



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
**PROGRAMA DE MAESTRÍA EN INGENIERÍA EN EXPLORACIÓN Y**  
**EXPLOTACIÓN DE RECURSOS NATURALES**  
**YACIMIENTOS**

**METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE SENSORES**  
**FIJOS DE FONDO (PDG), EN LA CARACTERIZACIÓN**  
**DINÁMICA DE YACIMIENTOS**

**TESIS**  
**QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:**  
**MAESTRO EN INGENIERÍA**

**PRESENTA:**  
**ISRAEL CASTRO HERRERA**

**TUTOR PRINCIPAL**  
**JOSÉ ANTONIO HERNÁNDEZ ESPRIÚ**  
**Facultad de Ingeniería**

**CIUDAD UNIVERSITARIA, CIUDAD DE MEXICO, JUNIO 2022**



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**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.



JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Teodoro Iván Guerrero Sarabia  
Secretario: M.C. David Escobedo Zenil  
Vocal: Dr. José Antonio Hernández Espriú  
1er. Suplente: Ing. Javier Arellano Gil  
2o. Suplente: M.I. Horacio Andrés Ortega Benavides

Lugar donde se realizó la tesis: Ciudad Universitaria, CD. MX.

TUTOR DE TESIS:

Dr. José Antonio Hernández Espriú

---

## **Agradecimientos**

A mi Dios: Desde que te conocí transformaste mi forma de vivir y he anhelado tu sabiduría, a ti el dador de la vida te doy mi mayor agradecimiento, recuerdo cuando me dijiste que: "Buena es la ciencia con herencia, y provechosa para los que ven el sol. Porque escudo es la ciencia, y escudo es el dinero; mas la sabiduría excede, en que da vida a sus poseedores. (Eclesiastés 7:11-12) "

A mi esposa Ruth: En los tiempos de Dios llegaste a mi vida y desde entonces, a tu lado todo se transforma para bien; mi ayuda idónea, mi hogar donde puedo descansar. Te AMO

A mi hija Nahomi y mi hijo Israel: Son Amor, motor de mi vida, mi fuente de fortaleza, mi esfuerzo para ser mejor cada día en las cosas que hago y herencia de Dios; aquí sigo siempre pensando en ustedes y para ustedes. Los AMO

Estimado Dr. José Antonio Hernández Spriú, ¡GRACIAS! por recordarme tantas veces que tenía que graduarme, por darme confianza para cerrar este ciclo, por ser tan insistente; pero más agradecido estoy por tu paciencia. Tus conocimientos y la tutoría que me diste dio resultado y aquí esta el trabajo.

Estimados Dr. Teodoro Iván Guerrero Sarabia, M.C. David Escobedo Zenil, Ing. Javier Arellano Gil, M.I Horacio Andrés Ortega Benavides. Les agradezco sus comentarios para la mejora del presente trabajo. He aprendido con sus conocimientos técnicos y experiencia profesional que plasmaron en las correcciones de la tesis. En diferentes aspectos de mi desarrollo profesional a cada uno de ustedes les tengo aprecio por el tiempo que se tomaron para asesorarme.

## **Resumen**

En el presente trabajo, se explica una metodología para realizar la caracterización dinámica de yacimientos mediante el análisis de los sensores permanentes (PDG). La información de presión que se obtienen mediante los PDG son datos continuos y la frecuencia de medición suele solicitarse cada 30 segundos, sin embargo, puede ser menor o mayor según las necesidades que se tengan en el estudio. El manejo de tanta información requiere del establecimiento de una metodología que permita procesar, detectar y correlacionar la presión con la producción para tener periodos de análisis. Es por eso que éste trabajo plantea una metodología para el análisis de los PDG y a su vez se realiza la caracterización dinámica de tres pozos marinos con información completa para un estudio de CDY. Para los tres pozos, se hace el análisis considerando desde el procesamiento de los datos, la selección del periodo en estudio, obtención del modelo de flujo y los parámetros asociados, para finalmente realizar la simulación y hacer el ajuste de los datos de presión de toda la vida productiva del pozo. Finalmente se plantean las conclusiones y recomendaciones que son resultado del presente trabajo.

## **Abstract**

The present thesis explains a methodology to carry out the dynamic characterization of reservoirs through the analysis of permanent downhole gauge (PDG). The pressure information procured by PDGs is continuous data and the measurement frequency is usually requested every 30 seconds. Even though, the frequency can be lower or higher depending on the study requirements. The management of a large amount of information requires setting a methodology that allows processing, detecting, and correlating pressure with production to have analysis periods. The-

refore, this paper proposes a methodology for the analysis of the PDG. In addition, it conducts the dynamic characterization of three marine wells with complete information for a CDY study. For the three wells, the analysis is carried out considering the data processing, the period selection under study, obtaining the flow model and the associated parameters, to finally perform the simulation and make the pressure data adjustments of the entire productive life of the well. Finally, conclusions and recommendations derived from this work are presented.

### **Objetivo general**

Plantear una metodología para realizar un estudio de caracterización dinámica de yacimientos, con el análisis de sensores de fondo permanentes (PDG), verificando su aplicación con el estudio de tres pozos.



# Índice general

|  |           |
|--|-----------|
| <b>1. Introducción</b>   | <b>7</b>  |
| 1.1. Sistema PDG . . . . .   | 7         |
| 1.2. Interpretación de datos de PDG . . . . .  | 10        |
| 1.2.1. Problema fundamental en la interpretación de datos de presión                     | 12        |
| 1.2.2. Identificación del modelo de interpretación (Problema Inverso).                   | 13        |
| 1.2.3. Uso de los PDG para el caso de caracterización de yacimientos.                    | 14        |
| 1.2.4. Manipulación y procesamiento de datos . . . . .                                   | 15        |
| <b>2. Métodos</b>  | <b>19</b> |
| 2.1. Métodos . . . . .   | 19        |
| 2.2. Descripción del campo . . . . .   | 20        |
| 2.3. Estadística de pozos con información para análisis . . . . .                        | 22        |
| 2.4. Metodología de Análisis de los datos . . . . .                                      | 25        |
| 2.4.1. Proceso general de la validación y depuración de los datos del<br>sensor. . . . . | 26        |
| <b>3. Resultados y discusión</b>   | <b>29</b> |
| 3.1. Pozo I36 . . . . .  | 29        |
| 3.1.1. Análisis . . . . .  | 30        |
| 3.1.2. El modelo de pozo parcialmente penetrante . . . . .                               | 33        |
| 3.1.3. Resultados . . . . .  | 35        |

|   |           |
|---|-----------|
| 3.2. Pozo I53 . . . . .   | 38        |
| 3.2.1. Análisis . . . . .   | 39        |
| 3.2.2. El modelo de Doble Porosidad Pseudo-estacionario . . . . .               | 41        |
| 3.3. Pozo I74 . . . . .   | 48        |
| 3.3.1. Análisis . . . . .   | 49        |
| 3.3.2. Gráfica de diagnóstico: . . . . .  | 52        |
| 3.3.3. Modelo radial homogéneo con fallas que se intersectan a ( $120^\circ$ ): | 52        |
| 3.3.4. Resultados . . . . .   | 53        |
| <b>4. Conclusiones, recomendaciones</b>   | <b>57</b> |
| 4.1. Conclusiones . . . . .   | 57        |
| 4.2. Recomendaciones . . . . .  | 58        |
| 4.3. Líneas futuras de investigación . . . . .                                  | 58        |

# Capítulo 1

## Introducción

### 1.1. Sistema PDG

Para un estudio de caracterización dinámica de yacimientos petroleros, se realizan mediciones continuas de la presión y temperatura en el fondo del pozo mediante herramientas especiales. Los datos recolectados son guardados en la memoria de las herramientas o son leídos en tiempo real en la superficie; esto dependerá de las decisiones técnico económicas que tome la empresa. Los datos se analizan para estimar modelos de flujo, límites y propiedades del yacimiento. Por así convenir a las compañías operadoras, deciden instalar sensores permanentes desde la terminación de los pozos, y con esto evitan operaciones futuras para la toma de información.

Los sensores de fondo permanentes (PDG por sus siglas en inglés, Permanent Downhole Gauges) son sistemas de monitoreo de presión y temperatura instalados en el fondo del pozo lo más cerca posible del intervalo productor. Su principal objetivo es ayudar en el monitoreo del yacimiento para una mejor administración, mediante la medición continua de la presión y la temperatura. La observación continua y en tiempo real permite a los ingenieros tomar decisiones y realizar cambios en la



operación de los pozos, para maximizar la recuperación de petróleo y gas.

Ouyan y Kikani (2002), mencionaron que la instalación de estos sistemas ha demostrado tener una buena relación costo-beneficio para el monitoreo de los pozos y del yacimiento, sin mencionar el ahorro que se tiene en el costo de una prueba de presión y la información adicional obtenida del análisis de los datos. Estos autores mencionan las siguientes aplicaciones:

- Reduce la incertidumbre y confusiones en la interpretación.
- Monitoreo del daño, permeabilidad y el abatimiento de la presión en el tiempo.
- Se puede evaluar el éxito de una estimulación o intervención al pozo.
- Evaluar el éxito de la terminación.
- Identificar rápidamente problemas operativos en el pozo.
- Determinar la conectividad hidráulica en el yacimiento.
- Determinar el cambio en el área de drene.
- Ayudar en la simulación de yacimientos y el ajuste de la historia de presión.

Gisbergen y Vandeweijer (2001) comentan que el sistema de monitoreo permanente de presión de fondo (Figura 1.1), consiste en la instalación de un medidor electrónico de presión y temperatura en la tubería de producción (TP), en el fondo del pozo. El medidor es montado en un mandril, el cual forma parte del aparejo de producción. En la parte superior del manómetro se localiza el “cable head” donde se conecta el cable que transmite la electricidad y la información y va flejado a lo largo de la tubería de producción hasta el árbol de válvulas en el lecho marino. Del árbol de válvulas submarino este sistema es conectado a la plataforma de producción vía

el umbilical, en el caso de pozos satélite; o conectado vía el manifold utilizando el umbilical a la plataforma de producción.

1. TPT Presión y Temperatura del Árbol submarino
2. Cable eléctrico.
3. Salida de Sensor de fondo permanente (PDG).
4. Conector de corriente de salida.
5. Cable eléctrico submarino.
6. Conector eléctrico del sensor de fondo permanente (PDG).
7. Cable eléctrico del sensor de fondo permanente (PDG).
8. Sensor PDG.
9. Pantalla de salida del Árbol de válvulas.
10. Sistema concentrador de señales.

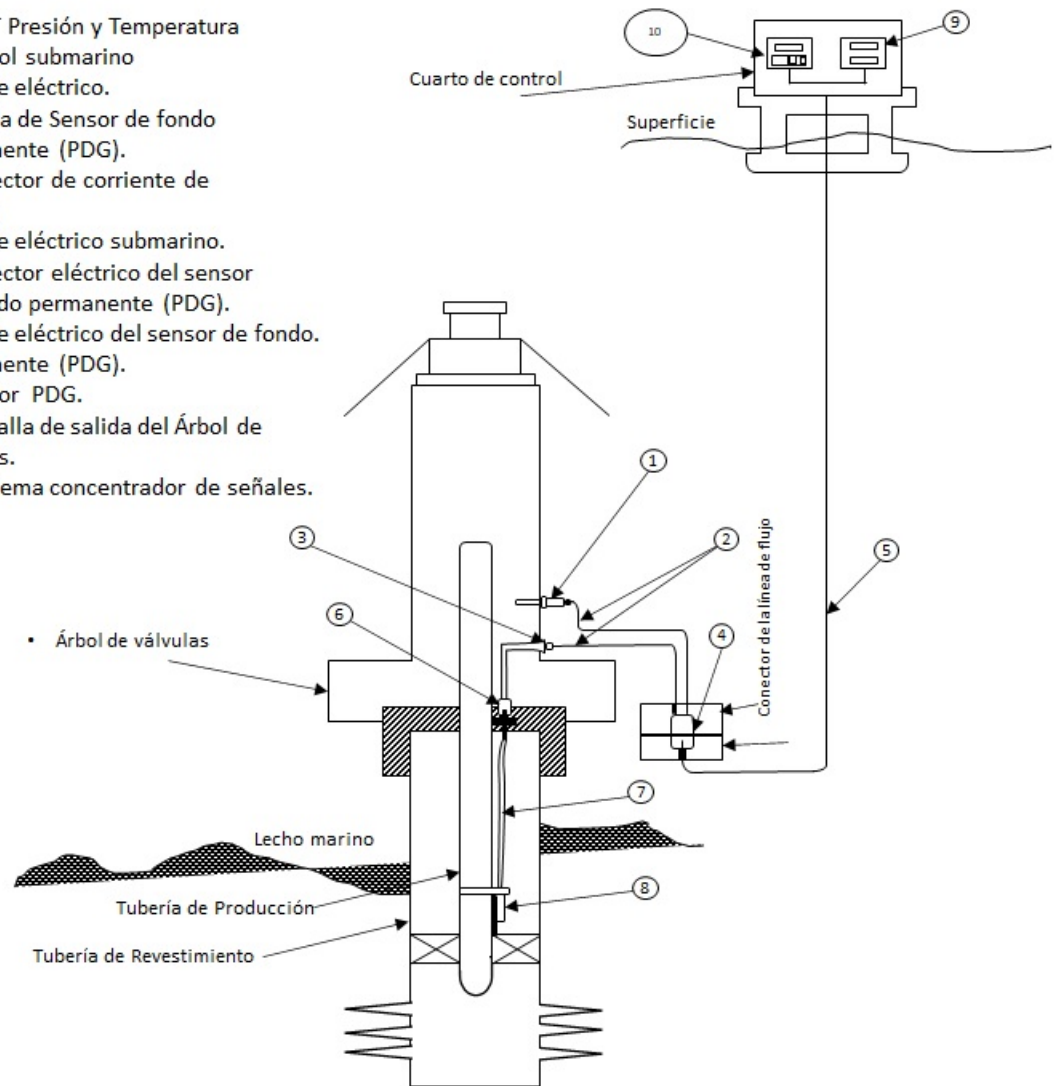


Figura 1.1: Esquema, vista general del monitoreo con PDG en un pozo (Modificada de Frota 2006)

En el mercado existen cuatro categorías de sensores PDG, los medidores de cristal

piezoeléctrico, medidores de sensor óptico, medidores electrónicos de silicio sobre aislante y medidores de tubo capilar. De un análisis comparativo (Enyekwe,2014) concluye que los sensores ópticos son los más versátiles en términos de capacidad para medir una amplia gama de parámetros y en condiciones adversas de presión y temperatura, pero son relativamente costosos. Los sensores de silicio sobre aislante son más útiles en pozos con sistemas artificiales de producción, ya que, pueden ayudar a determinar la eficiencia del sistema de levantamiento artificial; éstos tienen limitaciones de operación por las temperaturas y presiones en el pozo. Los sensores piezoeléctricos también son muy robustos y se utilizan con mayor frecuencia en la toma de información de presión y temperatura en la industria, sin embargo, están limitados a un rango de temperaturas y presiones, las condiciones de operación del sensor PDG es proporcionado por el fabricante. Finalmente, los manómetros de tubo capilar son robustos y adecuados para condiciones extremas de temperatura y presión, pero no pueden medir una amplia gama de parámetros.

