y obtener las características de la fractura por la cual produce el pozo. En algunos casos no se contó con la información necesaria para hacer desarrollar el análisis completo del pozo; aun así, se intentó evaluar cualitativamente y generar algunos comentarios.

ANTECEDENTES

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 los pozos.

El índice de productividad es una medida de la capacidad productiva de los pozos; el gasto de producción de líquido por unidad de abatimiento de presión.

Es necesario definir el modelo que rige a la producción de un pozo para comprender el concepto de productividad de pozos.

Suponiendo un yacimiento de forma irregular, con espesor h y área A , permeabilidad efectiva al aceite k_o , una porosidad media f , 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 gasto de aceite q_o de viscosidad μ_o y un factor de daño en su vecindad S . En la **Figura 5** se muestra el ejemplo de un yacimiento produciendo a través de un pozo.

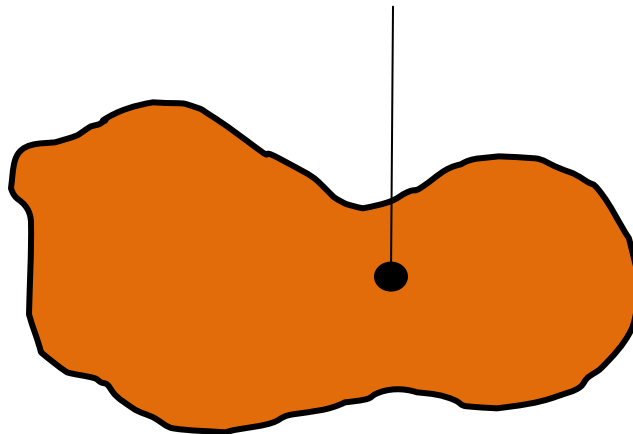


Fig. 5 Yacimiento produciendo a través de un pozo.

Antecedentes

Con los parámetros anteriores y la ecuación de Darcy (Ecuación 1.1) se obtiene la *Ecuación 1.2*.

$$q = \frac{k_a A (p_2 - p_1)}{\mu L} \dots \dots \dots (1.1)$$

$$q_o = \frac{k_o h (\bar{p} - p_{wf})}{\alpha B_o \mu_o \left[\ln \frac{(\psi r_{eq})}{r_w} + S \right]} \dots \dots \dots (1.2)$$

Dónde para la *Ecuación 1.2* (válida para el periodo donde los efectos de frontera están presentes):

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]

B_o se incluye en la ecuación debido a que no es práctico reportar la producción de aceite a condiciones del yacimiento, entonces para poder llevarlo a condiciones de superficie lo dividimos entre B_o .

r_{eq} es el 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.

$$r_{eq} = \sqrt{\frac{A}{\pi}} \dots \dots \dots (1.3)$$

La **Tabla 4** muestra las unidades para cada parámetro en función del sistema de unidades Inglés y Métrico.

La **Tabla 5** muestra los valores del factor de resistencia en función del área de drene y posición del pozo.

Antecedentes










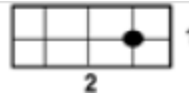

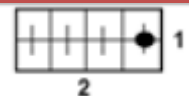
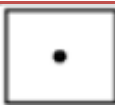


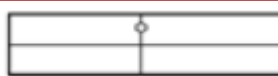
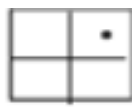
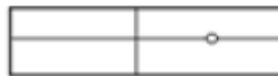

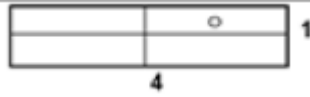
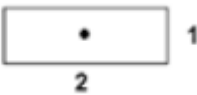
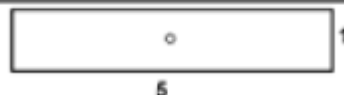
Sistema de Unidades

Tabla 4. Unidades para cada parámetro en función del sistema de unidades (Lee John, 1980).

Variable	Inglés	Métrico
Presión, p	psi	kg/cm
Permabilidad, k	md	md
L, b, h, r	pie	m
Viscosidad, μ	cp	cp
Gasto, q	STB/D	M ³ /D
Porosidad, ϕ	fracción	fracción
Compresibilidad, c_t	psi ⁻¹	(kg/cm)
Tiempo, t	horas	horas
β	2.637x10 ⁻⁴	3.489 x10 ⁻⁴
α	141.2	19.03
α_L	887.2	119.58
α_{sph}	70.6	9.52

Antecedentes

Tabla 5. Tabla de valores del factor de resistencia ψ en función de la forma del área de drenaje y posición del pozo (Lee John, 1980).

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

2. CAUSAS DE BAJA PRODUCTIVIDAD

La *Ecuación 1.4* que parte de la *Ecuación 1.2* representa el flujo de aceite del yacimiento al pozo, con un daño s en la vecindad del pozo, el gasto a condiciones estándar y todas las unidades del sistema inglés.

$$q_o = \frac{k_o h (\bar{p} - p_{wf})}{141.2 B_o \mu_o \left[\ln \left(\frac{\psi r_{eq}}{r_w} \right) + s \right]} \dots\dots\dots (1.4)$$

Analizando matemáticamente la ecuación se definen cinco causas para la baja productividad de un pozo, las cuales son:

- Baja capacidad de flujo en la formación
- Baja energía disponible
- Alta viscosidad del fluido
- Daño a la formación
- Área de drene regular

Baja capacidad de flujo de la formación

Capacidad de flujo de la formación (kh): Es el producto de la permeabilidad por el espesor de la formación. En unidades del sistema inglés tenemos [md-pie].

$$q_o = \frac{kh (\bar{p} - p_{wf})}{1.141 - 2 B_o \mu_o \left(\ln \left(\frac{\psi r_e}{r_w} \right) + s \right)} \dots\dots\dots (1.4)$$

La baja capacidad de flujo puede ser resultado de una baja permeabilidad de la formación a los fluidos del yacimiento ó por un espesor de formación pequeño.

Remedio: Fracturamiento hidráulico

El fracturamiento hidráulico es un método de estimulación que permite aumentar considerablemente la extracción de fluidos en los pozos. El método consiste en aplicar presión a la formación hasta lograr su ruptura. El fluido utilizado para transmitir la presión hidráulica (fluido fracturante), penetra la formación, ampliando

Antecedentes

y extendiendo la fractura. Lo que propone el fracturamiento hidráulico es generar canales altamente conductivos, que comuniquen al yacimiento con el pozo.

Baja energía disponible

$$q_o = \frac{kh(\bar{p}-p_{wf})}{1.141-2B_o\mu_o(\ln(\frac{\psi r_e}{r_w})+s)} \dots\dots(1.4)$$

La baja energía disponible quiere decir que la energía propia del yacimiento no es suficiente para levantar los fluidos a la superficie.

Una baja energía disponible puede ser debido a una baja presión del yacimiento o una alta presión del fondo fluyendo.

La diferencia entre la presión del yacimiento y la presión de fondo afecta de manera directamente proporcional a la producción, por lo que si hay mayor diferencia entre p y p_{wf} hay mayor producción.

Remedios:

- **Para una \bar{p} baja:** Sistemas Artificiales (aligeramiento de la columna de fluidos añadiendo energía).

-**Para una p_{wf} alta:** Mantenimiento de Presión (procesos de recuperación secundaria).

Antecedentes

Alta viscosidad del fluido

$$q_o = \frac{kh(p-p_{wf})}{1.141-2B_o\mu_o(\ln(\frac{\psi r_e}{r_w})+s)} \dots\dots\dots(1.4)$$

Viscosidad: Oposición de un fluido a los esfuerzos tangenciales o la resistencia de un fluido a fluir.

Cuando tenemos viscosidades altas la producción es menor.

Remedio:

- Recuperación térmica (inyección de reductores de viscosidad)
- Utilización de pozos horizontales (Incrementa el área de contacto con el yacimiento).

Daño a la formación

$$q_o = \frac{kh(p-p_{wf})}{1.141-2B_o\mu_o(\ln(\frac{\psi r_e}{r_w})+s)} \dots\dots\dots(1.4)$$

El daño se define como un factor que causa, en ó alrededor del pozo, una caída de presión adicional a la que ocurre cuando el yacimiento es homogéneo y el pozo penetra totalmente a la formación. El factor de daño (en su definición tradicional) representa una caída de presión adicional, la cual ocurre en las cercanías o en la entrada al pozo.

El factor de daño (s) es una medida cuantitativa empleada para evaluar el comportamiento de un pozo relativo a la producción ideal, a partir de una formación completamente abierta y sin restricciones. La magnitud del daño indica la necesidad de estimular un pozo o bien, establecer un programa de reacondicionamiento del pozo. Un ejemplo de los valores del factor de resistencia de drene se muestran en la **Figura 6**.

Antecedentes

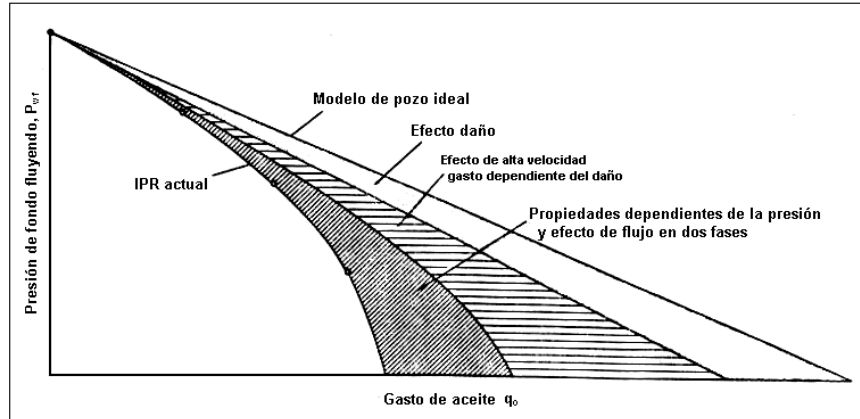


Fig. 6 IPR actual contra el IPR desarrollado a partir de un modelo ideal de pozo (Golan y Whitson 1991).

Remedio: Estimulación del pozo.

Esto se lleva a cabo para obtener factores de daño negativos, que representan un decremento en las caídas de presión que se dan en la vecindad de los pozos.

Área de drene irregular

El factor de resistencia de drene asocia las geometrías del área de drene y la del pozo con la dificultad para el movimiento de los fluidos del yacimiento al pozo.

$$q_o = \frac{kh(p-p_{wf})}{1.141-2B_o\mu_o(\ln(\frac{\psi r_e}{r_w})+s)} \dots\dots(1.4)$$

Cuando el área de drene es circular tenemos valores menores a 1. Cuando el pozo está terminado en canal, el factor de resistencia toma valores mayores a 1.

Cuando tenemos valores mayores a 1 se tiene menor producción.

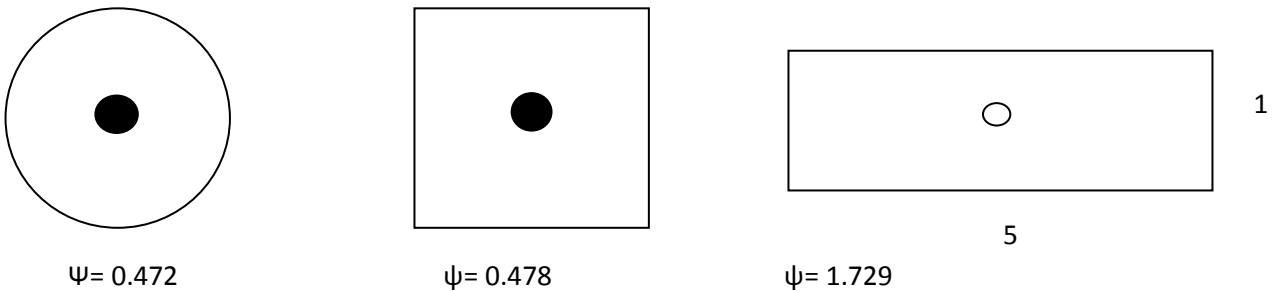


Fig. 7 Valores del factor de resistencia de drene para tres geometrías de drene (Verbtzki Uriel, 2009).

Antecedentes

3. ANÁLISIS DE DATOS DE PRODUCCIÓN

Podemos generar varios análisis de producción con buenos datos de producción si tenemos una presión de fondo constante. La producción está en función del tipo de flujo presente en el yacimiento. La **Tabla 6** representa varias soluciones para un pozo produciendo presión constante en función de la geometría de flujo.

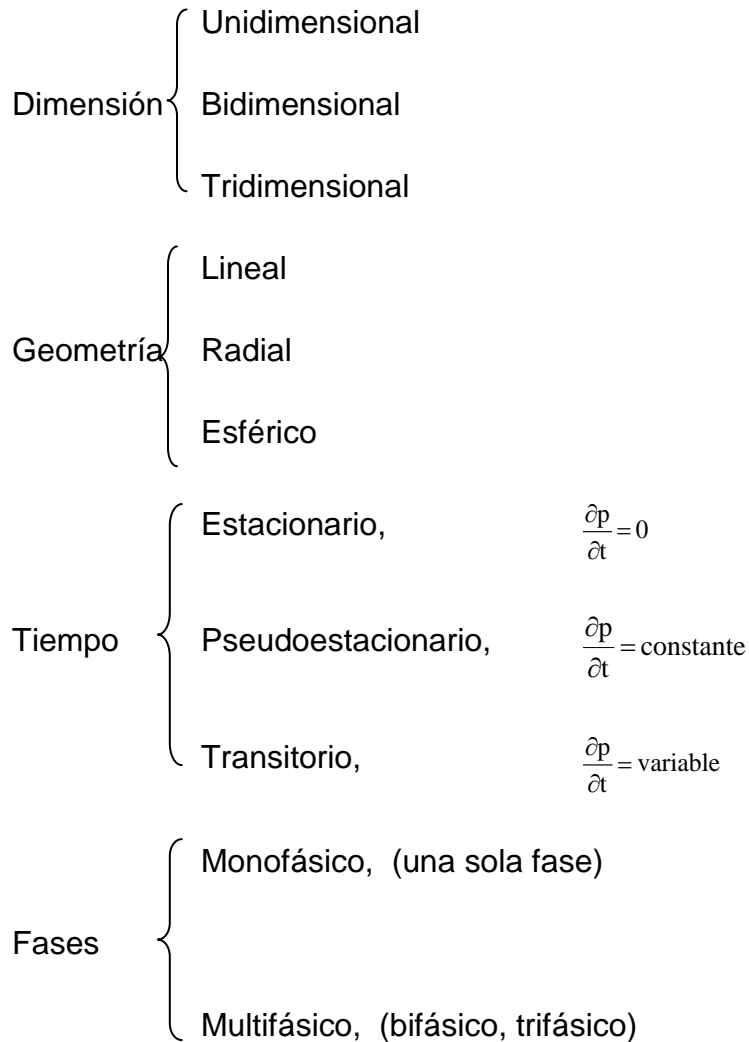
Tabla 6. Soluciones para un pozo produciendo a presión constante en función de la geometría de flujo (Verbitzki Uriel, 2009)..

TIPO DE FLUJO	SOLUCIÓN PARA UN POZO PRODUCIENDO A PRESIÓN CONSTANTE
Lineal (Nabor y Barham, 1964)	$\frac{1}{q} = \frac{\alpha_L B \mu}{bh \Delta p_w} \sqrt{\frac{\pi \beta}{\phi c_t k \mu}} t^{1/4}$
Bilineal	$\frac{1}{q} = \frac{\pi B \gamma (\frac{3}{4})}{1.4142 \alpha h \Delta p} \sqrt[4]{\frac{\beta}{(k_f b_f)^2 \phi c_t \mu^3 k}} t^{1/4}$
Radial (Jacob y Lohman, 1952)	$\frac{1}{q} = \frac{1.151 \alpha B \mu}{kh \Delta p_o} x [\text{Log} + \text{Log}(\frac{\beta k}{\phi \mu c_t \mu^3 k} t^{1/4})]$
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)	$\text{Log } q(t) = \text{Log} \frac{2kh \Delta p_w}{\alpha \mu B \text{Ln}(\frac{2.2458A}{r_w^2 c_A})} - \frac{4\pi \beta kt}{2.303 A c_t \phi \mu \text{Ln}(\frac{2.2458A}{r_w^2 c_A})}$

Antecedentes

PERÍODOS O REGÍMENES DE FLUJO (Slider, 1983; Leon, 1984; Muskat, 1937)

Antes de proceder a describir los períodos de flujo, se considera pertinente clasificar los diferentes tipos de flujo que se presentan en el medio poroso, de acuerdo a la dimensión, geometría, tiempo y fase. Tal clasificación es la siguiente:



Antecedentes

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 8**, 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.

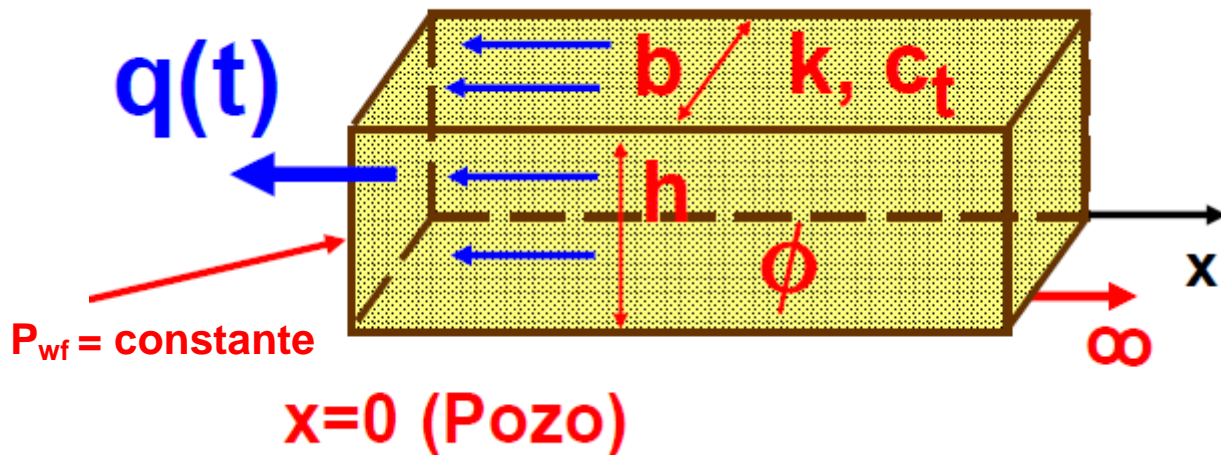


Fig. 8 Modelo de flujo lineal en un yacimiento Infinito hacia un pozo que produce a presión de fondo fluyendo constante (Cinco Ley, 2008).

Antecedentes

Diagnóstico a partir de datos de producción

Podemos decir que tenemos geometría de flujo lineal cuando se cumple que la producción es constante y el yacimiento se comporta como yacimiento infinito, con ayuda de nuestra tabla 3 y una gráfica log-log.

Entonces, partiendo de:

$$\frac{1}{q} = \frac{\alpha_L B \mu}{bh \Delta p_w} \sqrt{\frac{\pi \beta}{\phi c_t k \mu}} t^{1/2} \dots\dots\dots (1.5)$$

Comparando la ecuación con la ecuación de la recta $y=mx+b$ (1.6)

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

Aplicando el logaritmo base 10 a ambos miembros de la ecuación tenemos:

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

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

Ordenando y desarrollando la ecuación:

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

Consideramos $\text{Log} (m_{lf})$ como una constante C_1

Antecedentes

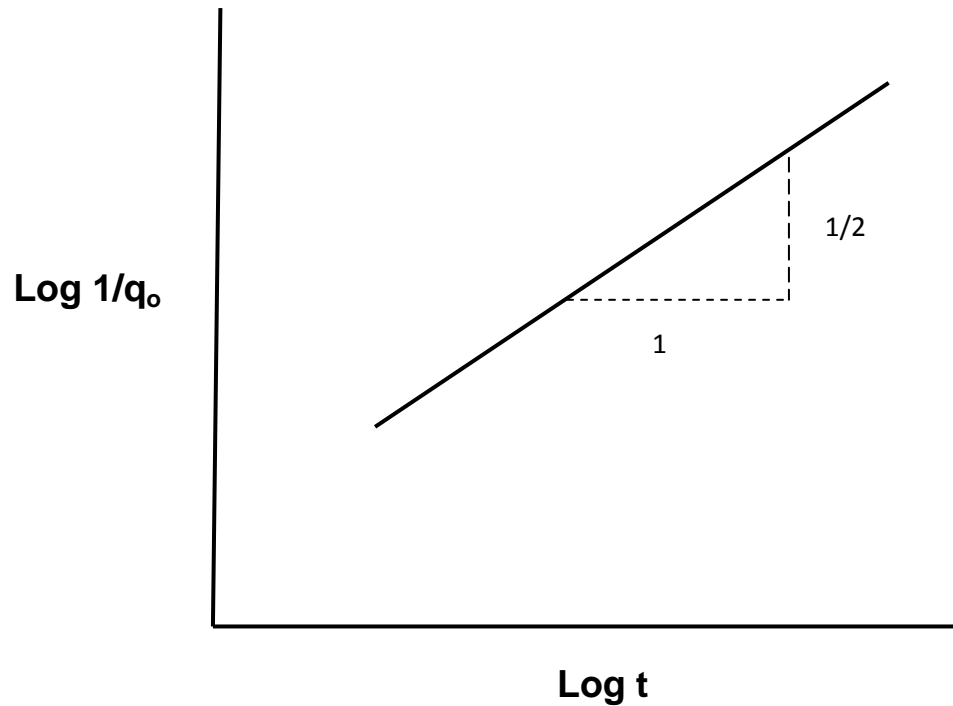


Fig. 9 Gráfica log-log para el diagnóstico de flujo lineal.

En la **Figura 9** se observa una gráfica log-log utilizada para el diagnóstico de flujo lineal. Si realizamos una gráfica del recíproco del gasto contra el tiempo en escala log-log, obtendremos una tendencia lineal de pendiente $\frac{1}{2}$ cuando se tenga una geometría de flujo lineal. Esta gráfica sólo es válida para una presión de fondo fluyendo constante y solamente es válida cuando la producción no ha sido afectada por efectos de frontera.

Antecedentes

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, partiendo de la ecuación 1.5 y comparándolo con la ecuación de la recta $y=mx+b$ (1.6):

$$\frac{1}{q} = m_{lf} t^{1/2} \dots\dots\dots(1.6)$$

Entonces, queda claro que si graficamos el recíproco del gasto contra la raíz cuadrada del tiempo (**Figura 10**), 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 , ya que los demás parámetros suelen ser datos determinados por pruebas de laboratorio o registros geofísicos,

Antecedentes

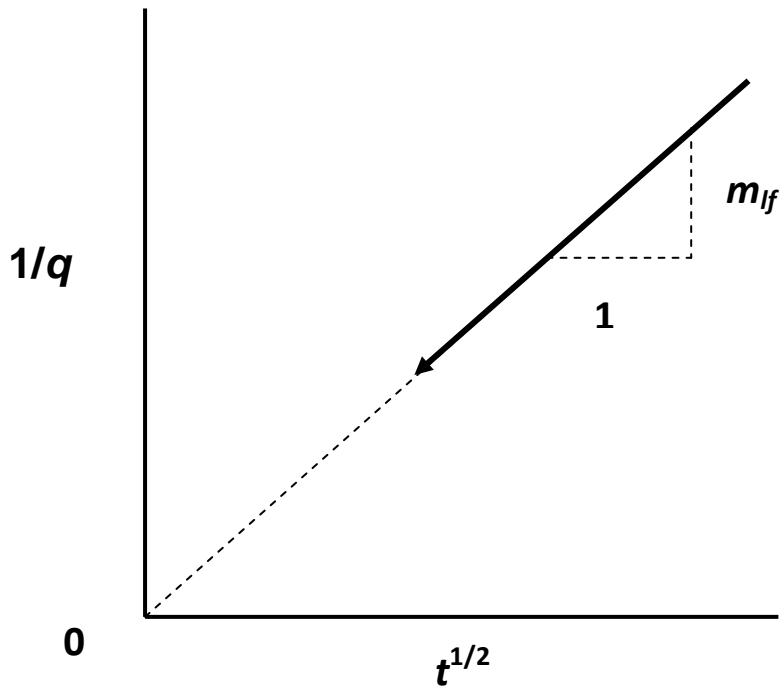


Fig. 10 Gráfica del recíproco del gasto contra la raíz cuadrada del tiempo para el análisis de datos de producción para geometría de flujo lineal.

Antecedentes

Régimen 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 11**), es decir, ha pasado el suficiente tiempo para que los efectos de frontera se hagan presentes.

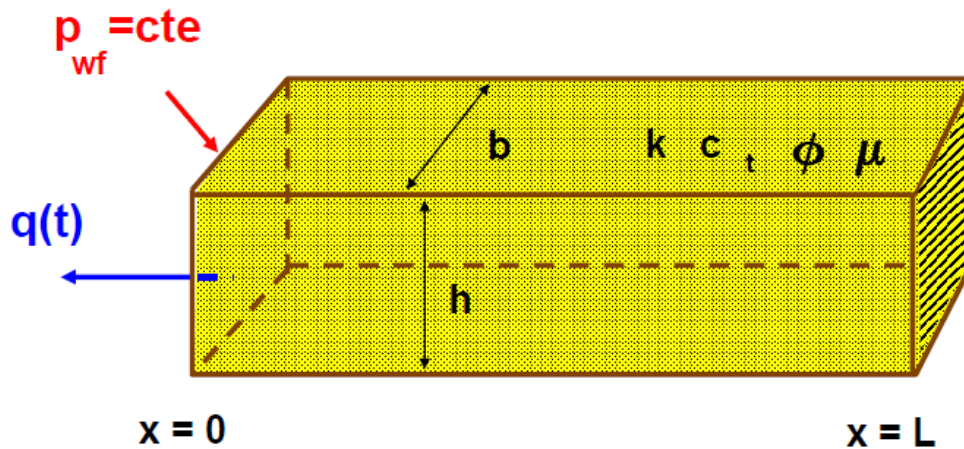


Fig. 11 Modelo de flujo lineal hacia un pozo con presión de fondo fluyendo constante en un yacimiento cerrado (Cinco Ley, 2008).

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).

Podemos analizar los datos de producción cuando se presenta el régimen pseudoestacionario solamente cuando la producción se dé a presión de fondo fluyendo constante.

Antecedentes

Si partimos de la solución para flujo pseudoestacionario:

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

Haciendo una comparación con la ecuación de la recta, $y=mx+b$.

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

Se obtiene una ecuación con la forma:

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

Donde:

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

$$b_{qif}^* = \frac{2kbh\Delta p_w}{\mu BL}$$

Antecedentes

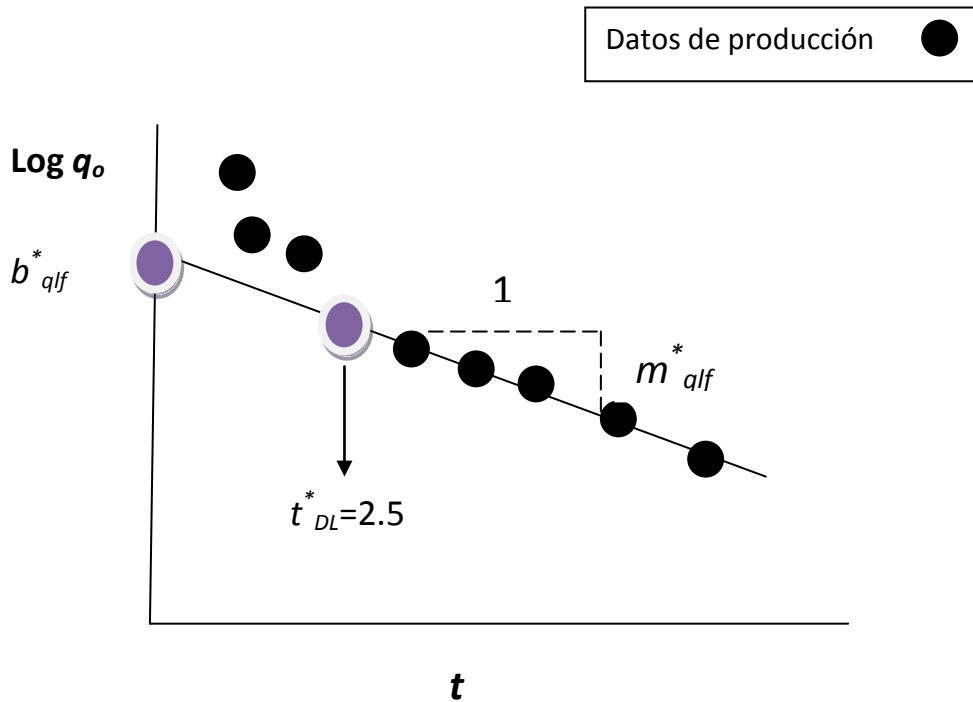


Figura 12 Gráfica de declinación exponencial para el análisis de datos de producción.

La **Figura 12** representa el ejemplo de una gráfica de declinación exponencial para el análisis de datos de producción.

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

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

Antecedentes

Flujo Bilineal

El flujo bilineal existe cuando:

- 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.

Un ejemplo de un Modelo de Flujo Lineal se muestra en la **Figura 13**.

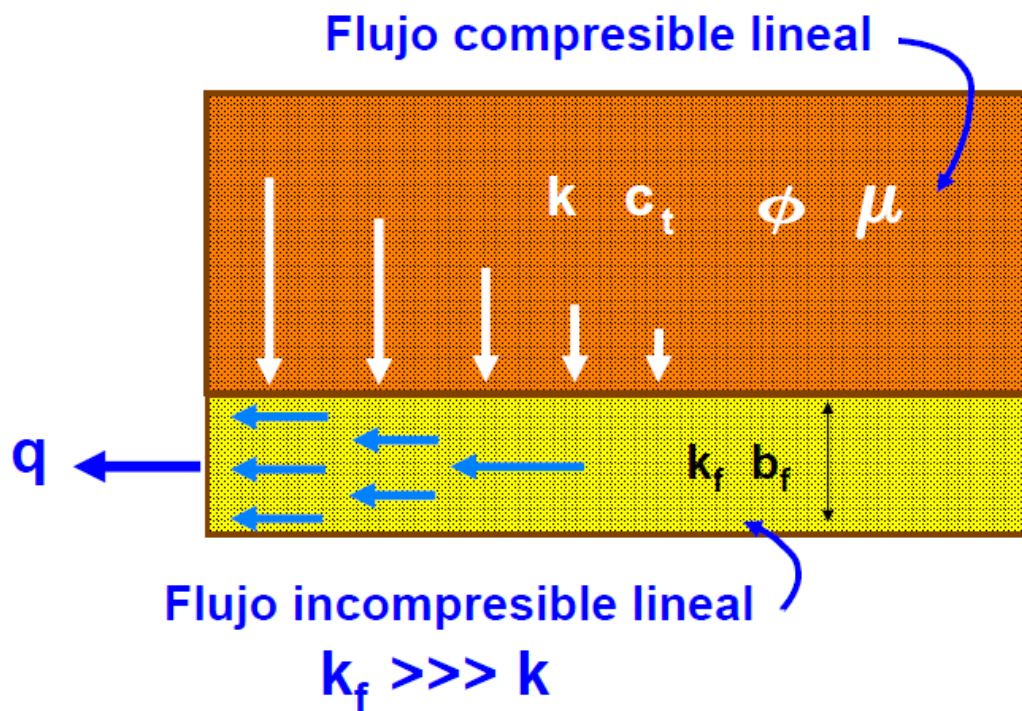


Fig. 13 Modelo de flujo bilineal (Cinco Ley, 2008).

Aplicaciones del modelo de Flujo Bilineal

- Pozo fracturado
- Pozos Horizontales
- Canales

Antecedentes

Diagnóstico a partir de datos de producción

Podemos diagnosticar la geometría de flujo bilineal cuando se cumpla la condición de que la producción sea a presión constante y el yacimiento se comporte como infinito con ayuda de la gráfica log-log.

Entonces, partiendo de:

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

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:

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

Consideramos $\text{Log}(m_{bf})$ como una constante C_1 .

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

Antecedentes

Se genera una gráfica del logaritmo del recíproco del gasto contra el logaritmo del tiempo como se muestra en la **Figura 14**, con ello obtendremos una tendencia lineal de pendiente $\frac{1}{4}$ siempre que se tenga una geometría de flujo bilineal.

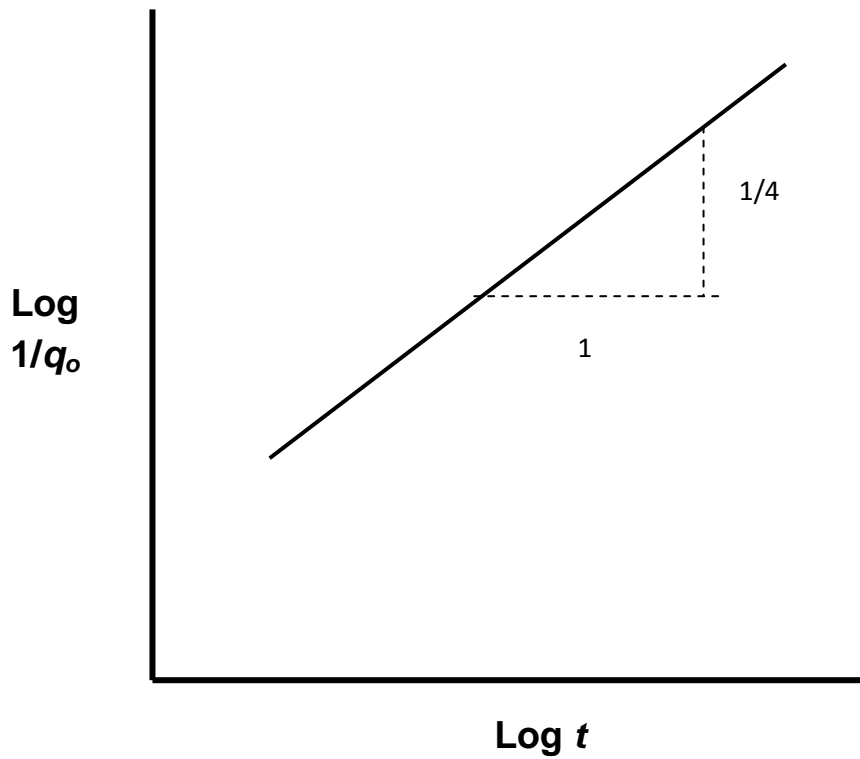


Fig. 14 Gráfica log-log para el diagnóstico del flujo lineal

Antecedentes

Análisis a partir de datos de producción:

Con 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. Un ejemplo de ello se muestra en la **Figura 15** donde se observa una gráfica del recíproco del gasto contra la raíz cuarta del tiempo.

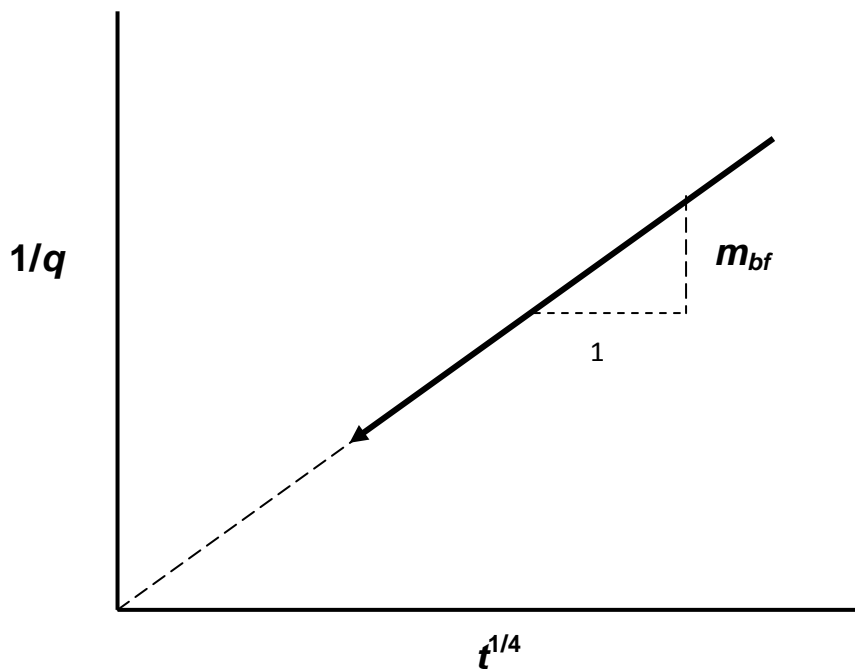


Fig. 15 Gráfica del recíproco del gasto contra la raíz cuarta del tiempo para el análisis de datos de producción para geometría de flujo lineal.

Antecedentes

Flujo radial

Para la solución al modelo de flujo radial, simplificamos la geometría del pozo, suponiendo que el pozo es una fuente lineal y no un cilindro de radio r_w , bajo la premisa de que el radio del pozo es 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. En la **Figura 16** observamos cómo se representa un Modelo de Flujo Radial.

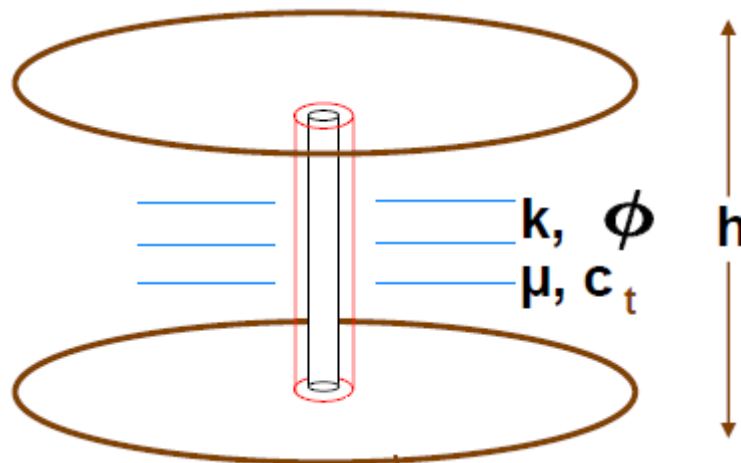


Fig.16 Modelo de flujo radial (Cinco Ley, 2008).

Diagnóstico y análisis a partir de datos de producción

Cuando se cumpla la condición de que la producción sea a presión constante y el yacimiento se comporte como infinito podemos diagnosticar la geometría de flujo radial con la solución para flujo radial y una gráfica semi-log.

Entonces:

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

Antecedentes

Comparando esta ecuación con la ecuación de la recta $y=mx+b$.

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

Donde:

$$m_{rf} = \frac{1.151\alpha B\mu}{KH\Delta p_o}$$

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

En la **Figura 17** se muestra una gráfica del recíproco del gasto contra el logaritmo basa diez del tiempo para poder realizar el diagnóstico de producción para geometría de flujo radial.

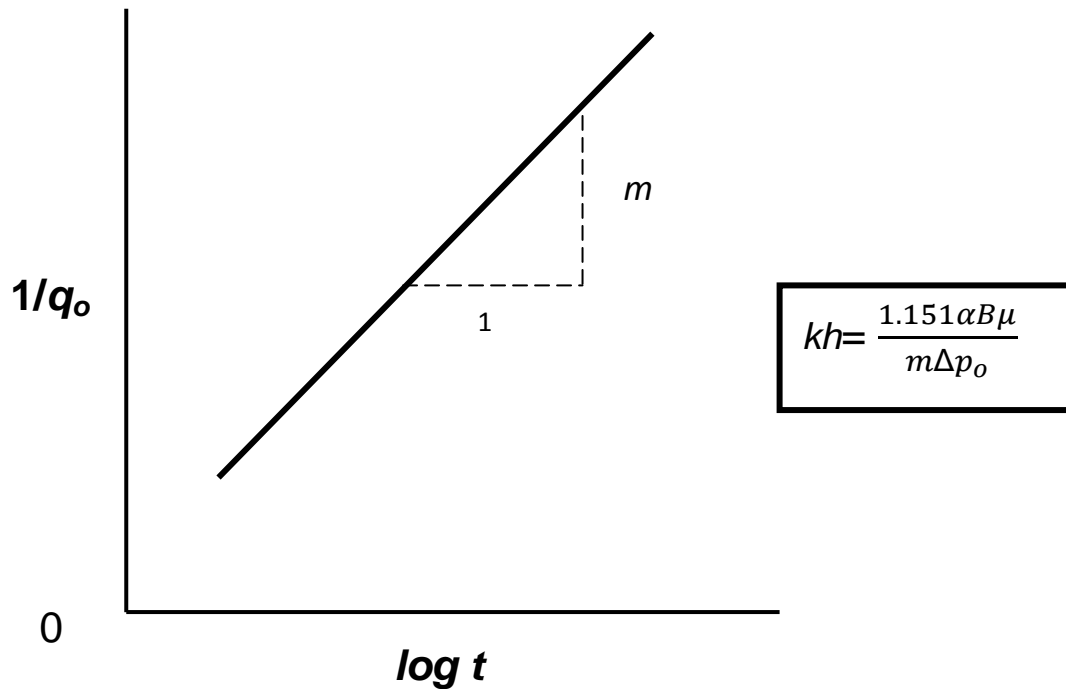


Fig. 17 Gráfica del recíproco del gasto contra el logaritmo base diez del tiempo para el diagnóstico y análisis de datos de producción para geometría de flujo radial.

Antecedentes

Régimen 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, es decir, ha pasado el suficiente tiempo para que los efectos de frontera se hagan presentes.

$$P_{wf} = \text{constante}$$

$$q(t)$$

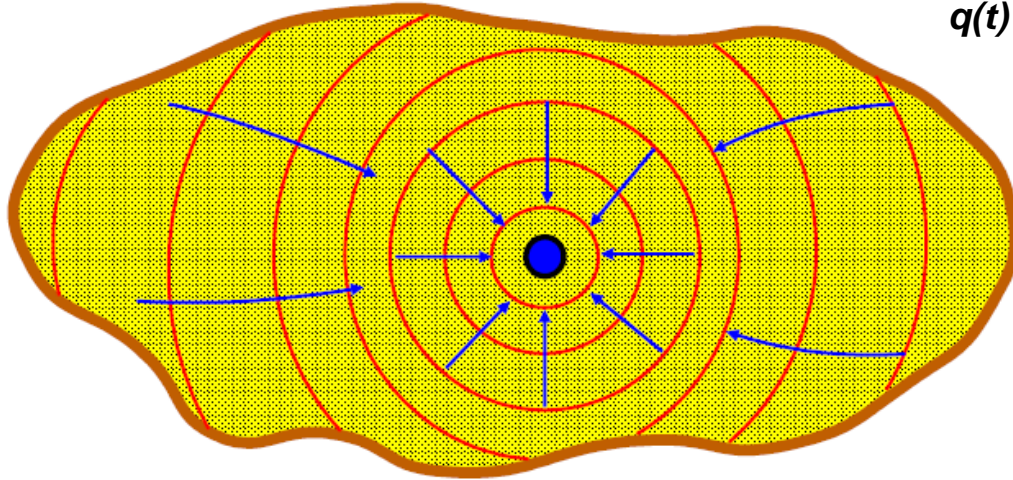


Fig. 18 Modelo de flujo radial para producción de un pozo a presión constante en un yacimiento cerrado con el efecto de fronteras presentes (Cinco Ley, 2008).

Cuando tengamos una presión de fondo fluyendo constante podemos analizar el régimen pseudoestacionario con los datos de producción.

Solución para flujo pseudoestacionario:

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

Hacemos una comparación con la ecuación de la recta, $y=mx+b$.

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

Antecedentes

Obtenemos una ecuación con la forma:

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

Donde:

$$m_q = \frac{4\pi\beta kt}{2.303 A c_t \phi \mu \text{Ln}\left(\frac{2.2458A}{r_w^2 c_A}\right)}$$

$$b_q = \frac{2kh\Delta p_w}{2.303 A c_t \phi \mu \text{Ln}\left(\frac{2.2458A}{r_w^2 c_A}\right)}$$

Al graficar el logaritmo base 10 de los datos de producción vs tiempo obtenemos la tendencia lineal como se muestra en la **Figura 19**.

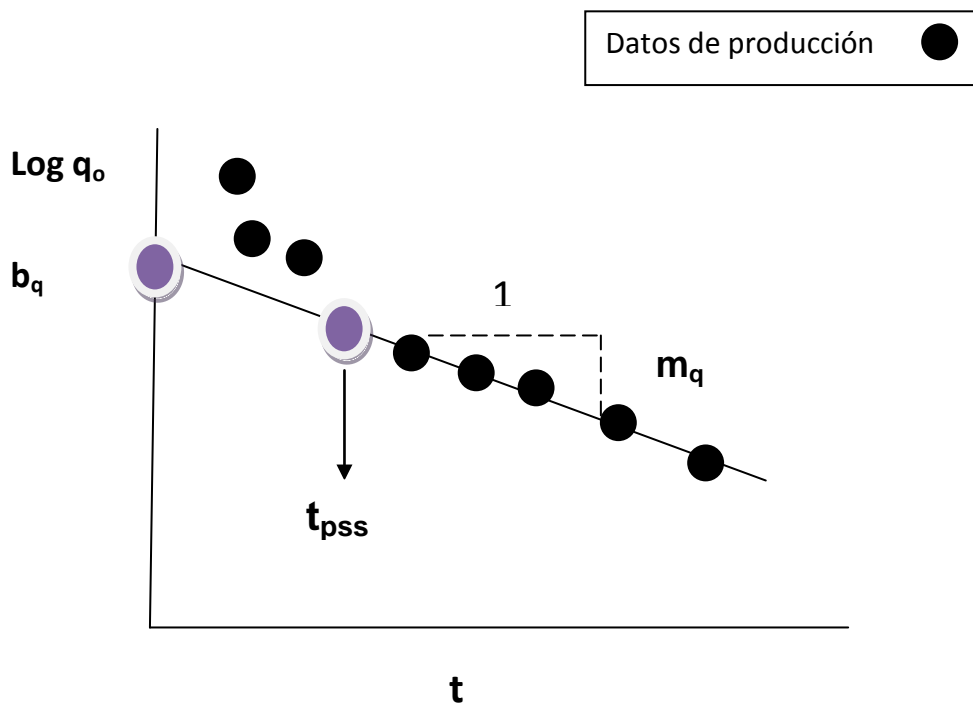


Fig. 19 Gráfica de declinación exponencial para el análisis de datos de producción.

4. CURVAS DE DECLINACIÓN

Los principales períodos de Declinación de un pozo productor son:

1. Declinación transitoria.
2. Declinación en estado pseudo estacionario.

Así mismo dentro de la Declinación en estado Pseudo estacionario se encuentran otros tres tipos de declinación. Estas declinaciones son:

- Exponencial
- Hiperbólica
- Armónica

Declinación en estado Pseudo Estacionario.

Como un conjunto o serie de producciones en estado estacionario para describir el comportamiento del pozo.

El Rango de Declinación de la presión depende de:

- Rapidez con la que los fluidos son producidos.
- Expansión de los fluidos del yacimiento.
- Compactación del volumen de poros.

El efecto más importante de la declinación es el deterioro del comportamiento de afluencia reflejado mediante la presión media del yacimiento y el incremento de la resistencia de flujo.

Antecedentes

La base para calcular la declinación del gasto de producción es un conjunto de curvas características, definidas como “curvas tipo”, las cuales fueron desarrolladas por algunos investigadores entre ellos Arps y Fetkovich (1980).

Estas curvas son el resultado de investigaciones empíricas y desarrollos matemáticos aplicados para soluciones rápidas en una gran variedad de problemas relacionados con la declinación de la producción.

Los principales períodos de declinación de un pozo productor son:

- 1.- Declinación transitoria.
- 2.- Declinación en estado pseudoestacionario.

Así mismo, dentro de la declinación en estado pseudoestacionario se encuentran otros tres tipos de declinación las cuales son:

- 2.1.- Declinación exponencial.
- 2.2.- Declinación hiperbólica.
- 2.3.- Declinación Armónica.

Debemos recordar que el análisis de la declinación mediante estas curvas, son métodos para estimar reservas probadas y regímenes de producción futuros, están basados en la suposición de que los pozos permanecerán sin la influencia de controles artificiales; que se les permite constantemente mantener la producción máxima de que son capaces, y de que siempre producen bajo las mismas condiciones de operación

Antecedentes

1. **Declinación Exponencial (geométrica, semilog o de porcentaje constante):** Los cambios en la producción por unidad de tiempo son constantes.
2. **Declinación Hiperbólica (log - log):** La caída en la producción por unidad de tiempo, expresada como una fracción del gasto de producción, es una fracción elevada a una potencia entre cero y uno.
3. **Declinación Armónica:** Es un caso particular de la declinación hiperbólica, donde la potencia de la fracción del gasto producido es la unidad.

Declinación Exponencial

El gráfico de producción de aceite contra tiempo para un pozo como se muestra en la **Figura 20**, podría ser extrapolado en el futuro para proporcionar una estimación de los gastos futuros de producción. Conociendo los gastos futuros de producción también es posible determinar la producción acumulada futura, (reserva probada produciendo) del yacimiento en cuestión para una área de drene establecida.

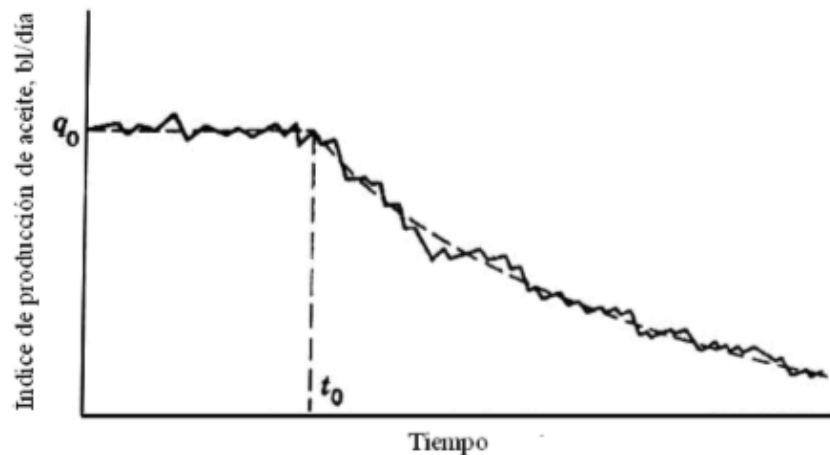


Fig.20 Gráfica típica del índice de producción vs tiempo (Nind, 1964).

Antecedentes

Cuando el gasto de producción se grafica contra el tiempo, se puede observar que el gasto declina con el tiempo tal como se ilustra en la **Figura 21**.

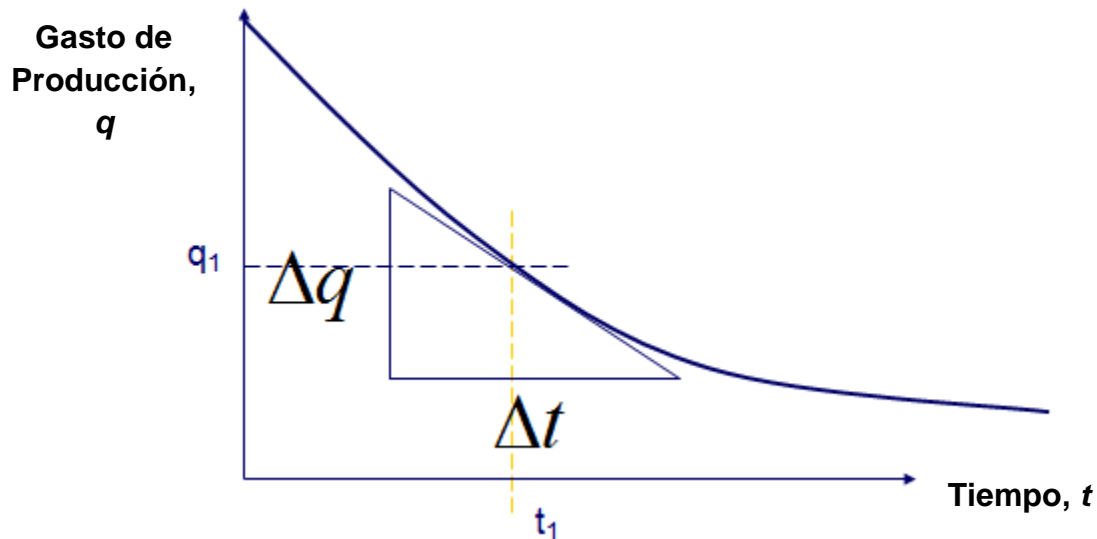


Fig. 21 Gráfica del gasto de producción vs tiempo (Nind, 1964).

