



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN EN POZOS GEOTÉRMICOS
EXPLORATORIOS.**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO

PETROLERO

PRESENTA:

GUSTAVO ORTEGA JIMENEZ

Director de Tesis: Ing. Gallardo Ferrera Héctor Erick.

México D.F. Mayo 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.

Un agradecimiento especial al Dr. Gerardo Hiriart y al Ing. Salvador Espíndola por toda la confianza y el apoyo recibido durante todo este proceso.

Al Ing. Héctor E. Gallardo y al M.I Héctor M. Aviña, por su mentoría y apoyo sincero, pero sobre todo, por su amistad.

Al Ing. Marco Antonio Torres, por apoyarme con su amistad consejo y conocimiento.

A los Ingenieros, Mario Becerra, Israel Castro, y Francisco Castellanos, porque a pesar de sus múltiples actividades se dieron a la humilde tarea de apoyar este trabajo.

A ENAL por las facilidades que me brindaron para la realización de este trabajo.

A la UNAM, que dentro de sus aulas me forme como un hombre consiente y razonable.

Gustavo O.

Junio/2013.

AGRADECIMIENTOS.

Le doy gracias a Dios por dejarme nacer en el seno de una familia humilde y dejar que Doña Martha y Don Julio fueran mis padres y mediante ellos pudiera crecer, porque ella, mi madre, me enseñó la diferencia entre pobreza y humildad, entre lastima y compasión, ella es siempre humilde y compasiva a pesar de todo, él, mi padre me enseñó la diferencia entre el precio y el valor de las cosas, me enseñó que si uno quiere una vida digna y hermosa habrá que trabajar fuerte y acostumbrarse a levantarse, porque caer es obligatorio, pues la espina viene intrínseca a la rosa.

Le doy gracias a Dios por mis hermanos, Isabel, Julio, Ricardo, Beatriz y Miguel porque juntos aprendimos, a la mala, que la familia pequeña vive mejor sin embargo, sin ellos nunca hubiera aprendido el amor a la lectura, al deporte, al estudio, valores como el perdón, la paciencia, la tolerancia y el orgullo, pilares fundamentales en mi vida y sobre todo, nunca hubiera tenido cerca a esos angelitos a los que llamo sobrinos.

Agradezco a Dios por dejarme cruzar mi camino con Nay, que es mi novia y mi amante, pero sobre todo mi amiga, ella ha compartido conmigo su vida y nunca deja de alentarme porque tal vez sabe, mejor que yo, que aún resta mucho por hacer todavía, y a pesar de todos mis errores y defectos me ama y cuando alguien te ama, siempre hay que agradecer a quien te brinda esa democrática oportunidad.

A Dios gracias también por mis amigos, Ale Altamirano, Beto poza, Pp, Mau, Goyo, Chimpa, Guss Carranza, Chuy, Wada, Roberto, Fabián, Dani Vale, Cesarín, Ana Lilia, Dianita, Celene, Ale Santiago, Kari Santiago, Juan, Guby, Alicia, Gibran, Tope, Daniela, Pelon, Rudolph, Chiquilin, Chito, Dany, Pedro Bueno, Pedro malo, Dany V, Raquel, Tellez, Chino, Isi Flow, Hugo, El jefe, Chagoya, Mera, Toño, y Gabo, porque con todos ellos compartí el pan y el vino, las risas, los sueños, los ideales, los estudios, los exámenes, ganamos o perdimos pero siempre seguimos delante, y aunque ahora la vida nos separe, ellos saben que son parte importante de mi felicidad.

Gracias Dios por todo lo que me has dado, porque todo fue, es, y será según tu gracia.

Gustavo O.

Junio/2013.

INDICE.

NOMENCLATURA (en orden de aparición)	9
RESUMEN.....	11
OBJETIVO.....	11
INTRODUCCIÓN.....	11
CAPÍTULO 1, ANTECEDENTES.....	14
1.2 Yacimientos Geotérmicos.	17
1.3 Tipos de Yacimientos Geotérmicos.....	19
1.4 Recursos geotérmicos.	24
1.5 Sistemas geotérmicos.	25
1.6 Geotermia en el mundo.	27
1.7 Geotermia en México.	29
1.8 Conclusiones del capítulo.	31
CAPÍTULO 2, CONCEPTOS BASICOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS GEOTÉRMICOS.	33
2.2 Convección térmica.....	33
2.5. Calor latente de vaporización.	35
2.6 Porosidad.	35
2.7 Permeabilidad y ley de Darcy.....	37
2.7 Permeabilidad absoluta, efectiva y relativa.....	39
2.8 Saturación.	43
2.9 Calidad.....	43
2.9 Compresibilidad.	44
2.10 Conclusiones del capítulo.....	46
CAPITULO 3, IDENTIFICACIÓN DE ZONAS PRODUCTORAS Y SUS CARACTERISTICAS.....	48
3.1 Etapa de perforación.....	48
3.2 Etapa de calentamiento	50
3.3 Identificación de los mecanismos de producción y sus características.....	51
3.4 Comportamiento de las curvas de producción	54
3.5 Comportamiento de la entalpía.....	55
3.6 Comportamiento de los perfiles de presión dinámicos.....	56
3.7 Conclusiones del capítulo.	57

CAPÍTULO 4, CONCEPTOS BASICOS DEL ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN.....	59
4.1 Daño (S).....	60
4.2 Coeficiente de almacenamiento.....	62
4.3 Capacidad de flujo.....	64
4.4 Eficiencia de flujo.....	64
4.5 Pruebas de presión.....	65
4.6 Tipos de pruebas de presión en pozos geotérmicos.....	66
4.6 Condiciones transitorias de flujo.....	71
4.7 Función derivada de presión.....	76
4.8 Diseño de pruebas de presión.....	77
4.9 Análisis de pruebas de decremento de presión.....	78
4.9 Análisis de pruebas de incremento de presión de presión (método de Horner)	80
4.10 Ajuste por Curvas tipo (Bourdet).....	82
4.11 Conclusiones del capítulo.....	83
CAPÍTULO 5, ESTUDIO DE UN CASO PRÁCTICO EN UN CAMPO GEOTÉRMICO EXPLORATORIO.....	85
5.1 Antecedentes del campo	85
5.2 Análisis del Pozo Numero Uno (Buildup)	85
5.3 Análisis de una prueba de incremento pozo 2. (Buildup).....	100
5.4 Análisis de una prueba de Inyección-Recuperación pozo 3, inyector. (Falloff).....	107
5.5 Conclusiones del análisis de las pruebas.....	116
CONCLUSIONES Y OBSERVACIONES.....	118
TRABAJOS A FUTURO.....	119
REFERENCIAS.....	120

INDICE DE FIGURAS.

Figura 1. 1 Estructura interna de la tierra.....	15
Figura 1. 2 Yacimiento geotérmico generado por el movimiento de las capas tectónicas.....	16
Figura 1. 3 Yacimiento geotérmico generado por una cámara magmática.....	16
Figura 1. 4 Yacimiento geotérmico asociado a fallas.....	18
Figura 1. 5 La presión y temperatura del yacimiento se sitúan por debajo de la línea de saturación, es decir, la presión del yacimiento es siempre mayor que la de saturación.....	20

Figura 1. 6 .Perfil de presión en un pozo perforado en un yacimiento dominado por liquido con capa de vapor.	21
Figura 1. 7 Perfil de presión de un pozo perforado en un yacimiento dominado por vapor.	22
Figura 1. 8 Sistema Roca Seca-Caliente.....	27
Figura 1. 9 Distribución mundial de las placas tectónicas.	28
Figura 1. 10 Distribución de los campos geotérmicos en México.	30
Figura 2. 1 Ejemplo de núcleos estratificados y fracturados.	37
Figura 2. 2 Curvas de Corey para permeabilidades relativas.....	42
Figura 2. 3 Correlación saturación- calidad a diferentes temperaturas.	44
Figura 2. 4 Compresibilidades de la roca vs. Porosidad.....	46
Figura 3. 1 Pérdida de circulación durante la perforación.....	48
Figura 3. 2 Registros de Presión-Temperatura.	49
Figura 3. 3 Cálculo de la temperatura estabilizada.....	50
Figura 3. 4 Registros para identificación del intervalo productor durante el calentamiento.	51
Figura 3. 5 Pruebas en el desarrollo de pozos e información obtenida.	53
Figura 3. 6 Estabilización del pozo.	54
Figura 3. 7 Comportamiento de la producción.	55
Figura 3. 8 Comportamiento de la entalpía vs la presión de cabezal.	56
Figura 3. 9 Perfiles de presión dinámicos.	57
Figura 4. 1 Distribución de la presión en el pozo y diagrama de la zona dañada del pozo.	61
Figura 4. 2 Fenómeno de la continuación del flujo en la cara de la formación.	62
Figura 4. 3 efecto del almacenamiento en el flujo de fluidos en la cara del pozo, $C_3 > C_2 > C_1$	62
Figura 4. 4 grafico doble logarítmico con pendiente unitaria durante el almacenaje.....	64
Figura 4. 5 Principio básico de las pruebas de presión.	65
Figura 4. 6 Esquema de una prueba de decremento de presión.....	67
Figura 4. 7 Esquema de una prueba de incremento de presión.....	69
Figura 4. 8 Esquema de una prueba falloff (inyección-recuperación).....	70
Figura 4. 9 Esquema de una prueba de interferencia.....	70
Figura 4. 10 Flujo lineal en un yacimiento.	71
Figura 4. 11 Respuesta de un yacimiento lineal.	72
Figura 4. 12 Representación de flujo radial.	72
Figura 4. 13 Gráfico para flujo radial.....	73
Figura 4. 14 Representación de flujo esférico.	74
Figura 4. 15 Representación de flujo bilineal.....	75
Figura 4. 16 Gráfico para flujo bilineal.	75
Figura 4. 17 Gráfico para flujo pseudoestacionario.....	76
Figura 4. 18 Gráfico semilog de la deriva de presión.....	76

Figura 4. 19 Diagnóstico mediante la derivada de presión.....	77
Figura 4. 20 Identificación de los periodos de flujo mediante la derivada.....	79
Figura 4. 21 Análisis semilogaritmico de una prueba de decremento de presión.	80
Figura 4. 22 Esquema de una prueba de incremento de presión.....	80
Figura 4. 23 Método de Horner para una prueba de incremento.	81
Figura 4. 24 Curvas tipo, Bourdet.	82
Figura 5. 1 Gráfico cartesiano de la prueba al pozo 1.....	86
Figura 5. 2 Gráfico doble-log de la derivada de la presión, pozo 1.....	91
Figura 5. 3 Gráfico de Horner para el análisis de la prueba, pozo 1.	92
Figura 5. 4 Compresibilidad del agua a diferentes condiciones de NaCl.	95
Figura 5. 5 Compresibilidad de la roca según la porosidad.	96
Figura 5. 6 Selección de puntos para el cálculo de la presión media de yacimiento.....	98
Figura 5. 7 Selección de la presión adimensional para el cálculo de la presión media de yacimiento.	99
Figura 5. 8 Perfiles de Temperatura en el pozo 2.	100
Figura 5. 9 Perfiles de Presión en el pozo 2.	101
Figura 5. 10 Producción antes del cierre y presión de fondo durante la prueba. Pozo 2.....	103
Figura 5. 11 Gráfico Log-Log para diagnóstico de la prueba de incremento de presión en el pozo 2.	103
Figura 5. 12 Ajuste de los datos de ΔP y la Derivada a la Curva Tipo $CDe2s=1E30$ y al modelo de fallas paralelas.....	104
Figura 5. 13 Gráfico Log-Log con los datos reales y el ajuste de la simulación numérica.	105
Figura 5. 14 Gráfico Semi-Log con los datos reales y el ajuste de la simulación numérica.	105
Figura 5. 15 Perfiles de Temperatura en el pozo 3.	107
Figura 5. 16 Perfiles de Presión en el pozo 3.	108
Figura 5. 17 Grafico log-log de la presión y la derivada.....	109
Figura 5. 18 Gráfico Log-Log de diagnóstico de la prueba I-R, pozo 3.....	111
Figura 5. 19 Gráfico semilog de la prueba I-R, pozo 3.	111
Figura 5. 20 Gráfico de ajuste con curvas tipo y modelo de fallas paralelas, pozo 3.	112
Figura 5. 21 Índice de inyección con los datos de la prueba (izq.), Índice con los datos del transitorio (der.).....	113
Figura 5. 22 Comparativo de la Inyectividad del pozo 3 con ambos métodos.	114
Figura 5. 23 Simulación Numérica de la prueba de Inyección-Recuperación en el pozo 3 en gráfico Log-Log.....	115
Figura 5. 24 Simulación Numérica de la prueba de Inyección-Recuperación en el pozo 3 en gráfico Semi-Log.....	115
Figura 5. 25 Modelo conceptual del Campo.	117

INDICE DE TABLAS.

Tabla 1. 1 Capacidad instalada por país.....	29
Tabla 1. 2 Capacidad efectiva instalada por tipo de generación al mes de junio de 2012.....	31
Tabla 1. 3 Porcentaje por tipo de generación al mes de junio de 2012.	31
Tabla 2. 1 Calidad de la roca en función de la porosidad.	36
Tabla 2. 2 Calidad de la roca en función de la permeabilidad.	38
Tabla 5. 1 Datos de la prueba de incremento de presión, pozo 1.	90
Tabla 5. 2 Producción en el pozo 2, tp=48hrs.....	102
Tabla 5. 3 Datos de entrada al Software.....	102
Tabla 5. 4 Resultados del análisis mediante Software.....	104
Tabla 5. 5 Resultados de la simulación numérica de la prueba de incremento de presión en el pozo 2.	106
Tabla 5. 6 Resumen de resultados de la prueba al pozo 1.	106
Tabla 5. 7 Gastos de agua inyectados durante la prueba I-R, Pozo 3.....	109
Tabla 5. 8 Datos de entrada al Software.....	110
Tabla 5. 9 Resultados de la prueba de I-R, etapa de recuperación, pozo 3.....	112
Tabla 5. 10 Resultados de la prueba de I-R con ajuste de curva tipo, etapa de recuperación, pozo 3. ...	113
Tabla 5. 11 índices de inyectividad, ambos métodos.	114
Tabla 5. 12 Resultados de la simulación.	116
Tabla 5. 13 Resultados de la prueba de IR a tres gastos, pozo 3.	116
Tabla 5. 14 Rango de permeabilidades.....	117
Tabla ,Conclusiones 1 Resumen de resultados.....	118

NOMENCLATURA (en orden de aparición)

$$Cv = \text{Calor específico} \left(\frac{Kj}{Kg^{\circ}C} \right)$$

$$Cp = \text{Capacidad calorífica} \left(\frac{J}{^{\circ}C} \right)$$

$$Qs = \text{Calor Sensible (KJ)}$$

$$Qvap = \text{Calor latente de vaporización(KJ)}$$

$$\emptyset = \text{Porosidad \%}$$

$$Vp = \text{Volumen de poro (m3)}$$

$$Vr = \text{Volumen de roca (m3)}$$

$$q = \text{gasto} \left(\frac{Tn}{hr} \right)$$

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

$$h = \text{espesor del intervalo productor (m)}$$

$$\mu = \text{viscosidad (cp)}$$

$$B = \text{factor de volumen del agua} \left(\frac{\text{Volumen de agua @ c. yac.}}{\text{Volumen de agua @ c. s.}} \right)$$

$$r_e = \text{radio estático o de drene (m)}$$

$$r_w = \text{radio del pozo(m)}$$

$$P_y = \text{Presión de yacimiento (bar) o} \left(\frac{kg}{cm^2} \right)$$

$$P_f = \text{Presión de fondo (bar) o} \left(\frac{kg}{cm^2} \right)$$

$$Qm = \text{gasto másico} \left(\frac{kg}{m^2s} \right)$$

$$V = \text{viscosidad cinemática} = \frac{\mu}{\rho} \left[\frac{m^2}{s} \right]$$

$$k_r = \text{Permeabilidad relativa (md)}$$

s = saturación de la fase. (fracción)

X = calidad %

v = Volumen específico. $\left(\frac{cm^3}{gr}\right)$

C_i = Compresibilidad de la roca, formación o fluido. $\left(\frac{kg}{cm^2}\right)^{-1}$

t_p = tiempo de la última circulación y tiempo de producción (hrs)

Δt = tiempo entre los registros (hrs)

S = daño (adim)

C = Coeficiente de almacenamiento $\left(\frac{m^3}{\frac{kg}{cm^2}}\right)$.

C_D = Coeficiente de almacenamiento adimensional.

EF = eficiencia de flujo (%)

kh = Capacidad de flujo ($k * m$)

P_{wf} = presión de fondo fluyendo $\left(\frac{kg}{cm^2}\right)$.

C_t = Compresibilidad total $\left(\frac{kg}{cm^2}\right)^{-1}$

α y β = factores de conversión

m = pendiente = $162.6 \frac{qB\mu}{kh}$

P_D = presión adimensional.

r_D = radio adimensional.

t_D = radio adimensional.

C_D = Coeficiente de almacenamiento adimensional

P_{ws} = presión de fondo estática $\left(\frac{kg}{cm^2}\right)$.

r_{inv} = radio de investigación (m)

RESUMEN.

El presente trabajo es una recopilación de la información necesaria para el análisis de una prueba de presión en un pozo geotérmico exploratorio, refiriéndonos a pruebas sencillas de incremento o decremento de presión, es necesario para este fin conocer los elementos básicos de ingeniería de yacimientos geotérmicos y las características de las zonas productoras de este tipo de recursos, así como los conceptos básicos del análisis de pruebas de presión.

También se presentara una introducción a la geotermia, sus características de formación, su tipo de generación y cantidad de energía obtenida y el puesto que ocupa México dentro de la industria geotérmica y las expectativas a futuro.

Al finalizar esta tesis se conocerán todos los aspectos necesarios que involucra la caracterización dinámica de yacimientos geotérmicos y se podrá profundizar aún más en el área de conocimiento de ingeniería geotérmica con la gran ventaja de que se entenderán todos los aspectos básicos relacionados con la misma.

OBJETIVO.

En el presente trabajo se expondrán los criterios y factores que intervienen en el desarrollo de una prueba de presión en un pozo geotérmico, estas actividades tienen como finalidad la caracterización dinámica de un yacimiento, en este caso, un yacimiento geotérmico.

Se tiene también la intención de generar una visión más amplia de esta área de la ingeniería petrolera, mostrando sus aplicaciones en la generación de energía mediante fuentes renovables.

INTRODUCCIÓN.

Este trabajo se enfocara en las pruebas de presión en pozos geotérmicos, no sin antes dar una breve explicación de los alcances y limitaciones de la misma. Abarcaremos temas que introducirán al lector a los conceptos generales que le ofrecerán una mejor comprensión del presente trabajo, para que, cuando se aborden los temas que competen a las características y parámetros de pozos geotérmicos, se tenga un antecedente del objetivo que se tiene en la perforación de pozos geotérmicos.

El capítulo primero, ANTECEDENTES, abarca definiciones generales, la explicación de geotermia, yacimiento geotérmico, campo geotérmico, perforación geotérmica, algunas diferencias del desarrollo de una perforación petrolera y una geotérmica (fluidos de perforación, temperatura y litología), así como una visión general de la geotermia en México y

en el mundo, países productores, cantidad de vapor que produce cada uno y el potencial eléctrico que se puede generar con el vapor extraído.

En el siguiente capítulo, CONCEPTOS BASICOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS GEOTÉRMICOS, se entrara a la introducción del tema que nos compete y del cual es objeto esta tesis, se habla de los parámetros y definiciones de los conceptos que intervienen en los yacimientos geotérmicos, las variables que se necesitan conocer para poder obtener información importante de los fenómenos reales que ocurren en el subsuelo durante la perforación y producción de los fluidos del yacimiento.

En el tercer capítulo, IDENTIFICACIÓN DE ZONAS PRODUCTURAS Y SUS CARACTERISTICAS, se conocerán los resultados de las operaciones realizadas, que nos permiten saber con un buen rango de certidumbre las zonas que son de interés para el desarrollo del yacimiento, así como sus características físicas, con los cuales comenzaremos a realizar una primera descripción del yacimiento teniendo como base parámetros reales.

El cuarto capítulo, CONCEPTOS BASICOS DEL ANALISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN, se hablará de la base matemática del flujo de fluidos en medios porosos, enfocándonos más en las conclusiones de los estudios, es decir, la metodología ya establecida para el análisis del transiente de presión, así como algunos conceptos necesarios para el estudio del mismo análisis.

Se cerrara el trabajo con el capítulo, ESTUDIO DE UN CASO PRACTICO EN UN CAMPO GEOTERMICO, se llevaran a la práctica los conocimientos adquiridos durante la carrera y resumidos en esta tesis, para el análisis e interpretación de las pruebas de presión realizadas en el campo, esto se realizara de manera analítica y mediante el uso de un software, con datos reales proporcionados por una empresa geotérmica mexicana.

CAPÍTULO I

ANTECEDENTES.

CAPÍTULO 1, ANTECEDENTES.

Este capítulo abarca definiciones generales, la explicación de geotermia, yacimiento geotérmico, campo geotérmico, perforación geotérmica (fluidos de perforación, temperatura y litología), así como una visión general de la geotermia en México y en el mundo, países productores, cantidad de vapor que produce cada uno y el potencial eléctrico que se puede generar con el vapor extraído.

1.1 Geotermia.

La raíz etimológica de la palabra nos puede ayudar a formar una definición de lo que es la geotermia, esta proviene de los vocablos griegos “geos”, que significa tierra, y de “thermos”, que significa calor. Podemos así definir entonces a la geotermia como la ciencia que estudia el calor de la tierra.

Sin embargo hemos preferido colocar una definición menos ortodoxa y por demás concreta y atinada:

“Hay muchas zonas en la tierra donde el magma de la corteza ha logrado subir hasta la superficie o cerca de ella, calentando el agua de los acuíferos a temperaturas muy elevadas. La geotermia consiste en estudiar la formación de estas anomalías y su aprovechamiento industrial.” (DR. Gerardo Hiriart Le Bert, Revista: Ingeniería civil, tomo 284, Título: Geotermia, Diciembre de 1992.)

Antes que nada en la definición, esta implícitamente antepuesta, la estructura de la tierra, por lo que nos tomaremos un momento para conocerla:

Su parte más interna es el núcleo que, a su vez, se divide en núcleo interior y exterior. El primero tiene un radio de 1 200 km, es sólido y extremadamente denso y está compuesto exclusivamente de hierro. La parte externa tiene un espesor de 2 236 km, está constituida por hierro fundido con mezcla de elementos como oxígeno y azufre. En esta región de metal fluido se producen corrientes eléctricas que dan origen al 90% de la intensidad del campo magnético terrestre. A continuación se localiza el manto, con un espesor de 2 900 km; éste consiste de rocas ricas en olivinos, piroxenos y ciertos silicatos. Por último, la capa más externa se conoce como la corteza terrestre. La zona de transición entre la corteza y el manto se llama la ‘Discontinuidad de Mohorovicic’. En los continentes la corteza terrestre tiene un espesor promedio de 35 km, aunque puede alcanzar valores de hasta 100 km; se compone básicamente de rocas graníticas. La corteza oceánica es más delgada, del orden de 6 km de espesor, y se compone de basaltos y gabros.

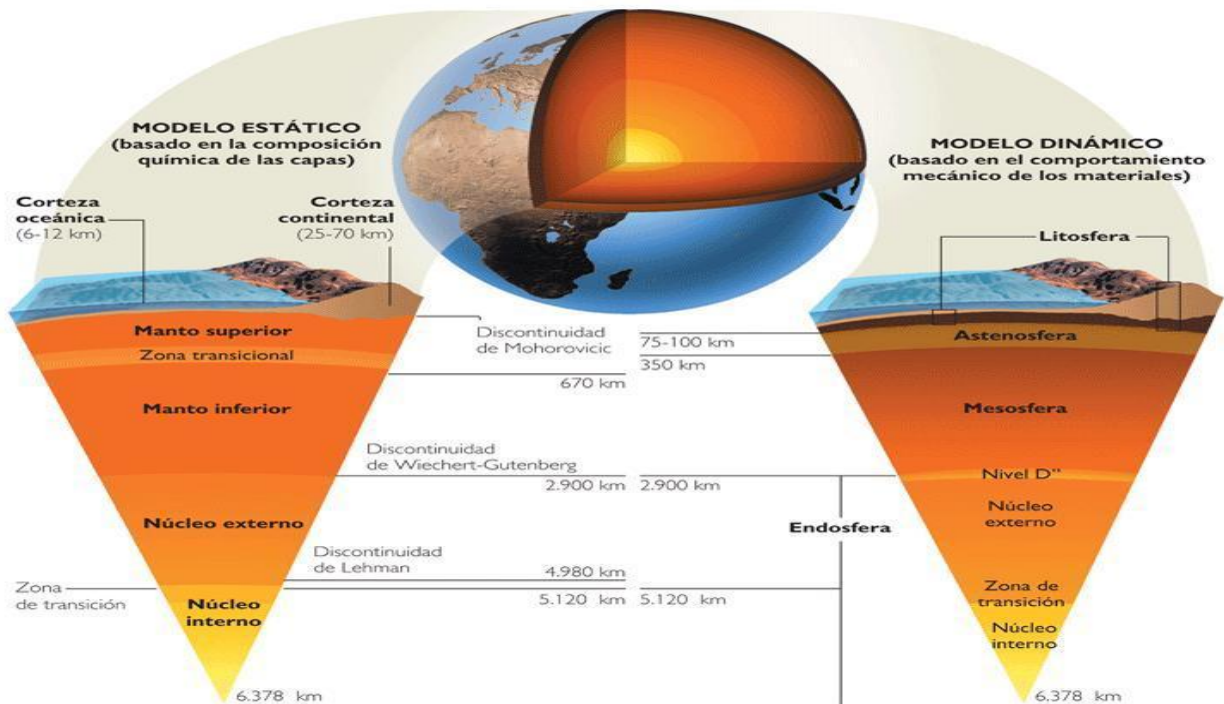


Figura 1. 1 Estructura interna de la tierra

La geotermia tiene origen desde que el agua de lluvia se infiltra por las laderas de las montañas y valles, donde forman extensos acuíferos confinados entre rocas de poca permeabilidad o rocas sello. Si como causa de algún movimiento de las placas tectónicas que forman al planeta tierra, fluye un poco de magma que está contenido en la misma, se formara una fuente inmensa de calor que hará que el agua aumente su temperatura y su presión haciendo salir chorros de vapor y agua por algunas de las fracturas del suelo que lleguen a la superficie (fig. 1.2)

También hay casos en los que la fuente de calor es simplemente el magma que sube a la superficie y es arrojada por el cráter de un volcán que hizo alguna vez erupción, o que nunca pudo formarse como volcán pero la cámara magmática quedo cerca de la superficie (fig.1.3). El magma ascendente quedo atrapado entre las grietas cercanas al cráter, desde donde conducen su calor al acuífero adyacente dando origen a un yacimiento geotérmico. (Revista “Energía geotérmica”, Titulo “La energía geotérmica”, Dr. Gerardo Hiriart Le Bert.)

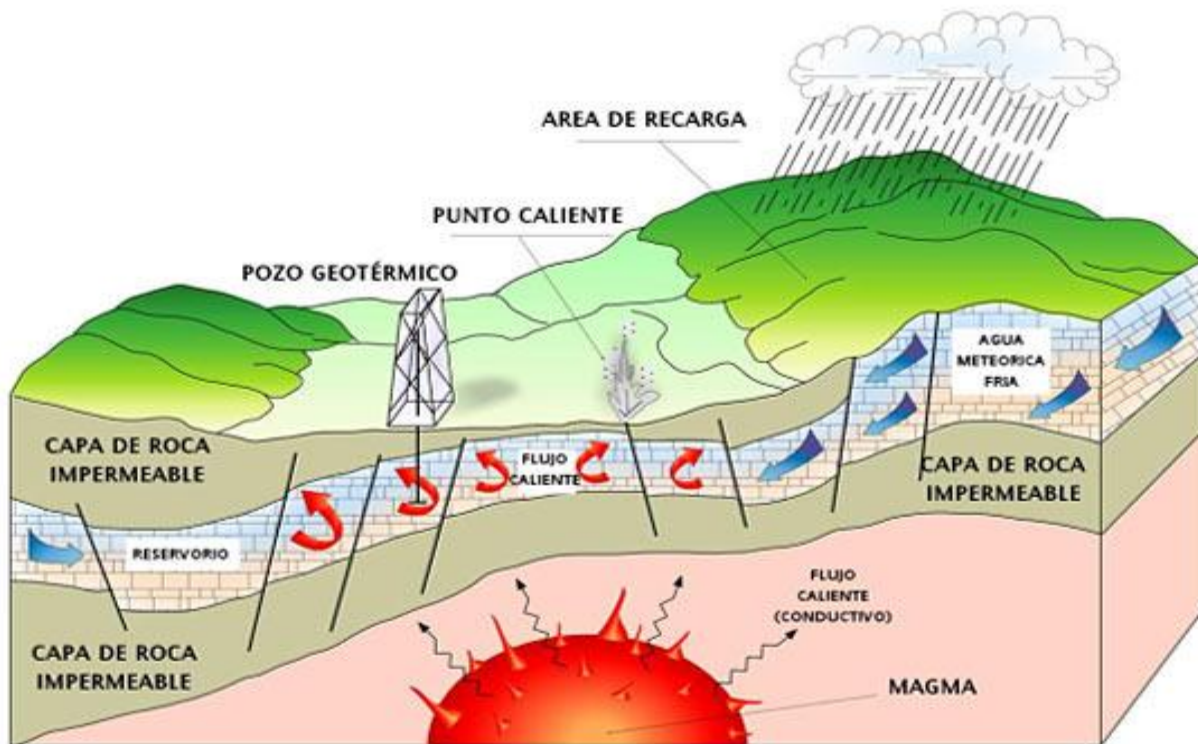


Figura 1. 2 Yacimiento geotérmico generado por el movimiento de las capas tectónicas.

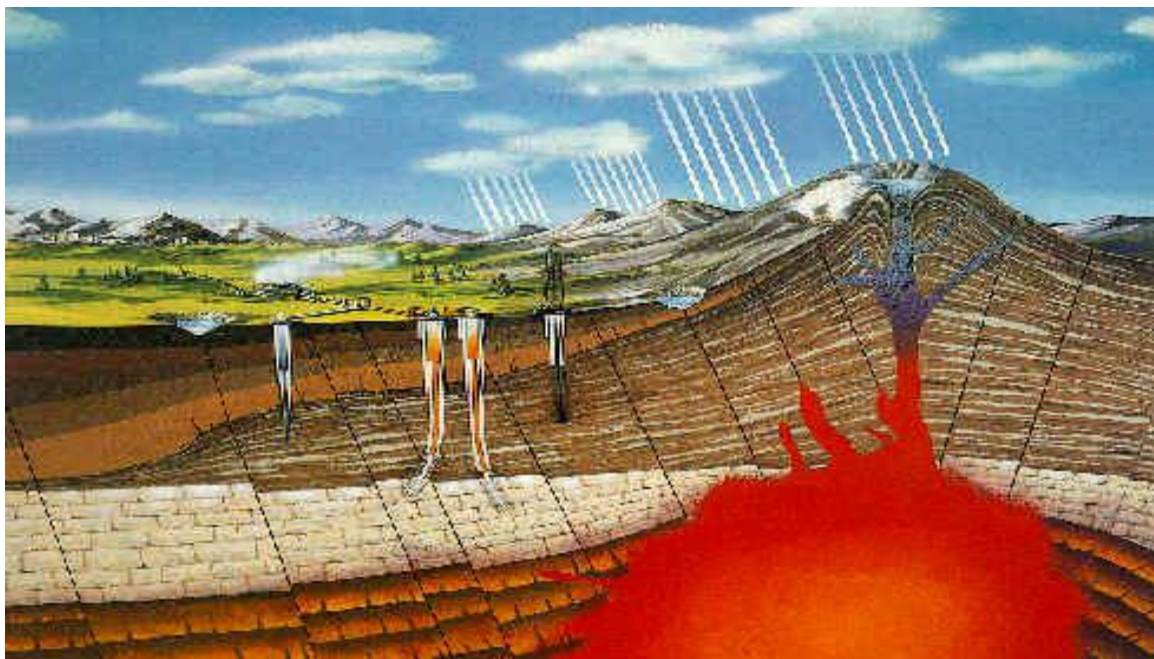


Figura 1. 3 Yacimiento geotérmico generado por una cámara magmática

Los yacimientos geotérmicos pueden, por lo tanto, encontrarse en regiones con un gradiente geotérmico normal o levemente superior, especialmente en regiones alrededor de los márgenes de placas, donde el gradiente geotérmico puede ser significativamente más alto que el valor promedio. En el primer caso, los sistemas se caracterizarán por bajas temperaturas, normalmente inferiores a 100°C, a profundidades económicamente alcanzables (2-3 km); en el segundo caso las temperaturas podrían cubrir un amplio rango, desde bajas hasta muy altas e incluso sobre 400°C.

El mecanismo que sustenta los yacimientos geotérmicos está controlado fundamentalmente por convección de fluidos.

La convección, por su naturaleza, tiende a incrementar las temperaturas de la parte superior del yacimiento, mientras que las temperaturas en la parte inferior disminuye (White, 1973). El fenómeno descrito puede parecer bastante simple pero la reconstrucción de un buen modelo de un yacimiento geotérmico real no es fácil de realizar. Ello requiere destreza en muchas disciplinas y una vasta experiencia, especialmente cuando se trata de sistemas de alta temperatura. Los yacimientos geotérmicos también se encuentran en la naturaleza en una variedad de combinaciones de características geológicas, físicas y químicas, dando así origen a diferentes tipos de yacimientos geotérmicos, los cuales se tratarán más adelante en este capítulo. (¿Qué es la Energía Geotérmica?, Mary H. Dickson y Mario Fanelli, Istituto di Geoscienze e Georisorse, CNR, Pisa, Italia).