## 1.2. Interpretación de datos de PDG

Los PDG pueden proporcionar información útil sobre los cambios en las propiedades del yacimiento o las condiciones del pozo conforme transcurre el tiempo. Sin embargo, la interpretación de los datos provenientes es un problema relativamente nuevo. A diferencia de las pruebas de variación de presión tradicionales, en las que se crean de forma controlada las perturbaciones en el yacimiento mediante un cambio de gasto en superficie y se conocen tanto la presión como el gasto, es posible que no se conozcan los cambios de gasto asociados con el registro del PDG. Además, los cambios dinámicos en el yacimiento, junto con los cambios en la temperatura del flujo y los cambios de gasto en sí, hacen que los datos de un PDG sean más complicados de interpretar.

El conocimiento del yacimiento es fundamental para lograr hacer pronósticos confiables de las expectativas que se tienen en su futura explotación, por lo que es necesario tomar información de las variables dinámicas del comportamiento del yacimiento.

Los trabajos previos del análisis de datos de presión de los sensores fijos. De Oliveria Silva (2004) , publicó un artículo que trata sobre la optimización en la administración de yacimientos utilizando PDG. El autor describe la experiencia de Petrobras en el uso de los sensores de fondo para el monitoreo, administración y caracterización de yacimientos en Campos de la Cuenca de Brasil; el autor comenta que con el uso de la tecnología PDG, se tiene una ganancia en la caracterización de yacimientos ya que ésta puede acelerarse y mejorarse, lo que permite reducir el riesgo en la toma de decisiones para la explotación.

La decisión de usar los PDG y una unidad flotante de producción, almacenamiento y descarga FPSO (Floating Production, Storage and Offloading) se ha considerado exitoso en este campo, de lo contrario no se podrían detectar muchas barreras, comunicación hidráulica e interferencias entre pozos. En Al-Buraikan (2013) se presentan y analizan tres casos, utilizando datos en tiempo real de los PDG, para la caracterización del yacimiento y la evaluación de la capacidad de producción del pozo. El autor presenta un flujo de trabajo para analizar los datos transitorios de presión provenientes de pozos en un campo inteligente de la empresa Saudi Aramco. Por otro lado Denis Zubarev (2017), presenta un flujo de trabajo utilizando datos de PDG para el análisis transitorio de la presión también para un yacimiento Costa afuera de geometría compleja en Nigeria. Discute el alcance y la aplicación del análisis de los datos de presión medidos en el fondo del pozo para la caracterización del yacimiento; el autor comenta que al analizar los datos PDG, para el caso en

estudio es importante identificar correctamente las anomalías que podrían dificultar la interpretación, tales como los efectos de las mareas. Por lo tanto, la respuesta en el sensor debido al efecto de marea y otros ruidos tuvieron que ser identificados y eliminados de los datos de presión antes de la interpretación.

### 1.2.1. Problema fundamental en la interpretación de datos de presión

El comportamiento de la presión medida en el fondo del pozo originada por variaciones en el gasto permite identificar el modelo de flujo del yacimiento, la cual es controlada por los parámetros asociados al modelo. Se ha demostrado que el proceso para obtener el modelo de flujo a partir de las pruebas de variación de presión era una aplicación especial de la teoría general del análisis de señales (Gringarten 2006). El considerar las pruebas de variación de presión y el análisis de éstas, en el contexto de la teoría de la señales, hace más fácil comprender el alcance y las limitaciones del análisis de las pruebas de variación de presión y de la interpretación de datos del PDG.

En teoría de señales, el procesamiento de la señal se describe esquemáticamente como:

$$I \Rightarrow S \Rightarrow O \quad (1.1)$$

I: Señal de entrada (Aplicada al sistema S)

S: Representa un operador (Sistema, Yacimiento)

O: Respuesta dinámica de salida

En este sentido se presenta el caso del Problema Directo o Convolución, es decir, si I y S son conocidos, O puede ser calculado sin ninguna confusión y la solución es única. Por otra parte, si “I” y “O” son conocidas, la variable a conocer es “S”; esto

es conocido como el Problema Inverso. En el caso de pruebas de presión, el problema inverso se resuelve con la identificación del modelo de flujo mediante la interpretación de los datos; a diferencia del problema directo, en el inverso la solución puede ser no única. Como último caso es que el sistema “S” y la salida “O” son conocidas, y la entrada “I” es desconocida; éste caso es conocido como Deconvolución y también no tiene una única solución. En pruebas de variación de presión, la deconvolución está involucrada al convertir una respuesta de un decremento de presión a gasto variable en uno a gasto constante; recientemente Von Schroeter (2004) desarrolló un algoritmo muy efectivo para la deconvolución. Levitan (2005) y Houzé (2010) hicieron varias implementaciones al algoritmo de Von Schroeter. Y algunas aplicaciones más prácticas han sido documentadas por Gringarten (2010).

### **1.2.2. Identificación del modelo de interpretación (Problema Inverso).**

Como primer paso es necesario realizar el diagnóstico así como identificar el modelo de flujo del yacimiento S. La correcta selección del modelo y el cálculo de los parámetros asociados importantes, ya que, cualquier decisión de explotación basada en el modelo puede ser exitosa o inapropiada en caso de una mala selección. Sin embargo, basado en la teoría de señales es posible tener más de una solución. El grado de no unicidad tiende a aumentar con la complejidad del comportamiento del yacimiento y se disminuye a medida que se disponga de más información sobre el pozo y el yacimiento que se está caracterizando. Por lo tanto, se debe tratar de reducir la no unicidad utilizando la mayor información disponible y la interacción con los geocientíficos. En un sentido práctico es importante considerar lo siguiente:

1. Es recomendable incrementar la cantidad y calidad de los datos de entrada y de salida, el gasto y la presión.

2. Verificar la consistencia del modelo de flujo seleccionado del análisis de la(s) prueba(s) con información adicional tal como la geofísica, geología.

### **1.2.3. Uso de los PDG para el caso de caracterización de yacimientos.**

De acuerdo con la experiencia, las aplicaciones que se pueden dar a los PDG son:

1. Medición de la presión del yacimiento.
2. Administración de la presión de fondo fluyendo.
3. Estimación del daño.
4. Detectar la compartimentalización (monitoreo de efectos de interferencia).
5. Productividad del pozo y modelado del comportamiento de afluencia actual y futuro.
6. Ajuste del comportamiento histórico de presión del pozo.
7. Cálculo del área de drene en función del tiempo transcurrido.
8. Volumen de hidrocarburos por drenar.
9. Factor de recuperación.
10. Interferencia de producción entre pozos.
11. Dirección preferencial del flujo.
12. Modelo de flujo del yacimiento.

Adicionalmente a toda la información útil que se puede obtener, también se evitan gastos y riesgos asociados con la intervención de pozos mediante línea de

acero. En cuanto al aspecto económico, Kragas et al. (2004) estimaron que para el caso de Northstar<sup>1</sup>, el evitar la realización de pruebas de incremento de presión con línea de acero, con dos días de duración cada prueba y 6 pozos con 10 000 (BPD) de producción diferida por pozo, mejoró los resultados. Con este sencillo análisis se evitó una producción diferida de 120 000 (STB ), durante la vida del campo se ahorraron 650 000 STB de producción; adicionalmente también se logró un ahorro de 1.6 millones de dólares americanos por el servicio de la línea de acero.

#### 1.2.4. Manipulación y procesamiento de datos

Debido a que los sensores pueden tomar datos cada segundo, es posible que en un año de estar registrando se tenga aproximadamente 32 millones de datos. El manejo de volúmenes tan grandes de información requiere del desarrollo cuidadoso de una estrategia de administración de datos. Incluso después de registrar, almacenar y tener acceso a esta gran cantidad de datos, existen aún problemas en el procesamiento de datos antes de ser utilizados para el análisis de yacimientos. Algunos problemas inherentes a los datos son:

- Ruido.
- Valores atípicos.
- Incertidumbre en los inicios de un transitorio de presión (decrementos, incrementos).
- Información de gastos no disponibles.

En la figura 1.2 se muestra un ejemplo de datos del sensor con ruido del pozo I-400, que contiene una banda de datos en color rojo con errores de medición aparentemente aleatorios de aproximadamente 2 (psi). La señal en color azul representaría

---

<sup>1</sup>La isla fue creada para realizar trabajos de perforaciones y extracciones de petróleo, en el mar de Beaufort, a 9.7 km al norte de la costa septentrional de Alaska



la respuesta de presión del yacimiento después de un proceso de suavizado de datos.

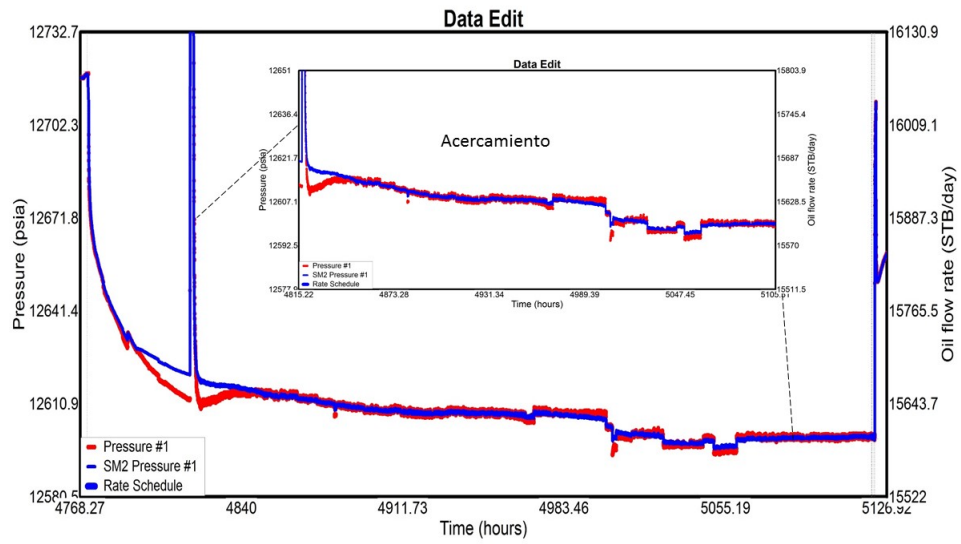


Figura 1.2: Ejemplo de ruido en los datos, pozo I-400

En la figura 1.3, en color rojo, se muestra el comportamiento normal de los datos; por otra parte, los puntos atípicos que no siguen la tendencia se presentan en color azul. La causa de estos puntos atípicos se desconoce en la mayoría de los casos. Si bien es un objetivo que vale la pena mejorar la precisión de los datos medidos, es de esperarse que muchas de estas anomalías en los datos son el resultado de variaciones operacionales que ocurren en los pozos. La presencia de ruido y valores atípicos es un tema importante que ha sido estudiado por Kikani (1998), Athichanagorn y cols. (2002); recientemente Tago y Hernández (2018) presentaron una técnica de suavizado mediante el ajustes de polinomios B-splines, con el cual tanto la primera como segunda derivada tienen mejor definición para la interpretación de pruebas. En el presente estudio se utilizó la técnica de Wavelet para suavizar los datos de presión, ya que es la que viene disponible en el Software PANSYSTEM; ésta técnica se basada en la teoría de Fourier.

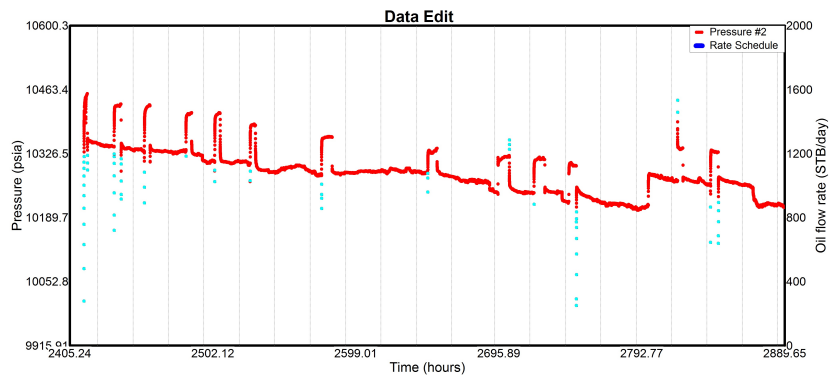


Figura 1.3: Valores atípicos en los datos, pozo I-36

En la figura 1.4 se muestran datos de un PDG, en ésta se puede observar información con un comportamiento anómalo, siendo una tarea complicada el saber cuál es el origen y como tratar éstos datos. Si no se conoce el modelo de ajuste, es difícil saber el origen de la anomalía en los datos y en éste caso depende mucho del grado de experiencia que tenga el intérprete.

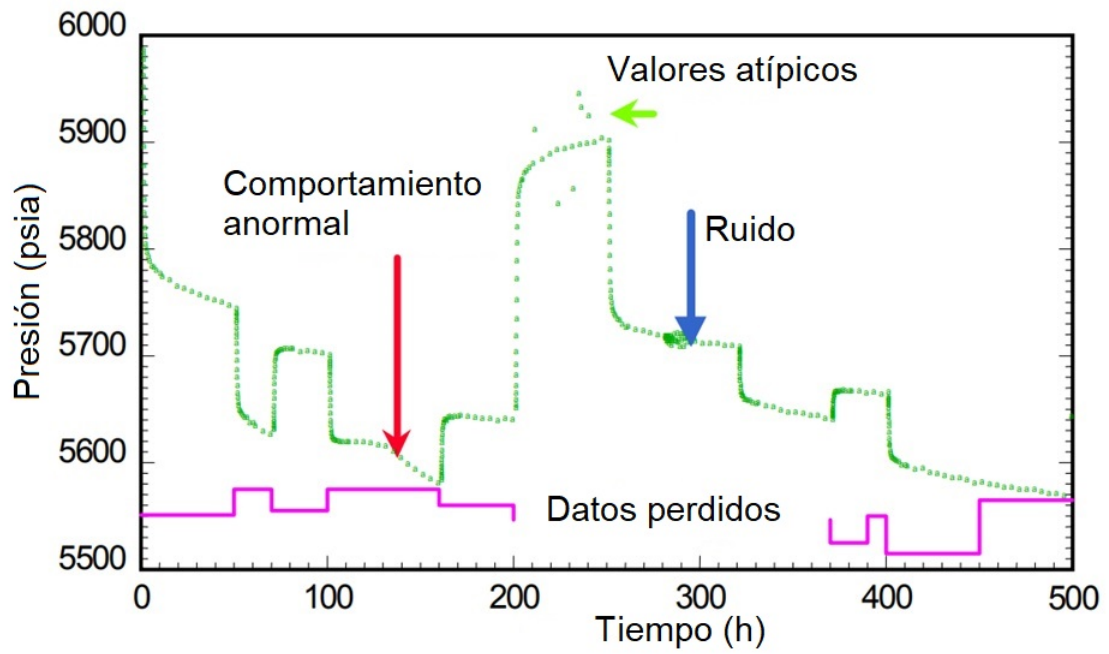


Figura 1.4: Historia de presión y producción típica de un PDG (Liang-Biao 2002, SPE)

# Capítulo 2

## Métodos

### 2.1. Métodos

Este trabajo presenta el análisis de tres pozos, dos en una secuencia sedimentaria del Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK) y uno del Cretácico (Albiano-Cenomaniano). El estudio esta centrado en el análisis de los datos de presión de fondo de los sensores fijos, sin embargo, la información necesaria para el estudio consta de:

- Datos de los sensores de fondo, disponibles en archivos del tipo Excel y de Texto.
- Datos de historia de producción de aceite, agua y gas por pozo y por campo, disponible en archivo de Excel.
- Estados mecánicos de los pozos.
- Estudio de petrofísica (valores de porosidad y espesor).
- Estudio del análisis PVT para cada yacimiento.
- Coordenadas objetivo por pozo de todo el campo.