La declinación a porcentaje constante se conoce como declinación exponencial debido a la expresión matemática (ecuación exponencial) que la define.

Este tipo de declinación se presenta cuando se tiene un yacimiento cerrado que produce a una presión de fondo fluyendo constante y cuando se sienten los efectos de frontera.

Cuando el logaritmo de gastos de producción es trazado contra tiempo lineal, a menudo resulta una línea recta. Este fenómeno se refiere como “declinación exponencial”, se expresa:

$$q = q_i e^{(-t/a)} \dots\dots\dots (1)$$

Gasto de producción vs tiempo

Donde “a” es una constante positiva.

Antecedentes

Pero ésta también se puede expresar como el gasto contra la producción acumulada, así:

$$N_p = a(q_i - q) \dots\dots\dots (2)$$

En función de la rapidez de declinación, $D=1/a$, las expresiones anteriores quedan:

$$q = q_i e^{(-Dt)} \dots\dots\dots (3)$$

$$N_p = \frac{1}{D} (q_i - q) \dots\dots\dots (4)$$

Al transformar la ecuación 3 de logaritmo natural a logaritmo base 10, obtenemos:

$$\log(q) = \log(q_i) - \frac{D}{2.3} t \dots\dots (5)$$

Que gráficamente queda representada como una línea recta de pendiente $(-D/2.3)$ y ordenada al origen que al extrapolar esta línea hasta el L.E. puede conocerse la vida futura del pozo como se muestra en la **Figura 22**.

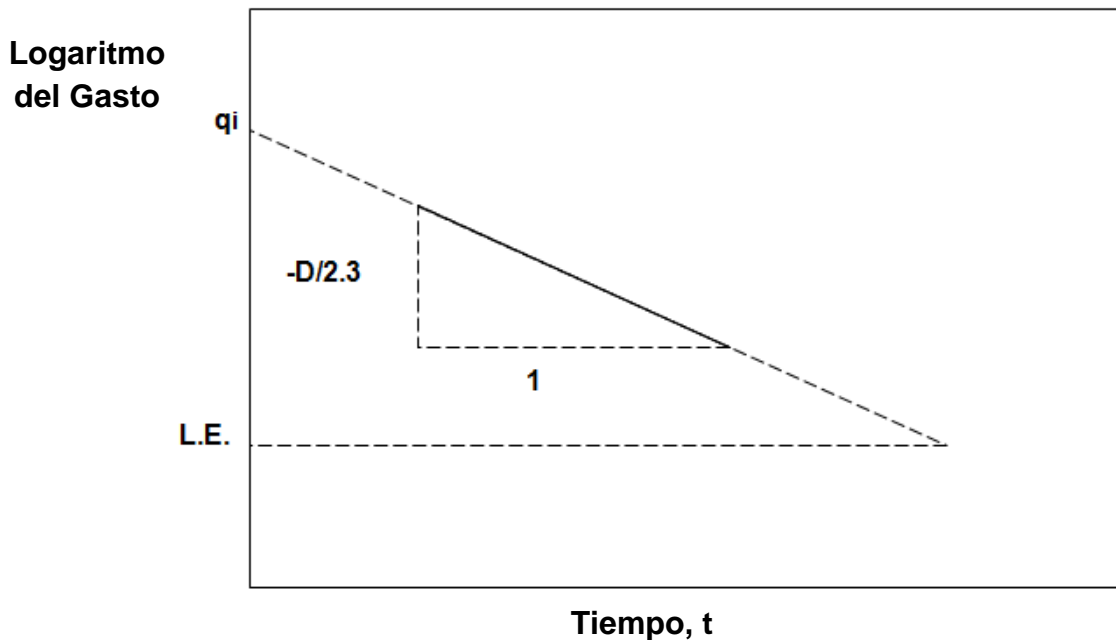


Fig. 22 Gráfica del log del gasto vs tiempo. (Nind, 1964)

Antecedentes

Porcentaje de declinación:

$$\text{porcentaje de declinacion} = \frac{100}{N_p}(q_i - q)$$

El tiempo hasta alcanzar el límite económico L.E.

$$t = \frac{2.3}{D_i}(\log L.E. - \log q_i)$$

Declinación Hiperbólica

La declinación hiperbólica es el resultado de energías (mecanismos de empuje) naturales o artificiales que disminuyen el abatimiento de presión comparado con el abatimiento causado por la expansión de un aceite ligeramente compresible.

- Gas en solución
 - Expansión del casquete de gas
 - Empuje de agua
- } Declinación Hiperbólica

Su expresión matemática es:

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

Donde b representa la constante de declinación o ritmo de declinación (constante positiva $0 < b < 1$)

Al integrar en dos ocasiones la ecuación anterior tenemos:

$$q = q_i(1 + D_i b t)^{-1/b}$$

Donde D_i es la rapidez de declinación cuando el gasto q_i prevalece, y t es el tiempo que tarda en declinar el gasto de q_i a q .

Antecedentes

Esta ecuación, se ajusta a la ecuación de una línea recta en papel log-log cuando cambia horizontalmente sobre la distancia ($1/Di b$), donde $1/b$ es la pendiente de la recta.

Para determinar la ecuación de gasto-producción acumulada se debe integrar respecto al tiempo la ecuación anterior por lo que nos queda:

$$Np = \frac{q_i^b}{D_i(1-b)} [q_i^{(1-b)} - q^{(1-b)}]$$

El porcentaje de declinación mensual se obtiene mediante:

$$\text{Porcentaje de declinación} = \frac{100 \left(\frac{dq}{dt} \right)}{q}$$

$$\frac{dq}{dt} = - \frac{q_i D}{(1 + Dbt)^{\left(\frac{1}{b}\right)+1}}$$

Por lo que finalmente se expresa como:

$$\text{Porcentaje de declinación} = - \frac{100D}{(1 - Dbt)}$$

Antecedentes

El comportamiento tanto de la declinación exponencial como el de la hiperbólica al ser graficados en papel semilogarítmico se muestra en la **Figura 23**.

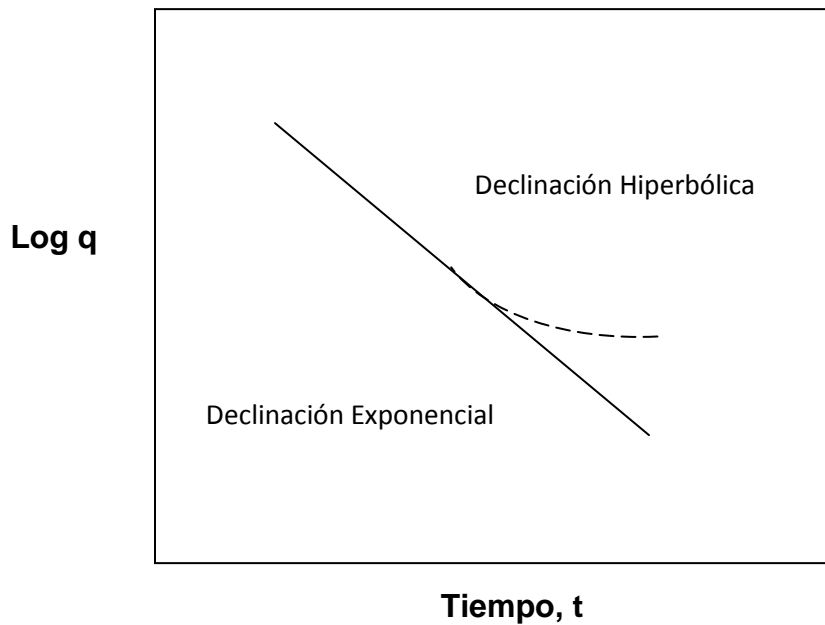


Fig.23 Comparación de las curvas de declinación Exponencial e Hiperbólica. (Nind, 1964).

Declinación Armónica

Algunas veces cuando la producción es controlada predominantemente por segregación gravitacional, la rapidez de declinación D es proporcional al gasto q .

Este tipo de declinación es un caso particular de la declinación hiperbólica y ocurre cuando el valor de $b=1$.

Este tipo de declinación representa un caso particular de la declinación hiperbólica, ya que ocurre cuando $b=1$. Como consecuencia de lo anterior, la rapidez de declinación D es inversamente proporcional al gasto q . Su expresión es la siguiente:

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

$$q = q_i - Dtq$$

Antecedentes

La cual representa la ecuación de una línea recta de pendiente $-D$ en función de q y el t como se muestra en la **Figura 24**.

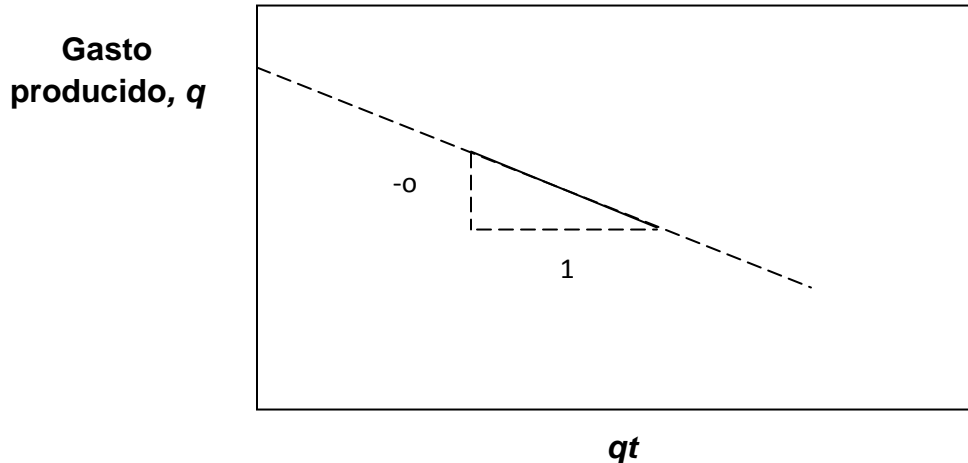


Fig. 24 Representación gráfica de la declinación en el papel cartesiano (Nind, 1964).

Al integrar esta última ecuación obtenemos la expresión de gasto producido-producción acumulada:

$$N_p = \frac{q_i}{D} (\log q_i - \log q)$$

La ecuación anterior puede ser representada por una línea recta en papel semilogarítmico, graficando gasto producido en la escala logarítmica.

En lo que respecta al porcentaje de declinación mensual, se tiene lo siguiente:

Por lo que finalmente nos queda:
$$\frac{dq}{dt} = -\frac{q_i D}{(1 + Dt)^2}$$

$$\text{Porcentaje de declinación} = -\frac{100D}{(1 - Dt)}$$

El tiempo de vida útil para declinación armónica:

$$t = \frac{1}{D_i} \left[\left(\frac{q_i}{L.E} \right)^2 - 1 \right]$$

1.1.- MODELO GEOLÓGICO ESTRUCTURAL DEL CAMPO A

1.1.1 Aspectos Sedimentológicos

A partir de la revisión y análisis de una sección sísmica regional con orientación NW-SE (**Fig. 1.1**); así como con la interpretación de registros de pozo (resistividad y rayos gamma), y de secciones litoestratigráficas que muestran la distribución cualitativa de su arcillosidad total; se interpreta que en el Campo A, la secuencia del grupo Chicontepec cuenta con una columna sedimentaria máxima de 700 m., en donde se pueden identificar, tres mega secuencias (unidades 1, 2, 3), de composición arcillo-arenosa, y que a nivel local o en afloramientos, presentan cierta repetición fractal en las estructuras sedimentarias.

Las unidades estratigráficas de interés se encuentran limitadas por una discordancia basal, la cual separa a las unidades mesozoicas de los depósitos cenozoicos, así como por tres discordancias referidas como: discordancias A, B y C, que separan regionalmente a las megasecuencias de las unidades 1, 2 y 3 (**Fig.1.1**). Estas megasecuencias, a la vez, subyacen discordantemente a los depósitos sedimentarios turbidíticos del Eoceno Medio-Superior.

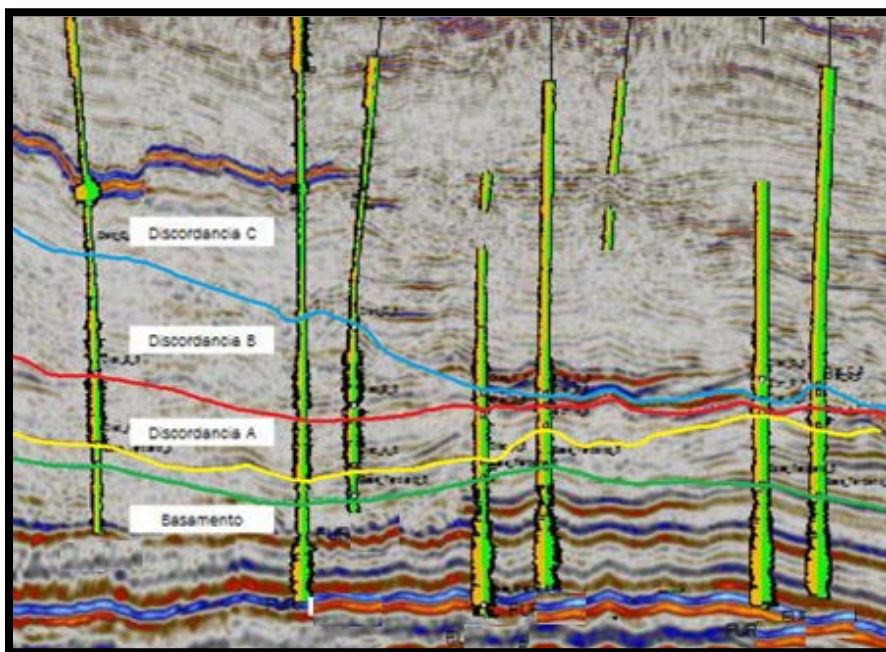


Fig. 1.1 Sección Sísmica NW-SE del campo A, donde se indica la posición de las discordancias.

Capítulo I. Campo A

Unidad 1: La unidad estratigráfica tiene predominancia de materiales finos, correspondientes con lutitas, limolitas y areniscas de grano fino. Corresponde a depósitos cíclicos estratificados areno-arcillosos y arcillo-arenosos; depositados discordantemente, sobre una superficie topográfica mesozoica abrupta. Los cuerpos poseen una geometría tabular estratificada continua y laminada; los cuerpos areno-limo-arcillosos, se puede presentar en forma lenticular. Se considera de baja importancia como roca almacenadora debido a la baja porosidad y a la escasa conectividad entre cuerpos, causada por el predominio de las facies limo-arcillosa, interestratificada con estratos areno-limoso-arcillosos.

Unidad 2: Presenta estructuras escasas y dispersas de tipo lobular, asociadas a plegamientos y deslizamientos intraformacionales. El espesor de esta unidad es menor comparado a otros campos del Paleocanal de Chicontepec. Presenta estructuras de deformación intraformacionales del tipo “boudinage”, y su plegamiento es disarmónico. Los lóbulos son de textura areno-limoso-arcillosos; presentan una extensión pequeña y alta dispersión; están interestratificados con horizontes limo-arcillosos; tiende acuñarse hacia el Este-Noreste. La geometría de los cuerpos es de forma lenticular; la conectividad entre los cuerpos areno-limosos es de baja a nula, por lo que son de poca importancia como roca almacenadora.

Unidad 3: Presenta flujos gravitacionales, derrumbes de tipo coherente e incoherente que provocaron plegamientos, deslizamientos y derrumbes (“slumps”) disarmónicos, el espesor máximo es de 400 m, y tiende a acuñarse sobre la cima de la megasecuencia de la Unidad 2, en la discordancia B. Estratigráficamente está constituida por capas gruesas a masivas, arcillo-arenosas, altamente deformadas y asociadas a flujos de escombros canalizados. La conectividad entre cuerpos arenosos es baja, debido a la mezcla de los horizontes arenosos permeables con los arcillo-limosos durante su movimiento; además se encuentran desplazados por las fallas laterales.

Los depósitos sedimentarios lobulares, son más favorables para el almacenamiento de hidrocarburos; se caracterizan por contener facies sedimentarias canalizadas y bordes de canal areno-limosos. En el campo F, estos depósitos son escasos y dispersos; se encuentran en mayor proporción entre las discontinuidades estratigráficas “A” y “B”.

1.1.2.- Aspectos Estructurales

Para el análisis de las estructuras secundarias del Campo A se tomó en consideración la interpretación de siete secciones sísmicas representativas. Se pueden apreciar tres estilos de deformación: deformación intraformacional, plegamiento laramídico y un sistema de fallas laterales con fracturas.

Deformación Intraformacional: Se desarrolló durante el proceso de sedimentación, a partir del rompimiento de estratos y desplazamientos de bloques, que generaron fallas inversas y un conjunto de pliegues intraformacionales de tipo recostado de dimensiones reducidas. Se encuentra a nivel local como producto del flujo de materiales turbidíticos.

Plegamiento Laramídico: A partir del análisis de secciones sísmicas con dirección E-W y NW-SE, se identificó que en la secuencia mesozoica y la base del Terciario se desarrolló un plegamiento, ya que están deformados en el campo dúctil. El origen de los pliegues, se explica por el proceso orogénico denominado “Orogenia Laramídica”, la cual al rebasar el límite elástico de las secuencias sedimentarias, originó un conjunto de pliegues anticlinales y sinclinales.

Sistema de fallas laterales con desarrollo de fracturas: Conjunto de fallas laterales, desarrollando en cada caso una flor positiva (**Fig.1.2**), que indica un origen a partir de deformación por cizalla en un sistema transpresivo. Las fallas

Capítulo I. Campo A

actúan como ruta de migración para los hidrocarburos, desde la roca generadora del Jurásico Superior a las rocas almacén del grupo Chicontepec.

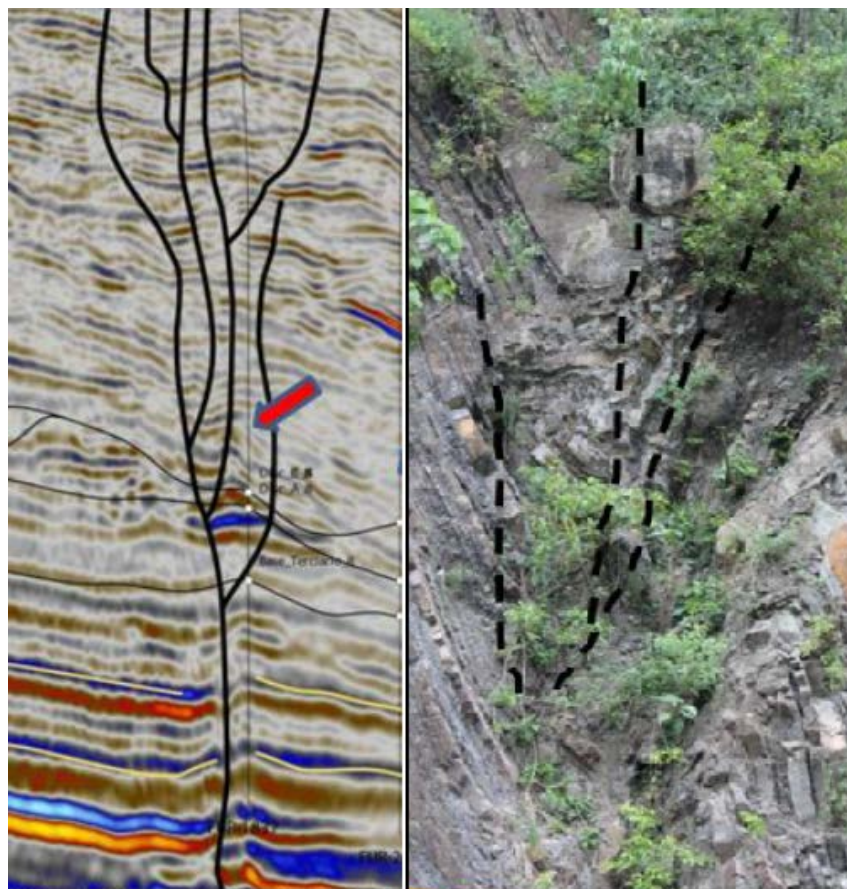


Fig. 1.2 Falla lateral con desarrollo de flor positiva

Debido a que el sistema de fallas actúa como medio de migración, los pozos perforados en la zona de falla fueron no productores, o bien fueron productores por un corto periodo de tiempo, y por lo tanto presentan una producción baja acumulada (N_p). Se recomienda que para el desarrollo del yacimiento, se realicen diseños de pozos horizontales, o inclinados siguiendo la dirección de mayor longitud de los intervalos, ya que así el pozo tendría más área expuesta al flujo a través de las fracturas.

1.2.- MODELO PETROFÍSICO DEL CAMPO A.

Para el desarrollo del modelo petrofísico, se analizó información de 20 pozos del campo F; se dispuso de los registros siguientes: rayos gamma naturales (GR), resistividad profunda (Rd), resistividad somera (Rs), densidad (RHOB) y/o porosidad densidad (DPHI), porosidad neutrón (NPHI) y tiempo de tránsito (DT); además de núcleos en 6 de éstos. En los registros de neutrón y densidad, se identifican notoriamente seis electrofacies:

- 1) Una electrofacie con alto contenido arcilloso, abundante en la cima de la discordancia C, correspondiente a formaciones que sobreyacen a la formación Chicontepec.
- 2) Otra entre las discordancias B y C, con laminaciones de lutitas y areniscas que corresponde a la parte más distal de los lóbulos.
- 3) Una con mayor cantidad de arenisca (litarenita) que de lutita, de espesores delgados entre las discordancias A y B, así como entre A y base del Terciario, correspondiente a los frentes lobulares de los abanicos.
- 4) Otra con espesores mayores de areniscas (litarenitas y calcarenitas, de grano medio a fino) y en algunos casos de bloques de calizas, correspondientes a la parte lobular.
- 5) Una con mayores espesores de areniscas (de grano medio a grueso) de hasta 2 metros, correspondiente a canales, sobre todo en la base del Terciario, que es muy irregular de acuerdo a las secciones sísmicas
- 6) Una que corresponde con la Brecha Calcárea, que fue cortada por los pozos en su parte más profunda.

Capítulo I. Campo A

En las secciones sísmicas se observa que la base del Terciario en el área de A es muy irregular, y la formación Chicontepec tiene un espesor reducido. Al ubicar los intervalos productores respetando la desviación de los pozos en las secciones sísmicas, se observa que se tienen intervalos productores en los cuerpos arenosos de la formación Chicontepec, principalmente entre las discordancias A y B (**Fig. 1.3**), pero también se tienen intervalos productores en la brecha debajo de la base del Terciario en muchos de los pozos (**Fig. 1.4**). Por lo que gran parte de la producción del campo F no se debe a la formación Chicontepec sino a las Brechas calcáreas de la formación Tamabra.

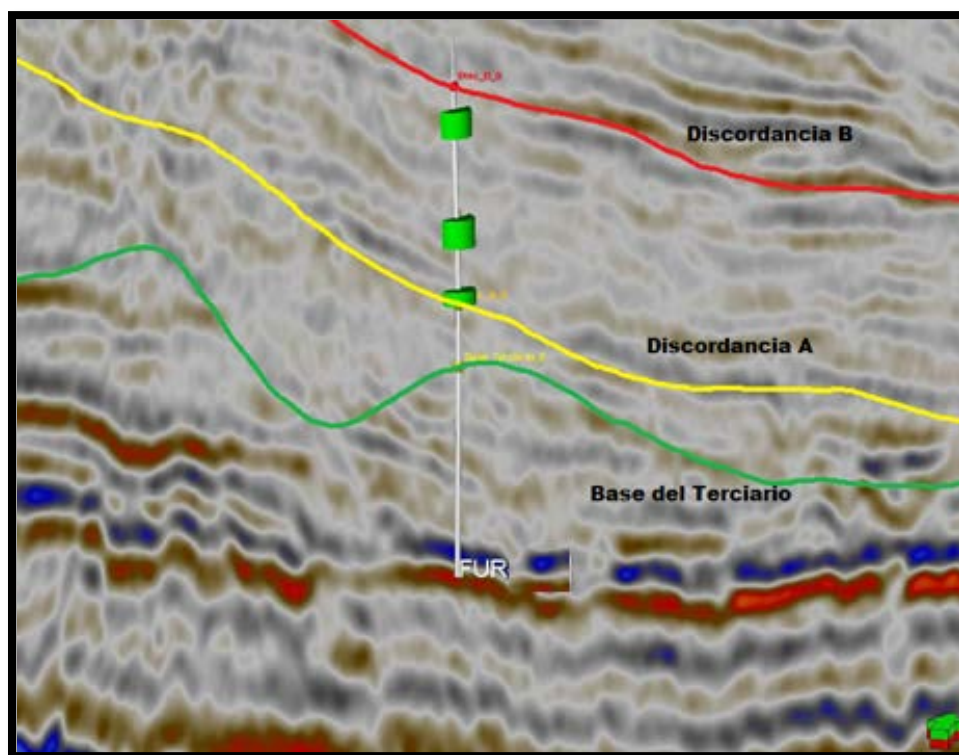


Fig. 1.3 Intervalos productores entre las discordancias A y B

Capítulo I. Campo A

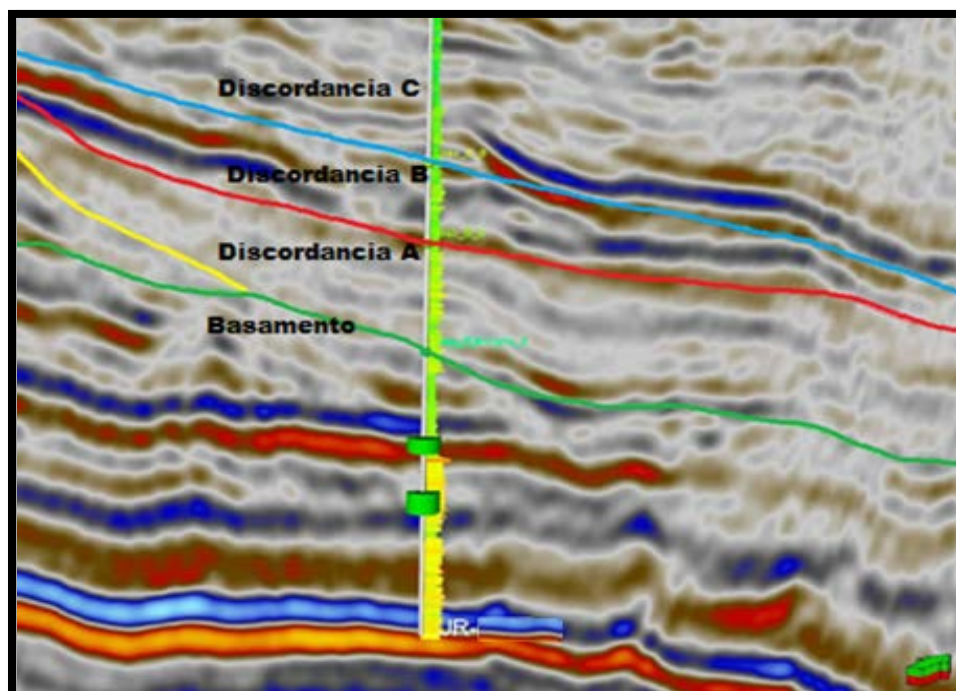


Fig. 1.4 Intervalos productores por debajo de la base del terciario

A partir de los resultados de los análisis de núcleos se obtuvieron los porcentajes de minerales presentes; en general se tienen dos minerales principales con mayor porcentaje: la calcita y después el cuarzo, además de arcilla y plagioclasa, y en menor porcentaje dolomita, ankerita, feldespato y pirita (**Tabla 1.4**).

Tabla 1.4 Contenido de minerales en un pozo del campo A

Minerales	Contenido promedio %
Cuarzo	32.34
Feldespato	0.78
Plagioclasa	9.88
Calcita	40.44
Ankerita	0.64
Dolomita	4.48
Arcilla Total	10.56
Pirita	0.74
Total	99.86

Capítulo I. Campo A

Dado que el núcleo solo representa una parte pequeña de la formación, y que además se toman en los intervalos arenosos, el contenido de arcilla en todos los núcleos es muy bajo, en promedio 8%. En la **Tabla 1.5** se muestran los tres tipos de arcilla que se tienen presentes, además del porcentaje que representan del total de arcillas en un pozo del campo F, que para efectos prácticos, representa el comportamiento del campo.

Tabla 1.5 Contenido de arcilla en un pozo del campo A

Tipo de Arcilla	Contenido promedio %	Contenido promedio respecto al contenido total de arcilla %
Ilita	3.86	50.4
Caolinita	1.76	23.1
Clorita	2.02	26.5
Total	7.6	100

Actualmente en el campo F, como en todo Chicontepec solo se ha utilizado un modelo petrofísico, en el que se emplea el cuarzo como mineral único; en la **tabla 1.4** se observó que también la calcita representa un alto porcentaje en el contenido de minerales, por lo que se debe incluir éste mineral al modelo. El valor de porosidad efectiva se reduce al utilizar un modelo petrofísico con dos minerales, por lo que la porosidad efectiva de corte sería menor a la considerada para los valores obtenidos con el nuevo modelo utilizando calcita. La saturación de agua también se decrece al incluir a la calcita en el modelo petrofísico, por lo que el valor de corte de saturación de agua sería mayor al utilizado actualmente. Los cambios en los valores de corte generados por la inclusión de la calcita al modelo petrofísico, afectan directamente al cálculo de reservas del campo, por lo que es de gran importancia que se lleve a cabo.

1.3.- MODELO DINÁMICO DEL CAMPO A.

1.3.1.- Revisión y discretización de la información disponible.

Dada la sensibilidad de la información, los pozos serán renombrados por un número en orden creciente, anteponiendo la letra B en caso de ser pozos considerados buenos y una M en el caso que se consideren como malos. Los pozos buenos son aquellos diez con el valor más alto, resultado de dividir la producción acumulada (Np) entre el tiempo (t); los pozos considerados como malos son los 10 con el menor valor. En la **tabla 1.6**, se presenta un resumen de la información disponible para 20 pozos del campo A:

Tabla 1.6 Estado de la información de 20 pozos del campo A

No	B/M	Pozo	Np/t	Pruebas de presión	Historias de producción	Estado Mecánico	RPF	RPFC
1	B	A-B1	68	NO	NO	SI	4	1
2	B	A-B2	63	NO	NO	SI	2	NO
3	B	A-B3	60	NO	NO	SI	1	2
4	B	A-B4	59	NO	NO	SI	0	0
5	B	A-B5	58	NO	NO	SI	2	0
6	B	A-B6	58	NO	NO	SI	4	0
7	B	A-B7	56	NO	NO	SI	1	0
8	B	A-B8	50	NO	NO	SI	2	0
9	B	A-B9	46	NO	NO	SI	4	1
10	B	A-B10	44	NO	NO	SI	2	0
11	M	A-M1	0	NO	NO	NO	0	0
12	M	A-M2	0	NO	NO	NO	0	0
13	M	A-M3	0	NO	NO	NO	0	1
14	M	A-M4	0	NO	NO	NO	0	0
15	M	A-M5	0	NO	NO	NO	0	0
16	M	A-M6	0	NO	NO	NO	0	1
17	M	A-M7	0	NO	NO	NO	0	1
18	M	A-M8	0	NO	NO	NO	0	0
19	M	A-M9	0	NO	NO	NO	0	1
20	M	A-M10	0	NO	NO	NO	0	NO

Capítulo I. Campo A

Se puede apreciar que la información para éste campo es escasa; no se cuenta con pruebas de presión, ni historias de producción; y en el caso de los pozos malos, tampoco con el estado mecánico. Se tienen algunos registros de presión de fondo cerrado y abierto, tanto de pozos buenos como malos. Se cuenta con un análisis PVT representativo del campo A.

Adicionalmente se dispone con pruebas de presión analizadas para 2 pozos del campo que no aparecen en la **tabla 1.6**. Los pozos se considerarán como buenos dada la cercanía a los mismos, nombrándose A-B11 y A-B12.

Se procederá a hacer un análisis con la información disponible de los pozos: A-B11, A-B12, A-M3, A-M4, A-M7 y A-M9.

1.3.2.- Análisis de los pozos

1.3.2.1 Análisis de pozos A-M3, A-M4, A-M7, A-M9.

En la Fig.1.5 se puede apreciar el comportamiento de las presiones de fondo de los pozos buenos y malos. Destacan los pozos malos como aquellos que presentan los valores más altos de presión de fondo, muy por encima de la presión de saturación, $p_b=2441$ psia, esto nos haría pensar que estos pozos se consideraron malos debido a un mal diseño o una falla en la operación, y no a causas de baja productividad en el yacimiento.

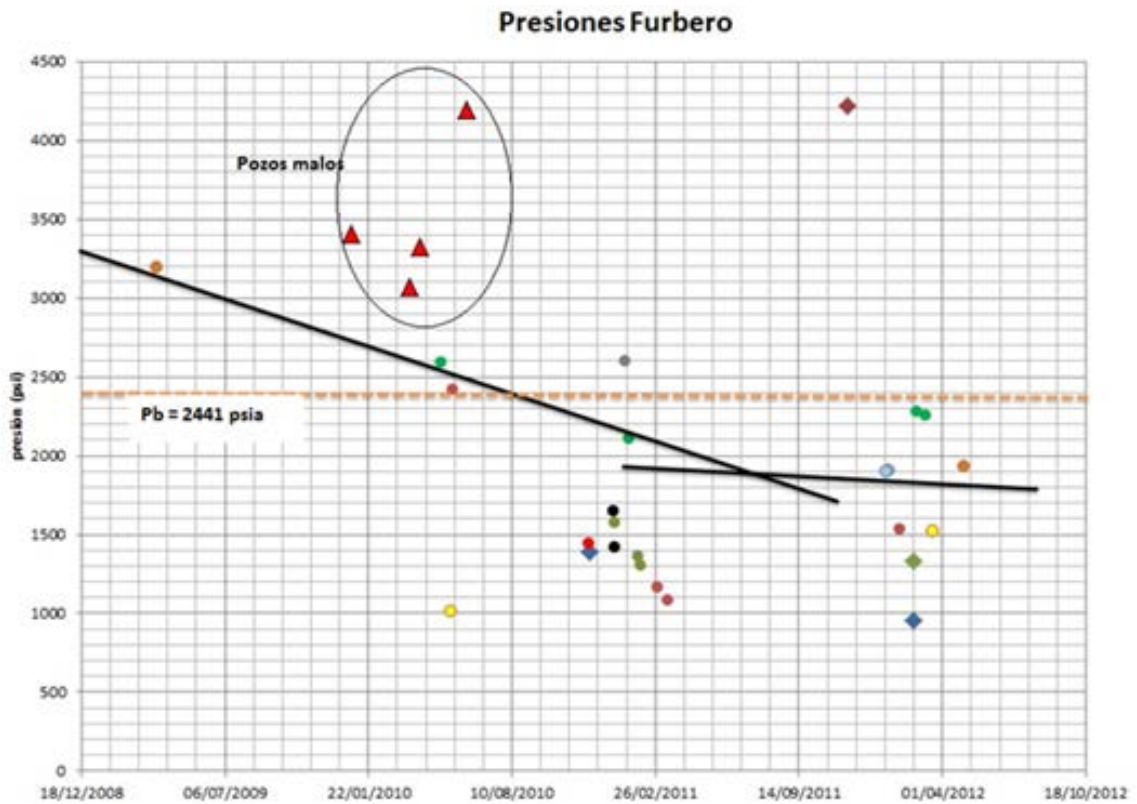


Fig. 1.5 Presiones de fondo, pozos buenos y malos

Capítulo I. Campo A

Analizando los registros de presión de fondo y las características den la **tabla 1.7** para los pozos: A-M3, A-M4, A-M7, A-M9, se puede observar que el gradiente del fluido medido ($0.1 \text{ Kg/cm}^2/\text{m}$), indica que el fluido dentro del pozo es prácticamente agua.

Tabla 1.4 Características de los pozos malos con RPFC

Cuerpo	Pozo	Qoi (BPD)	RPFC (psi)	Gradiente (kg/cm^2)	Intervalo (m)
B2	A-M3	2	4652	0.1	2342-2366
BA	A-M9	0	3403	0.99	2045-2120
	A-M4	0	3669.15	0.1	2176 (NMD)
	A-M7	0	3169.12	0.99	1797 (NMD)

Aunque en éstos pozos los datos de presión son excelentes, fueron probablemente disparados en una zona de acuífero, obteniendo una producción de casi 100% agua, por lo que se cerraron y clasificaron como malos, no por una falla operativa, sino por una mala selección de la ubicación del intervalo abierto a producción.

1.3.2.2 Análisis del pozo A-B11

Al pozo A-B11 se le realizó una prueba de variación de presión (**Fig. 1.6**), que inició el 20 de Mayo del 2009 y que terminó el 2 de Junio del mismo año, con seis días de cierre aproximadamente, la cual se presenta analizada en la información disponible. Este pozo está cercano a los pozos considerados como buenos. El intervalo disparado a evaluar es (2214-2234) m.; se fracturó el 19 de mayo de 2009; se observa que el gasto antes del cierre no se pudo estabilizar, lo cual implicara problemas en la interpretación.

El diagnóstico y modelo de ajuste a la prueba de presión (**Fig.1.7 y 1.8**), corresponde a “Fractura vertical de conductividad infinita”, con comportamiento infinito y de compresibilidad constante. Los parámetros a los cuales se ajustó el modelo fueron:

Permeabilidad (**k**): 0.17 [md]

Capacidad de flujo (**k_h**): 16.83 [md.ft]

Daño de la fractura (**s_f**): 0.07

Longitud media de la fractura (**x_f**): 91.8 [ft]

Presión inicial (**p_i**): 3917.368 [psia]

Los resultados son congruentes con las características del campo A.

Capítulo I. Campo A



Fig. 1.6 Prueba de variación de presión para el pozo A-B11

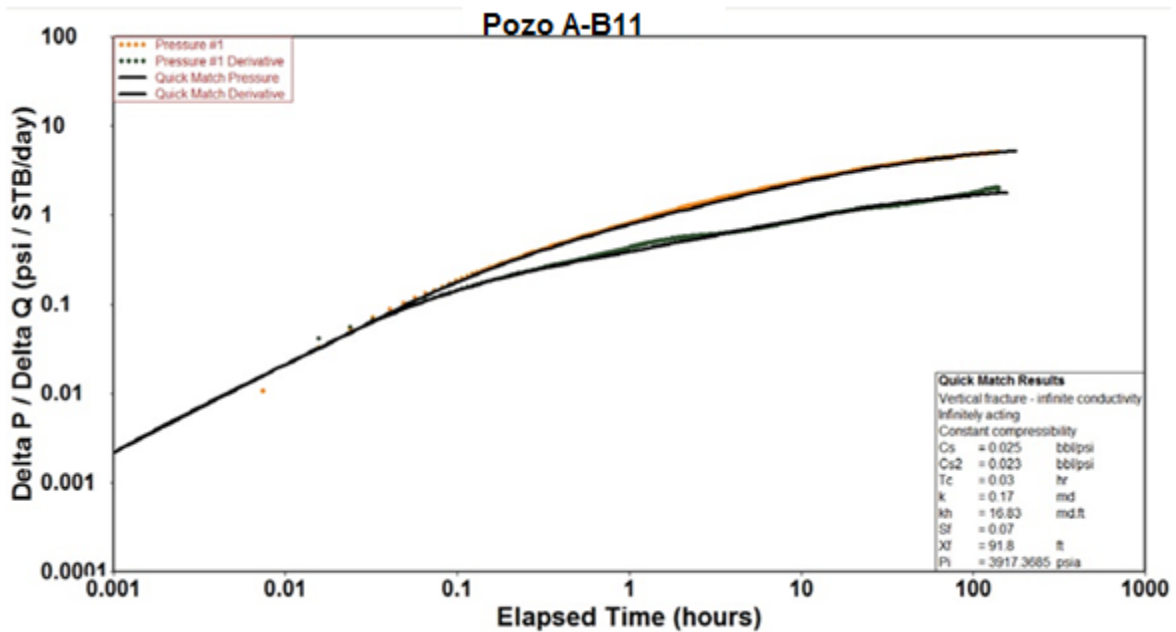


Fig. 1.7 Gráfica de diagnóstico para el pozo A-B11

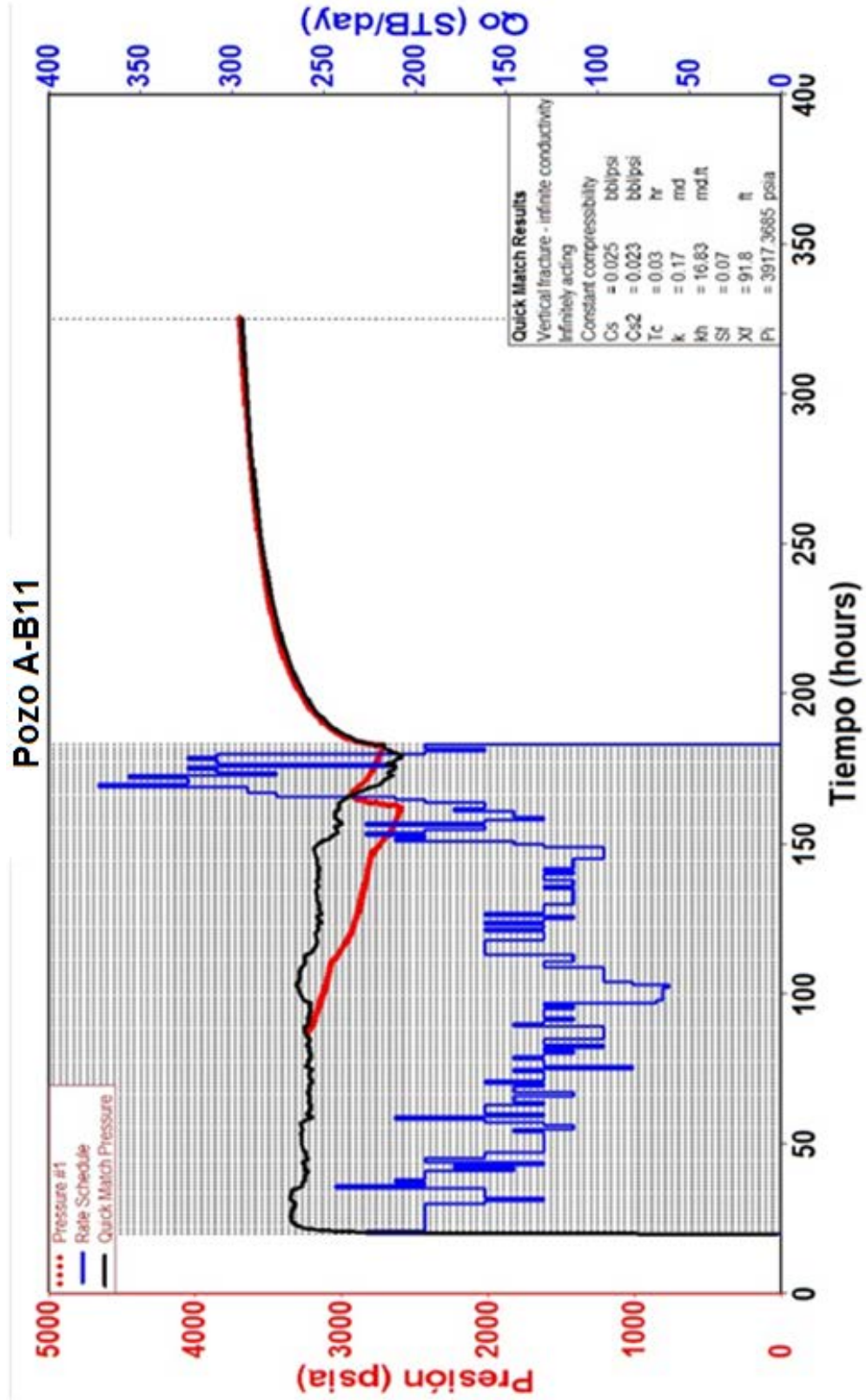


Fig. 1.8 Ajuste total del comportamiento de presión para el pozo A-B11

1.3.2.3 Análisis del pozo A-B12

Se tiene una prueba de presión que se realizó el 2 de agosto de 2008, con cuatro días de cierre aproximadamente, se presenta el análisis de la información disponible. Este pozo está cercano a los pozos considerados como buenos. El intervalo disparado a evaluar es (2340-2370) m.

Con respecto a los datos utilizados del PVT, se debería de reconsiderar el análisis, ya que existe un PVT de un pozo del campo, para el cual: $\mu_{ob}= 1.633 \text{ c}_p$, $B_{ob}=1.3084 \text{ m}^3/\text{m}^3$, $p_b=2441 \text{ psi}$. Se observa que son valores diferentes a los que se utilizaron (**Fig.1.9**). La permeabilidad es inversamente proporcional a la viscosidad, por lo tanto si se considera un valor de viscosidad menor, obtendremos mayor permeabilidad. Los resultados del análisis de la prueba pre-frac y la validación del modelo de ajuste, se presentan en la **Fig. 1.10**.

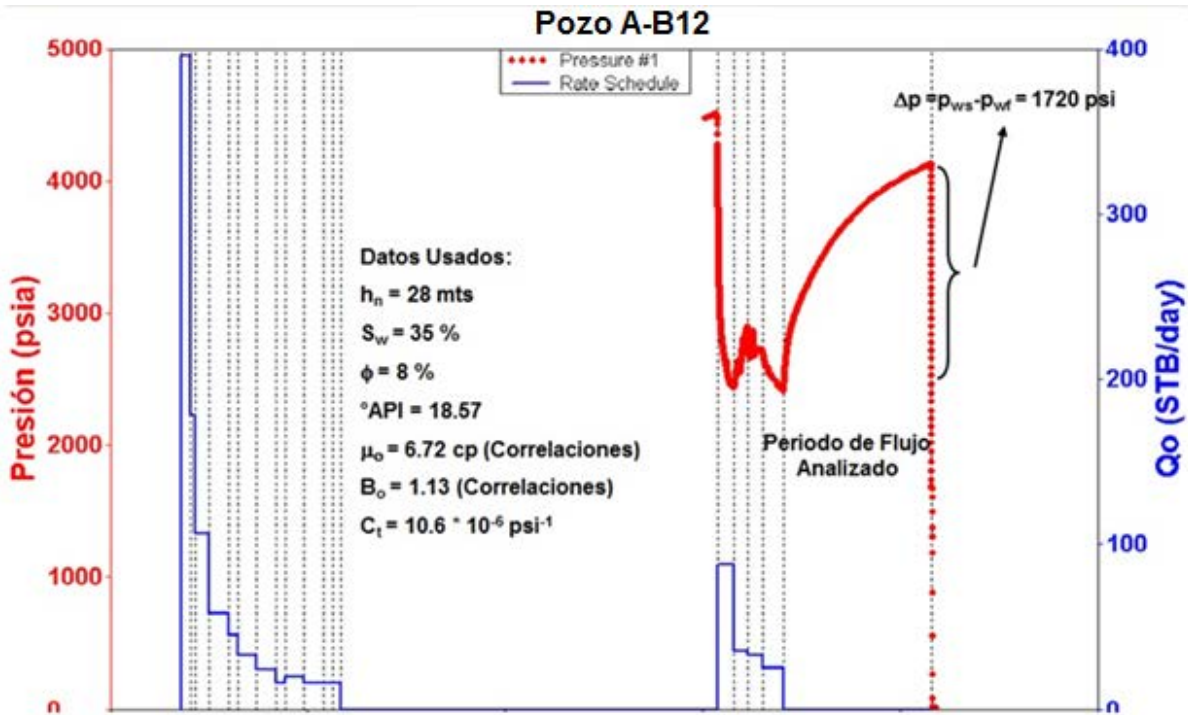


Fig. 1.9 Prueba pre frac para el pozo A-B12

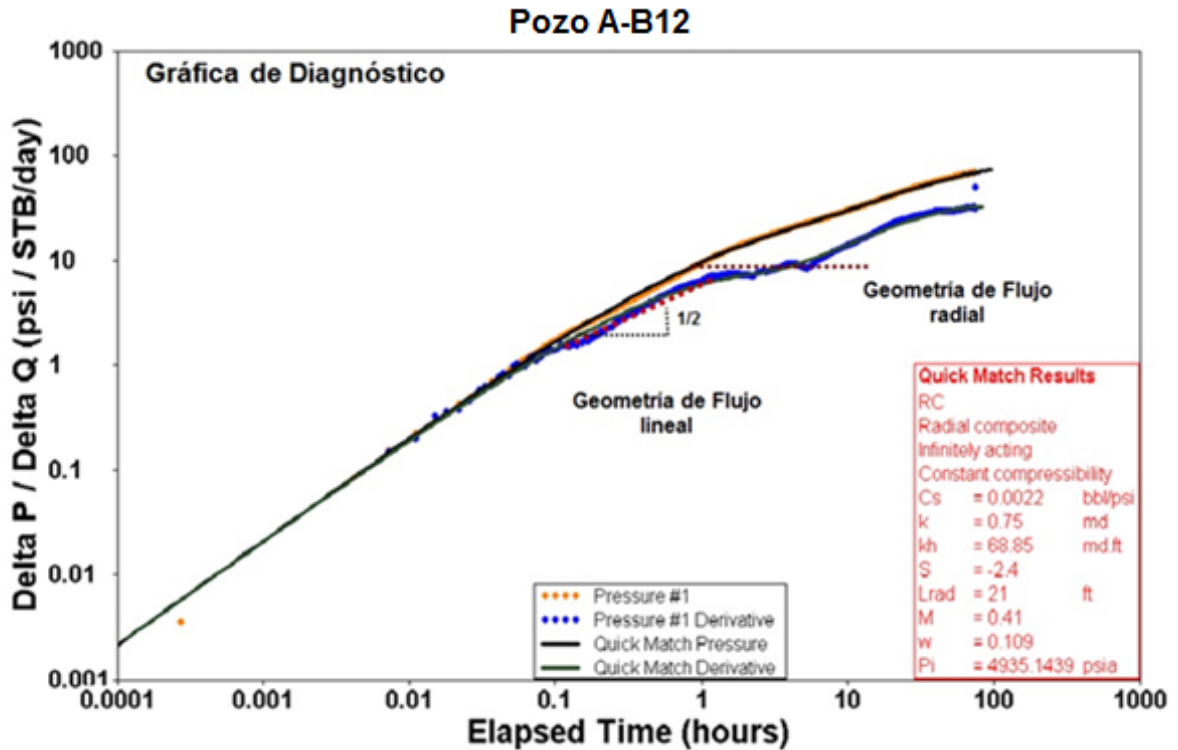


Fig. 1.10 Gráfica de diagnóstico y determinación de parámetros, para el pozo A-B12

En este análisis el modelo de ajuste que se determinó fue un radial compuesto. Nos parece que el modelo debería ser, el de pozo con fractura vertical, por lo cual la permeabilidad debería de ser menor, el daño negativo es debido a que el pozo esta estimulado (fracturado). Los parámetros resultantes a este modelo fueron:

Permeabilidad (k): 0.75 [md]

Capacidad de flujo (kh): 68.85 [md.ft]

Daño de la fractura (s_f): 2.4

Presión inicial (p_i): 4935.14 [psia]

En el análisis del pozo, se presenta también el análisis pos-frac, ver **Fig.1.11**. Con respecto al análisis pos-frac, presentan la gráfica de diagnóstico (**Fig. 1.12**), en esta figura salta a la vista el hecho de que no se observan cambios fuertes en la prueba pos-frac; de forma simple y cualitativa prácticamente tienen el mismo Δp entre la última *pwf* y la *pws*, el tiempo de cierre es muy parecido. Aunado a esto los resultados del análisis casi no cambian con los del pre-frac, es decir, $k= 0.75$ md, $s= -2.3$ y el modelo que usan es radial compuesto (**Fig. 1.13**). Con estas observaciones da la impresión de que no se realizó un fracturamiento efectivo.