1.2 Yacimientos Geotérmicos.

Teniendo en cuenta los parámetros que influyen en el proceso de generación de un yacimiento geotérmico se puede crear una definición muy general de ellos.

Un yacimiento geotérmico es la zona geológica donde encontramos en sincronía un sistema poroso y permeable de roca-fluidos y un gran aporte de calor. (fig.1. 2 y 1.3)

Una vez definido el yacimiento geotérmico se abarcarán detalles del mismo.

Un yacimiento geotérmico está compuesto de:

Un aporte de fluido, es la parte donde el agua meteórica es filtrada de forma natural al subsuelo para recargar un acuífero.

Roca almacén, es la roca porosa y permeable que permite el flujo del fluido filtrado, la permeabilidad puede deberse a la que tiene intrínseca la roca o la ocasionada por fracturas o afallamientos.

Roca sello, es una roca impermeable que permite el confinamiento del fluido.

Un aporte de calor, es una fuente de calor cercana al acuífero que permita el calentamiento del fluido hasta temperaturas que sean favorables para la generación de un yacimiento geotérmico.

Manifestaciones Superficiales, aunque no es ley que un yacimiento presente un tipo de manifestación superficial, es muy común que estas se presenten asociadas a los yacimientos, pueden ser tanto fumarolas, como algún acuífero caliente que emana de las fallas que llegan hasta la superficie.

Estos elementos deben estar en concordancia de espacio, sin embargo en tiempo tienen una ventana de generación mucho más amplia, hablando en tiempos geológicos, el emplazamiento de la fuente de calor debe de ser relativamente reciente, alrededor de un millón de años, esto nos indica que primero pudo haber existido el acuífero para posteriormente generarse la fuente de calor y al estar en concordancia solo en espacio se crea un yacimiento geotérmico. (Revista "Energía geotérmica", Titulo "La energía geotérmica", Dr. Gerardo Hiriart Le Bert).

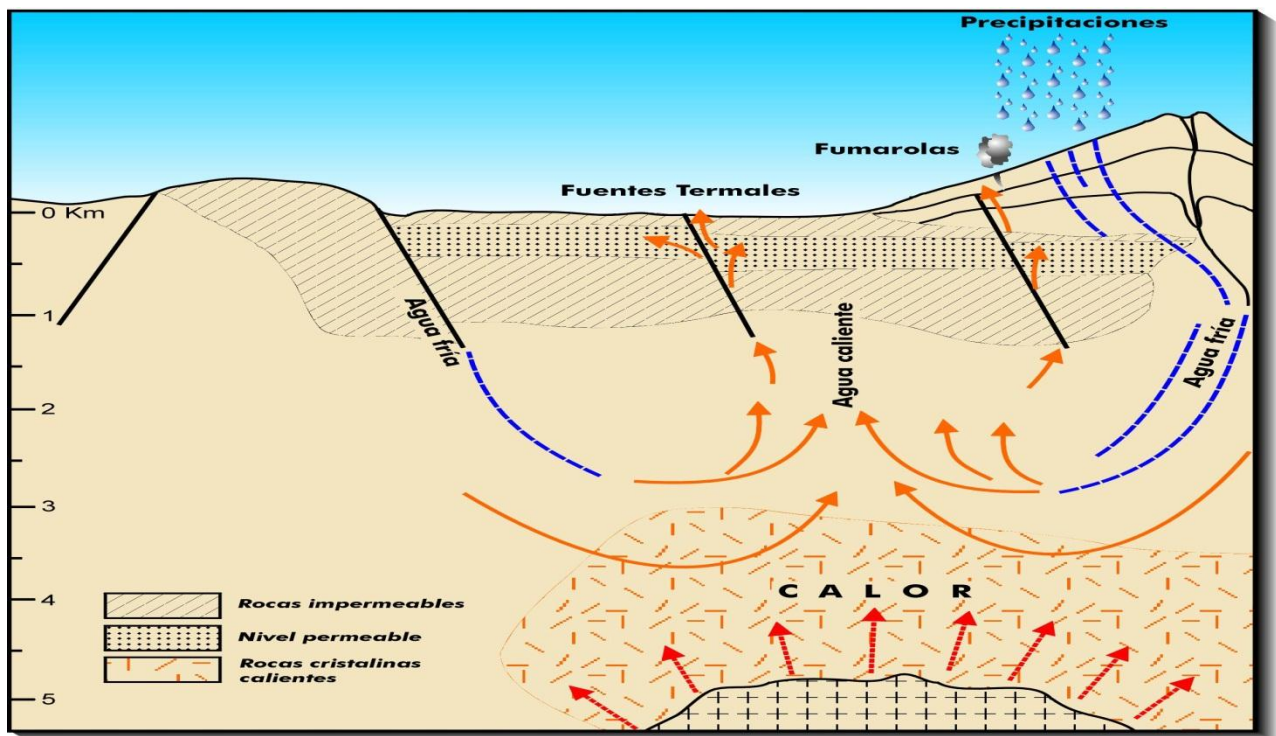


Figura 1. 4 Yacimiento geotérmico asociado a fallas.

En la figura 1.4 se ejemplifica un yacimiento geotérmico con todos sus componentes, este yacimiento teórico está asociado al movimiento de las placas tectónicas que permiten el flujo de calor y a la vez el del fluido que se filtra de la lluvia para generar el fenómeno de convección por medio del cual se calienta el agua y genera vapor.

1.3 Tipos de Yacimientos Geotérmicos.

Al igual que un yacimiento petrolero, el yacimiento geotérmico se puede clasificar según la fase en la que se encuentre el fluido dominante del yacimiento, también se pueden clasificar dependiendo la temperatura que pueden alcanzar a la profundidad a la que están confinados.

En este subtema tomaremos estos dos enfoques para clasificar a los yacimientos geotérmicos.

CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS GEOTÉRMICOS SEGÚN LA FASE DEL FLUIDO DOMINANTE.

Yacimientos dominados por líquido.

Estos yacimientos son los más comunes. En su estado natural se caracterizan por el hecho de que la fase líquida es la predominante. Por lo general, las manifestaciones superficiales incluyen tanto fumarolas, en las zonas topográficamente altas, como manantiales hirvientes, en las zonas bajas.

El perfil de presiones del yacimiento corresponde a un gradiente hidrostático normal.

$$P = \rho gh.$$

Las condiciones de presión y temperatura dentro del yacimiento mantienen al fluido en la zona de líquido subenfriado.

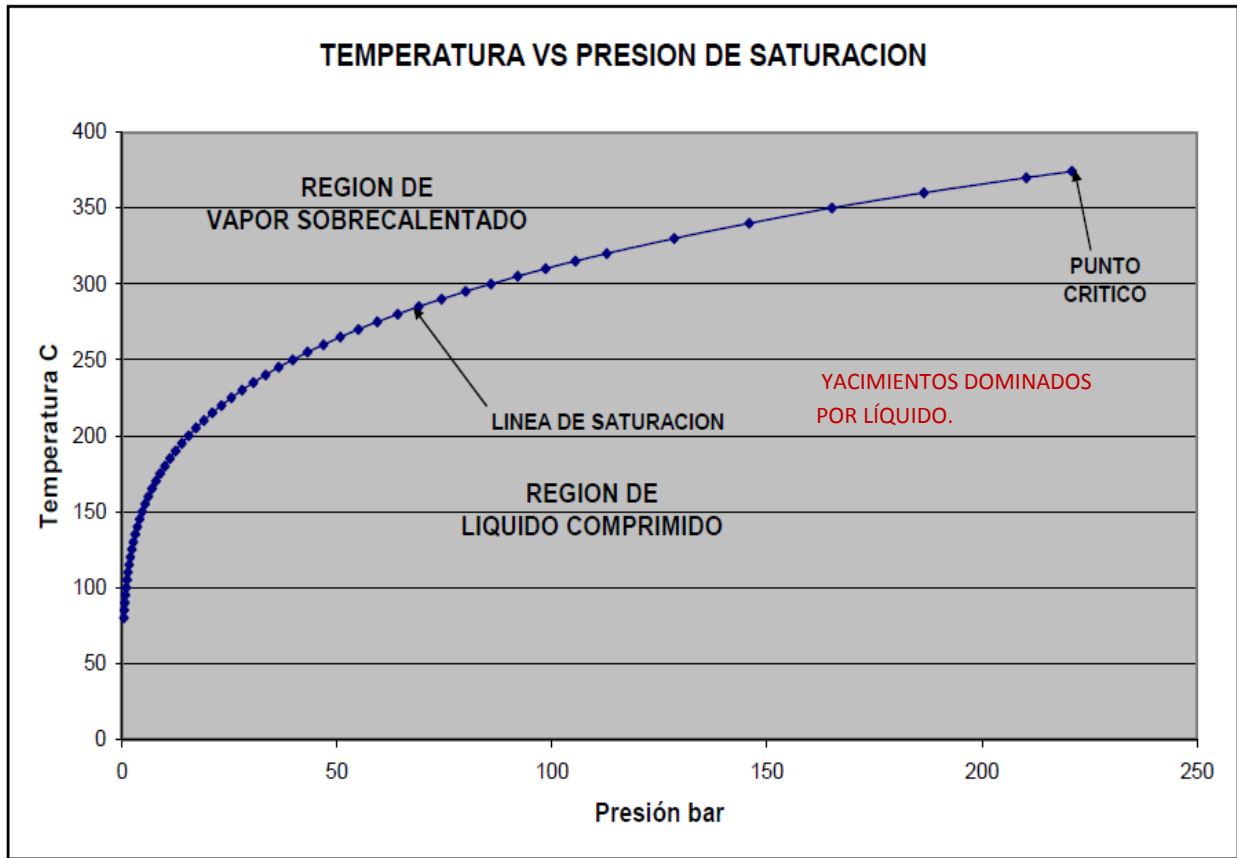


Figura 1. 5 La presión y temperatura del yacimiento se sitúan por debajo de la línea de saturación, es decir, la presión del yacimiento es siempre mayor que la de saturación. (Manual de Geotermia, Dr. José Luis Quijano León, 2007).

Los pozos producen una mezcla de agua y vapor, aunque en la zona de alimentación sólo fluye líquido hacia el pozo. El coeficiente de almacenaje de estos yacimientos es bajo, lo que implica que la caída de presión por extracción es alta. Es decir, se comportan como acuíferos confinados.

Yacimientos dominados por líquido con capa de vapor

Este tipo de Yacimientos son similares al caso anterior. La diferencia estriba en la existencia de una capa de vapor en la parte superior del yacimiento. Esto modifica el perfil de presiones, pues en la parte superior el gradiente es menor al hidrostático

La principal diferencia con el caso anterior, es que, debido a la presencia de la capa de vapor que es muy compresible, el yacimiento tiene un coeficiente de almacenaje alto, por lo que la caída de presión con la extracción es menor. Es decir, se comporta como un acuífero no confinado. Los pozos alimentados por la zona de líquido se comportarán de manera similar al caso anterior, mientras que los pozos someros producirán vapor únicamente.

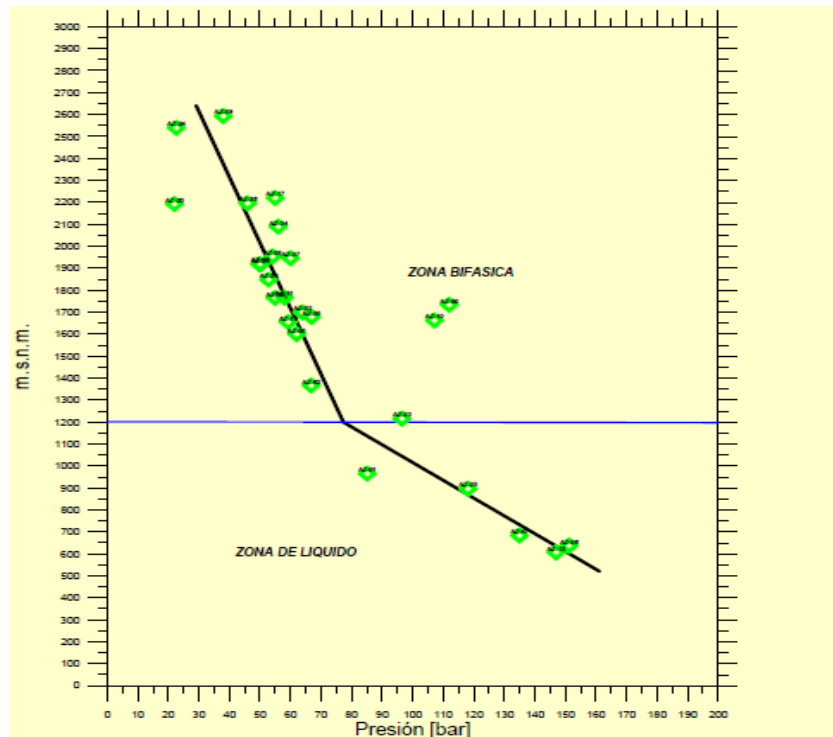


Figura 1.6 .Perfil de presión en un pozo perforado en un yacimiento dominado por líquido con capa de vapor. (Manual de Geotermia, Dr.José Luis Quijano León, 2007).

En la imagen se puede observar el cambio del perfil de presión en un pozo, este punto de inflexión se debe a que en la parte baja del pozo encontraremos solo líquido y conforme va evaporando parte del mismo, la columna hidrostática se hará más ligera, mostrando el comportamiento de la imagen.

Yacimientos dominados por vapor

Este tipo de yacimientos es poco común. Su comportamiento es muy diferente de los casos anteriores. Las manifestaciones naturales de este tipo de yacimientos consisten únicamente de fumarolas o suelos vaporizantes. No existen manantiales. La fase dominante en el yacimiento es el vapor, que representa más del 50% en volumen, aunque en masa el porcentaje es mucho menor, debido a la baja densidad del vapor.

El vapor se localiza en las fracturas y fallas principales, mientras que el líquido se encuentra en los poros adherido a la matriz de la roca. Por ello, la fase móvil dentro del reservorio es el vapor y es la que fluye hacia el fondo de los pozos, que producen vapor únicamente.

La fase líquida es una reserva importante de masa y, al evaporarse por transferencia de calor de la roca, contribuye a la producción de vapor.

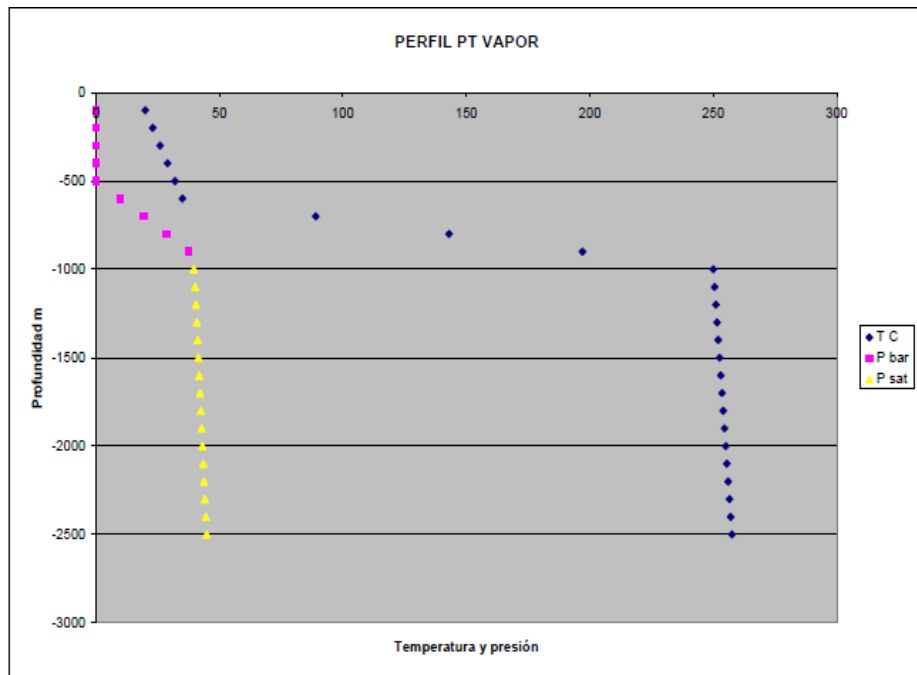


Figura 1. 7 Perfil de presión de un pozo perforado en un yacimiento dominado por vapor. (Manual de Geotermia, Dr. José Luis Quijano León, 2007).

En la imagen podemos observar que, el perfil de presión dentro de un pozo perforado en estos yacimientos (línea rosa), empatara con el perfil del líquido en saturación a las temperaturas a las que están confinados (línea amarilla), por lo que la columna de fluido se encontrara en fase gaseosa desde que sale del yacimiento e ingresa al pozo.

Existe una clasificación, dentro de estas que no está con base en la fase del fluido dominante, sin embargo está directamente relacionada con el sistema roca-fluidos, de tal manera que decidimos integrarlas en esta clasificación.

Yacimientos de baja permeabilidad

Este tipo de yacimientos es también poco común. Se caracterizan por estar saturados de líquido en su condición natural, por lo que el perfil de presión es del tipo hidrostático. Asimismo, cuando el pozo está cerrado o purgado presenta un nivel estático de líquido. Sin embargo, cuando está abierto, produce un fluido de alta entalpía, con una calidad de vapor superior a 0.9.

Otra característica es la ausencia de manifestaciones termales del tipo de fumarolas o manantiales. En todo caso, estas se limitan al tipo de suelos vaporizantes.

Este comportamiento se debe a la baja permeabilidad. Al abrir el pozo, se establece un gradiente de presión muy grande entre éste y la roca, para poder vencer la resistencia al flujo. (Toda la clasificación, Manual de Geotermia, José Luis Quijano León, 2007).

CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS GEOTÉRMICOS SEGÚN LA TEMPERATURA.

Yacimientos de baja temperatura.

Yacimientos geotérmicos de baja temperatura, entre 30 y 90 °C, pueden encontrarse en cuencas sedimentarias en las que el gradiente geotérmico sea el normal o ligeramente superior. La única condición geológica requerida es la existencia a profundidad adecuada de un acuífero, entre 1500 y 2500 m, de formaciones geológicas permeables, capaces de contener y dejar circular fluidos que extraigan el calor de las rocas. Con un gradiente geológico normal, de alrededor de 3 °C cada 100 m, a una profundidad de 2000 m, la temperatura puede alcanzar 70 °C o más.

Yacimientos de media temperatura.

Yacimientos con recursos geotérmicos a temperaturas comprendidas entre 90 y 150 °C, se encuentran en numerosos lugares del planeta: en cuencas sedimentarias, como los de baja temperatura, pero a profundidades comprendidas entre 2000 y 4000 m; en zonas de adelgazamiento litosférico; en zonas con elevada concentración de isótopos radiactivos; o en los mismos ámbitos geológicos que los yacimientos de alta temperatura, pero a menos profundidad, menos de 1000 m.

Yacimientos de alta temperatura.

Los yacimientos con fluidos geotermales, o con rocas calientes, a más de 150 °C de temperatura, se encuentran en zonas geográficas con gradiente geotérmico extraordinariamente elevado, hasta 30 °C cada 100 m.

Esas zonas suelen coincidir con la existencia de fenómenos geológicos notables, como actividad sísmica elevada, formación de cordilleras en épocas geológicas recientes, actividad volcánica

muy reciente y, principalmente, regiones volcánicas situadas en los bordes de las placas litosféricas. Se suelen explotar a profundidades comprendidas entre 1500 y 3000 m.

Esos fenómenos no son otra cosa que distintas formas de liberación de la energía interna de la Tierra y se producen como consecuencia de los movimientos de convección de masas de rocas fundidas, magmas, procedentes del manto, y por los desplazamientos relativos de las distintas placas litosféricas que constituyen la litosfera terrestre.

1.4 Recursos geotérmicos.

Recurso geotérmico es una concentración de calor que existe en la corteza terrestre en forma y cantidad tales que su extracción económica es actual o potencialmente posible.

El concepto de recurso geotérmico es tan amplio que engloba desde el calor que se puede encontrar en los horizontes más superficiales del suelo, para los que el calor que proviene del interior de la Tierra tiene una importancia insignificante, pues es el propio suelo el que actúa como una masa térmica que absorbe energía solar, hasta el calor almacenado en rocas situadas a las profundidades que se podrían alcanzar con técnicas de perforación de pozos petrolíferos, que actualmente son de unos 10 km.

Por lo que respecta a los tipos de recursos geotérmicos, se adopta la clasificación basada en el nivel de temperatura, con los mismos intervalos que se han utilizado anteriormente para un yacimiento geotérmico:

- Recursos de muy baja temperatura: menos de 30 °C.
- Recursos de baja temperatura: entre 30 y 90 °C.
- Recursos de media temperatura: entre 90 y 150 °C.
- Recursos de alta temperatura: más de 150 °C.

(Guía de la Energía Geotérmica, Guillermo Llopis Trillo y Vicente Rodrigo Angulo, Universidad Politécnica de Madrid).

1.5 Sistemas geotérmicos.

Un sistema geotérmico es la constitución de un yacimiento, dependiendo sus características físicas, químicas, geológicas y geográficas. Existen varios tipos de sistemas geotérmicos clasificados de una manera muy similar a los yacimientos, sin embargo, entran en otra clasificación ya que pueden existir sistemas geotérmicos sin los sistemas roca- fluidos, dejándolos fuera de la definición de un yacimiento geotérmico.

Clasificación de los sistemas geotérmicos.

Sistemas Hidrotermales.

Estos sistemas están constituidos por: una fuente de calor, agua (líquido y/o vapor) y la roca en donde se almacena el fluido. El agua de los sistemas hidrotermales se origina en la superficie de la tierra en forma de lluvia, hielo o de nieve. Se infiltra lentamente en la corteza terrestre, a través de poros y fracturas, penetrando a varios kilómetros de profundidad en donde es calentada por la roca alcanzando en algunas ocasiones temperaturas de hasta 400 °C.

Sistemas Geopresurizados

Son sistemas que contienen agua y metano disuelto a alta presión (del orden de 700 bar) y mediana temperatura (aproximadamente 150 °C). No se explotan comercialmente en la actualidad. Ejemplo: yacimientos en Texas y Luisiana (Estados Unidos), y en Tamaulipas (México). Estos recursos ofrecen tres tipos de energía: térmica (agua caliente), química (metano) y mecánica (fluidos a muy alta presión).

Sistemas Marinos

Son sistemas de alta entalpía existentes en el fondo del mar. No se explotan comercialmente en la actualidad. Estos sistemas han sido poco estudiados hasta ahora.

Hace algunos años se efectuaron estudios preliminares en el Golfo de California (Mercado, 1990, 1993). Como parte de los estudios se incluyeron algunas inmersiones en un submarino. Esto permitió observar a 2600 metros de profundidad impresionantes chimeneas naturales

descargando chorros de agua a 350 °C. El flujo de calor medido en algunos puntos del Golfo de California es muy alto, de 0.34 W/m² (Suárez, 2000) mientras que en promedio el flujo natural de calor alcanza valores de entre 0.05 y 0.10 W/m²

Sistemas Magmáticos.

Son sistemas de roca fundida existentes en aparatos volcánicos activos o a gran profundidad en zonas de debilidad cortical. No se explotan comercialmente en la actualidad. Ejemplo: Volcán de Colima (México), Volcán Mauna Kea (Hawai).

Posiblemente el atractivo más importante de este tipo de recurso sean las altísimas temperaturas disponibles (≥ 800 °C). Recordemos que la eficiencia de las máquinas térmicas es proporcional a la temperatura máxima de su ciclo termodinámico.

En el mediano o largo plazo, cuando se cuente con la tecnología y los materiales adecuados para resistir la corrosión y las altas temperaturas se podrá explotar la enorme cantidad de energía almacenada en las cámaras magmáticas de los volcanes activos.

Sistemas de Roca Seca Caliente

Son sistemas rocosos con alto contenido energético pero con poca o ninguna agua, conocidos como HDR por sus siglas en inglés (Hot Dry Rock). No se explotan comercialmente en la actualidad. Este es probablemente uno de los recursos geotérmicos más abundantes. El U.S. Geological Survey ha estimado que la energía almacenada en los yacimientos de roca seca caliente que se encuentran dentro de los 10 kilómetros superiores de la corteza terrestre, equivale a más de 500 veces la energía acumulada en todos los yacimientos de gas y de petróleo del mundo, lo que habla de un recurso enorme.

Con el objetivo de explotar estos yacimientos se está desarrollando la tecnología necesaria para implementar el siguiente concepto. Se perfora un pozo hasta la profundidad en que se encuentra la formación de roca seca caliente de interés. Como esta roca es esencialmente impermeable, se crea un yacimiento artificial mediante fracturamiento hidráulico, una técnica muy utilizada por las industrias del gas y del petróleo. Posteriormente se perfora otro pozo, típicamente a algunos cientos de metros del primero, que intercepte la red de fracturas creada artificialmente. A continuación se inyecta agua a presión en uno de los pozos. Al desplazarse por la red de fracturas, el agua se calienta por contacto con la roca de alta temperatura. El agua caliente se extrae por el pozo restante. En la actualidad los proyectos de investigación acerca de HDR más importantes se

están llevando a cabo en la Comunidad Económica Europea. (Instituto de investigaciones eléctricas IIE, Gerencia de geotermia.)

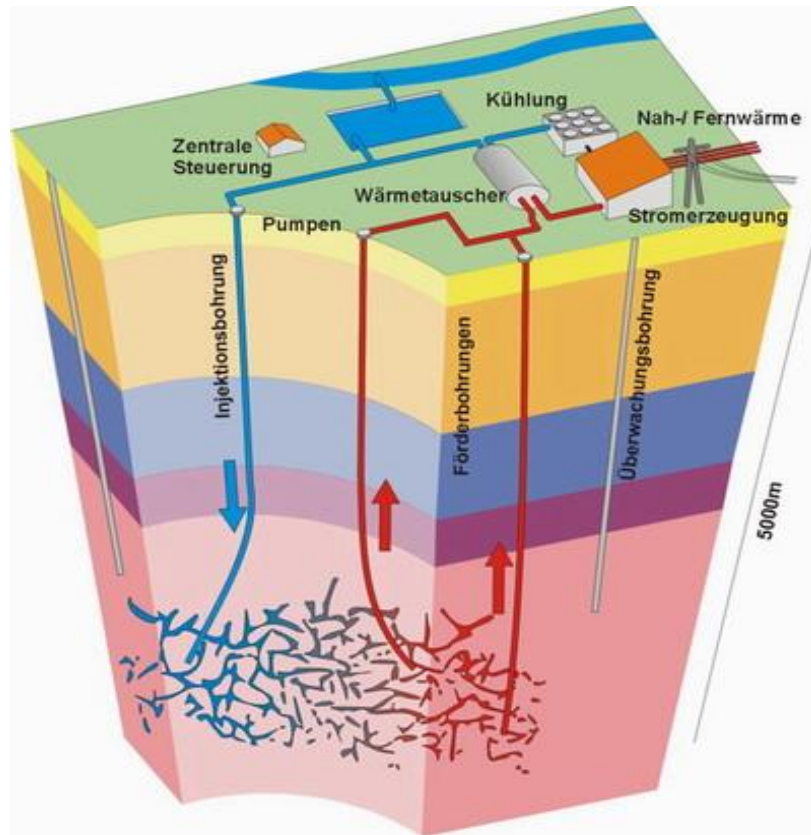


Figura 1. 8 Sistema Roca Seca-Caliente. (Asociación geotérmica mexicana.org.mx)

1.6 Geotermia en el mundo.

Como los sistemas geotérmicos se forman preferentemente en los bordes entre placas tectónicas, donde también suelen ocurrir fenómenos de vulcanismo y sismicidad, los países ubicados en o cerca de esos sitios son los que poseen más recursos geotérmicos.

Casi ochenta países utilizan la geotermia de manera directa para diversas aplicaciones (calefacción, balnearios, deshidratación de vegetales, invernaderos, secado de madera, bombas de calor, etc.), pero sólo 24 países, hasta la fecha, la emplean de manera indirecta para generar energía eléctrica.

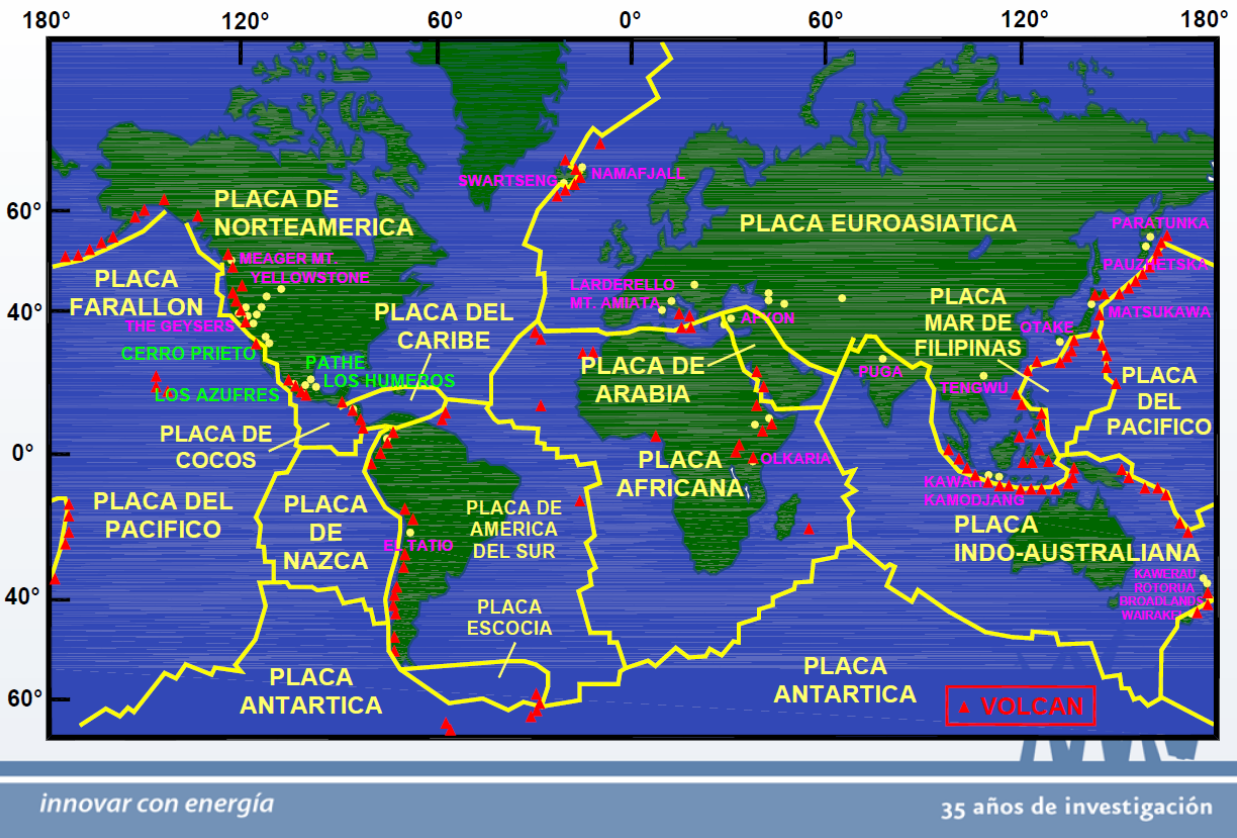


Figura 1. 9 Distribución mundial de las placas tectónicas.

Esos países tienen una capacidad geotermoeléctrica instalada total de casi 11 mil mega watts, estando México en cuarto lugar, como se observa en el cuadro siguiente que incluye datos a febrero de 2012. (Asociación geotérmica mexicana.org.mx)

No.	PAÍS	MWe
1	Estados Unidos	3,151.5
2	Filipinas	1,904.0
3	Indonesia	1,197.3
4	México	958.0
5	Italia	882.5
6	Islandia	664.6
7	Nueva Zelanda	628.0
8	Japón	536.0
9	Costa Rica	207.1
10	El Salvador	204.4
11	Kenia	172.0
12	Nicaragua	123.5
13	Rusia	81.9
14	Turquía	76.8
15	Papúa-Nueva Guinea (Isla Lihir)	56.0
16	Guatemala	52.0
17	China (incluye Tíbet)	24.2
18	Portugal (Islas Azores)	23.0
19	Francia (Isla Guadalupe y Alsacia)	17.2
20	Etiopía	7.3
21	Alemania	6.6
22	Austria	1.4
23	Tailandia	0.3
24	Australia	0.1
TOTAL		10,975.6

Tabla 1. 1 Capacidad instalada por país. (Asociación geotérmica mexicana.org.mx)

1.7 Geotermia en México.

Hay cinco campos geotérmicos identificados en México, cuatro de los cuales se encuentran bajo explotación con una capacidad total instalada de 958 MW netos, lo que representa casi el 2% de la capacidad eléctrica total del país operada por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) para el denominado servicio público de energía eléctrica. Tales campos son los siguientes:

- Cerro Prieto, B.C., con 720 MW de capacidad neta, constituida por cuatro unidades de 110 MW cada una, cuatro unidades de 37.5 MW cada una, una unidad de baja presión de 30 MW y cuatro unidades más de 25 MW cada una. Todas las unidades son a condensación, de un solo flasheo, excepto las de 37.5 MW que son de doble flasheo.

Las dos unidades más antiguas de 37.5 MW se encuentran actualmente fuera de operación comercial.