Parte del procesamiento de los datos se hace en Excel, los archivos contiene datos cada 30 segundos lo que nos da un total de 86400 datos por mes, 1.04 millones de datos por año. Para darse una idea, la cantidad de datos anual equivale aproximadamente a 1056 páginas. Posteriormente, mediante el software especializado PANSYTEM, se filtran y suavizan los datos por mes y se van uniendo mensualmente a un archivo maestro, en el que se tiene toda la historia de presión y producción del pozo.

## 2.2. Descripción del campo

El campo estudiado tiene 14 pozos productores en dos diferentes formaciones: Cretácico Albiano-Cenomaniano (K) y Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK).

**El Yacimiento JSK** fué descubierto en el año 2005 e inicio su explotación en 2009, con una presión inicial de 16211 (psi) y una temperatura de yacimiento de 158 (°C). El aceite tiene una densidad de 36.6 API y la presión de saturación es de 2176 (psi). Está constituido por una roca tipo Grainstone, con un espesor promedio de 705(pie). La figura 2.1 muestra la configuración estructural de la cima del yacimiento del JSK, que se caracteriza por estar en un pliegue anticlinal de dirección NW-SE, que esta cortado por cuatro fallas normales y cuatro fallas inversas que originan compartimientos separados por dichas discontinuidades estructurales.

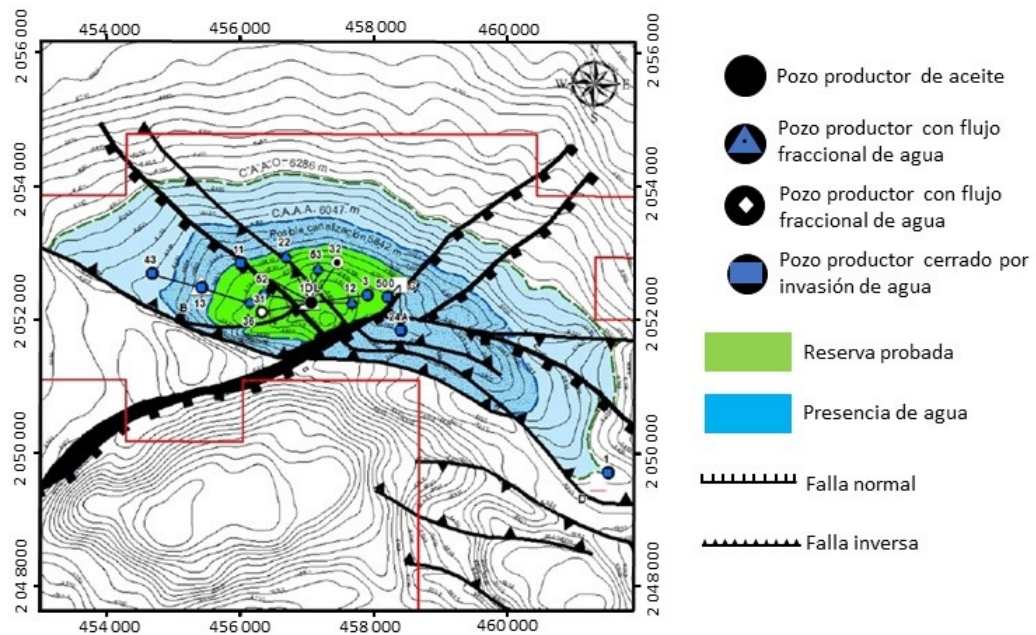


Figura 2.1: Configuración estructural JSK (Ficha técnica)

**El campo del Cretácico Albiano-Cenomaniano (KM)**, fue descubierto en el año de 2005 e inició su explotación en el año de 2016, con una presión inicial de 14727 (psi) y una temperatura de yacimiento de 146 (°C). El Aceite tiene una densidad de 37 API y la presión de saturación es de 2318 (psi). Está constituido por una roca tipo Calizas Dolomitizadas, con un espesor promedio de 180(pie). La figura 2.2 muestra la configuración estructural del campo, donde se aprecian las mismas estructuras de la figura 2.1, pero en esta caso se extiende hacia el sureste presentándose dos altos estructurales más (dos pliegues), además de cinco fallas inversas y una falla normal.

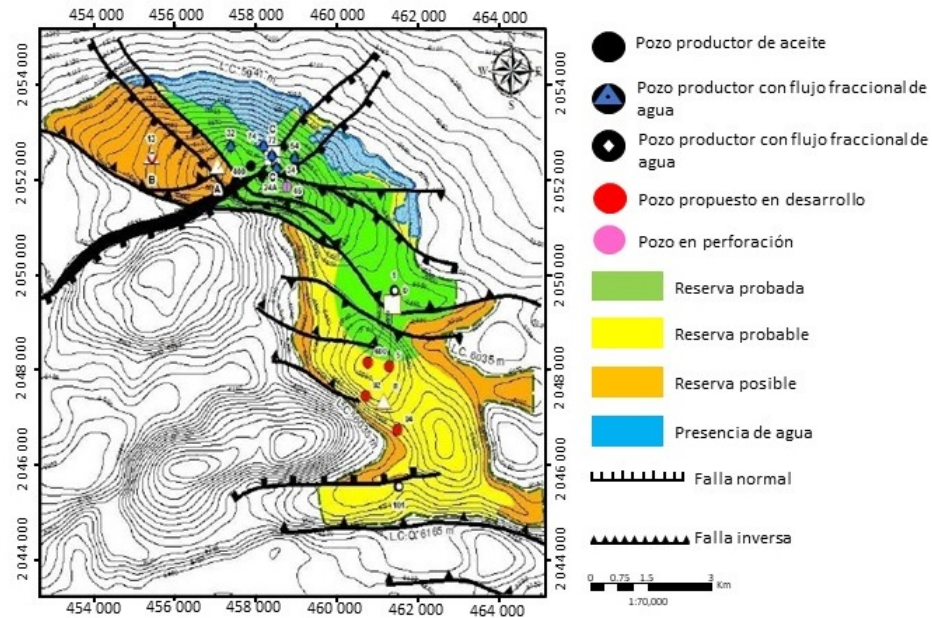


Figura 2.2: Configuración estructural Cretácico Albiano-Cenomaniano (Ficha técnica)

### 2.3. Estadística de pozos con información para análisis

Para realizar la caracterización dinámica, los pozos si cuentan con datos de presión del sensor (PDG) y datos históricos de producción medidos en superficie para los dos campos (Figuras 2.3 y 2.4 ). También es necesario contar con información mínima que permita hacer el análisis. En la tabla 2.1 se presenta una lista de los pozos que cuentan con sensor fijo.

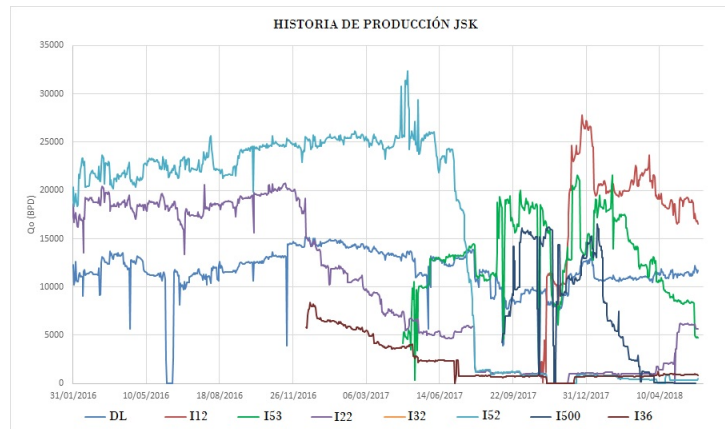


Figura 2.3: Historia de producción del yacimiento JSK

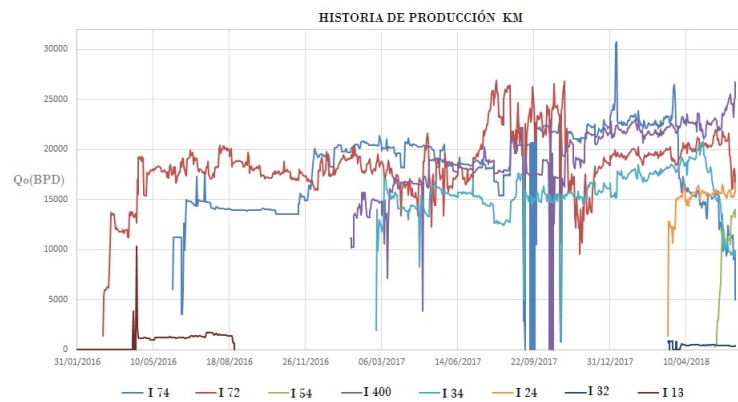


Figura 2.4: Historia de producción del yacimiento KM



| Pozo  | Producción | Yacimiento | Estado        | Np<br>Aceite Acumulado<br>(MMBls) | Gp<br>Gas Acumulado<br>(MMMPC) | Wp<br>Agua Acumulada<br>(MMBls) | Sensor<br>Fijo                          | Fecha de<br>Instalación | Intervalo<br>Productor | Profundidad<br>del sensor<br>(mD) |
|-------|------------|------------|---------------|-----------------------------------|--------------------------------|---------------------------------|---|-------------------------|------------------------|-----------------------------------|
| I 36  | SI         | JSK        | Productor     | 1.15                              | 0.8                            | 0.02                            | Fuera de<br>operación<br>May 2017       | 04-dic-16               | 5950-6010<br>(***)     | 4908                              |
| I 53  | SI         | JSK        | Productor     | 5.27                              | 4.8                            | 0.2                             | Operando                                | 20-abr-17               | 5863-5923<br>(***)     | 4953                              |
| I 500 | SI         | JSK        | Cdo.<br>Sin P | 1.92                              | 1.59                           | 0.14                            | Operando                                | 28-ago-17               | 5819-5893<br>(***)     | 4960                              |
| I54   | SI         | k          | Productor     | 0.08                              | 0.05                           |                                 | Ausencia de<br>datos desde<br>04-Jun-18 | 09-may-18               | 5647-5670<br>(**)      | 4970                              |
| I 74  | SI         | k          | Productor     | 13.29                             | 11.74                          | 0.18                            | Operando                                | 26-may-16               | 5510-5560<br>(**)      | 4472                              |
| I 400 | SI         | k          | Productor     | 9.33                              | 7.65                           |                                 | Operando                                | 18-ene-17               | 5582-5632<br>(**)      | 4968                              |

Cuadro 2.1: Estadística de pozos, con datos importantes para la Caracterización dinámica

## 2.4. Metodología de Análisis de los datos

En la figura 2.5 se muestra de forma esquemática el flujo de trabajo para cada pozo que tiene información del sensor de presión (PDG).



Figura 2.5: Flujo de trabajo aplicado para el análisis de pozos de los Campos estudiados

### 2.4.1. Proceso general de la validación y depuración de los datos del sensor.

El primer paso en el procesamiento de datos de un medidor de presión puede parecer tan básico como verificar las unidades en que se esta recibiendo la información y el formato en la escala de tiempo; en esta etapa también es común que se seleccione la información del sensor mas profundo.

La importancia en esta etapa radica en que cada evento de interés registrado por el sensor debería de estar relacionado con cambios de estrangulador, interferencia(s) entre pozo(s), tendencia del yacimiento y/o alguna operación o intervención al pozo. Un punto importante es poder correlacionar (asociar) de forma correcta dichos eventos con los cambios de presión, y tomar como base la teoría de señales en la cual se menciona que se necesita conocer la entrada I (gasto) y la salida O (presión). En esta etapa también se van sincronizando en tiempo, los datos de producción tanto el asignado como el reportado de los aforos.

Todo este proceso tiene como finalidad unificar en un solo archivo los datos de presión y producción (archivo maestro). Es de notarse que el tiempo de validar, depurar y organizar los datos es arduo, lento y consume mucho tiempo, pero es una etapa de gran importancia que requiere un buen equipo de cómputo y experiencia; ya que al procesar datos por cada mes con información en intervalos de cada 30 segundos se procesan aproximadamente 86,400 datos (tiempo y presión).

Algunos aspectos generales que han sido considerados durante el procesamiento de datos, y que se recomienda tomar en cuenta para minimizar los errores, son:

- Considerar un tiempo cero para sincronizar todos los archivos.
- Revisar que el formato de fecha y hora sea congruente en todos los archivos a

procesar, los más comunes son día/Mes/año y HH/mm/seg.

- La ausencia de datos en una columna originará errores al importar los datos al software, si no se detecta durante el procesamiento de la información.
- De forma similar sucede cuando hay ausencia de datos en los renglones.
- Valores erróneos de presión en cientos de órdenes de magnitud mayor (Outliers), los cuales son eliminados directamente del archivo maestro.
- El cambio de horario. Particularmente éste punto causa que tengamos un desfaseamiento en tiempo y debe de ser corregido (Ver figura 2.6)
- Archivos con duplicidad o repetición de la misma fecha.