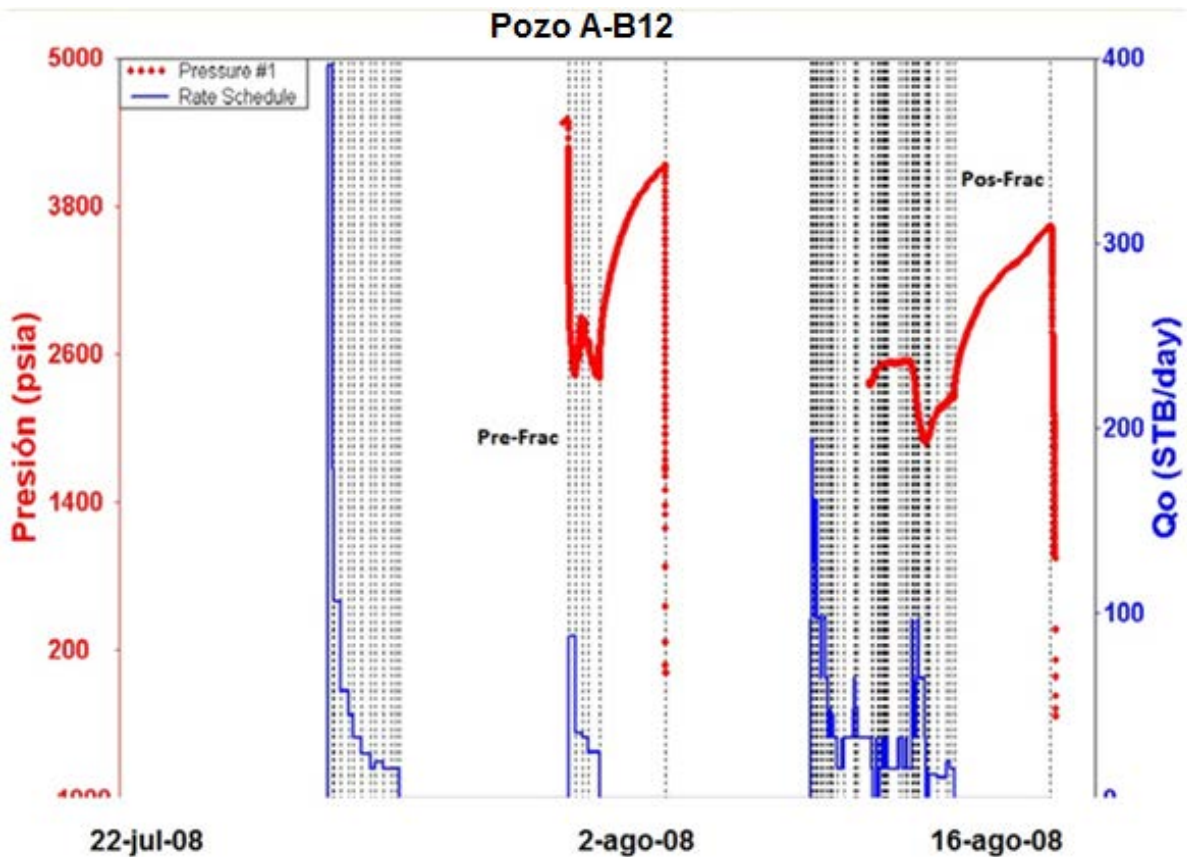


Figura 1.11 Pruebas, Pre-frac y pos-frac, para el pozo A-B12

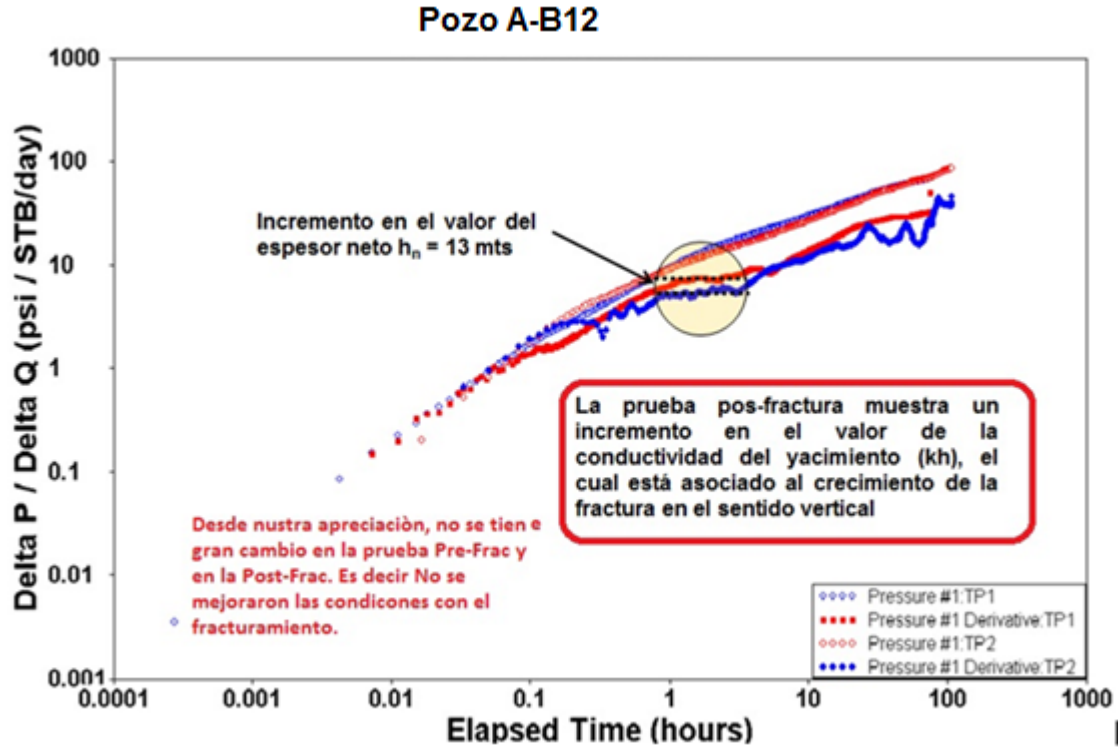


Figura 1.12 Gráfica de diagnóstico, pruebas Pre-frac y Pos-Frac., pozo A-B12

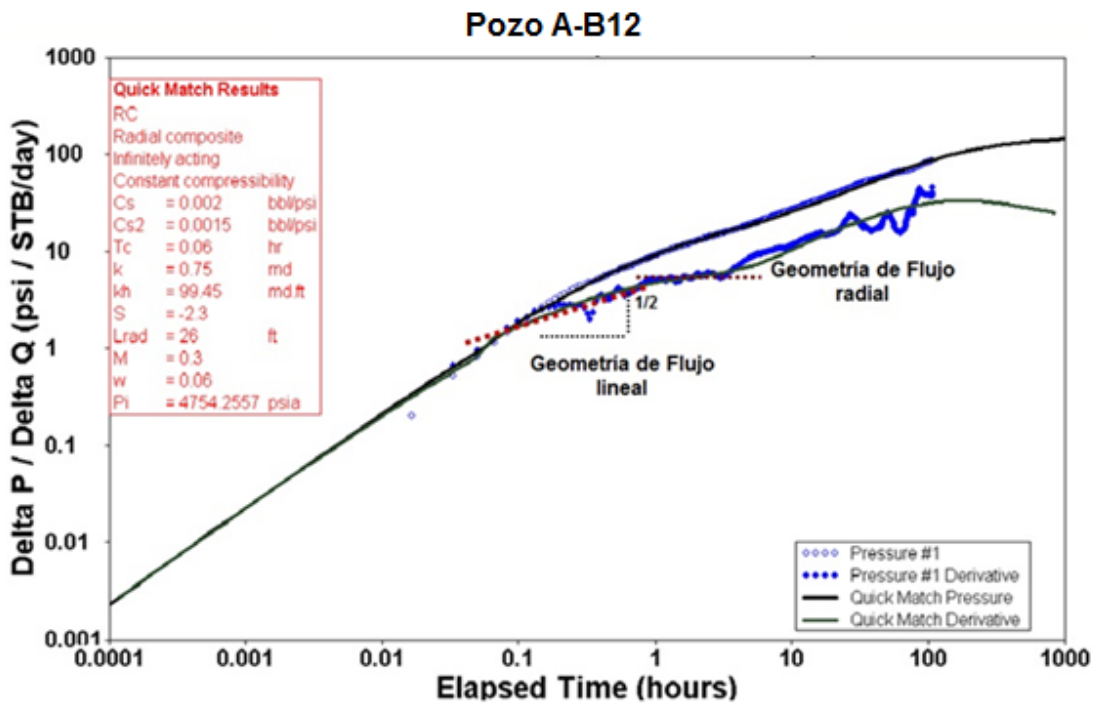


Figura 1.13 Prueba pos-frac, comportamiento casi idéntico a la pre-frac., A-B12

1.3.3.- Recomendaciones y Conclusiones del análisis de pozos del campo A

Respecto al pozo A-B11:

- El modelo de flujo corresponde correctamente al de un pozo fracturado.
- Se recomienda que, en este tipo de yacimientos de baja permeabilidad se realice una prueba pre-frac para poder calcular la permeabilidad del yacimiento, ya que una vez realizado éste, es impráctico realizar pruebas de larga duración (el cierre duró casi 120 hr) y poder alcanzar el periodo de flujo pseudo-radial, con lo cual estaríamos en posibilidad de efectuar una mejor evaluación de la fractura, ver figura 1.5 en la que no se observa el periodo pseudo-radial.
- El gasto de aceite para los estranguladores correspondientes durante la prueba no se mantiene constante, esto origina problemas en la interpretación.
- La longitud media de la fractura ($x_f=91.8$ pies) es muy corta, se recomienda revisar cual fue el diseño y porque no se logró el objetivo, ya que se podría tener una mayor producción de aceite.
- El valor de presión ($p_i = 3917$ psi), se indica buen nivel de energía; por lo tanto, si se mejora el fracturamiento se tendrá una mejor productividad.
- Se recomienda que en los archivos del reporte de los registros de presión de fondo fluyendo, se incluyan siempre los gastos medidos de aceite, gas y agua (si es el caso), ya que no se encontraron en los archivos y son datos muy importantes.

Capítulo I. Campo A

Respecto al pozo A-B12:

- Se realizó una prueba pre-frac, la cual se observa como correcta; sin embargo, el pozo ya está estimulado y no se aprecia bien el periodo de flujo pseudo-radial.
- La dimensión de la longitud media de la fractura x_f , no se puede determinar del análisis para el periodo de flujo pseudoradial.
- No se observa el efecto del fracturamiento, ya que en la prueba post-frac $s=-2.3$ y en la pre-frac $s=-2.4$, lo cual indica que el fracturamiento no tuvo éxito.
- No se tienen información de cual fue PVT utilizado.
- Con respecto al PVT, se entregaron de los pozos A 3416 y A 1513, pero se tienen diferencias grandes en el valor de la presión de saturación; en el A 3416 $p_b= 3166$ psia y en A 1513 $p_b=2441$ psia. Se recomienda pedir se valide el PVT del Campo para definir cuál es el representativo.

Respecto a los pozos A-M3, A-M4, A-M7 y A-M9:

- Cuentan con un alto valor de presión; muy por encima de la presión de saturación (p_b), pero fueron productores de casi 100% agua, debido a que probablemente fueron disparados en una zona de acuífero.
- Se recomienda que antes de tomar la decisión de la perforación de pozos, se realicen los estudios correspondientes de sísmica y se validen con el marco geológico, para identificar correctamente la geometría del canal; así como evaluar correctamente los intervalos a disparar.

2.1- MODELO GEOLÓGICO ESTRUCTURAL DEL CAMPO B

2.1.1 Aspectos Sedimentológicos

Al igual que en el campo A, a partir del análisis y revisión de secciones sísmicas regionales y locales, así como la interpretación de registros de pozo; se lograron distinguir tres etapas de sedimentación de secuencias arcillo-arenosas, que separan regionalmente a las mega secuencias del Grupo Chicontepec y a las secuencias estratigráficas del Eoceno (**Fig. 2.1**).

Las superficies discordantes en el Campo B se interpretan debido a diferentes eventos tectono-sedimentarios ocurridos durante el depósito de la columna estratigráfica durante los cuales hubo un cambio importante en el nivel del mar.

Unidad 1: Corresponde al intervalo estratigráfico comprendido entre el Basamento y la Unidad 2. Formada durante un periodo de subsidencia tectónica asociada a ciclos repetitivos sedimentarios, arenosos y arcillosos. Se constituye por facies niveladoras de la topografía basal, formadas por alternancias rítmicas e interdigitaciones laterales de capas delgadas a laminares de areniscas limo-arcillosas de origen turbidítico. El contenido de arcilla en esta unidad es muy alto, lo que ocasiona una baja conectividad entre cuerpos arenosos; por lo tanto se considera a la unidad de baja importancia como roca almacén dentro de la industria petrolera.

Unidad 2: Corresponde al intervalo estratigráfico comprendido entre la Unidad 1 y la Unidad 3, cuyos límites son las superficies discordantes A y B. La zona superior de la unidad se encuentra predominantemente formada por depósitos lobulares progradantes, arenosos y areno-arcillosos, que sobreyacen formaciones de estratos tabulares, areno-limosos y limo-arcillosos. En esta mega secuencia se presenta mayor abundancia de cuerpos lenticulares arenosos (**Fig.2.2**), con una alta continuidad lateral de hasta 1 kilómetro; sin embargo los cuerpos arenosos se

Capítulo II. Campo B

encuentran separados horizontal y verticalmente por materiales arcillosos. Dentro de la industria petrolera, se considera que los cuerpos lenticulares arenosos corresponden a una potencial roca almacenadora, ya que se componen de secuencias ricas en arenas que presentan mejores propiedades petrofísicas para el almacenamiento de fluidos.

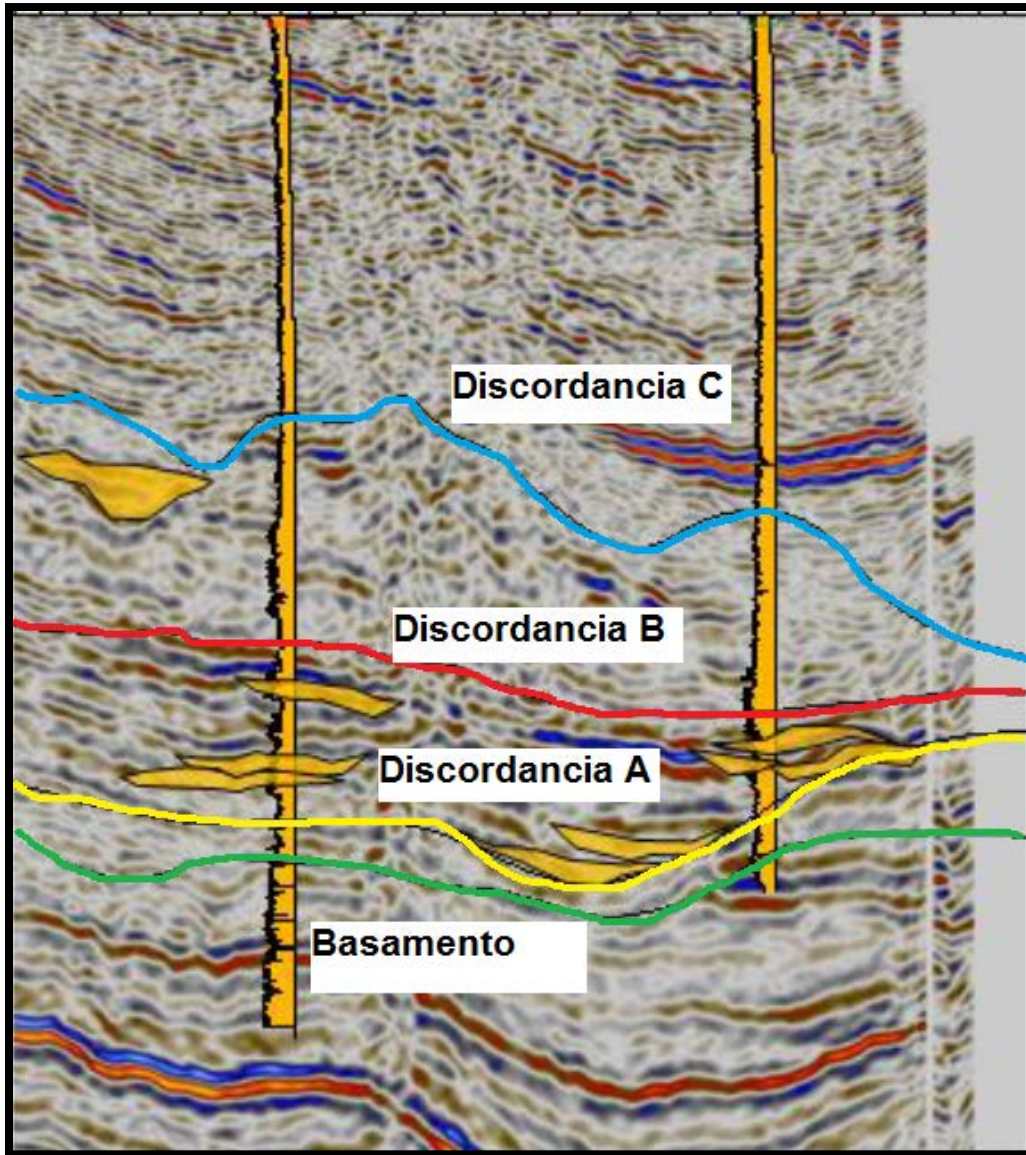


Fig. 2.1 Cuerpos lenticulares arenosos en la Unidad 2 del campo B.

Capítulo II. Campo B

Unidad 3: Formada durante un periodo de inestabilidad tectónica y basculamiento frente a la Plataforma de Tuxpan, lo que provocó la subsidencia de los depósitos del paleocañon en dirección E-NE, desarrollando flujos de escombros y derrumbes. Está constituida por cuerpos de estratos gruesos a masivos de sedimentos arcillo-arenosos, la conectividad de los cuerpos arenosos es baja debido a la intercalación con horizontes arcillo-limosos.

2.1.2.- Aspectos Estructurales

Para el análisis de las estructuras secundarias del Campo B se tomó en consideración la interpretación de seis secciones sísmicas. Se aprecia un alto grado de deformación en la secuencia sedimentaria jurásica y cretácica identificada en el subsuelo del área del Campo, esta secuencia está en contacto con el Grupo Chicontepec mediante la discordancia de la base del Terciario. Las unidades estratigráficas mesozoicas deformadas están expuestas al poniente de la cuenca y se componen estructuralmente por anticlinales, sinclinales y fallas inversas con cabalgaduras de varios kilómetros de desplazamiento.

Como característica común en la cuenca de Chicontepec, en el campo B se aprecia un sistema de fallas laterales, así como una deformación de tipo *intraformacional*, ésta última a nivel local donde se tienen pliegues, fallas normales y fallas inversas, las cuales no afectan a toda la secuencia. La deformación más importante que afecta al campo B, es un sistema de fallas laterales de componente derecha, acompañada de fallas inversas de segundo orden, lo que genera el desarrollo de geometrías de flor positiva; se encuentran abundantemente en la mega secuencia *Unidad 2*, preferentemente donde predomina una litología de areniscas, es decir en los cuerpos lenticulares arenosos.

Capítulo II. Campo B

Al igual que en el campo A (*Capítulo I*), los pozos ubicados sobre la zona de falla resultaron no productores, caso contrario a pozos vecinos que resultaron con una importante producción acumulada. Lo anterior debido a que se formaron zonas altamente porosas y permeables que permitieron la migración de los fluidos hacia otros cuerpos lenticulares u otro tipo de trampas.

Para el desarrollo del campo B, así como en la mayoría de los campos de la cuenca de Chicontepec, se recomienda evitar la perforación de pozos en la zona de falla por lo mencionado con anterioridad; específicamente para éste campo, los cuerpos lenticulares pertenecientes a la mega secuencia *Unidad 2*, presentan las mejores propiedades petrofísicas como roca almacén, por lo que éste intervalo es el de mayor interés en la planificación y diseño de los pozos.

2.2 MODELO PETROFÍSICO CAMPO B

Se utilizó la información de mejor calidad en 20 pozos productores y no productores del Campo B para realizar el análisis petrofísico. Se consideraron a las estructuras geológicas y el echado de las capas, también, se identificaron a las electrofacies y estructuras sedimentarias; se verificó la correlación de registros de pozos con secciones sísmicas y la conversión de tiempo a profundidad.

La interpretación petrofísica se revisó a partir de las propiedades físicas de las rocas medidas con los registros geofísicos de pozos y datos de producción, así como el modelo petrofísico empleado para el cálculo de volumen de arcilla, porosidad efectiva, saturación de fluidos y permeabilidad.

En el área de B se identifican dos electrofacies claramente:

- a) Una muy arcillosa en la parte superior por arriba de la discordancia C del modelo de Petrel
- b) Otra con cuerpos arenosos de espesor reducido, alternando con espesores arcillosos, presentándose entre las discordancias A y B principalmente, y en algunos casos inmediatamente arriba de la discordancia B.

En las **Figuras 2.2** y **2.3** se pueden observar secciones sísmicas de pozos productores y no productores del Campo B.

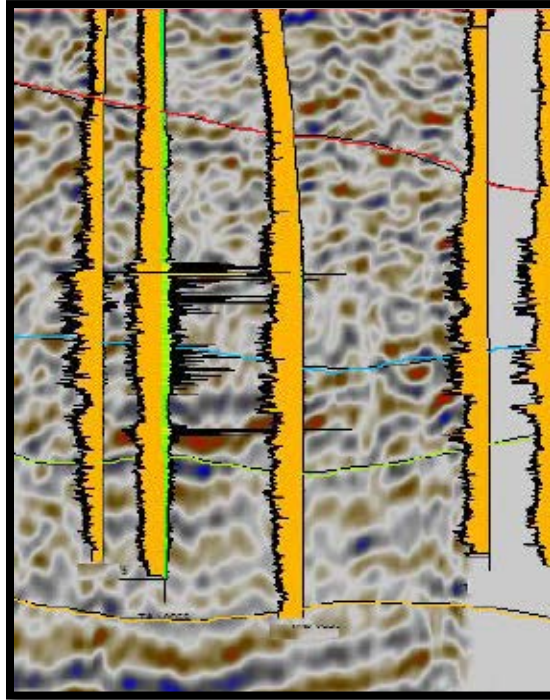


Fig. 2.2 Sección Sísmica entre pozos productores utilizados en el análisis petrofísico del campo B.

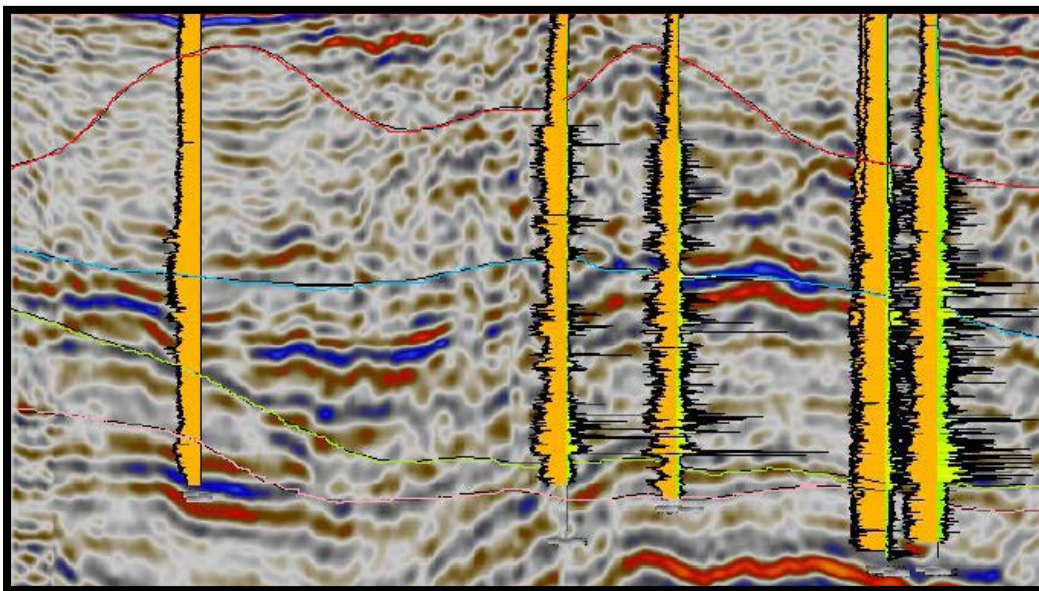


Fig. 2.3 Sección sísmica entre pozos no productores utilizados en el análisis petrofísico del campo B.

Capítulo II. Campo B

De acuerdo a los resultados de los análisis de núcleos se graficaron los porcentajes de minerales en los cuatro pozos mencionados. Se tienen dos minerales en mayor cantidad: principales cuarzo y calcita en porcentajes equivalentes, además de arcilla y plagioclasas y en menor porcentaje dolomita, ankerita y feldespato. La pirita no afecta las lecturas de resistividad, pues su porcentaje es muy bajo. La cantidad de arcilla no es tan alta en los intervalos arenosos. En la **Tabla 2.1** se observa el contenido de minerales en un pozo del campo B.

Minerales	Contenido promedio %
Cuarzo	38.35
Feldespato	0.51
Plagioclasa	7.1
Calcita	40.41
Ankerita	0.8
Dolomita	4.3
Arcilla Total	7.7
Pirita	0.7
TOTAL	99.85

Tabla 2.1 Contenido de minerales en un pozo del campo B.

Se puede observar que se encuentran tres tipos de arcilla presentes, con mayor porcentaje de Illita y caolinita, y en menor porcentaje clorita.

Capítulo II. Campo B

Tabla 2.2 Contenido de arcilla en un pozo del campo B.

Tipo de Arcilla	Contenido Promedio %	Contenido promedio respecto al contenido total del arcilla %
Ilita	2.9	46.0
Caolinita	2.5	39.7
Clorita	0.9	14.3
TOTAL	6.3	100

En la Tabla 2.2 se observa el contenido de arcilla en un pozo del Campo B. Se tiene un alto contenido de calcita, casi en la misma proporción que de cuarzo en todos los pozos analizados del área de B, por lo que debe incluirse, además del tipo de arcilla, en la interpretación del modelo petrofísico.

Al incluirse la calcita se observa que se reduce la porosidad efectiva, posiblemente debido a que esta llega a cementar los granos de cuarzo. También se observa que aumenta la saturación de hidrocarburos.

Es importante considerar que si se utiliza un nuevo modelo de interpretación petrofísica que incluya calcita, y se corrige el volumen de arcilla por contenido de Uranio, los valores de corte deben cambiar; por lo que es recomendable recalcular los parámetros con el nuevo modelo petrofísico y estimar así nuevos valores de corte.

Capítulo II. Campo B

2.3.- MODELO DINÁMICO DEL CAMPO B.

2.3.1.- Revisión y discretización de la información disponible.

Dada la sensibilidad de la información, los pozos serán renombrados por un número en orden creciente, anteponiendo la letra B en caso de ser pozos considerados buenos y una M en el caso que se consideren como malos. Los pozos buenos son aquellos 10 con el valor más alto, resultado de dividir la producción acumulada (Np) entre el tiempo (t); los pozos considerados como malos son los diez con el menor valor. En la **tabla 2.3**, se presenta un resumen de la información disponible para 20 pozos del campo Tajín; debido al estado de la información, se decide realizar el análisis de los pozos **B-B2 Y B-B8**:

Tabla 2.3 Estado de la información de 20 pozos del campo B.

No	B/M	Pozo	Np/t	Pruebas de presión	Historias de producción	Estado Mecánico	RPFF	RPFC
1	B	B-B1	258	NO	SI	SI	2	0
2	B	B-B2	224	SI	SI	SI	0	2
3	B	B-B3	195	NO	SI	SI	1	1
4	B	B-B4	195	NO	SI	SI	0	0
5	B	B-B5	170	NO	SI	NO	0	0
6	B	B-B6	165	NO	SI	NO	0	0
7	B	B-B7	163	NO	NO	NO	0	0
8	B	B-B8	163	SI	NO	NO	0	0
9	B	B-B9	151	NO	SI	SI	3	1
10	B	B-B10	149	NO	SI	SI	2	1
11	M	B-M1	148	NO	NO	NO	0	0
12	M	B-M2	0	NO	NO	NO	0	0
13	M	B-M3	0	NO	NO	NO	0	1
14	M	B-M4	0	NO	NO	NO	0	0
15	M	B-M5	0	NO	NO	NO	0	0
16	M	B-M6	0	NO	NO	NO	0	1
17	M	B-M7	0	NO	NO	NO	0	1
18	M	B-M8	0	NO	NO	NO	0	0
19	M	B-M9	0	NO	NO	NO	0	1
20	M	B-M10	0	NO	NO	NO	0	0

2.3.2.- Análisis de los pozos

2.3.2.1 Análisis del pozo B-B2

- Datos de Presión

Al pozo B-B2 se le realizó una prueba de presión a gasto variable (*Fig. 2.4*), que inició el 21 de Junio del 2007, con una duración de 180 hrs y un periodo de cierre de 120 hrs aproximadamente, la cual se presenta analizada en la información disponible. El intervalo disparado a evaluar es (1770-1795) m.; fue fracturado el 17 de mayo de 2007.

El diagnóstico y modelo de ajuste a la prueba de presión (*Fig. 2.5*), corresponde a “Fractura vertical de conductividad finita”, actuando infinitamente y de compresibilidad constante. Los parámetros a los cuales se ajustó el modelo fueron:

Permeabilidad (**k**): 9 [md]

Capacidad de flujo (**kh**): 738 [md.ft]

Daño de la fractura (**s_f**): 0.23

Longitud media de la fractura (**x_f**): 450 [ft]

Presión inicial (**p_i**): 2864.6 [psia]

Radio de Investigación (**R_{inv}**): 517 [ft]

Los resultados son congruentes con las características del campo B.

Capítulo II. Campo B

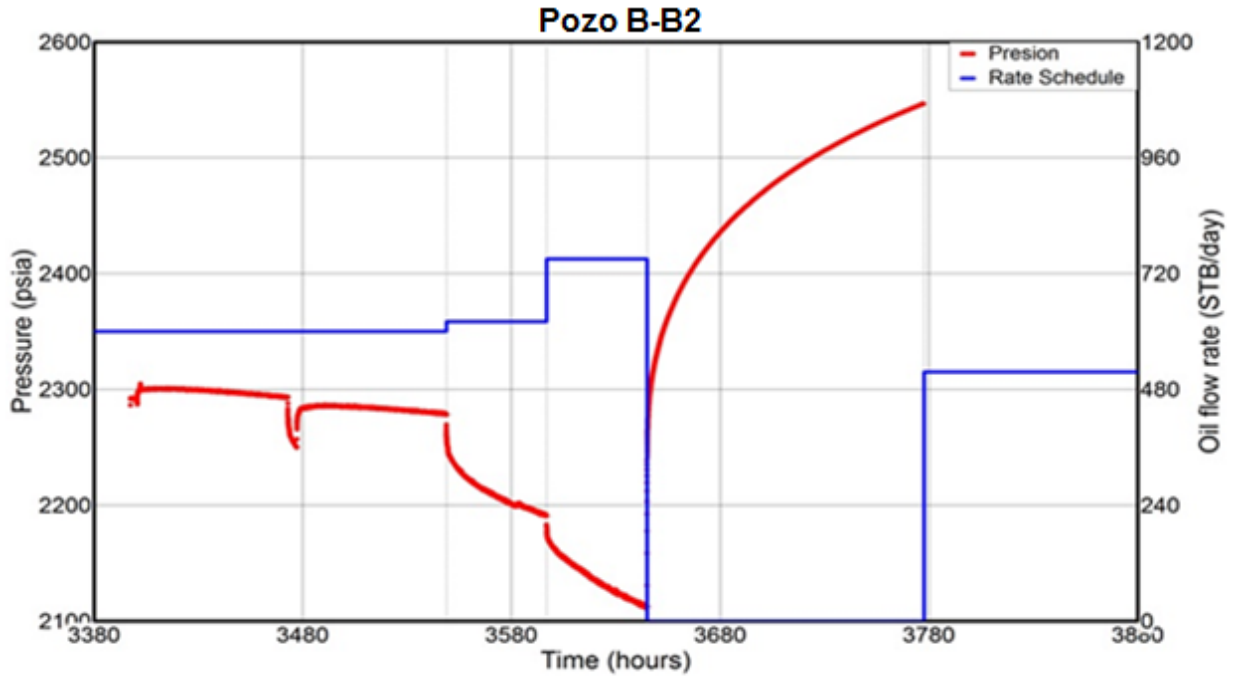


Fig. 2.4 "Prueba de presión a gasto variable del pozo B-B2"

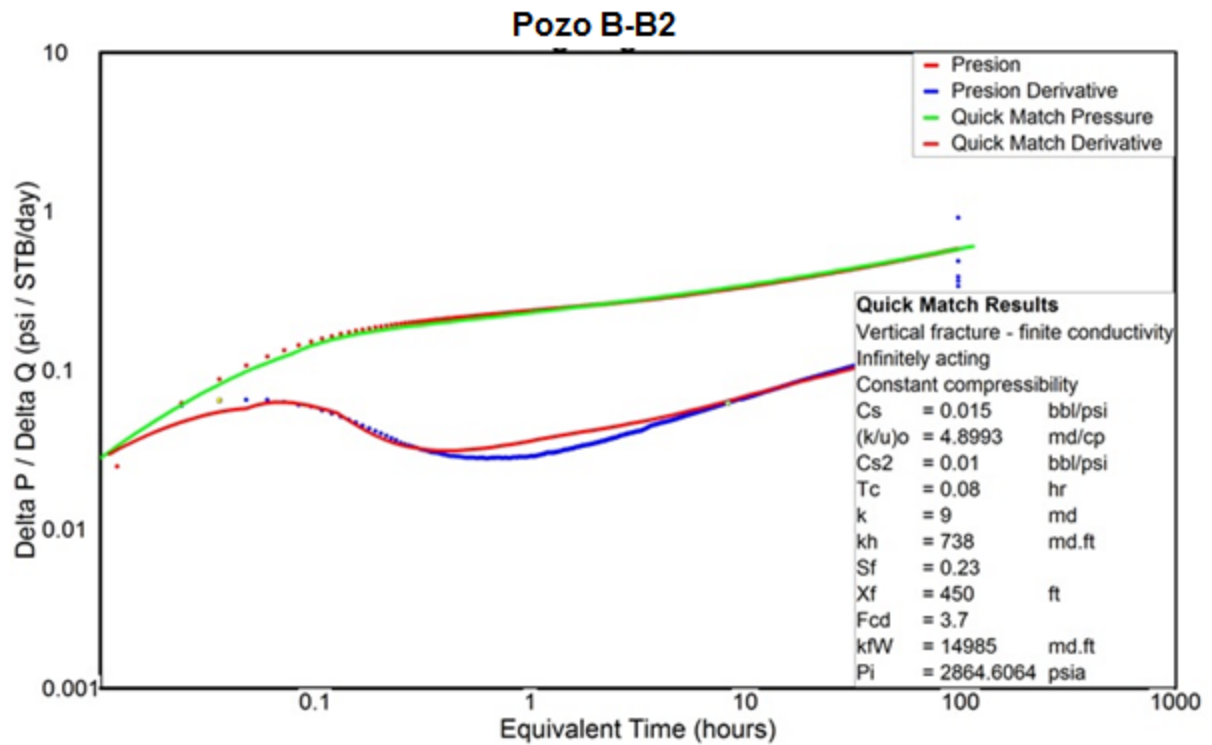


Fig. 2.5 "Gráfica de diagnóstico para el pozo B-B2"

- **Datos de Producción**

El pozo B-B2 inició su producción en Mayo de 2007 con un gasto inicial (Q_{oi}) de 775 BPD; posteriormente en un periodo de 30 días aproximadamente, la producción desciende pero se mantiene por encima de los 200 BPD durante 18 meses. La producción se estabiliza en 80 BPD durante más de un año, y disminuye a un promedio de 17 BPD hasta abril del 2012. **(Fig. 2.6)**.

Se analizaron los datos de producción para el pozo B-B2, disponibles desde Mayo del 2007 hasta Enero del 2012, lo que representa un periodo de 55 meses.

Al graficar el logaritmo base diez del recíproco de los datos de producción (BPD^{-1}) en contra del logaritmo base diez del tiempo (meses), se observa que los datos de producción sugieren una geometría de flujo lineal, puesto que se obtiene una tendencia lineal de pendiente $1/2$. **(Fig. 2.7)**.

Capítulo II. Campo B

Pozo B-B2

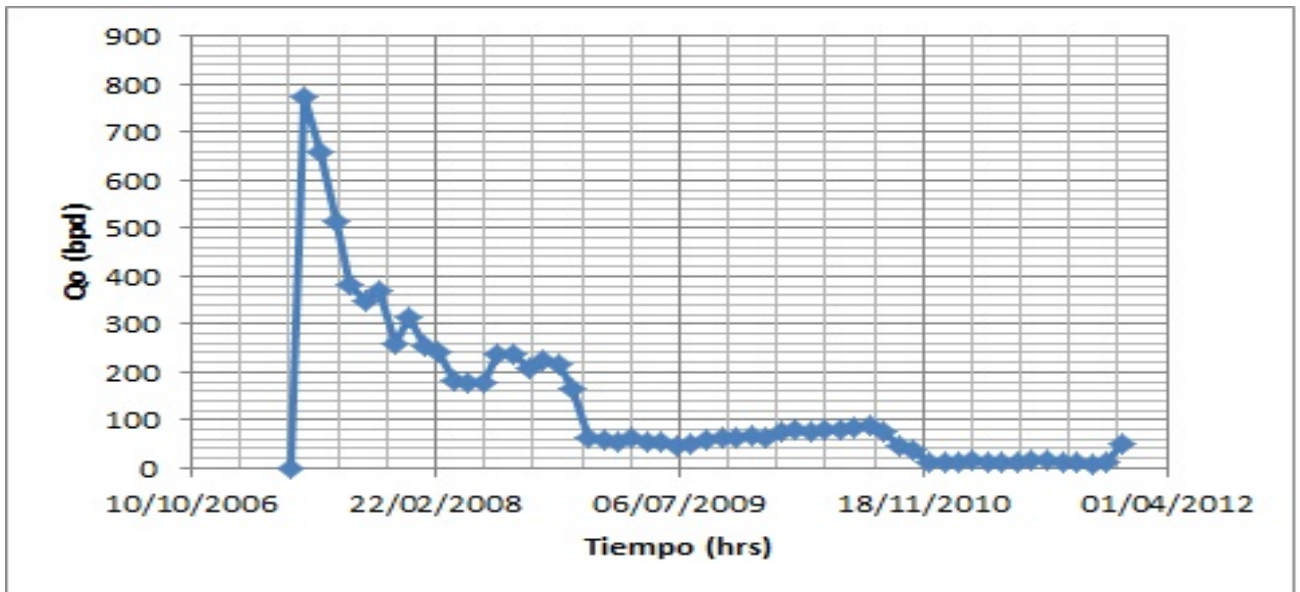


Fig. 2.6 Historia de producción del pozo B-B2

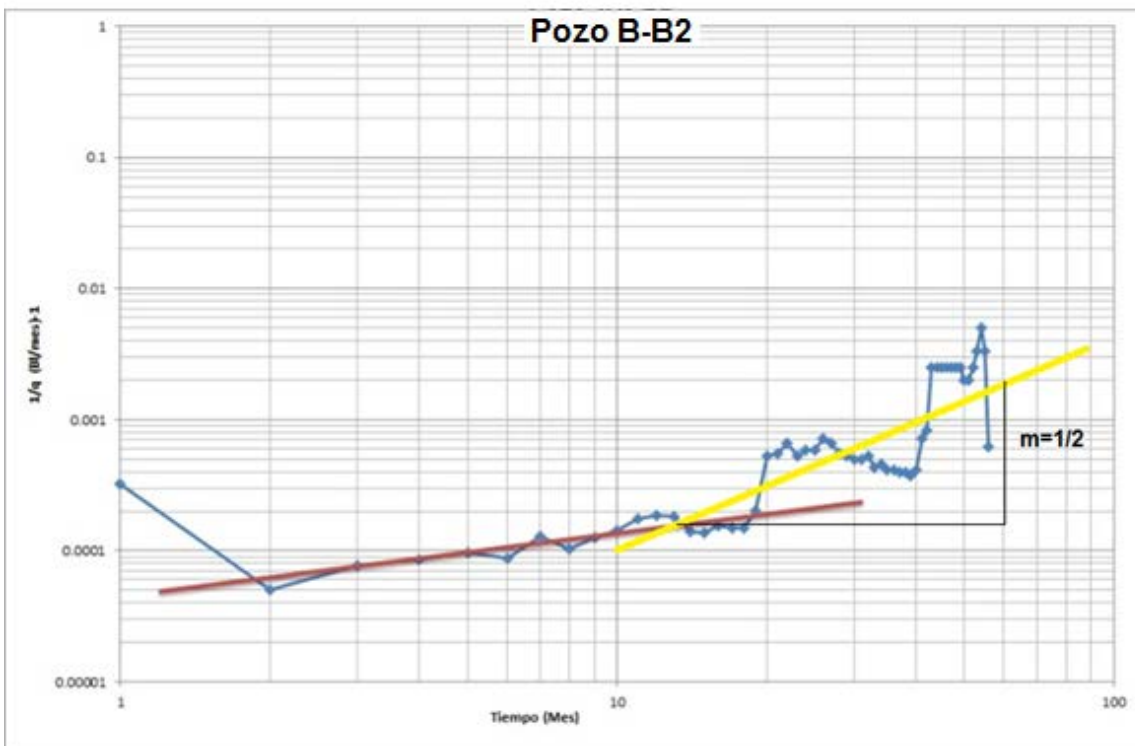


Fig. 2.7 Análisis de los datos de producción del pozo B-B2

2.3.2.2 Análisis del pozo B-B8

- **Datos de presión**

Al pozo B-B8 se le realizó una prueba de presión (**Fig. 2.8**) que inició el 4 de Marzo del 2008, con una duración de 75 horas y un periodo de cierre de 100 horas.

El modelo que se ajustó a la prueba de presión (**Figs. 2.9 y 2.10**) es correspondiente al de una “Fractura vertical de conductividad finita” con fallas paralelas y de compresibilidad constante. Los parámetros a los cuales se ajustó el modelo fueron:

Permeabilidad (**k**): 22.5 [md]

Capacidad de flujo (**kh**): 2205 [md.ft]

Daño de la fractura (**s_f**): 0.1

Longitud media de la fractura (**x_f**): 50 [ft]

Presión inicial (**p_i**): 2679.9 [psia]

Radio de Investigación (**R_{inv}**): 1280 [ft]

En la **Fig. 2.8** se presenta la validación del modelo de ajuste (simulación) utilizando el modelo mencionado, con el pozo localizado al centro de un canal alargado. El ajuste de los datos de presión debido a las fronteras, puede mejorarse utilizando otro modelo que permita (en el software) utilizar posición variable del pozo dentro del área de drenaje.

Capítulo II. Campo B

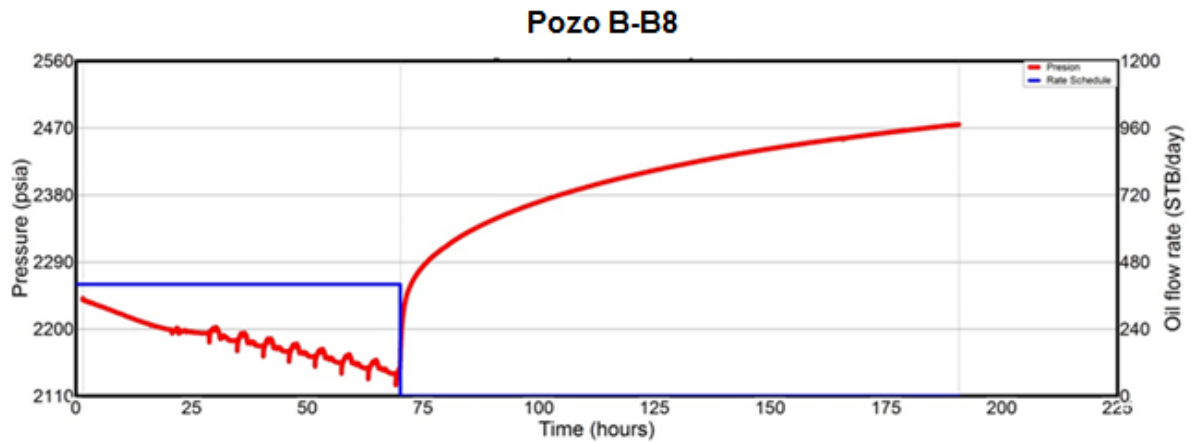


Fig. 2.8 Prueba de incremento de presión Pozo B-B8

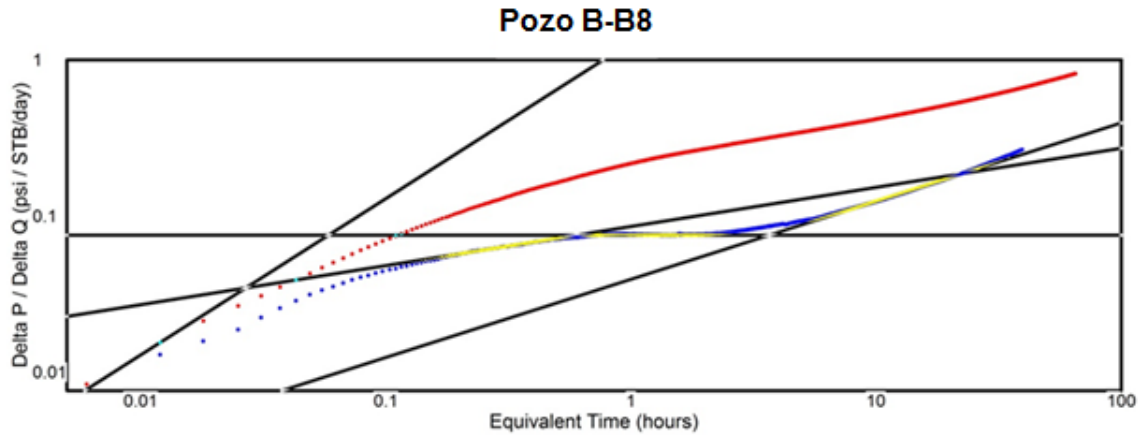


Fig. 2.9 Gráfica de diagnóstico Pozo B-B8

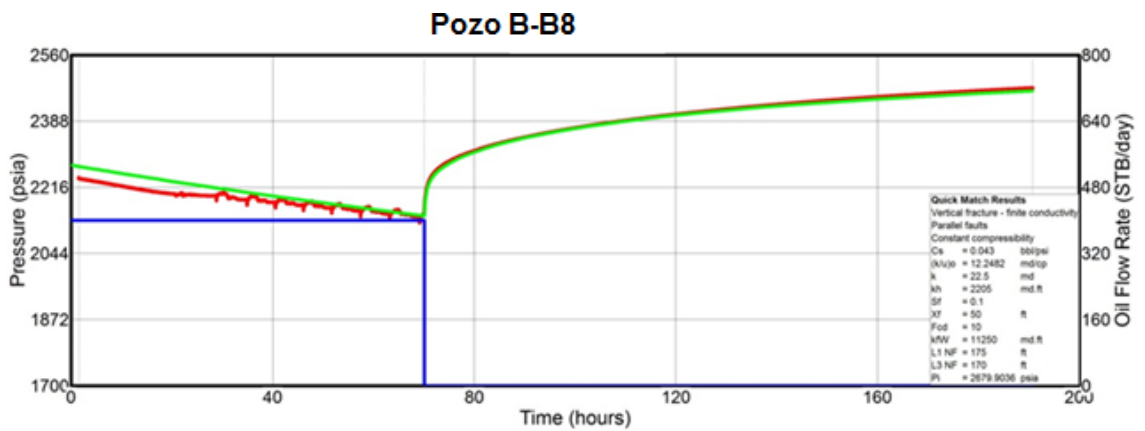


Fig. 2.10 Validación del modelo de ajuste Pozo B-B8

2.3.3.- Recomendaciones y conclusiones del análisis de pozos del campo B

- En ambos casos analizados (B-B2 y B-B8), se utilizó la corrección de la compresibilidad total del sistema, ya que habían utilizado $7.779 \times 10^{-5} \text{ (psi)}^{-1}$, para este caso se considera $C_t = 1.7 \times 10^{-5} \text{ (psi)}^{-1}$. Este parámetro es de mucha importancia, sobre todo en la cuantificación de áreas de drene y por lo tanto de volúmenes.
- En ambas pruebas se calcularon dos radios de investigación diferentes, debido a que depende tanto de la difusividad hidráulica del yacimiento y, también del tiempo de duración del periodo de flujo (t_p) o periodo de cierre (Δt).
- Para el caso de los pozos malos, no se tienen registros de presión de fondo, lo cual impide efectuar un dictamen en este sentido, y correlacionar con un pozo vecino que tenga información no se consideró muy adecuado.
- Al pozo B-B2 se le realizó una prueba de presión en Junio de 2007, un mes después de haberlo terminado; se observa que la longitud media de la fractura (x_f) es de 450 [ft]; mientras su producción supera los 200 BPD. Actualmente la producción es de 17 BPD, por lo que se recomienda realizar una nueva prueba de presión para evaluar dicha longitud de fractura, puesto que es muy probable que se encuentre cerrada u obstruida, lo que nos haría tomar el cuestionamiento sobre una re fracturación.

3.1 MODELO GEOLÓGICO ESTRUCTURAL DEL CAMPO C

3.1.1 Aspectos Sedimentológicos

Realizando un análisis y la revisión sísmica de una sección regional (**Fig. 3.1**), de distintas secciones sísmicas locales, de los registros geofísicos de pozos de resistividad y rayos gamma y también con la sección estratigráfica regional de arcillosidad total observamos que contamos con tres mega-secuencias (unidades) arcillo-arenosas con una columna sedimentaria de aproximadamente 1500 [m] de espesor, que presentan algún tipo de repetición fractal en las estructuras sedimentarias.

Las unidades están limitadas a causa de una discordancia basal, dicha discordancia separa a las unidades mesozoicas de los depósitos cenozoicos; así como por tres discontinuidades referidas como: discontinuidad A, B y C, que separan regionalmente a las mega secuencias del Grupo Chicontepec y que, a la vez, subyacen discordantemente a la secuencia estratigráfica del Eoceno Medio-Superior.

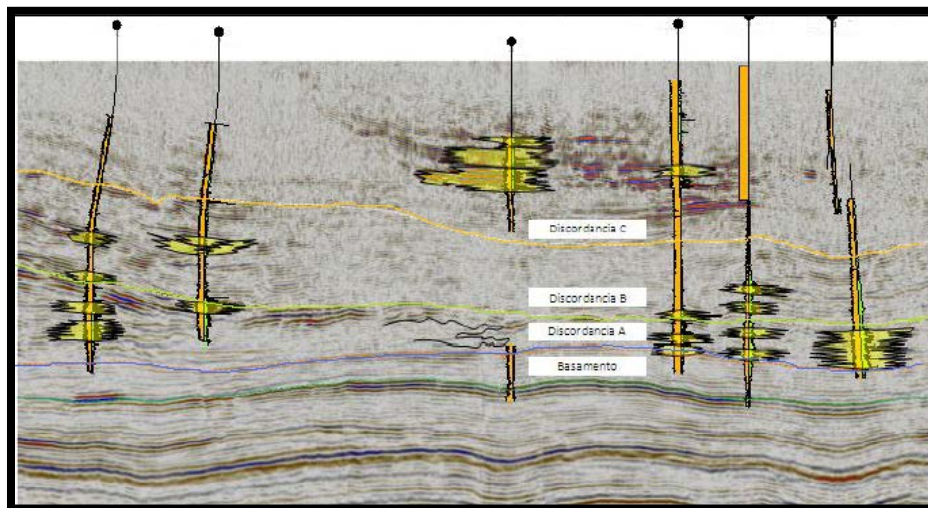


Fig. 3.1 Sección Sísmica SW-NE del Campo C, con la delimitación de cuerpos arenosos de mayor interés económico petrolero.