- Los Azufres, Mich., con 188 MW de capacidad neta, constituida por cinco unidades a condensación de flasheo sencillo (una de 50 MW y cuatro de 25 MW cada una), siete unidades a contrapresión de 5 MW cada una y dos unidades de ciclo binario de 1.5 MW cada una.
- Los Humeros, Pue., con 40 MW de capacidad, integrada por ocho unidades a contrapresión de 5 MW cada una.
- Tres Vírgenes, B.C.S., con 10 MW de capacidad constituida por dos unidades a condensación (flasheo simple) de 5 MW cada una.
- Cerritos Colorados, Jal., sin plantas en operación pero con varios pozos perforados y un potencial evaluado por la CFE en 75 MW.

Campos geotérmicos Mexicanos

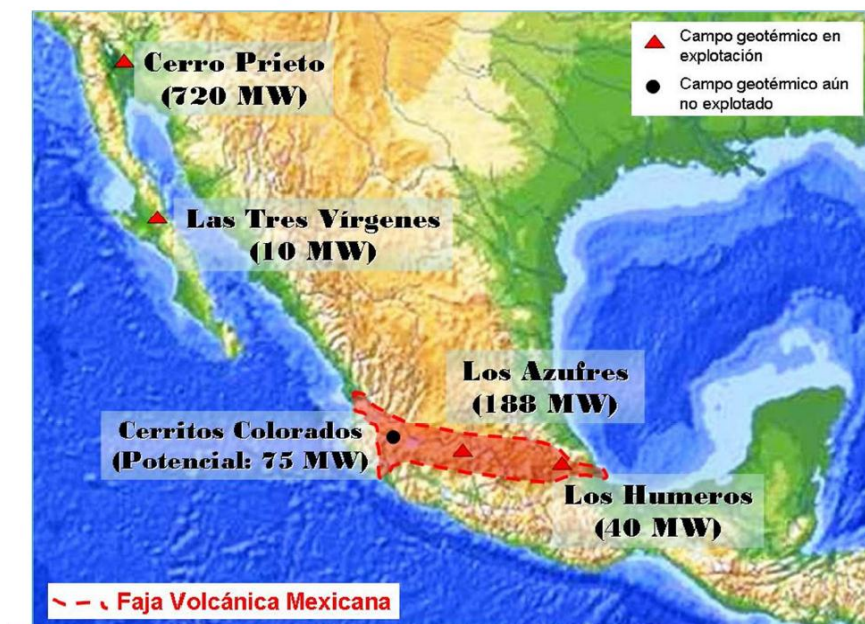


Figura 1. 10 Distribución de los campos geotérmicos en México.(cfe.com.mx)

Otros aspectos importantes de recalcar, es el aporte de la geotermia en la generación eléctrica del país, se muestran algunos datos a continuación.

Tipo de generación	Capacidad efectiva en MW	Porcentaje
Termoeléctrica	22 993.83	44.62%
Hidroeléctrica	11 212.50	21.76%
Carboeléctrica	2 600.00	5.05%
Geotermoeléctrica	811.60	1.58%
Eoloeléctrica	86.75	0.17%
Nucleoeléctrica	1 610.00	3.12%
Fotovoltaica	1.00	0.002%
Termoeléctrica (Productores Independientes)	11 906.9	23.11%
Eoloeléctrica (Productores Independientes)	306.00	0.59%
Total	51 528.58	100%

Tabla 1. 2 Capacidad efectiva instalada por tipo de generación al mes de junio de 2012. (cfe.com.mx)

Tipo de generación	Porcentaje
Geotermia	2.09%
Carbón	6.01%
Nuclear	4.31%
Eólica	0.04%
Fotovoltaica	0.0004%
Productores independientes	30.22%
Hidráulica	11.53%
Hidrocarburos	45.81%

Tabla 1. 3 Porcentaje por tipo de generación al mes de junio de 2012. (cfe.com.mx)

1.8 Conclusiones del capítulo.

En este capítulo se enfatizó en la descripción de la geotermia dándonos una definición de la misma.

Se dio un panorama que demuestra la situación de la geotermia en el mundo y en México, se comparó la capacidad instalada de varios países y el desarrollo tecnológico de cada uno de ellos.

Se presentó una perspectiva del futuro de esta industria para poder captar la máxima cantidad de energía, que es la que se encuentra retenida en la roca, mediante un sistema EGS.

CAPÍTULO 2.

**CONCEPTOS BASICOS DE
INGENIERÍA DE YACIMIENTOS
GEOTÉRMICOS.**

CAPÍTULO 2, CONCEPTOS BASICOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS GEOTÉRMICOS.

En este capítulo se habla de los parámetros y definiciones de los conceptos que intervienen en los yacimientos geotérmicos, las variables que se necesitan conocer para poder obtener información importante de los fenómenos reales que ocurren en el subsuelo durante la perforación y producción de los fluidos del yacimiento.

2.1 Conductividad térmica.

Es la propiedad física de las rocas, que nos dice cuanta capacidad tiene el material de conducir el calor. A nivel molecular, éstas intercambian su energía cinética sin producir movimientos globales de la materia, por lo que no existen movimientos macroscópicos de la materia. Mientras más alta es la conductividad térmica de un material es más alta su capacidad para transferir la energía cinética de una molécula a otra.

Todas las formas de materia condensada tiene la capacidad de transferir calor mediante el fenómeno de conducción térmica, los sólidos transfieren el calor por conducción térmica y se expresa a través del coeficiente de conducción térmica en (W/m*K).

En los yacimientos geotérmicos ocurre este fenómeno cuando no existe la presencia de un fluido, dándose la transferencia de calor del subsuelo a la superficie mediante la conducción térmica.

2.2 Convección térmica.

Este fenómeno se origina cuando ocurre una transferencia de calor mediante convección, se presentan movimientos macroscópicos de materia. La convección térmica solo resulta posible en líquidos y gases.

En yacimientos geotérmicos ocurre cuando existen fluidos dentro de la roca.

2.3 Capacidad calorífica y calor específico.

El calor específico de una sustancia es la cantidad de energía, medida en joules o calorías, necesaria para elevar la temperatura de un gramo de sustancia en una unidad de temperatura. En el sistema internacional se mide en (kJ/Kg°C). El agua tiene un gran interés para la generación de energía, ya que tiene un calor específico muy elevado, cinco veces la del suelo arenoso y nueve el del hierro.

$$Cp_{h2o} = 1$$

$$Cp_{arena} = .2$$

$$Cp_{hierro} = .107$$

La capacidad calorífica es la cantidad de calor necesaria para elevar la temperatura de un cuerpo en un grado de temperatura. En el sistema internacional se mide en (J/°C) y se expresa como:

$$Cp \text{ de un sustancia } \left[\frac{J}{^{\circ}C} \right] = \text{masa de la sustancia (kg)} \times \text{calor específico de la sustancia } \left[\frac{J}{kg^{\circ}C} \right]$$

Entonces, la radiación del sol calentara cinco veces más la arena y nueve veces más el hierro que al agua. El agua puede almacenar más energía térmica con menor agitación molecular que cualquier otra sustancia.

En los yacimientos geotérmicos es importante esta propiedad del agua. Pues es el medio a través del cual parte del calor almacenado en la roca es aprovechado para convertirlo en energía eléctrica.

2.4. Calor sensible

El calor sensible es el calor extraído de los alrededores, haciendo que aumente su temperatura sin afectar su estructura molecular y por lo tanto su estado. Se expresa mediante la ecuación:

$$Qs = mCp\Delta T$$

2.5. Calor latente de vaporización.

El calor latente es el calor extraído de los alrededores en un proceso a presión constante, de cambio de fase de líquido a vapor. Se expresa con la ecuación:

$$Q_{vap} = m\Delta h_{vap} = m\lambda$$

Mientras ocurre el cambio de fase, la temperatura se mantiene constante. Se requiere mayor cantidad de calor latente para el cambio de fase de líquido a vapor, que para elevar la temperatura al punto de ebullición.

Por ejemplo, 1 kg de agua se calienta de 25°C a 100°C y después se lleva a fase vapor. La cantidad de calor necesaria para llevar al punto de ebullición el kg de agua es:

$$Q = mC_p\Delta T = (1kg) \left(1 \frac{kJ}{kg^{\circ}C} \right) (90 - 25)^{\circ}C = 65kJ.$$

Y para que el kilogramo de agua cambie de fase líquida a fase vapor se requiere:

$$Q = m\lambda = (1kg) \left(2257 \frac{kJ}{Kg} \right) = 2257kJ.$$

(Notas del curso de ing. De yacimientos geotérmicos, por: Ing. Marco A. Torres Rodríguez. Junio del 2012)

2.6 Porosidad.

La porosidad se define como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la Roca (la propiedad inversa a la porosidad es la compacidad). Matemáticamente:

$$Porosidad (\phi) = \frac{Volumen\ de\ poros\ (V_p)}{Volumen\ total\ de\ la\ roca\ (V_r)} = \%$$

De acuerdo a la interconexión del volumen poroso, la porosidad se define en porosidades:

- (a) Absoluta.
- (b) Efectiva.
- (c) no efectiva.

- (a) Porosidad absoluta. Es aquella porosidad que considera el volumen poroso de la roca esté o no interconectado. Esta propiedad es la que normalmente miden los porosímetros comerciales.
- (b) Porosidad efectiva. Es la que considera los espacios interconectados y que finalmente permitirá que haya flujo de fluidos.
- (c) Porosidad no efectiva. Es la diferencia que existe entre la porosidad absoluta y la efectiva.

Geológicamente la porosidad se clasifica en:

- (a) Porosidad primaria o intergranular. La cual se desarrolló al mismo tiempo que los sedimentos fueron depositados. Rocas sedimentarias con este tipo de porosidad son: areniscas (detríticas o clásticas) y calizas (no detríticas).
- (b) Porosidad secundaria, inducida o vugular. Ocurre por un proceso geológico o artificial subsiguiente a la depositación de sedimentos. Puede ser debida a la solución o fractura (artificial o natural) o cuando una roca se convierte en otra.

CALIDAD	Φ (%)
MUY BUENA	> 20
BUENA	15 – 20
REGULAR	10 – 15
POBRE	5 – 10
MUY POBRE	< 5

Tabla 2. 1 Calidad de la roca en función de la porosidad. (Notas del curso de ing. De yacimientos geotérmicos, por: Ing. Marco A. Torres Rodríguez. Junio del 2012)

2.7 Permeabilidad y ley de Darcy.

La permeabilidad es la capacidad que tiene la roca para permitir el paso de fluidos a través de ella. Para que una roca sea permeable, es necesario que sus poros estén interconectados, es decir, se requiere que la roca tenga porosidad efectiva. Una roca sin porosidad efectiva será una roca impermeable.

En los yacimientos fracturados o de doble porosidad, como los geotérmicos, se presenta la permeabilidad de matriz y permeabilidad de fractura. Generalmente, la permeabilidad de matriz es menor que la de la fractura. Es por ello que al localizar un nuevo pozo se busca que interseccione fallas o medios afectados por el fracturamiento. La permeabilidad total de una roca será entonces, la suma de la permeabilidad de matriz y la de fractura. La permeabilidad se calcula a partir de pruebas en laboratorio o del análisis de pruebas de presión. En el laboratorio siempre se mide la permeabilidad total. En las pruebas de presión se calcula la permeabilidad total y cuando se logra identificar en los datos el comportamiento de doble porosidad, se puede calcular la permeabilidad de la fractura y del sistema matriz-fractura. *(Notas del curso de ing. De yacimientos geotérmicos, por: Ing. Marco A. Torres Rodríguez. Junio del 2012)*

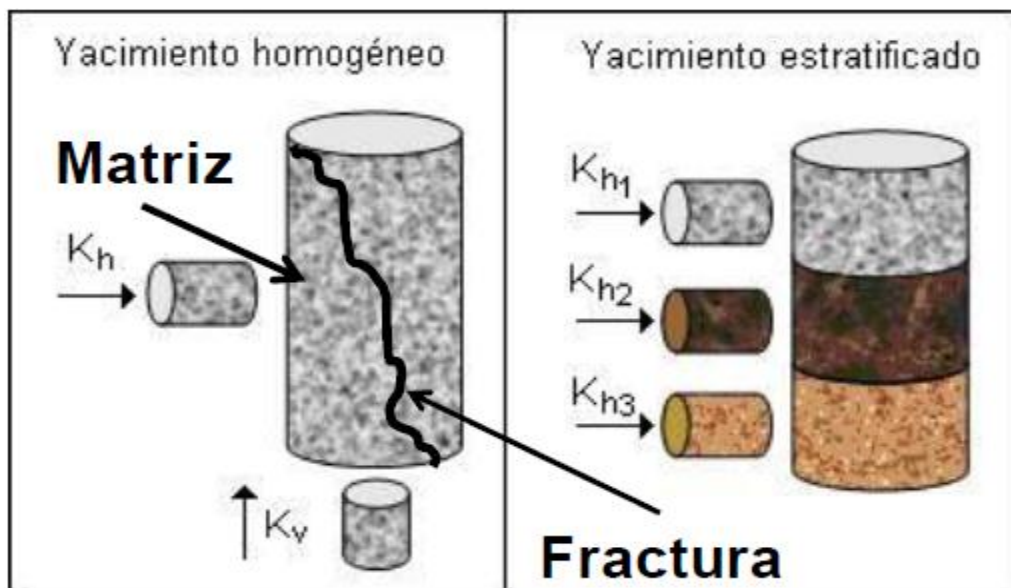


Figura 2. 1 Ejemplo de núcleos estratificados y fracturados.

	PERMEABLE	SEMIPERMEABLE	IMPERMEABLE
ACUÍFERO	bueno	pobre	no existe
ROCAS		yacimiento de aceite y gas	yacimiento de gas

k (md) 10⁸ 10⁷ 10⁶ 10⁵ 10⁴ 10³ 10² 10¹ 1 10⁻¹ 10⁻² 10⁻³

Tabla 2. 2 Calidad de la roca en función de la permeabilidad. (Notas del curso de ing. De yacimientos geotérmicos, por: Ing. Marco A. Torres Rodríguez. Junio del 2012)

Se considera que los yacimientos geotérmicos están ubicados dentro del rango, según su permeabilidad, de los yacimientos de aceite y gas.

El comportamiento de los yacimientos está basado en dos leyes generales: la ley de conservación de la materia y la ley de flujo de fluidos en medios porosos. Ambas leyes aparecen en diferentes formas, juntas o separadamente, dependiendo de las condiciones en estudio. La ley de flujo de fluidos, como la ley de conservación de la materia, puede ser expresada en forma aplicable a algún punto en el medio poroso, o en una forma aplicable a distribuciones geométricas del yacimiento. Para el caso de un yacimiento homogéneo, isotrópico, isotérmico, con flujo radial y completamente saturado con una sola fase, el flujo de fluidos a través de la formación productora se expresa mediante la ecuación de flujo establecida por Darcy:

$$q = \frac{2.2178 kh}{\mu B L n \left(\frac{r_e}{r_w}\right)} (P_y - P_f) \dots \dots \dots 2.1$$

Dónde:

q= gasto (t/h)

k= permeabilidad (Darcy).

h= espesor del intervalo productor (m)

μ =viscosidad del fluido (cp.)

B= Volumen de agua @ c.yac. / Volumen de agua @ c.s.

r_e = radio de drene (m).

r_w = radio del pozo (m).

P_f = presión de fondo (bar).

P_y = presión de yacimiento (bar).

Resolviendo para P_f :

$$P_f = P_y - \left(q\mu B L n \frac{\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{2.2178 kh} \right) \dots\dots\dots 2.2$$

(Notas del curso de ing. De yacimientos geotérmicos, por: Ing. Marco A. Torres Rodríguez. Junio del 2012)

2.7 Permeabilidad absoluta, efectiva y relativa.

Permeabilidad absoluta.

Es aquella permeabilidad que se mide cuando un fluido satura 100 % el espacio poroso. Normalmente, el fluido de prueba es aire o agua.

Permeabilidad efectiva.

Es la medida de la permeabilidad a un fluido que se encuentra en presencia de otro u otros fluidos que saturan el medio poroso. La permeabilidad efectiva es función de la saturación de fluidos, siempre las permeabilidades relativas son menores que la permeabilidad absoluta.

Permeabilidad relativa.

Es la relación existente entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. Esta medida es muy importante en ingeniería de yacimientos, ya que da una medida de la forma como un fluido se desplaza en el medio poroso.

En un yacimiento geotérmico existe solo un fluido, puede que este se presente en dos fases, cada fase ocupa parte del volumen poroso de yacimiento, por consiguiente, cada fase interfiere con el flujo de la otra fase, ocasionando una resistencia adicional al flujo. Para representar este efecto, se le agrega a la ecuación de Darcy un factor de corrección que depende de la saturación de los fluidos en el sistema.

Expresando la ecuación de Darcy, para flujo monofásico, en términos de la viscosidad cinemática.

$$Qm = \frac{k}{v} (Py - Pf) \dots \dots \dots 2.3$$

Dónde:

V= viscosidad cinemática = $\frac{\mu}{\rho} \left[\frac{m^2}{s} \right]$

Qm= flujo másico por unidad de área= $\left[\frac{kg}{m^2s} \right]$.

En el caso de flujo bifásico, el flujo másico total es la suma de las fracciones másicas de vapor y líquido, y respectivamente:

$$Qm = Qmv + Qml$$

Cuando el flujo multifásico ocurre, el concepto de la permeabilidad puede ser aplicado para cada fase separadamente y se considera que cada fase satisface la ecuación de Darcy modificada, introduciendo así el concepto de permeabilidad relativa para un yacimiento geotérmico, entonces:

$$Qml = \left[\frac{kk_{rl}}{vl} \right] \Delta P_l \dots \dots \dots 2.4$$

$$Qmv = \left[\frac{kk_{rv}}{vv} \right] \Delta P_v \dots \dots \dots 2.5$$

Las permeabilidades relativas, de las fases líquidas y vapor, expresan el hecho de que ambas fases interfieren entre ellas conforme se mueven en la matriz de roca fracturada en el yacimiento geotérmico. Sustituyendo las ecuaciones (2.4) y 2.53) en la ecuación (2.1), se tiene:

$$Qm = k \left[\frac{k_{rl}}{v_l} + \frac{k_{rv}}{v_v} \right] \Delta P = k \left[\frac{k_{rl}}{v_l} + \frac{k_{rv}}{v_v} \right] (Py - Pf) \dots\dots\dots 2.6$$

En la ecuación anterior se considera un fluido homogéneo, esto es, ambas fases tienen las mismas velocidades, por lo que la caída de presión es la misma.

Las permeabilidades relativas o factores de reducción de la permeabilidad de las fases líquida y vapor, k_{rl} y k_{rv} , son funciones sensibles a sus saturaciones. Esto significa que, por ejemplo, si la fase “mojando” a la roca es el líquido, la permeabilidad hacia el vapor depende no solamente de su saturación sino también a la saturación de la fase líquida y de la fase gas (si se diera el caso) presentes en la roca. Entonces, la permeabilidad de una roca hacia una fase en particular depende de la cantidad y distribución exactas de esa fase en la roca. Si se tiene en la roca solamente fase líquida y vapor, las permeabilidades relativas a cada una de ellas se calculan a partir de las ecuaciones de Corey, expresadas de la siguiente manera:

$$k_{rl} = (S_l)^4$$

$$k_{rv} = (1 - S_l)^2(1 - (S_l)^2)$$

$$S_l = \frac{(S_l - S_{lr})}{1 - S_{lr} - S_{vr}}$$

Donde S_{lr} (saturación residual de líquido) y S_{vr} (saturación residual de vapor) son las saturaciones residuales para cada fase. Para su cálculo se utilizan las curvas de Corey (figura 2.2).

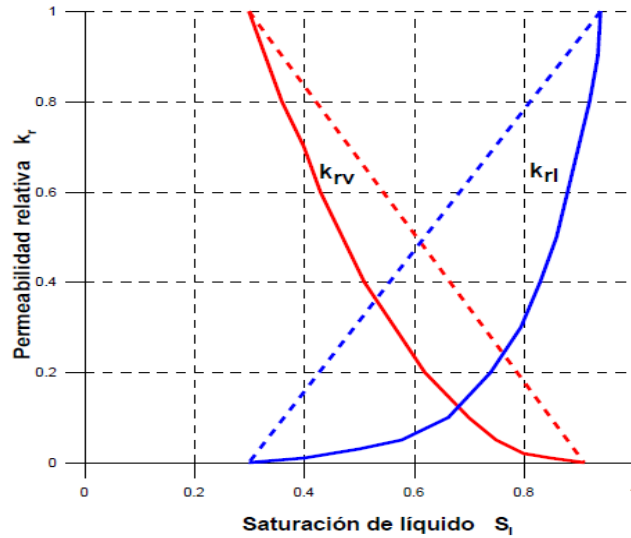


Figura 2. 2 Curvas de Corey para permeabilidades relativas.

La línea azul representa la fase líquida y la roja la fase vapor. Las curvas indican que, por ejemplo, cuando la fase líquida tiene una saturación cero, la fase vapor tiene saturación 1, es decir la fase líquida es inmóvil y la fase vapor se está moviendo en el yacimiento. Por el contrario, si la fase líquida tiene una saturación de 1, la fase vapor es cero y queda inmóvil. Entre saturaciones de 0.5 y 0.8, ambas fases coexisten interfiriéndose entre ellas y ocasionando una alta resistencia al flujo por la presencia de ambas fases.

En la ecuación (2.6), el término entre paréntesis se denomina “viscosidad efectiva” o “viscosidad total cinemática” y se expresa como:

$$\frac{1}{v_t} = \frac{k_{rl}}{v_l} + \frac{k_{rv}}{v_v}$$

Entonces, la ecuación de Darcy para flujo bifásico queda expresada de la siguiente manera:

$$Qm = k \left[\frac{1}{v_t} \right] (Py - Pf)$$

Donde $k \left[\frac{1}{v_t} \right]$, es la movilidad cinemática.

(Notas del curso de ing. De yacimientos geotérmicos, por: Ing. Marco A. Torres Rodríguez. Junio del 2012).

2.8 Saturación.

La saturación de una fase ya sea líquido o vapor, es la fracción del volumen total del poro que es ocupado por esta fase, en un sistema de dos fases, como lo es el geotérmico, tendremos:

$$s_v + s_l = 1 \dots \dots \dots 2.7$$

2.9 Calidad.

La calidad se refiere a la fracción de vapor presente en el total de una mezcla de fluido dentro de un volumen de control.

Entonces la saturación y la calidad se relacionan a través del coeficiente de proporcionalidad de los volúmenes específicos de cada fase respecto al volumen específico de la mezcla:

$$S_v = \frac{x v_v}{v_t} \quad \text{Y} \quad S_l = \frac{(1-x)v_l}{v_t} \dots \dots \dots 2.8$$

Donde:

s_v = Saturación de vapor.

s_l = Saturación de líquido.

x = Calidad.

v = Volumen específico.

En la figura 2.3 se muestra gráficamente la relación que existe entre estos dos parámetros, si se conoce la saturación de cada fase y la temperatura del yacimiento, es posible calcular la calidad de cada fase mediante un método de prueba y error.

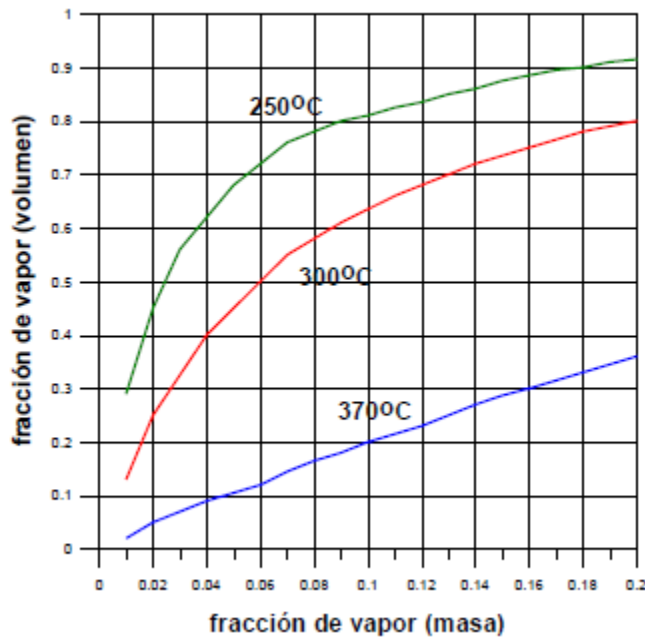


Figura 2. 3 Correlación saturación- calidad a diferentes temperaturas.

2.9 Compresibilidad.

Un yacimiento a miles de metros bajo la tierra se encuentra sometido a una presión de sobrecarga originada por el peso de las formaciones supra yacentes. La presión de sobrecarga no es constante y depende de factores como la profundidad, naturaleza de la estructura, consolidación de la formación, tiempo geológico, entre otros. La profundidad de la formación es la consideración más importante.

La presión de sobrecarga esta balanceada por la presión de los fluidos dentro del espacio poral y la resistencia de la roca, de esta manera al ser reducida la presión de poro debido a la producción de los fluidos confinados dentro de los mismos, la presión de sobrecarga aumentara, este fenómeno provocara que el tamaño del poro disminuya y bien que los granos de la roca se expandan.

La compresibilidad de cualquier material (sólido, líquido o gaseoso) en un intervalo de presión dado y a una temperatura fija se define como el cambio de volumen por unidad de volumen inicial causado por una variación de presión, es decir, un cambio de volumen ante un cambio de presión, y está definido matemáticamente como:

$$C = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T \dots \dots \dots 2.9$$

Con lo anterior podemos generar una definición de la compresibilidad de la formación:

Se define la compresibilidad de la formación al cambio relativo del volumen de poro con respecto a la presión de los fluidos contenidos en dicho volumen de poro.

$$C_f = -\frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial V_p}{\partial P} \right)_T \dots \dots \dots 2.10$$

De la misma manera definiremos la compresibilidad de la roca:

Se define como el cambio fraccional en el volumen del material sólido de la roca (granos) por unidad de cambio en la presión. Matemáticamente, el coeficiente de compresibilidad de la roca está dado por:

$$C_r = -\frac{1}{V_r} \left(\frac{\partial V_r}{\partial P} \right)_T \dots \dots \dots 2.11$$

Y por último la compresibilidad total de un sistema geotérmico:

La compresibilidad total de un yacimiento con presencia de fluidos, se define como la suma de las compresibilidades de las fracciones presentes de fluidos y de la roca.

$$C_{total} = S_{liquido} C_{liquido} + S_{vapor} C_{vapor} + C_{roca} \dots \dots \dots 2.12$$

Dónde:

C= compresibilidad

S= saturación

De interés principal para el ingeniero del yacimiento es el cambio en el volumen del poro de la roca. Hall presentó la compresibilidad del volumen de poro como una función de la porosidad. Estos datos están resumidos en la Figura. 2.4. La compresibilidad efectiva de la roca resulta del cambio en porosidad causada por la expansión del grano y la disminución en espacio del poro por la compactación de la matriz. Es decir la compresibilidad decrece cuando la porosidad se incrementa.

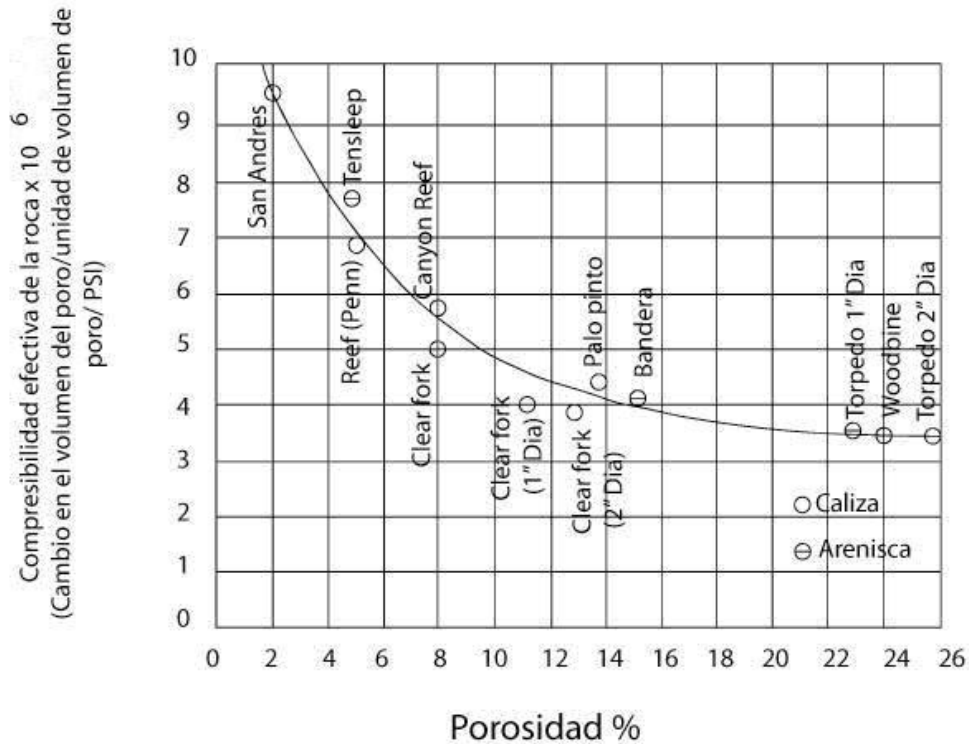


Figura 2. 4 Compresibilidades de la roca vs. Porosidad. (Propiedades de la roca y los fluidos en reservorios de petróleo, Mirtha Susana Bidner, Universidad de Buenos Aires, Julio 2001.)

(Propiedades de la roca y los fluidos es reservorios de petróleo, Mirtha Susana Bidner, Universidad de Buenos Aires, Julio 2001.)

2.10 Conclusiones del capítulo.

En este capítulo se presentaron los conceptos que intervienen en la ingeniería de yacimientos geotérmicos que no son comúnmente estudiados en la industria petrolera, todos estos tienen que ver con la transferencia o recepción de calor entre los componentes del sistema roca fluido, ya que esta industria busca como fin último manejar estas circulaciones de calor para generar energía, obviamente también aprovechando los parámetros de la roca y el fluido que son muy conocidos y estudiados en el plan de estudios de la carrera, como los son la permeabilidad, porosidad, ley de darcy, compresibilidades, saturaciones de fluidos, etc.

CAPÍTULO 3.
IDENTIFICACIÓN DE ZONAS
PRODUCTORAS Y SUS
CARACTERÍSTICAS.

CAPITULO 3, IDENTIFICACIÓN DE ZONAS PRODUCTORAS Y SUS CARACTERISTICAS

Las características de la zona productora en un pozo, como la profundidad del intervalo permeable, la permeabilidad de la roca productora, daño, temperatura y presión media de yacimiento; se obtienen durante las etapas de perforación y calentamiento.

3.1 Etapa de perforación.

Durante la etapa de perforación se realizan mediciones para identificar la profundidad de la zona productora (permeable), esto es, se identifica en donde se localiza el yacimiento. Para lograr esto, se realizan mediciones de presión y temperatura a través del pozo, se realizan pruebas de pérdida de agua y pruebas de inyección-recuperación.

Dentro de los diversos indicadores que se utilizan para conocer si la perforación se aproxima al yacimiento, está la pérdida de circulación de fluidos de perforación. Este es el primer indicador de la presencia de un intervalo permeable, en la Figura 3.1 se muestra en el gráfico derecho.

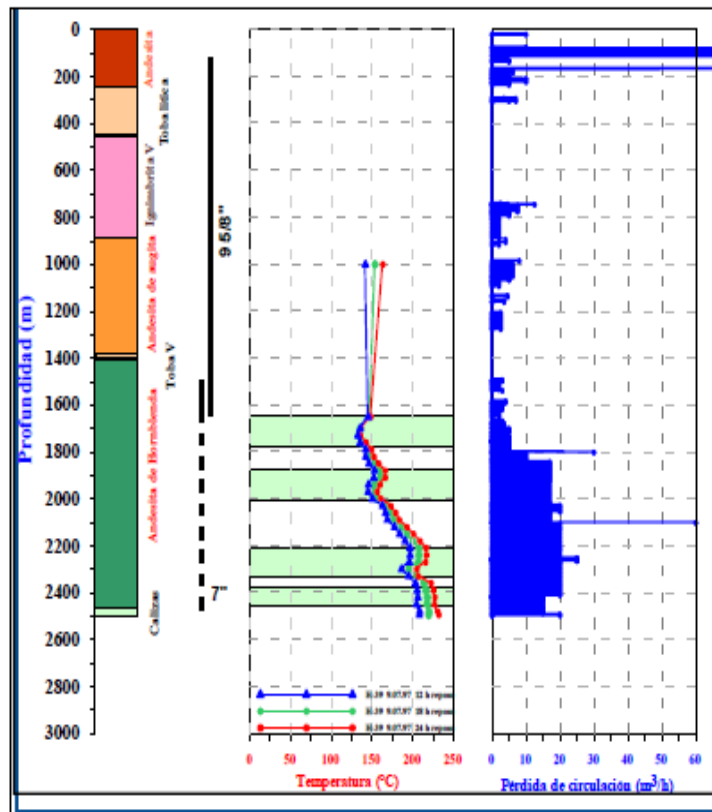


Figura 3. 1 Pérdida de circulación durante la perforación.

Una vez detectadas las pérdidas, se realizan mediciones de presión-temperatura para identificar con mayor precisión la profundidad del intervalo con el comportamiento de la temperatura y si el perfil de presión refleja la tendencia de la columna a equilibrarse con la presión de yacimiento (Figura 3.1).