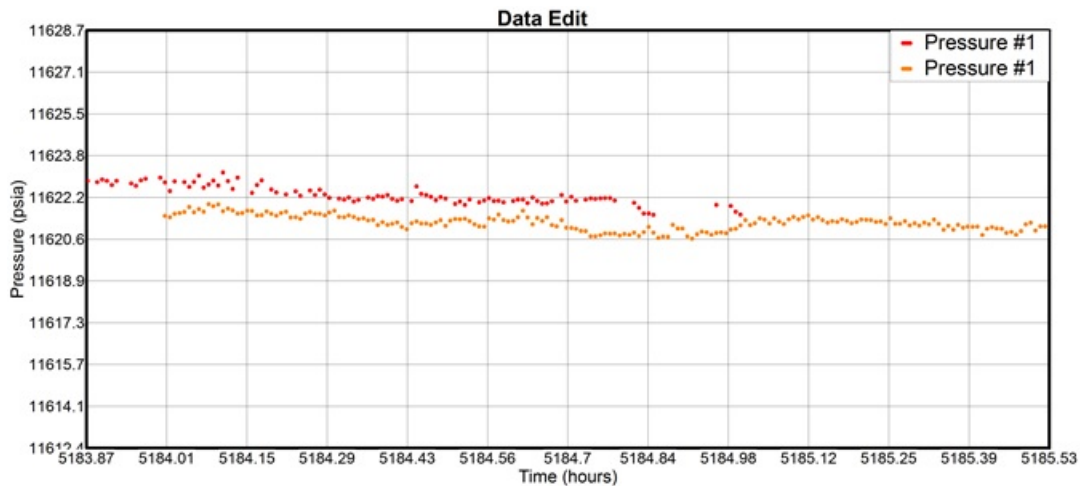


Figura 2.6: Traslape de datos de presión del sensor por cambio de horario

Durante todo el proceso que se realiza en la manipulación de los datos del sensor de presión-temperatura. Para tener una buena calidad en los datos cualquier modificación se deben resolver las preguntas **¿Por qué?** y **¿Para qué?** que tiene como finalidad no hacer uso de filtros o eliminación de datos sin conocimiento del origen de la anomalía.



# Capítulo 3

## Resultados y discusión

### 3.1. Pozo I36

El pozo está terminado en agujero descubierto en la formación JSK de 5939(m) a 6010(m), es así que se tiene un espesor de 71 (m) de intervalo abierto al flujo. El pozo atravesó la cima del JSK a 5950 (m). El sensor se encuentra en el aparejo de producción en la sección de 3.5 (pg) de diámetro a 4908 (m)de profundidad. Inicia producción el 14 de diciembre de 2016 con una gasto promedio de 7300 (BPD) y con una presión en la cabeza de 5404 (psi). Al 7 de junio de 2018 el pozo ya se encontraba produciendo 1200 (BPD) con un corte de agua de 24 por ciento por un estrangulador de 0.5 (pg)de diámetro. La historia de producción se muestra en la figura 3.1.

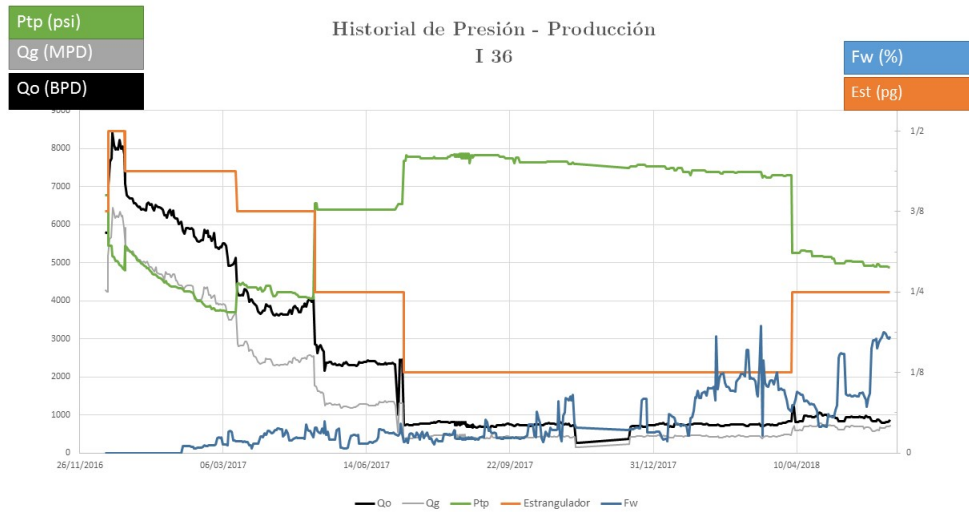


Figura 3.1: Historial de producción Pozo I36, del campo Jurásico Superior Kimeridgiano.

### 3.1.1. Análisis

#### Datos utilizados para análisis:

Radio del pozo  $r_w = 0.27$  (pie)

Espesor  $h = 232$ (pie)

Porosidad  $\phi = 0.067$  (fracción)

Saturación de agua  $S_w = 0.021$  (fracción)

Factor de volumen  $B_o = 1.493$  (Blacy/Blacs)

Viscosidad del aceite  $\mu_o = 0.498$  (cp)

Compresibilidad total  $C_T = 20 \times 10^{-6} (\text{psi})^{-1}$

Los datos de presión de fondo del sensor fijo, sincronizados con la producción del pozo, se muestran en la Figura 3.2.

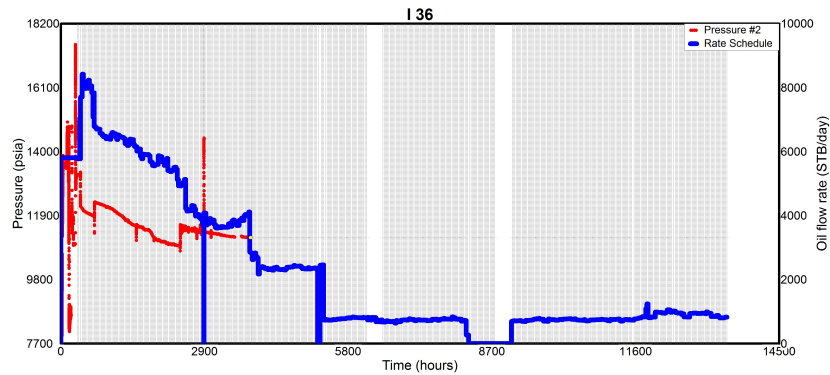


Figura 3.2: Presión de fondo del sensor fijo y producción Pozo I36

Parte del proceso de análisis es seleccionar un periodo en el que se observe un buen comportamiento del gasto (constante) y que permita analizar los datos de presión. En este caso se selecciona un período de decremento casi al inicio de la producción, figura 3.3.

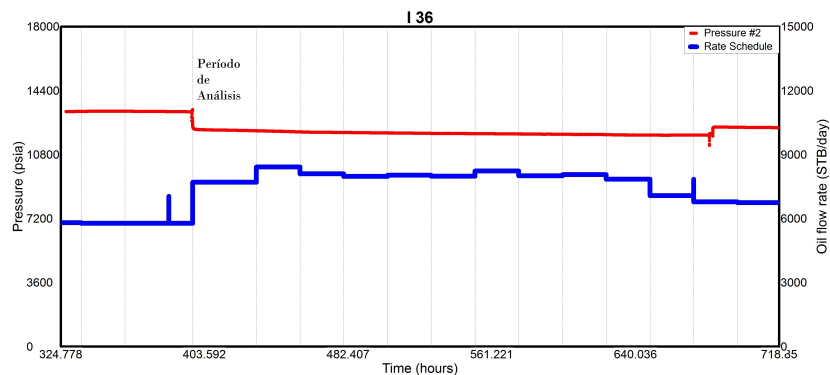


Figura 3.3: Selección de un decremento para el análisis Pozo I36

**Gráfica de diagnóstico.**-En la figura 3.4, se muestran la gráfica de diagnóstico de un decremento tomado del primer mes de producción; para el trazo de las pendientes se hace en la función derivada de presión, es así que, en cuanto al modelo



de flujo, se determina un flujo esférico (pendiente  $-1/2$ ), y en cuanto a las fronteras, el yacimiento que se comporta como un sistema cerrado ya que se observa un flujo pseudo-estacionario (pendiente 1).

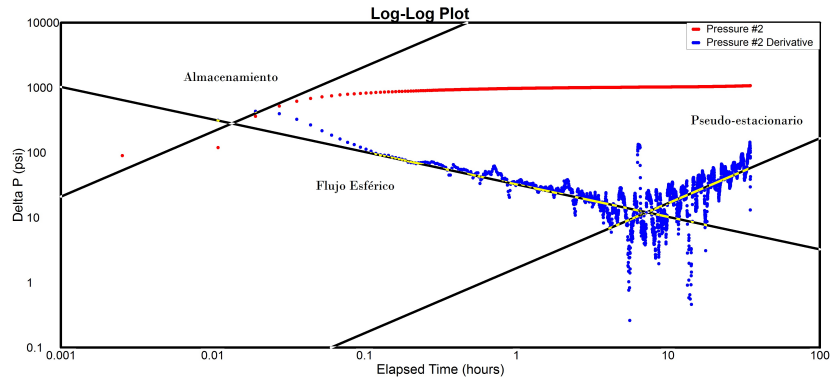


Figura 3.4: Gráfica de diagnóstico Pozo I36

En una revisión del comportamiento de la producción del gasto de aceite, se observa una fuerte declinación en los primeros 6 meses; al analizar los datos (figura 3.5) se diagnostica una declinación de tipo exponencial la cual muestra que el yacimiento se comporta como un sistema cerrado y se confirma lo observado en la figura 3.4, para éste pozo.

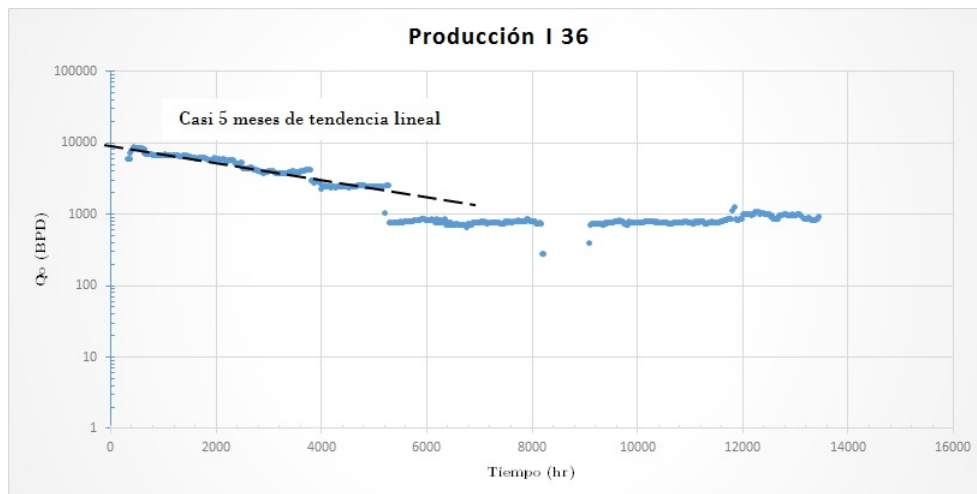


Figura 3.5: Análisis de la producción Pozo I36

### 3.1.2. El modelo de pozo parcialmente penetrante

Es un modelo que considera que el pozo no atraviesa totalmente la formación y eso origina que se tenga un flujo de geometría de flujo esférica (Figura 3.6).

El flujo esférico ha sido estudiado por varios autores (Kohlhaas, 1982). En general el flujo esférico es encontrado en pozos que son terminados en yacimientos de gran espesor y solo una parte está expuesta al flujo. En la literatura esto es referido como un problema de entrada limitada y el periodo de flujo esférico ocurre durante la transición entre dos periodos de flujo radial cilíndrico, y se genera un efecto de pseudo-daño.

El modelo de penetración de parcial considera que el yacimiento es homogéneo y solo una parte del intervalo está abierta al flujo en el pozo, por lo que existe un flujo radial horizontal temprano hacia el pozo; posteriormente se presenta un flujo esférico y al final un flujo pseudo-radial en donde todo el espesor  $h$  aporta fluidos al pozo y se se presenta una convergencia del flujo del yacimiento al pozo ( Figura 3.6 ). Los parámetros asociados incluyen:

- Permeabilidad radial ( $k$ )
- Daño ( $s$ ) verdadero o mecánico
- Permeabilidad vertical ( $kz$ )
- Intervalo perforado (o disparado) ( $hp$ )
- Distancia desde la cima del yacimiento hasta la parte superior de las disparos ( $htop$ )
- Permeabilidad radial en los disparos ( $kp$ )

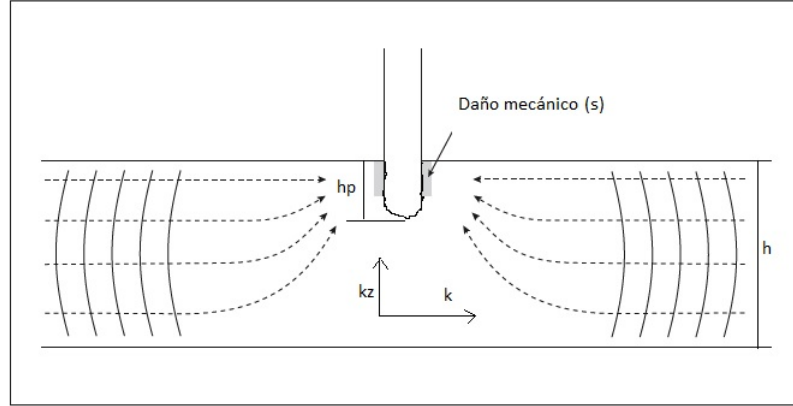


Figura 3.6: Modelo de pozo parcialmente penetrante

La ecuación 3.1 representa el cambio de presión para una geometría de flujo esférico cuando el pozo produce a gasto constante, solución conocida como punto fuente.

$$\Delta p = \frac{70.6qB\mu}{kr_w} - \left[ 70.6qB \left( \frac{\phi c_T}{\pi 2.637 \times 10^{-4}} \right)^{1/2} \left( \frac{\mu}{k} \right)^{3/2} \right] t^{-1/2} \quad (3.1)$$

La ecuación 3.1, indica que una gráfica del cambio de presión contra el inverso de la raíz cuadrada del tiempo da una línea recta cuya pendiente ( $m_{sph}$ ) permite evaluar la permeabilidad  $k_{sph}$  de la formación, como lo muestra la ecuación 3.2. Por otra parte, de la ordenada al origen ( $b_{sph}$ ) se puede estimar el radio efectivo de la esfera (pozo) y está dado por la ecuación 3.3. Este es un radio ficticio para el caso de un pozo parcialmente penetrante.

$$k_{esf} = \mu \left( \frac{70.6qB}{m_{sph}} \right)^{2/3} \left( \frac{\phi c_T}{\pi 2.637 \times 10^{-4}} \right)^{1/3} \quad (3.2)$$

$$r_{esf} = \frac{70.6qB}{k_{esf} b_{sph}} \quad (3.3)$$

La permeabilidad vertical ( $kz$ ) es factible obtenerla mediante la ecuación 3.4.

$$k_z = (2453B\mu q)^2 \frac{\phi\mu c_T}{m^2 k^2} \quad (3.4)$$

### 3.1.3. Resultados

De las gráficas especializadas para flujo radial ( $\Delta p$  Vs  $Logt$ ) , y flujo esférico ( $\Delta p$  Vs  $t^{-1/2}$ ) , se calculan los parámetros asociados al modelo de pozo parcialmente penetrante (Figuras 3.8 y 3.7 ).