Capítulo III. Campo C

Unidad 1: Esta unidad estratigráfica contiene una gran cantidad de materiales finos, correspondientes con lutitas, limolitas y areniscas de grano fino, tienen poca importancia como rocas almacenadoras debido a la baja porosidad. Los depósitos son predominantemente arcillo-arenosos, emplazados discordantemente (discordancia basal) sobre una topografía suave. Litoestratigráficamente está constituida por depósitos rítmicos de carácter limo-arcilloso, interestratificados con horizontes delgados areno-arcillosos, de origen turbidítico. Los cuerpos poseen una geometría tabular estratificada continua y laminada, aunque algunos de los cuerpos areno-arcillosos pueden presentar forma lenticular. Debido al predominio de la facies limo-arcillosa la conectividad entre los cuerpos arenosos es baja.

Unidad 2: Esta es la unidad que presenta mejores características petrofísicas para contener hidrocarburos, ya que los cuerpos lenticulares con predominancia de areniscas son más abundantes y tienen las mayores continuidades. Presenta estructuras de tipo lobular asociadas a corrientes turbidíticas más someras y una menor tendencia al paralelismo de sus capas. Los lóbulos de textura arenosa y areno-arcillosa se encuentran interestratificados con horizontes limo-arcillosos, formando una secuencia rítmica. La dirección de aporte de los sedimentos turbidíticos es hacia el NE. Presentan geometría con estratificación de horizontes arenosos y limo arcillosos en forma tabular y lenticular. La conectividad entre los cuerpos areno-arcillosos es de moderada a alta.

Unidad 3: Esta unidad se compone de una mezcla de materiales gruesos con finos que disminuyen su porosidad, no presenta características petrofísicas adecuadas como rocas almacenadoras, más que algunos lentes aislados de areniscas. En el campo C se presentan flujos gravitacionales, como son derrumbes de tipo coherente e incoherente, que provocaron de forma asociada “slumps” emplazados en dirección predominantemente al NE, así como estructuras de corte y relleno. Estratigráficamente está constituida por cuerpos arcillo-arenosos en espesores medios a gruesos. La conectividad es baja debido a

Capítulo III. Campo C

la mezcla de los horizontes arenosos permeables con los arcillo-limosos durante su desplazamiento másico por gravedad. La geometría de los cuerpos es estratiforme y masiva de flujos de escombros y derrumbes por deslizamientos locales.

La Unidad 2 son los que ofrecen mejores atractivos como contenedores de hidrocarburos, ya que corresponden a depósitos sedimentarios lobulares, que se caracterizan por contener asociaciones de facies sedimentarias canalizadas y bordes de canal areno-limosas.

Estos depósitos sedimentarios en las tres unidades de acuerdo a su posición en la columna estratigráfica del Grupo Chicontepec; se presentan preferentemente entre las discontinuidades estratigráficas A y B.

3.1.2 Aspectos Estructurales

Para poder llevar a cabo el análisis de las estructuras secundarias del Campo C se tomó en consideración la interpretación de siete secciones sísmicas representativas. Con ello podemos observar tres estilos de deformación contrastantes en el Campo C, que corresponden con deformación intraformacional (pliegues y fallas locales), plegamiento laramídico y un sistema de fallas laterales con desarrollo de fracturas, cuyas características principales se describen a continuación:

Deformación Intraformacional. Los flujos turbidíticos fueron los que originaron pliegues sin sedimentarios de reducidas dimensiones en algunos casos, los cuales se desarrollaron más frecuentemente en la Unidad 2, inmediatamente arriba de la discordancia A. Estos pliegues son contemporáneos al depósito sedimentario y son el producto del corrimiento local del depósito, de la pendiente del terreno, del paleorelieve y de la cantidad de arenas presentes en el flujo. Son estructuras primarias cuyas dimensiones van de 5 m hasta 100 m, que por contener una gran

Capítulo III. Campo C

proporción de arenas pueden formar parte de trampas por variación de permeabilidad.

2. Plegamiento laramídico. La secuencia sedimentaria jurásica y cretácica que se identificó en el subsuelo en el área del Campo C se caracteriza por tener un desarrollo de pliegues suaves con ángulos interflancos de 150°. La deformación que originó el plegamiento se debió a un proceso compresivo ocasionado por la dinámica de las placas Paleo-Pacífica (Farallón) y la Placa Norteamericana que al converger con un ángulo bajo originaron el desarrollo de la Orogenia Laramídica que originó a la Sierra Madre Oriental, donde se tiene el mayor nivel de deformación (plegamiento y fallamiento inverso).

3. Sistema de fallas laterales con desarrollo de fracturas.

El conjunto de fallas y fracturas asociadas indica que la zona estuvo sujeta a esfuerzos de cizalla en un sistema transpresivo que originaron estructuras en flor positiva, con un importante desarrollo de fracturas verticales o sub-verticales. La deformación más importante que afecta a la columna mesozoica y cenozoica en el Campo C, corresponde con deformación frágil, que originó un sistema de fallas laterales, acompañada de fallas inversas de segundo orden; además hubo un importante desarrollo de fracturas y micro-fracturas.

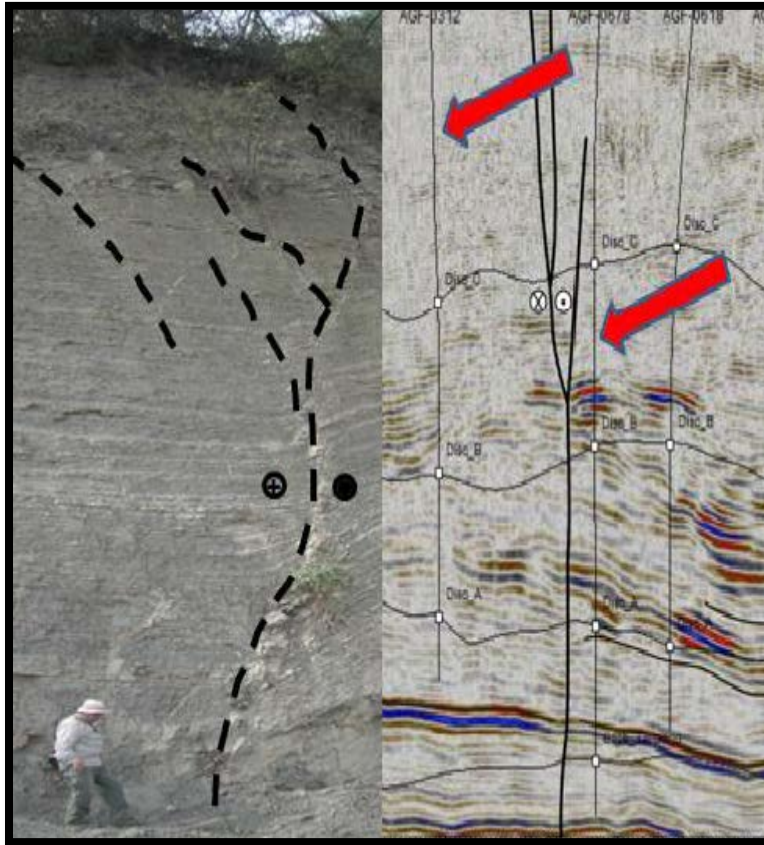


Fig. 3.2 Falla lateral con fallas inversas de segundo orden que conforma una flor positiva

En los horizontes con predominancia de arcillas y limos se tiene desarrollo de micro-fracturas, sobre todo en las zonas próximas a las fallas principales donde se encuentran con algunas impregnaciones de hidrocarburos.

También se formaron las fallas laterales, que se generaron en un sistema de fracturas conjugadas verticales abiertas sobre todo en los estratos arenosos más gruesos, las que originaron de un incremento en la porosidad, lo que mejoró la calidad de las rocas arenosas como potenciales rocas almacenadoras. Son de gran relevancia ya que representan las mejores rutas de migración de aceite y/o gas.

Los pozos ubicados en la zona de falla no tienen producción de hidrocarburos, ya que las fallas y fracturas se formaron en zonas altamente porosas y permeables que permitieron el flujo del aceite y gas hasta los cuerpos lenticulares de areniscas

Capítulo III. Campo C

próximos. No se deben perforar pozos con interés económico-petrolero en la zona de falla debido al riesgo de no encontrar horizontes saturados de hidrocarburos.

Se recomienda que los nuevos pozos de desarrollo perforen los intervalos con trayectorias horizontales o sub-horizontales, para cortar el mayor número de fracturas que resultaría una mayor productividad asociada a una mayor recuperación desde el inicio del desarrollo del yacimiento.

3.2.- MODELO PETROFÍSICO DEL CAMPO C

La información fue revisada en 20 pozos productores y no productores del área del Campo C. Se revisó la interpretación petrofísica a partir de las propiedades físicas de las rocas medidas con los registros geofísicos de pozos, núcleos y datos de producción; así como el modelo petrofísico empleado para el cálculo de volumen de arcilla, porosidad efectiva, saturación de fluidos y permeabilidad.

En el área del Campo C se identifican dos electrofacies claramente:

- a) Una muy arcillosa en la parte superior por arriba de la discordancia C en el modelo de Petrel.
- b) Otra con cuerpos arenosos de espesor reducido, alternando con espesores arcillosos, presentándose entre las discordancias A y B principalmente, y en algunos casos inmediatamente arriba de la discordancia B.

Al ubicar los intervalos productores, respetando la desviación de los pozos en las secciones sísmicas, no se aprecia una clara relación entre los intervalos productores y los no productores, con los reflectores sísmicos; esto fue debido a que las secciones se construyeron proyectando los pozos, pudiendo existir diferencia entre el pozo y la sección de hasta cincuenta metros..

Capítulo III. Campo C

No se observa continuidad entre los intervalos, por lo que los cuerpos con porosidad efectiva se encuentran en forma de bloques aislados. Así la conectividad hidráulica aumenta principalmente debida al fracturamiento hidráulico de las formaciones.

De acuerdo a los resultados de los análisis de núcleos se obtuvieron los porcentajes de minerales presentes y se pueden observar en la **Tabla 3.1**; se tienen dos minerales principales: calcita en mayor porcentaje y cuarzo en menor porcentaje, además de arcilla y plagioclasa y en porcentajes menores a 5% dolomita, ankerita y feldespato.

Tabla 3.1 Contenido de minerales en un pozo del Campo C

Minerales	Contenido promedio %
Cuarzo	37.43
Feldespato	1.05
Plagioclasa	7.93
Calcita	41.38
Ankerita	0.45
Dolomita	2.14
Arcilla Total	9.01
Pirita	0.61
TOTAL	100.00

La pirita no afecta las lecturas de resistividad pues su porcentaje es muy bajo, de menos de 1%. La cantidad de arcilla es menor a 15% en los intervalos arenosos. Se observa que hay tres tipos de arcilla presentes, con mayor porcentaje de Illita y esmectita, y en menor porcentaje clorita y caolinita. En la Tabla 3.2 se observa el contenido de arcilla en un pozo del Campo C.

Capítulo III. Campo C

Tabla 3.2 Contenido de arcilla en un pozo del campo C

Tipo de Arcilla	Contenido promedio %	Contenido promedio respecto al contenido total de arcilla %
Ilita	3.2	51.6
Caolinita	1.4	22.6
Clorita	1.6	25.8
Total	6.2	100

De acuerdo con el análisis que se realizó en los pozos del área de C se tiene un alto contenido de calcita, en varios pozos es mayor a la de cuarzo, por lo que debe incluirse, además del tipo de arcilla, en la interpretación del modelo petrofísico. Al incluirse la calcita se observa que se reduce la porosidad efectiva, posiblemente debido a que ésta llega a cementar los granos de cuarzo.

3.3.- MODELO DINÁMICO DEL CAMPO C.

3.3.1.- Revisión y discretización de la información disponible.

Dada la sensibilidad de la información, los pozos serán renombrados por un número en orden creciente, anteponiendo la letra B en caso de ser pozos considerados buenos y una M en el caso que se consideren como malos. Los pozos buenos son aquellos 10 con el valor más alto, resultado de dividir la producción acumulada (Np) entre el tiempo (t); los pozos considerados como malos son los 10 con el menor valor. En la *tabla 3.3*, se presenta un resumen de la información disponible para 20 pozos del Campo C; debido al estado de la información, se decide realizar el análisis de los pozos **C-B4 Y C-B5**.

Tabla 3.3 Estado de la información de 20 pozos del campo C

No	B/M	Pozo	Np/t	Pruebas de presión	Historias de producción	Estado Mecánico	RPF	RPFC
1	B	C-B1	249	NO	SI	SI	0	1
2	B	C-B2	146	NO	SI	SI	0	0
3	B	C-B3	132	NO	SI	SI	0	1
4	B	C-B4	120	SI	SI	SI	6	3
5	B	C-B5	119	SI	SI	SI	0	1
6	B	C-B6	109	NO	SI	SI	1	1
7	B	C-B7	107	NO	NO	SI	0	1
8	B	C-B8	95	NO	NO	SI	1	1
9	B	C-B9	92	NO	SI	SI	1	1
10	B	C-B10	88	NO	SI	SI	1	1
11	M	C-M1	2	NO	NO	NO	0	0
12	M	C-M2	1	NO	NO	NO	0	1
13	M	C-M3	1	NO	NO	NO	0	0
14	M	C-M4	1	NO	NO	NO	0	1
15	M	C-M5	1	NO	NO	NO	1	0
16	M	C-M6	1	NO	NO	NO	0	1
17	M	C-M7	0	NO	NO	NO	0	0
18	M	C-M8	0	NO	NO	NO	0	0
19	M	C-M9	0	NO	NO	NO	0	0
20	M	C-M10	0	NO	NO	NO	1	0

3.3.2.- Análisis de los pozos

3.3.2.1 Análisis del pozo C-B4

- **Datos de presión**

El pozo C-B4 presenta dos pruebas de presión, la primera a gasto variable en Julio de 1988, y la segunda una prueba de incremento en Octubre de 2001 (**Fig. 3.3**). La prueba de gasto variable no cuenta con los aforos, por lo cual no es posible delimitar los periodos de flujo ni realizar un análisis. Se cuenta también con 6 mediciones de registros de presión de fondo fluyendo y tres de fondo cerrado. El intervalo disparado a evaluar es (1715-1760) m.

El diagnóstico y modelo de ajuste a la prueba de presión (**Fig. 3.4**), corresponde a “Fractura vertical de conductividad finita”, actuando infinitamente y de compresibilidad constante. Los parámetros a los cuales se ajustó el modelo fueron:

Permeabilidad (**k**): 7.6 [md]

Capacidad de flujo (**kh**): 1398.4 [md.ft]

Daño de la fractura (**s_f**): 0.4

Longitud media de la fractura (**X_f**): 9.2 [ft]

Presión inicial (**p_i**): 2916.7851 [psia]

Radio de Investigación (**R_{inv}**): 271 [ft]

Los resultados son congruentes con las características del campo C.

Capítulo III. Campo C

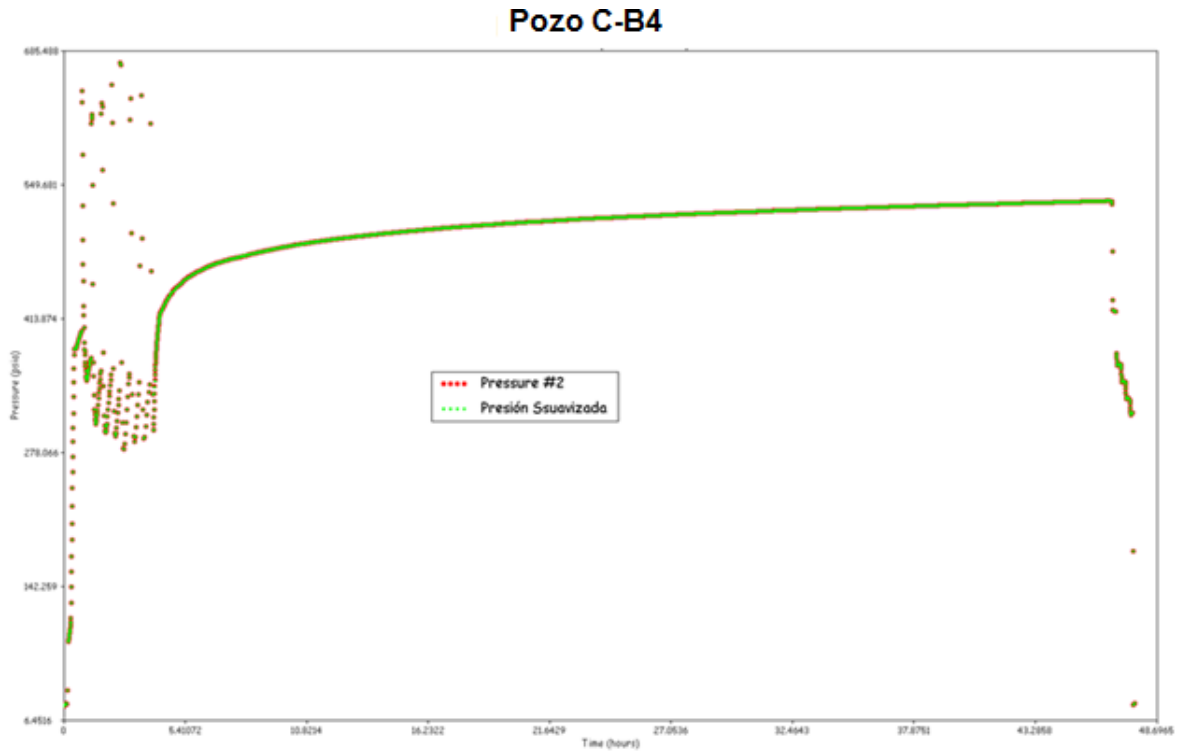


Fig. 3.3 Prueba de incremento de presión del pozo C-B4

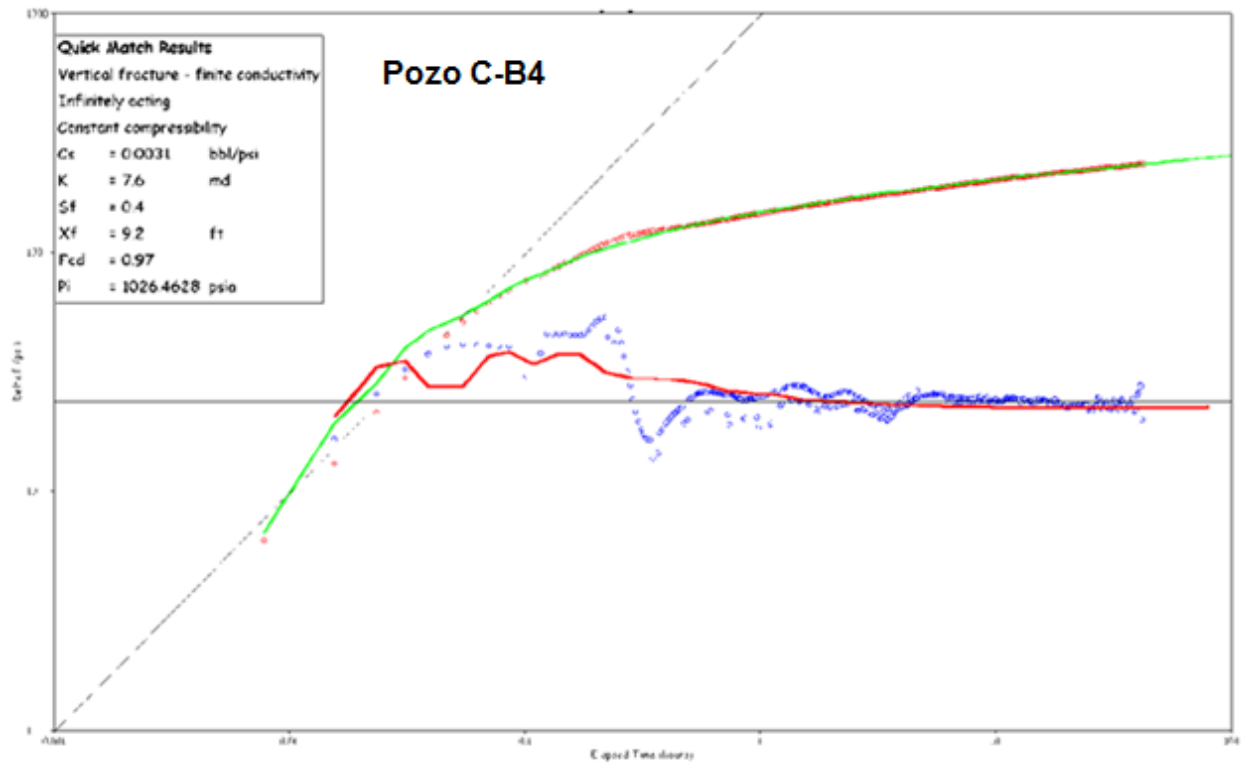


Fig. 3.4 Gráfica logarítmica, validación del modelo de ajuste pozo C-B4

Capítulo III. Campo C

- **Datos de producción**

Se analizaron los datos de producción para el pozo C-B2, disponibles desde Julio de 1988 hasta Julio del 2004, lo que representa un periodo de 192 meses.

El pozo C-B4 inició su producción en Julio de 1988 con un gasto inicial (Q_{oi}) de 155 BPD; se fracturó el 27 de Junio de 1991. Posteriormente se reportó un gasto de 421 BPD. Desde el 29 de febrero de 1993 opera con Bombeo Neumático, manteniendo una declinación constante hasta una producción de 120 BPD. Su producción acumulada $N_p = 1.4$ MMBL. (Fig. 3.5).

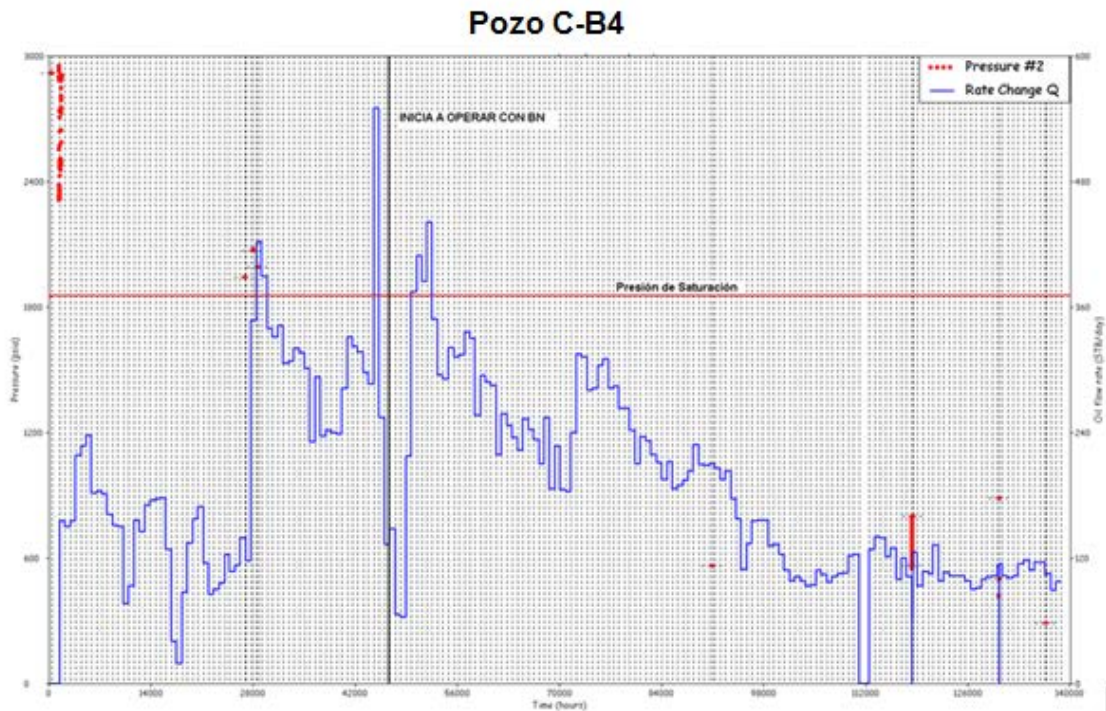


Fig. 3.5 Historia de producción del pozo C-B4

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

Capítulo III. Campo C

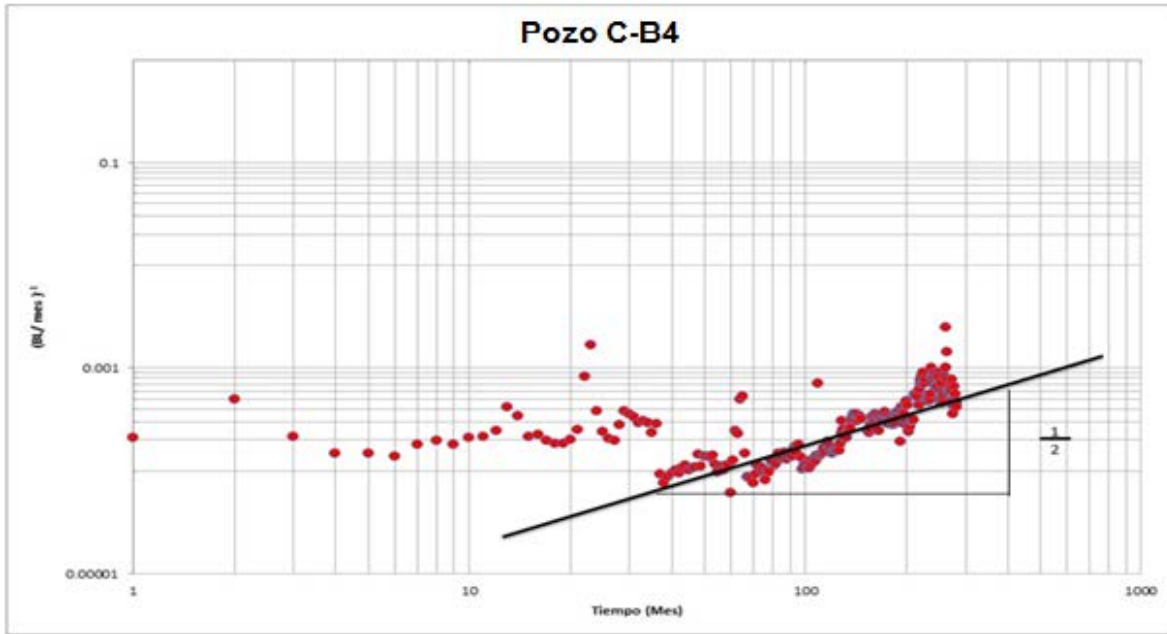


Fig. 3.6 Análisis de los datos de producción del pozo C-B4

En la **Fig. 3.7** se puede apreciar el comportamiento de la liberación del gas en el yacimiento, que afecta directamente a la permeabilidad efectiva al aceite en las vecindades del pozo, por lo cual disminuye la cantidad de aceite producido.

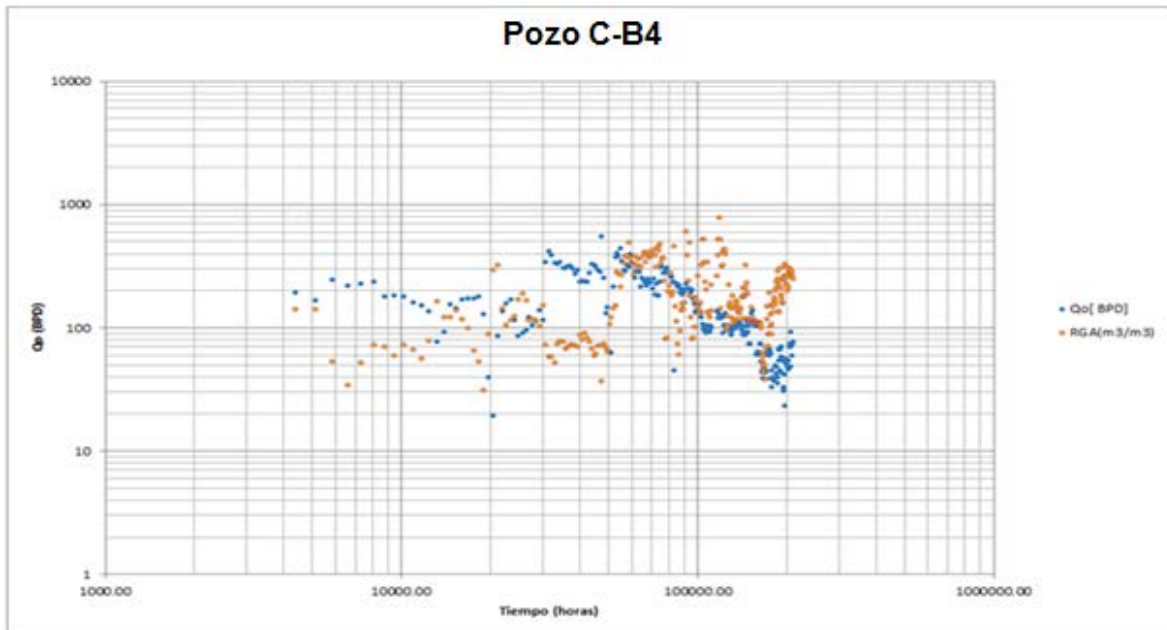


Fig. 3.7 Análisis de los datos de producción y RGA del pozo C-B4

3.3.2.2 Análisis del pozo C-B5

- **Datos de presión**

Al pozo C-B4 se le realizó una prueba de variación de presión (**Fig. 3.8**), que inició en Enero de 1998, justo al inicio de su producción. El periodo de cierre se utilizará como base para determinar los parámetros del yacimiento; la duración fue de aproximadamente 25 horas.

El diagnóstico y modelo de ajuste a la prueba de presión (**Fig. 3.9 y Fig. 3.10**), corresponde a “Fractura vertical de conductividad finita”, actuando infinitamente y de compresibilidad constante. Los parámetros a los cuales se ajustó el modelo fueron:

Permeabilidad (**k**): 2.72 [md]

Capacidad de flujo (**kh**): 1645.6 [md.ft]

Daño de la fractura (**s_f**): 2

Longitud media de la fractura (**x_f**): 420 [ft]

Presión inicial (**p_i**): 1528.98 [psia]

Radio de Investigación (**R_{inv}**): 30 [ft]

La permeabilidad que se ajusta al modelo no concuerda al de medio de producción por fractura.

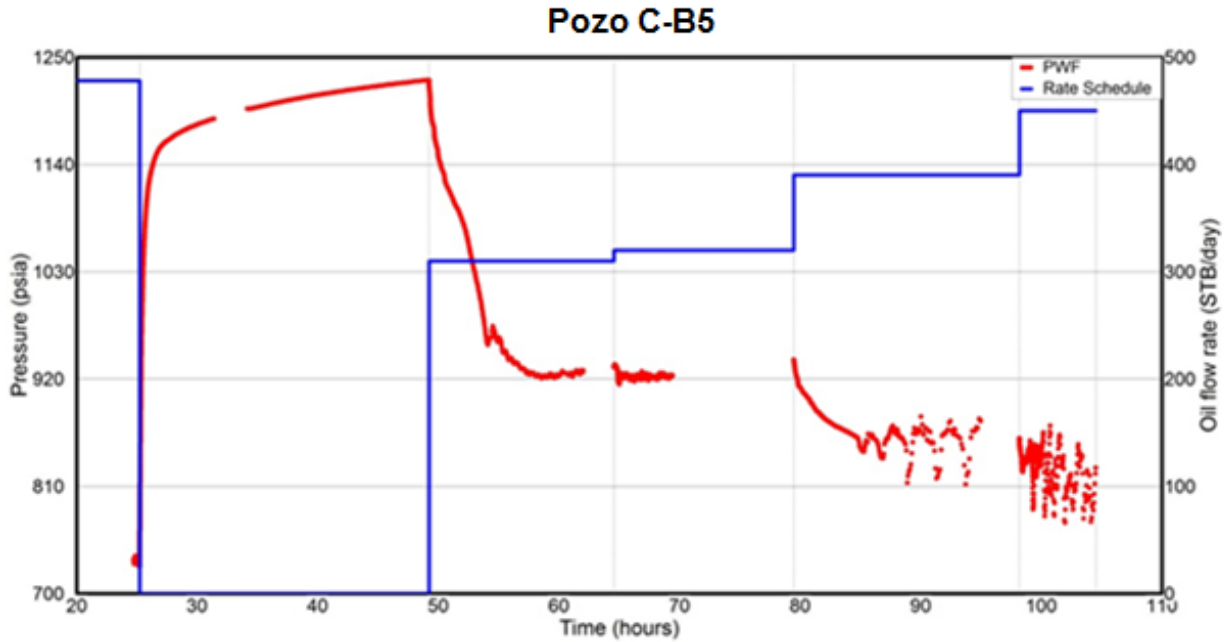


Fig. 3.8 Prueba de variación de presión, pozo C-B5

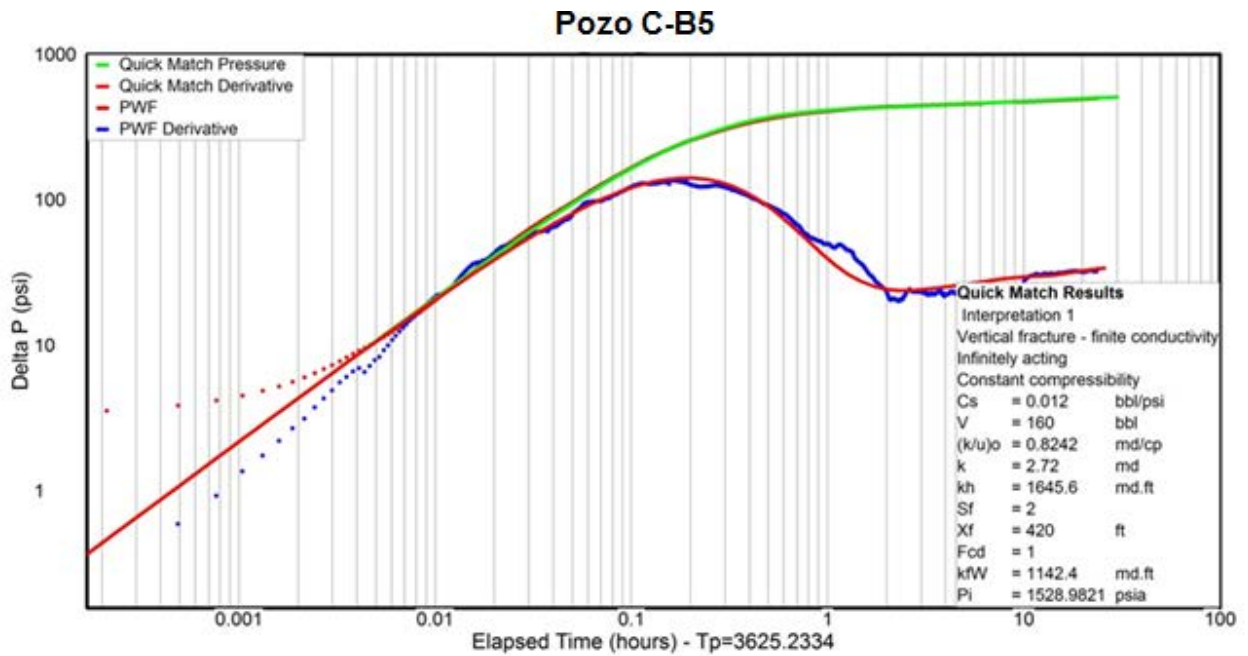


Fig. 3.9 Validación del modelo de ajuste, pozo C-B5

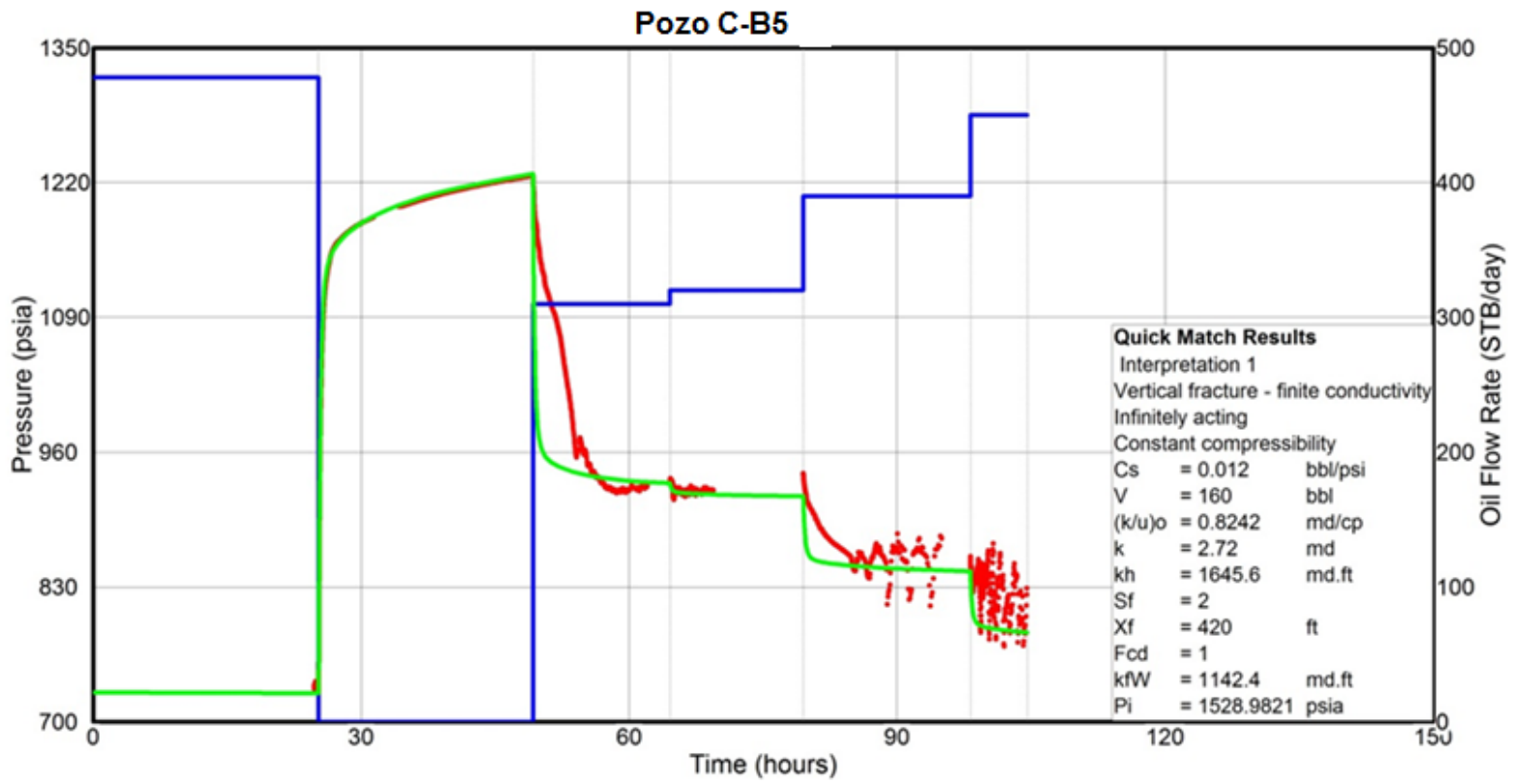


Fig. 3.10 Ajuste total de la prueba, pozo C-B5

Capítulo III. Campo C

- **Datos de Producción**

Se analizaron los datos de producción para el pozo C-B5, disponibles desde Enero de 1998 hasta Julio del 2012, lo que representa un periodo de 175 meses.

El pozo C-B5 se terminó en diciembre de 1997 en los intervalos (1497-1532) m y (1555-1580) m; fracturados en el mismo mes. Inició su producción en Enero de 1998, con un gasto inicial (Q_{oi}) de 1242 BPD, posteriormente la producción comenzó a declinar manteniéndose por encima de los 200 BPD hasta Septiembre del 2001 (**Fig. 3.11**). Opera con BN desde el 22 de Enero de 1998.

Al graficar el logaritmo base diez del recíproco de los datos de producción (BPD^{-1}) en contra del logaritmo base diez del tiempo (meses), se observa que los datos de producción sugieren una geometría de flujo bilineal, puesto que se obtiene una tendencia lineal de pendiente $1/4$. (**Fig. 3.12**).

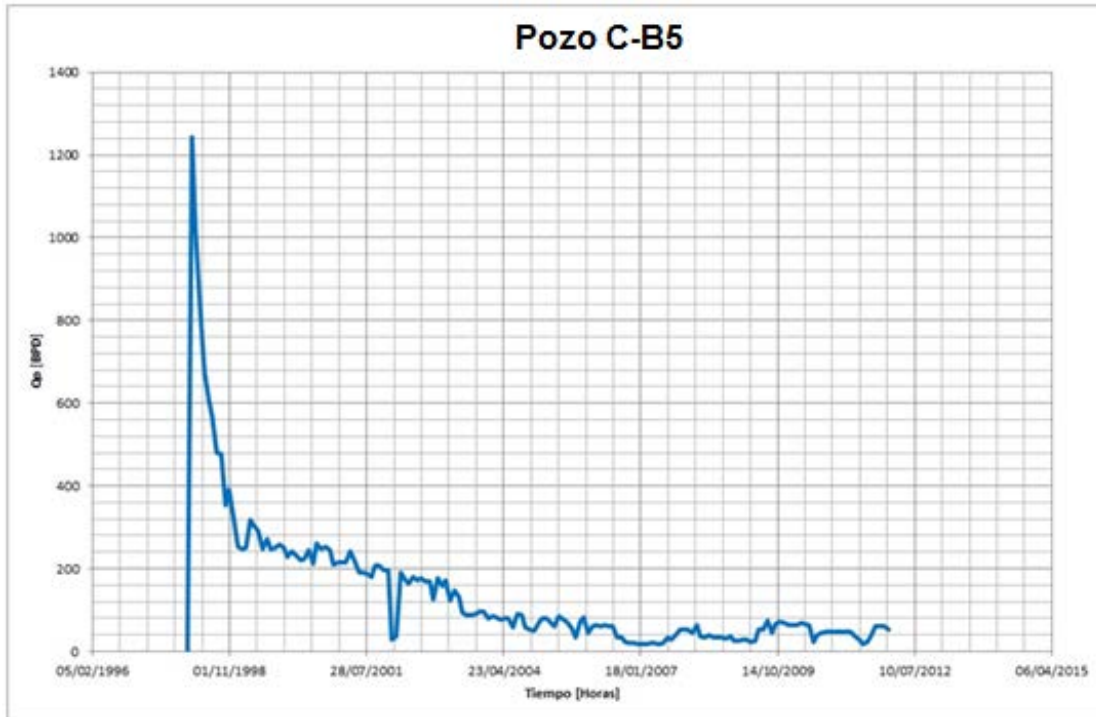


Fig. 3.11 Historia de producción del pozo C-B5

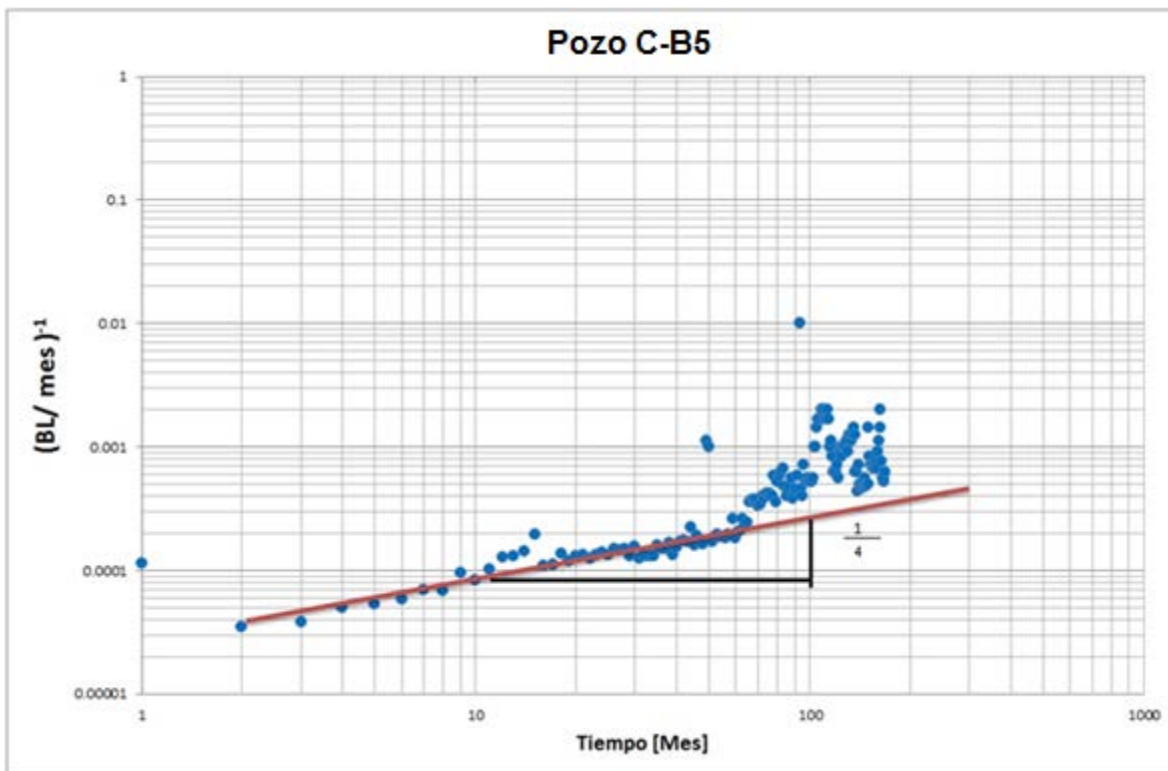


Fig. 3.12 Análisis de los datos de producción del pozo C-B5

3.3.3.- Recomendaciones y conclusiones del análisis de pozos del Campo C

- En el caso del pozo C-B2, aunque el sistema artificial es de gran ayuda, se observa que la fractura se ha degradado ya que (X_f): 9.2 [ft]. Si se restableciera esta fractura, se podría obtener un incremento en el gasto.
- Actualmente en el Pozo C-B2, la presión que se tiene está por debajo de la presión de saturación, lo que origina que se incremente la RGA y por lo tanto disminuya el gasto de aceite.
- La compresibilidad total utilizada es $c_t = 1.7 \times 10^{-5} \text{ (psi)}^{-1}$. Este parámetro es de mucha importancia, sobre todo en la cuantificación de áreas de drene y por lo tanto de volúmenes.
- En ambos análisis de los pozos el radio de investigación es diferente, debido a que depende de la difusividad hidráulica del yacimiento y también del tiempo de duración del periodo de flujo (t_p) o periodo de cierre (Δt).

4.1.- MODELO GEOLÓGICO ESTRUCTURAL DEL CAMPO D

4.1.1 Aspectos Sedimentológicos

Con base al análisis e interpretación de dos secciones sísmicas con orientación NW-SE (Fig. 4.1), y W-E así como con registros de pozo (resistividad y rayos gamma), y de secciones litoestratigráficas que muestran la distribución de su arcillosidad total; se observó que en el Campo D se cuenta con una columna sedimentaria máxima de aproximadamente 1110 m, en donde se logran distinguir tres unidades de composición arcillo-arenosas que corresponden a las Unidades 1, 2 y 3 respectivamente.

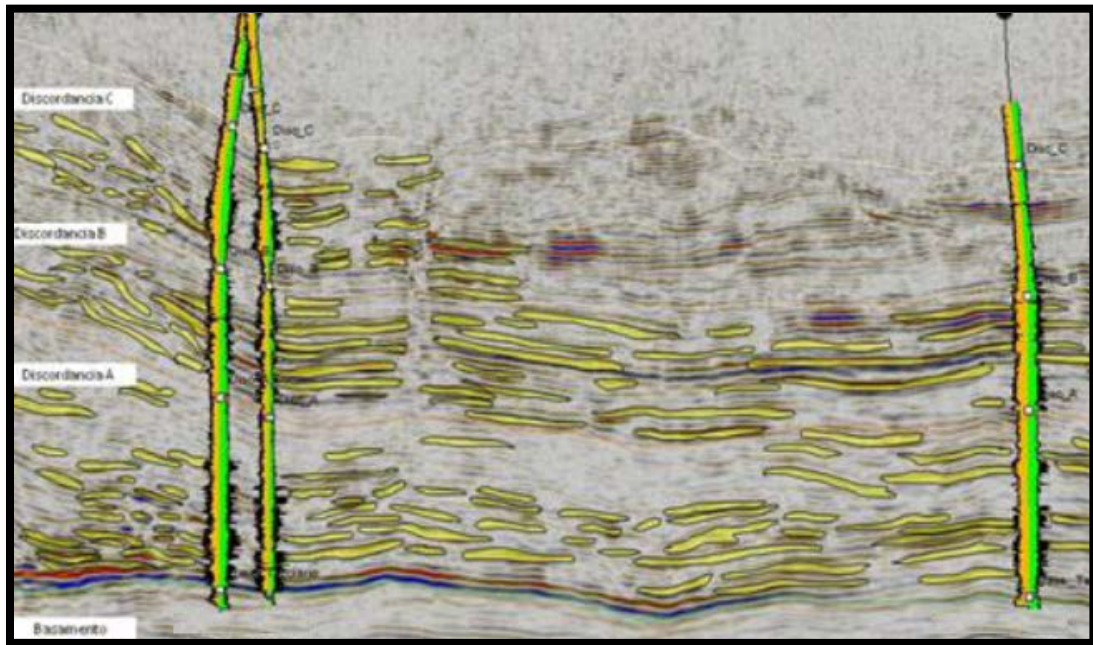


Fig. 4.1 Sección sísmica NW-SE con interpretación de las discordancias y de los cuerpos lenticulares de mayor arenosidad.

Capítulo IV. Campo D

Unidad 1: Esta unidad presenta algunos horizontes lenticulares de interés como potenciales rocas almacenadoras, sin embargo, se tiene que considerar su arcillosidad y la cementación por la calcita que presenta. Corresponde a depósitos cíclicos estratificados, predominantemente areno-arcillosos y arcillo-arenosos de origen turbidítico, cuyo espesor máximo es de unos 350 m; son de forma tabular, depositados discordantemente (discordancia basal), sobre una superficie topográfica mesozoica profunda conformada por una serie de depresiones y altos estructurales. Debido al predominio de la facies limo-arcillosa, la conectividad entre los cuerpos arenosos puede considerarse de baja a intermedia.

Unidad 2: Esta es la secuencia estratigráfica que presenta el mayor número de cuerpos lenticulares que se relacionan con rocas almacenadoras, pero se debe tomar en cuenta que se presenta fuertemente cementada por calcita, por lo que los pozos tienen baja productividad. Se compone de rocas de estratos medios areno-limosos que están interestratificados con horizontes limo-arcillosos, que se formaron en zonas canalizadas o lobulares de dimensiones considerables; donde los cuerpos de mayor arenosidad se presentan en cuerpos lenticulares. En conjunto tiende a presentar un espesor tabular persistente, de unos 330 m, con ligeras variaciones del NW hacia el E. También presenta plegamientos y deslizamientos locales. La conectividad entre los cuerpos areno-limosos es de intermedia a alta.