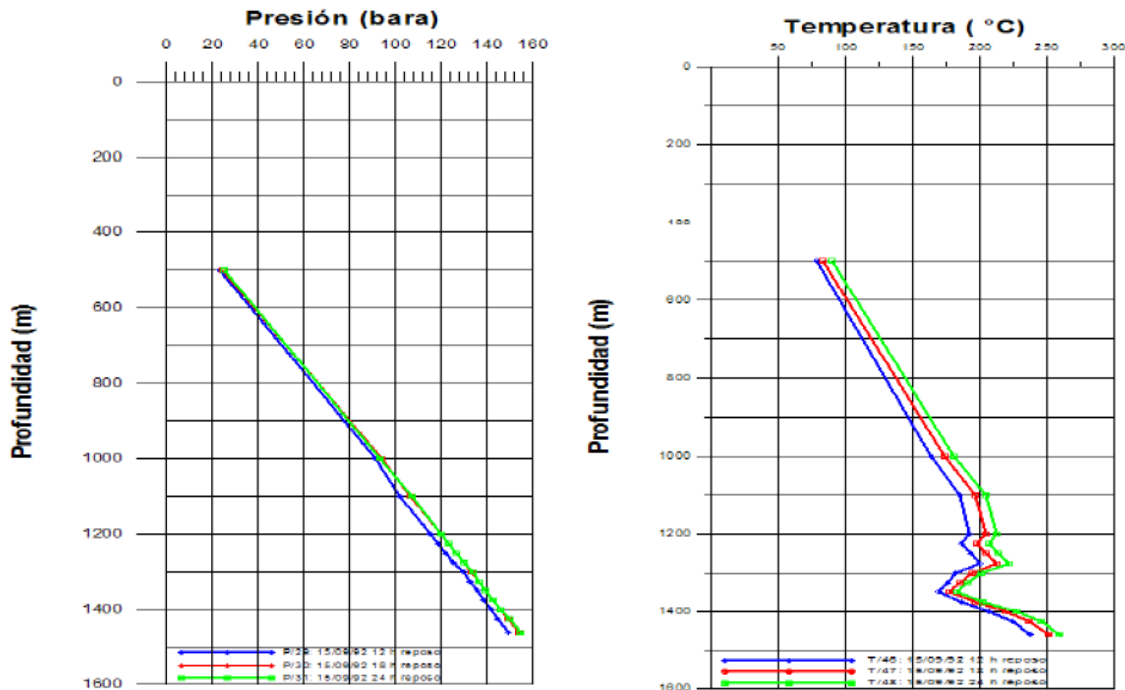


Figura 3. 2 Registros de Presión-Temperatura.

En esta etapa del pozo también se puede estimar la temperatura que tendría la formación si no se hubiese alterado con los fluidos de perforación. A esta temperatura se le llama la temperatura de equilibrio de la formación o temperatura estabilizada, que como su nombre lo indica es la temperatura a la cual tendería a estabilizar la columna con la temperatura de la roca circundante.

La temperatura de equilibrio se calcula con los perfiles de temperatura que se realizan con diferentes tiempos de reposo. La metodología consiste en seleccionar de cada perfil, la temperatura del fondo. Se determina el tiempo que duró la perforación de los últimos tres metros y el tiempo que duró la circulación de fluido de perforación en el fondo antes de dejar el pozo en reposo para correr los perfiles P-T. Estos dos tiempos se suman y se obtiene el tiempo que duró el disturbio térmico en el fondo, lo cual se denomina t_p . con estos datos se calcula el tiempo de Horner (adimensional).

$$t_{horner} = \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \dots \dots \dots (3.1)$$

La Δt corresponde a la temperatura de fondo de cada perfil, y se llama tiempo de reposo. Una vez calculados los valores del tiempo de Horner se procede a graficar los datos en escala semilog y se ajustan los datos a una recta. Se extrapola la recta hasta para $x=1$ (tiempo infinito) y la intersección entre la recta extrapolada y el eje de la temperatura, da la temperatura de equilibrio de la formación o temperatura estabilizada.

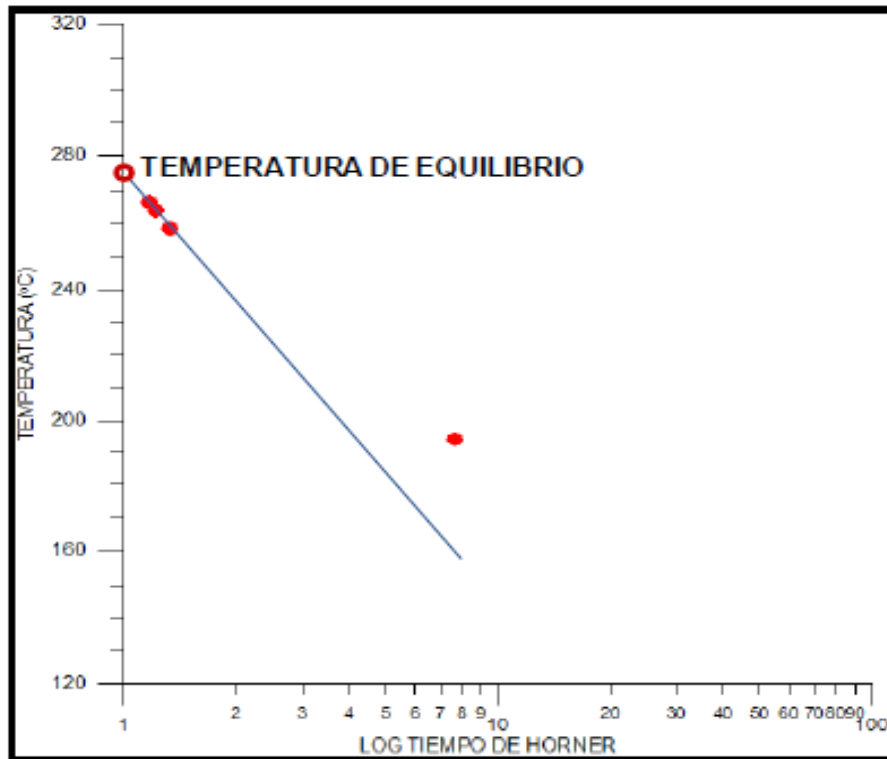


Figura 3. 3 Cálculo de la temperatura estabilizada. (Notas del curso de ing. De yacimientos geotérmicos, por: Ing. Marco A. Torres Rodríguez. Junio del 2012)

3.2 Etapa de calentamiento

En la siguiente etapa, calentamiento, que es cuando se deja el pozo cerrado para que la columna de líquido dentro del pozo se caliente y se aproxime a las condiciones de saturación para su posterior apertura a producción; se realizan mediciones de presión y temperatura a intervalos de tiempo predefinidos, sin que rebase un mes. Con esta información se pueden conocer las condiciones iniciales del yacimiento circunvecino al pozo. Es decir, se conoce la presión y temperatura media del yacimiento. Se les llama "media" porque no representan las condiciones de todo el yacimiento sino las del área de drene del pozo. Cuando en un campo se

cuenta con varios pozos, entonces las condiciones iniciales se obtiene del promedio de todos los pozos.

Con los perfiles de temperatura realizados semanalmente durante un mes se conoce la temperatura media de yacimiento, y con los perfiles de presión es posible estimar la presión media de yacimiento. Conforme la columna va calentándose, la densidad va cambiando y en consecuencia los perfiles de presión también. Sin embargo, hay un punto que no cambia y es el que está enfrente de la zona permeable. Este punto tiende al equilibrio con la presión de la zona permeable y representa la mejor aproximación a la presión media de yacimiento. Este punto se conoce como "punto de pivote". En cuanto a la temperatura, conforme se calienta la columna, los perfiles de temperatura tienden a equilibrarse con la temperatura de la zona permeable. La parte de la columna que primero tiende a estabilizarse es la que está en contacto con la zona de producción y en este intervalo, como controla la transferencia de calor por convección, se observa una alineación vertical de la temperatura dentro del intervalo (Figura 3.2). Esta forma de estimar los parámetros de presión y temperatura del yacimiento se realizan con perfiles de hasta un mes de calentamiento.

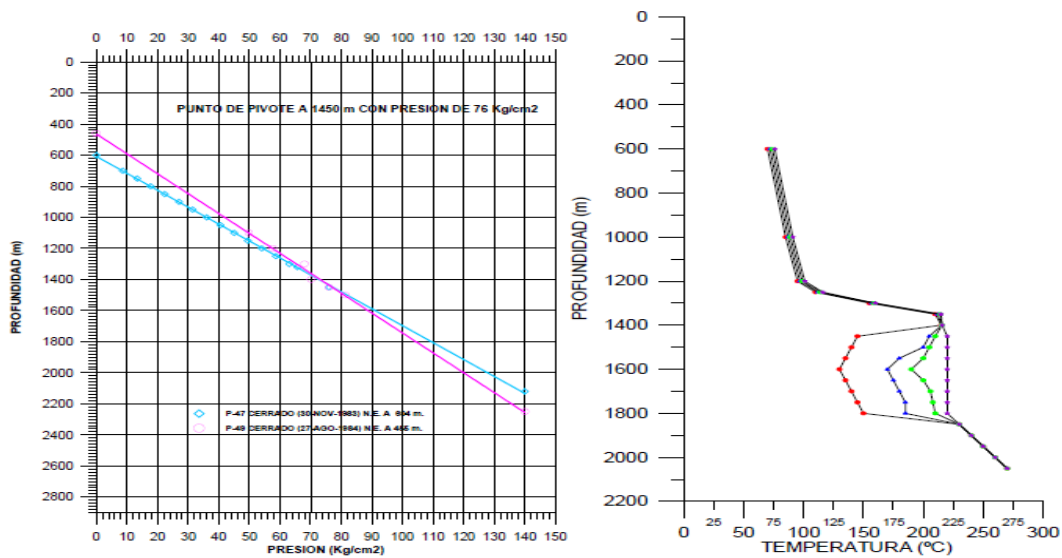


Figura 3. 4 Registros para identificación del intervalo productor durante el calentamiento. (Notas del curso de ing. De yacimientos geotérmicos, por: Ing. Marco A. Torres Rodríguez. Junio del 2012).

3.3 Identificación de los mecanismos de producción y sus características.

Durante la etapa de producción o explotación del pozo, las mediciones que se realizan son para conocer la capacidad del pozo para generar energía eléctrica. Se realizan mediciones de presión-temperatura en el pozo, pruebas de producción y pruebas de presión (incremento de

presión, dos gastos, interferencia). Además, las pruebas que se realizan periódicamente durante la vida útil del pozo, van encaminadas a diagnosticar el estado del pozo, si requiere mantenimiento y qué tipo de mantenimiento. La información que se utiliza para realizar este tipo de diagnóstico es: curvas características de producción, características químicas de los fluidos, índice de productividad, permeabilidad de la formación productora, incidencia de incrustaciones y su periodicidad.

En la Figura 3.5 se muestra el tipo de información y las pruebas que se requieren realizar para lograr la mayor y mejor cantidad de datos. Estas consisten en el desarrollo del pozo en tres condiciones de flujo como mínimo, con menos de esto el desarrollo es incompleto y el diagnóstico presenta un alto grado de incertidumbre acerca de la evolución del pozo. El muestreo químico, que no es función del ingeniero de yacimientos, es importante realizarlo paralelo al desarrollo y se deben muestrear los fluidos cuando menos en tres condiciones de flujo también. La composición química nos indica si el pozo tiene alto riesgo de presentar formación de incrustaciones o si se está enfriando la zona productora por invasión de algunos otros fluidos de menor temperatura. La calibración de las tuberías, es de gran utilidad, en conjunto con la composición química, para determinar qué tan incrustante es el fluido y de qué manera se puede amortiguar o retirar periódicamente a fin de mantener el pozo en producción. Los perfiles presión-temperatura-velocidad de flujo, proporcionar información valiosa acerca de las características termodinámicas del fluido y del yacimiento, además de en conjunto con los datos de producción se puede estimar el valor del índice de productividad y de la permeabilidad. Llevando a cabo estas pruebas bien controladas para asegurar la calidad de los datos, es posible lograr una radiografía lo más precisa posible del pozo y diagnosticar las causas de su comportamiento. Esto último, evidentemente repercutirá en una operación más eficiente y económica del pozo.

En todo esto, es fundamental la calidad de los datos. La mayoría de los errores corresponden a dos causas: errores sistemáticos originados en la medición de presión de labio, calibración de los instrumentos, cambios imprevistos en la programación de la prueba y uno muy importante, la inestabilidad del pozo. Esta inestabilidad puede ser causada por las condiciones inherentes al o los intervalos productores o a que no se permite que el pozo estabilice para realizar las mediciones. Una forma simple para verificar si los datos son estabilizados, es observar los datos graficados contra la presión de cabezal. La forma debe ser suave. Es decir no deben ocurrir saltos que hagan una tendencia errática, pues de ser así las mediciones no son correctas o el pozo presenta algún tipo específico de problema. Pero para diagnosticar esto último es necesario descartar la calidad de las mediciones. La entalpía de descarga y sus variaciones con la presión de cabezal es también un buen indicador de la calidad de los datos. La entalpía puede ser comparada con perfiles de temperatura, con las condiciones termodinámicas de la zona

productora, con la presión y temperatura en la zona de vaporización dentro del pozo y con la composición química (geotermómetros). Otro parámetro útil para verificar la estabilidad del pozo es el registro continuo de la presión de cabezal. Para un yacimiento de líquido, la presión de cabezal estabiliza rápido (tan breve como hasta media hora) después de hacer un cambio de orificio, mientras que en pozos en los que entra flujo en dos fases puede requerir de hasta varios días para que estabilice.

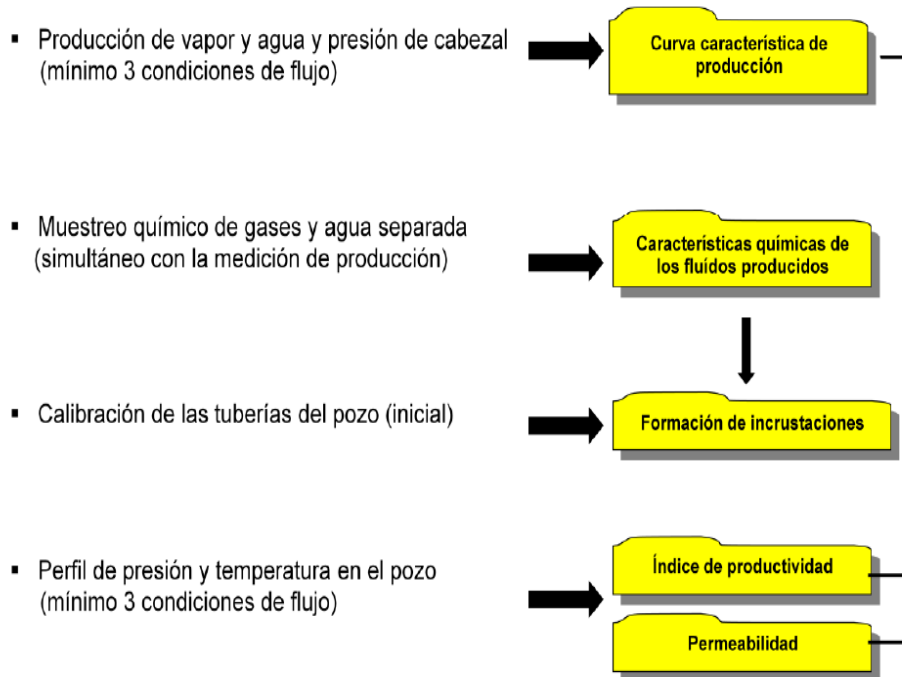


Figura 3. 5 Pruebas en el desarrollo de pozos e información obtenida.

El desarrollo del pozo consiste en la medición de la producción del pozo a diferentes condiciones de flujo. Se debe medir la producción en cuando menos tres condiciones de flujo para poder verificar que las mediciones son correctas y que el pozo estaba estabilizado y así estar en condiciones de evaluar las características del pozo con un alto grado de confiabilidad. Se considera que el pozo estabilizó cuando el patrón de flujo en el yacimiento alcanzó la geometría pseudoradial. Si se realiza la medición antes, los resultados van a presentar variaciones u oscilaciones que no son características del pozo sino de una medición errónea. Como durante el desarrollo es difícil e impráctico mantener un instrumento en el fondo del pozo y estar registrando la presión de fondo para definir cuándo se alcanzó el flujo pseudoestacionario; La manera práctica y confiable de asegurarse de la estabilización del pozo es registrando continuamente la presión de cabezal. De esta forma, se aseguran buenas

mediciones. El tiempo que tarde el pozo en estabilizar, depende de las características particulares de la formación productora, permeabilidad, por lo que cada pozo y dependiendo si el yacimiento es de líquido comprimido, bifásico o vapor estabilizará en tiempos diferentes que los demás. En la Figura 3.6 se muestra en círculos el punto en el que se debe hacer la medición de flujo y el cambio de condición de operación. Estos círculos corresponden al comportamiento de yacimiento finito o flujo pseudoestacionario.

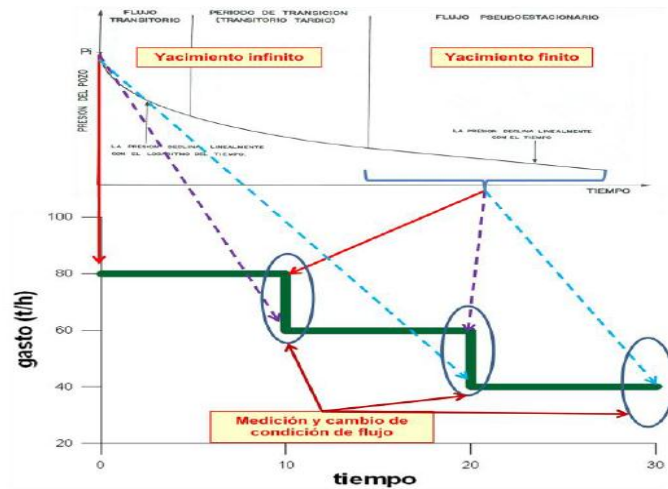


Figura 3. 6 Estabilización del pozo.

3.4 Comportamiento de las curvas de producción.

En la Figura 3.7 se muestra el comportamiento que se puede observar, durante el desarrollo del gasto másico respecto a la presión de cabezal. Si se considera que la entalpía y el contenido de gases no varían sensiblemente.

La curva A, es la respuesta de un yacimiento de fase líquida con alta permeabilidad en la formación. La curva B, se observaría cuando ha ocurrido un incremento de presión en el yacimiento, de temperatura o del contenido de gases, o se ha estimulado la formación productora, es decir, el yacimiento ha tenido una mejoría. La curva C, muestra el comportamiento cuando el pozo ha declinado con el tiempo. La curva D, corresponde cuando el yacimiento es de baja permeabilidad y esta controla el mecanismo de producción, o también cuando el flujo alcanza velocidades sónicas y se dice que el flujo es “ahogado”. La curva E, ocurre cuando el pozo está operando a bajos gastos y bajas velocidades de tal manera que hay

pérdidas de calor considerables hacia la roca circunvecina al pozo. La curva F, es producida si el fluido entra en dos fases al pozo.

Estas formas no son limitativas, pues cada pozo presenta una problemática diferente y características de la formación particulares.

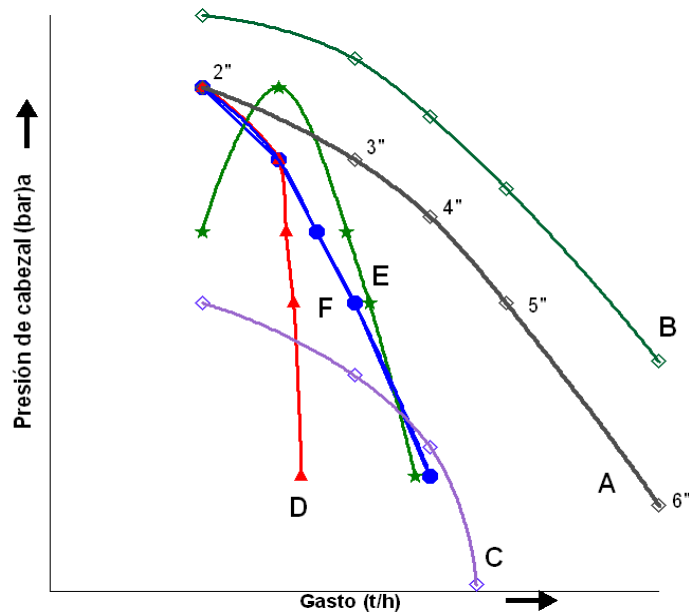


Figura 3. 7 Comportamiento de la producción. (Notas del curso de ing. De yacimientos geotérmicos, por: Ing. Marco A. Torres Rodríguez. Junio del 2012)

3.5 Comportamiento de la entalpía.

Las variaciones de la entalpía en un pozo, y cualquier otra variación con el gasto o con la presión de cabezal, son de gran utilidad para identificar el tipo de fluido que hay en el yacimiento. Es decir, si es de líquido dominante, de vapor dominante, de mezcla, de alta o baja permeabilidad. En la figura 3.6 se muestran los comportamientos que pudiera presentar la entalpía, respecto a la presión de cabezal. En el gráfico, la línea B define las condiciones termodinámicas. A la derecha es líquido saturado y hacia la izquierda, vapor saturado. La curva A, entalpía constante, se presenta cuando la alimentación está en fase líquida a temperatura constante. Es decir, es líquido comprimido. La curva A', corresponde a un yacimiento de líquido y el cambio a dos fases inicia en la formación al aproximarse al pozo y disminuir la presión hasta condiciones de saturación. Hay ganancia de entalpía. La curva E, indica entrada de vapor saturado seco. El yacimiento es de vapor dominante. La fase líquida es inmóvil. La curva E', resulta cuando la presión disminuye lo suficiente para alcanzar las condiciones de

sobrecalentamiento. Entra vapor saturado al pozo y conforme asciende se sobrecalienta. La curva B, corresponde a un yacimiento de dos fases de alta permeabilidad. La entalpía es superior a la del yacimiento de líquido. La curva C, se presenta cuando se tiene un yacimiento en dos fases de baja permeabilidad. La entalpía es alta a bajas presiones de cabezal debido a la vaporización adicional por la caída de presión provocada por la baja permeabilidad. Para conocer la entalpía del yacimiento es necesario realizar mediciones a altas presiones de cabezal para evitar vaporización excesiva. La curva D, un pozo con dos zonas de alimentación. Una zona de vapor sobre otra de líquido. A bajos flujos, el pozo produce de la zona de vapor y a altos flujos, el pozo produce una mezcla de las dos zonas.

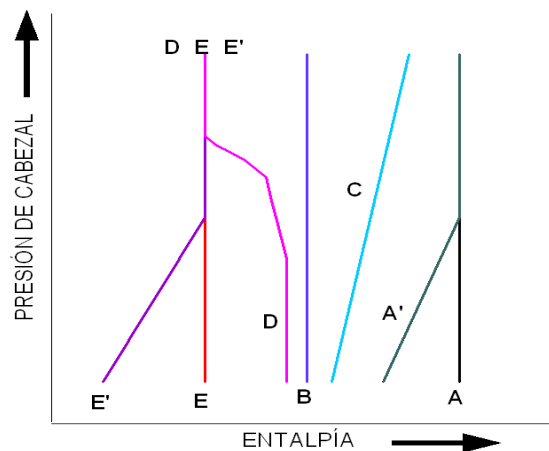


Figura 3. 8 Comportamiento de la entalpía vs la presión de cabezal. (Notas del curso de ing. De yacimientos geotérmicos, por: Ing. Marco A. Torres Rodríguez. Junio del 2012)

3.6 Comportamiento de los perfiles de presión dinámicos.

Los perfiles de presión-temperatura son el reflejo del flujo de fluidos ascendente a través de la tubería del pozo. Suponiendo que el pozo tiene solamente una zona de alimentación, entonces, se puede suponer que por debajo de esta, se tendrá una columna de líquido inmóvil y del punto de alimentación hacia arriba el fluido presentará diferentes comportamientos dependiendo de las fases presentes (densidades) en el fluido. La ausencia de columna líquida por encima del punto de alimentación puede ser considerada como un indicador de fluido en dos fases o fase vapor solamente. Esto es, el fluido entra en dos fases al pozo. De un yacimiento bifásico o de un yacimiento de líquido en donde al acercarse el fluido al pozo, por las caídas de presión, parte del fluido vaporiza en la formación.

En la Figura 3.8 se muestra el comportamiento de los perfiles de presión dinámicos dependiendo de las características del yacimiento. El perfil A, es el perfil típico de una columna

de líquido. El pozo está estático. En el perfil B, el fluido entra en dos fases al pozo. El yacimiento es bifásico o la vaporización ocurre en la formación al declinar la presión. En el perfil C, el fluido entra en fase líquida al pozo y vaporiza al ascender y declinar la presión. El yacimiento es de líquido. En el perfil D, el fluido entra en fase líquida al pozo, desde un yacimiento de líquido, pero no logra cambiar a fase vapor. El pozo produce solamente fase líquida. Perfil E, el fluido entra al pozo en fase vapor saturado seco. Se trata de un yacimiento de vapor con la fase líquida inmóvil.

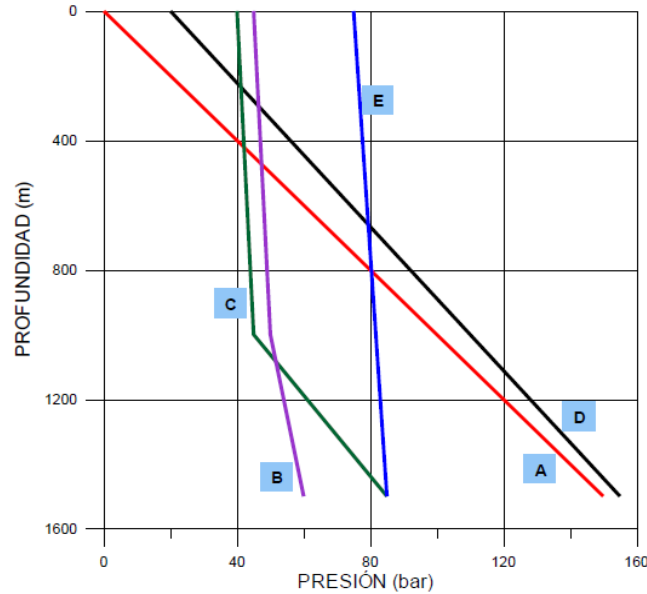


Figura 3. 9 Perfiles de presión dinámicos. (Notas del curso de ing. De yacimientos geotérmicos, por: Ing. Marco A. Torres Rodríguez. Junio del 2012)

3.7 Conclusiones del capítulo.

En este capítulo aprendimos a distinguir las zonas productoras y obtener algunos valores de la formación que serán primordiales y necesarios para el análisis de la prueba, como lo son la presión, temperatura, espesor y temperatura estabilizada, datos sin los cuales no sería posible un análisis real de las pruebas en los pozos.

Se dio una breve reseña del comportamiento de la producción de un pozo geotérmico, no se abarco más del tema ya que no es objeto primordial de esta tesis.

CAPÍTULO 4.

**CONCEPTOS BASICOS DEL
ANÁLISIS DE PRUEBAS DE
PRESIÓN.**

CAPÍTULO 4, CONCEPTOS BASICOS DEL ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN.

La idea original de analizar los datos de presión versus tiempo de un pozo produciendo o cerrado para obtener información de los estratos productores apareció primero en la hidrología. Los hidrologistas estaban interesados principalmente en el comportamiento del flujo de agua subterráneo a través de grandes acuíferos; poco después los estudios se enfocaron en el comportamiento eventual de la presión estática de un pozo cerrado de un yacimiento petrolero. Cuando se comparó a la presión inicial del yacimiento, la presión estática estimada, podía ser usada para calcular el petróleo producido al tiempo de la prueba. La determinación de la presión inicial y el área de drene del yacimiento proporcionaron la información necesaria para determinar el volumen original de aceite in situ (N). A partir de ese momento la literatura acerca de este tema tomo un gran auge. Muchas pruebas fueron creadas para determinar parámetros específicos del yacimiento. Esta “explosión” en la literatura fue debida a la facilidad con la cual el comportamiento de la presión puede ser medida y la valiosa información de los parámetros calculados de esas pruebas. Entre otros, los datos más útiles, que se pueden estimar de las pruebas de presión son:

- Cuan eficiente ha sido completado un pozo.
- El tratamiento deseado.
- El grado de conectividad de un pozo a otro.

Los análisis modernos de pruebas de pozos comenzaron cuando Horner y Miller presentaron sus famosos trabajos de investigación donde la línea recta en gráficas semi-log fue introducida como la primera técnica de análisis de las pruebas de pozos. En pocos años otros desarrollos fundamentales fueron presentados, introduciendo el concepto del almacenamiento o flujo posterior (“wellbore storage” o “after flow”). Poco después se introdujo una aproximación analítica al cálculo de la presión promedio del yacimiento, extrapolándola de las curvas de presión contra el tiempo. La solución era en función del área del Yacimiento, forma y localización de los pozos en el yacimiento. Posterior a estos conceptos nacen otros estudios y tecnologías aplicadas para el análisis de pruebas de presión, al ser incluida la deriva por Bourdet, el cálculo se hizo aún más complicado y por lo tanto más exacto y exigente, entrando así a la era más reciente del análisis de pruebas de presión, logrando generar más modelos al poder resolver con diferentes condiciones iniciales y de frontera los diferentes modelos

Las pruebas se llevan a cabo en un pozo para determinar ciertos parámetros del yacimiento y características del pozo, para predecir el comportamiento futuro del pozo o del sistema pozo-yacimiento. Estas pruebas son más beneficiosas cuando se realizan en la etapa de exploración.

Descubrir nuevas reservas o prevenir la terminación de pozos no productores son de los principales objetivos de una prueba.

Aunque en geotermia aún no se usan todas las tecnologías disponibles para la ejecución de las pruebas y esto limita en gran manera la flexibilidad en la cantidad y calidad de las pruebas que se le pueden realizar a un pozo geotérmico, aun así las posibilidades de pruebas que nos permiten las características del pozo nos entregan resultados demasiado viables para una buena caracterización dinámica del yacimiento. (*Manual de yacimientos, HALLIBURTON*).

Mediante el análisis de los diferentes tipos de pruebas podemos obtener los siguientes parámetros:

- Comportamiento del yacimiento.
- Permeabilidad.
- Daño.
- Distancia a la falla.
- Límites del yacimiento.
- Fronteras.

Los cuales nos permitirán generar una buena caracterización dinámica de yacimientos, esto a su vez nos permitirá una explotación racional y eficiente del recurso que queramos extraer del subsuelo, en este caso, vapor de agua.

4.1 Daño (S).

El daño a la formación se puede definir como una reducción en la permeabilidad de una zona productora en la vecindad del pozo. Esta reducción puede ser causada durante el período de perforación, terminación o producción del pozo.

Una acumulación de minerales sólidos asociados a la generación de rocas geotérmicas, en las paredes del pozo pueden generar un efecto de daño pasando un tiempo corto de producción, un cambio en el régimen de flujo también nos generaría un efecto parecido, así como una perforación desviada incrementa el área de flujo hacia el pozo por lo que podríamos suponer una estimulación (aumento de la permeabilidad en las paredes del pozo) a la formación.

El daño se expresa en valores de unidades de daño. Cuando una formación tiene un valor de daño mayor que cero ($s > 0$) se considera que el pozo posee restricciones de flujo y mientras

mayor sea este valor, mayor será la reducción en la permeabilidad. Cuando el pozo no presenta daño, el valor de S es igual a cero, mientras que cuando el valor es negativo ($S < 0$), se considera que el pozo se encuentra estimulado.

La siguiente ecuación relaciona el efecto de daño con el radio del pozo, radio de drenaje y permeabilidades tanto del yacimiento como del área dañada:

$$S = \left(\frac{k}{k_d}\right) \ln\left(\frac{r_d}{r_w}\right) \dots\dots\dots 4.1$$

La caída extra de presión debida al daño puede ser calculada por medio de la ecuación:

$$\Delta P_s = S \left(\frac{q\beta\mu}{2\pi kh}\right) \dots\dots\dots 4.2$$

En unidades de campo:

$$\Delta P_s = S \left(\frac{141.2q\beta\mu}{kh}\right) \dots\dots\dots 4.3$$

Las unidades de campo son:

- $q =$ gasto (barriles)
- $\beta =$ factor de volumen (adimensional).
- $k =$ permeabilidad (mDarcys.)
- $h =$ espesor (pies)
- $\mu =$ viscosidad (centipoise).

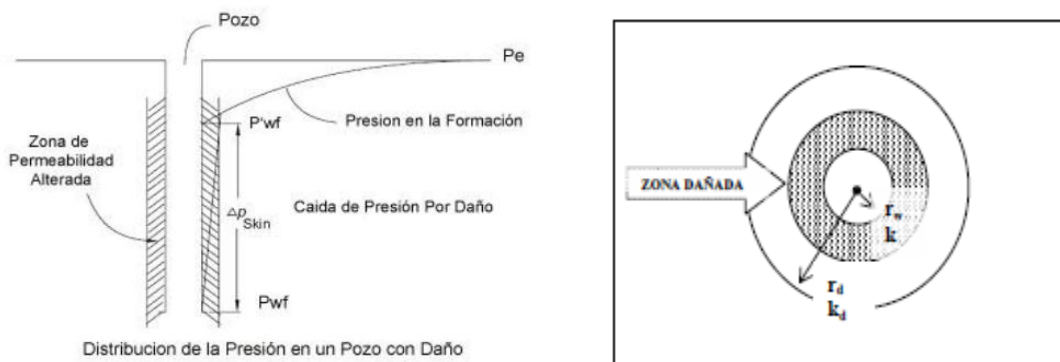


Figura 4. 1 Distribución de la presión en el pozo y diagrama de la zona dañada del pozo.