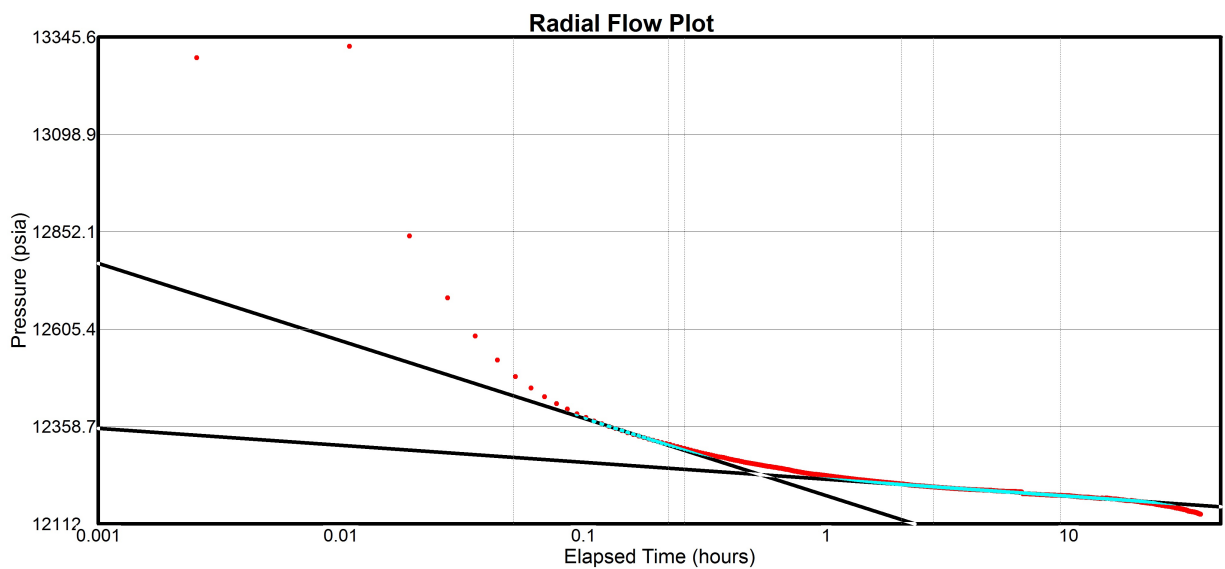


Figura 3.7: Gráfica especializada para flujo radial

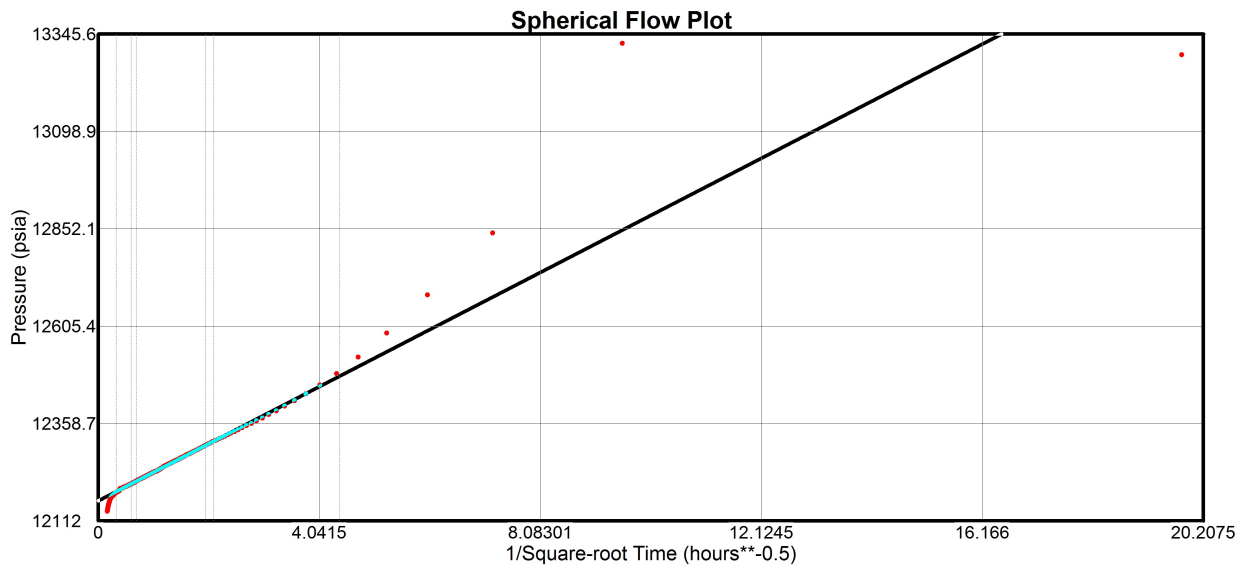


Figura 3.8: Gráfica especializada para flujo esférico

Los resultados del análisis son:

$$k = 33.5 \text{ (md)}$$

$$s = 0.1 \text{ (adim)}$$

$$kz = 6 \text{ (md)}$$

$$C_s = 0.003 \text{ (Bl/psi)}$$

$$L = 1200 \text{ (pie)}$$

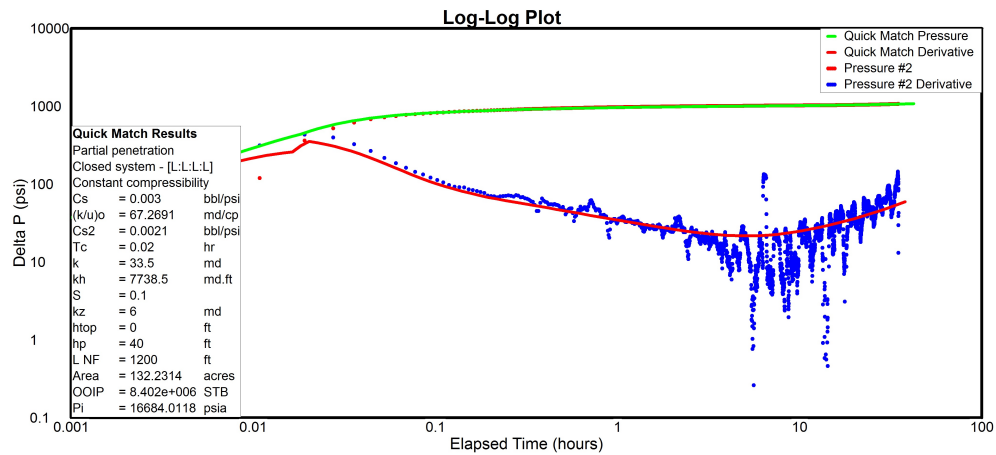


Figura 3.9: Validación del modelo de flujo, pozo parcialmente penetrante con yacimiento de comportamiento finito

Con los resultados obtenidos del análisis de la prueba, el modelo analítico de Pozo Parcialmente penetrante, con el pozo localizado al centro de un sistema cerrado a una distancia a las fronetas de 1200 (pie), se realiza la simulación mediante el software. Como se observa en la figura 3.9 se logra un buen ajuste de los datos de presión y de la función derivada.

En la figura 3.10, se presenta un buen ajuste (serie de datos en color verde) de los datos del sensor de fondo con los parámetros calculados asociados al modelo de flujo; la diferencia en valor absoluto, que existe entre los datos reales (serie de datos en color rojo) y la simulación (serie de datos en verde) a lo largo de todo el tiempo va desde valores 10 (psi), 50 (psi) hasta 100 (psi); pero esto es debido a variables como el ruido en los datos y la inestabilidad del gasto en el pozo. Así mismo, se ha determinado un área de drene al pozo la cual permite estimar un volumen de hidrocarburos asociado de  $8.4 \times 10^6$  (STB); y a la fecha del estudio se tiene una  $Np = 1.24 \times 10^6$ , por lo tanto, se tiene un  $FR = 14.7$

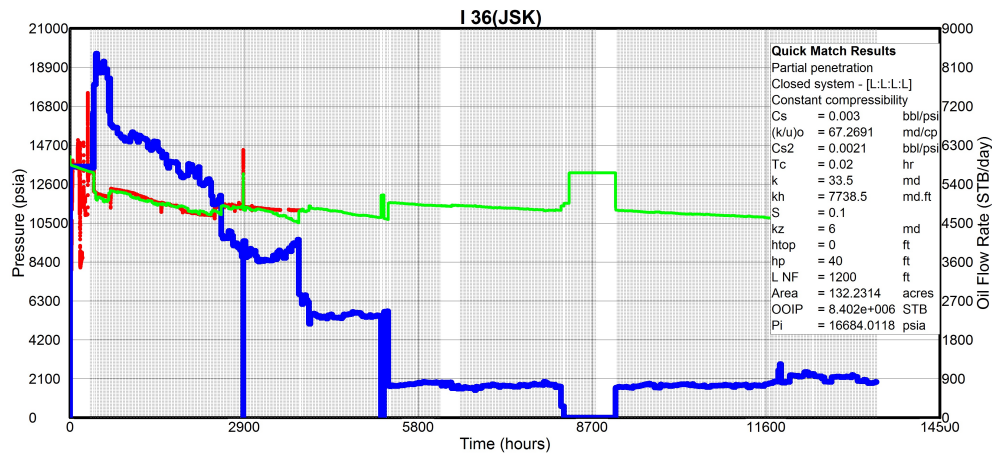


Figura 3.10: Ajuste de los datos presión del sensor de fondo (PDG), con el modelo de flujo determinado

## 3.2. Pozo I53

El pozo I53 está terminado en agujero descubierto de 5 5/8 (pg) exponiendo el intervalo 5863 (m) a 5923 (m) de la formación JSK, se instaló sensor fijo de presión en la tubería de producción a una profundidad de 4953 (m) esto es a 910 (m) de la cima de la secuencia sedimentaria JSK. El pozo comienza su producción en abril del 2017 con un gasto promedio de 5200 (BPD) por un estrangulador de 1/2 (pg) y presión en cabeza de 3982 (psi); comenzó a producir agua en febrero del 2018. La producción de aceite a junio del 2018 fué de 12364 (BPD) con una fracción de agua de 67 por ciento. La historia de producción se muestra en la figura 3.11.

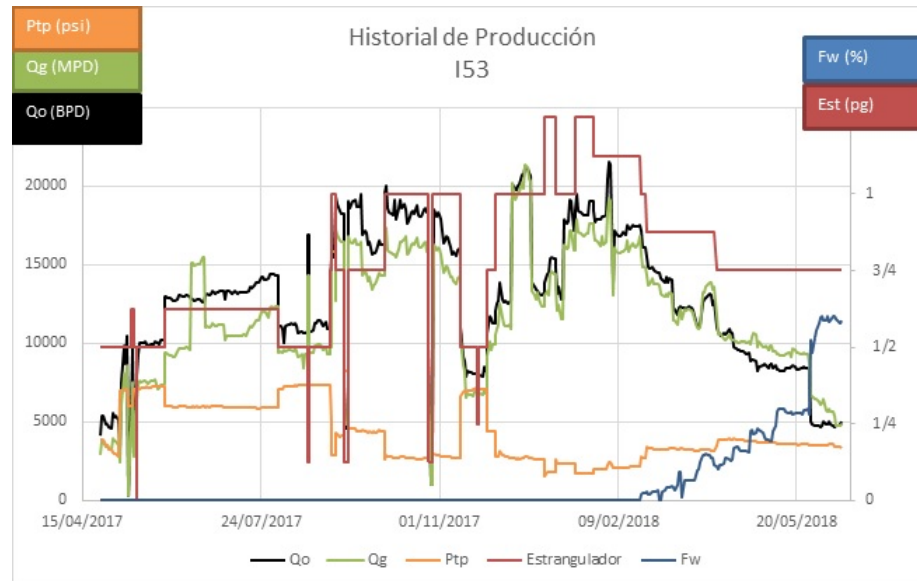


Figura 3.11: Historial de producción Pozo I53

### 3.2.1. Análisis

Una vez procesados los datos del sensor, así como el filtrado, se seleccionan los periodos de interés para análisis.

#### Datos utilizados para análisis:

Radio del pozo:  $r_w = 0.234$  (pie)

Espesor  $h = 705$ (pie)

Porosidad  $\phi = 0.067$  (fracción)

Saturación de agua  $S_w = 0.021$  (fracción)

Factor de volumen  $B_o = 1.493$  (Blacy/Blacs)

Viscosidad del aceite  $\mu_o = 0.498$  (cp)

Compresibilidad total  $C_T = 20 \times 10^{-6} (\text{psi})^{-1}$



Los datos de presión de fondo del sensor fijo, sincronizados con la producción del pozo, se muestra en la Figura 3.12.

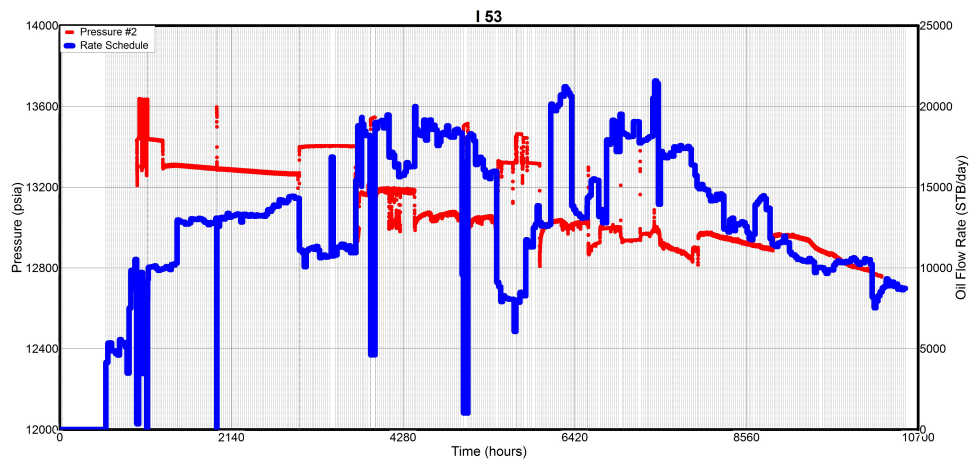


Figura 3.12: Presión de fondo del sensor fijo y producción Pozo I53

**Gráfica de diagnóstico.**-En la figura 3.13, se muestra la gráfica de diagnóstico de tres periodos tomados de distintas fechas. Se observa que las derivadas presentan un comportamiento similar, lo que indica que el modelo de flujo del yacimiento no ha cambiado. Para hacer la selección del modelo de ajuste se selecciona solo el periodo número dos (Pressure 2), serie de datos en color azul.