Unidad 3: Esta unidad es la que presenta menos abundancia de cuerpos arenosos por lo que tiene un bajo potencial como rocas almacenadoras, sin embargo, presenta algunos cuerpos lenticulares de interés. Su mayoría está compuesta por materiales finos, constituye un excelente sello. Los pocos cuerpos arenosos además de tener matriz arcillosa, se presentan cementados por calcita, por lo que su porosidad se reduce mucho. La Unidad 3 tiene un espesor máximo de unos 430 m y está constituida por estratos delgados a medios, arcillo-limosos y arenosos-limosos, asociados con montículos progradantes por deslizamiento. Se observan una serie de cuerpos estratiformes, gruesos a masivos,

Capítulo IV. Campo D

interestratificados con horizontes lenticulares, areno-limosos; interpretados como deslizamientos y derrumbes locales, progradantes, sobre facies de abanicos de facies medias y distales. La conectividad es baja, debido a la mezcla de los horizontes areno-arcilloso con los arcillo-limosos durante su desplazamiento lateral.

Los depósitos sedimentarios de mayor interés petrolero en las tres unidades identificadas se presentan preferentemente entre la discontinuidad basal y la discontinuidad estratigráfica A, así como entre las discontinuidades A y B.

4.1.2 Aspectos Estructurales

En el campo D existen tres estilos de deformación. El primero corresponde con deformación intraformacional producido durante el proceso de sedimentación, el segundo fue originado por la orogenia laramídica que y el último es un sistema de fallas de desplazamiento lateral con fracturas originadas por deformación por cizalla. La interpretación de las estructuras secundarias se realizó en tres secciones sísmicas.

1. Deformación intraformacional. Son pliegues y fallas locales de tipo recostado que alcanzan dimensiones de metros a decenas de metros, generados por procesos gravitacionales en los bordes de talud, después de la formación de pliegues, continúa el movimiento de los sedimentos, por lo que se rompen y generan fallas inversas locales convergentes en la misma dirección que los pliegues.

2. Plegamiento laramídico. Al realizar el análisis de las secciones sísmicas se interpreta la presencia de deformación en el campo dúctil, es decir, existen pliegues suaves cuyos planos axiales tienen rumbo hacia el NW convergencia al NE; son pliegues abiertos y suaves cuya geometría cambia a capas menos inclinadas hasta convertirse en subhorizontales hacia el oriente, a medida que se tiene mayor distancia con el frente de la Sierra Madre Oriental.

Capítulo IV. Campo D

La Orogenia Laramídica fue la causante de los pliegues que afectan a las secuencias mesozoicas y las de la base del Terciario.

3. Sistemas de Fallas Laterales y sistemas de fracturas asociados.

Estas estructuras secundarias son una serie de fallas laterales dextrales, que presentan fallamiento inverso de segundo orden que acusan un sistema transpresivo que originó un sistema de flor positiva (**Fig. 4.2**).

El estilo de deformación frágil originó además de las fallas laterales, un sistema de fracturamiento con orientaciones similares a la de las fallas, estas discontinuidades en su conjunto representan las principales rutas de migración.

No se recomienda perforar pozos en estas zonas de discontinuidades estructurales ya que los pozos pueden resultar improductivos.

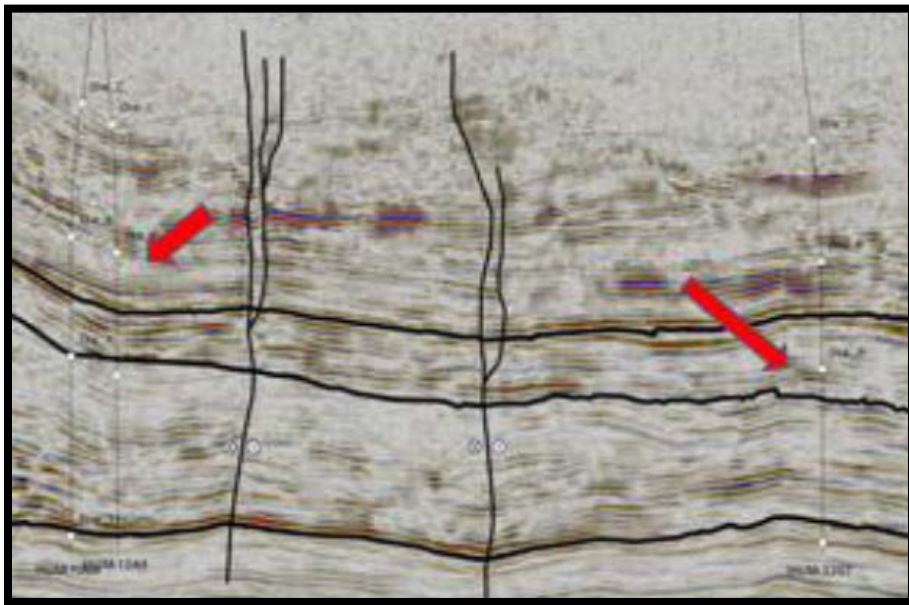


Fig. 4.2 Sección sísmica donde se tienen dos fallas laterales que afectan a toda la columna estratigráfica. Las flechas en color rojo indican la posición de pozos improductivos.

4.2 MODELO PETROFÍSICO DEL CAMPO D

Con la información de 20 pozos productores y no productores del área realizamos el estudio petrofísico con ayuda la información empleada en el software. Usamos correlaciones de registros de pozos con secciones sísmicas (**Fig. 4.3**) y la conversión de tiempo a profundidad. Se verificó la interpretación petrofísica con las propiedades físicas de las rocas obtenidas con los registros geofísicos de pozos y con datos de producción, también el modelo petrofísico empleado.

- 1) No pudimos verificar la calidad de los registros geofísicos de pozos ya que no se cuenta con los encabezados de los registros de campo, ni tramos repetidos o calibraciones; sin embargo no se aprecia ruido en las curvas y en la curva caliper se observa en general que los agujeros no presenta derrumbes.
- 2) No se indica el método utilizado para la determinación las curvas interpretadas de, ni el modelo de interpretación utilizado.
- 3) No se tienen disponibles registros de imágenes de pozo, registros de echados o de potencial natural, para realizar la identificación de estructuras sedimentarias.
- 4) Sólo en algunos casos se aprecian cambios en los registros donde se marcan las discordancias en los pozos.

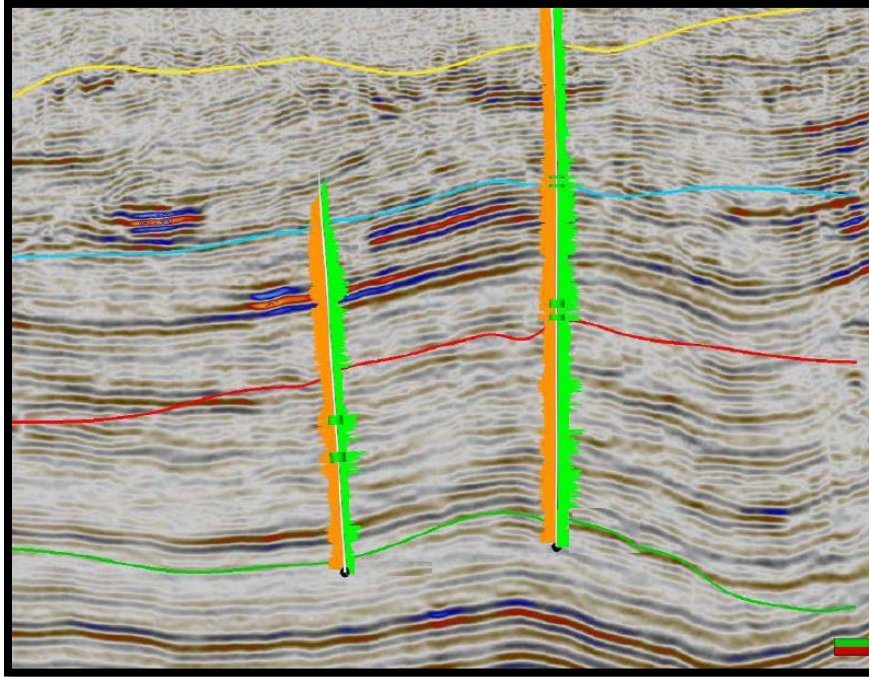


Fig. 4.3 Intervalos productores de los pozos del campo D sobre la sección sísmica de un cubo sísmico.

Con el análisis de núcleos pudimos conocer los porcentajes de minerales de los pozos. En el campo D, se tiene un mayor porcentaje de calcita respecto al cuarzo, son los dos minerales principales; además de arcilla y plagioclasa, y sólo un porcentaje mínimo de dolomita y feldespato. No presenta pirita y los porcentajes de ankerita son pequeños.

El porcentaje de arcilla en los intervalos arenosos es de 6%. Se presentan cuatro tipos de arcilla: illita con mayor porcentaje, después clorita, caolinita y esmectita. La distribución de arcilla autigénica es dispersa.

En las **Tabla 4.1** y **4.2** se observan el contenido de minerales del Campo D.

Capítulo IV. Campo D

Tabla 4.1 Contenido de minerales en un pozo del campo D.

Minerales	Contenido promedio
	%
Cuarzo	35
Feldespato	2
Plagioclasa	6
Calcita	44
Ankerita	2
Dolomita	3
Arcilla Total	6
Total	100

Tabla 4.2 Contenido de arcilla en un pozo del campo D

Tipo de Arcilla	Contenido promedio
	%
Ilita + Mica	43
Caolinita	17
Clorita	22
Esmectita	2
Ilita+Esmectita	16
Total	100

En el área de D se tiene un alto contenido de calcita en mayor cantidad que el cuarzo en los pozos analizados, debido a esto se debe incluir así como la arcilla para el modelo petrofísico. Cuando la calcita se incluye se reduce la porosidad efectiva ya que esta llega a cementar los granos de cuarzo.

4.3.- MODELO DINÁMICO DEL CAMPO D.

4.3.1.- Revisión y discretización de la información disponible.

Dada la sensibilidad de la información, los pozos serán renombrados por un número en orden creciente. En el campo D la información es muy limitada, no se cuenta con historias de producción; se dispone de los datos de una prueba de presión para el pozo D-1, así como pruebas analizadas para los pozos D-2 y D-3. Adicionalmente se cuenta con dos registros de presión de fondo para el pozo D-1 (**Tabla 4.3**).

Tabla 4.3 Registro de presión de fondo cerrado pozo D-1

Pozo	Fecha	Hora	Presión @ NMD [psi]	NMD [mv]	Grad. [kg/cm ²]	Tipo de registro
D-1	10/01/2012	02:30 p.m.	2237.05	1758	0.0854	RPFC
D-1	27/11/2007	03:45 p.m.	3234.32	1758	0.0811	RPFC

Debido al estado de la información, se decide realizar el análisis del pozo D-1, y emitir comentarios sobre las pruebas analizadas para los pozos D-2 y D-3. Para el análisis, y determinar los parámetros del yacimiento se muestran a continuación los valores utilizados:

Radio del pozo, $r_w = 0.31$ [ft]

Espesor neto, $h_n = 78$ [ft]

Factor de volumen del aceite, $B_o = 1.3014$

Viscosidad, $\mu_o = 0.3730$ [cp]

Porosidad, $\phi = 0.12$

$C_T = 1.8 \times 10^{-5}$ [psi⁻¹]

4.3.2.- Análisis de los pozos

4.3.2.1 Análisis del pozo D-1

El pozo D-1 presenta dos pruebas de variación de presión, la primera del 9 al 14 de Octubre del 2010 y la segunda del 26 al 27 de Noviembre del 2010. Ésta última no cuenta con los aforos correspondientes, por lo que no se puede realizar su interpretación; por lo tanto se procederá a analizar la primera (**Fig.4.4**). El intervalo disparado a evaluar es (1736-1780) m.

El diagnóstico y modelo de ajuste a la prueba de presión (**Figs. 4.5 y 4.6**), corresponde a “Fractura vertical de conductividad infinita”, actuando infinitamente y de compresibilidad constante. El cálculo de los parámetros se realizó mediante el uso de curvas tipo debido a que no se alcanza el periodo de flujo pseudo-radial. Los parámetros a los cuales se ajustó el modelo fueron:

Permeabilidad (**k**): 1.33 [md]

Capacidad de flujo (**kh**): 103.74 [md.ft]

Daño de la fractura (**s_f**): 0.002

Longitud media de la fractura (**X_f**): 152 [ft]

Presión inicial (**p_i**): 3756.09 [psia]

Radio de Investigación (**R_{inv}**): 282 [ft]

Capítulo IV. Campo D

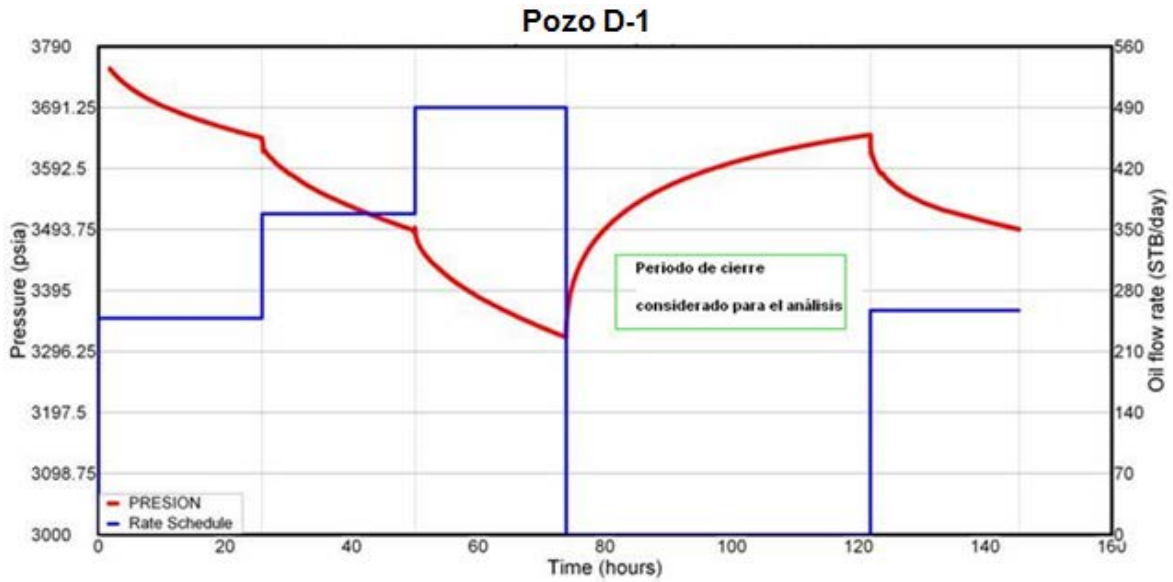


Fig. 4.4 Prueba de variación de presión, pozo D-1

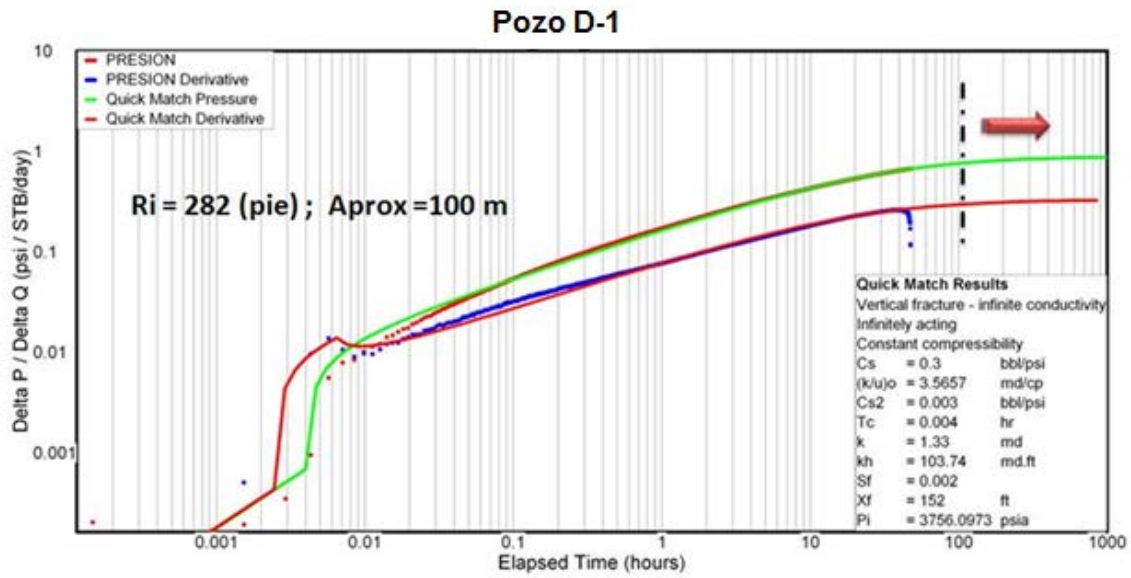


Fig. 4.5 Validación del modelo de ajuste, pozo D-1

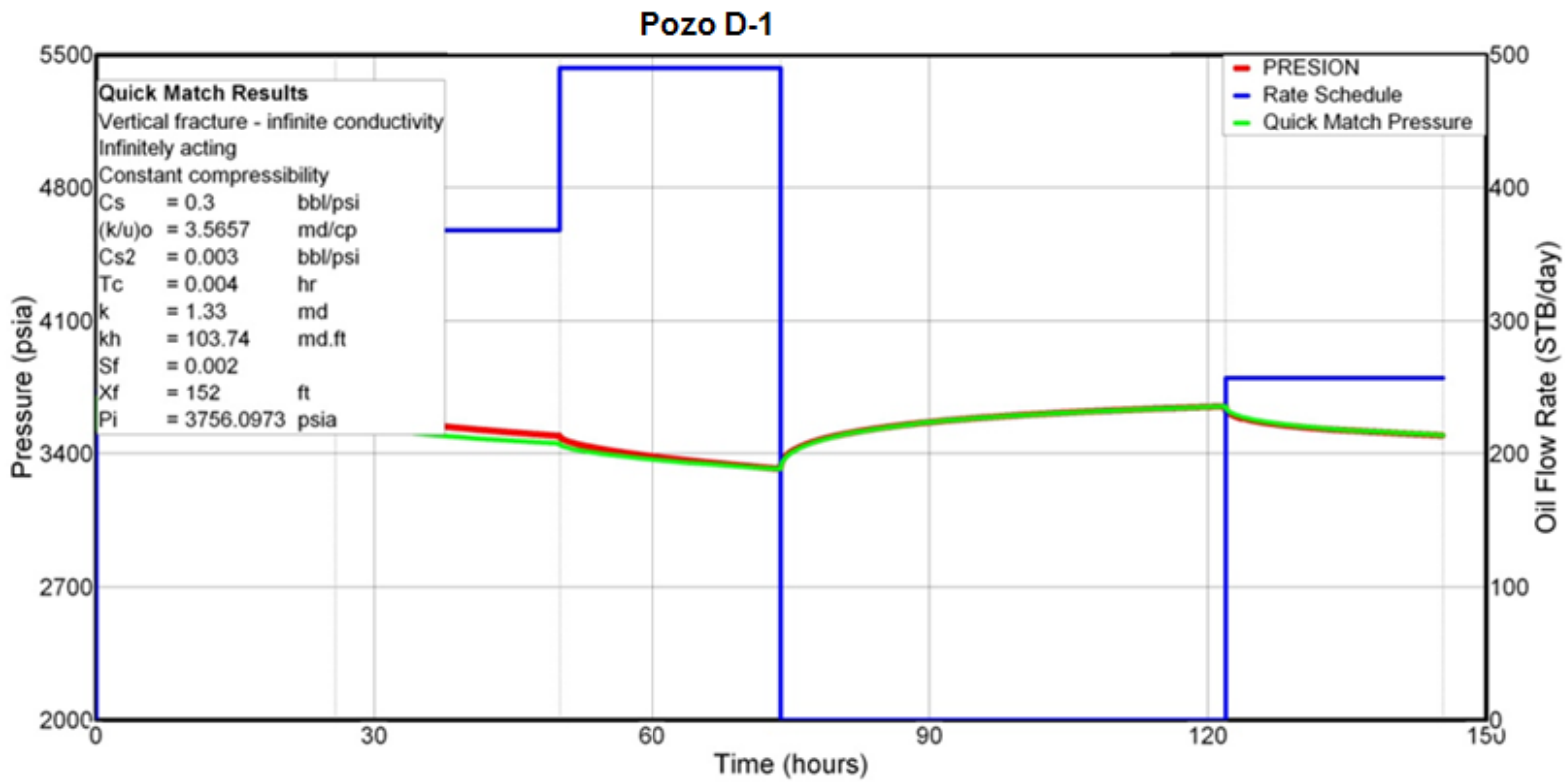


Fig. 4.6 Ajuste total de la prueba, pozo D-1

4.3.2.2 Análisis del pozo D-2

Al pozo D-2 se le realizó una prueba de incremento de presión en Diciembre de 2010, el periodo de cierre tuvo una duración de 88 horas. Se tiene un reporte del análisis de la prueba de presión realizada al pozo; se evalúa el intervalo (1658-1702) m. No se dispone de los datos originales para validar la interpretación, por tal motivo solo se emiten comentarios acerca de los resultados obtenidos.

El diagnóstico y modelo de ajuste a la prueba de presión (**Fig. 4.7**), corresponde a “Fractura vertical de conductividad finita”, actuando infinitamente y de compresibilidad constante. Los parámetros a los cuales se ajustó el modelo fueron:

Permeabilidad (**k**): 3.64 [md]

Capacidad de flujo (**kh**): 274.67 [md.ft]

Daño de la fractura (**s_f**): 0

Longitud media de la fractura (**x_f**): 74.59 [ft]

Presión inicial (**p_i**): 2918.29 [psia]

Al observar la **Fig.4.3**, se considera que el ajuste y modelo es válido, por lo tanto los parámetros del yacimiento calculados son correctos; no se muestra el parámetro de radio de investigación (**R_{inv}**), ya que al no tener los datos de origen no puede ser calculado.

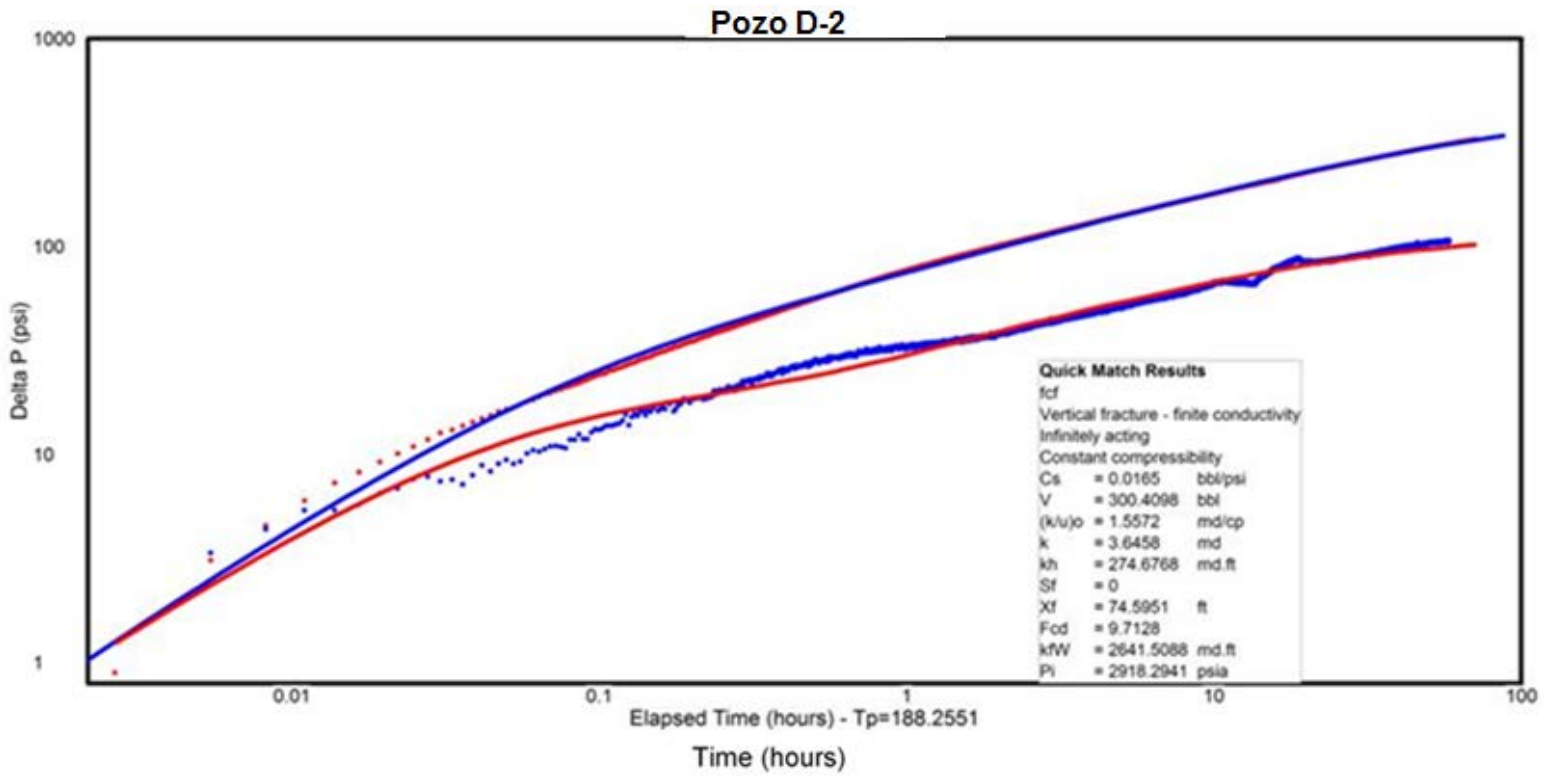


Fig. 4.7 Validación y modelo de ajuste de prueba analizada, pozo D-2

4.3.2.3 Análisis del pozo D-3

Al pozo D-3 se le realizó una prueba de presión a gasto variable en Octubre de 2010. Se tiene un reporte del análisis de la prueba de presión realizada al pozo; se evalúa el intervalo (1748-1772) m. No se dispone de los datos originales para validar la interpretación, por tal motivo solo se emiten comentarios acerca de los resultados obtenidos.

El diagnóstico y modelo de ajuste a la prueba de presión (**Figs. 4.8 y 4.9**), corresponde a “Fractura vertical de conductividad finita”, actuando infinitamente y de compresibilidad constante. Los parámetros a los cuales se ajustó el modelo fueron:

Permeabilidad (**k**): 2.0947 [md]

Capacidad de flujo (**kh**): 77.4841 [md.ft]

Daño de la fractura (**s_f**): 0

Longitud media de la fractura (**x_f**): 576.204 [ft]

Presión inicial (**p_i**): 2738.3652 [psia]

Al observar la **Fig.4.5**, se considera que el ajuste y modelo es válido, por lo tanto los parámetros del yacimiento calculados son correctos; no se muestra el parámetro de radio de investigación (**R_{inv}**), ya que al no tener los datos de origen no puede ser calculado.

Capítulo IV. Campo D

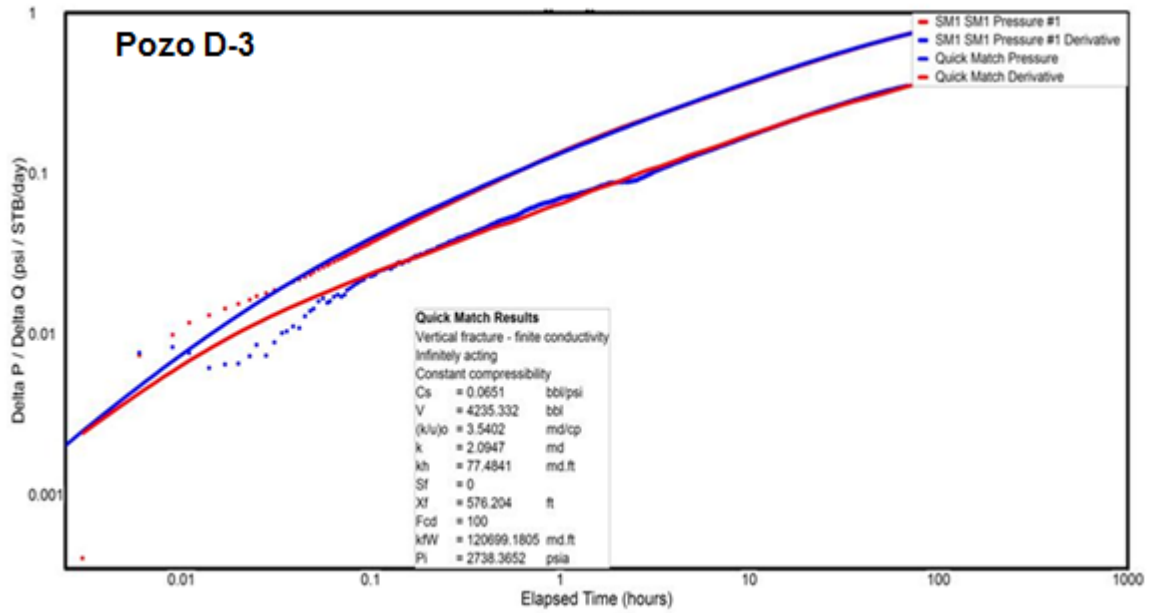


Fig. 4.8 Validación del modelo de ajuste, pozo D-3

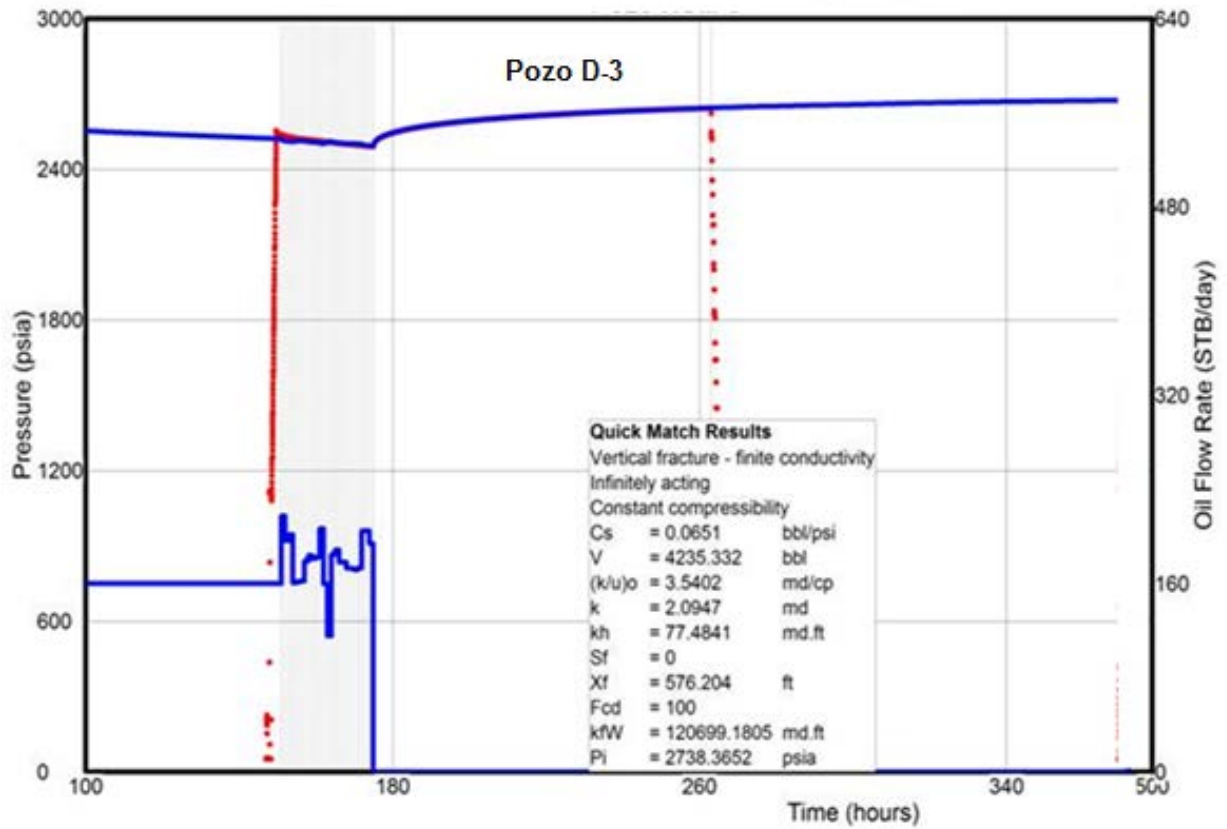


Fig. 4.9 Ajuste total de prueba analizada, pozo D-3

4.3.3- Recomendaciones y conclusiones del análisis de pozos del campo D.

- Es recomendable que antes de realizar el fracturamiento del pozo siempre se calcule la permeabilidad de la formación, ya que posteriormente para realizar una evaluación de las dimensiones y características de la fractura, se requiere éste parámetro.
- Es necesario documentar los aforos (gastos) en el mismo archivo donde se reportan los registros de presión, ya que si no se dispone de ellos, no se puede obtener una interpretación de los datos de presión.
- En el pozo D-2. Como no se llevó a cabo una prueba antes de fracturar, se debió haber cerrado el pozo más de 200 horas para determinar con mejor precisión la permeabilidad.
- En el pozo D-3. El modelo de fractura vertical de conductividad finita es válido para el comportamiento observado. La longitud media de la fractura determinada $x_f = 576$ pies (175 m) es un buen valor y a ese momento no sería necesario intervenir el pozo, ya que las características estimadas para la fractura eran buenas.

5.1.- MODELO GEOLÓGICO ESTRUCTURAL DEL CAMPO E

5.1.1.- Aspectos Sedimentológicos

Analizando una sección sísmica regional con orientación NW-SE (**Fig. 5.1**), y de varias secciones sísmicas locales orientadas transversalmente; también con ayuda de registros de pozo (resistividad y rayos gamma), y de secciones litoestratigráficas que muestran la distribución cualitativa de su arcillosidad total; podemos observar que el Campo E cuenta con una columna sedimentaria cuyo espesor se encuentra entre 955 a 1000 metros. En la columna sedimentaria se lograron delimitar tres unidades de composición arcillo-arenosas.

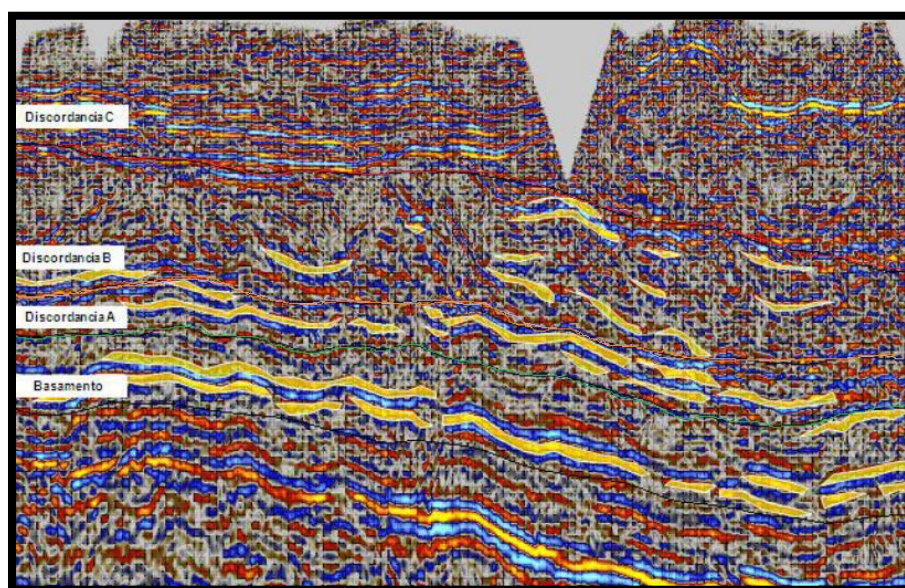


Fig. 5.1 Sección sísmica NW-SE, mostrando la distribución de los cuerpos arenosos.

Las superficies sobre las que fueron depositadas las unidades estratigráficas son discordantes, la primera unidad separa a la secuencia mesozoica de los depósitos cenozoicos. Las unidades están limitadas por las discordancias A, B y C; la discordancia C limita a los sedimentos turbidíticos del Eoceno Inferior. La discordancia A presenta una superficie irregular, la que controló la distribución de los sedimentos de la unidad 2, como tiene mayor arenosidad es la que presenta mejores posibilidades de rocas almacenadoras.

Capítulo V. Campo E

Unidad 1: La unidad está compuesta por depósitos cíclicos arcillo-arenoso tabulares y discontinuos, interestratificados con horizontes lenticulares de sedimentos calcáreo-arcillosos, no son buenas rocas almacenadoras tiene buenas características como rocas sello por su baja porosidad. El espesor de la unidad 1 es de aproximadamente 285 metros y se encuentra hacia el noreste. Esta unidad se depositó sobre una superficie discordante conformada por un sistema de depresiones y altos topográficos. Litoestratigráficamente está constituida por depósitos rítmicos turbidíticos, arcillo-arenosos y arcillo-limosos, interestratificados con esporádicos flujos de detritos, calcáreo-arcillosos. Los estratos turbidíticos provenientes del norte-noroeste, geoméricamente son tabulares y continuos; mientras que los flujos calcáreo-arcillosos derivados del margen central-occidental de la Isla de Tuxpan, son tabulares, discontinuos y lenticulares. La unidad presenta plegamientos con ondulaciones coherentes, debido a procesos de deslizamientos intraformacionales a partir de las pendientes de los taludes del norte-noroeste.

Unidad 2: Esta unidad presenta las mejores características para contener hidrocarburos ya que presenta estratificaciones cíclicas de cuerpos turbidíticos, areno-arcillosos, tabulares y lenticulares, intercalados cíclicamente con horizontes litoestratigráficos de flujos calcáreo-arcillosos. Existe presencia de gilsonita por lo que hay presencia de hidrocarburos en las capas finas y láminas de areniscas arcillosas que separan a los estratos más gruesos areno-arcillosos. Es la de menor espesor teniendo 187 metros. Los horizontes areno-arcillosos del norte-noroeste son tabulares y longitudinalmente continuos, en cambio, los estratos compuestos por flujos de detritos calcáreo-arcillosos del este, es decir, de la paleo-Isla de Tuxpan, son tabulares y lenticulares. La mayor productividad de este campo proviene de las brechas calcáreas de la Formación Tamabra. La conectividad entre los estratos es de intermedia a baja por los cambios de litofacies laterales de areno-arcillosos a arcillo-arenosos.

Capítulo V. Campo E

Unidad 3: La unidad está formada por cuerpos discontinuos, lenticulares a masivos compuestos por sedimentos arcillo-arenosos y arcillo-limosos que disminuyen su porosidad, esta secuencia no presenta características petrofísicas adecuadas como rocas almacenadoras. Los cuerpos fueron mezclados durante los procesos de deslizamientos, derrumbes y por flujos de escombros canalizados; su un espesor máximo es del orden de 483 metros, que es consistente desde el norte-noroeste hacia el sureste. Los límites de la Unidad 3 en su parte basal es el horizonte estratigráfico “B” y su cima es el “C”, que a vez, es la base de los depósitos turbidíticos del Eoceno Inferior. La conectividad es baja por la mezcla textural de sus estratos durante su movilización lateral.

Los depósitos sedimentarios tabulares lateralmente más continuos por su forma geométrica, distribución, y composición textural, areno-arcillosa, ofrecen mejores posibilidades como contenedores de hidrocarburos.

5.1.2.- Aspectos Estructurales

Para el análisis de las estructuras secundarias del Campo E se consideró la interpretación de cuatro secciones sísmicas semiregionales 2D.

En el Campo E es posible distinguir tres estilos de deformación contrastantes: deformación intraformacional, plegamiento laramídico y un sistema de fallas laterales con desarrollo de fracturas.

1.- Pliegues y fallas intraformacionales: Ocurrieron importantes flujos de escombros en las Megasecuencias Inferior y Superior, debido a que en el depósito sedimentario ocurrió en una zona de fuerte pendiente donde estaba muy próximo con la Paleo-Plataforma de Tuxpan, dentro de las cuales ocurrió deformación interna, la que se caracteriza por pliegues apretados y fallas inversas con desplazamiento local.

Capítulo V. Campo E

2.- Plegamiento laramídico: La secuencia sedimentaria jurásica y cretácica que se encuentra por debajo de la discordancia Base del Terciario, se caracteriza por la presencia de plegamiento. La posición que guarda el campo Miquetla con respecto a la Sierra Madre Oriental explica el desarrollo de pliegues debido al proceso de compresión originado por la dinámica de las placas Paleo-Pacífica y la placa Norteamericana, en el Cretácico Tardío y Terciario Temprano durante la denominada Orogenia Laramídica. A medida que subimos estratigráficamente los reflectores permanecen con cierto grado de paralelismo, son relativamente continuos y energéticos, hasta que sobrepasan lo que podría interpretarse como la discordancia B, donde se vuelven caóticos, discontinuos y de bajas energías.

3. Fallamiento lateral: El conjunto de fallas y fracturas indica esfuerzos de cizalla en un sistema transpresivo, lo que da origen a estructuras en flor positiva. En la **Figura 5.2** se observan dos fallas laterales.

El principal tipo de deformación que afecta a toda la columna estratigráfica en esta zona es frágil, la cual originó un sistemas de fallas laterales, acompañadas de fallas inversas de segundo orden; conjuntamente hubo desarrollo de un sistemas de fracturas y microfracturas verticales. Estas estructuras se presentan en pares conjugados que al cruzarse constituyen las zonas de mayor deformación, al formar una zona de falla con alto desarrollo de fracturamiento. La unidad 2 es donde predomina un sistema de fracturas verticales y subverticales con orientación semejante a la de las fallas laterales, que es la secuencia de mayor arenosidad y por lo tanto son buenas rocas almacenadoras. En las zonas donde la litología es predominantemente arcillosa se desarrolla únicamente un sistema de microfracturas.

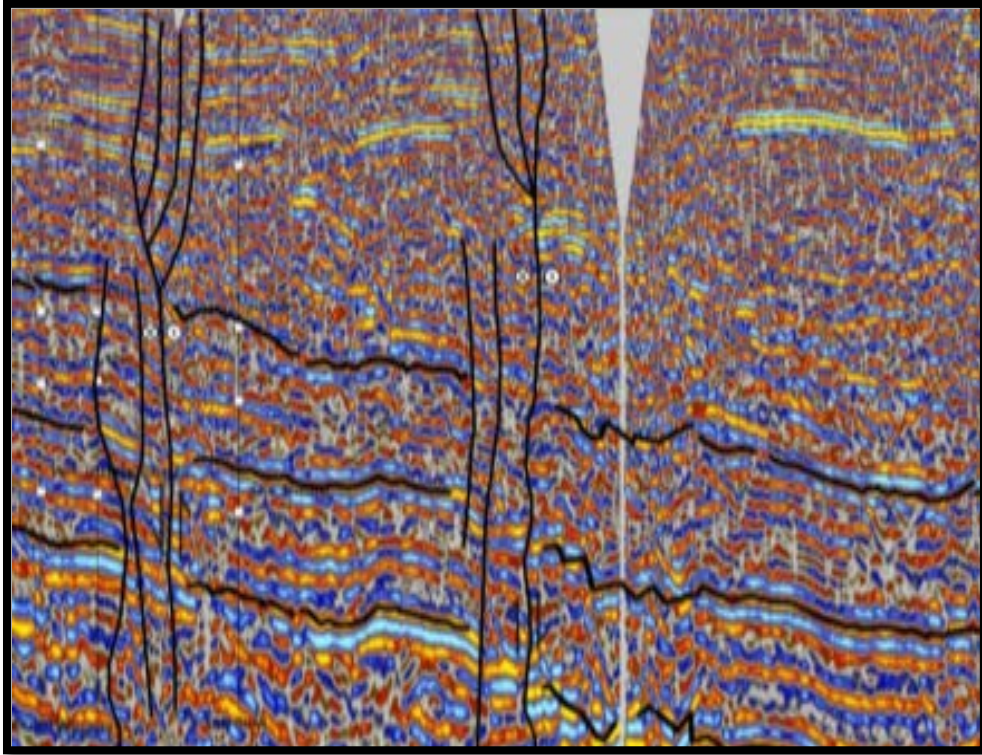


Fig. 5.2 Sección sísmica donde observamos dos fallas laterales.

El campo E solamente cuenta con información sísmica limitada a secciones 2D, debido a esto no es posible hacer correlación de horizontes ni de superficies de falla a lo largo de un volumen sísmico determinado. Las fallas laterales y fracturas asociadas constituyen excelentes rutas de migración, por lo que se recomienda que no se perforen pozos en estas zonas de discontinuidad ya que el riesgo de no ser productivos es muy alto.

5.2.- MODELO PETROFÍSICO DEL CAMPO E

Se revisó la información de 20 pozos productores y no productores del área, mediante una revisión de la información cargada en el software.

Se revisó la interpretación petrofísica a partir de las propiedades físicas de las rocas medidas con los registros geofísicos de pozos y datos de producción.

No se pudo verificar la calidad de los registros geofísicos de pozos debido a que no se cuenta con los encabezados de los registros de campo, ni tramos repetidos o calibraciones; sin embargo no se aprecia ruido en las curvas y donde se tiene la curva caliper, el agujero no presenta derrumbes.

No se pueden distinguir estructuras geológicas, ni dirección de echados de las capas en las curvas de registros disponibles y no se tienen registros de echados o registros de imágenes de pozo, con los que se pudieran identificar.

- 1) En este sector los intervalos en producción se encuentran en la formación Chicontepec por arriba de la base del Terciario, pero también en la formación Tamabra del Cretácico.
- 2) El espesor entre las discordancias A y B se adelgaza mucho en este sector. Principalmente se presentan arenas con mayor contenido de calcita que cuarzo, tanto granos como cementante, con espesores mayores en arenas (litarenitas y calcarenitas) que en lutitas.
- 3) En el fondo de los pozos que alcanzan el Cretácico se presentan calizas. En varios de los registros se observan resistividades bajas aún en los carbonatos, debido a limitaciones del registro eléctrico convencional (SN y LN).

Capítulo V. Campo E

- 4) En general entre las discordancias A y B no se tiene continuidad en los bloques, ni fuertes amplitudes en los reflectores. Las discordancias en este sector coinciden con los reflectores sísmicos y se tienen algunos horizontes con altas amplitudes, sobre la discordancia B, bajo la discordancia A y debajo de la base del terciario.
- 5) No es posible ubicar exactamente los intervalos productores en las secciones sísmicas para verificar la relación con las amplitudes sísmicas, debido a que solo se tienen secciones 2D.

En el Campo E los principales minerales son: calcita y cuarzo, además de arcilla y plagioclasa, en menor cantidad se encuentra dolomita y feldespato. El porcentaje de pirita es mínimo en algunos pozos. Se tiene un 9% de cantidad de arcilla y podemos observar que se encuentran tres tipos de arcilla: illita, clorita y caolinita. La distribución de arcilla es autigénica. En las **Tablas 5.1** y **5.2** se observa el contenido de minerales del Campo E.

Tabla 5.1 Contenido de minerales en un pozo del campo E.

Minerales	Contenido promedio %
Cuarzo	28.84
Feldespato	1.02
Plagioclasa	10.18
Calcita	46.08
Ankerita	0.00
Dolomita	3.14
Arcilla Total	9.93
Pitita	0.23
TOTAL	99.43

Capítulo V. Campo E

Tabla 5.2 Contenido de arcilla en un pozo del campo Miquetla.

Tipo de Arcilla	Contenido promedio %	Contenido promedio respecto al contenido total de arcilla %
Ilita	3.9	30.5
Caolinita	0.9	13.0
Clorita	2.1	56.5
Total	6.9	100

Se tiene un alto contenido de calcita en un porcentaje mayor que cuarzo en todos los pozos analizados del Campo E por lo que tenemos que incluirla así como el tipo de arcilla, en la interpretación del modelo petrofísico.

Al incluirse la calcita se observa que se reduce la porosidad efectiva, debido principalmente a que esta llega a cementar los granos de cuarzo.

5.3- MODELO DINÁMICO DEL CAMPO E.

5.3.1.- Revisión y discretización de la información disponible.

Dada la sensibilidad de la información, los pozos serán renombrados por un número en orden creciente, anteponiendo la letra B en caso de ser pozos considerados buenos y una M en el caso que se consideren como malos. Los pozos buenos son aquellos 10 con el valor más alto, resultado de dividir la producción acumulada (Np) entre el tiempo (t); los pozos considerados como malos son los diez con el menor valor. En la **tabla 5.3**, se presenta un resumen de la información disponible para 20 pozos del campo Miquetla; debido al estado de la información, se decide realizar el análisis de los pozos **E-B1, E-B2, E-B3, Y E-M6**.

Tabla 5.3 Estado de la información de 20 pozos del campo E.

No	B/M	Pozo	Np/t	Pruebas de presión	Historias de producción	Estado Mecánico	RPF	RPF
1	B	E-B1	30	NO	SI	SI	0	1
2	B	E-B2	29	NO	SI	NO	0	1
3	B	E-B3	28	NO	SI	SI	0	1
4	B	E-B4	27	NO	SI	SI	0	2
5	B	E-B5	22	NO	SI	NO	0	1
6	B	E-B6	21	NO	SI	NO	0	1
7	B	E-B7	21	NO	SI	NO	0	1
8	B	E-B8	21	NO	SI	SI	0	2
9	B	E-B9	21	NO	SI	NO	0	1
10	B	E-B10	20	NO	SI	SI	0	1
11	M	E-M1	0	NO	NO	NO	0	0
12	M	E-M2	0	NO	NO	NO	0	0
13	M	E-M3	0	NO	NO	NO	0	0
14	M	E-M4	0	NO	NO	NO	0	0
15	M	E-M5	0	NO	NO	NO	0	0
16	M	E-M6	0	NO	SI	NO	0	1
17	M	E-M7	0	NO	SI	NO	0	0
18	M	E-M8	0	NO	NO	NO	0	0
19	M	E-M9	0	NO	NO	NO	0	0
20	M	E-M10	0	NO	NO	NO	0	0

5.3.2- Análisis de los pozos

5.3.2.1 Análisis del pozo E-B1

- Datos de producción

Se analizaron los datos de producción para el pozo E-B1, disponibles desde el 15 de Enero de 1975 hasta el 15 de Noviembre del 2010, lo que representa un periodo de 431 meses (**Fig. 5.3**. Posee una producción acumulada (N_p) de 282,500 BBL.

El pozo E-B1 se disparó y fracturó en Enero de 1960 en el intervalo 2025-2040 [m]; fue obturado en 1964 debido a un corte de agua de 95%. Se probaron varios intervalos sin éxito hasta que el 20 de Enero de 1979 se disparó el intervalo 1171-1208 [m]; fue fracturado el 2 de Abril de 1979, alcanzando un gasto máximo de 143.5 BPD (Q_{omax}). En Octubre de 1982 se convirtió al sistema artificial de Bombeo Neumático por el cual estuvo produciendo 20 BPD en promedio (**Fig. 5.4**).