4.2 Coeficiente de almacenamiento.

Es el flujo que continúa de la formación hacia el pozo después de que el pozo ha sido cerrado para estabilización. Se le denomina también postflujo, postproducción, postinyección, carga o descarga. En pruebas de declinación ocurre descarga (unloading). El flujo ocurre por la expansión de fluidos en el pozo. En pruebas de restauración de presión ocurre postflujo (afterflow).

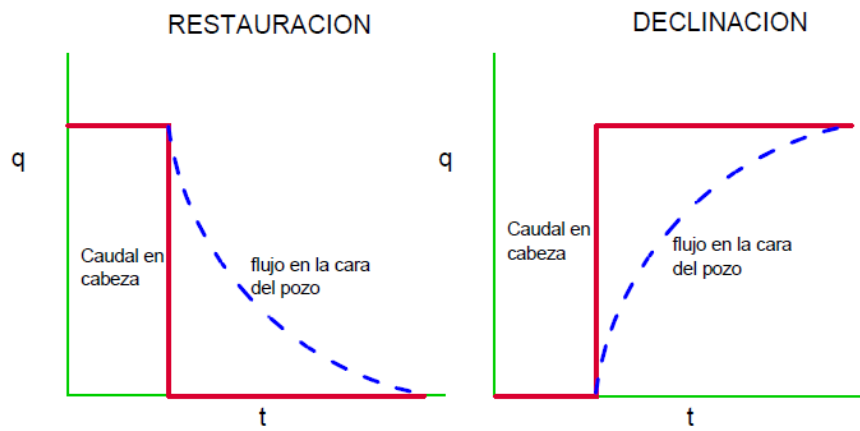


Figura 4. 2 Fenómeno de la continuación del flujo en la cara de la formación.

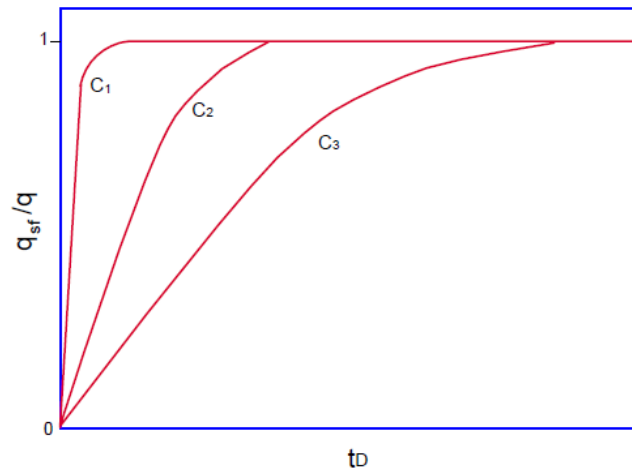


Figura 4. 3 efecto del almacenamiento en el flujo de fluidos en la cara del pozo, $C_3 > C_2 > C_1$.

Como ya se mencionó existe flujo de fluido en la cara el pozo después del cierre en superficie. El almacenamiento afecta el comportamiento del transitorio de presión a tiempos tempranos. Matemáticamente, el coeficiente de almacenamiento se define como el volumen total de los fluidos del pozo por unidad de cambio de presión de fondo:

$$C = \frac{\Delta V}{\Delta P} \dots \dots \dots 4.4$$

Si se hace un balance de materia en el pozo, tenemos que inicialmente, la producción del pozo es la suma del fluido que está almacenado en el pozo y el fluido que entra al pozo desde el yacimiento. Esto se expresa como:

$$q = q_s + q_{sf} \dots \dots \dots 4.5$$

Donde:

q = gasto en el cabezal del pozo.

qs = gasto que proviene del pozo por la compresibilidad de los fluidos.

qsf = gasto proveniente de la cara de la formación (yacimiento).

Analíticamente el efecto de almacenamiento se calcula de la siguiente manera:

$$C = V_w C_f \dots \dots \dots 4.6$$

Donde:

C = coeficiente de almacenaje del pozo (cm³/atm)

V_w = volumen del pozo = πr²L

C_f = compresibilidad del fluido en el pozo a condiciones del pozo.

Para el cálculo de la compresibilidad del fluido:

$$C = C_w S_w + C_v S_v \dots \dots \dots 4.7$$

Donde:

C_f = compresibilidad del fluido en el pozo a condiciones del pozo (atm)⁻¹

S_w = saturación de la fase líquida (fracción)

C_w = compresibilidad de la fase líquida (atm)⁻¹

S_v = saturación de la fase vapor (fracción)

C_v = compresibilidad de la fase vapor (atm)⁻¹

Gráficamente se calcula de la siguiente manera. En el gráfico log-log de la prueba (Figura 4.3) se identifica la pendiente unitaria del período de almacenaje y se selecciona un punto de la recta.

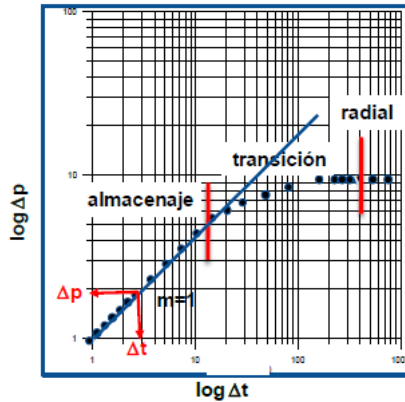


Figura 4. 4 grafico doble logarítmico con pendiente unitaria durante el almacenaje.

El par (Δt , Δp) se sustituye en la ecuación:

$$C = qB \frac{\Delta t}{\Delta p} \dots \dots \dots 4.8$$

4.3 Capacidad de flujo.

Es la capacidad que tiene la formación de transmitir fluidos por cada unidad de longitud, se obtiene mediante el producto de la permeabilidad y el espesor de la zona de interés y se representa como (Kh) y sus unidades son (md*m) o (md *ft).

4.4 Eficiencia de flujo.

La Eficiencia de Flujo es una medida de cuanto ha afectado el daño a la productividad o inyectividad del pozo. Este efecto puede ser tanto para estimular o “dañar” la formación. Se calcula de la siguiente manera:

$$EF = \frac{IP_{real}}{IP_{ideal}} = \frac{P_{wf} - P_i - \Delta P_{skin}}{P_{wf} - P_i} \dots \dots \dots 4.9$$

Entonces si la $EF > 1$, se tiene un $\Delta P_{skin} < 0$ el pozo esta estimulado.

Entonces si la $EF < 1$, se tiene un $\Delta P_{skin} > 0$ el pozo está dañado.

Si $EF=0$ no existe daño en la formación, es decir $S=0$.

(ANALISIS MODERNO DE PRESIONES DE POZOS, FREDDY HUMBERTO ESCOBAR M., Ph.D. Neiva, Huila, Noviembre de 2003).

4.5 Pruebas de presión.

Las pruebas de presión consisten en perturbar al yacimiento y observar la respuesta del mismo, con principio en la tercera ley de Newton (a toda acción hay una reacción, de igual magnitud, pero en sentido contrario). Véase figura 4.4.

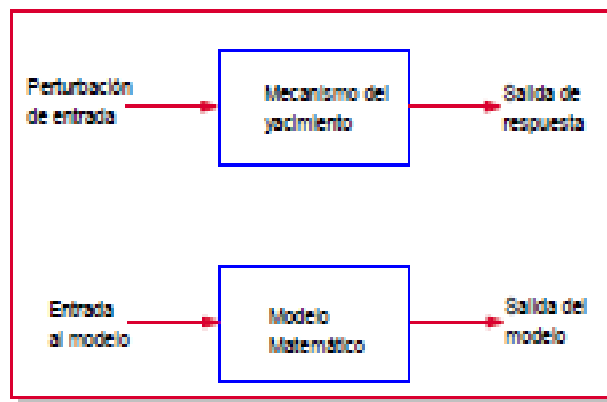


Figura 4. 5 Principio básico de las pruebas de presión.

De esta manera en la primera etapa se perturba la presión del yacimiento mediante una apertura, cierre o inyección de flujo, se espera la respuesta y esta entra a un modelo matemático que nos arroja, dependiendo del tipo de la prueba y su duración, los parámetros del yacimiento como:

- Permeabilidad.
- Radio de drene.
- Radio de investigación.

- Presión promedio del yacimiento.
- Estado del pozo (estimulado o dañado).
- Coeficiente de almacenamiento.
- Índice de productividad e inyectividad.
- Eficiencia de flujo.

En esencia una prueba de presión es un experimento de flujo de fluidos que nos permite conocer de manera indirecta las características del yacimiento en estado dinámico.

Existen distintas pruebas de presión que se ocuparan para la caracterización dinámica del yacimiento geotérmico en la etapa exploratoria, de la cual es objeto esta tesis, en esta etapa se suelen ocupar solo dos tipos de pruebas, pruebas de inyección-recuperación (fall-off) ; una vez que el pozo se clasifica como productor se realiza una prueba de incremento de presión (buildup), a continuación se describirán los principales tipos de pruebas y las primicias por las cuales se suelen ocupar estas dos pruebas para la etapa exploratoria de un yacimiento geotérmico.

4.6 Tipos de pruebas de presión en pozos geotérmicos.

Las pruebas realizadas dependerán de los objetivos que se pretenden alcanzar con las pruebas, en el caso de la geotermia y más aún en su etapa exploratoria estas se gobernarán por las limitantes tecnológicas y/o conveniencia de la realización de las pruebas.

Pruebas de decremento de presión (Drawdown Test).

En una prueba de decremento de presión, Idealmente el pozo se cierra hasta que alcance la presión estática del yacimiento antes de la prueba. Este requisito se consigue en yacimientos nuevos, pero a menudo es difícil o impráctico de lograr en yacimientos viejos o desarrollados.

La duración de una prueba de declinación puede ser de unas pocas horas o varios días, dependiendo de los objetivos de la prueba y las características de la formación.

Los pasos a seguir para la realización de una prueba de decremento de presión son:

- Se cierra el pozo por un periodo de tiempo suficiente para alcanzar la estabilización en todo el yacimiento.
- Se baja la herramienta a un nivel inmediatamente encima de la zona de interés (Mínimo la herramienta debe tener dos sensores para efectos de control de calidad de los datos).
- Abrir el pozo para producir a gasto constante y registrar continuamente la P_{wf} .

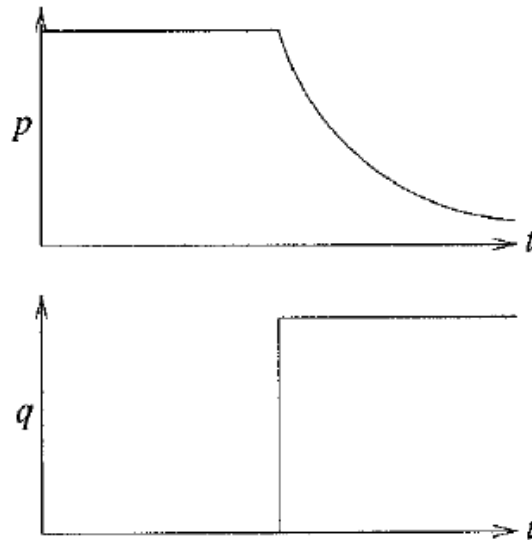


Figura 4. 6 Esquema de una prueba de decremento de presión.

Este tipo de pruebas son técnicamente muy difíciles de lograr en pozos geotérmicos exploratorios, ya que las condiciones termodinámicas dentro del pozo hacen prácticamente imposible que en yacimientos dominados por líquido, el fluido (mezcla vapor-agua), un tiempo después del cierre se mantenga como mezcla, en las condiciones siguientes al cierre, el fluido comienza a condensarse con lo que hace más pesada la columna de agua y termina por vencer la presión del yacimiento dejando solo columna de líquido dentro del pozo, en esta condición es necesaria una inducción para lograr hacer producir el pozo, debido a esto es técnicamente impráctico manejar una prueba de decremento con cierre del pozo.

Sin embargo es factible realizar una prueba de decremento solo cambiando el gasto de producción sin llegar a cerrar por completo el yacimiento.

(Análisis moderno de presiones en pozo, FREDDY HUMBERTO ESCOBAR M., Ph.D.)

Pruebas de incremento de presión (Buildup)

La prueba de restauración de presión ha sido una técnica muy popular usada en la industria petrolera. Varias razones la han convertido en una prueba muy popular, algunas de estas son:

- No requiere una supervisión muy detallada.
- Se pueden estimar la permeabilidad y el factor de daño a partir de pruebas de restauración o declinación de presión. Sin embargo, la declinación de presión no permite estimar la presión promedio de yacimiento o la presión inicial de yacimiento mientras que la prueba de restauración de presión si lo hace.

En términos generales, una prueba de restauración de presión requiere cerrar un pozo productor después de que se ha producido durante algún tiempo en el que la estabilización del gasto se ha alcanzado. Una prueba básica de restauración consiste en:

1. Determinar la ubicación de la zona de interés y la profundidad del pozo.
2. Estabilizar el pozo a un gasto de producción constante, q .
3. Cerrar el pozo y registrar el valor de la presión de fondo fluyendo (justo antes del cierre).
4. Leer la presión de cierre, P_{ws} (presión de fondo estática), a intervalos cortos de 15 segundos para los primeros minutos (10-15 min), entonces cada 10 min. Para la primera hora. Durante las siguientes 10 horas, se deben tomar lecturas de presión cada hora. Cuando la prueba progresa, los intervalos de tiempo se pueden expandir a 5 horas. Para correr una prueba de restauración de presión, el pozo produce a un gasto constante por un período de tiempo t_p . Se baja un elemento de presión al pozo inmediatamente antes de cerrarlo. La t_p no debe ser muy pequeña para no tener problemas con el radio de investigación.

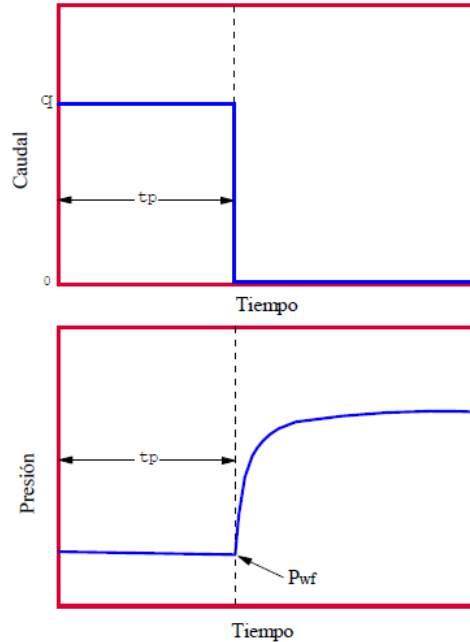


Figura 4. 7 Esquema de una prueba de incremento de presión.

Pruebas de inyección- recuperación (falloff).

Este tipo de pruebas tiene el mismo principio que una prueba de incremento, pero inversa, y el comportamiento diseñado será un decremento de presión.

Consisten en inyectar un gasto de fluido hasta represar el pozo durante el tiempo que se diseñó la prueba, para luego cesar la inyección del fluido.

En pozos geotérmicos es común realizar estas pruebas a gasto variable, con tres gastos diferentes, buscando fracturar de algún modo la zona permeable y poder conocer la capacidad de aceptación del pozo (índice de inyección), se analizan únicamente las etapas de recuperación.

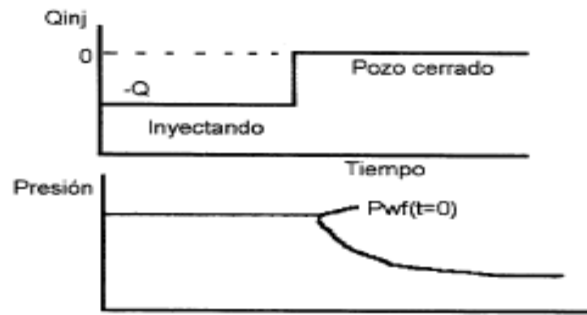


Figura 4. 8 Esquema de una prueba falloff (inyección-recuperación).

(Análisis moderno de presiones en pozo, FREDDY HUMBERTO ESCOBAR M., Ph.D.)

Pruebas de interferencia

Una prueba de interferencia consiste en hacer fluir un pozo y observar la presión en otro pozo o pozos, una prueba de interferencia tiene como objetivo monitorear los cambios de presión dentro del yacimiento.

Tiene la ventaja de poder abarcar una mayor área que en una prueba de un solo pozo, permitiendo una mejor caracterización que con pruebas individuales.

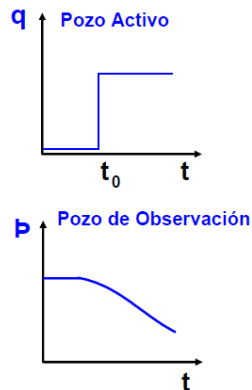


Figura 4. 9 Esquema de una prueba de interferencia.

(Notas del Dr Eber Cinco Ley.)

4.6 Condiciones transitorias de flujo.

La geometría de flujo que posee la zona que aporta la mayor expansión, tiene gran influencia sobre la variación de la presión en diversos puntos del yacimiento. De esta manera es posible relacionar la geometría de flujo con ecuaciones para que ocurra el cambio de presión en cualquier punto del yacimiento

Flujo Lineal

Para este tipo de flujo se considera el sistema cerrado mostrado en la figura 4.9 donde se define un poroso de espesor h y ancho b constituido por un medio poroso de permeabilidad k y porosidad ϕ . El sistema posee una compresibilidad total C_t y contiene un fluido de viscosidad μ que fluye en una sola dirección (x).

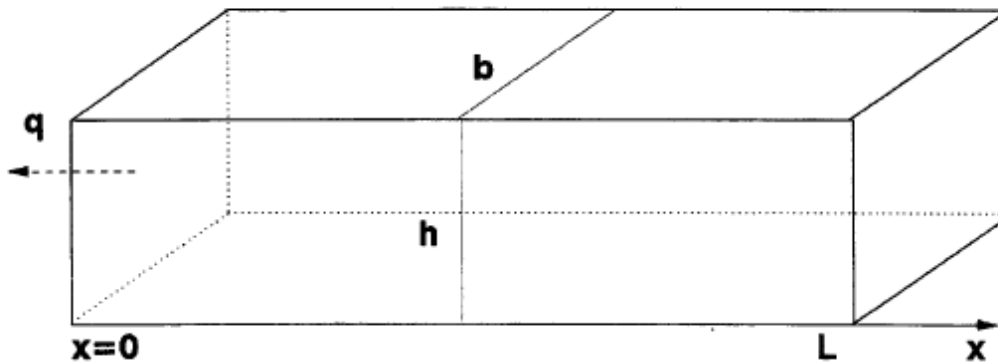


Figura 4. 10 Flujo lineal en un yacimiento.

Del análisis matemático detallado obtenemos que un yacimiento infinito que produce un gasto constante en flujo lineal, está dominado por la siguiente ecuación.

$$P_i - P_{wf} = \left(\frac{2\alpha_1 B^{1/2}}{\pi^{1/2}} \right) \left(\frac{qB\mu}{bh} \right) (\phi\mu C_t k)^{1/2} t^{1/2} \dots\dots\dots 4.10$$

Donde los factores α_1 representan algún valor de conversión de unidades.

De la ecuación se puede concluir que una gráfica del cambio de presión o de la presión de fondo contra \sqrt{t} produce una línea recta de pendiente m que pasa por el origen.

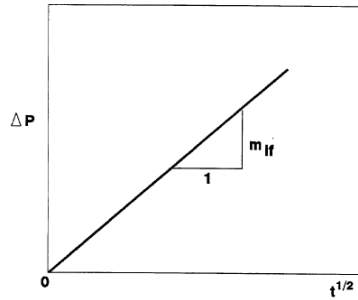


Figura 4. 11 Respuesta de un yacimiento lineal.

Flujo radial.

El flujo hacia un pozo en un yacimiento limitado superior e inferiormente por capas impermeables puede ser representado por el modelo de flujo radial.

El flujo radial es el régimen de flujo más importante en interpretación de pruebas de presión. Este se reconoce por una extensión constante o tren plano en la derivada. La geometría de flujo radial se describe como líneas de corriente que convergen hacia un cilindro circular.

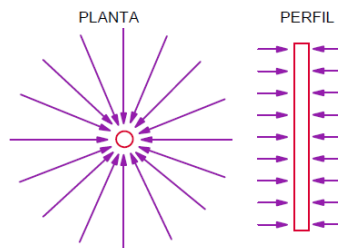


Figura 4. 12 Representación de flujo radial.

La solución de línea fuente para un yacimiento infinito de flujo constante es una simplificación conveniente de utilizar, pues considera la producción de un pozo a través de una línea localizada en el eje del pozo, esta aproximación es lo suficientemente precisa en las aplicaciones de pruebas de presión.

De la solución de línea fuente tenemos:

$$\Delta P(r, t) = \frac{\alpha q B \mu}{2 k h} E_i \frac{\phi \mu C t r^2}{4 \beta k t} \dots \dots \dots 4.11$$

Donde α y β son factores posibles de conversión de unidades, para unidades de campo e integrando el daño a la formación tenemos que esta ecuación se aproxima a:

$$P_{wf} = P_i - 162.6 \frac{q B \mu}{k h} \left[\log t + \log \frac{k}{\phi \mu C t r_w^2} + .8686 S - 3.2274 \right] \dots \dots 4.12$$

Esto solo es válido para tiempos adimensionales mayores a 5.

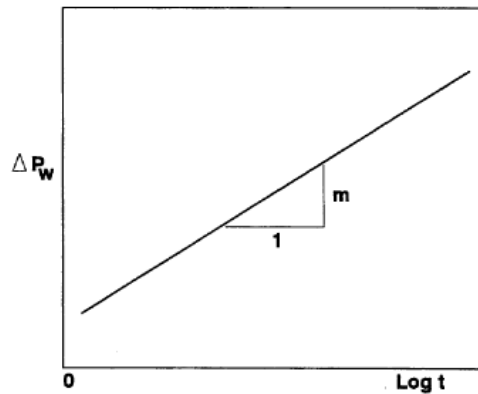


Figura 4. 13 Gráfico para flujo radial.

La figura 4.13 representa la respuesta de un yacimiento con geometría de flujo radial donde la pendiente está dada por:

$$m = 162.6 \frac{q B \mu}{k h} \dots \dots \dots 4.13$$

Flujo esférico.

El flujo esférico ocurre cuando las líneas de corriente convergen a un punto (Fig. 4.14). Este régimen ocurre en pozos que han sido parcialmente completados o formaciones parcialmente

penetradas. Para el caso de completamiento parcial o penetración parcial cerca al tope o la base de la formación, la capa impermeable más cercana impone un flujo hemisférico. Tanto el flujo esférico como el hemisférico son vistos en la curva de la derivada como una pendiente negativa con valor de 0.5. Una vez determinada la permeabilidad del flujo radial, esta puede usarse con la permeabilidad horizontal para determinar la permeabilidad vertical.

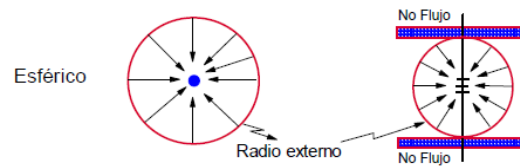
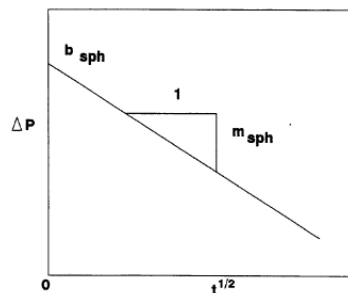


Figura 4. 14 Representación de flujo esférico.

Para un yacimiento infinito que produce a gasto constante, en este caso se supone un yacimiento que produce a través de punto en medio del flujo esférico, el cambio de presión en el pozo se puede aproximar con la ecuación:

$$\Delta P(t) = \alpha_{sph} \frac{qB}{Kr_w} - \alpha_{sph} qB \left[\left(\sqrt{\frac{\phi Ct}{\pi\beta}} \right) \left(\sqrt{\left(\frac{\mu}{k} \right)^3} \right) \right] \frac{1}{\sqrt{t}} \dots \dots \dots 4.14$$

Esta ecuación supone una línea recta en un gráfico de la caída de presión contra la raíz cuadrada del tiempo.



Flujo bilineal

Dentro de un yacimiento hidráulicamente fracturado se pueden generar diversos tipos de flujo, entre ellos el flujo bilineal que es generado por la superposición de dos flujos lineales, uno de los cuales aporta de la fractura al pozo y otro de la formación a la fractura.

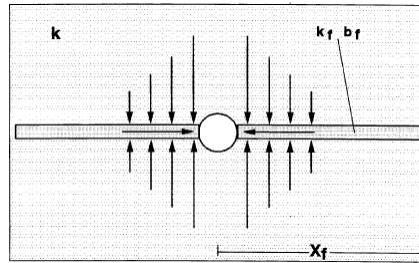


Figura 4. 15 Representación de flujo bilineal.

En la figura existen dos permeabilidades, la de la fractura (conductividad) $K_f b_f$ y la K del yacimiento, este comportamiento está descrito en la siguiente ecuación:

$$\Delta P_w = 2.45 \alpha_b \left(\sqrt[4]{\beta} \right) q B \left(\sqrt[4]{t} \right) \left[h \left(\sqrt[4]{k_f b_f} \right) \left(\sqrt[4]{\phi \mu c_t k} \right) \right] \dots \dots \dots 4.15$$

Esta ecuación indica que una gráfica del cambio de la presión contra la raíz cuarta del tiempo producirá una línea recta que pasa por el origen.

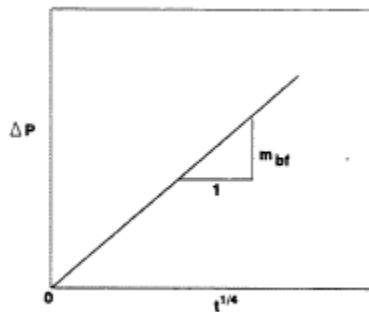


Figura 4. 16 Gráfico para flujo bilineal.

Flujo pseudoestacionario

Este flujo se da cuando el flujo es constante en todas las direcciones, y la presión varía de manera constante con el tiempo, es comportamiento asintótico a tiempos largos de un yacimiento cerrado produciendo mediante flujo constante. Se emplea la geometría de flujo radial para su análisis.

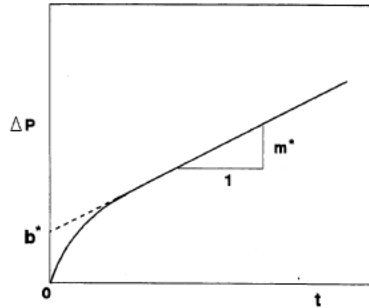


Figura 4. 17 Gráfico para flujo pseudoestacionario.

4.7 Función derivada de presión.

Los avances tecnológicos en la capacidad de la medición han permitido el cálculo más sencillo de la derivada e presión. Bourdet y colaboradores propusieron la función de la derivada como una herramienta de diagnóstico de flujo.

$$P_D(t_D, r_D) = \frac{1}{2} E_i \left[\frac{-r_D^2}{4t_D} \right] \dots \dots \dots 4.16$$

Derivando la ecuación, sustituyendo el concepto de presión, tiempo y radio adimensional y pasando a unidades de campo tendremos que:

$$\log Pwf' = -\log t + \log \left(\frac{70.6q\mu B}{kh} \right) \dots \dots \dots 4.17$$

Lo que indica que la gráfica log-log de PD' contra tD da una línea recta de pendiente unitaria (ver figura 4.18)

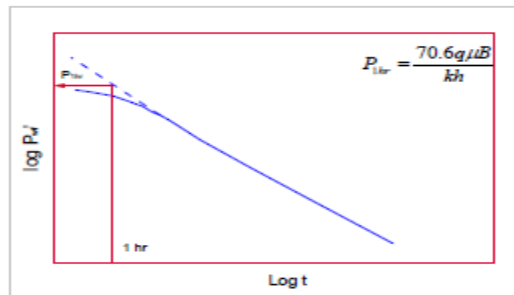


Figura 4. 18 Gráfico semilog de la deriva de presión.

Estos gráficos sirven para poder diagnosticar el tipo de flujo y así poder elegir el análisis adecuado para cada uno de los transientes de flujo.

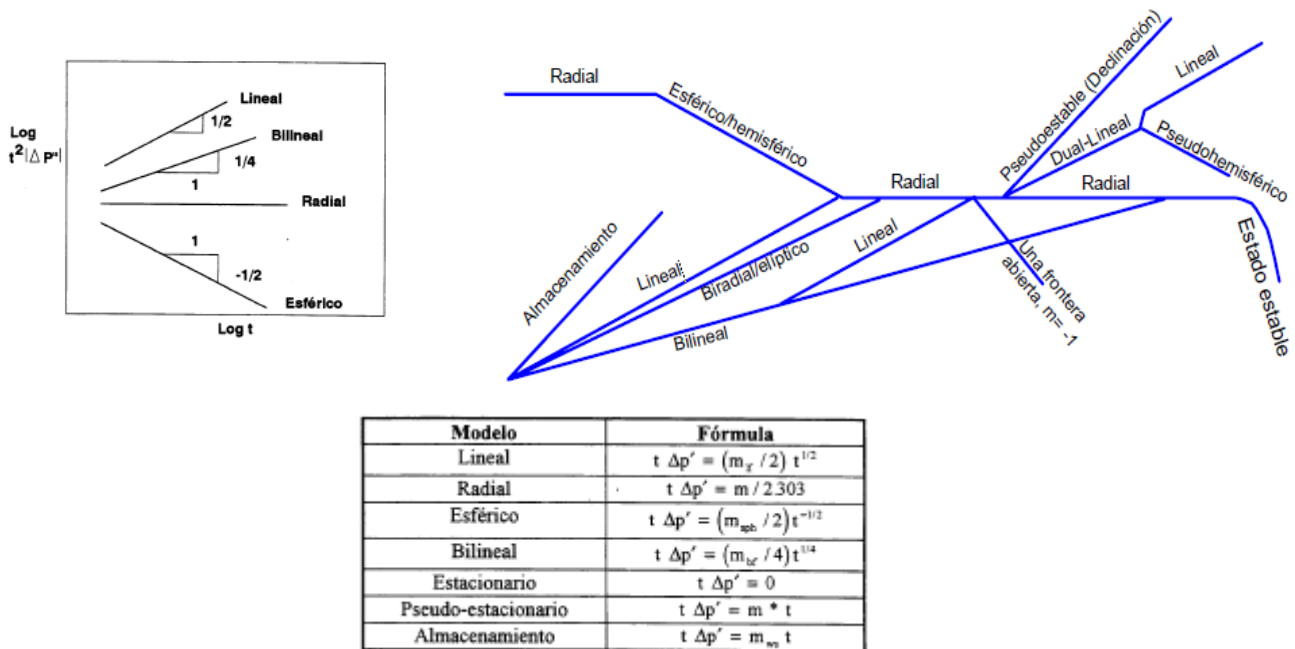


Figura 4. 19 Diagnóstico mediante la derivada de presión.

4.8 Diseño de pruebas de presión.

Se deben definir los parámetros y los procedimientos para la obtención de datos específicos, ya que los resultados serán garantizados solo si los datos son de una buena calidad.

Es importante estimar el tiempo de duración de la prueba, como las respuestas de presión esperadas.

También es esencial contar con un equipo de medición de presiones confiables y bien calibradas.

Al decidir acerca de la prueba de presión más conveniente para evaluar el yacimiento, se debe tener en cuenta el tipo de pozo y el estado del mismo. Así mismo cuando se planifica una prueba de presión en un pozo, se debe seleccionar entre los tipos de pruebas disponibles.

El diseño de una prueba es el primer paso en su planificación. Muy frecuentemente, planificaciones inadecuadas traen como consecuencia problemas y errores costosos. Naturalmente, conocer acerca del sistema pozo-yacimiento, ayuda enormemente para que la planificación sea diseñada en función de captar la mayor cantidad de información posible en la prueba.

Entre la información preliminar que se debe reunir, se tiene:

- Historias de producción
- Datos sísmicos, mapas estructurales (geología).
- Petrofísica, registros de pozos.
- Presiones de poro.
- Información sobre operaciones de perforación

Las pruebas en pozos exploratorios revisten gran importancia, debido a que los resultados obtenidos del análisis de los datos de presión y producción, como son los parámetros de yacimiento, así como la descripción del área de drenaje, pueden ser indicativos de la comercialidad o abandono del pozo.

4.9 Análisis de pruebas de decremento de presión.

En esta sección se hablara del caso que la prueba tenga el tiempo suficiente para lograr desarrollar una geometría de flujo definida. En la cual el análisis se realice mediante el grafico semilogaritmico.

El comportamiento de la presión de un pozo en un yacimiento infinito produciendo a un gasto constante está dado por:

$$P_{wf} = P_i - 162.6 \frac{q\mu B}{kh} \left[\log t + \log \left(\frac{k}{\phi\mu Ctr_w^2} \right) - 3.23 + .87S \right] \dots \dots \dots 4.18$$

Esta ecuación es válida para describir el comportamiento de presión de un pozo durante la etapa de flujo transitorio, sin llegar a los efectos de límites del yacimiento.

Para poder definir el tipo de flujo Bourdet y colaboradores introdujeron el concepto de la derivada, con el cual definiremos la geometría de flujo específica y así proceder a realizar el análisis.