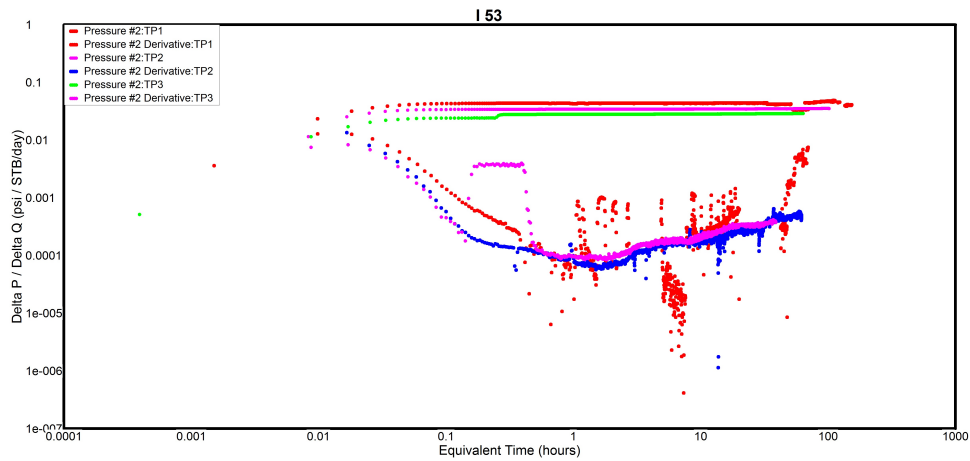


Figura 3.13: Tres periodos de flujo, muestran el mismo comportamiento Pozo I53

En cuanto al modelo de flujo se asocia un modelo de doble porosidad pseudo-estacionario (figura 3.14) con un flujo lineal en el yacimiento (pendiente 1/2).

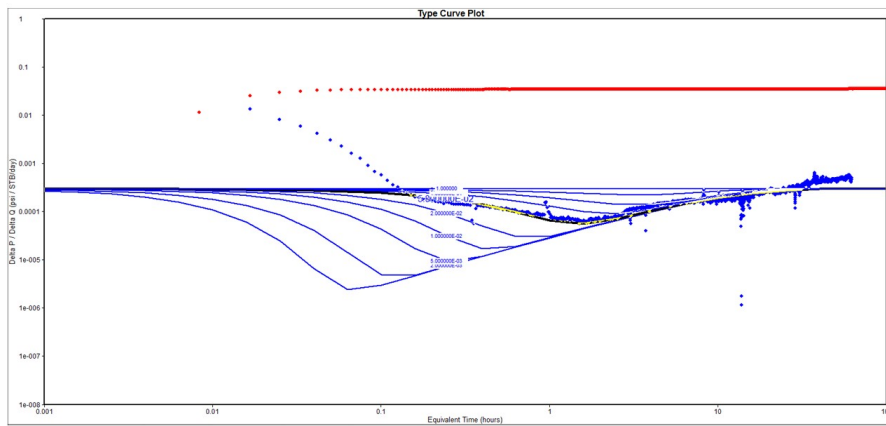


Figura 3.14: Gráfica de diagnóstico Pozo I53

### 3.2.2. El modelo de Doble Porosidad Pseudo-estacionario

Este es el típico modelo para Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF); donde se considera que la formación está compuesta por dos medios, el primero, un

sistema de fracturas y el segundo la matriz de la roca. El sistema de fracturas son los canales de flujo de alta conductividad y a través de éstas llega el fluido al pozo; los hidrocarburos están almacenados en la matriz y las fracturas, donde la matriz alimenta a las fracturas. Los modelos propuestos consideran formas regulares de los bloques de matriz y donde la transferencia de fluidos entre la matriz y las fracturas se lleva a cabo mediante condiciones de flujo pseudo estacionario o transitorio.

Los bloques de matriz son representados por cubos, paralelepípedos, cilindros o esferas. El comportamiento del modelo de doble porosidad está caracterizado por varios parámetros adimensionales. Warren y Root (1963), obtuvo una expresión (Ecuación 3.5) para la presión como una función del tiempo, la capacidad de almacenamiento de las fracturas ( $\omega$ ) y la función de transferencia entre matriz y fracturas ( $\lambda$ ) tanto para el comportamiento de yacimiento infinito y el comportamiento finito, para un pozo que produce a gasto constante. Consideró que el flujo de la matriz a las fracturas es bajo un régimen de flujo pseudo-estacionario (restringido).

$$P_{WD} = 1/2 \left[ \ln t_D + 0.80908 + E_1 \left( \frac{-\lambda t_D}{\omega - \omega^2} \right) - E_1 \left( \frac{-\lambda t_D}{1 - \omega} \right) \right] \quad (3.5)$$

La definición de las variables adimensionales de la ecuación 3.5 son:

$$P_{WD} = \frac{k_f h \Delta P}{\alpha q_o B_o \mu_o} \quad (3.6)$$

$$t_D = \frac{k_f t}{r_w^2 \mu (\phi c_T)_{m+f}} \quad (3.7)$$

$$\omega = \frac{\phi_f c_f}{\phi_m c_m + \phi_f c_f} \quad (3.8)$$

$$\lambda = \alpha r_w^2 \frac{k_m}{k_f} \quad (3.9)$$

El trabajo original de Warren y Root (1963) no incluía el efecto de almacenamiento. Este fue introducido por Mavor y Cinco Ley en 1970 y, Bourdet y Gringarten

en 1980 presentaron un conjunto de curvas tipo para el análisis de los datos. Posteriormente, Dominique Bourdet y colaboradores en 1989 presentaron una extensión del trabajo incluyendo la función derivada. Moench (1984) demostró que el aparente régimen de flujo pseudo-estacionario entre los bloques de matriz y las fracturas es resultado de un daño en la superficie de contacto entre los bloques y fracturas (daño interporoso). Las fracturas están parcialmente llenas por depósito de minerales o precipitación química.

Se encontró que existen tres principales regímenes en el modelo de Warren y Root (1963), con las siguientes consideraciones:

- A tiempos cortos, se presenta el flujo en las fracturas, cuando la aportación de la matriz es despreciable. Se comporta como un sistema homogéneo, en el cual solo el sistema de fracturas está actuando.
- A tiempos intermedios, durante el régimen de transición se da el inicio para que los bloques de matriz tengan aporte de fluidos hacia las fracturas.
- Posteriormente, la presión de los bloques de matriz se iguala a la presión de las fracturas que lo rodean, por lo que se alcanza un comportamiento homogéneo conocido como régimen total de flujo.

Para el caso del pozo I53, en el periodo de análisis se puede interpretar un comportamiento de dos flujos radiales (figura 3.15). El primer periodo de flujo radial tiene una duración de casi media hora, iniciando a los 16 minutos de que se inicia el transiente; el segundo periodo de flujo radial inicia a las 2.27 horas con una duración de 1.5 horas.

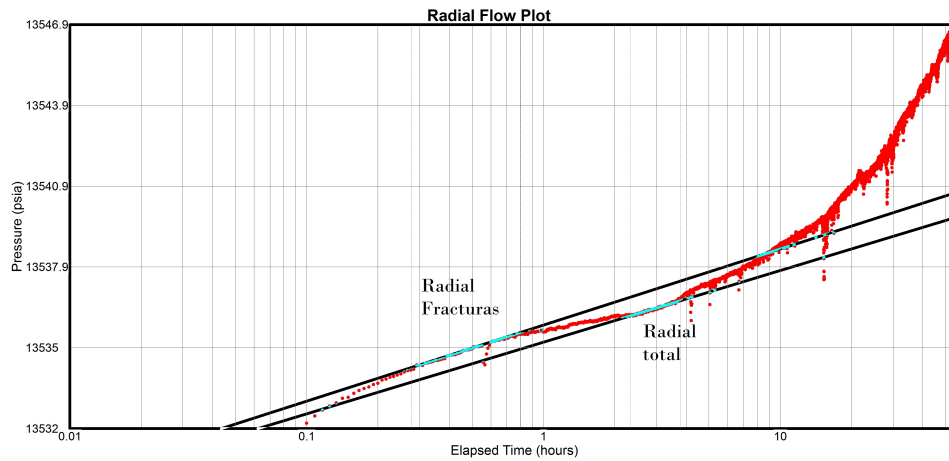


Figura 3.15: Gráfica semi-log Pozo I53

**Los resultados del análisis son:**

Modelo de Doble Porosidad Pseudo-estacionario, con fallas paralelas.

$$k = 300 \text{ (md)}$$

$$s = 60 \text{ (adim)}$$

$$w = 0.08 \text{ (adim)}$$

$$\lambda = 7.9 \times 10^{-8}$$

$$L = 1400 \text{ (pie)}$$

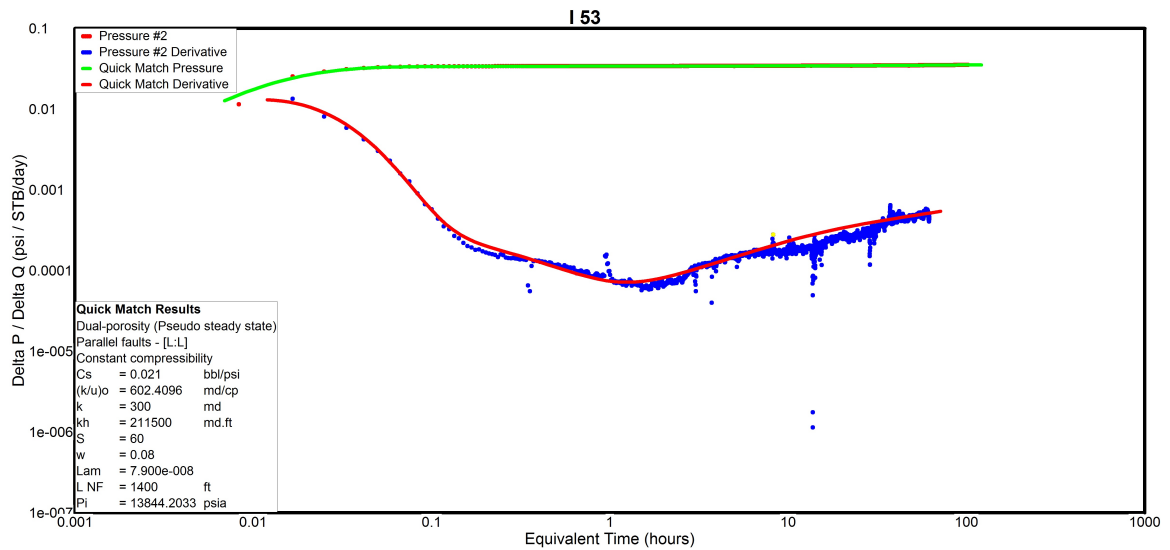


Figura 3.16: Validación del modelo de flujo, doble porosidad con flujo lineal en el yacimiento

En la figura 3.17, se presenta un buen ajuste (serie de datos en color verde) de los datos del sensor de fondo con los parámetros calculados y asociados al modelo de flujo; en la última porción de los datos del sensor, no se logra el ajuste debido a que al hacer un análisis de los pozos vecinos se observa una interferencia de producción del pozo I12 sobre el I53; este efecto del pozo I12 sobre el I53 se muestra en la Figura 2.4. La serie de datos del pozo I53 en color verde tiene un efecto inverso con la serie de datos en color rojo del pozo I12.

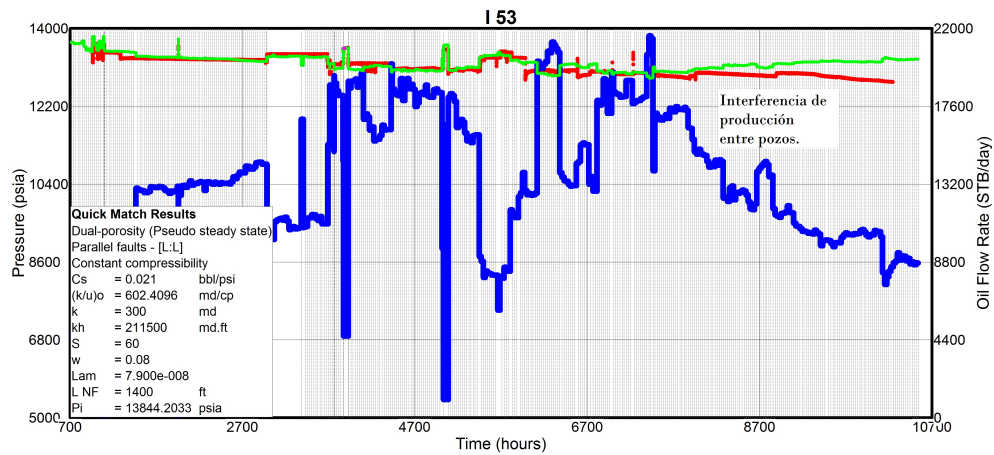


Figura 3.17: Ajuste de los datos presión del sensor de fondo (PDG), con el modelo de flujo determinado

Para verificar éste efecto de interferencia entre pozos, se procesan los datos de producción del pozo I-12 sincronizando los datos de tiempo a la misma fecha (tiempo cero) del pozo I53. Posteriormente se cargan los datos de producción en el archivo de trabajo de PANSYTEM, y se utiliza el módulo de “Advanced Simulation-Well Test Desing”, éste permite ingresar hasta 5 pozos activos considerando uno de ellos como el principal, en el cual se verá el efecto de los otros cuatro. Para éste caso de estudio solo se consideraron dos pozos, el principal que es el I-53 y un pozo activo el I-12. La posición relativa de los pozos vecinos al I-53 se muestran en la figura 3.18

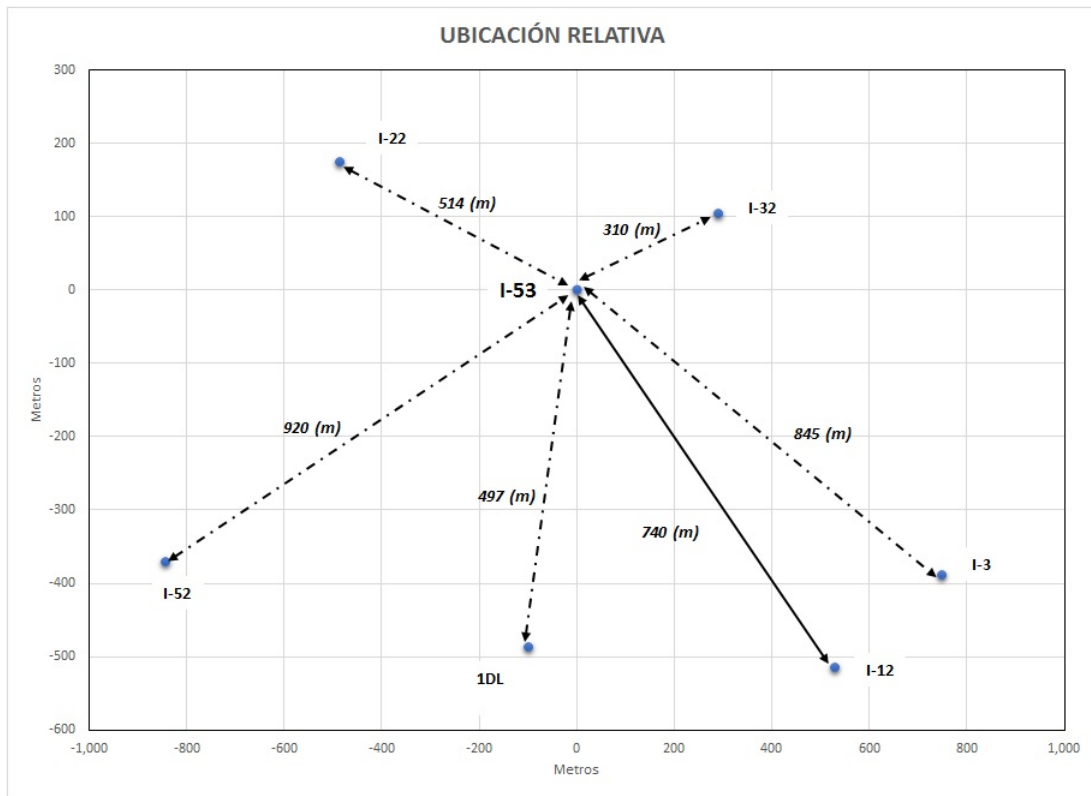


Figura 3.18: Ubicación relativa de pozos

Se realizaron dos corridas, una sin el pozo I-12 para verificar en éste módulo del software que la reproducción del comportamiento de presión era el mismo que el de la figura 3.17, y el ajuste fue idéntico; posteriormente, se realizó la segunda corrida pero ya considerando el efecto de la producción del I-12; la simulación tardó aproximadamente dos horas por la gran cantidad de datos.