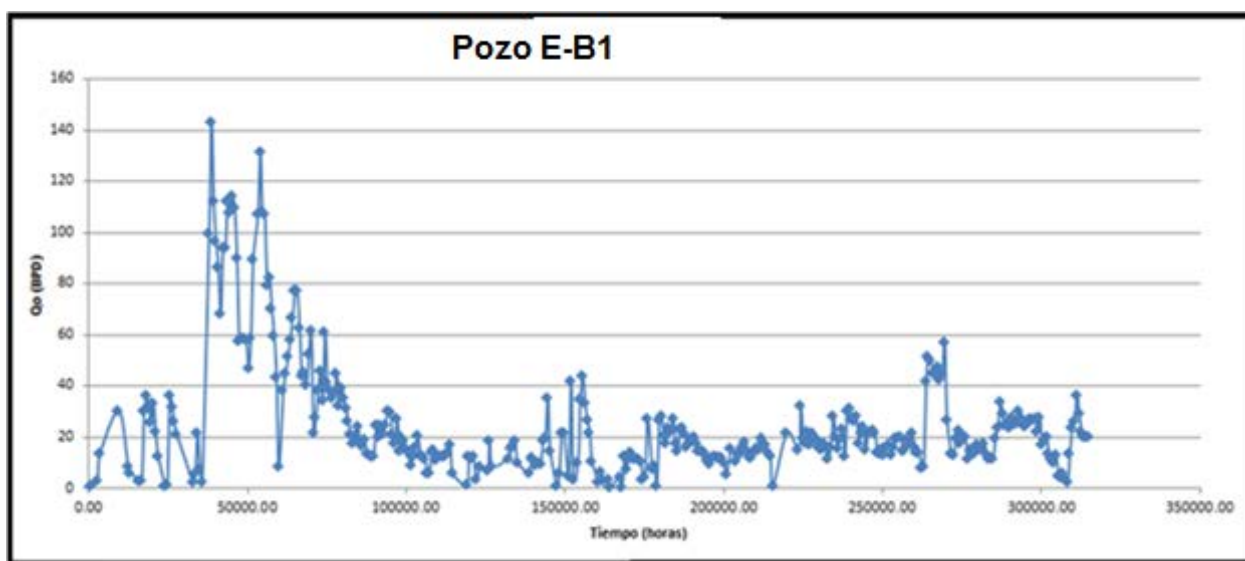


Fig. 5.3 Historia de producción del pozo E-B1

Capítulo V. Campo E

Pozo E-B1

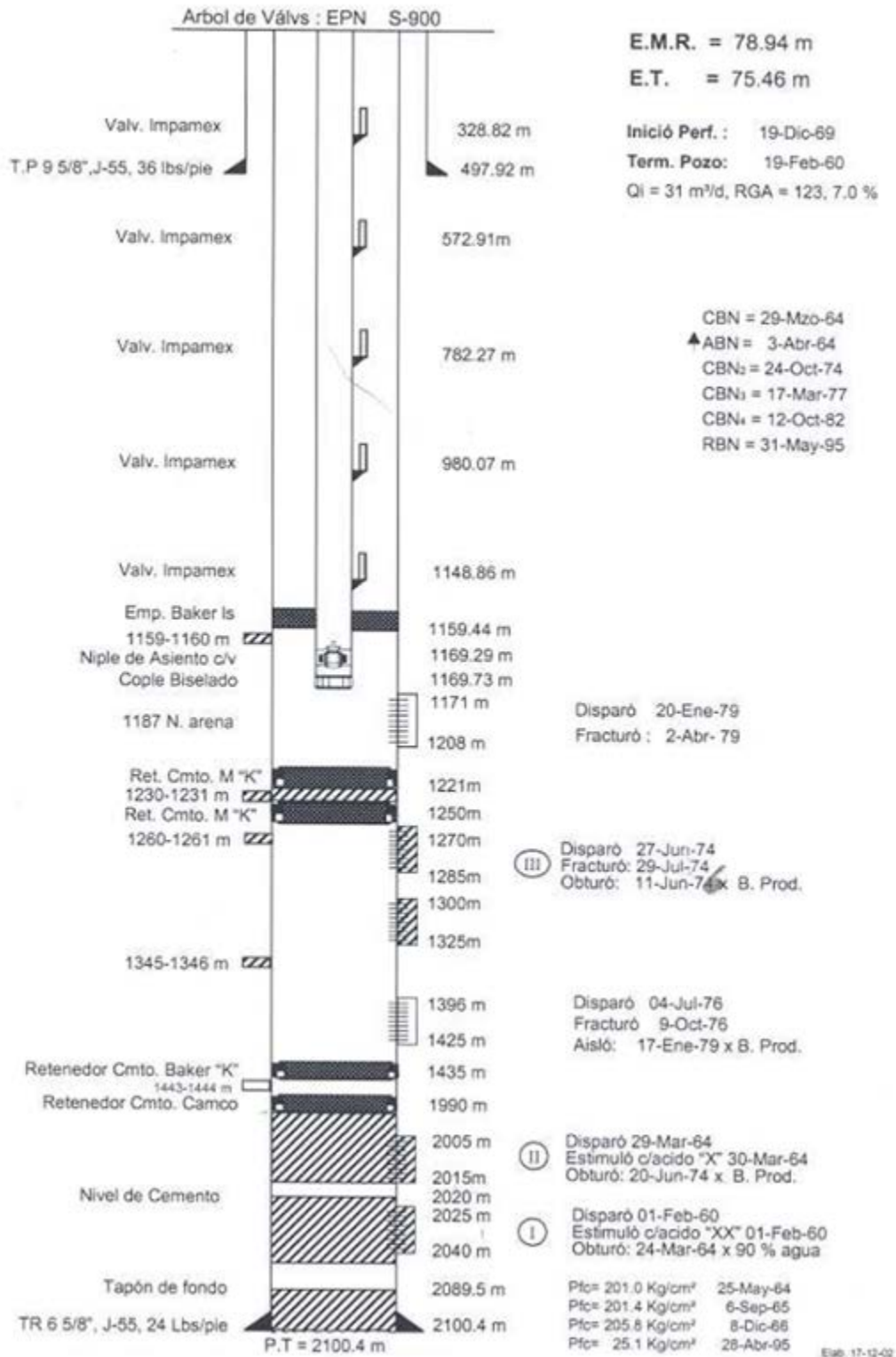


Fig. 5.4 Estado Mecánico del pozo E-B1

Capítulo V. Campo E

Al graficar el logaritmo base diez del recíproco de los datos de producción (BPD^{-1}) en contra del logaritmo base diez del tiempo (meses), se observa que los datos de producción no concuerdan con una geometría de flujo lineal, puesto que no se obtiene una tendencia lineal de pendiente $\frac{1}{2}$. (Fig. 5.5).

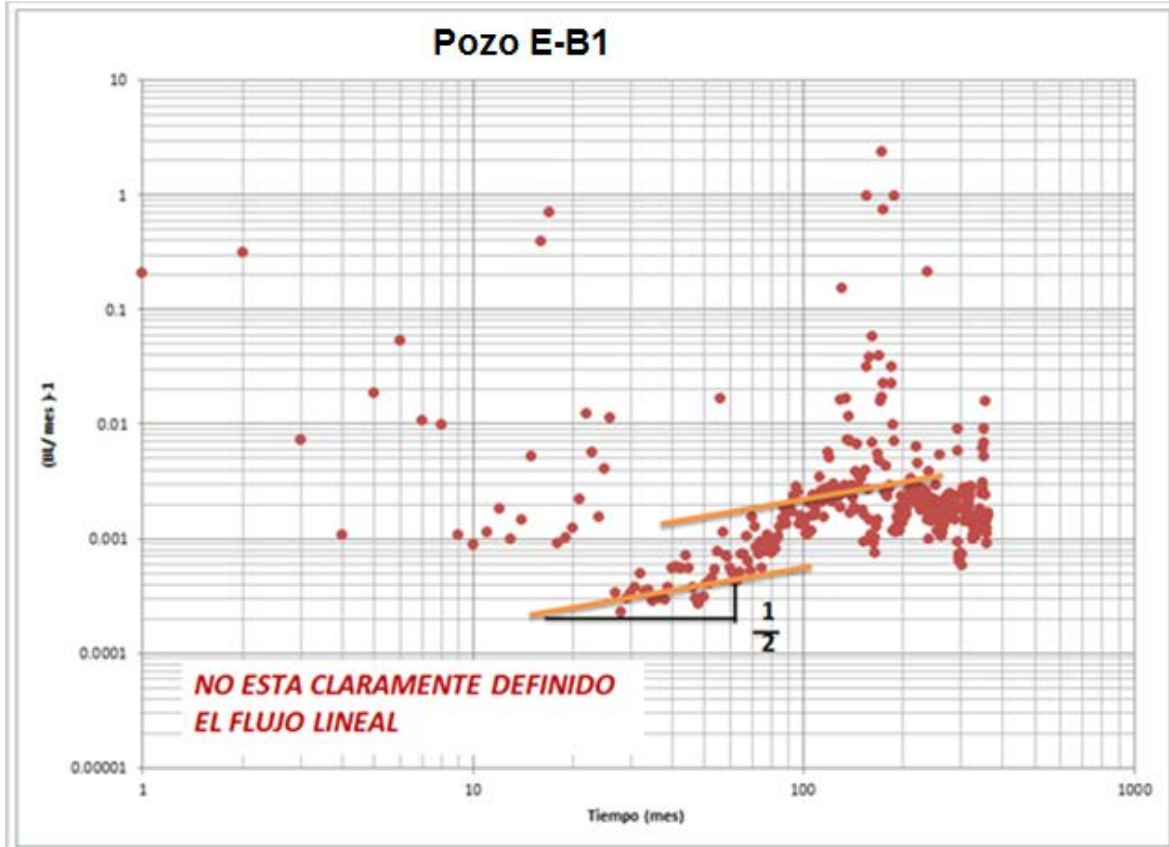


Fig. 5.5 Análisis de los datos de producción del pozo E-B1

5.3.2.2 Análisis del pozo E-B2

- **Datos de producción**

Se analizaron los datos de producción para el pozo E-B2, disponibles desde el 15 de Enero de 1976 hasta el 15 de Octubre del 2010, lo que representa un periodo de 417 meses (**Fig. 5.6**). Posee una producción acumulada (N_p) de 348,334 BBL.

El pozo E-B2 se terminó en Noviembre de 1960, como productor de aceite a través del intervalo 2003-2013 [m] de la formación Cretácico Tamabra con una producción inicial (Q_{oi}) de 190 BPD y 1% de corte de agua. En abril de 1965 se convirtió a bombeo neumático en un intervalo de 1140-1230 [m]; en el 2005 se tuvo una falla en el aparejo y se decidió convertirlo a bombeo mecánico, El gasto máximo fue de 220 BPD y después se estabilizó en una producción promedio de 25 BPD.

Al graficar el logaritmo base diez del recíproco de los datos de producción (BPD^{-1}) en contra del logaritmo base diez del tiempo (meses), se observa que los datos de producción sugieren una geometría de flujo lineal, puesto que se obtiene una tendencia lineal de pendiente $1/2$. (**Fig. 5.7**).

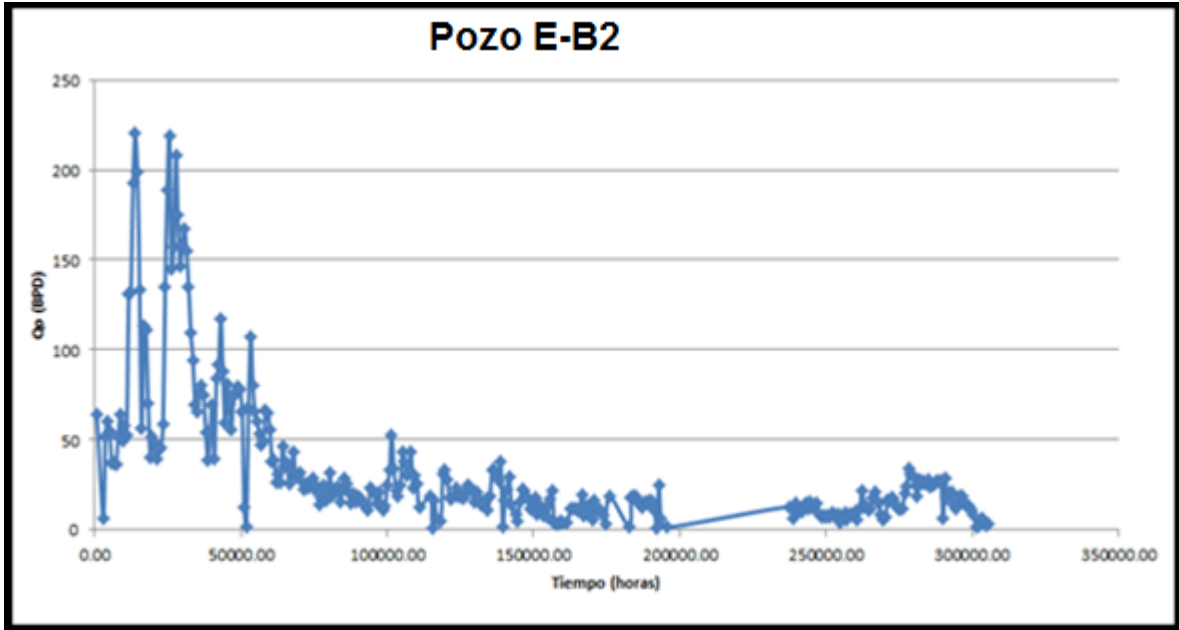


Fig. 5.6 Historia de producción del pozo E-B2

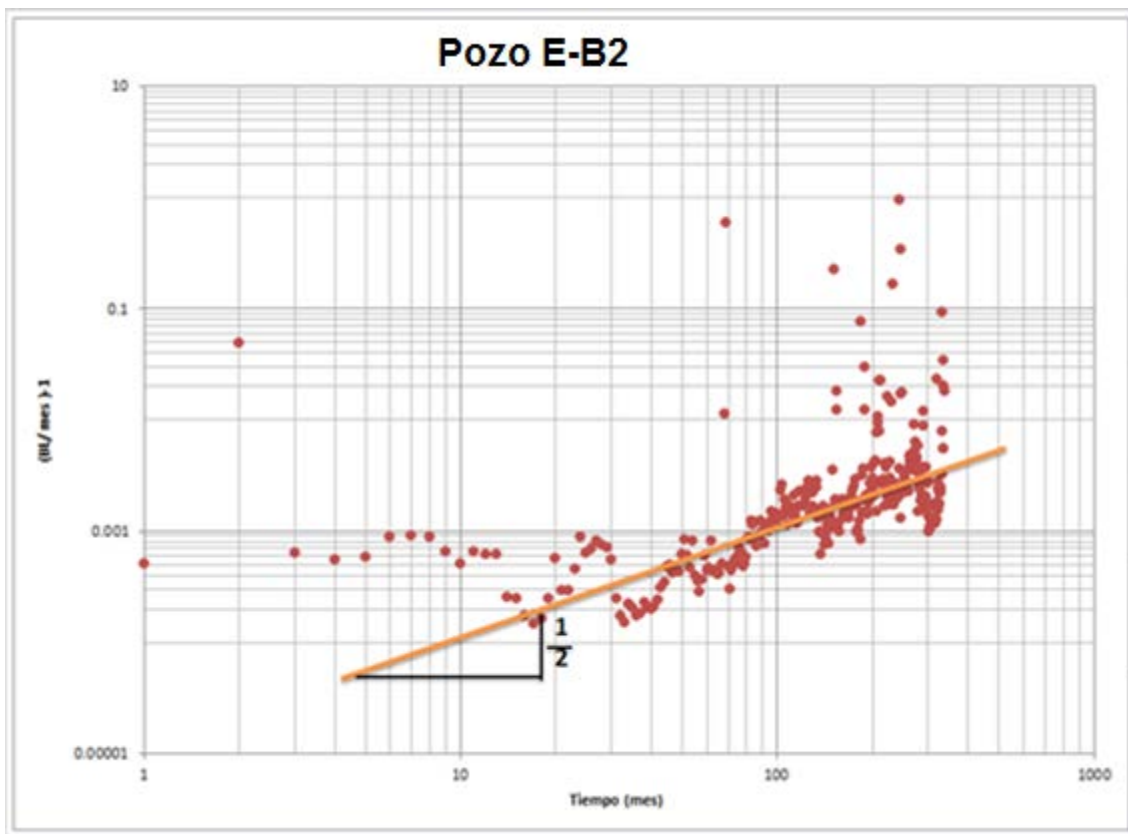


Fig. 5.7 Análisis de los datos de producción del pozo E-B2

5.3.2.3 Análisis del pozo E-B3

- **Datos de producción**

Se analizaron los datos de producción para el pozo E-B3, disponibles desde el 15 de Enero de 1979 hasta el 15 de Julio del 2010, lo que representa un periodo de 378 meses (**Fig. 5.8**). Posee una producción acumulada (N_p) de 251,876 BBL.

El pozo MIQ-B3 se terminó en Septiembre de 1961, en el intervalo 2017-2030 [m]; en 1999 se instaló Bombeo Neumático para producir el intervalo 1188-1250, el cual estuvo produciendo hasta el año 2004, en que se decidió cambiar al sistema de Bombeo Mecánico debido a la baja presión de fondo registrada. Su gasto máximo (Q_{omax}) fue de 150 BPD; en la *Fig. 5.8* se puede apreciar que no se estabilizó el gasto, debido a los cambios en las condiciones de producción

Al graficar el logaritmo base diez del recíproco de los datos de producción (BPD^{-1}) en contra del logaritmo base diez del tiempo (meses), se observa que los datos de producción sugieren una geometría de flujo lineal, puesto que se obtiene una tendencia lineal de pendiente $1/2$. (**Fig. 5.9**).

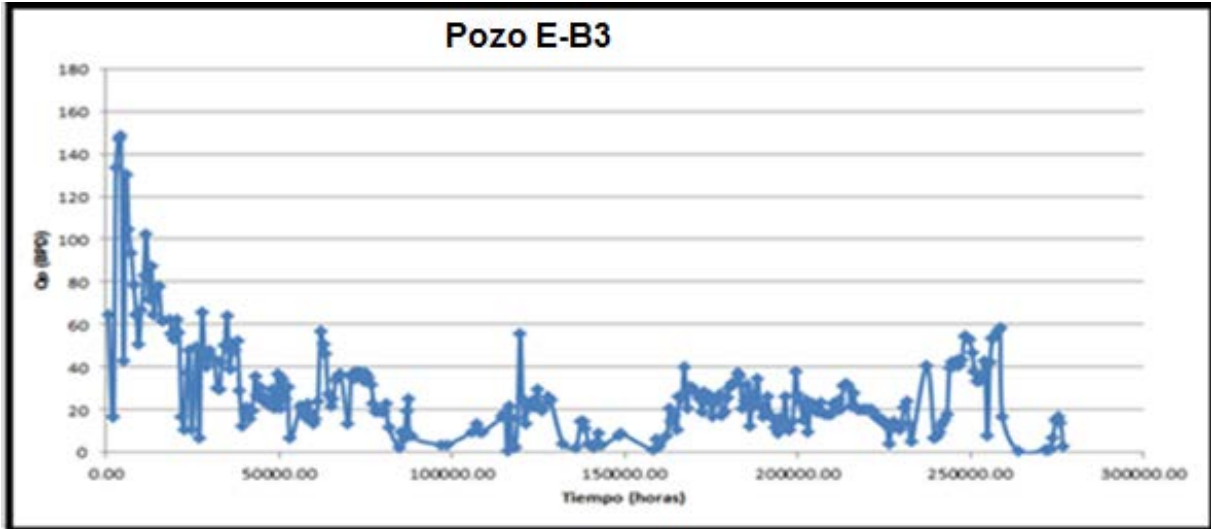


Fig. 5.8 Historia de producción del pozo E-B3

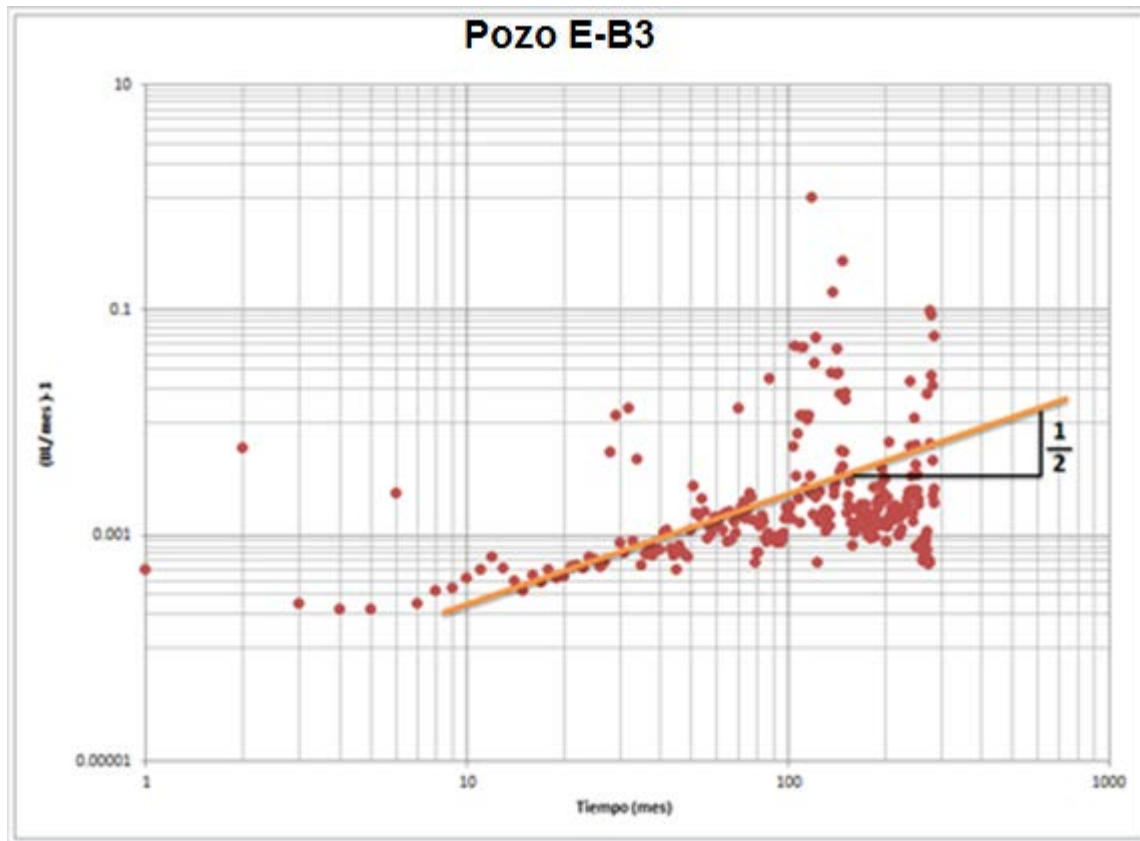


Fig. 5.9 Análisis de los datos de producción del pozo E-B3

5.3.2.4 Análisis del pozo E-M6

- **Datos de producción**

Se analizaron los datos de producción para el pozo E-M6, disponibles desde el 15 de Enero de 1974 hasta el 15 de Noviembre del 2010, lo que representa un periodo de 442 meses (*Fig. 5.10*). Posee una producción acumulada (N_p) de 36,116 BBL.

El pozo MIQ-M6 inició su producción en 1974, en el intervalo 2082-2092 [m] con un gasto inicial (Q_{oi}) de 11.97 BPD; su gasto máximo (Q_{omax}) fue de 62.48 BPD. En 1998 se cerró el pozo con un gasto de 5 BPD; se abrió en el año de 2010 produciendo por tres meses un total de 20 BLL. En la **Fig. 5.6** se puede apreciar el comportamiento irregular de la producción.

Al graficar el logaritmo base diez del recíproco de los datos de producción (BPD^{-1}) en contra del logaritmo base diez del tiempo (meses), se observa que los datos de producción están muy dispersos, por lo cual no está definida la geometría de flujo (**Fig. 5.11**).

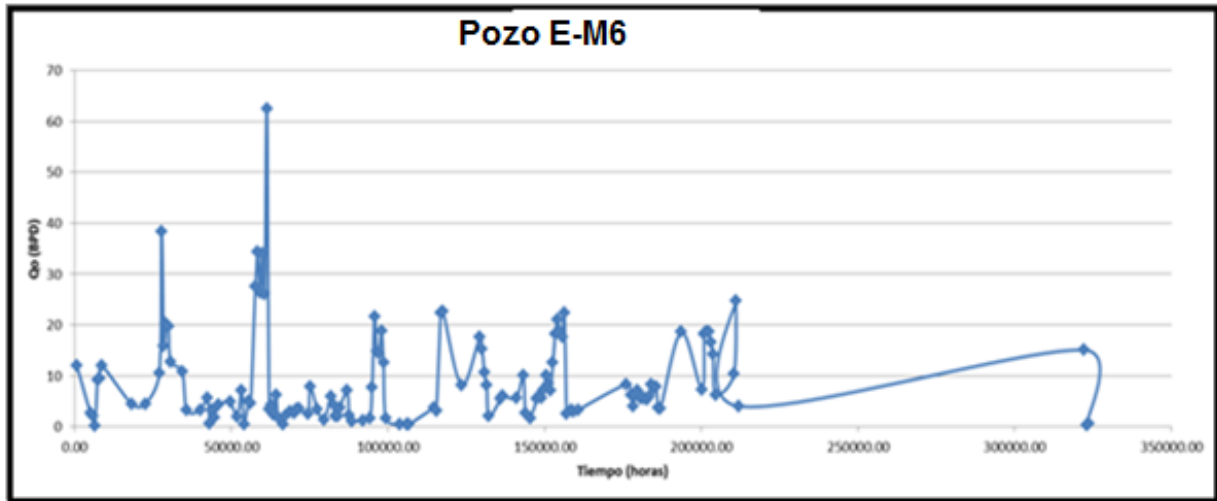


Fig. 5.10 Historia de producción del pozo E-M6

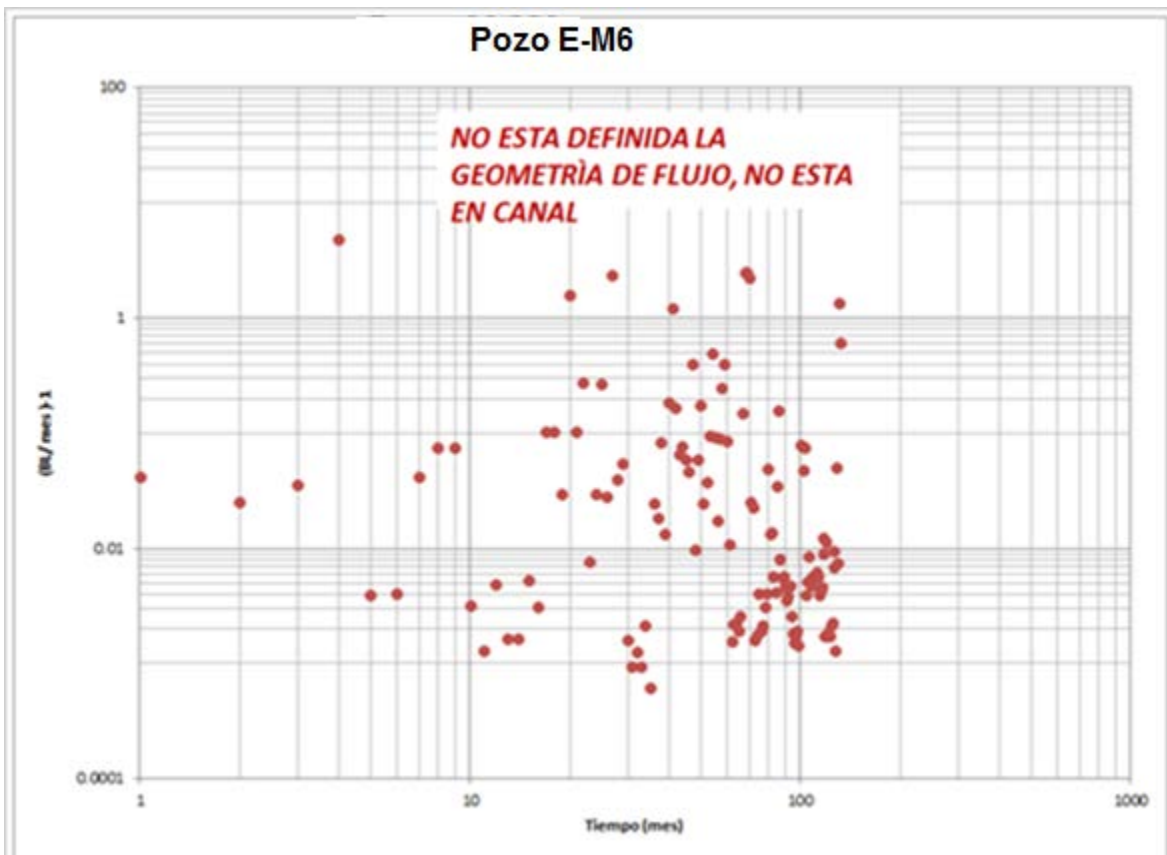


Fig. 5.11 Análisis de los datos de producción del pozo E-M6

5.3.3.- Recomendaciones y conclusiones del análisis de pozos del campo E.

En éste campo solo se contaba con información de producción, la cual se analizó para cuatro pozos, las principales conclusiones y recomendaciones son las siguientes:

- La recomendación esencial es realizar pruebas de variación de presión, para evaluar el estado actual de la fractura de los pozos, dado que, en los considerados como buenos, se observan condiciones de presión aceptables.
- En los pozos considerados como buenos y con el análisis de los datos de producción, se observa un periodo de flujo lineal, el cual es característico de yacimientos tipo canal. Caso contrario se presenta en los pozos considerados como malos, que no presentan esta geometría.
- Para éste campo la información proporcionada con respecto al estado mecánico de los pozos es escasa, principalmente en los pozos malos, lo que limita el análisis, para ubicar intervalo disparado y fracturamiento si fuera caso.

6.1- MODELO GEOLÓGICO ESTRUCTURAL DEL CAMPO F

6.1.1 Aspectos Sedimentológicos

Se utilizó un cubo con secciones sísmicas en donde se identificaron las superficies discordantes A, B, C y el límite Mesozoico-Terciario para el estudio del Campo F; así como los registros de pozos los cuales midieron la resistividad de las secuencias sedimentarias en los pozos productores y no productores.

Con base en la revisión y análisis de 2 secciones sísmicas representativas, una con orientación NW-SE (**Fig. 6.1**) y otra transversal de orientación SW-NE, así como con registros de pozo (resistividad); se observó que el Campo F cuenta con una columna sedimentaria de aproximadamente 690 m, en donde se logran distinguir tres unidades de composición arcillo-arenosa y calcarenítica.

Dichas unidades se encuentran limitadas por una discordancia basal, la cual separa a las rocas cretácicas de los depósitos cenozoicos; así como por tres discordancias referidas como A, B y C.

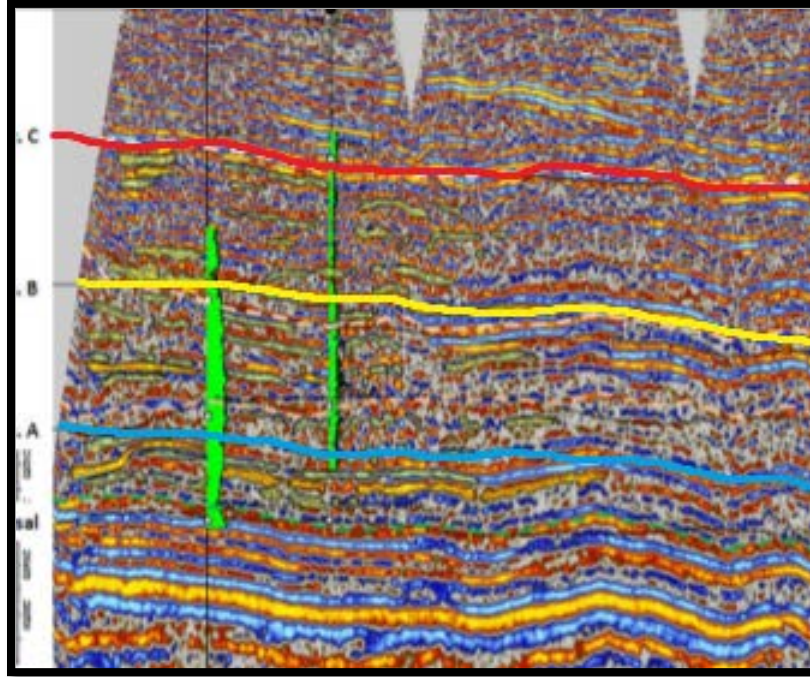


Fig. 6.1 Sección sísmica NW-SE del campo F, donde se observa la distribución de cuerpos arenosos.

Unidad 1: Podemos considerarla como roca almacén porque predominan materiales arcillosos. Contiene depósitos interestratificados de tamaño fino a mediano con horizontes delgados areno-limo-arcillosos, de origen turbidítico, son de forma tabular y lateralmente continuos, con un espesor máximo de 184m.

Los estratos fueron depositados discordantemente sobre una superficie topográfica mesozoica (discordancia basal), la que estaba conformada por una serie de depresiones y altos estructurales. La superficie basal separa a las secuencias estratigráficas de edad mesozoica de la parte inferior de la Formación Chicontepec Inferior que la sobreyace. Debido al predominio de la facies limo-arcillosa, la conectividad entre los cuerpos arenosos puede considerarse de baja a intermedia.

Capítulo VI. Campo F

Unidad 2: Esta unidad contiene cuerpos lenticulares areno-arcillosos que representan buenas rocas almacenadoras. La secuencia se compone por horizontes areno arcillosos y limo-arcillosos, interestratificados; que tienden a presentar un espesor tabular y una continuidad lateral; con un espesor máximo de 210 m de espesor máximo, compuesta por horizontes areno-limo-arcillosos, flujos calcareníticos e intercalaciones arcillo-arenosas, localmente presenta cuerpos lenticulares, debidos a corrientes bifurcadas. El sentido del aporte de los sedimentos formados por corrientes turbidíticas, fue del NW al SE y los calcareníticos del NE al SW; los que generaron que las discordancias intraformacionales estén bien definidas con plegamiento suave y estructuras de corte y relleno. El nivel de conectividad entre los cuerpos es de intermedia a alta.

Unidad 3: Esta unidad no es buena roca almacenadora por la gran cantidad de material arcillo-limoso que se presenta en forma dispersa y con baja continuidad lateral. Dentro de esta unidad se observan cuerpos estratificados cuyos sedimentos provinieron del NW al SE y del NE al SW; forman estructuras monticulares y masivas, debidas a deslizamientos, derrumbes y flujos de escombros, por lo que presenta deformación intraformacional, el espesor máximo de 293 m. Contiene estratos delgados a medios, arcillo- limosos, arenosos y limosos, así como, calcareníticos arcillosos, asociados con flujos de escombros, derrumbes y con deslizamientos intraformacionales. Cuenta con una conectividad baja por la mezcla de los horizontes texturalmente arenosos y calcáreos, con los arcillo- limosos.

Los depósitos sedimentarios tabulares y lateralmente continuos ofrecen mejores posibilidades como contenedores de hidrocarburos. Se debe tomar en cuenta que los horizontes de mayor arenosidad tienen baja porosidad ya que se encuentran fuertemente cementados por calcita.

6.1.2- Aspectos Estructurales

Para el análisis de las estructuras secundarias del Campo F se consideró la interpretación de cuatro secciones sísmicas representativas.

Se presentan dos estilos de deformación contrastantes en el Campo F, que corresponden a: un plegamiento laramídico y un sistema de fallas laterales con desarrollo de fracturas verticales.

1. Plegamiento laramídico: La deformación del campo corresponde a pliegues suaves, cuyos planos axiales son prácticamente verticales y presentan una dirección general NW20°SE. La presencia de pliegues son por un proceso de compresión originado por la Orogenia Laramídica a inicios del Cenozoico, la cual actuó de forma que la placa Paleo-Pacífica y la placa Norteamericana interactuaron en una margen convergente formando plegamiento y fallamiento inverso en la Sierra Madre Oriental y plegamiento suave el subsuelo de la Cuenca de Chicontepec. La posición distante del Campo F con respecto a la Sierra Madre Oriental explica el menor nivel de deformación producida por la orogenia laramídica en la secuencia mesozoica. Desde la plataforma carbonatada, hubo derrumbes y flujos de escombros que formaron a las brechas calcáreas de la Formación Tamabra.

2. Sistemas de Fallas Laterales y fracturas asociadas.

Con el sistema de fallas laterales y fracturas asociadas se muestra que por debajo del horizonte Base del Terciario los reflectores son elementos de alta energía que no conservan su continuidad pero es fácil correlacionarlos ya que son paralelos a los elementos que los sobreyacen. La continuidad se pierde por la geometría del depósito y por la presencia de discontinuidades estructurales que corresponden a fallas de desplazamiento lateral.

Capítulo VI. Campo F

Las fallas laterales afectan localmente a toda la secuencia sedimentaria mesozoica y cenozoica. Son una serie de fallas laterales en sentido derecho, las cuales presentan fallamiento inverso de segundo orden que acusan un sistema transpresivo que originó un sistema de flor positiva. En la **Figura 6.2** se muestra una imagen con una serie de pliegues y fallas.

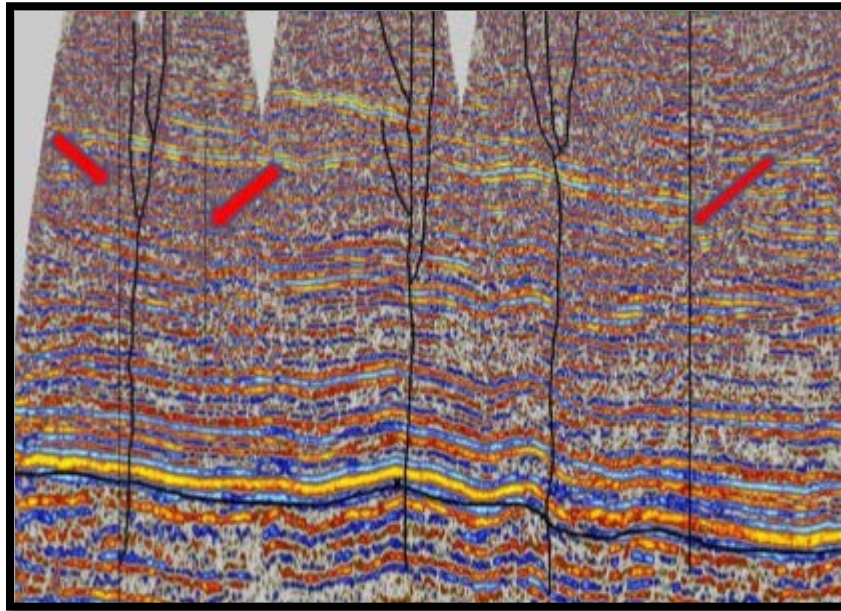


Fig. 6.2 Sección sísmica donde se presentan pliegues suaves y cuatro fallas laterales.

Las fallas actúan como las más importantes rutas de migración, además de que en las proximidades de esas discontinuidades hubo un muy importante desarrollo de fracturas, las que presentan orientaciones similares a las de las fallas que forman el par conjugado.

6.2.- MODELO PETROFÍSICO DEL CAMPO F

Se revisó la información en 20 pozos productores y no productores del área, con lo que se hizo un control de calidad de la información cargada en el software Petrel 2011.

-Se evaluaron las características de las estructuras geológicas y echados de las capas; así como se identificaron las electrofacies y estructuras sedimentarias para apoyar la interpretación de facies sedimentarias.

-Así mismo se verificó la correlación de registros de pozos con secciones sísmicas y la conversión de tiempo a profundidad.

-Se revisó la interpretación petrofísica a partir de las propiedades físicas de las rocas medidas con los registros geofísicos de pozos y datos de producción; así como el modelo petrofísico empleado.

- a) Los intervalos de interés (productores) se encuentran entre las discordancias A y B, y muy pocos bajo la discordancia A. Las facies corresponden a la megasecuencia de los frentes lobulares de los abanicos submarinos, principalmente se presentan arenas con mayor contenido de calcita que cuarzo, tanto granos como cementante, con espesores mayormente laminares de lutitas y areniscas.
- b) En los intervalos productores se observa un aumento apreciable en la resistividad, debido a que la porosidad intergranular es muy baja por la cementación de calcita, además del porcentaje de hidrocarburos en los poros.
- c) Se tienen bajas amplitudes en los reflectores de los cubos, observándose mayores amplitudes entre las discordancias A y B y bajo la discordancia C.

Capítulo VI. Campo F

En el sector F no se aprecia una relación entre los intervalos productores y las altas amplitudes de los reflectores sísmicos; la continuidad en los reflectores no refleja el tamaño de los geocuerpos más arenosos, ni indica que haya conductividad hidráulica entre los bloques. En la **Figura 6.3** se muestran los intervalos productores de un pozo del Campo F.

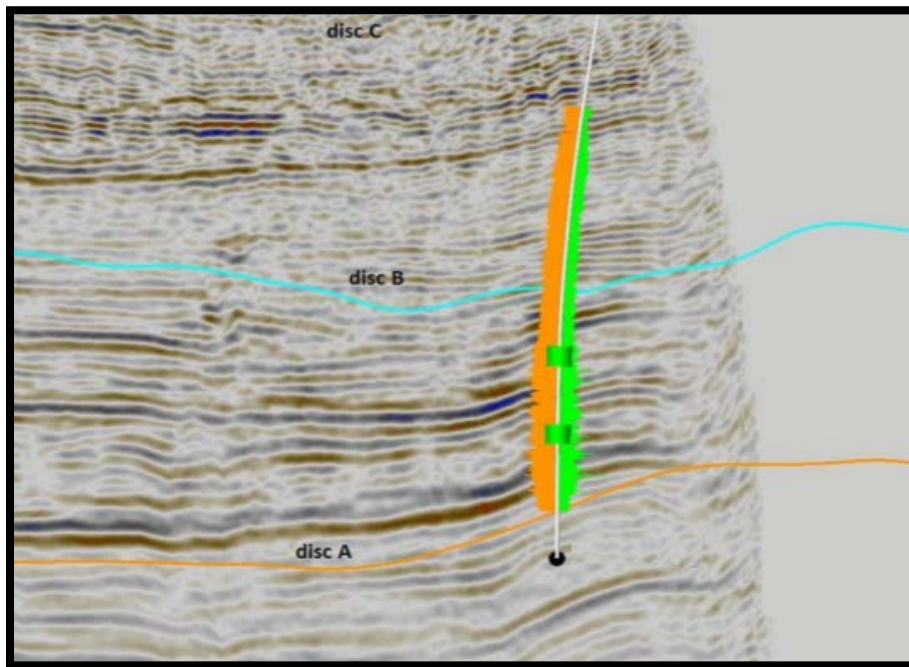


Fig. 6.3 Intervalos productores de un pozo del campo F en sección sísmica de un cubo.

En el Campo F hay presencia de varios minerales y en mayor porcentaje se encuentra la calcita con respecto al cuarzo, también hay presencia en menor porcentaje de plagioclasa y arcilla, así como dolomita y feldespato.

El porcentaje de ankerita y pirita es mínimo y sólo hay presencia en algunos pozos. El porcentaje de arcilla en este campo es de 8%. Las Tablas 6.1 y 6.2 muestran el contenido de minerales en un pozo del Campo F.

Capítulo VI. Campo F

Tabla 6.1 Contenido de minerales en un pozo del campo F

Minerales	Contenido promedio %
Cuarzo	28
Feldespato	1.0
Plagioclasa	10
Calcita	49
Ankerita	0.6
Dolomita	3.0
Arcilla Total	8.0
Pirita	0.4
Total	100

En este campo hay cuatro tipos de arcillas diferentes: illita, clorita, caolinita y esmectita. La distribución de arcilla autigénica es dispersa.

Tabla 6.2 Contenido de arcilla en un pozo del campo F

Tipo de Arcilla	Contenido promedio %	Contenido promedio respecto al contenido total de arcilla %
Ilita + Mica	4.88	61
Caolinita	1.52	19
Clorita	1.6	20
Total	8	100

Se tiene un alto contenido de calcita mayor que el porcentaje de cuarzo en todos los pozos del campo Palo Blanco y debido a esto se debe de incluir para la interpretación del modelo petrofísico. Si se incluye la calcita se reduce la porosidad efectiva ya que llega a cementar los granos de cuarzo.

3.- MODELO DINÁMICO DEL CAMPO F.

3.1.- Revisión y discretización de la información disponible.

Dada la sensibilidad de la información, los pozos serán renombrados por un número en orden creciente. El campo F es el que posee la información más limitada; no se cuenta con historias de producción, se dispone de algunos registros de presión de fondo (**Tabla 6.3**), así como del expediente de producción y una prueba de incremento de presión para el pozo F-2. Debido al estado de la información, se decide realizar el análisis de dicho pozo.

Tabla 6.3 Registros de presión de fondo disponibles del campo F.

Pozo	Fecha	Hora	Presión @ NMD [psi]	NMD [mv]	Grad. [kg/cm ²]	Tipo de registro
F-1	11/06/1984	---	1885.18806	1295	0.0794	RPFC
F-1	20/10/1984	---	1885.18806	1295	0.0333	RPFC
F-1	05/05/2001	---	1575.75375	1295	0.0145	RPFC
F-2	30/06/1965	08:45 a.m.	3729.3372	2945	0.056	RPFC
F-2	13/10/1967	02:30 p.m.	4889.4048	2945	0.104	RPFC
F-2	09/04/1985	02:30 p.m.	4211.62272	2945	0.1098	RPFC
F-3	25/03/1982	01:20 p.m.	1500.40197	1092.5	0.0818	RPFC
F-3	08/07/1988	01:20 p.m.	1601.118675	1092.5	0.0797	RPFC
F-3	18/10/1995	---	1517.40909	1092.5	0.077	RPFC

3.2.- Análisis de los pozos

3.21 Análisis del pozo F-2

El pozo F-2 se terminó el 30 de Junio de 1965 como productor de la formación J. Tamán, a través del intervalo 2941-2949 [m], con una producción inicial de 1443 BPD, 0% de corte de agua y una RGA de $328 \text{ m}^3/\text{m}^3$. En Septiembre de 1969 se reparó por fluir con 44% de corte de agua y se disparó el intervalo 2923-2928 [m], el cual fluyo 99% agua salada de 40,000 [ppm]; se obturó con cemento y aditivos para aislar el agua y se re disparó, logrando reducir el corte de agua a 19%. En Enero de 1975, se convirtió al sistema de Bombeo Neumático, incrementándose el porcentaje de agua. Por tal motivo se cambió el intervalo abierto a la formación Chicontepec en el intervalo 1318-1335 [m].

Se tiene una prueba de incremento de presión (**Fig. 6.4**) que inició el 30 de Junio de 1965 y terminó el 8 de Julio del mismo año, con un periodo de cierre de aproximadamente 193 horas El intervalo disparado a evaluar es 2941-2949 [m], el cual no corresponde a la formación Chicontepec.

El diagnóstico y modelo de ajuste a la prueba de presión (**Fig. 6.5**), corresponde a “Radial Homogéneo”, actuando infinitamente y de compresibilidad constante. Los parámetros a los cuales se ajustó el modelo fueron:

Permeabilidad (**k**): 15.91 [md]

Capacidad de flujo (**kh**): 429.57 [md.ft]

Presión inicial (**p_i**): 4911.0882 [psia]

Daño (**s**): 8.7

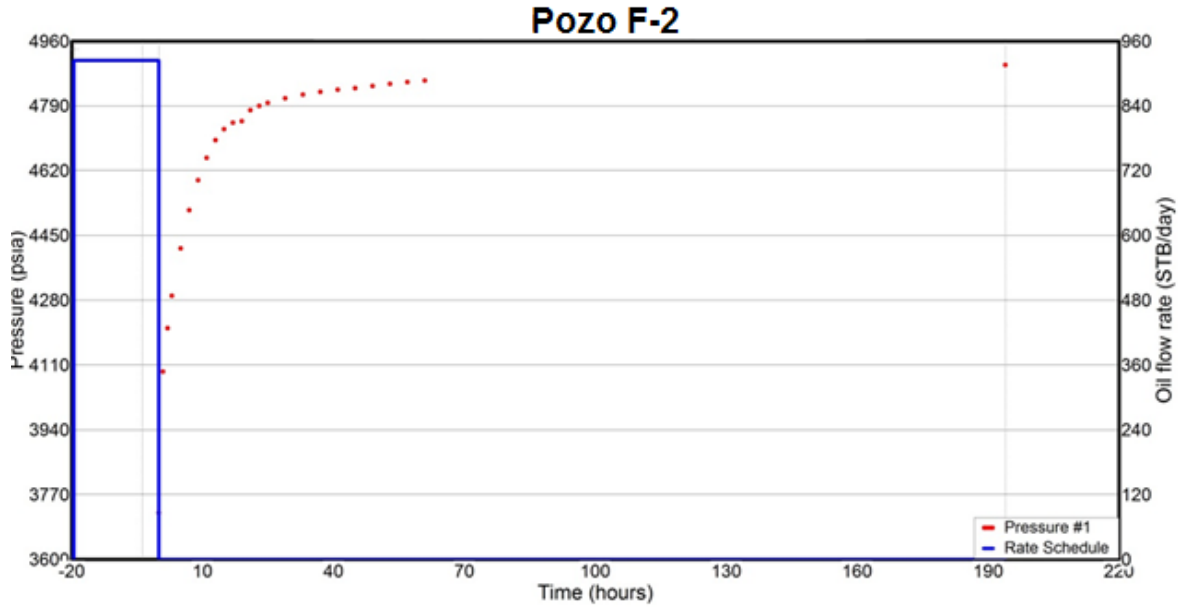


Fig. 6.4 Prueba de incremento de presión, pozo F-2.

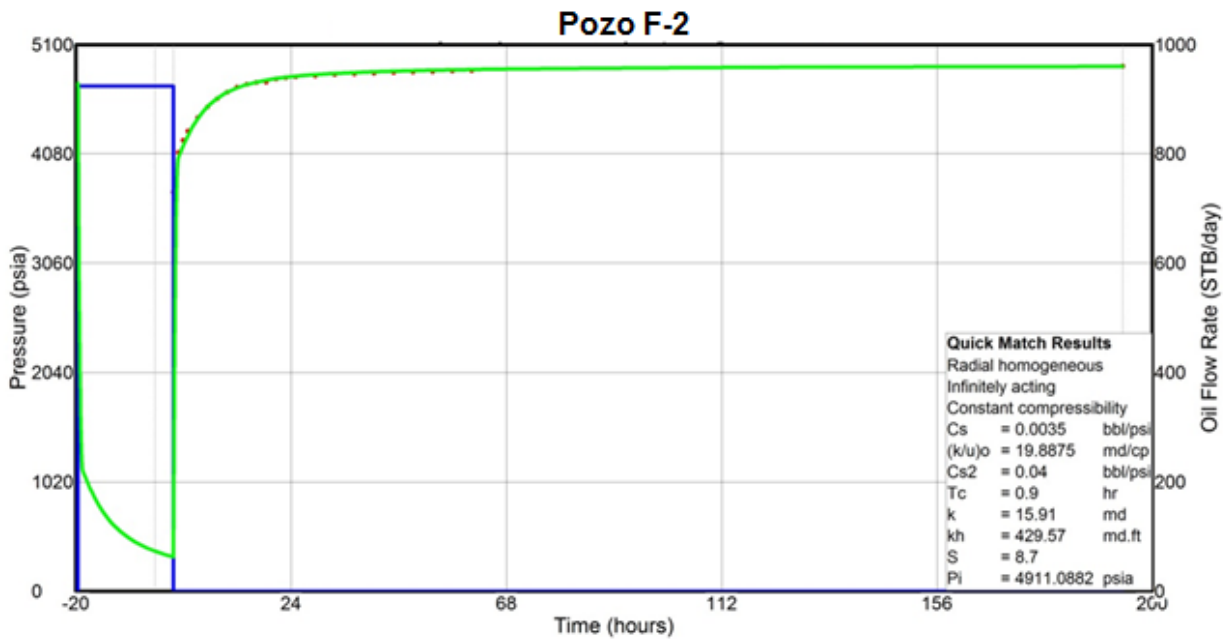


Fig. 6.5 Ajuste total de la prueba, pozo F-2.

3.3.- Recomendaciones y conclusiones del análisis de pozos del Campo F

- Para el caso general del campo F, se recomienda la toma de pruebas de variación de presión para evaluar el estado de productividad de los pozos.
- En el caso del pozo F-2, los gastos que aportó el pozo previamente a la prueba de incremento de presión fueron muy buenos, a pesar del incremento en la producción de agua (**Tabla 6.4**); sin embargo, se debe reconsiderar probar o, estudiar dicha formación para ver dónde está el contacto agua-aceite, para determinar si existen condiciones necesarias para explotar esta área.

Tabla 6.4 Resultados prueba de producción del pozo F-2

Fecha	Hora	Estrangulador	Qo (BPD)
30/Jun/65	2:40 a.m.	15 mm	2126
30/Jun/65	6:25 p.m.	11 mm	1434
30/Jun/65	10:10 p.m.	8 mm	925

7.1.- MODELO GEOLÓGICO ESTRUCTURAL DEL CAMPO G

7.1.1 Aspectos Sedimentológicos

Con ayuda del análisis e interpretación paleosedimentaria y de sus relaciones estratigráficas en dos secciones sísmicas representativas del campo, una con orientación NW-SE (**Fig.7.1**) y otra con orientación W-E, y de varias secciones sísmicas locales orientadas transversalmente; también como con registros geofísicos de pozo (resistividad y rayos gamma); se determinó que la columna paleo-sedimentaria del Grupo Chicontepec, las unidades 1, 2 y 3; litológicamente constituidas por interestratificaciones e inter-digitaciones, arcillo-arenosas y areno-arcillosas.