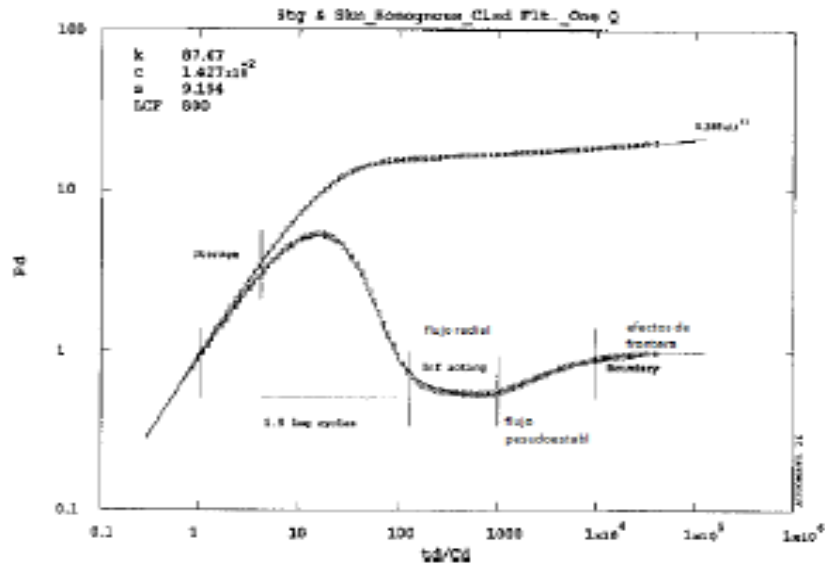


Figura 4. 20 Identificación de los periodos de flujo mediante la derivada.

Una vez definido el tipo de flujo se procede a realizar el análisis especializado para la geometría de flujo donde la ecuación 4.18 implica que en un gráfico de (Pi-Pwf) vs el tiempo en papel semilogaritmico, después del periodo afectado por los efectos de almacenaje del pozo, debe producir una línea recta cuya pendiente, m ,está dada por:

$$m = 162.6 \frac{q\mu B}{kh} \dots\dots\dots 4.19$$

Donde:

$$kh = 162.6 \frac{q\mu B}{m} \dots\dots\dots 4.20$$

Así cuando t=1hr, de la ecuación 4.18 obtenemos:

$$S = 1.151 \left[\frac{\Delta P_{1\text{hr}}}{m} - \log \frac{k}{\phi\mu Ctr_w^2} + 3.23 \right] \dots\dots\dots 4.21$$

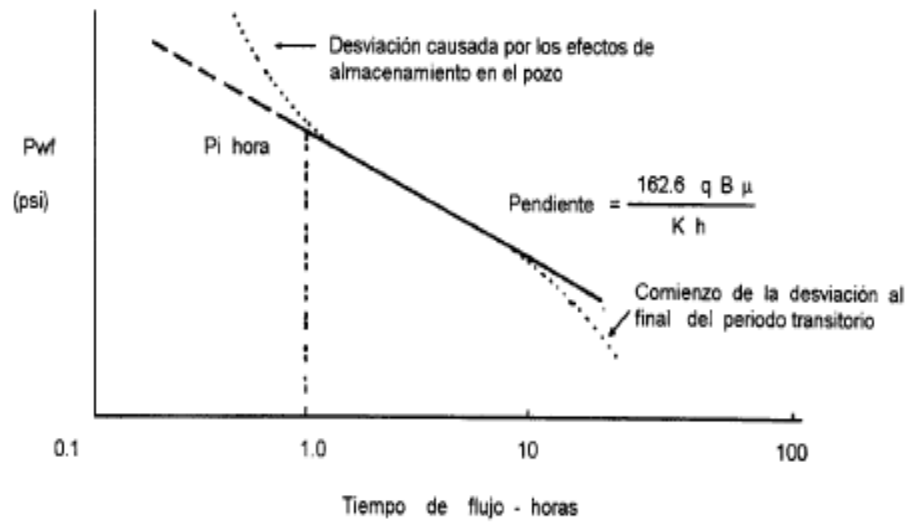


Figura 4. 21 Análisis semilogaritmico de una prueba de decremento de presión.

4.9 Análisis de pruebas de incremento de presión (método de Horner)

En una prueba de restauración tenemos, la historia de producción del pozo y el tiempo.

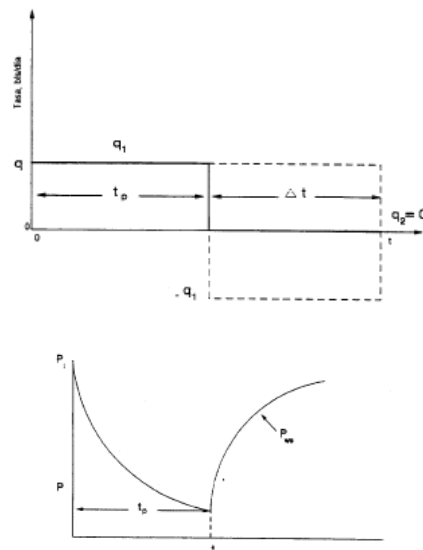


Figura 4. 22 Esquema de una prueba de incremento de presión.

Al aplicar el principio de superposición la restauración de la presión durante el periodo de cierre puede representarse por la suma de la caída de presión correspondiente al gasto q_1 durante el periodo total de $(t_p + \Delta t)$ y la caída de presión correspondiente a un gasto de $-q_1$ durante el periodo del cierre Δt esto equivale a un gasto cero durante el cierre.

Posteriormente sustituyendo este principio a la ecuación 4.18 y desarrollando tenemos:

$$P_{ws} = P_i - 162.6 \frac{q\mu B}{kh} \log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \dots \dots \dots 4.22$$

La ecuación representa la conocida recta semilogaritmica de Horner, indica que un gráfico de P_{ws} vs el tiempo de Horner en forma semilog debe generar una línea recta donde:

$$kh = \frac{162.6 q\mu B}{m} \dots \dots \dots 4.23$$

La extrapolación de la recta a $\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) = 1$ permite obtener la presión inicial de yacimiento o presión falsa P^* , y el factor de daño se obtiene de la siguiente ecuación:

$$S = 1.151 \left[\frac{\Delta P_{1hr} - P_{ws}(\Delta t = 0)}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu C t r_w^2} + 3.23 \dots \dots \dots 4.24 \right]$$

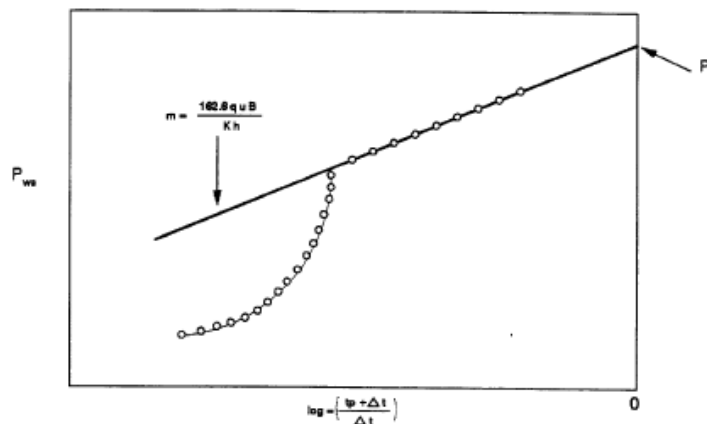


Figura 4. 23 Método de Horner para una prueba de incremento.

4.10 Ajuste por Curvas tipo (Bourdet).

Las curvas tipo son representaciones gráficas de soluciones teóricas de las ecuaciones de flujo. El método consiste en encontrar, dentro de una familia de curvas, la curva teórica que mejor coteje con la respuesta real que se obtiene durante la prueba de presión. Este cotejo se realiza en forma gráfica, superponiendo la curva real con la curva teórica.

Estas soluciones gráficas se presentan en función de variables adimensionales (p_D , t_D , r_D , C_D).

Se basan en las siguientes ecuaciones:

$$P_D = \left(\frac{k}{141.2 q \mu \beta} \right) t * \Delta p' \dots\dots\dots 4.25$$

$$\frac{t_D}{C_D} = .000295 \frac{kh t}{\mu C} \dots\dots\dots 4.26$$

Si se tiene un buen ajuste de la curva de obtienen K, S y C.

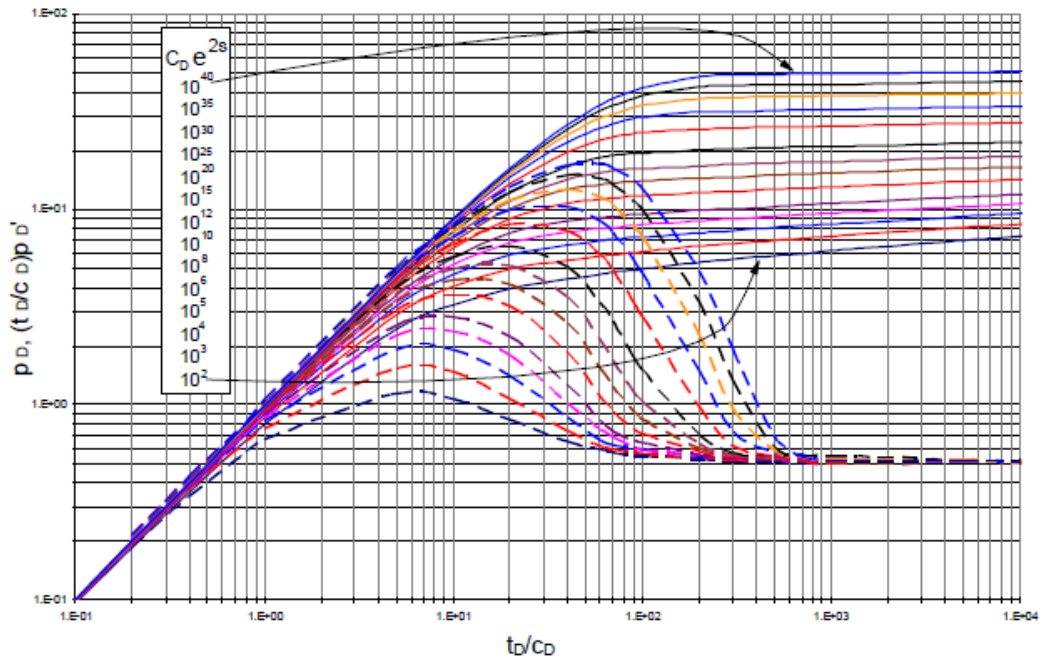


Figura 4. 24 Curvas tipo, Bourdet.

$$k = \frac{141.2}{h} \left(\frac{t_D}{C_D} \right) P_{DM} \dots\dots\dots 4.27$$

$$k = \frac{141.2 q \mu \beta P_{DM}}{h \Delta P_M} \dots\dots\dots 4.28$$

$$C = \left(.000295 \frac{kh}{\mu} \right) \frac{t_M}{\left(\frac{t_D}{C_D} \right)_M} \dots\dots\dots 4.29$$

Leyendo $C_D e^{2s}$

$$C e^{2s} = \frac{\phi C t h r_w^2}{.8936} (C_D e^{2s})_M \dots\dots\dots 4.30$$

Llamando a todo el lado derecho n.

$$C e^{2s} = n \dots\dots\dots 4.31$$

Despejando S.

$$s = \frac{1}{2} \ln \frac{n}{C} \dots\dots\dots 4.32$$

4.11 Conclusiones del capítulo.

En esta sección se expusieron los conceptos básicos para determinar los tipos de flujo según la pendiente que generan en un gráfico doble logarítmico de la derivada de la caída de presión vs el tiempo y una vez identificada esta geometría se procede al análisis respectivo, de no desarrollar un tipo de geometría bien definida o tener solo efectos de almacenaje, se presentó también el análisis de las pruebas mediante el ajuste a curvas tipo.

CAPÍTULO 5.

**ESTUDIO DE UN CASO
PRÁCTICO EN UN CAMPO
GEOTÉRMICO EXPLORATORIO.**

CAPÍTULO 5, ESTUDIO DE UN CASO PRÁCTICO EN UN CAMPO GEOTÉRMICO EXPLORATORIO.

5.1 Antecedentes del campo

El Campo geotérmico en mención, se ubica dentro de la faja volcánica transversal mexicana en su parte Nororiental.

El campo es parte de un proyecto privado de autogeneración de electricidad, consta hasta el momento, de cuatro pozos exploratorios; de los cuales tres han resultado productores y uno inyector.

Para la evaluación de los pozos se han realizado diferentes pruebas de presión de las cuales se ha obtenido una breve descripción dinámica del campo.

El desarrollo de las pruebas ha sido limitado debido al sensor utilizado en las pruebas, el cual es un sensor Kuster mecánico, que solo puede leer durante, máximo, 48 hrs.

Las altas temperaturas dentro del campo son la mayor limitante, ya que los sensores electrónicos solo resisten un nivel de temperatura que está por debajo de la temperatura promedio del yacimiento.

Una vez que se tenga un medidor de presión mecánico y continuo (Cámaras de suspensión) se podrá generar un análisis más profundo y confiable del yacimiento.

A continuación se presentaran los análisis obtenidos de las diferentes pruebas de presión aplicadas a los pozos, los cuales denominaremos pozo, 1, 2,3 y 4.

Del pozo 1 se expondrá un análisis realizado a mano y una interpretación del mismo, para los pozos restantes se utilizó un software que proporciono la compañía encargada de dicho proyecto, así como también facilito todos los datos necesarios para el presente trabajo.

5.2 Análisis del Pozo Numero Uno (Buildup)

Se analiza una prueba de incremento de presión en este caso los datos lograron desarrollar el flujo radial. Antes de iniciar el análisis, se debe asegurar que las unidades sean coherentes, es decir, todas las unidades deben estar en el mismo sistema.

En este caso se tienen los datos obtenidos del registro, el registro no pudo ser obtenido debido a cuestiones de confidencialidad, ya que estos los había realizado una empresa estatal.

Los Datos para el análisis son los siguientes.

Duración de la prueba = 5.95 h

q = 60 t/h

tp= 166 h = 597600 s

$\Phi = 0.1$

h= 10 000 cm= 100 m.

rw = 8.89 cm

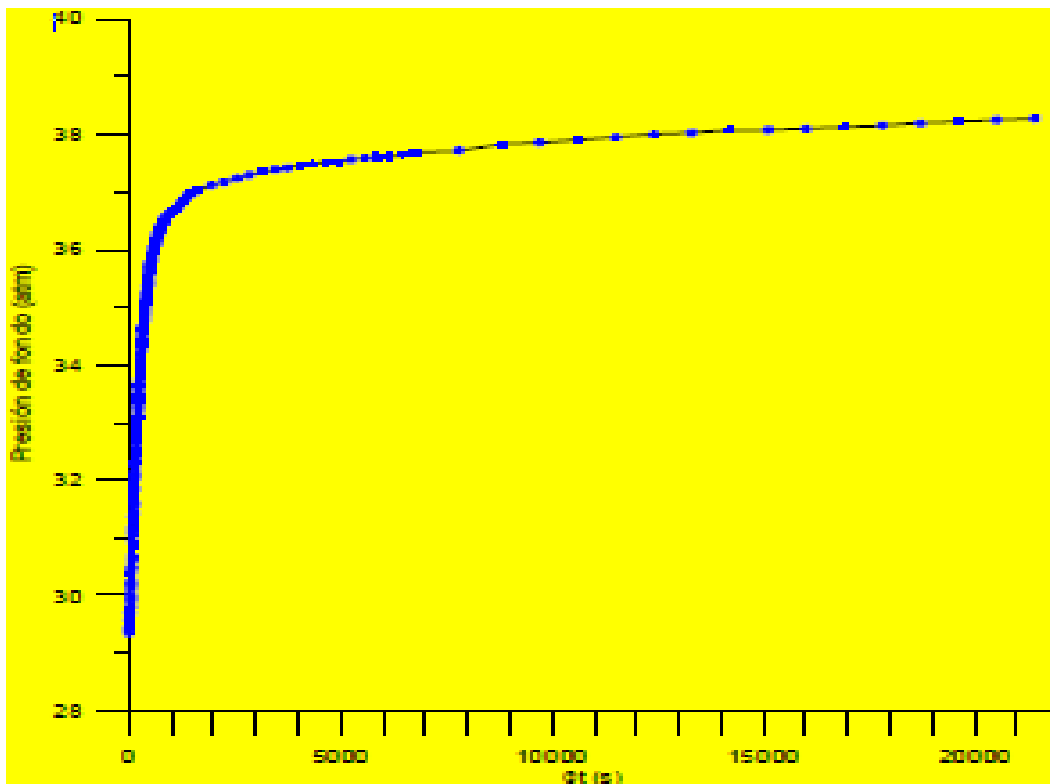


Figura 5. 1 Gráfico cartesiano de la prueba al pozo 1.

Para realizar el diagnóstico de la prueba, que consiste en identificar los datos afectados por el almacenamiento (tiempos tempranos de la prueba) y el desarrollo de la geometría pseudoradial (tiempos tardíos de la prueba), se grafica en escala log-log el tiempo transcurrido de la prueba (Δt) o el tiempo de Horner ($t_p + \Delta t / \Delta t$) contra la diferencia de presión ($\Delta P = P_i - P(\Delta t = 0)$) y la derivada de la presión respecto al tiempo ($\partial \Delta P / \partial \Delta t$). Si se desarrolla la geometría de flujo pseudoradial, entonces se aplica la técnica especializada para flujo radial. Los datos tabulados y los cálculos correspondientes se presentan en la Tabla 5.1.

Se grafica en escala log-log el tiempo promedio (t_m) vs. El incremento de la presión (ΔP) y la derivada de la presión ($(\partial \Delta P / \partial \Delta t) * t_m$) para realizar el diagnóstico (Fig.5.2)

i	Δt horas	PRESION DE FONDO Mpa	Δt seg	PRESION DE FONDO atm	Δp atm	δΔp/δΔt	Tm=(t _i +t _{i-1})/2	Derivada (δΔp/δΔt)*Tm
1	0.0019	2.97309	6.8400	29.3421	0.0000			
2	0.0031	2.97971	11.1600	29.4075	0.0654	0.0151	9.0000	0.13611
3	0.0042	2.98191	15.1200	29.4292	0.0871	0.0055	13.1400	0.07205
4	0.0053	2.98557	19.0800	29.4653	0.1232	0.0091	17.1000	0.15598
5	0.0064	2.99288	23.0400	29.5374	0.1953	0.0182	21.0600	0.38368
6	0.0075	2.99584	27.0000	29.5666	0.2245	0.0074	25.0200	0.18457
7	0.0086	2.9995	30.9600	29.6028	0.2607	0.0091	28.9800	0.26434
8	0.0097	3.00825	34.9200	29.6891	0.3470	0.0218	32.9400	0.71832
9	0.0108	3.01342	38.8800	29.7401	0.3980	0.0129	36.9000	0.47545
10	0.0119	3.01928	42.8400	29.7980	0.4559	0.0146	40.8600	0.59674
11	0.0131	3.02956	47.1600	29.8994	0.5573	0.0235	45.0000	1.05683
12	0.0142	3.0339	51.1200	29.9423	0.6002	0.0108	49.1400	0.53151
13	0.0153	3.03976	55.0800	30.0001	0.6580	0.0146	53.1000	0.77550
14	0.0164	3.05079	59.0400	30.1090	0.7669	0.0275	57.0600	1.56854
15	0.0175	3.0581	63.0000	30.1811	0.8390	0.0182	61.0200	1.11167
16	0.0186	3.0632	66.9600	30.2314	0.8893	0.0127	64.9800	0.82592
17	0.0197	3.07644	70.9200	30.3621	1.0200	0.0330	68.9400	2.27482
18	0.0208	3.08154	74.8800	30.4124	1.0703	0.0127	72.9000	0.92659
19	0.0219	3.08885	78.8400	30.4846	1.1425	0.0182	76.8600	1.40025
20	0.0231	3.10133	83.1600	30.6077	1.2656	0.0285	81.0000	2.30940
21	0.0244	3.10719	87.8400	30.6656	1.3235	0.0124	85.5000	1.05658
22	0.0256	3.12112	92.1600	30.8031	1.4610	0.0318	90.0000	2.86413
23	0.0267	3.12622	96.1200	30.8534	1.5113	0.0127	94.1400	1.19655
24	0.0278	3.1336	100.0800	30.9262	1.5841	0.0184	98.1000	1.80432
25	0.0289	3.14601	104.0400	31.0487	1.7066	0.0309	102.0600	3.15657
26	0.0300	3.15263	108.0000	31.1140	1.7719	0.0165	106.0200	1.74918
27	0.0311	3.15994	111.9600	31.1862	1.8441	0.0182	109.9800	2.00364
28	0.0322	3.17097	115.9200	31.2950	1.9529	0.0275	113.9400	3.13213
29	0.0333	3.17828	119.8800	31.3672	2.0251	0.0182	117.9000	2.14793
30	0.0344	3.18414	123.8400	31.4250	2.0829	0.0146	121.8600	1.77970
31	0.0356	3.19662	128.1600	31.5482	2.2061	0.0285	126.0000	3.59240
32	0.0367	3.20248	132.1200	31.6060	2.2639	0.0146	130.1400	1.90063
33	0.0378	3.20903	136.0800	31.6707	2.3286	0.0163	134.1000	2.18906
34	0.0389	3.22075	140.0400	31.7863	2.4442	0.0292	138.0600	4.03259
35	0.0400	3.22592	144.0000	31.8374	2.4953	0.0129	142.0200	1.82990
36	0.0411	3.23178	147.9600	31.8952	2.5531	0.0146	145.9800	2.13196
37	0.0422	3.24426	151.9200	32.0184	2.6763	0.0311	149.9400	4.66359
38	0.0433	3.25012	155.9880	32.0762	2.7341	0.0142	153.9540	2.18872
39	0.0444	3.25446	159.8400	32.1190	2.7769	0.0111	157.9140	1.75593
40	0.0456	3.26618	164.1600	32.2347	2.8926	0.0268	162.0000	4.33753
41	0.0467	3.27204	168.1200	32.2925	2.9504	0.0146	166.1400	2.42639
42	0.0478	3.27791	172.0800	32.3505	3.0084	0.0146	170.1000	2.48846
43	0.0489	3.28818	176.0400	32.4518	3.1097	0.0256	174.0600	4.45510
44	0.0500	3.29259	180.0000	32.4953	3.1532	0.0110	178.0200	1.95657
45	0.0511	3.29845	183.9600	32.5532	3.2111	0.0146	181.9800	2.65772
46	0.0522	3.30873	187.9200	32.6546	3.3125	0.0256	185.9400	4.76381
47	0.0533	3.31314	191.8800	32.6981	3.3560	0.0110	189.9000	2.08714
48	0.0544	3.319	195.8400	32.7560	3.4139	0.0146	193.8600	2.83122
49	0.0556	3.32775	200.1600	32.8423	3.5002	0.0200	198.0000	3.95797
50	0.0567	3.33286	204.1200	32.8928	3.5507	0.0127	202.1400	2.57431
51	0.0578	3.33803	208.0800	32.9438	3.6017	0.0129	206.1000	2.65556
52	0.0589	3.34754	212.0400	33.0377	3.6956	0.0237	210.0600	4.97866
53	0.0600	3.35195	216.0000	33.0812	3.7391	0.0110	214.0200	2.35224
54	0.0611	3.35637	219.9600	33.1248	3.7827	0.0110	217.9800	2.40119
55	0.0622	3.36588	223.9200	33.2187	3.8766	0.0237	221.9400	5.26022
56	0.0633	3.3703	227.8800	33.2623	3.9202	0.0110	225.9000	2.48844
57	0.0644	3.37616	231.8400	33.3201	3.9780	0.0146	229.8600	3.35698
58	0.0656	3.38415	236.1600	33.3990	4.0569	0.0183	234.0000	4.27132
59	0.0667	3.38857	240.1200	33.4426	4.1005	0.0110	238.1400	2.62327
60	0.0678	3.39374	244.0800	33.4936	4.1515	0.0129	242.1000	3.11942
61	0.0689	3.40105	248.0400	33.5658	4.2237	0.0182	246.0600	4.48277
62	0.0700	3.4047	252.0000	33.6018	4.2597	0.0091	250.0200	2.27434
63	0.0711	3.40911	255.9600	33.6453	4.3032	0.0110	253.9800	2.79143
64	0.0722	3.41718	259.9200	33.7249	4.3828	0.0201	257.9400	5.18777

65	0.0733	3.42083	263.8800	33.7610	4.4189	0.0091	261.9000	2.38241
66	0.0744	3.42525	267.8400	33.8046	4.4625	0.0110	265.8600	2.92862
67	0.0756	3.43255	272.1600	33.8766	4.5345	0.0167	270.0000	4.50284
68	0.0767	3.43545	276.1200	33.9053	4.5632	0.0072	274.1400	1.98134
69	0.0778	3.44062	280.0800	33.9563	4.6142	0.0129	278.1000	3.58327
70	0.0789	3.44717	284.0400	34.0209	4.6788	0.0163	282.0600	4.60438
71	0.0800	3.4509	288.0000	34.0577	4.7156	0.0093	286.0200	2.65885
72	0.0811	3.45379	291.9600	34.0863	4.7442	0.0072	289.9800	2.08859
73	0.0822	3.4611	295.9200	34.1584	4.8163	0.0182	293.9400	5.35506
74	0.0833	3.46406	299.8800	34.1876	4.8455	0.0074	297.9000	2.19761
75	0.0844	3.46772	303.8400	34.2237	4.8816	0.0091	301.8600	2.75344
76	0.0856	3.47434	308.1600	34.2891	4.9470	0.0151	306.0000	4.62785
77	0.0867	3.47799	312.1200	34.3251	4.9830	0.0091	310.1400	2.82123
78	0.0878	3.4802	316.0800	34.3469	5.0048	0.0055	314.1000	1.73001
79	0.0889	3.48751	320.0400	34.4190	5.0769	0.0182	318.0600	5.79448
80	0.0900	3.48971	324.0000	34.4408	5.0987	0.0055	322.0200	1.76561
81	0.0911	3.49261	327.9600	34.4694	5.1273	0.0072	325.9800	2.35601
82	0.0922	3.49847	331.9200	34.5272	5.1851	0.0146	329.9400	4.81860
83	0.0933	3.50219	335.8800	34.5639	5.2218	0.0093	333.9000	3.09562
84	0.0944	3.50433	339.8400	34.5850	5.2429	0.0053	337.8600	1.80193
85	0.0956	3.51019	344.1600	34.6429	5.3008	0.0134	342.0000	4.57850
86	0.0967	3.51391	348.1200	34.6796	5.3375	0.0093	346.1400	3.20910
87	0.0978	3.51605	352.0800	34.7007	5.3586	0.0053	350.1000	1.86721
88	0.0989	3.52191	356.0400	34.7585	5.4164	0.0146	354.0600	5.17086
89	0.1000	3.52412	360.0000	34.7804	5.4383	0.0055	358.0200	1.97191
90	0.1011	3.52632	363.9600	34.8021	5.4600	0.0055	361.9800	1.98470
91	0.1022	3.53218	367.9200	34.8599	5.5178	0.0146	365.9400	5.34436
92	0.1033	3.53439	371.8800	34.8817	5.5396	0.0055	369.9000	2.03735
93	0.1044	3.53515	375.8400	34.8892	5.5471	0.0019	373.8600	0.70813
94	0.1056	3.54101	380.1600	34.9471	5.6050	0.0134	378.0000	5.06045
95	0.1067	3.54322	384.1200	34.9689	5.6268	0.0055	382.1400	2.10476
96	0.1078	3.54542	388.0800	34.9906	5.6485	0.0055	386.1000	2.11695
97	0.1089	3.54908	392.0400	35.0267	5.6846	0.0091	390.0600	3.55796
98	0.1100	3.55273	396.0000	35.0627	5.7206	0.0091	394.0200	3.58426
99	0.1111	3.55494	399.9600	35.0845	5.7424	0.0055	397.9800	2.19201
100	0.1122	3.55859	403.9200	35.1206	5.7785	0.0091	401.9400	3.65630
101	0.1133	3.5608	407.8800	35.1424	5.8003	0.0055	405.9000	2.23563
102	0.1144	3.563	411.8400	35.1641	5.8220	0.0055	409.8600	2.24722
103	0.1156	3.5659	416.1600	35.1927	5.8506	0.0066	414.0000	2.74282
104	0.1167	3.56886	420.1200	35.2219	5.8798	0.0074	418.1400	3.08462
105	0.1178	3.57107	424.0800	35.2437	5.9016	0.0055	422.1000	2.32485
106	0.1189	3.57397	428.0400	35.2723	5.9302	0.0072	426.0600	3.07934
107	0.1200	3.57693	432.0000	35.3016	5.9595	0.0074	430.0200	3.17226
108	0.1211	3.57762	435.9600	35.3084	5.9663	0.0017	433.9800	0.74629
109	0.1222	3.58203	439.9200	35.3519	6.0098	0.0110	437.9400	4.81328
110	0.1233	3.58348	443.8800	35.3662	6.0241	0.0036	441.9000	1.59691
111	0.1244	3.58569	447.8400	35.3880	6.0459	0.0055	445.8600	2.45572
112	0.1256	3.58934	452.1600	35.4240	6.0819	0.0083	450.0000	3.75236
113	0.1267	3.5901	456.1200	35.4315	6.0894	0.0019	454.1400	0.86018
114	0.1278	3.59231	460.0800	35.4533	6.1112	0.0055	458.1000	2.52314
115	0.1289	3.5952	464.0400	35.4819	6.1398	0.0072	462.0600	3.32801
116	0.1300	3.59741	468.0000	35.5037	6.1616	0.0055	466.0200	2.56676
117	0.1311	3.59817	471.9600	35.5112	6.1691	0.0019	469.9800	0.89019
118	0.1322	3.60182	475.9200	35.5472	6.2051	0.0091	473.9400	4.31126
119	0.1333	3.60258	479.8800	35.5547	6.2126	0.0019	477.9000	0.90519
120	0.1344	3.60403	483.8400	35.5690	6.2269	0.0036	481.8600	1.74131
121	0.1356	3.60768	488.1600	35.6050	6.2629	0.0083	486.0000	4.05255
122	0.1367	3.60844	492.1200	35.6125	6.2704	0.0019	490.1400	0.92837
123	0.1378	3.61058	496.0800	35.6337	6.2916	0.0053	494.1000	2.63522
124	0.1389	3.61354	500.0400	35.6629	6.3208	0.0074	498.0600	3.67419
125	0.1400	3.6143	504.0000	35.6704	6.3283	0.0019	502.0200	0.95087
126	0.1411	3.61644	507.9600	35.6915	6.3494	0.0053	505.9800	2.69858

127	0.1422	3.61795	511.9200	35.7064	6.3643	0.0038	509.9400	1.91904
128	0.1433	3.62016	515.8800	35.7282	6.3861	0.0055	513.9000	2.83047
129	0.1444	3.62085	519.8400	35.7350	6.3929	0.0017	517.8600	0.89053
130	0.1456	3.62382	524.1600	35.7643	6.4222	0.0068	522.0000	3.54182
131	0.1467	3.62451	528.1200	35.7711	6.4290	0.0017	526.1400	0.90477
132	0.1478	3.62602	532.0800	35.7860	6.4439	0.0038	530.1000	1.99491
133	0.1489	3.62671	536.0400	35.7928	6.4507	0.0017	534.0600	0.91839
134	0.1500	3.62892	540.0000	35.8147	6.4726	0.0055	538.0200	2.96332
135	0.1511	3.63036	543.9600	35.8289	6.4868	0.0036	541.9800	1.94506
136	0.1522	3.63188	547.9200	35.8439	6.5018	0.0038	545.9400	2.06812
137	0.1533	3.63409	551.8800	35.8657	6.5236	0.0055	549.9000	3.02876
138	0.1544	3.63478	555.8400	35.8725	6.5304	0.0017	553.8600	0.95244
139	0.1556	3.63623	560.1600	35.8868	6.5447	0.0033	558.0000	1.84843
140	0.1567	3.63698	564.1200	35.8942	6.5521	0.0019	562.1400	1.05074
141	0.1578	3.63843	568.0800	35.9085	6.5664	0.0036	566.1000	2.04573
142	0.1589	3.63995	572.0400	35.9235	6.5814	0.0038	570.0600	2.15950
143	0.1600	3.64209	576.0000	35.9446	6.6025	0.0053	574.0200	3.06146
144	0.1611	3.64284	579.9600	35.9520	6.6099	0.0019	577.9800	1.08034
145	0.1622	3.64429	583.9200	35.9663	6.6242	0.0036	581.9400	2.10298
146	0.1633	3.6465	587.8800	35.9882	6.6461	0.0055	585.9000	3.22704
147	0.1644	3.6465	591.8400	35.9882	6.6461	0.0000	589.8600	0.00000
148	0.1656	3.64726	596.1600	35.9957	6.6536	0.0017	594.0000	1.03133
149	0.1667	3.65015	600.1200	36.0242	6.6821	0.0072	598.1400	4.30813
150	0.1678	3.65015	604.0800	36.0242	6.6821	0.0000	602.1000	0.00000
151	0.1689	3.65091	608.0400	36.0317	6.6896	0.0019	606.0600	1.14794
152	0.1700	3.65312	612.0000	36.0535	6.7114	0.0055	610.0200	3.35989
153	0.1711	3.65312	615.9600	36.0535	6.7114	0.0000	613.9800	0.00000
154	0.1722	3.65457	619.9200	36.0678	6.7257	0.0036	617.9400	2.23307
155	0.1733	3.65532	623.8800	36.0752	6.7331	0.0019	621.9000	1.16244
156	0.1744	3.65677	627.8400	36.0895	6.7474	0.0036	625.8600	2.26169
157	0.1756	3.65822	632.1600	36.1038	6.7617	0.0033	630.0000	2.08693
158	0.1767	3.65898	636.1200	36.1113	6.7692	0.0019	634.1400	1.20112
159	0.1778	3.66043	640.0800	36.1256	6.7835	0.0036	638.1000	2.30592
160	0.1789	3.66043	644.0400	36.1256	6.7835	0.0000	642.0600	0.00000
161	0.1800	3.66263	648.0000	36.1473	6.8052	0.0055	646.0200	3.54207
162	0.1811	3.66263	651.9600	36.1473	6.8052	0.0000	649.9800	0.00000
163	0.1822	3.66339	655.9200	36.1548	6.8127	0.0019	653.9400	1.23862
164	0.1833	3.66484	659.8800	36.1692	6.8271	0.0036	657.9000	2.37748
165	0.1844	3.6656	663.8400	36.1767	6.8346	0.0019	661.8600	1.25363
166	0.1856	3.6656	668.1600	36.1767	6.8346	0.0000	666.0000	0.00000
167	0.1867	3.66849	672.1200	36.2052	6.8631	0.0072	670.1400	4.82671
168	0.1878	3.66849	676.0800	36.2052	6.8631	0.0000	674.1000	0.00000
169	0.1889	3.66925	680.0400	36.2127	6.8706	0.0019	678.0600	1.28431
170	0.1900	3.6707	684.0000	36.2270	6.8849	0.0036	682.0200	2.46464
171	0.1911	3.67146	687.9600	36.2345	6.8924	0.0019	685.9800	1.29931
172	0.1922	3.67146	691.9200	36.2345	6.8924	0.0000	689.9400	0.00000
173	0.1933	3.67291	695.8800	36.2488	6.9067	0.0036	693.9000	2.50757
174	0.1944	3.67359	699.8400	36.2555	6.9134	0.0017	697.8600	1.18268
175	0.1956	3.67359	704.1600	36.2555	6.9134	0.0000	702.0000	0.00000
176	0.1967	3.67511	708.1200	36.2705	6.9284	0.0038	706.1400	2.67499
177	0.1978	3.67656	712.0800	36.2848	6.9427	0.0036	710.1000	2.56611
178	0.1989	3.67656	716.0400	36.2848	6.9427	0.0000	714.0600	0.00000
179	0.2000	3.67877	720.0000	36.3066	6.9645	0.0055	718.0200	3.95473
180	0.2011	3.67877	723.9600	36.3066	6.9645	0.0000	721.9800	0.00000
181	0.2022	3.67877	727.9200	36.3066	6.9645	0.0000	725.9400	0.00000
182	0.2033	3.67946	731.8800	36.3134	6.9713	0.0017	729.9000	1.25516
183	0.2044	3.68097	735.8400	36.3283	6.9862	0.0038	733.8600	2.76171
184	0.2056	3.68097	740.1600	36.3283	6.9862	0.0000	738.0000	0.00000
185	0.2067	3.68166	744.1200	36.3352	6.9931	0.0017	742.1400	1.27621
186	0.2078	3.68318	748.0800	36.3502	7.0081	0.0038	746.1000	2.82637
187	0.2089	3.68318	752.0400	36.3502	7.0081	0.0000	750.0600	0.00000
188	0.2100	3.68387	756.0000	36.3570	7.0149	0.0017	754.0200	1.29664
189	0.2111	3.68387	759.9600	36.3570	7.0149	0.0000	757.9800	0.00000
190	0.2122	3.68532	763.9200	36.3713	7.0292	0.0036	761.9400	2.75345
191	0.2133	3.68532	767.8800	36.3713	7.0292	0.0000	765.9000	0.00000
192	0.2144	3.68683	771.8400	36.3862	7.0441	0.0038	769.8600	2.89719
193	0.2156	3.68683	776.1600	36.3862	7.0441	0.0000	774.0000	0.00000
194	0.2167	3.68752	780.1200	36.3930	7.0509	0.0017	778.1400	1.33812
195	0.2178	3.68752	784.0800	36.3930	7.0509	0.0000	782.1000	0.00000