El ajuste es bastante bueno pero aún al final quedaron algunos datos fuera del ajuste, se infiere que otro pozo está haciendo interferencia, sin embargo, en el análisis visual del comportamiento de la producción de los pozos vecinos no se presenta la entrada de un nuevo pozo, razón por la cual aún queda pendiente definir con precisión este último comportamiento (figura 3.19 ). Con esto se confirma la interferencia de producción entre pozos, pero más que eso, se determina una dirección preferencial



de flujo, ya que, el pozo I-32 está a una distancia de 310 (m) lo que lo hace estar mas cercano, pero no tiene una influencia en el pozo I-53.

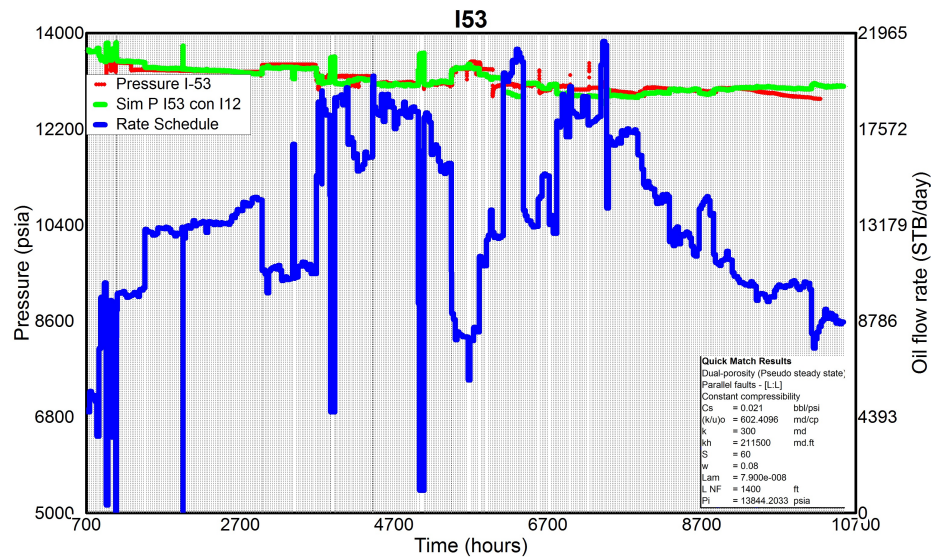


Figura 3.19: Ajuste de la presión considerando interferencia de producción del pozo I-12

### 3.3. Pozo I74

El pozo I74 está terminado con liner liso y disparado en el intervalo 5510 (m) a 5560 (m) en la formación del Cretácico Medio. Comenzó a producir en junio de 2016 con un gasto promedio diario mensual de 11250 (BPD), tiene una producción aun en etapa transitoria en el rango de 24000 a 25000 (BPD), ya que, en el comportamiento de la producción no se observa una declinación; a partir de marzo de 2018, se presenta la irrupción de agua del yacimiento alcanzando a junio de 2018 un corte de agua de 31 %. La historia de producción del pozo se muestra en la figura 3.20. Con respecto a los datos de presión, el sensor fue instalado el 26 de mayo del 2016 a una profundidad de 4472 (m), esto es, a una distancia de 1073 (m) al nivel medio de los disparos. El sensor continúa operando de forma correcta.

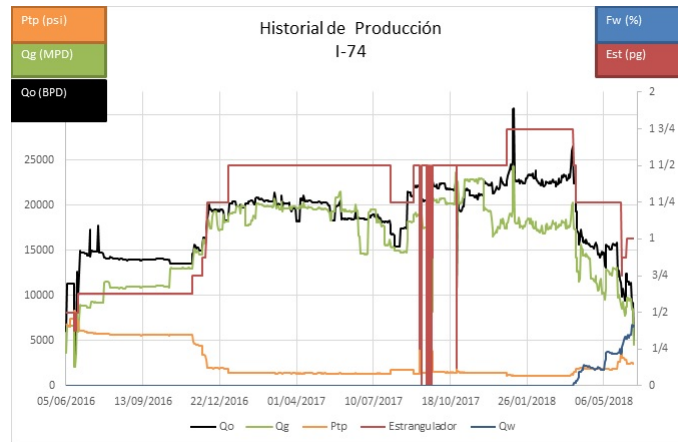


Figura 3.20: Historial de producción Pozo I74

### 3.3.1. Análisis

El caso de este pozo es particular, ya que, se tiene una información continua del sensor previo a la delimitación de periodos de análisis. En la figura 3.21 se muestra una porción de la reducción del 35 % de datos, la serie de datos en color rojo son los datos originales con una frecuencia de 30 segundos. Esto se aplicó a todos los datos pero cuidando las tendencias; en algunas otras porciones la reducción fue del 50 %. El proceso mencionado se aplicó a todos los años de registro del sensor por periodos donde la tendencia no tiene grandes variaciones. Para los periodos identificados como cambios de estrangulador o cierres de pozo y en caso de ser necesario, se utilizó una reducción tipo logarítmica para cuidar que la densidad de puntos en intervalos de tiempo importantes.

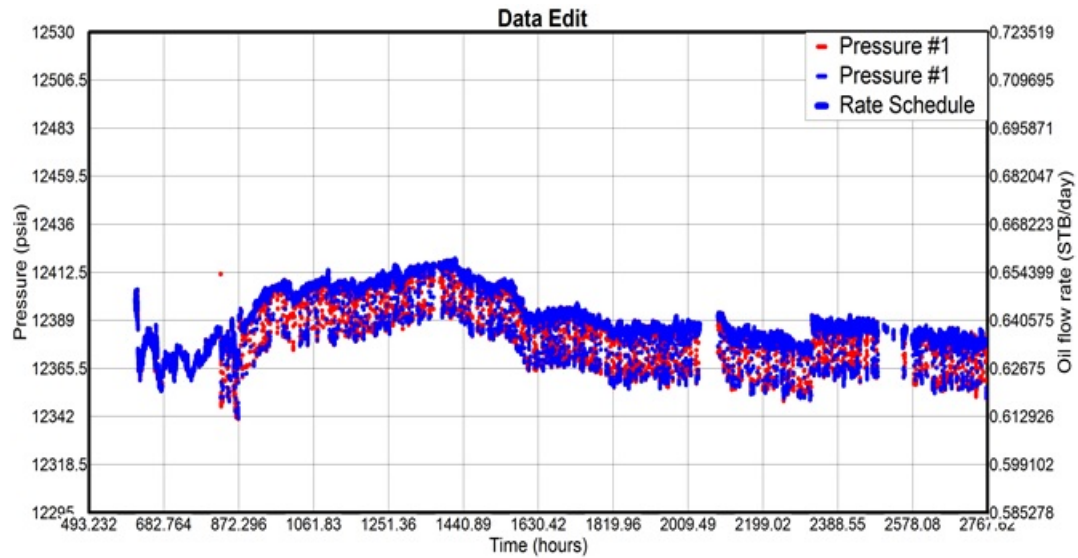


Figura 3.21: Ejemplo de eliminación de datos. La serie de datos en color azul tiene un filtro tipo Wavelet del 35 %.

#### Datos utilizados para análisis:

Radio del pozo:  $r_w = 0.27$  (pie)

Espesor  $h = 180$  (pie)

Porosidad  $\phi = 0.05$  (fracción)

Saturación de agua  $S_w = 0.3$  (fracción)

Factor de volumen  $B_o = 1.4$  (Blacy/Blacs)

Viscosidad del aceite  $\mu_o = 0.6$  (cp)

Compresibilidad total  $C_T = 20 \times 10^{-6} (\text{psi})^{-1}$

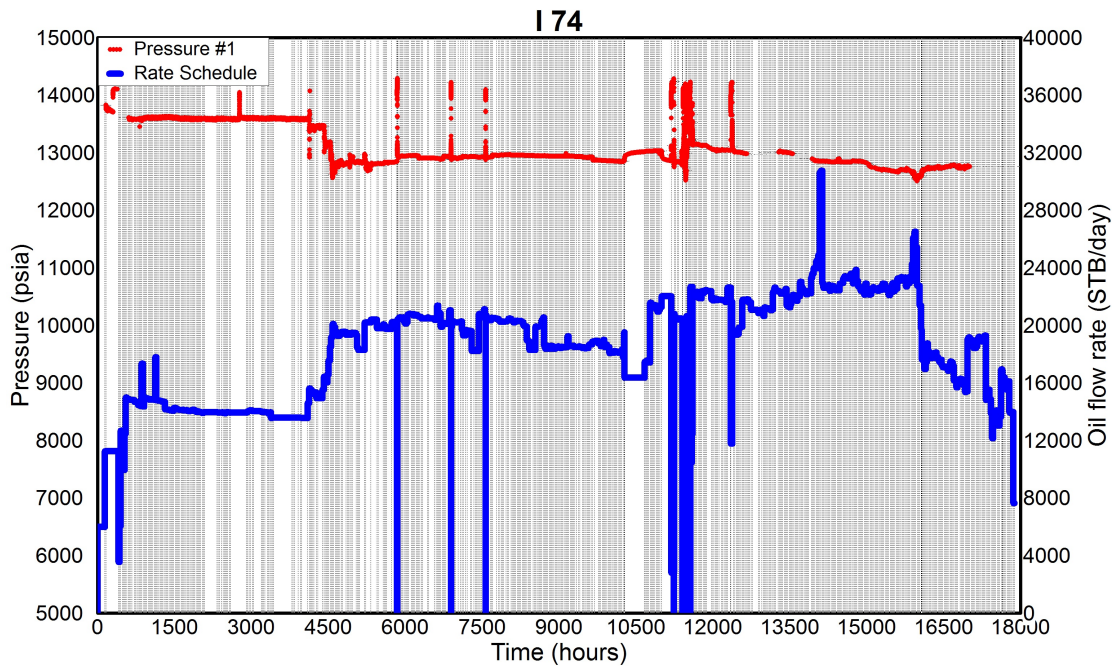


Figura 3.22: Presión de fondo del sensor fijo y producción Pozo I74

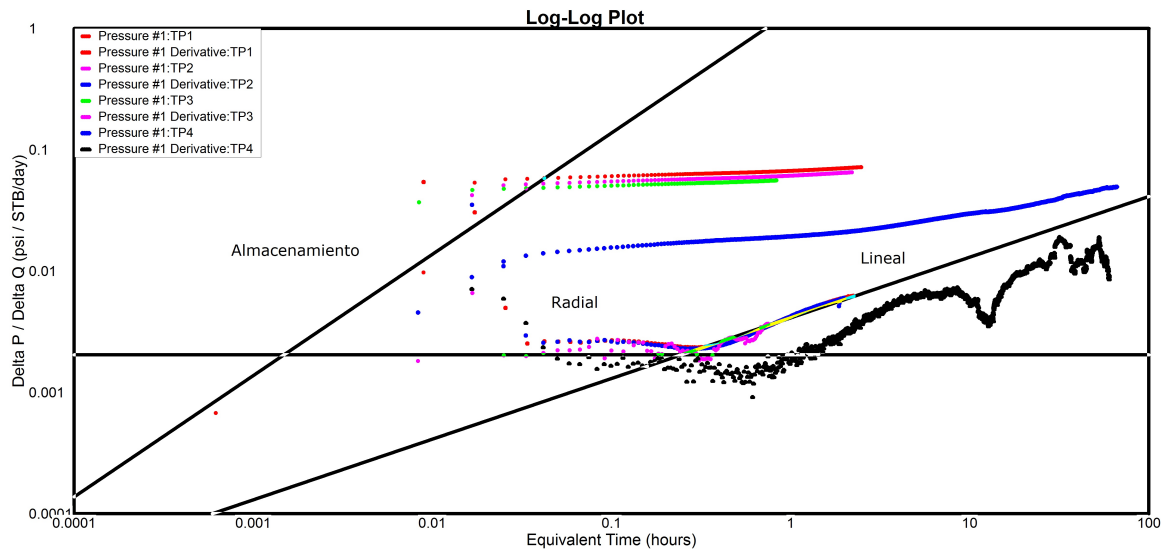


Figura 3.23: Gráfica de diagnóstico Pozo I74

Los datos de presión de fondo del sensor fijo, sincronizados con la producción

del pozo, se muestran en la Figura 3.22. En la cual, se realiza la delimitación de los periodos de flujo de interés que puedan ser analizables. Para el análisis se tomó el gasto registrado mediante los aforos y considerando el diámetro del estrangulador.