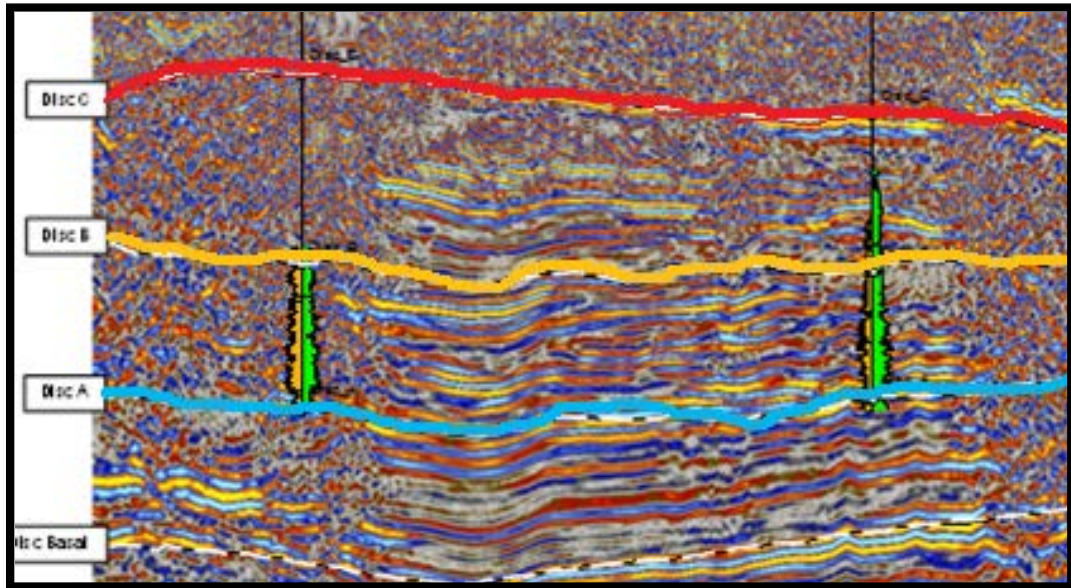


Fig. 7.1 Sección sísmica NW-SE, se muestra la delimitación de las discordanancias y la distribución de los cuerpos arenosos de las Unidades 1,2 y 3.

Capítulo VII. Campo G

Las unidades litoestratigráficas que se encuentran entre las superficies regionales discordantes A, B y C, son resultado de diferentes eventos tectono-sedimentarios ocurridos durante el depósito de la columna estratigráfica, en donde ocurrieron cuatro tres episodios de erosión y el depósito de la secuencia terrígena turbidítica.

Unidad 1: Pueden actuar como rocas almacenadoras debido a los horizontes lenticulares de los cuerpos con mayor arenosidad aunque por los cambios laterales en distancias cortas reducen su volumen. Su espesor aproximado es de 513 m y está limitada por la discordancia basal del límite Mesozoico-Terciario. Está formada por depósitos tabulares rítmicos con inter-estratificaciones cíclicas, lateralmente discontinuas y plegadas intraformacionalmente, compuestas litológicamente por cuerpos limo-arcillosos y areno-arcillosos, son de origen turbidítico distal; sus espesores no son uniformes ya que la paleo-topografía mesozoica era una superficie irregular formada por fosas y pilares. Los estratos areno-arcillosos pueden presentar formas lenticulares debidos a plegamientos por deslizamientos y derrumbes locales. La conectividad entre los cuerpos arenosos es baja; también se tiene presencia de diques verticales de dolerita, que separan bloques y hace que la continuidad disminuya.

Unidad 2: Es la unidad de mayor interés económico petrolero debido al mayor número de cuerpos areno-arcillosos que contiene. Es una secuencia sedimentaria terrígena que presenta un espesor máximo de 481m, se compone de cuerpos lenticulares de forma tabular discontinua areno-arcillosos y arcillo-arenosos, inter-estratificados e interdigitados con facies medias canalizadas, con un alto contenido de calcita como cementante, lo que causó una disminución de la porosidad. La conectividad entre los cuerpos areno-limosos es de intermedia a baja.

Unidad 3: Por sus estructuras lenticulares de tipo arcillosas son de mediana importancia como rocas almacenadoras, funcionan como roca sello por su alto contenido de arcilla. La unidad cuenta con un espesor máximo de aproximadamente 521 m. Litológicamente está compuesta por estructuras monticulares y lenticulares debidas a deslizamientos, derrumbes y flujos canalizados, paralelos a la estratificación; lateralmente los estratos

son discontinuos, plegados y fallados intraformacionalmente; texturalmente son arcillo-arenosos y localmente areno-arcillosos, progradantes sobre facies medias y distales. La conectividad es baja por la mezcla de los horizontes areno-arcilloso con los arcillo-limosos durante su desplazamiento lateral.

La Unidad 2 presenta las mejores características como rocas almacenadoras de hidrocarburos debido a facies medias canalizadas y lobulares, texturalmente compuestas por areniscas arcillosas.

7.1.2.- Aspectos Estructurales

Se analizaron cinco secciones sísmicas para poder realizar la interpretación de las estructuras secundarias en el Campo G.

La deformación que afecta a la secuencia sedimentaria del campo se debe a dos eventos de deformación: plegamiento laramídico y a un sistema de fallas laterales con desarrollo de fracturas.

- 1. Plegamiento laramídico:** esta secuencia está plegada de forma suave, donde los anticlinales se encuentran dislocados por fallas laterales. Los pliegues anticlinales presentan planos axiales verticales y flancos (limbos) con echados menores a 30°, inclinación que se va atenuando en sentido lateral hasta formar capas horizontales; en sentido vertical la inclinación de las capas de la base del Paleógeno también se va atenuando hasta formar capas horizontales. Ningún pliegue en el campo esta preservado, ya que están afectados por fracturas y fallas verticales que los segmentan en bloques, por lo que no constituyen trampas estructurales de interés.
- 2. Sistema de fallas laterales con desarrollo de fracturas:** este campo se encuentra afectado por un conjunto de fallas laterales transpresivas que forman flores positivas. Durante la deformación causada por los esfuerzos de cizalla, se desarrollaron fallas laterales y fracturas verticales que son muy importantes ya que funcionan como conectores entre las rocas generadoras del Jurásico

Capítulo VII. Campo G

Superior y las secuencias terrígenas del Grupo Chicontepec, principalmente los cuerpos lenticulares de mayor arenosidad que se encuentran entre las discordancias A y B. La **Figura 7.2** muestra una sección sísmica con dos fallas laterales que delimitan una parte del sector del campo G.

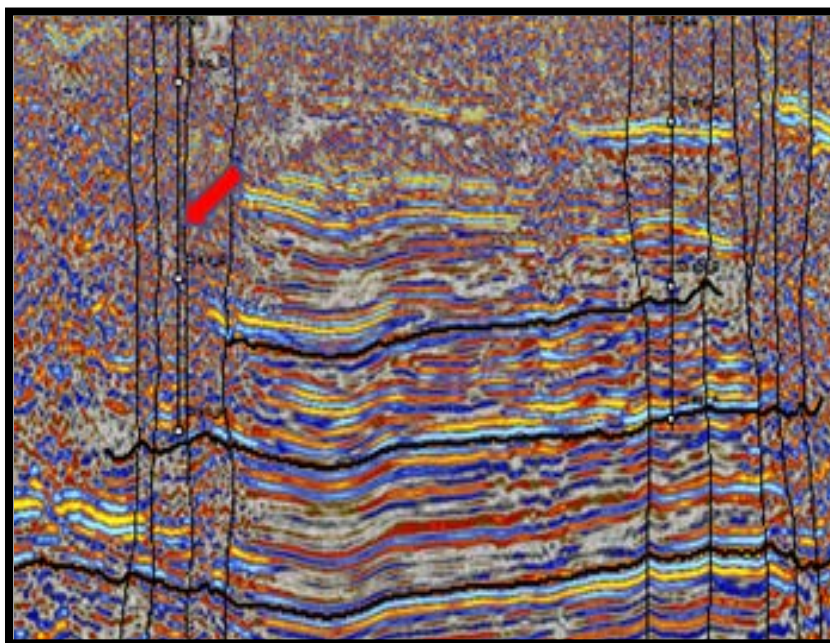


Fig.7.2 Sección sísmica con dos fallas laterales que delimitan un sector del campo.

En el Campo G se ubicaron los pozos productores y no productores con las secciones sísmicas con el fin de asociar la producción a su posición con respecto a las fallas.

Como resultado se tuvo que los pozos con menor producción y los no productores se encuentran próximos a las fallas y en otros casos no cortan a los horizontes arenosos que son los que pueden constituir las rocas almacén.

7.2.- MODELO PETROFÍSICO DEL CAMPO G

Con la información obtenida en 17 pozos productores y no productores del área, se verificó el contenido y se revisó de la información cargada en el software Petrel 2011.

Se identificaron estructuras geológicas y echados de las capas y se identificaron las electrofacies y estructuras sedimentarias. Se verificó la correlación de registros geofísicos de pozos con secciones sísmicas y la conversión de tiempo a profundidad.

Con ayuda de las propiedades físicas de las rocas medidas con los registros geofísicos de pozos y datos de producción se pudo analizar la interpretación petrofísica; así como el modelo petrofísico empleado.

- a) Los intervalos de interés del Campo G se encuentran entre las discordancias A y B, y sólo muy pocos bajo la discordancia A.
- b) Las facies corresponden a los frentes lobulares de los abanicos submarinos, donde se presentan arenas con mayor contenido de calcita que de cuarzo; la calcita se presenta formando tanto granos como cementante.
- c) En los intervalos productores se observa un aumento en la resistividad ya que la porosidad intergranular es muy baja por la cementación de calcita, además del porcentaje de hidrocarburos en los poros.

Con la ayuda de un cubo sísmico se pudo proyectar los intervalos productores de los pozos sobre las secciones sísmicas, encontrándose que se tienen pocos pozos distribuidos en toda el área del sector. Los reflectores de todo el cubo sísmico tienen amplitudes muy altas.

La continuidad en los reflectores no refleja el tamaño de los geocuerpos más arenosos, ni indica que haya conductividad hidráulica entre los bloques debido a la falta de relación entre los intervalos productores y los reflectores sísmicos. En la **Fig.7.3** se observa uno

Capítulo VII. Campo G

de los pozos más productivos del campo G, sus intervalos disparados se encuentran en bloques arenosos de dimensiones menores a 20 m.

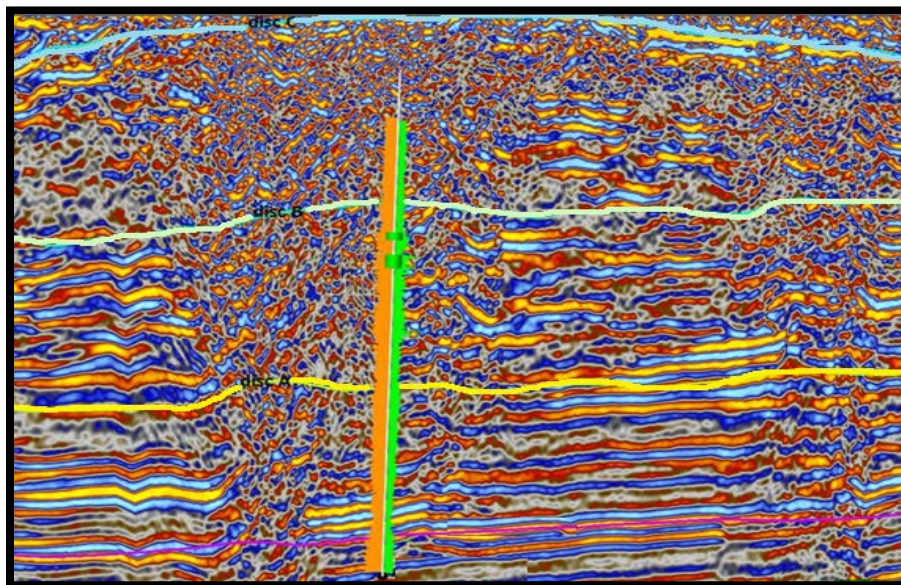


Fig. 7.3 Intervalos productores de un pozo de G sobre la sección del cubo sísmico.

En todos los pozos analizados del Campo G, se tiene un alto contenido de calcita en un porcentaje mayor que cuarzo, por lo que debe incluirse en la interpretación del modelo petrofísico. Al incluirse la calcita se reduce la porosidad efectiva, debido principalmente a que esta llega a cementar los granos de cuarzo.

Con ayuda de los resultados del análisis de los núcleos disponibles, se tienen en promedio un porcentajes de: cuarzo 29%, feldespato 13% y fragmentos de roca principalmente calizas 58%. Se tiene un mayor porcentaje de calcita que de cuarzo, que son los dos constituyentes principales.

Hay presencia de cuatro tipos de arcilla presentes: principalmente caolinita (originada por alteración de feldespatos), también illita, esmectita y clorita. El tipo de distribución de arcilla autigénica es dispersa y los feldespatos fueron reemplazados por la calcita. Hay presencia de dolomita que reemplazó a la calcita y presencia de pirita originada por hidrotermalismo.

7.3.- MODELO DINÁMICO DEL CAMPO G.

7.3.1.- Revisión y discretización de la información disponible.

Dada la sensibilidad de la información, los pozos serán renombrados por un número en orden creciente, anteponiendo la letra B en caso de ser pozos considerados buenos y una M en el caso que se consideren como malos. Los pozos buenos son aquellos 10 con el valor más alto, resultado de dividir la producción acumulada (Np) entre el tiempo (t); los pozos considerados como malos son los diez con el menor valor. En la **tabla 7.1**, se presenta un resumen de la información disponible para 20 pozos del campo G; debido al estado de la información, se decide realizar el análisis de los pozos **G-B1, Y G-M1**.

No	B/M	Pozo	Np/t	Pruebas de presión	Historias de producción	Estado Mecánico	RPF	RPF
1	B	G-B1	38	SI	SI	SI	4	2
2	B	G-B2	26	NO	SI	SI	2	2
3	B	G -B3	16	NO	SI	NO	3	1
4	B	G -B4	10	NO	SI	NO	4	3
5	B	G -B5	10	SI	SI	NO	0	0
6	B	G -B6	10	NO	SI	SI	1	1
7	B	G -B7	9	NO	SI	NO	2	1
8	B	G -B8	9	NO	SI	NO	1	1
9	B	G -B9	7	NO	SI	NO	3	1
10	B	G-B10	6	NO	SI	NO	1	2
11	M	G -M1	5	SI	SI	NO	0	0
12	M	G -M2	5	NO	SI	NO	0	1
13	M	G -M3	5	SI	SI	NO	1	0
14	M	G -M4	3	NO	SI	SI	0	1
15	M	G -M5	0	NO	SI	NO	1	0
16	M	G -M6	0	NO	NO	NO	0	1
17	M	G -M7	0	NO	NO	NO	0	0
18	M	G -M8	0	NO	NO	NO	1	0
19	M	G -M9	0	NO	NO	NO	0	0
20	M	G -M10	0	NO	NO	NO	1	0

Tabla 7.1 Estado de la información de 20 pozos del campo G.

7.3.2.- Análisis de los pozos

7.3.2.1 Análisis del pozo G-B1

- **Datos de presión**

Al pozo G-B1 se le realizó una prueba de incremento de presión en Agosto de 1990, el periodo de cierre tuvo una duración de 350 horas aproximadamente. (**Fig. 7.4**). Los intervalos a evaluar son: 985-1008 [m] y 1015-1048 [m].

Para seleccionar el modelo de ajuste a la curva de incremento de presión, fue necesario utilizar la curva de la función derivada (**Fig.7.5**). Posteriormente se realizó el ajuste por curva tipo y la validación del modelo matemático por reproducción del periodo de flujo analizado (**Figs. 7.6 y 7.7**). El diagnóstico y modelo de ajuste total a la prueba de presión (**Fig. 7.8**), corresponde a “Fractura vertical de conductividad finita”, actuando en un sistema cerrado de compresibilidad constante. Los parámetros a los cuales se ajustó el modelo fueron:

Permeabilidad (**k**): 0.5226 [md]

Capacidad de flujo (**kh**): 108.18 [md.ft]

Daño de la fractura (**s_f**): 0.25

Longitud media de la fractura (**x_f**): 336.956 [ft]

Presión inicial (**p_i**): 1499.57 [psia]

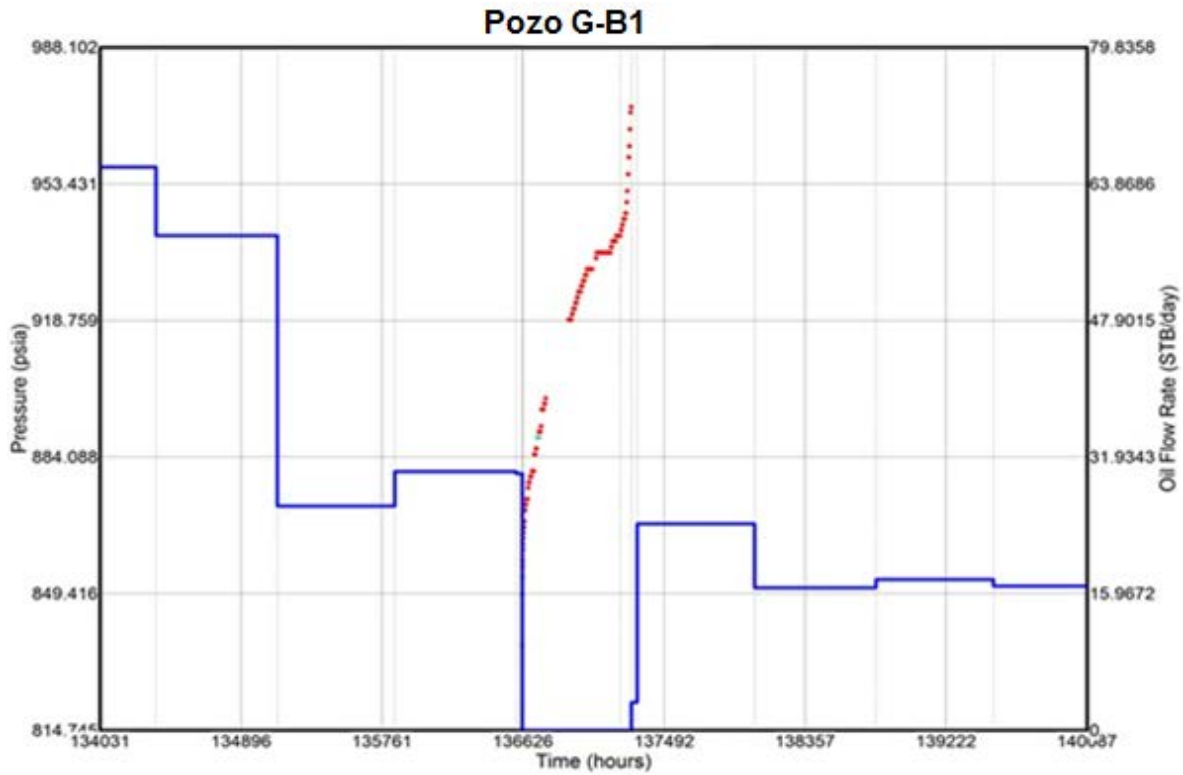


Fig. 7.4 Prueba de variación de presión, pozo G-B1

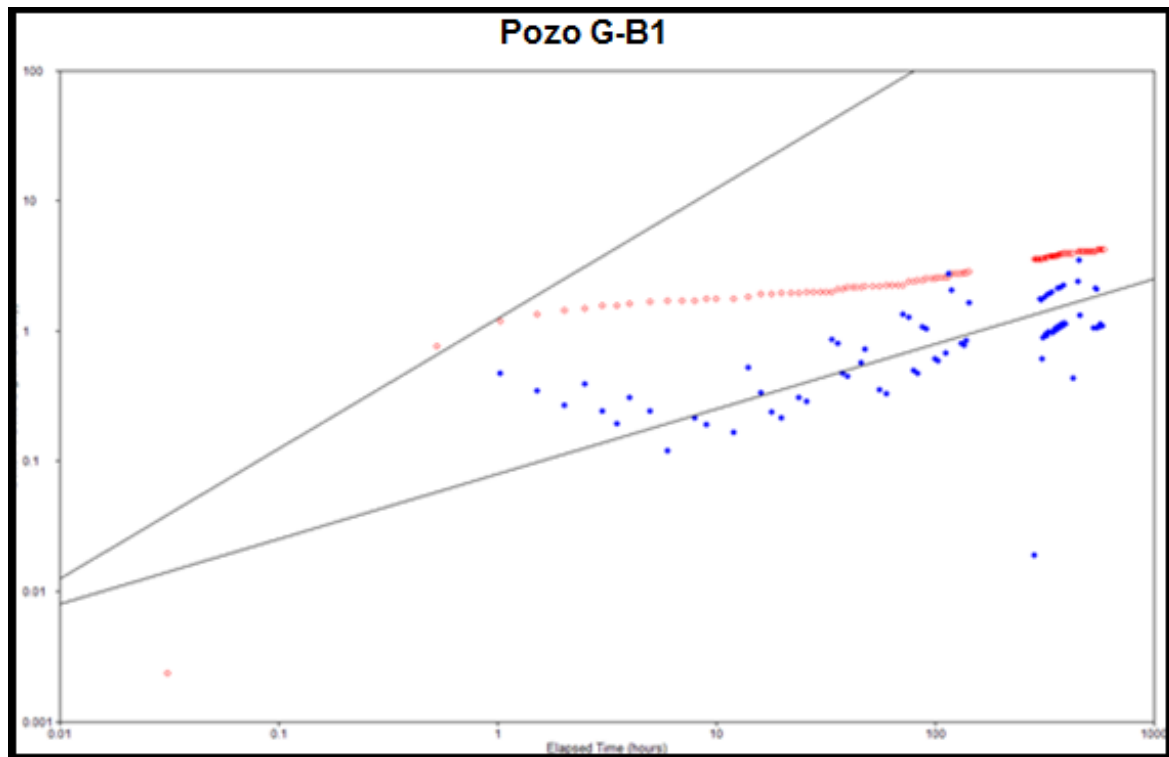


Fig. 7.5 Curva de la derivada de presión, pozo G-B1

Capítulo VII. Campo G

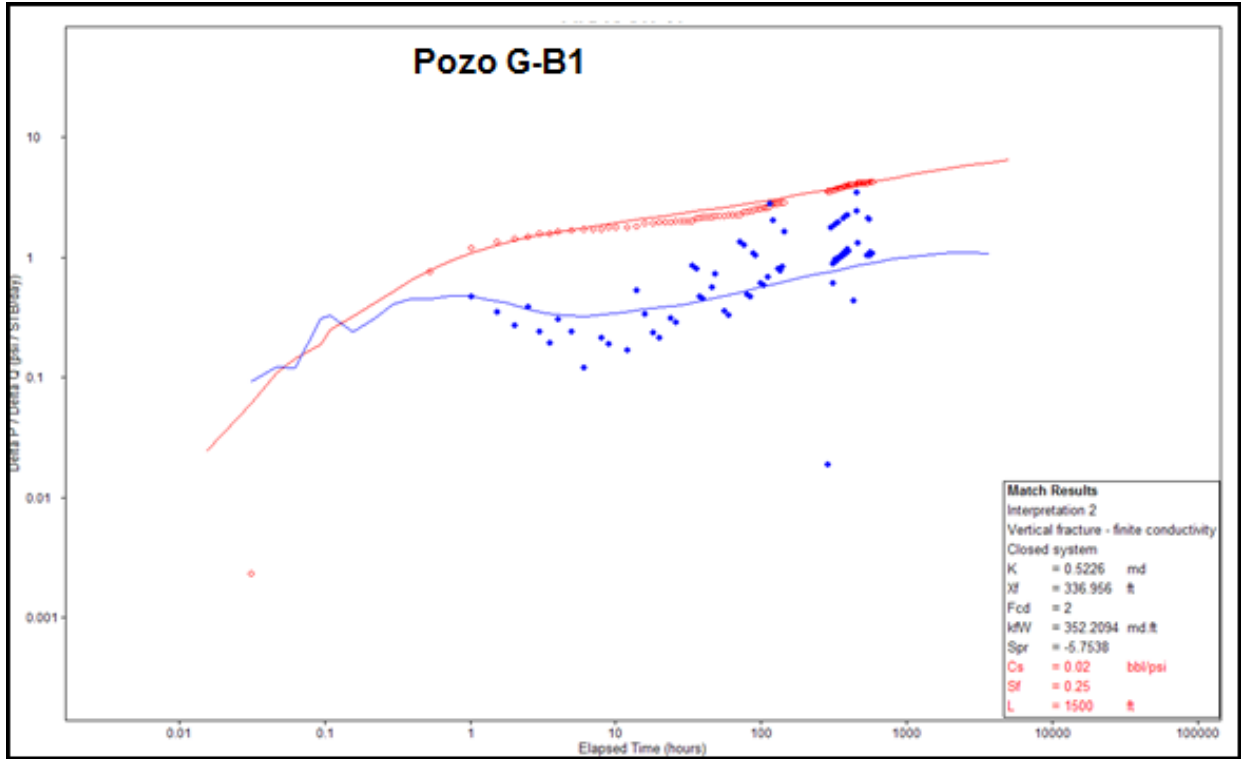


Fig. 7.6 Ajuste por curva tipo, pozo G-B1

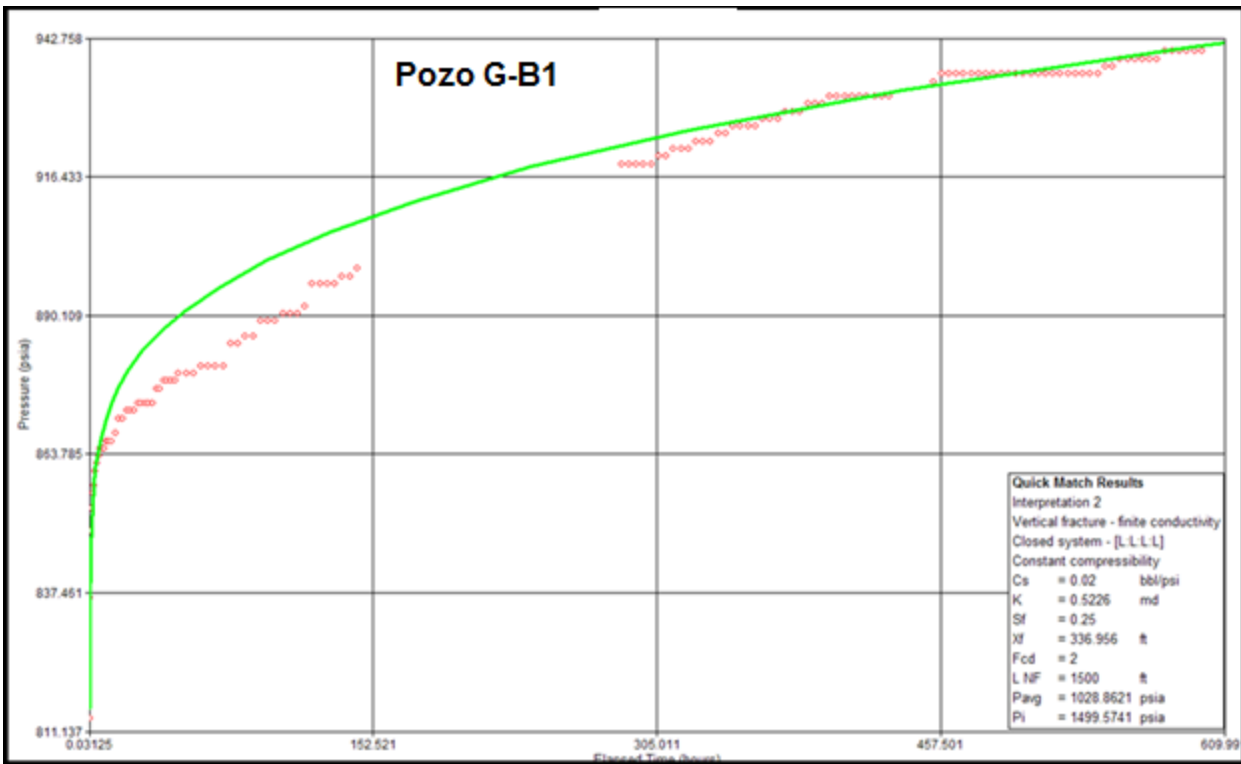


Fig. 7.7 Validación del modelo de ajuste, pozo G-B1

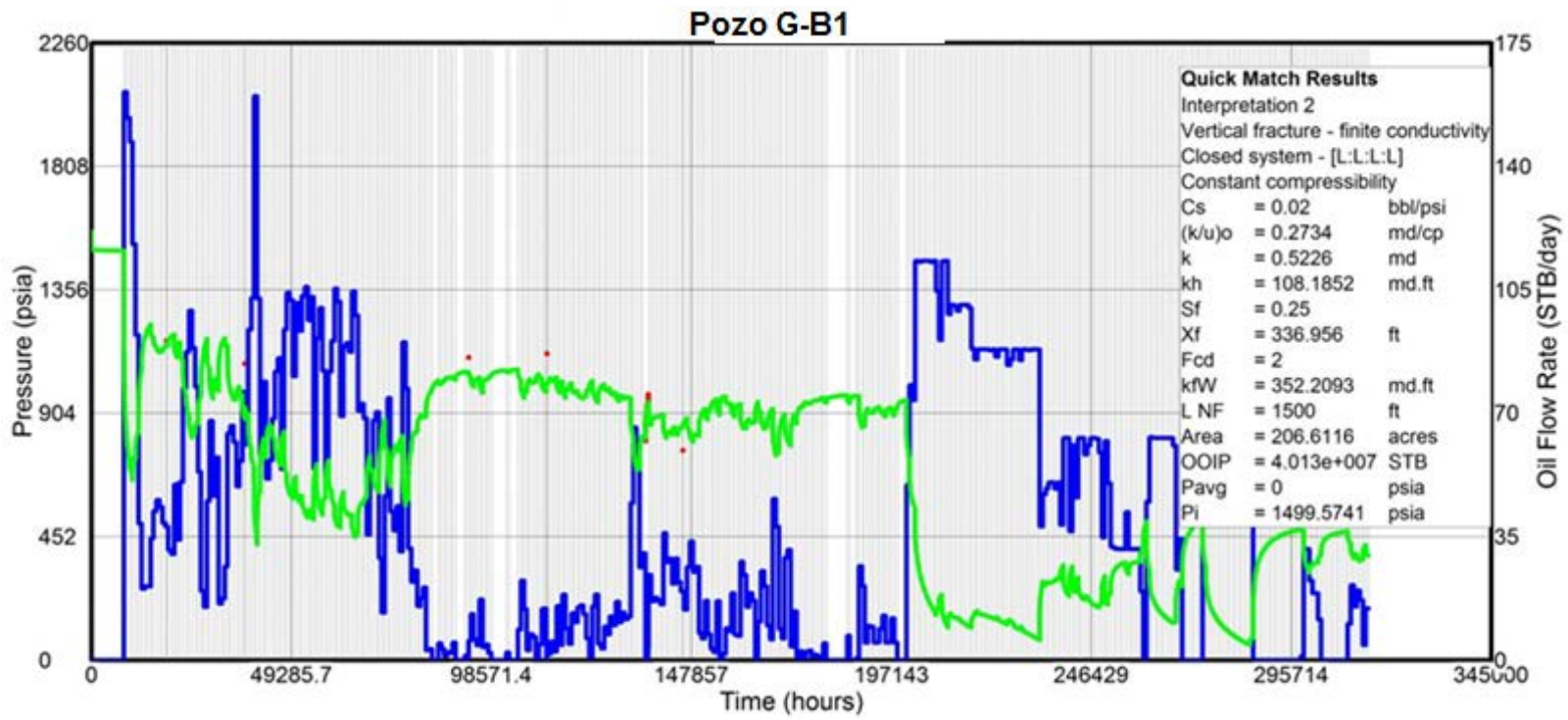


Fig. 7.8 Ajuste total de la prueba, pozo G-B1

- **Datos de Producción**

Se analizaron los datos de producción para el pozo G-B1, disponibles desde Diciembre de 1975 hasta Noviembre del 201, lo que representa un periodo de 421 meses.

El pozo G-B1 inició su producción en Diciembre de 1975, en los intervalos fracturados: 985-1008 [m] y 1015-1048 [m]. Su gasto inicial (Q_{oi}) fue de 145 BPD; posteriormente a la declinación de la producción, se implantó el sistema artificial de bombeo mecánico, el cual logró elevar la misma a 110 BPD. Hasta Noviembre de 2010 el gasto se mantenía en un promedio de 15 BPD (**Fig. 7.9**).

Al graficar el logaritmo base diez del recíproco de los datos de producción (BPD^{-1}) en contra del logaritmo base diez del tiempo (meses), se observa que los datos de producción sugieren una geometría de flujo bilineal, puesto que se obtiene una tendencia lineal de pendiente $1/4$. (**Fig. 7.10**).

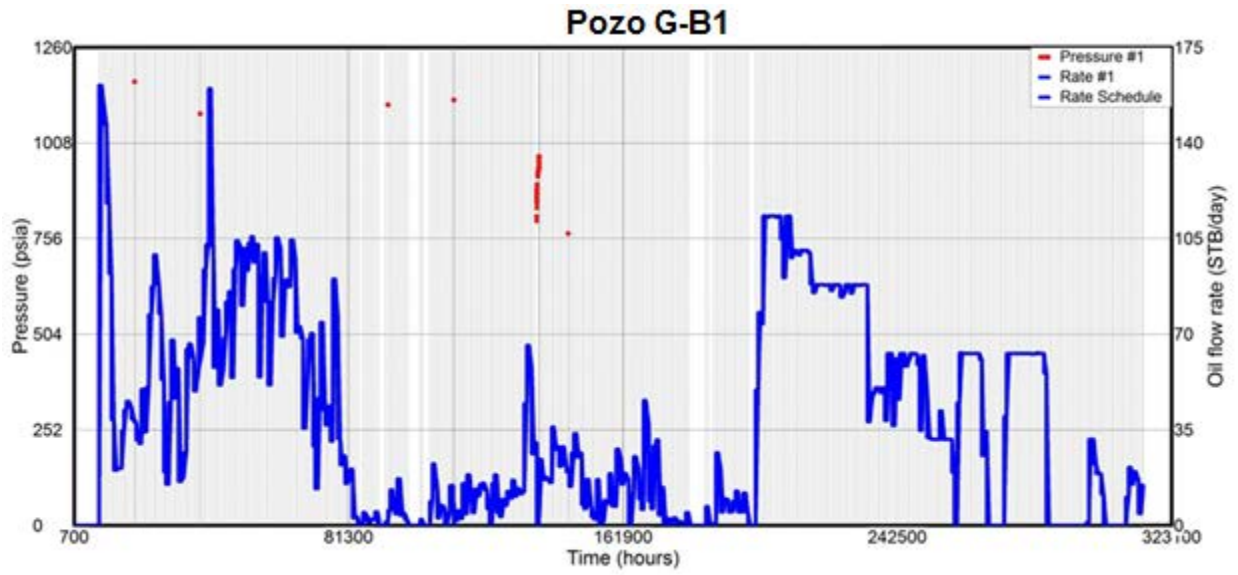


Fig. 7.9 Historia de producción del pozo G-B1.

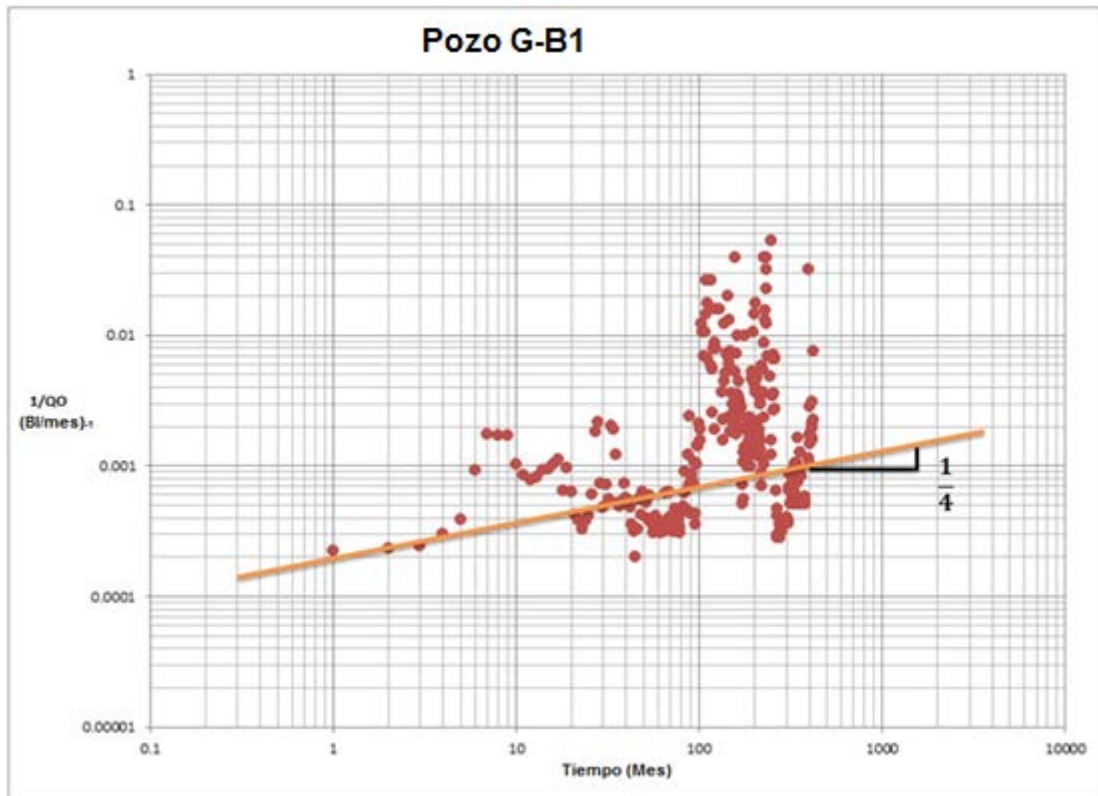


Fig. 7.10 Análisis de los datos de producción del pozo G-B1.

7.3.2.2 Análisis del pozo G-M1

- Datos de presión

El pozo G-M1 presenta dos pruebas de incremento de presión, la primera en Agosto de 1983, la cual al no estabilizarse no se analizó; esto debido a que no tuvo un periodo de cierre representativo; la segunda prueba se realizó en Agosto de 1989, se estabilizó en un periodo de cierre de aproximadamente 700 horas.

El diagnóstico y modelo de ajuste a la prueba de presión (**Figs. 7.11 y 7.12**), corresponde a “Radial Homogéneo”, actuando infinitamente y de compresibilidad constante. Los parámetros a los cuales se ajustó el modelo fueron:

Permeabilidad (**k**): 0.98 [md]

Capacidad de flujo (**kh**): 279.3 [md.ft]

Presión inicial (**p_i**): 1018.1744 [psia]

Daño (**s**): -1.6

En este caso la presencia de la fractura hidráulica ya no se percibe en el comportamiento de la presión, lo cual indica que se ha deteriorado con el tiempo de producción del pozo.

Capítulo VII. Campo G

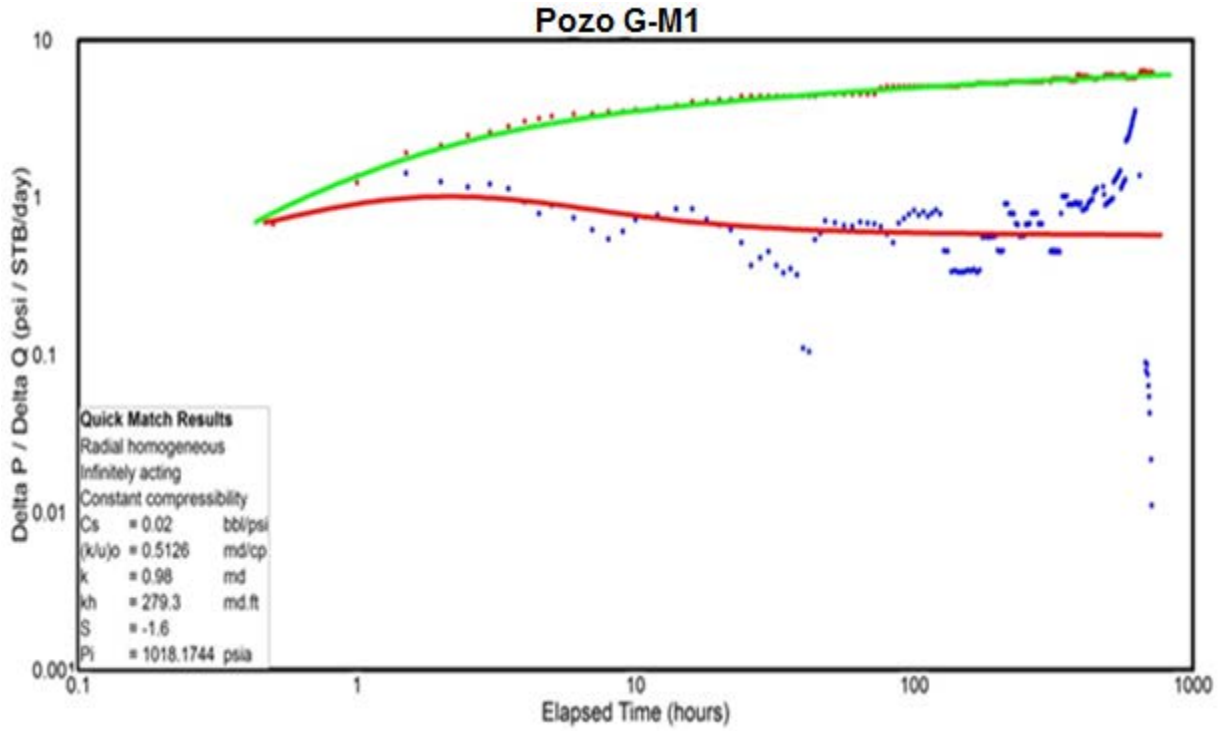


Fig. 7.11 Gráfica de diagnóstico de flujo del pozo G-M1.

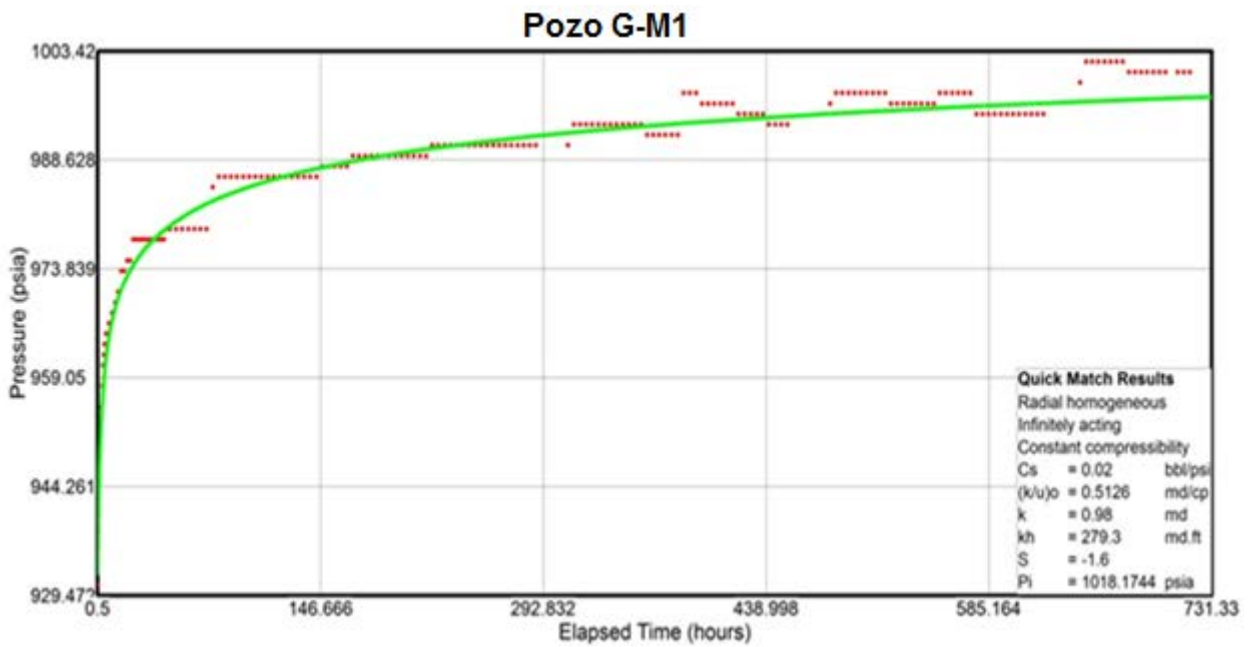


Fig. 7.12 Gráfica de ajuste de comportamiento de flujo del pozo G-M1

- Datos de Producción

Se analizaron los datos de producción para el pozo G-M1, disponibles desde Enero de 1979 hasta Diciembre del 2010, lo que representa un periodo de 192 meses (**Fig. 7.13**).

El pozo G-M1 se terminó y disparó en Mayo de 1979 con un gasto inicial (Q_{oi}) de 114 BPD; posteriormente declinó a valores oscilantes de 3 a 15 BPD.

Al graficar el logaritmo base diez del recíproco de los datos de producción (BPD-1) en contra del logaritmo base diez del tiempo (meses), no se observa una tendencia definida para asegurar un modelo de flujo en el yacimiento. (**Fig. 7.14**).

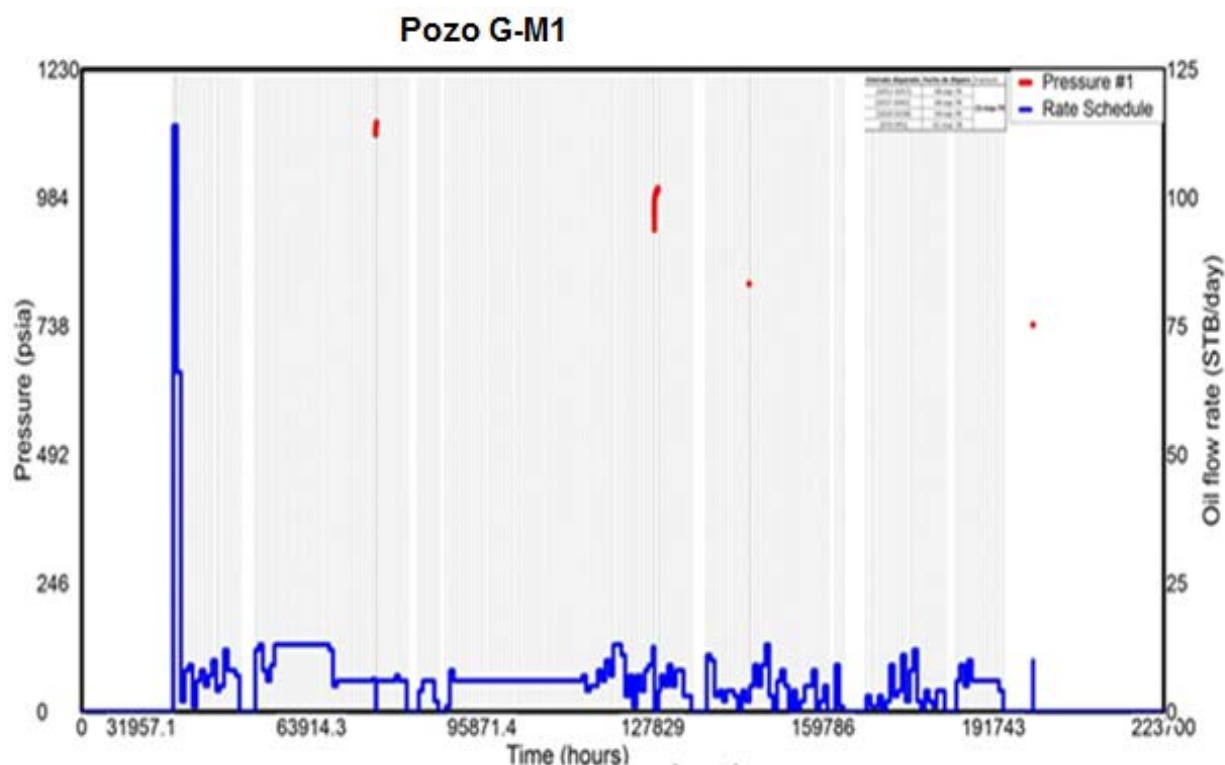


Fig. 7.13 Historia de producción del pozo G-M1

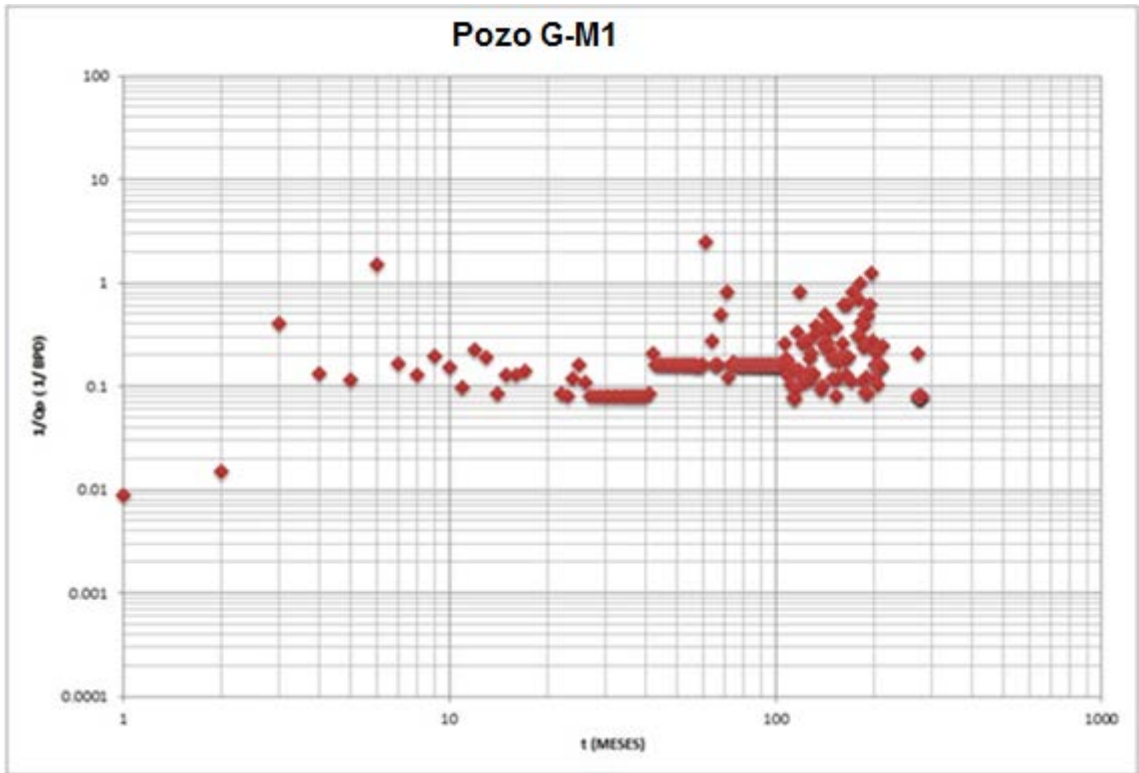


Fig. 7.14 Análisis de los datos de producción del pozo G-M1

7.3.3- Recomendaciones y conclusiones del análisis de pozos del campo G

- En el caso del pozo G-B1, se observa que las condiciones de la fractura aún son buenas (x_f : 336.956 [ft]), para la fecha en que se realizó la prueba; se recomienda realizar una nueva prueba de presión para evaluar la condición de la fractura, ya que probablemente esta se ha degradado y por consecuencia generó una caída en la producción.
- Los valores obtenidos de permeabilidad y características de la fractura deben de tomarse con cierta reserva, ya que la prueba de incremento de presión no presenta buena definición (Pozo G-B1).
- Para el pozo G-M1, se calculó el IPR con los resultados obtenidos del análisis ($s = -1.6$); si mejoran las condiciones de la fractura, por ejemplo para un escenario posible de $s = -4$; se puede observar que si se puede incrementar la productividad del pozo (**Fig. 7.15**).