196	0.2189	3.68901	788.0400	36.4077	7.0656	0.0037	786.0600	2.91897
197	0.2200	3.68973	792.0000	36.4148	7.0727	0.0018	790.0200	1.41762
198	0.2211	3.68973	795.9600	36.4148	7.0727	0.0000	793.9800	0.00000
199	0.2222	3.69118	799.9200	36.4291	7.0870	0.0036	797.9400	2.88354
200	0.2233	3.69194	803.8800	36.4366	7.0945	0.0019	801.9000	1.51887
201	0.2244	3.69194	807.8400	36.4366	7.0945	0.0000	805.8600	0.00000
202	0.2256	3.69194	812.1600	36.4366	7.0945	0.0000	810.0000	0.00000
203	0.2267	3.69338	816.1200	36.4508	7.1087	0.0036	814.1400	2.92180
204	0.2278	3.69338	820.0800	36.4508	7.1087	0.0000	818.1000	0.00000
205	0.2289	3.6949	824.0400	36.4658	7.1237	0.0038	822.0600	3.11412
206	0.2300	3.6949	828.0000	36.4658	7.1237	0.0000	826.0200	0.00000
207	0.2311	3.69559	831.9600	36.4726	7.1305	0.0017	829.9800	1.42727
208	0.2322	3.69559	835.9200	36.4726	7.1305	0.0000	833.9400	0.00000
209	0.2333	3.69711	839.8800	36.4876	7.1455	0.0038	837.9000	3.17412
210	0.2344	3.69711	843.8400	36.4876	7.1455	0.0000	841.8600	0.00000
211	0.2356	3.6978	848.1600	36.4944	7.1523	0.0016	846.0000	1.33358
212	0.2367	3.6978	852.1200	36.4944	7.1523	0.0000	850.1400	0.00000
213	0.2453	3.6978	883.0800	36.4944	7.1523	0.0000	867.6000	0.00000
214	0.2356	3.70511	848.1600	36.5666	7.2245	-0.0021	865.6200	-1.78836
215	0.2619	3.70731	942.8400	36.5883	7.2462	0.0002	895.5000	0.20536
216	0.2703	3.71028	973.0800	36.6176	7.2755	0.0010	957.9600	0.92855
217	0.2786	3.71317	1002.9600	36.6461	7.3040	0.0010	988.0200	0.94312
218	0.2869	3.71393	1032.8400	36.6536	7.3115	0.0003	1017.9000	0.25552
219	0.2953	3.71538	1063.0800	36.6679	7.3258	0.0005	1047.9600	0.49592
220	0.3036	3.71614	1092.9600	36.6755	7.3334	0.0003	1078.0200	0.27061
221	0.3119	3.71834	1122.8400	36.6972	7.3551	0.0007	1107.9000	0.80506
222	0.3203	3.72124	1153.0800	36.7258	7.3837	0.0009	1137.9600	1.07703
223	0.3286	3.7242	1182.9600	36.7550	7.4129	0.0010	1168.0200	1.14194
224	0.3369	3.72786	1212.8400	36.7911	7.4490	0.0012	1197.9000	1.44812
225	0.3453	3.73006	1243.0800	36.8128	7.4707	0.0007	1227.9600	0.88167
226	0.3536	3.73227	1272.9600	36.8346	7.4925	0.0007	1258.0200	0.91830
227	0.3619	3.73448	1302.8400	36.8565	7.5144	0.0007	1287.9000	0.94011
228	0.3703	3.73661	1333.0800	36.8775	7.5354	0.0007	1317.9600	0.91619
229	0.3786	3.73882	1362.9600	36.8993	7.5572	0.0007	1348.0200	0.98399
230	0.3869	3.74179	1392.8400	36.9286	7.5865	0.0010	1377.9000	1.35169
231	0.3973	3.74399	1430.2800	36.9503	7.6082	0.0006	1411.5600	0.81860
232	0.4036	3.74468	1452.9600	36.9571	7.6150	0.0003	1441.6200	0.43285
233	0.4119	3.7462	1482.8400	36.9721	7.6300	0.0005	1467.9000	0.73696
234	0.4203	3.74689	1513.0800	36.9789	7.6368	0.0002	1497.9600	0.33733
235	0.4286	3.74833	1542.9600	36.9931	7.6510	0.0005	1528.0200	0.72677
236	0.4369	3.75054	1572.8400	37.0150	7.6729	0.0007	1557.9000	1.13719
237	0.4453	3.75054	1603.0800	37.0150	7.6729	0.0000	1587.9600	0.00000
238	0.4536	3.75206	1632.9600	37.0300	7.6879	0.0005	1618.0200	0.81233
239	0.5444	3.76081	1959.8400	37.1163	7.7742	0.0003	1796.4000	0.47458
240	0.6278	3.76667	2260.0800	37.1741	7.8320	0.0002	2109.9600	0.40643
241	0.7111	3.77254	2559.9600	37.2321	7.8900	0.0002	2410.0200	0.46558
242	0.7944	3.77915	2859.9840	37.2973	7.9552	0.0002	2709.9720	0.58924
243	0.8778	3.78357	3160.0800	37.3409	7.9988	0.0001	3010.0320	0.43754
244	0.9611	3.78791	3459.9600	37.3838	8.0417	0.0001	3310.0200	0.47278
245	1.0444	3.79156	3759.8400	37.4198	8.0777	0.0001	3609.9000	0.43363
246	1.1278	3.79529	4060.0800	37.4566	8.1145	0.0001	3909.9600	0.47940
247	1.2111	3.79749	4359.9600	37.4783	8.1362	0.0001	4210.0200	0.30482
248	1.2944	3.80115	4659.8400	37.5144	8.1723	0.0001	4509.9000	0.54323
249	1.3778	3.80115	4960.0800	37.5144	8.1723	0.0000	4809.9600	0.00000
250	1.4611	3.80549	5259.9600	37.5573	8.2152	0.0001	5110.0200	0.72987
251	1.5500	3.8077	5580.0000	37.5791	8.2370	0.0001	5419.9800	0.36938
252	1.6300	3.80991	5868.0000	37.6009	8.2588	0.0001	5724.0000	0.43349
253	1.7100	3.81066	6156.0000	37.6083	8.2662	0.0000	6012.0000	0.15452
254	1.8000	3.81432	6480.0000	37.6444	8.3023	0.0001	6318.0000	0.70437
255	1.8800	3.81721	6768.0000	37.6729	8.3308	0.0001	6624.0000	0.65601
256	2.1700	3.82181	7812.0000	37.7183	8.3762	0.0000	7290.0000	0.31701
257	2.4500	3.8319	8820.0000	37.8179	8.4758	0.0001	8316.0000	0.82154
258	2.7000	3.83594	9720.0000	37.8578	8.5157	0.0000	9270.0000	0.41068
259	2.9500	3.83997	10620.0000	37.8976	8.5555	0.0000	10170.0000	0.44943
260	3.2000	3.84473	11520.0000	37.9445	8.6024	0.0001	11070.0000	0.57782
261	3.4500	3.84948	12420.0000	37.9914	8.6493	0.0001	11970.0000	0.62349
262	3.7000	3.85352	13320.0000	38.0313	8.6892	0.0000	12870.0000	0.57017
263	3.9500	3.85755	14220.0000	38.0711	8.7290	0.0000	13770.0000	0.60853
264	4.2000	3.85865	15120.0000	38.0819	8.7398	0.0000	14670.0000	0.17696
265	4.4500	3.85975	16020.0000	38.0928	8.7507	0.0000	15570.0000	0.18781
266	4.7000	3.86306	16920.0000	38.1254	8.7833	0.0000	16470.0000	0.59781
267	4.9500	3.86637	17820.0000	38.1581	8.8160	0.0000	17370.0000	0.63048
268	5.2000	3.8693	18720.0000	38.1870	8.8449	0.0000	18270.0000	0.58701
269	5.4500	3.87223	19620.0000	38.2159	8.8738	0.0000	19170.0000	0.61593
270	5.7000	3.87516	20520.0000	38.2449	8.9028	0.0000	20070.0000	0.64485
271	5.9500	3.87809	21420.0000	38.2738	8.9317	0.0000	20970.0000	0.67376

Tabla 5. 1 Datos de la prueba de incremento de presión, pozo 1.

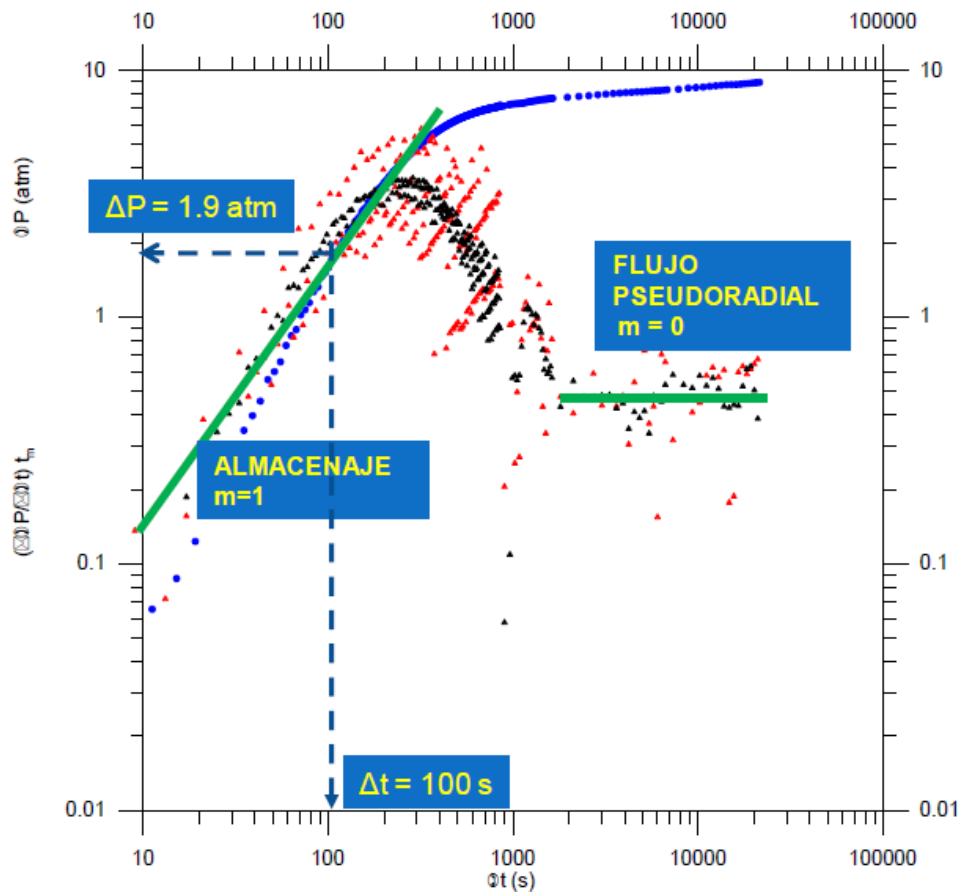


Figura 5. 2 Gráfico doble-log de la derivada de la presión, pozo 1.

Se identifican los efectos de almacenaje con la pendiente unitaria ($m=1$) al inicio de la prueba. Cesan aproximadamente a los 230 seg. La geometría pseudoradial se desarrolla a partir de los 2000 seg. La $\Delta P=1.9$ atm y $\Delta t=100$ s seleccionada arbitrariamente sobre la recta de pendiente unitaria es utilizada para calcular el factor de almacenaje del pozo (es opcional pues se puede calcular también mediante las curvas tipo)

Como se desarrolló la geometría de flujo pseudoradial, se aplica la técnica especializada para flujo radial (análisis semilog), graficando el tiempo de Horner vs. La presión.

Se ajustan los datos correspondientes a esa geometría, a una recta semilog, y se calcula la pendiente semilog, $m=$ (bar/ciclo).

Se extrapola la recta semilog hasta el tiempo logarítmico 1 y en la intersección con el eje de la presión se identifica la presión falsa (P^*).

En el eje del tiempo se localiza el tiempo a una hora de iniciada la prueba y se interseca con la pendiente semilog para leer la presión a una hora de iniciada la prueba (P1h). Debe ser sobre la recta semilog para evitar los efectos de almacenaje. (Fig. 5.3).

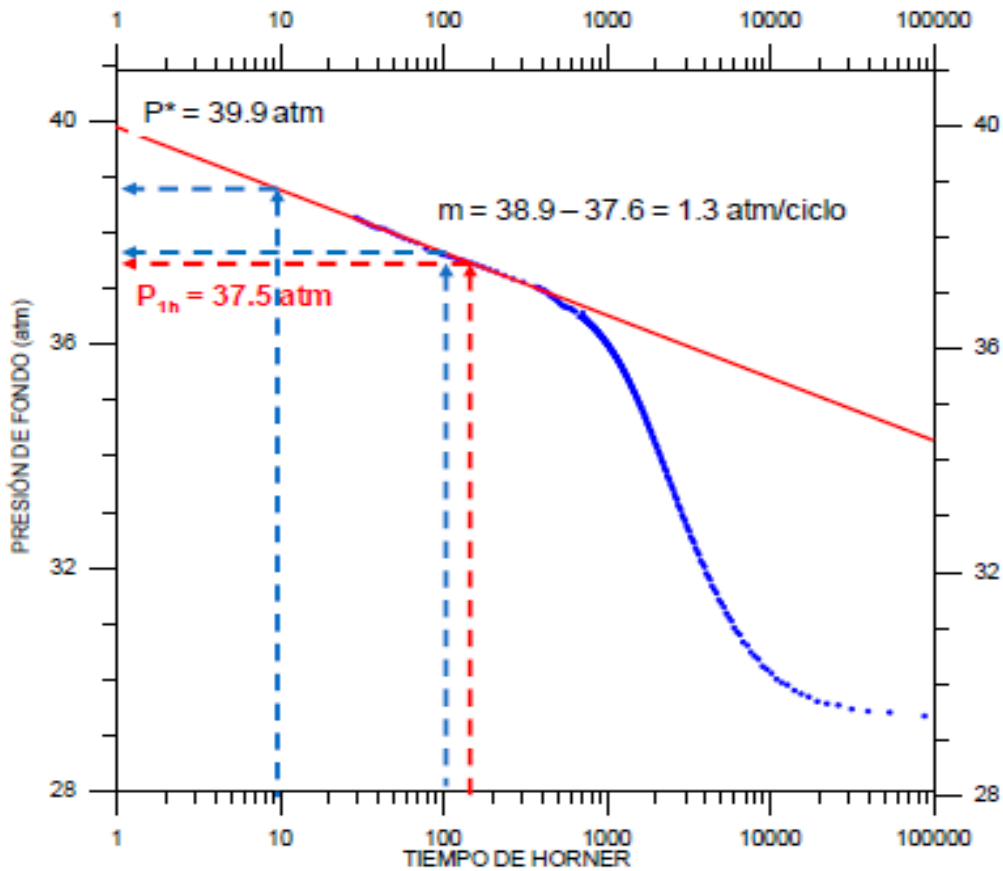


Figura 5. 3 Gráfico de Horner para el análisis de la prueba, pozo 1.

Una vez realizado el diagnóstico y aplicado la técnica especializada semilog, se procede a calcular los parámetros de la formación productora.

Cálculo de la permeabilidad:

$$k = .183234 \frac{qB\mu}{mh} \dots \dots \dots .5.1$$

Donde:

$$q = \text{gasto volumetrico} \left(\frac{\text{cm}^3}{\text{s}} \right)$$

$B = \text{factor de volumen del H}_2\text{O (Adim)}$

$\mu = \text{viscosidad (cp)}$

$$m = \text{pendiente similog} \left(\frac{\text{atm}}{\text{ciclo}} \right)$$

$h = \text{espesor (cm)}$

El factor de volumen se obtiene de las tablas de vapor, con los datos de presión y temperatura, respectivamente, a condiciones de yacimiento y a condiciones estándar:

$$\text{Vol Esp. H}_2\text{O@cst (25}^\circ\text{ C y 1 atm)} = 1.00029 \times 10^{-3} \text{ (m}^3\text{/Kg)}$$

$$\text{Vol Esp. H}_2\text{O@c yac. (250}^\circ\text{ C y 40 atm)} = 1.2513 \times 10^{-3} \text{ (m}^3\text{/Kg)}$$

$$B = \frac{1.2513 \times 10^{-3} \left(\frac{\text{m}^3}{\text{Kg}} \right) @cy}{1.00029 \times 10^{-3} \left(\frac{\text{m}^3}{\text{Kg}} \right) @cst} = 1.25$$

El gasto es volumétrico. Entonces hay que convertirlo de másico a volumétrico utilizando el volumen específico a condiciones estándar.

$$q = \left[60 \frac{\text{t}}{\text{h}} \right] \left[\frac{1000 \text{ kg}}{1 \text{ t}} \right] \left[1.00029 \times 10^{-3} \frac{\text{m}^3}{\text{kg}} \right] \left[\frac{(100) \text{ cm}^3}{(1 \text{ m})^3} \right] \left[\frac{1 \text{ h}}{3600 \text{ s}} \right] = 16715 \left[\frac{\text{cm}^3}{\text{s}} \right]$$

La viscosidad se obtiene de tablas @ CY.

$$\mu_{\text{H}_2\text{O}@cy (250}^\circ\text{ C y 40 atm)} = .14 \text{ cp}$$

Entonces K será igual a

$$k = .183234 \frac{16715 * 1.25 * .14}{1.3 * 10000} = .04122 \text{ darcy} = 41.22 \text{ md}$$

Se calcula el daño con la expresión siguiente.

$$S = 1.15129 \left[\frac{\Delta P_{1 \text{ hr}} - P_{ws}(\Delta t = 0)}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu C t r_w^2} \right) + 3.23 \right] \dots \dots \dots 5.2$$

Donde:

$(P_{1h}) =$ presión a una hora de iniciada la prueba

$(P(\Delta t = 0)) =$ presión inicial

$m =$ pendiente semilog

$k =$ permeabilidad calculada

$\Phi =$ porosidad

$C_t =$ compresibilidad total del sistema roca – fluido

$r_w =$ radio del pozo

$\mu =$ viscosidad

La porosidad se conoce de núcleos y es igual al 10 %, la compresibilidad del sistema lo calcularemos con tablas de la manera siguiente:

$$C_t = s_l c_l + s_v c_v + c_r \dots \dots \dots 5.3$$

Donde:

C_t = compresibilidad total del sistema roca – fluido (bar – 1)

C_l = compresibilidad de la fase líquida (bar – 1)

S_l = saturación de la fase líquida (fracción)

C_v = compresibilidad de la fase vapor (bar – 1)

S_v = saturación de la fase vapor (fracción)

C_r = compresibilidad de la roca (bar – 1)

La compresibilidad del agua se obtiene de tablas o a partir de las tablas mostradas en la Fig.5.4 (figuras D.16 a D.19, pag.231 del Earlougher).

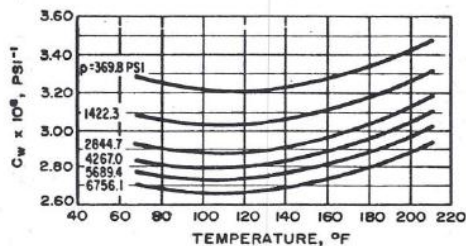


Fig. D.16 Average compressibility of distilled water. After Long and Chierici.¹³

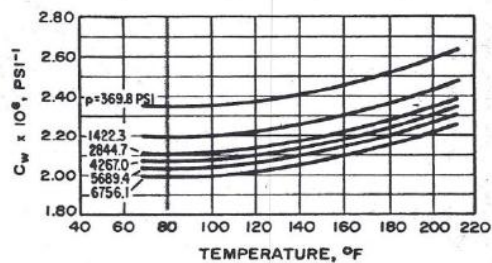


Fig. D.18 Average compressibility of 200,000-ppm NaCl in distilled water. After Long and Chierici.¹³

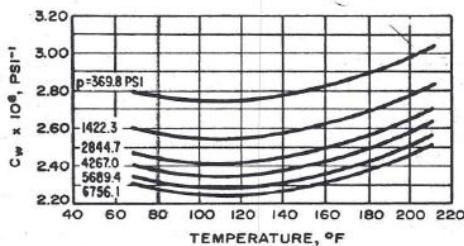


Fig. D.17 Average compressibility of 100,000-ppm NaCl in distilled water. After Long and Chierici.¹³

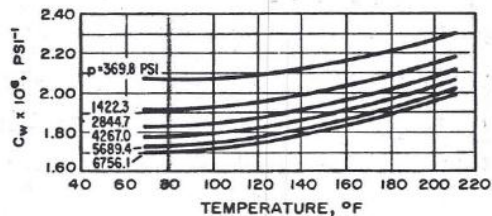


Fig. D.19 Average compressibility of 300,000-ppm NaCl in distilled water. After Long and Chierici.¹³

Figura 5. 4 Compresibilidad del agua a diferentes condiciones de NaCl.

Como es una fase en el yacimiento (líquido) se calcula la compresibilidad de la fase líquida y la saturación es igual a uno, además de que se colocan en unidades consistentes.

$$C_l = [3 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}] \left[\frac{14.69 \text{ psi}}{1 \text{ atm}} \right] = 4.4 \times 10^{-5} \text{ atm}^{-1}$$

La compresibilidad de la roca se obtiene de la Fig.5.5 (gráfico Fig.G.5, pag.159 del Matthews).

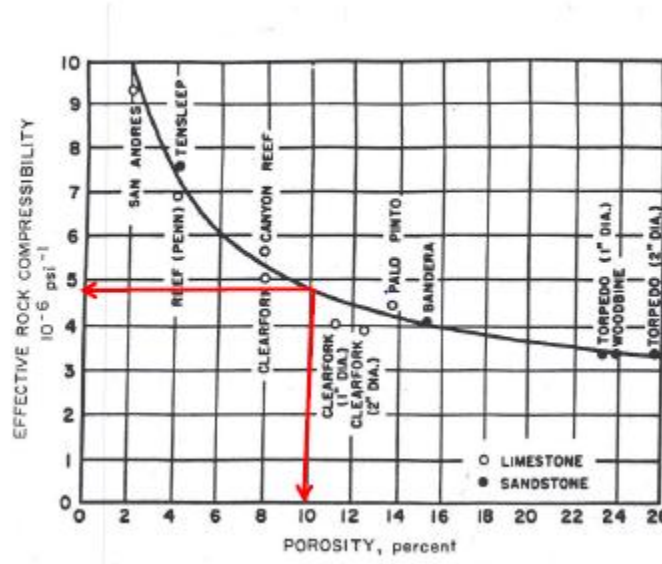


Figura 5. 5 Compresibilidad de la roca según la porosidad.

Entonces:

$$C_r = [4.8 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}] \left[\frac{14.69 \text{ psi}}{1 \text{ atm}} \right] = 7.05 \times 10^{-5} \text{ atm}^{-1}$$

$$C_t = (1)(4.4 \times 10^{-5}) + (7.05 \times 10^{-5}) = 1.1 \times 10^{-4} \text{ atm}^{-1}$$

$$S = 1.15129 \left[\frac{37.5 - 29.34}{1.3} \right] - \log \left[\frac{.04122}{[(.1)(1.1 \times 10^{-4})(.14)(8.89^2)] + .351378} \right] = 4.74$$

Calculando la caída de presión debido al daño.

$$\Delta P_{skin} = S \left(\frac{qB\mu}{2\pi kh} \right) = 7.74 \left[\frac{(16715)(1.25).14}{(2)(\pi)(0.04122)(10000)} \right] = 5.35 \text{ atm}$$

La eficiencia de flujo es:

$$\eta_f = \frac{P_{ws} - P_{wf} - \Delta p_s}{P_{ws} - P_{wf}} = \frac{38.27 - 29.3 - 5.35}{38.27 - 29.3} = .40 = 40\%$$

Es de decir, el daño de 5.35 que presenta el pozo está ocasionando que produzca el 40% de lo que produciría si no tuviera el daño. En otras palabras, si el pozo se interviniera para eliminar el daño se recuperarían 90 t/h adicionales, llegando a producir el pozo 150 t/h.

El radio de investigación se calcula de la siguiente manera:

$$r_{inv} = .03 \sqrt{\frac{kt}{\Phi\mu Ct}} \dots\dots\dots 5.3$$

Donde:

r_{inv} = radio de investigación (m)

k = permeabilidad

t = tiempo de duración de la prueba (seg)

Φ = porosidad (fracción)

μ = viscosidad (cp)

Ct = compresibilidad total del sistema (bar - 1)

Entonces:

$$Ct = \left[1.14 \times 10^{-4} \frac{1}{\text{atm}} \right] \left[\frac{1 \text{ atm}}{14.69 \text{ psi}} \right] = 7.7 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

Luego:

$$r_{inv} = .03 \sqrt{\frac{41.22 * \frac{21420}{3600}}{(.1)(.14)(7.7 \times 10^{-6})}} = 1426 \text{ ft} * (.3048) = 435 \text{ m}$$

La presión media de yacimiento se calcula con el método de Miller-Dyes-Hutchinson. En la recta semilog se escoge un par de datos: Δt y P_r . Se calcula el tiempo adimensional en la recta semilog (Fig.5.6)

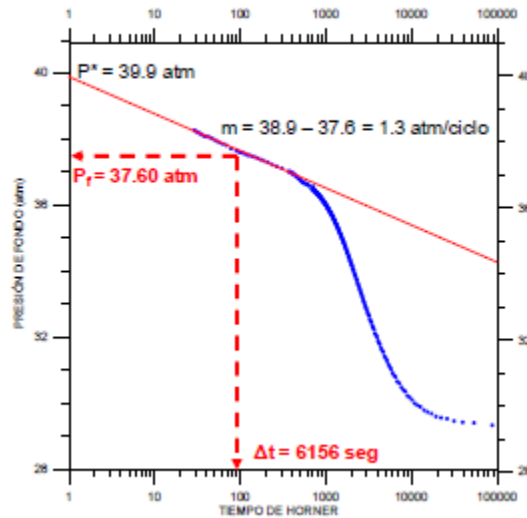


Figura 5. 6 Selección de puntos para el cálculo de la presión media de yacimiento.

Luego calculamos el tiempo adimensional con:

$$\Delta t_{DA} = \frac{2.637 \times 10^{-4} (k * \Delta t)}{\Phi \mu C t A}$$

Donde =

Δt_{DA} = tiempo adimensional en la recta semilog

k = permeabilidad (md)

Δt = tiempo en recta semilog (h)

Φ = porosidad (fracción)

μ = viscosidad (cp)

Ct = compresibilidad total del sistema (psi - 1)

A = área de drene = πr_e^2 (ft²)

Calculando el tiempo adimensional

$$\Delta t_{DA} = \frac{2.637 \times 10^{-4} (41.22 * 1.71)}{(.1)(.14)(7.7 \times 10^{-6})(\pi)(1426)^2} = .0268$$

Con el valor de Δt_{DA} , en la Fig.5.7 (figura 66 del Earlougher) se obtiene el valor de la presión adimensional (P_{DMDH}), y se calcula la presión media de yacimiento con la expresión:

$$P_y = P^* + \frac{m P_{DMDH}}{1.1513} \quad P_{DMDH} = 0.3$$

Donde=

P_y = presión media de yacimiento (psi)

P_f = presión falsa de recta semilog (psi)

m = pendiente semilog (psi/ciclo)

P_{DMDH} = presión adimensional MDH

$$P_y = 567.378 + \frac{19.10 * .3}{1.1513} = 591.37 \text{ psi} \left(\frac{1 \text{ atm}}{14.69 \text{ psi}} \right) = 40 \text{ atm.}$$

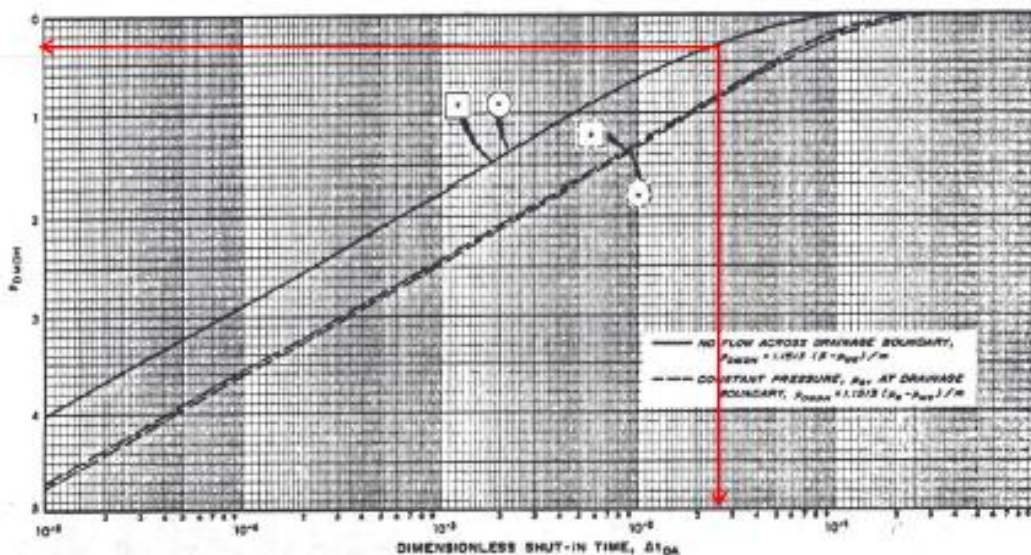


Fig. 4.6 Miller-Dyes-Hutchinson dimensionless pressure for circular and square drainage areas. Data of Miller, Dyes, and Hutchinson,⁸ Perrine,¹⁰ and Kumar and Ramey.¹¹

Figura 5. 7 Selección de la presión adimensional para el cálculo de la presión media de yacimiento.

5.3 Análisis de una prueba de incremento pozo 2. (Buildup).

PERFILES DE PRESIÓN Y TEMPERATURA.