### 3.3.2. Gráfica de diagnóstico:

Con la figura 3.23, se hace el diagnóstico del modelo de flujo del cual se calculan los parámetros asociados. Se observa una geometría de flujo radial (pendiente 0) y posteriormente un flujo lineal (pendiente 1/2); en el caso del comportamiento de flujo lineal se asocian dos barreras de tipo impermeable para poder representarlo; de esta manera, se asocia un modelo radial homogéneo con fallas paralelas. Adicionalmente, en la gráfica de diagnóstico (Figura 3.23 ), se observa cómo la serie de datos en color negro y azul corresponden al cuarto periodo (TP4) de análisis el cual presenta una apertura menor entre la  $\Delta P$  y la función derivada, comparada con la apertura de los tres periodos anteriores; esto es asociado a una disminución en el factor de daño (s), y tiene un impacto en el momento de simular el comportamiento de presión; por tal motivo, se debe utilizar daño variable.

### 3.3.3. Modelo radial homogéneo con fallas que se intersectan a ( $120^\circ$ ):

Este modelo básicamente considera dos límites verticales que se intersectan en un ángulo indicado por el valor mostrado entre paréntesis en la Figura 3.24. Las distancias L1 y L2 se miden desde el pozo hasta la falla considerando que son perpendiculares a cada falla (Figura 3.24). La limitación del modelo en el software es que solo considera que  $L1 = L2$ , y no tiene opción de que la distancia a las fallas sea variable, esto limita tener un buen ajuste en la prueba.

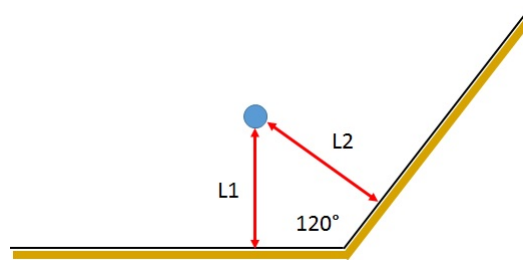


Figura 3.24: Modelo de fallas intersectantes a ( $120^\circ$ ), vista de planta

### 3.3.4. Resultados

De la gráfica especializada para flujo radial ( $\Delta p$  Vs  $Logt$ ) se calculan los parámetros asociados al modelo seleccionado. La existencia de dos líneas rectas en la figura 3.25 es debido a que a tiempos cortos se presenta un primer flujo radial en el pozo y a tiempos largos un periodo de flujo radial sectorial debido al efecto de las fallas; la intersección de ambas rectas permite estimar la distancia a las fallas.

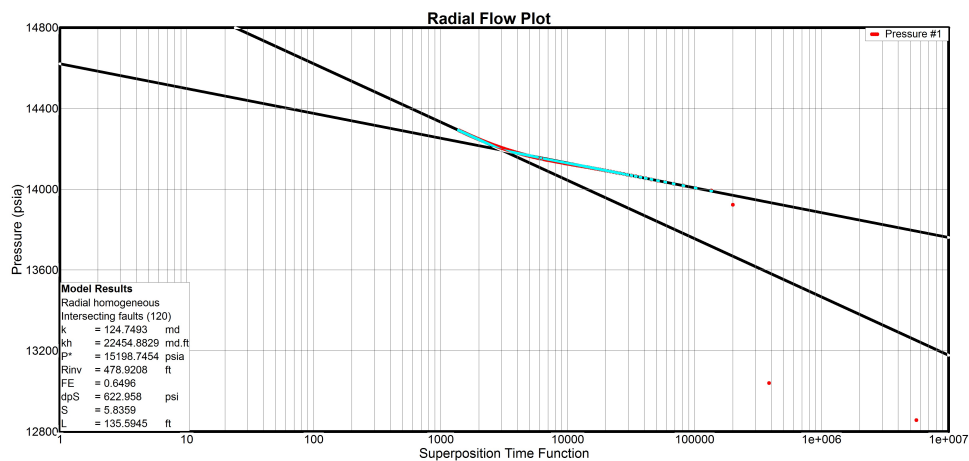


Figura 3.25: Gráfica especializada para el cálculo de parámetros asociados al modelo de flujo radial y distancia a las fallas

**Parámetros obtenidos del modelo radial homogéneo con fallas intersectantes**

$$C_s = 0.05 \text{ (Bl/psi)}$$

$$C_{s2} = 0.004 \text{ (Bl/psi)}$$

$$T_c = 0.009 \text{ (hr)}$$

$$k = 150 \text{ (md)}$$

$$s = 8.15 \text{ (adim)}$$

$$L_1 = L_2 = 180 \text{ (pie)}$$

$$P_i = 15213.3 \text{ (psi)}$$

En las figuras 3.26 y 3.27 se muestra el ajuste (serie de datos en verde) de la prueba seleccionada con los resultados obtenidos del análisis. Solo al final en la figura 3.27, se aprecia que no hay un buen ajuste de la serie de datos en verde con la serie de datos en color azul; esto se debe a que el modelo analítico no permite seleccionar que  $L_1$  y  $L_2$  sean distintas.

En la figura 3.28 se aprecia un ajuste muy bueno en los primeros 1.2 años (10800 hr) con los resultados y modelos seleccionado; sin embargo, el tiempo restante a partir de las 10800 h, existe un intervalo donde ya no se tiene un buen ajuste; al parecer, la producción asignada es mayor y esto hace que la presión simulada caiga por debajo de la real.

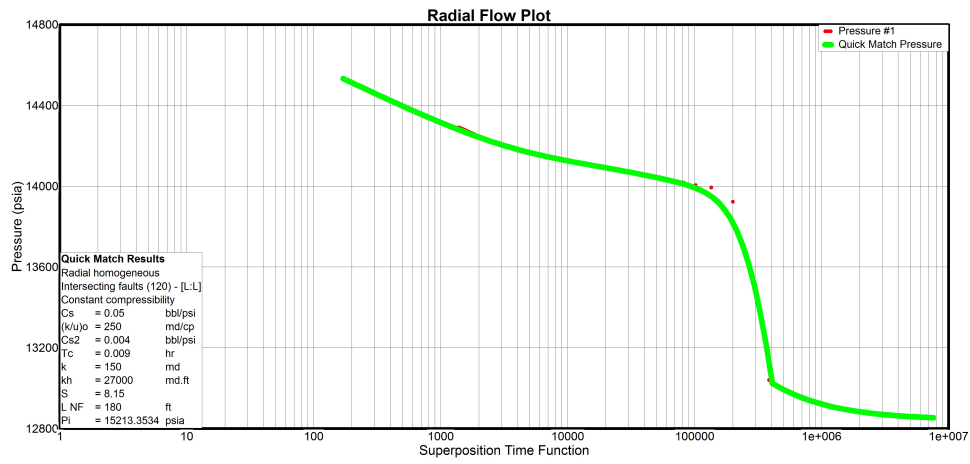


Figura 3.26: Validación del modelo de ajuste, gráfica semilog.

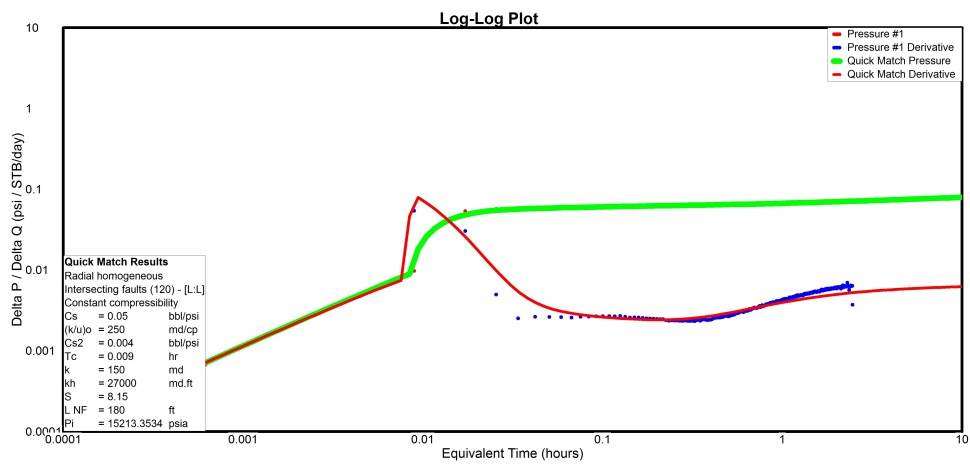


Figura 3.27: Validación del modelo de ajuste, gráfica Log-log.



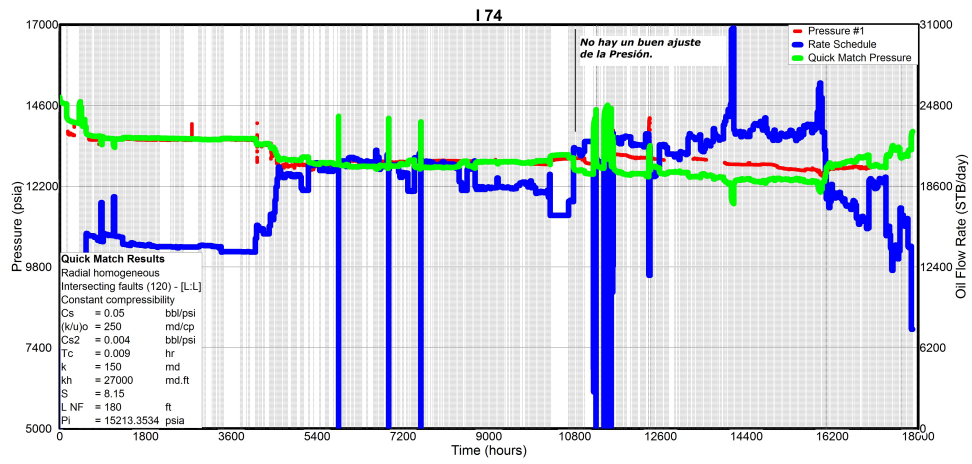


Figura 3.28: Validación del modelo de ajuste, gráfica Log-log.

# Capítulo 4

## Conclusiones, recomendaciones

### 4.1. Conclusiones

- La metodología plasmada y utilizada para el análisis de los sensores PDG de los tres pozos , es el resultado de años de experiencia en el análisis de datos de presión y producción.
- El presente trabajo, demuestra la utilidad de los sensores fijos de fondo (PDG) en un estudio de caracterización dinámica de yacimientos.
- Se entiende que la falta de medición continua del gasto, en éste tipo de sensores, es una debilidad de los PDG.
- La metodología de análisis y su aplicación en el presente trabajo demuestra la utilidad que tiene la caracterización dinámica de yacimientos, para optimizar la explotación de los yacimientos de hidrocarburos.

## 4.2. Recomendaciones

- Se requiere de profundizar en las técnicas de manejo de grandes volúmenes de datos, para minimizar tiempos y posibles errores en el procesado.
- Quien realice el análisis de datos del PDG, es necesario que desarrolle habilidades en el manejo de grandes cantidades de datos para minimizar tiempos de procesamiento y posibles errores humanos en el manejo de éstos.
- Reemplazar los sistemas PDG extraídos de los pozos, por sistemas de nueva generación y evitar la instalación del sistema PDG bajo condiciones de tormenta y alto oleaje.
- Implementar una metodología para recolectar datos de fallas de forma sistemática, justo después de que se presenten. El banco de datos tiene que ser actualizado de forma constante para tener una sola y consistente fuente de información para realizar estudios.
- Los operadores deben de trabajar en conjunto con los proveedores y quienes construyen los sensores para garantizar el control de la calidad durante todo el proceso.
- Implementar contratos de pago por dato siempre que sea conveniente. Este tipo de contrato obliga a la compañía de servicios a cumplir con objetivos confiables.

## 4.3. Líneas futuras de investigación

- Realizar investigación sobre convolución aplicada para el análisis de datos de sensores fijos (PDG).

- Aplicar la deconvolución para el análisis de PDG, y transformar el gasto variable en un gasto constante equivalente.
- Investigar sobre estudios recientes en el manejo de cantidades grandes de datos, tal como se hace en el Big Data en Ingeniería de Yacimientos (SPE-173445-MS).



# Bibliografía

- [1] Al-Buraikan, M et al. (2013). Pressure Transient Analysis of Data from Permanent Downhole Gauges. SPE Publications 163723.
- [2] Athichanagorn, W et al. (2002). Processing and Interpretation of Long-Term Data Acquired From Permanent Pressure Gauge. SPE Res Eval and Eng, 5 (5), 384-391.
- [3] Bourdet, D. (2002). Well Test Analysis: The use of Advanced Interpretation Models (1st ed). Elsevier.
- [4] Da Prat, G. (1990). Well Test Analysis For Fractured Reservoir Evaluation (1st ed). Elsevier.
- [5] De Oliveira, M et al. (2004). Reservoir Management Optimization Using Permanent Downhole Gauge Data. SPE Publications 90973-MS.
- [6] Frota, H et al. (2006). Reliability Evolution of Permanent Downhole Gauges for Campos Basin Sub Wells: A 10-Year Case Study. SPE Publications 102700-MS.
- [7] Gringarten, A. (2006). From straight lines to deconvolution: the evolution of the state-of-the art in well test analysis. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 11(1), 41-62.
- [8] Horne, R. (2007). Listening to the Reservoir-Interpreting Data Permanent Downhole Gauges. Journal of Petroleum Technology, 59 (12), 78-86.

- [9] Kikani, J., He, M. (1998). Multi-resolution Analysis of Long-Term Pressure Transient Data Using Wavelet Methods. SPE Publications 48966-MS.
- [10] Kohlhaas, C et al. (1982). Application of linear and Spherical Flow Analysis Techniques To Field Problems-Case Studies. SPE Publications 11088.
- [11] Kragas, T et al. (2002). Permanent Fiber Optic Monitoring at Northstar: Pressure/Temperature System and Data Overview . SPE Publications 76747-MS.
- [12] Matthews, R., Rusell, D. (1967). Pressure Buildup and Flow Tests in Wells. SPE Monograph, 1.
- [13] Mavor, M., Cinco-Ley, H. (1979). Transient Pressure Behavior Of Naturally Fractured Reservoirs. SPE Publications 7977-MS.
- [14] Moench, A. (1984). Double-Porosity Models for a Fissured Groundwater Reservoir With Fracture Skin. Water Resources Research, 20 (1), 831-846.
- [15] Ouyang, L., Kikani, J. (2002). Improving Permanent Downhole Gauge (PDG) Data Processing Via Wavelet Analysis. SPE Publications 78290-MS.
- [16] Stewart, G. (2011). Well Test Design and Analysis. Penwell.
- [17] Tago, J., Hernández A. (2017). A B-Spline Framework for Smooth Derivative Computation in Well Test Analysis Using Diagnostic Plots. Ground Water, 56 (1), 131-142.
- [18] Van Gsibergen, S., Vandeweijs, A. (2001). Reliability Analysis of Permanent Downhole Monitoring Systems. SPE Drill and Compl, 16 (1), 60-63.
- [19] Zubarev, Denis et al. (2017). Pressure Transient Analysis of Data from Permanent Downhole Gauge PDG: Case Studies Offshore Nigeria. SPE Publications 189140-MS.