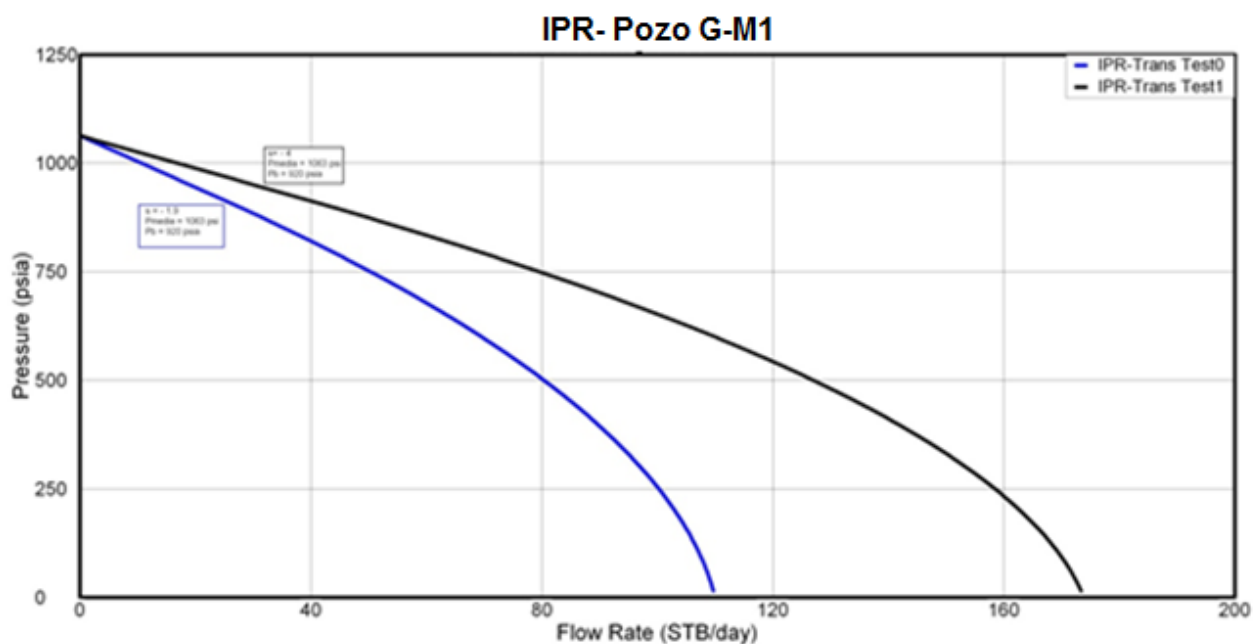


Fig. 7.15 Gráfica IPR para $s = -1.6$ y -2.4 . Pozo G-M1.

8. MODELO GEOLÓGICO ESTRUCTURAL DEL CAMPO H

8.1 Aspectos Sedimentológicos

De acuerdo con el análisis y las revisiones de dos secciones sísmicas representativas del campo con orientación 2NW-SE y 3E-W (**Fig. 8.2**), y de varias secciones sísmicas locales orientadas transversalmente, así como con los registros de pozo correspondientes a resistividad y rayos gamma que se encuentran sobre las secciones sísmicas antes citadas, podemos observar que el Campo H cuenta con una columna sedimentaria máxima de aproximadamente 900 m, en donde se pueden distinguir tres megasecuencias de composición arcillo-arenosas (Unidades 1, 2 y 3).

En este proyecto las unidades estratigráficas de interés se encuentran limitadas por una discordancia basal, dicha discordancia es la que separa a las unidades mesozoicas de los depósitos cenozoicos; así como por tres discordancias referidas, al igual que en los campos A, B y C, como discordancias A, B y C; y que separan regionalmente a las megasecuencias contenidas en el Grupo Chicontepec (Unidades 1, 2 y 3). Estas megasecuencias, a la vez, subyacen discordantemente a los depósitos sedimentarios turbidíticos del Eoceno Medio-Superior. Un ejemplo de sección sísmica del Campo H se puede observar en la **Figura 8.1**.

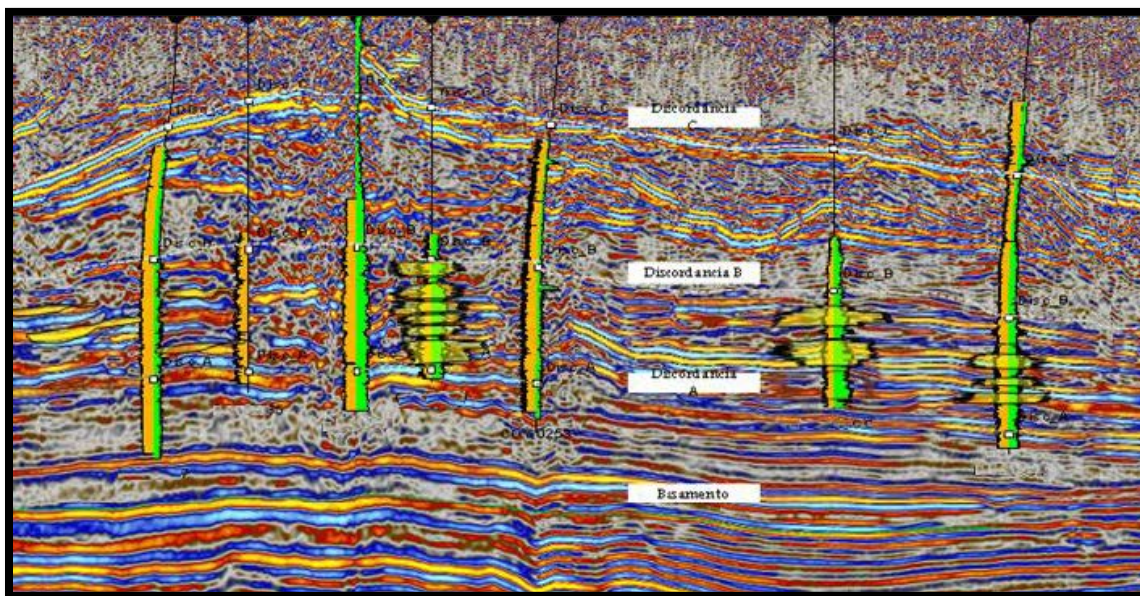


Fig. 8.1 Sección sísmica de orientación NW-SE del campo H, con registros geofísicos de pozos.

Unidad 1: En esta unidad predominan los materiales finos, por lo que su potencial como rocas almacenadoras es muy reducido, pero tiene buenas características como rocas sello. Corresponde a depósitos cíclicos estratificados, predominantemente areno-arcillosos y arcillo-arenosos, cuyo espesor promedio es de 245 m, de forma tabular en el centro y acuñada al oriente, depositados discordantemente sobre una superficie topográfica mesozoica (discordancia basal), conformada por una serie de depresiones y altos estructurales. Esta superficie separa a las secuencias de edad mesozoica, de la parte inferior de la Formación Chicontepec Inferior sobreyacente. Está constituida por depósitos rítmicos de carácter limo-arcilloso, interestratificados con horizontes delgados areno-arcillosos, de origen turbidítico. La conectividad entre los cuerpos arenosos es baja debido al predominio de las facies limo-arcillosa. Presencia de gilsonita.

Unidad 2: Dicha unidad estratigráfica es la que presenta las mejores condiciones para contener hidrocarburos en cuerpos lenticulares con predominancia de areniscas, los que se presentan en fracturas, microfracturas y entre los estratos en el límite de las capas finas con gruesas. Los estratos arenosos de mayor espesor se presentan cementados por calcita. Presenta estructuras de tipo canalizado e

Capítulo VIII. Campo H

inter-lobular, asociadas a corrientes turbidíticas de bajo régimen. El sentido de aporte de los depósitos es SE-NW y NW-SW. Presentan geometría lobular y acanalada con estratificación de horizontes areno-limo-arcillosos en forma lenticular. El espesor máximo de los cuerpos productores disparados es de 78 m, el mínimo de 2.5 m. La conectividad entre los cuerpos areno-limosos es de intermedia a baja

Unidad 3: Los materiales contenidos en la unidad 3 son de poca importancia como rocas almacenadoras, ya que predominan los materiales finos y cuando se tienen horizontes arenosos estos son de espesor reducido, tienen abundante matriz arcillosa y no presentan buena continuidad lateral, funcionan como excelente roca sello. Dentro de la unidad se observan una serie de cuerpos estratificados progradantes en dirección NE y SE, formados por estructuras monticulares por deslizamientos y derrumbes canalizados paralelos a la estratificación. Tiene un espesor máximo de unos 250 m. Está constituida por estratos delgados a medios, arcillo-limosos y arenosos-limosos. Se observan una serie de cuerpos estratiformes medianos a delgados interestratificados con horizontes lenticulares, areno-limosos, sobreyaciendo a sedimentos arcillo-limosos.

Los depósitos sedimentarios que ofrecen mejores atractivos como contenedores de hidrocarburos, corresponden a depósitos sedimentarios lobulares, los que se caracterizan por contener facies sedimentarias canalizadas e inter-lobulares arenosas y areno-limosas. La geometría del campo es compleja debido a que presenta una mezcla de arenas lenticulares dispersas y escasas; por otro lado, los depósitos sedimentarios lobulares, interlobulares y relleno de canal, son las estructuras más evidentes. Esto se ve reflejado en el desarrollo del campo, que presenta horizontes estratigráficos productores.

8.1.2 Aspectos Estructurales

Para poder llevar a cabo el análisis de las estructuras secundarias del Campo H se consideró la interpretación de cinco secciones sísmicas representativas. Con ello podemos distinguir dos estilos de deformación contrastantes en el Campo H, que corresponden, uno con plegamiento laramídico y otro con un sistema de fallas laterales con desarrollo de fracturas.

Plegamiento laramídico: Con ayuda de secciones sísmicas observamos que, en la secuencia mesozoica se tienen pliegues suaves con ángulos interflancos de 145° , los cuales se van suavizando al oriente hasta constituir capas horizontales, las que flexionan por fallas laterales. La posición distante del Campo H con respecto a la Sierra Madre Oriental, explica el menor nivel de deformación producida por la orogenia laramídica en la secuencia Mesozoica. El potencial petrolero de esta secuencia es reducido, ya que las trampas estructurales en anticlinales son con cierre muy pequeño y producirían sólo por fracturas.

Sistema de fallas laterales con desarrollo de fracturas: Son un conjunto de fallas laterales transpresivas que forman flores positivas cuyas características se muestran en la **Fig.8.2** (secciones sísmicas con interpretación estructural). Podemos interpretar que las fallas laterales y las fracturas originadas al mismo tiempo durante la deformación por cizalla, representan un factor relevante dentro de la evaluación del sistema petrolero, ya que conectan a las rocas generadoras del Jurásico Superior (formaciones Santiago, Tamán y Pimienta) con las secuencias terrígenas del Grupo Chicontepec.

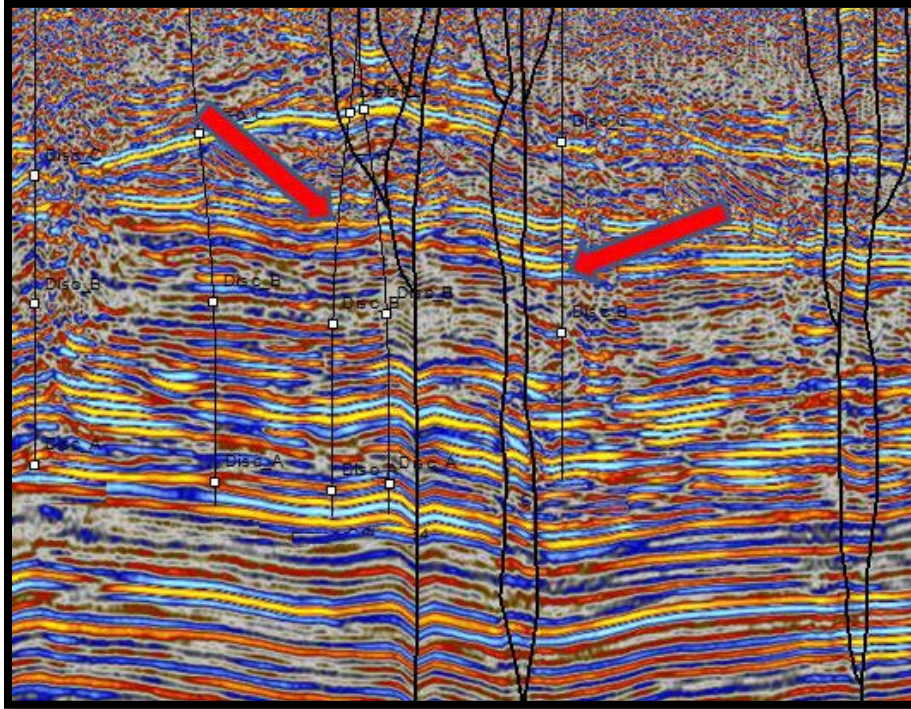


Fig. 8.2 Sección sísmica con tres fallas laterales con desarrollo de flor positiva

Las fallas y las fracturas asociadas son verticales. Considerando que las fallas laterales y las fracturas asociadas en la zona de falla son rutas de migración, es preferible que no se realice la perforación de pozos en el entorno de las discontinuidades estructurales, ya que hay riesgo de que no exista producción. En las zonas donde hay intersección de dos fallas existe un alto riesgo de no encontrar hidrocarburos.

8.2.- MODELO PETROFÍSICO DEL CAMPO H

Se revisó la información de 20 pozos productores y no productores del área, después se realizó la validación de la información, la verificación de control de calidad tanto de documentos en formato digital como la proporciona en el software.

- 1) Se evaluó la existencia y características de las estructuras geológicas y los echados de las capas; también se identificaron las electrofacies y estructuras sedimentarias para apoyar la interpretación de facies sedimentarias. Se revisó también lo correspondiente a la correlación de registros de pozos con secciones sísmicas y la conversión de tiempo a profundidad.
- 2) Se revisó la interpretación petrofísica a partir de las propiedades físicas de las rocas medidas con los registros geofísicos de pozos y datos de producción; así como el modelo petrofísico.
- 3) No se tienen disponibles registros de imágenes de pozo, registros de echados o de potencial natural, para realizar la identificación de estructuras sedimentarias.
- 4) No se cuenta con láminas delgadas o imágenes de microscopio electrónico de escaneo (SEM) en los pozos donde se tienen núcleos, donde se aprecien las estructuras sedimentarias y el tipo de porosidad.

Los intervalos productores de un pozo del Campo H se pueden observar en la **Figura 8.3.**

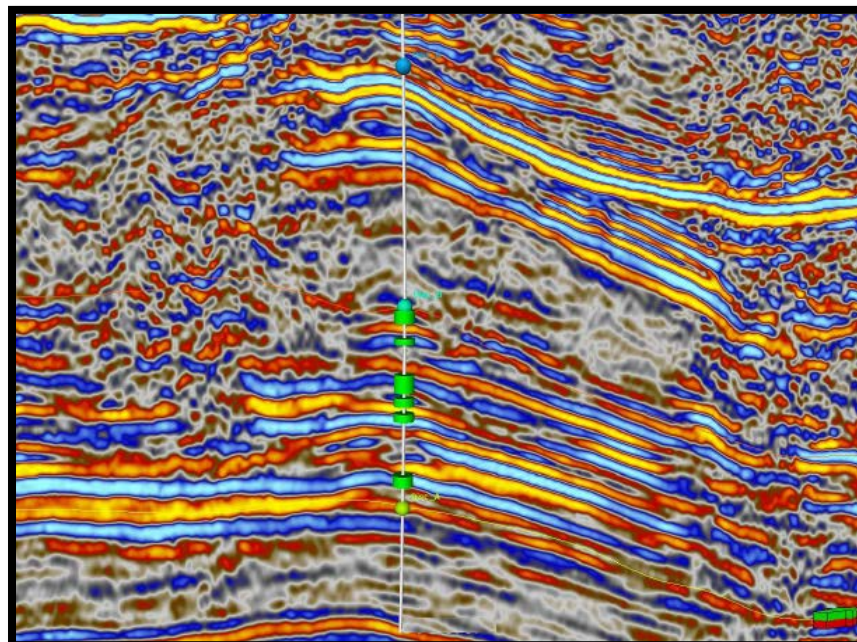


Fig. 8.3 Intervalos productores del pozo en sección sísmica de un cubo sísmico.

Se aprecia una relación entre los intervalos productores y las altas amplitudes de los reflectores sísmicos en este sector, principalmente en donde se observa mayor continuidad en los reflectores.

Con los resultados de los análisis de núcleos se graficaron los porcentajes de minerales en los cinco pozos listados. Se tiene un mayor porcentaje de calcita respecto al de cuarzo, son los dos minerales principales, además de arcilla y plagioclasa, y en menor porcentaje dolomita y feldespato.

El porcentaje de pirita es mínimo y sólo se presenta en algunos pozos. La cantidad de arcilla no es tan alta se tiene 13%. En las **Tablas 8.1** y **8.2** se muestra el contenido de minerales de un pozo del campo H.

Capítulo VIII. Campo H

Tabla 8.1 Contenido de minerales en un pozo del campo H.

Minerales	Contenido promedio
	%
Cuarzo	24
Feldespatos	1
Plagioclasa	11
Calcita	46
Ankerita	1
Dolomita	3
Arcilla Total	13
Pirita	1
Total	100

Hay cuatro tipos de arcilla presentes, con mayor porcentaje está la illita, seguida por clorita, esmectita y en menor porcentaje caolinita. El tipo de distribución de arcilla autigénica es dispersa, ocupando parte del espacio poroso.

Tabla 8.2 Contenido de arcilla en un pozo del campo H

Tipo de Arcilla	Contenido promedio
	%
Illita	51
Caolinita	10
Clorita	22
Esmectita	17
Total	100

Capítulo VIII. Campo H

Se tiene un alto contenido de calcita en un porcentaje mayor que cuarzo en todos los pozos analizados del sector de H, por lo que debe incluirse, además del tipo de arcilla, en la interpretación del modelo petrofísico. Cuando incluimos la calcita se observa que se reduce la porosidad efectiva, debido principalmente a que ésta cementa los granos de cuarzo.

Se observa que al calcular el volumen de arcilla se utilizan los rayos gamma naturales totales. Se recomienda que se reste el contenido de Uranio presente en el campo H, con lo que se puede llegar a reducir hasta más de 50% los rayos gamma y en consecuencia el volumen de arcilla.

8.3.- MODELO DINÁMICO DEL CAMPO H.

8.3.1.- Revisión y discretización de la información disponible.

Dada la sensibilidad de la información, los pozos serán renombrados por un número en orden creciente, anteponiendo la letra B en caso de ser pozos considerados buenos y una M en el caso que se consideren como malos. Los pozos buenos son aquellos 10 con el valor más alto, resultado de dividir la producción acumulada (Np) entre el tiempo (t); los pozos considerados como malos son los diez con el menor valor. En la **tabla 8.3**, se presenta un resumen de la información disponible para 20 pozos del campo H; debido al estado de la información, se decide realizar el análisis de los pozos **H-B6 y H-M6**.

Tabla 8.3 Estado de la información de 20 pozos del campo H.

No	B/M	Pozo	Np/t	Pruebas de presión	Historias de producción	Estado Mecánico	RPF	RPF
1	B	H-B1	65	NO	SI	NO	1	1
2	B	H -B2	60	NO	SI	NO	0	1
3	B	H -B3	35	NO	SI	SI	0	1
4	B	H -B4	35	NO	SI	NO	0	2
5	B	H -B5	30	NO	SI	NO	0	1
6	B	H -B6	27	NO	SI	SI	10	2
7	B	H -B7	26	NO	SI	NO	0	2
8	B	H -B8	25	NO	SI	SI	0	2
9	B	H -B9	23	NO	SI	NO	0	1
10	B	H -B10	22	NO	SI	SI	0	1
11	M	H -M1	1	NO	NO	NO	0	0
12	M	H -M2	1	NO	NO	NO	0	0
13	M	H -M3	1	NO	NO	NO	0	0
14	M	H -M4	1	NO	NO	NO	0	0
15	M	H -M5	0	NO	NO	NO	0	0
16	M	H -M6	0	NO	SI	NO	0	3
17	M	H -M7	0	NO	SI	NO	0	0
18	M	H-M8	0	NO	NO	NO	0	0
19	M	H -M9	0	NO	NO	NO	0	0
20	M	H -M10	0	NO	SI	NO	1	0

8.3.2.- Análisis de los pozos

8.3.2.1 Análisis del pozo H-B6

- **Datos de producción**

Se analizaron los datos de producción para el pozo H-B6, disponibles desde el 15 de Abril de 1977 hasta el 1 de Noviembre del 2010, lo que representa un periodo de 402 meses (**Fig. 8.4**). Posee una producción acumulada (N_p) de 444,370 BBL.

El pozo H-B6 se disparó y fracturó en Abril de 1977 en los intervalos 890-902 y 906-919 [m]; El gasto máximo de este pozo alcanzó un valor de 276 BPD en mayo de 1977, y posteriormente la producción disminuye paulatinamente, pero durante casi 5 años se mantuvo en un valor superior a los 100 BPD promedio, hasta llegar posteriormente a niveles de 15 BPD.

Al graficar el logaritmo base diez del recíproco de los datos de producción (BPD^{-1}) en contra del logaritmo base diez del tiempo (meses), se observa que los datos de producción sugieren una geometría de flujo lineal, puesto que se obtiene una tendencia lineal de pendiente $1/2$. (**Fig. 8.5**).

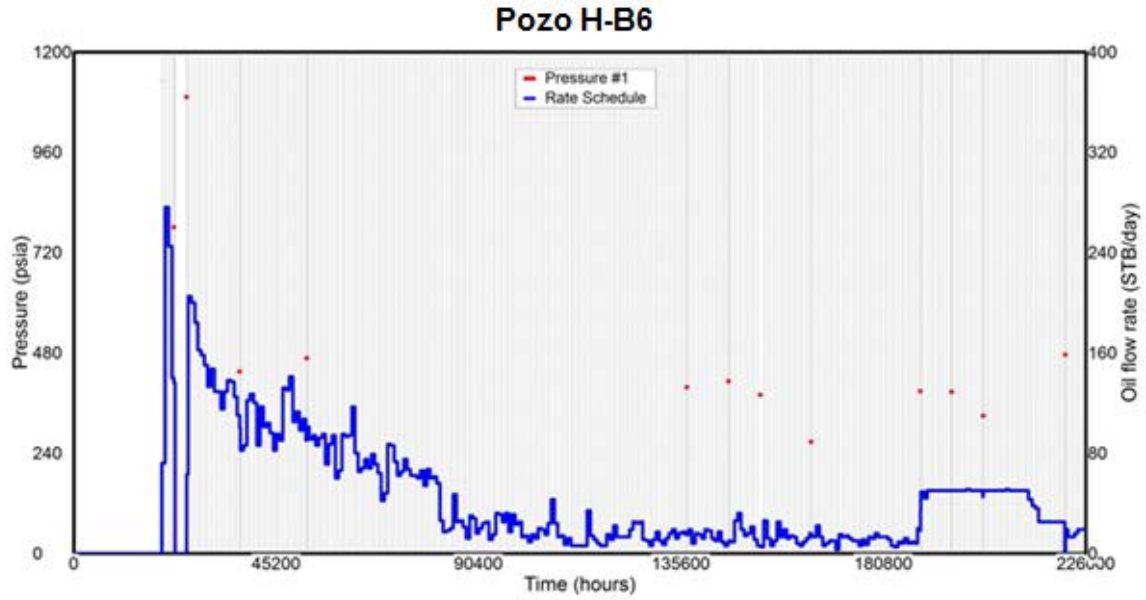


Fig. 8.4 Historia de producción del pozo H-B6

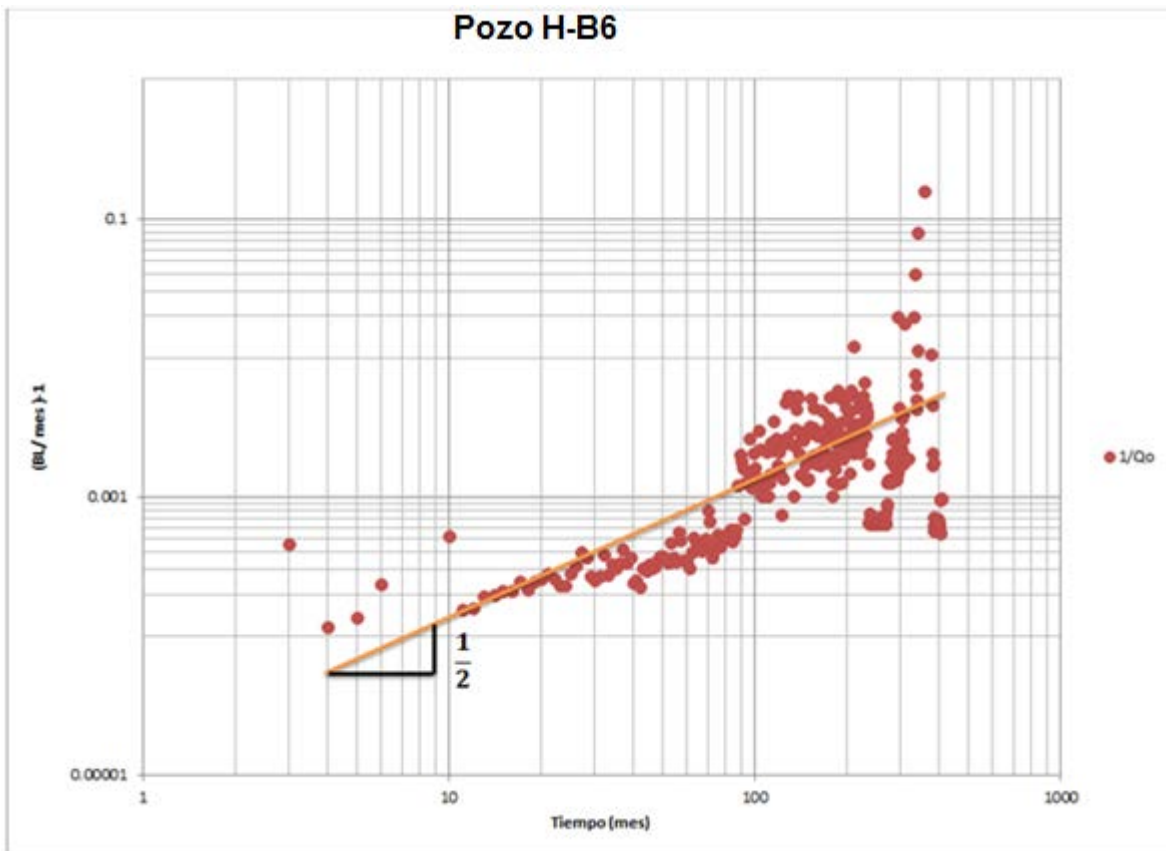


Fig. 8.5 Análisis de los datos de producción del pozo H-B6.

- **Datos de presión**

La información de presiones incluye dos mediciones de registros de presiones estáticas y diez fluyentes. El ajuste de comportamiento de la presión (**Fig. 8.6**), se realizó con el modelo radial homogéneo de comportamiento finito. Debido a que no se tiene una prueba de presión se consideró una permeabilidad de 1.6 md, con un daño $s = -6$, ya que el pozo estaba estimulado; adicionalmente el pozo se localizó en una área de drene rectangular. La elección de esta forma de área se basa en los datos de producción que muestran el comportamiento de flujo lineal (pendiente $\frac{1}{2}$) durante un largo período de tiempo.

Los parámetros a los cuales se ajustó el modelo fueron:

Permeabilidad (**k**): 1.6 [md]

Capacidad de flujo (**kh**): 121.6 [md.ft]

Daño (**s**): -6

Presión inicial (**p_i**): 1233.6 [psia]

L1: 1000 ft

L2: 900 ft

L3: 4000 ft

L4: 900 ft

Área (**A**): 206.61 acres

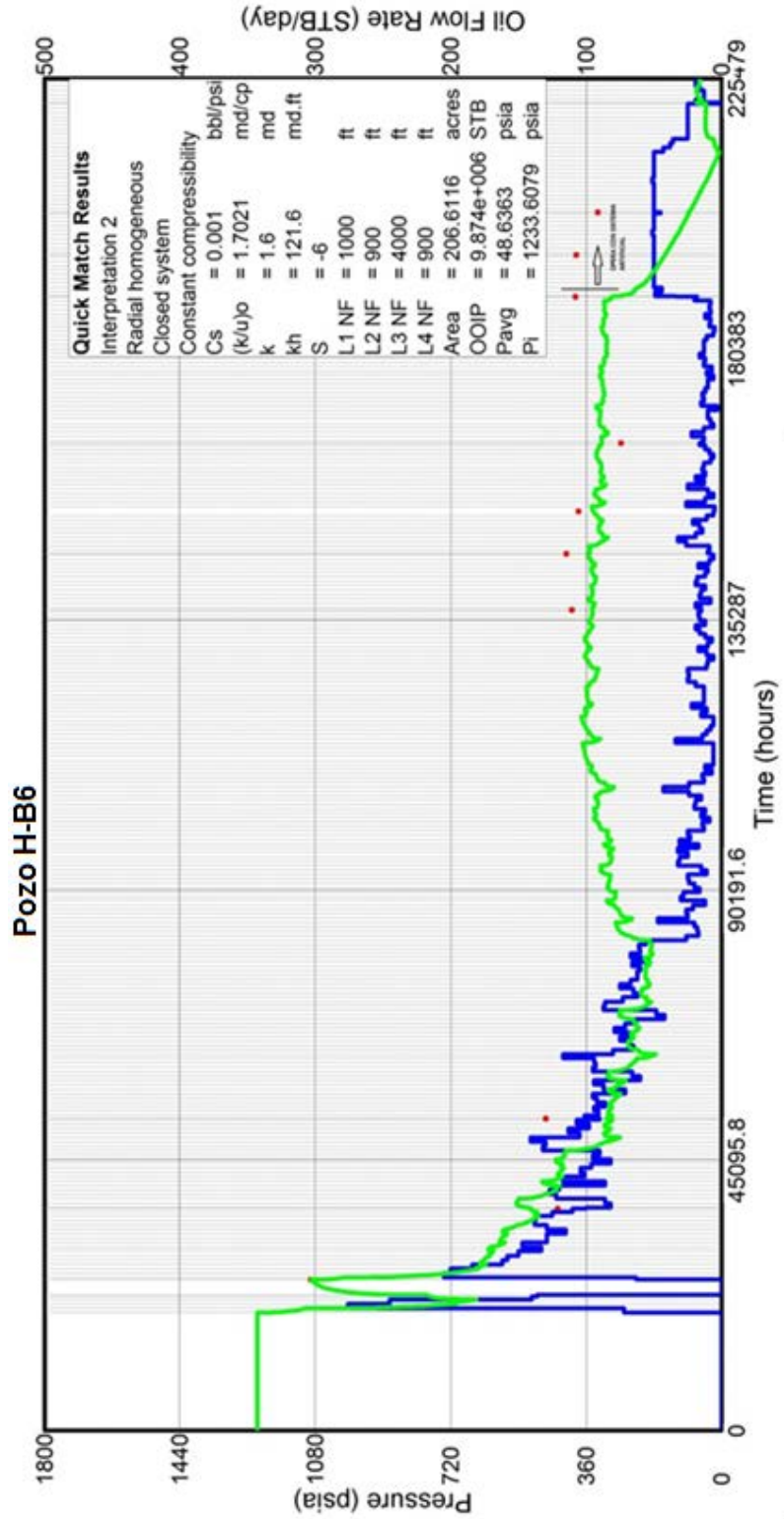


Fig. 8.6 Ajuste del comportamiento presión, producción del pozo H-B6

8.3.2.2 Análisis del pozo H-M6

Se analizaron los datos de producción para el pozo H-M6, disponibles desde Mayo de 1978 hasta Noviembre del 2010, lo que representa un periodo de 390 meses. (Fig.8.7).

El pozo H-M6 se terminó en Mayo de 1978, produciendo 100% gas. En 1993 empezó a producir aceite, alcanzó un valor máximo de 50 BPD; produjo en promedio 15 BPD de manera intermitente entre 1993 y 1999.

En la Fig. 8.8, se presentan tres registros de presión de fondo cerrado en distintas fechas comparando con la presión de saturación (P_b); se observa como en todos los casos la presión de saturación es mayor, por lo cual se tiene gas libre en el yacimiento. No se observa una tendencia de flujo lineal en el comportamiento de los datos de la Fig. 8.9, por lo cual se puede concluir que éste pozo se disparó en un cuerpo que no presenta buenas propiedades.

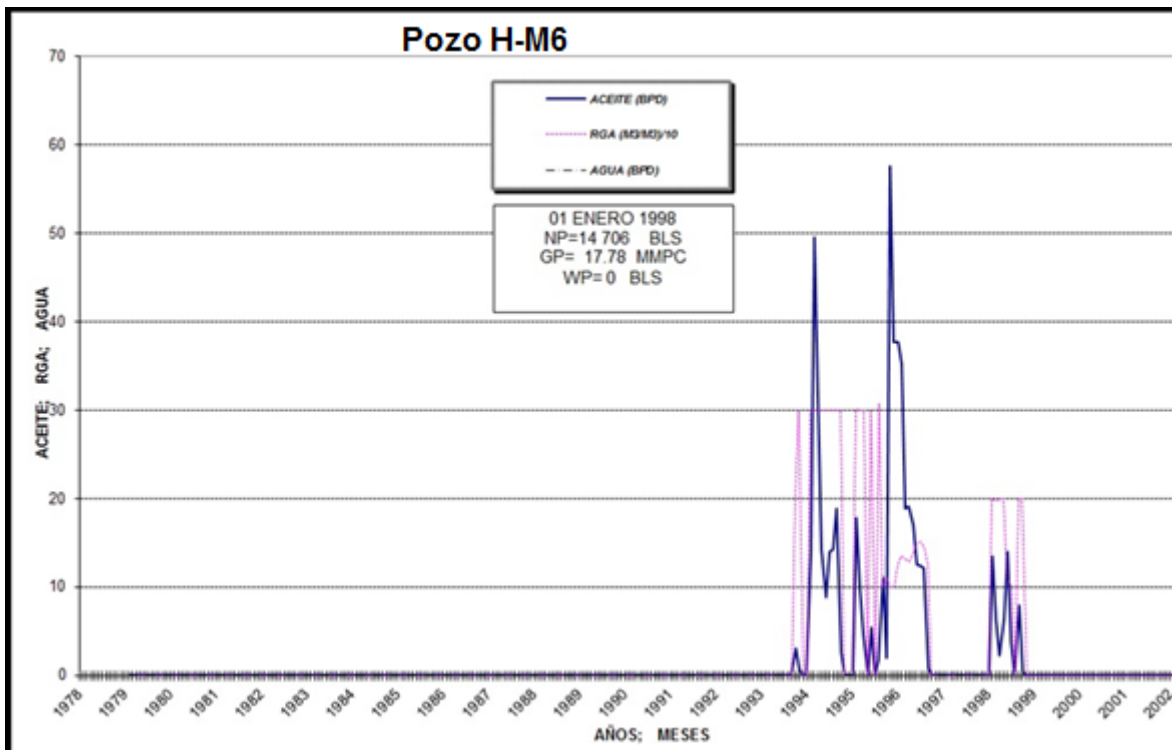


Fig. 8.7 Historia de producción del pozo H-M6

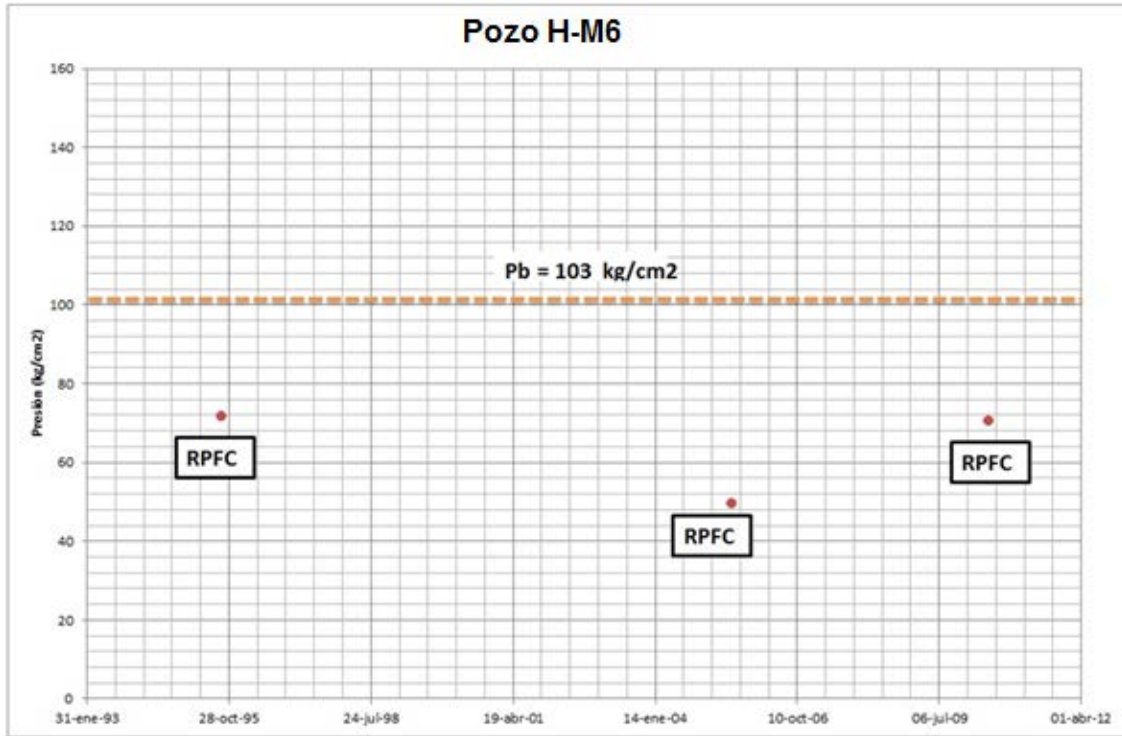


Fig. 8.8 Registros de presión de fondo cerrado del pozo H-M6

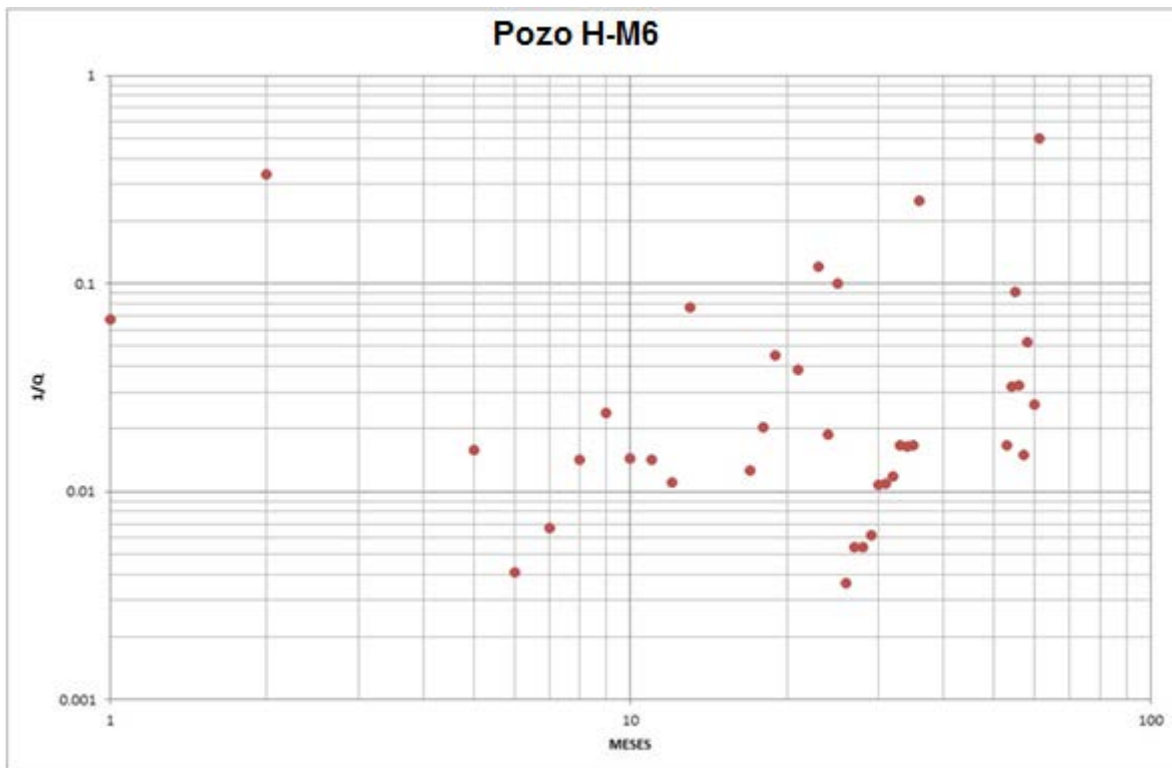


Fig. 8.9 Análisis de los datos de producción del pozo H-M6

8.3.3.- Recomendaciones y conclusiones del análisis de pozos del campo H

- Una de las recomendaciones principales es realizar pruebas de variación de presión, evaluar el estado actual de la fractura que tienen los pozos, ya que, en los considerados como buenos, se observa que tienen buenas condiciones de presión.
- En los pozos clasificados como buenos y con el análisis de los datos de producción, se observa un periodo de flujo lineal, el cual es característico de yacimientos tipo canal.
- Del análisis se puede observar que se tienen buenas áreas de drene, pero baja productividad; una forma de aumentar la productividad sería, incrementar el área expuesta al flujo, ya sea con fracturas largas y/o pozos horizontales, siempre y cuando se analice el costo-beneficio.
- Para el pozo H-M6 considerado como malo, en Febrero de 1979 se tiene un registro de presión de fondo cerrado de 101 kg/cm^2 , valor inferior a la presión de saturación ($P_b = 103 \text{ kg/cm}^2$). Por lo cual la presión de fondo fluyendo estará por debajo de la P_b , originando con esto, la liberación de gas, que disminuye el gasto de aceite.

Conclusiones y Recomendaciones

CONCLUSIONES

El proyecto Chicontepec es una alternativa viable que puede contribuir significativamente a incrementar la producción de aceite y gas de México.

La cuenca de Chicontepec presenta características complejas en los yacimientos, que representan retos para el desarrollo como: estratificación areno-arcillosa con bajos valores de permeabilidad, gran discontinuidad de los cuerpos arenosos, baja productividad de los pozos, bajo factor de recuperación, área a desarrollar extremadamente extensa y grandes requerimientos de capital.

Debido a que el yacimiento cuenta con una muy baja permeabilidad que no supera los 10 [mD], se tienen mayores caídas de presión y por lo tanto una productividad muy baja.

Una de las principales razones que influyen en la productividad de los pozos de Chicontepec es que el ambiente sedimentario en que ocurrió la sedimentación, se caracteriza por espesores pequeños, poca continuidad lateral y alta heterogeneidad.

Como consecuencia de que la presión del yacimiento se encuentra muy cercana a la presión de saturación, la liberación de gas ocurre en un corto periodo de explotación, lo que genera menor producción de crudo.

Además de los factores geológicos la degradación de las fracturas contribuye al bajo índice de productividad de los pozos.

En los pozos considerados como buenos y con el análisis de los datos de producción, se observa un periodo de flujo lineal, el cual es característico de yacimientos tipo canal. Caso contrario se presenta en los pozos considerados como malos, que no presentan esta geometría.

Conclusiones y Recomendaciones

RECOMENDACIONES

Realizar más pruebas de laboratorio, producción y pruebas de variación de presión para tener un mejor análisis del comportamiento del flujo de fluidos; en el caso de los pozos fluyentes pruebas de incremento o de gasto variable según las características de cada uno, para los pozos no fluyentes se recomiendan las pruebas fall-off, con el fin de identificar las causas de baja productividad.

La implantación de pozos multilaterales y terminaciones múltiples sería de gran ayuda para poder incrementar los niveles de producción.

Optimizar las operaciones de terminación con tratamientos de fracturamientos múltiples; así como refracturar aquellos pozos donde se observan buenas condiciones, con lo que se obtendría mayor productividad a menor costo.

Desarrollar un nuevo apuntalante que permita extender el tiempo de degradación de las fracturas, considerando las características específicas de los campos en Chicontepec.

Mantener la presión del yacimiento por encima de la presión de saturación, mediante algún método de recuperación secundaria y/o mejorada.

Se recomienda que antes de tomar la decisión de la perforación de pozos, se realicen los estudios correspondientes de sísmica y se validen con el marco geológico, para identificar correctamente la geometría del canal; así como evaluar correctamente los intervalos a disparar.

Supervisión continua en la toma de información de RPF y RPF, para tener datos de calidad respecto a presiones y gastos; además de verificar que se haya realizado la debida corrección en la profundidad vertical de los pozos desviados.

Evaluación de los fracturamientos mediante pruebas pre y post frac.

GLOSARIO:

Anticlinal: Configuración de un paquete de rocas estratificadas que se pliegan y en la que las rocas se inclinan en dos direcciones diferentes a partir de una cresta.

Discordancia: Superficie de erosión o no depósito que separa dos masas de roca, la más antigua de las cuales estuvo expuesta a la erosión por un largo intervalo de tiempo antes del depósito del más joven.

Factor de volumen del aceite: Es la relación entre el volumen de aceite más el volumen de gas que tenga asociado y en la fase líquida medido a c.y. y el volumen de aceite (muerto) medido a condiciones estándar.

Falla lateral: Es un movimiento que es más o menos paralelo a la dirección del plano de falla. El movimiento resultante es predominantemente horizontal y lateral derecho o lateral izquierdo.

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

Fractura: Es la ruptura de un estrato rocoso debido a un esfuerzo compresivo, no produce desplazamiento entre los bloques de roca.

Migración: Es el movimiento de aceite y/o gas en los poros y/o discontinuidades de las rocas (porosidad primaria y secundaria) en el interior de la corteza terrestre.

Permeabilidad: Propiedad de la roca que permite la facilidad de una roca para dejar pasar fluidos a través de ella.

Porosidad: Relación entre el volumen de poros existentes en una roca con respecto al volumen total de la misma. Medida de la capacidad de almacenamiento de la roca.

Glosario y Nomenclatura

Presión: Fuerza ejercida sobre un elemento sobre unidad de área.

Rocas Almacenadoras: Los dos elementos esenciales de una roca almacenadora, o de yacimiento son la porosidad y la permeabilidad. La roca debe contener poros o espacios para almacenar el petróleo y estos poros deben estar interconectados. La roca debe ser permeable a los fluidos y gases.

Rocas Sello: Son aquellas que por su escasa permeabilidad no permiten el paso del petróleo, sirviendo como cierre a su migración o desplazamiento.

Trampa: Se utiliza para definir un yacimiento petrolífero con una geometría que permite la concentración de los hidrocarburos y que los mantiene en condiciones hidrodinámicas propicias e impide que estos escapen.

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

Viscosidad: Es la resistencia interna exhibida cuando una porción o capa de un líquido es desplazada con relación a otra capa. En términos simples, es la resistencia de un líquido a fluir.

Yacimiento: Es una concentración de hidrocarburos en el subsuelo en secuencias de roca permeable, caracterizado por un sistema natural de presión de tal manera que la producción de petróleo en una parte de él afecta la presión del receptáculo en toda su extensión.

Glosario y Nomenclatura

NOMENCLATURA:

$a:$	área
$B_o:$	Factor de volumen del aceite
$c_t:$	Compresibilidad total
$h:$	Espesor
$k:$	Permeabilidad
$kh:$	capacidad de flujo
$L.E.:$	Límite Económico
$N_p:$	Producción Acumulada
$p:$	Presión
$p_b:$	Presión de burbuja
$p_i:$	Presión inicial
$p_{wf}:$	Presión de fondo fluyendo
$p_{ws}:$	Presión de fondo estática
\bar{p}	Presión media
$q_o:$	Gasto de aceite
$R_{eq}:$	Radio equivalente del yacimiento si tuviera un área circular
$r_w:$	Radio del pozo
$s:$	Factor de daño
$s_f:$	Daño de la fractura
$t:$	Tiempo
x_f	Longitud media de la fractura
α	Factor de proporcionalidad entre unidades
\emptyset	Porosidad
ψ	Factor de resistencia de drene
μ	Viscosidad
Δp	Caídas de presión

BIBLIOGRAFÍA

LEE W. J.: "WELL TESTING" SPE TEXTBOOK SERIES VOL.I, SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS OF AIME, 1982.

RAFAEL RODRÍGUEZ NIETO.: "APUNTES DE PRINCIPIOS DE MECÁNICA DE YACIMIENTOS", MÉXICO, UNAM, DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA, 1987.

ÁNGEL VÁZQUEZ MORÍN.: "EVALUACIÓN PETROLERA Y MÉTODOS DE EXPLOTACIÓN EN LA CUENCA DE CHICONTEPEC". MÉXICO, UNAM, FACULTAD DE INGENIERÍA, 161P. 2008.

ARELLANO GIL, JAVIER Y YUSSIM GUARNEROS.: "DISCORDANCIAS PROGRESIVAS EN LA SECUENCIA SEDIMENTARIA CRETÁCICA-CENOZOICA EN MÉXICO". MÉXICO, UNAM, FACULTAD DE INGENIERÍA, 10P. 2004

AGUAYO, C.J.E. Y SANTILLÁN, P.N.: "FACIES SEDIMENTARIAS TURBIDÍTICAS DEL TERCIARIO INFERIOR EN LA CUENCA DE CHICONTEPEC, CENTRO-ORIENTE DE MÉXICO". MÉXICO, UNAM, FACULTAD DE INGENIERÍA, P. 337-352. 2011.

CINCO L. H.: "TALLER DE CARACTERIZACIÓN DINÁMICA", MÉXICO, UNAM, POSGRADO DE INGENIERÍA.

SALAZAR VERBITZKY URIEL: "PRODUCTIVIDAD DE POZOS EN YACIMIENTOS ARENO-ARCILLOSOS CASO CHICONTEPEC". MÉXICO, UNAM, FACULTAD DE INGENIERÍA, 114P. 2011

NAVA PÉREZ LAURA, ALEGRÍA LUNA MIGUEL ÁNGEL, 2001. LOS SISTEMAS PETROLEROS DE LA REGIÓN DE TAMPICO – MISANTLA. TESIS DE LICENCIATURA. MÉXICO UNAM.

Bibliografía

PEMEX: RESERVAS DE HIDROCARBUROS AL 1 DE ENERO DE 2012,
WWW.PEMEX.COM

LÓPEZ AGUIRRE DANIEL, 2008. ORIGEN, EVOLUCIÓN E IMPORTANCIA ECONÓMICA DE LA CUENCA DE CHICONTEPEC. TESIS LICENCIATURA (INGENIERO GEÓLOGO)-UNAM, FACULTAD DE INGENIERÍA.

RAMÍREZ ANTONIO NARVÁEZ: "RETOS Y AVANCES EN EL DESARROLLO Y OPERACIÓN DE UN YACIMIENTO NO CONVENCIONAL, "CHICONTEPEC".

M. EN C. CARLOS MORALES GIL: LAS CUENCAS DE HIDROCARBUROS, UNAM, FI. (ANEXO PORTADA)

CNH: PROYECTO ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO.PRIMERA REVISIÓN Y CONCLUSIONES, ABRIL 2010.