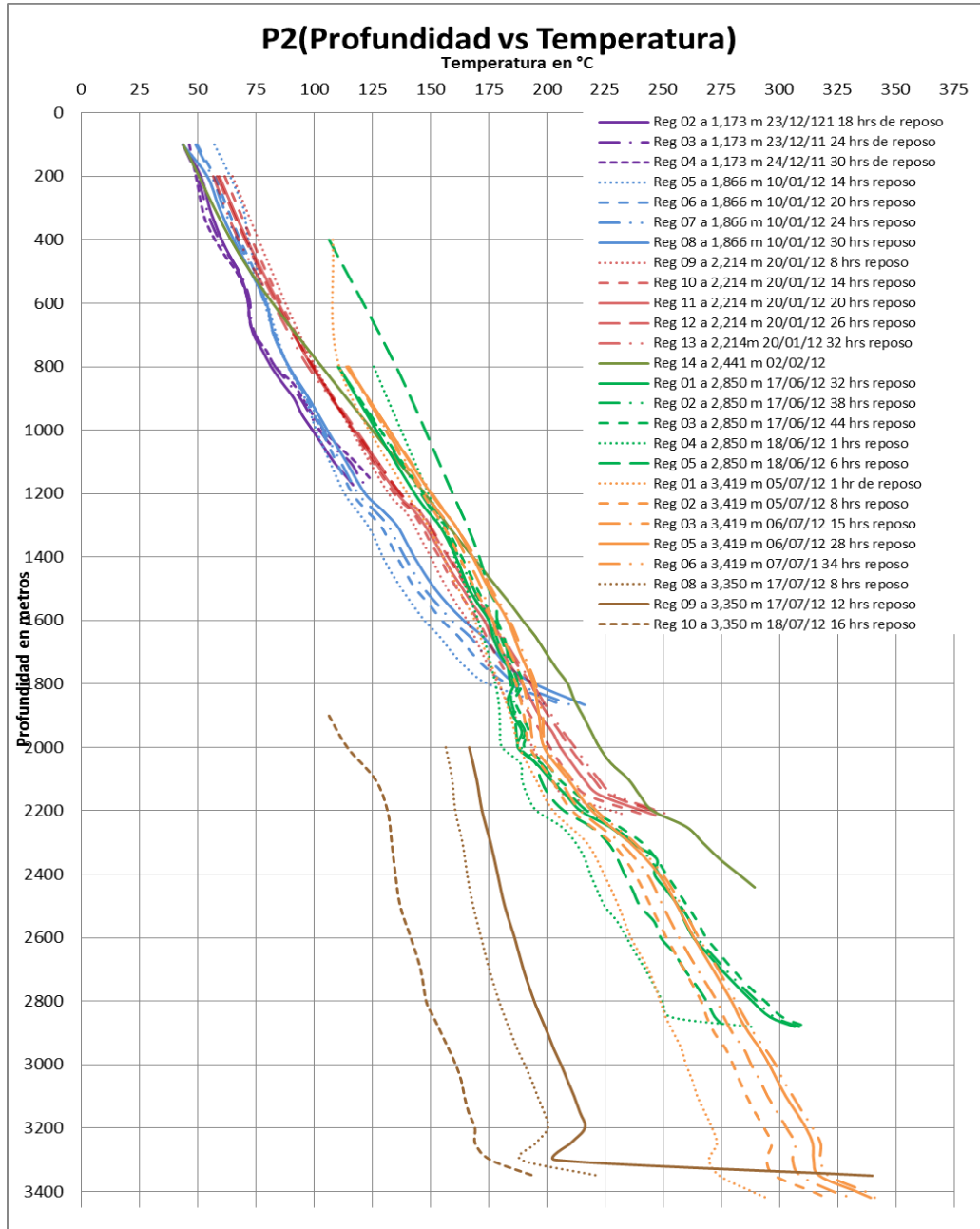


Figura 5. 8 Perfiles de Temperatura en el pozo 2.

D 17-18/JUL/2012 @4,016 PSI(Pozo estático)

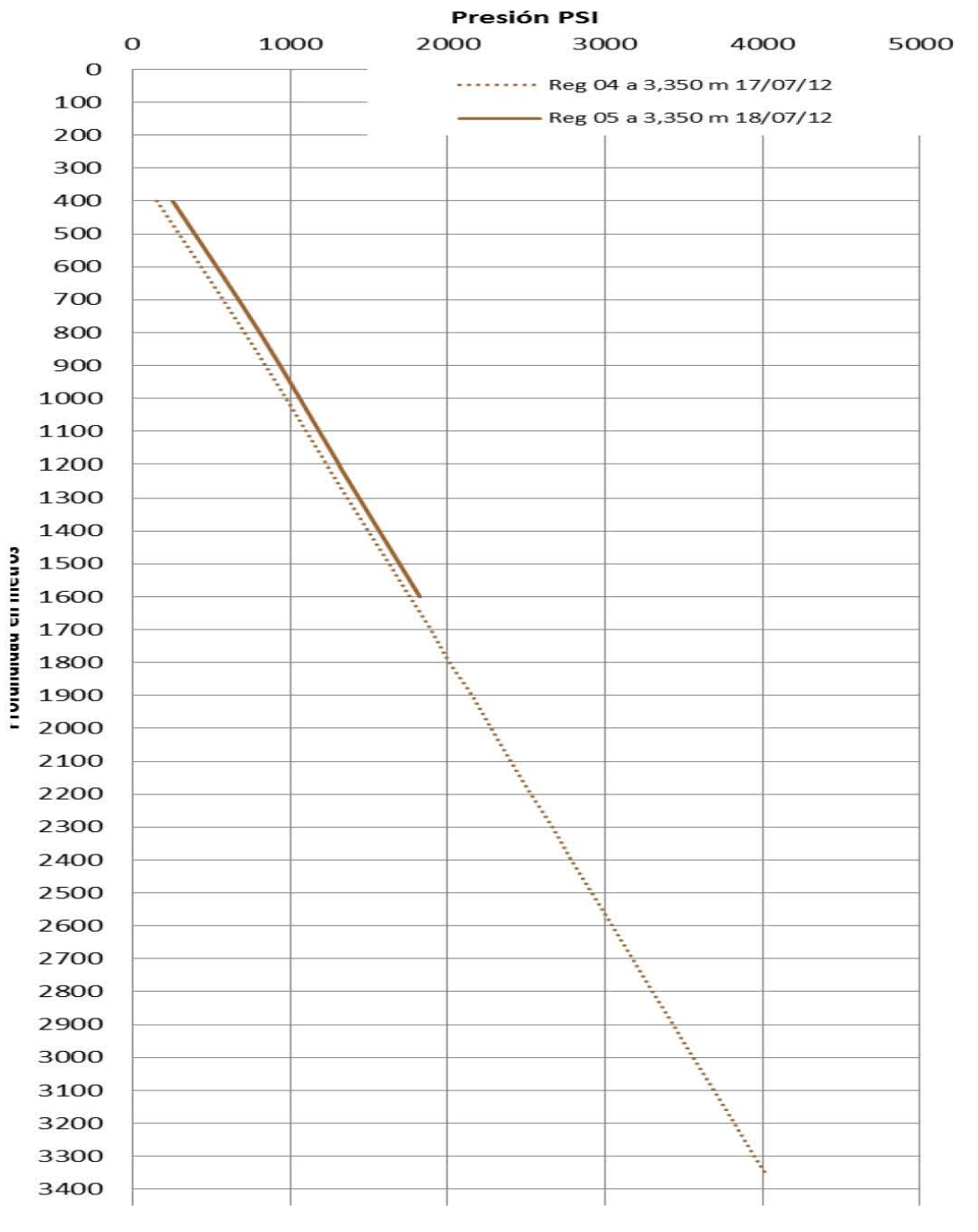


Figura 5. 9 Perfiles de Presión en el pozo 2.

De los perfiles de presión y temperatura obtenemos:

- Un espesor de 100 m.
- Una temperatura de 300 °C.
- Una presión estática de 273 Kg/cm².

Estos datos se utilizarán para el análisis y serán los datos de entrada al software.

DESARROLLO DE LA PRUEBA.

El pozo 2 se abrió a producción, manteniéndose produciendo por orificio de 4"Φ (101.6 mm) durante 48 horas. La prueba de Incremento de Presión se realizó el día 22 de julio del 2012 con la sonda de medición a 2200 m (profundidad total del pozo= 3415 m) y una duración de 21:25 horas. La producción antes del cierre es la siguiente:

PRESIÓN DE CABEZAL kg/cm ²	V_{vapor} t/h	A_{agua} t/h	M_{mezcla} t/h	DENSIDAD DE LA MEZCLA Kg/m ³	M_{mezcla} m ³ /Día
10.48	31.2	54.7	85.9	610.46	3377

Tabla 5. 2 Producción en el pozo 2, tp=48hrs

Espesor de la formación	100 m
Porosidad	0.12
Saturación del agua	1
Radio del pozo	0.076 m
Presión @ 2150 m	273 kg/cm ²
Temperatura @ 2150 m	300 oC
Compresibilidad de la formación (calculado de software)	6.4118e-5 (kg/cm ²)-1
Compresibilidad del agua (calculado de software)	1.4371e-4 (kg/cm ²)-1
Compresibilidad total del sistema(calculado de software)	2.0782e-4 (kg/cm ²)-1
Densidad del agua (calculado de software)	0.77024 g/cm ³
Viscosidad del agua (calculado de software)	0.1465 cp
Factor de volumen (calculado de software)	1.29701 m ³ /Std m ³

Tabla 5. 3 Datos de entrada al Software.

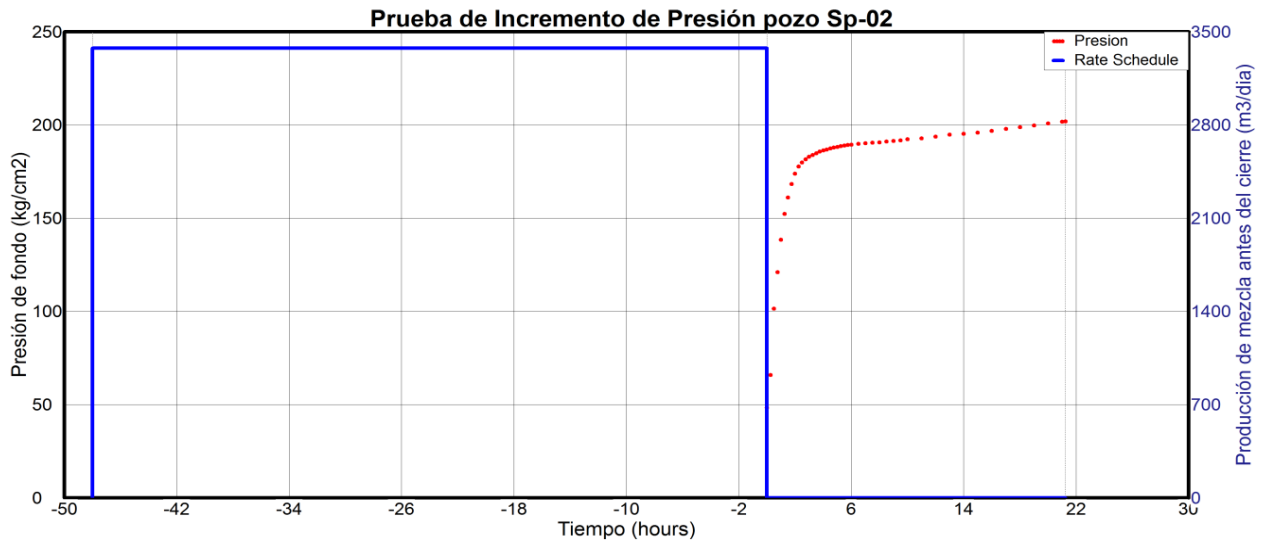


Figura 5. 10 Producción antes del cierre y presión de fondo durante la prueba. Pozo 2.

En la Figura 5.11 se muestran los datos de la ΔP y la derivada de la presión graficados en escala Log-Log para el diagnóstico de la prueba. Una vez que los efectos de almacenaje dejan de ser dominantes, la pendiente se incrementa, a partir del tiempo equivalente = 6.5 horas, sin que se defina la geometría de flujo radial ni tampoco alguna otra geometría lineal, bilineal o pseudo-estacionaria. Por lo anterior, no fue posible el análisis semilog (geometría radial) y se realizó aplicando la técnica de ajuste con Curvas Tipo. Se utilizaron los modelos: de yacimiento homogéneo con almacenaje y daño y el de frontera de fallas paralelas.

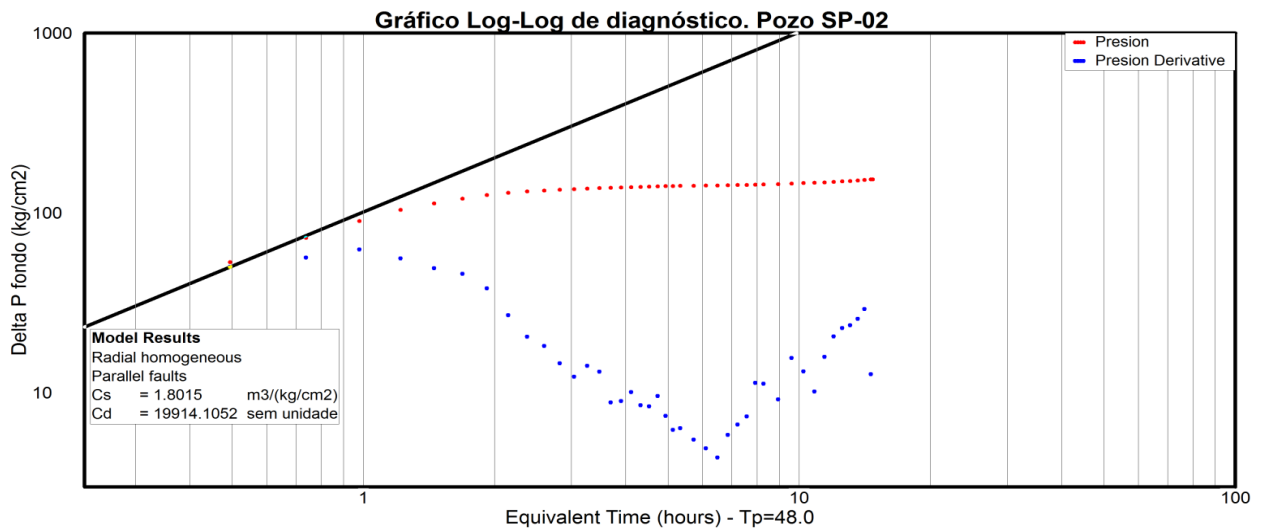


Figura 5. 11 Gráfico Log-Log para diagnóstico de la prueba de incremento de presión en el pozo 2.

En la Figura 5.11 se presenta el ajuste de los datos de la ΔP y de la derivada con Curvas Tipo. Los valores de la ΔP y la derivada fueron ajustados a la curva con valor de $C_D e^{2s} = 1E30$, a partir del Tiempo equivalente = 6.5 horas, a la curva de Fallas Paralelas.

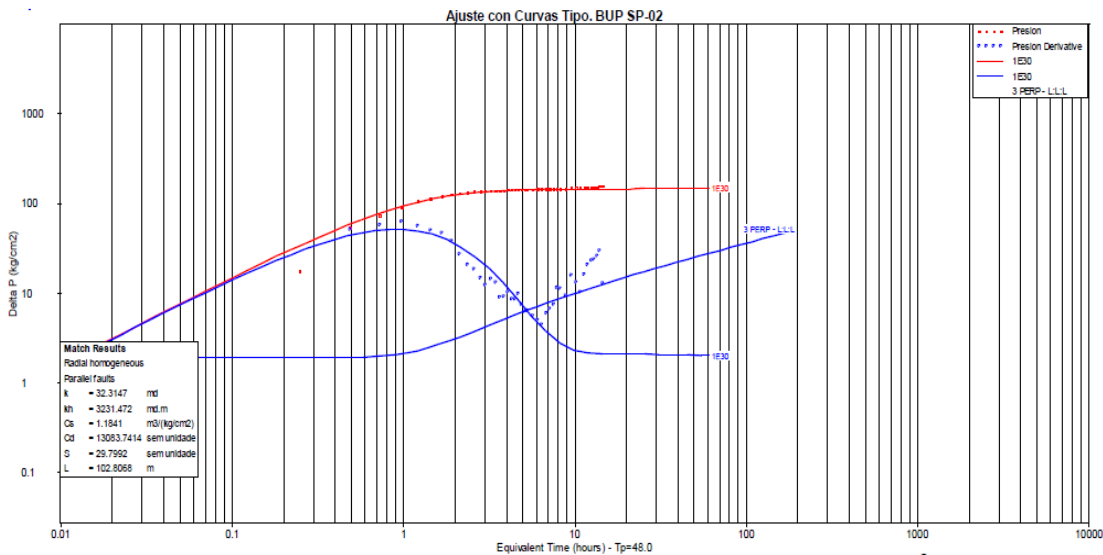


Figura 5. 12 Ajuste de los datos de ΔP y la Derivada a la Curva Tipo $CDe2s=1E30$ y al modelo de fallas paralelas.

Los Resultados son los siguientes

Permeabilidad (k)	md	32.31
Conductividad de la formación (kh)	md-m	3231
Coefficiente de almacenaje del pozo (Cs)	m3/kg/cm2	1.184
Coefficiente de almacenaje adimensional CD	Adim	1.31E+04
Factor de daño (S)	Adim	29.79
Distancia a las Fallas (L)	m	102.8
Radio de investigación	m	450

Tabla 5. 4 Resultados del análisis mediante Software.

Con este ajuste se simularon numéricamente los datos y se reprodujo la prueba. En las Figura 5.13 y 5.14 se muestran los gráficos Log-Log y semilog, respectivamente, de los datos medidos y de los simulados. En la Tabla 5.5 se resumen los resultados de la simulación, lográndose buena concordancia entre los valores ajustados y los simulados.

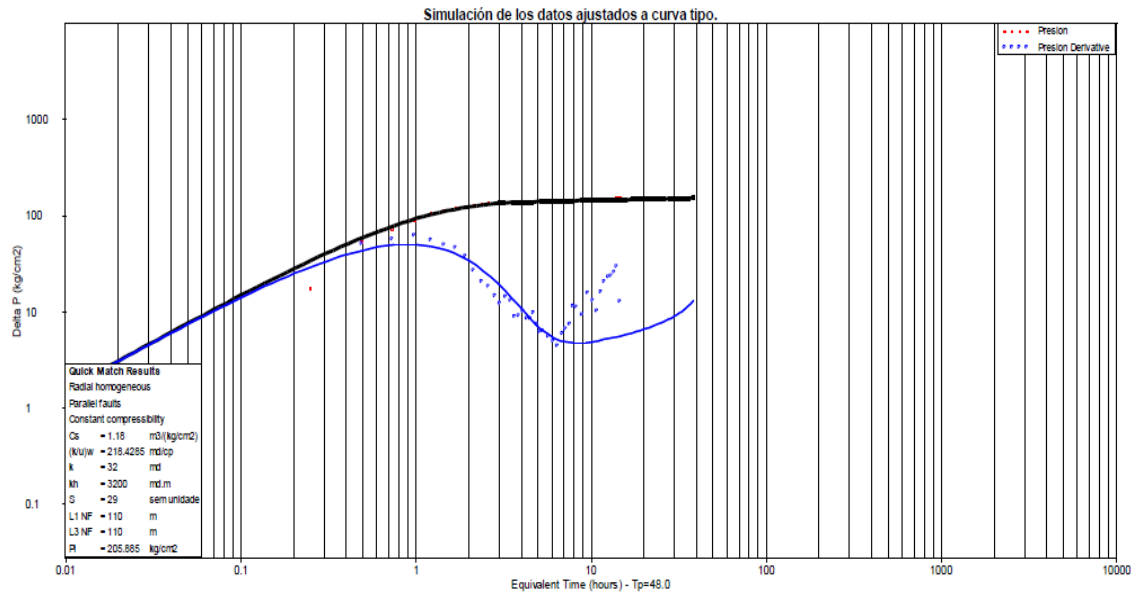


Figura 5. 13 Gráfico Log-Log con los datos reales y el ajuste de la simulación numérica.

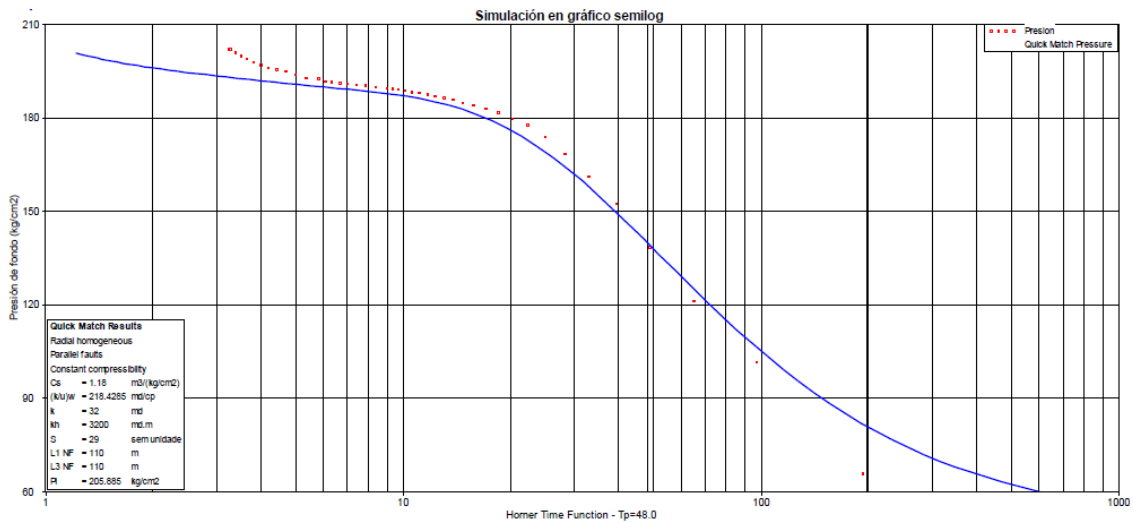


Figura 5. 14 Gráfico Semi-Log con los datos reales y el ajuste de la simulación numérica.

Como se observa en la tabla 5.5 Los resultados simulados ajustan muy de cerca a los valores calculados de la prueba lo que nos da un buen grado de confiabilidad en el ajuste.

Permeabilidad (k)	md	32
Conductividad de la formación (kh)	md-m	3200
Coeficiente de almacenaje del pozo (Cs)	m ³ /kg/cm ²	1.8
Coeficiente de almacenaje adimensional CD	Adim	1.30E+04
Factor de daño (S)	Adim	29
Distancia a las Fallas (L)	m	110

Tabla 5. 5 Resultados de la simulación numérica de la prueba de incremento de presión en el pozo 2.

Permeabilidad (k)	md	32
Conductividad de la formación (kh)	md-m	3200
Coeficiente de almacenaje del pozo (Cs)	m ³ /kg/cm ²	1.18
Coeficiente de almacenaje adimensional CD	Adim	1.30E+04
Factor de daño (S)	Adim	29
Distancia a la Falla 1 (L1 NF)	m	110
Distancia a la Falla 2 (L2 NF)	m	110
Radio de investigación	m	450
Duración de la prueba	horas	21.25

Tabla 5. 6 Resumen de resultados de la prueba al pozo 1.

5.4 Análisis de una prueba de Inyección-Recuperación pozo 3, inyector. (Falloff).

PERFILES DE PRESIÓN-TEMPERATURA.

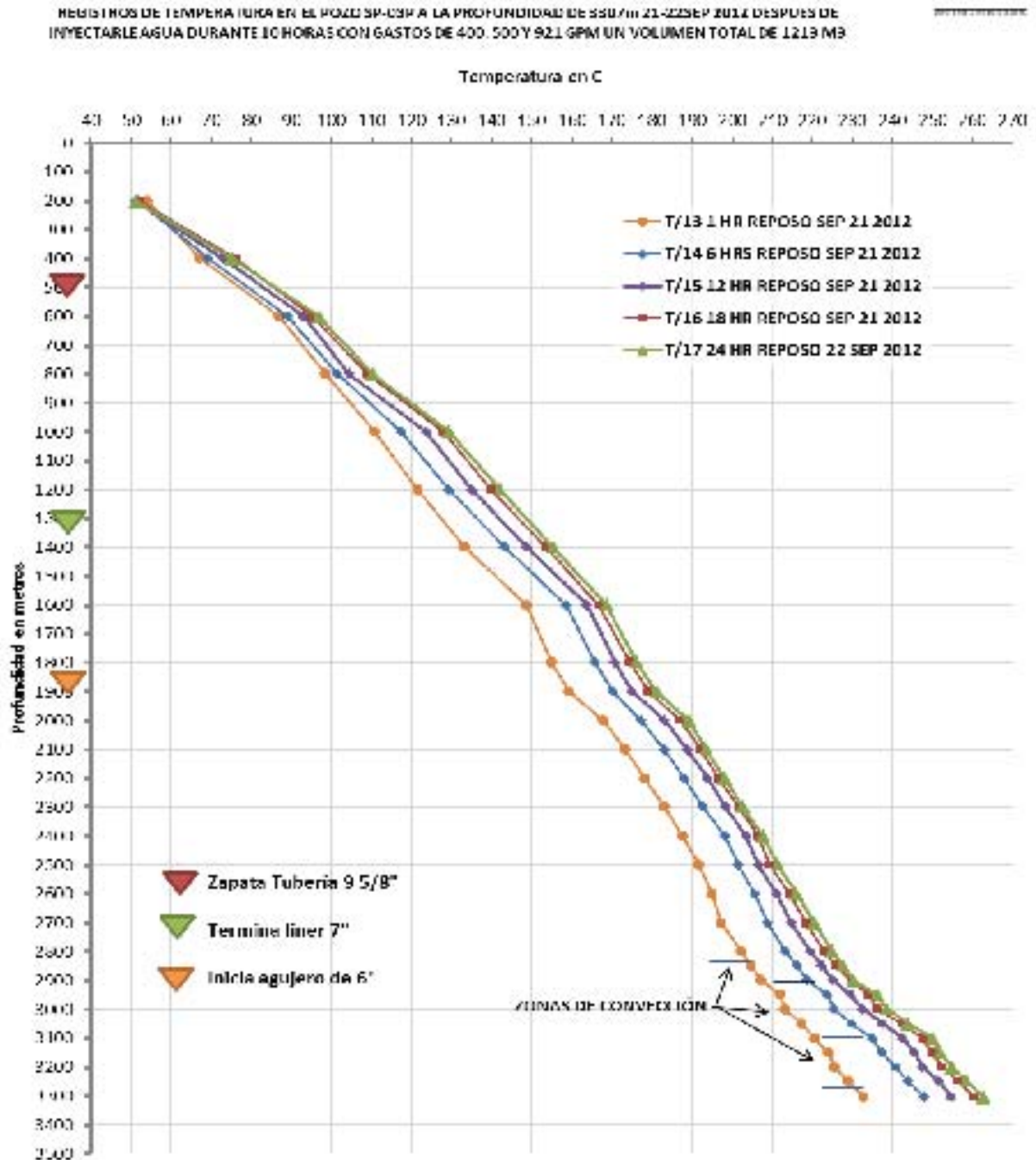


Figura 5. 15 Perfiles de Temperatura en el pozo 3.

REGISTROS PRESIÓN EN POZO 3

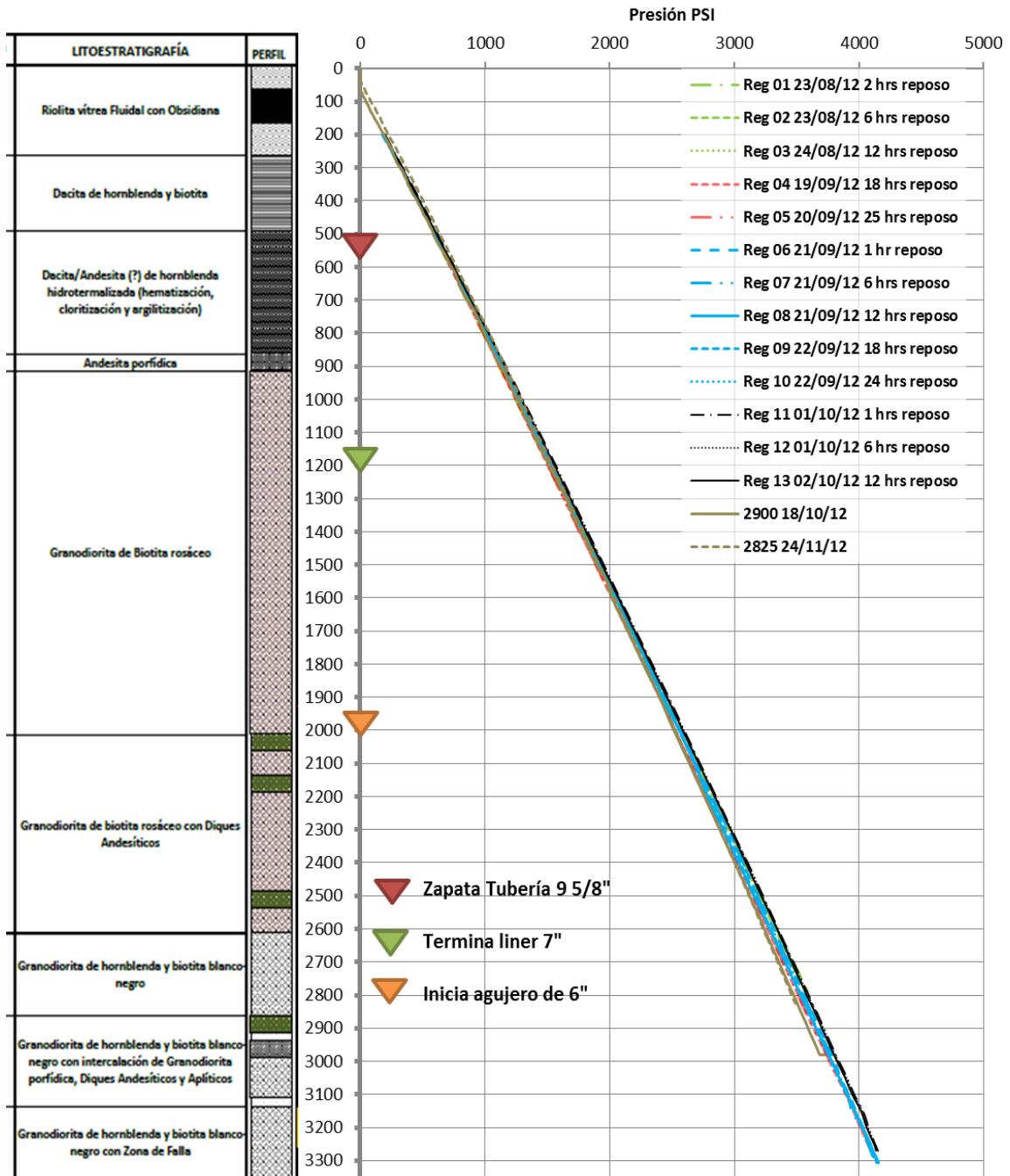


Figura 5. 16 Perfiles de Presión en el pozo 3.

De los perfiles de presión y temperatura obtenemos:

- Un espesor de 300 m.
- Una temperatura de 240 ° C.
- Una presión estática de 266 Kg/cm².

Estos datos se utilizaran para el análisis y serán los datos de entrada al software.

DESARROLLO DE LA PRUEBA.

La prueba de inyección-recuperación con tres gastos se realizó el 2-3 Octubre de 2012. El sensor de presión (Kuster) se instaló a la profundidad de 2990 m. La prueba tuvo una duración de 21 horas, consistiendo en tres etapas de inyección, con duración de 3 horas cada una y una última etapa de recuperación con duración de 12 horas.

ETAPA DE INYECCIÓN No.	DURACIÓN (horas)	Q (GPM)	Q(m3/Día)
1	3	204	1112
2	3	409	2229.46
3	3	609	3319.65

Tabla 5. 7Gastos de agua inyectados durante la prueba I-R, Pozo 3.

En la Figura 5.17 se muestra el comportamiento de la presión de fondo y el gasto inyectado respecto al tiempo de duración de la prueba.

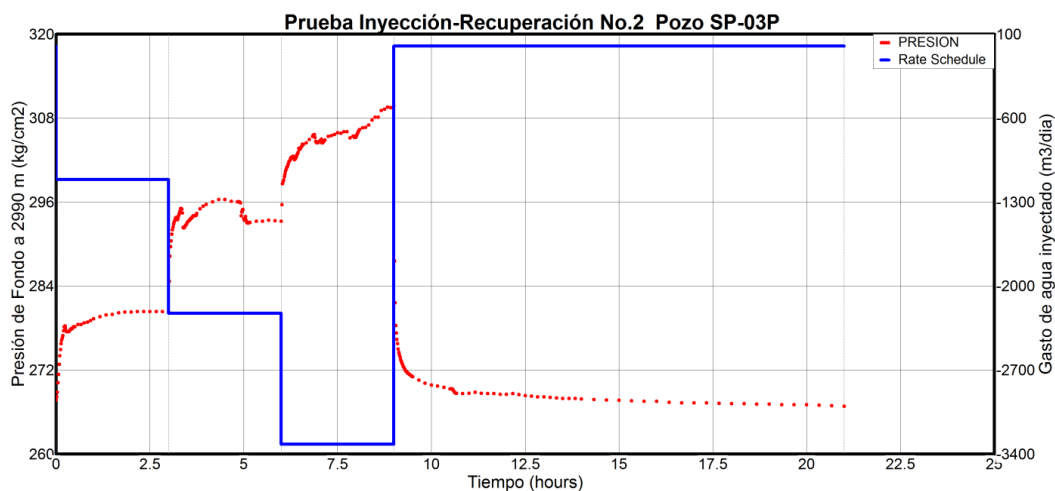


Figura 5. 17 Grafico log-log de la presión y la derivada.

A excepción del segundo bombeo en donde se aprecian los efectos de estimulación hidráulica, en el primero y segundo bombeo no se manifiestan los efectos de estimulación de las fracturas. No es posible analizar con buen grado de confiabilidad las etapas de bombeo 1 y 2 debido a que los datos están dominados por los efectos de almacenaje del pozo y del cabezal.

Se analizaron los datos de la etapa de Recuperación aplicando las técnicas semilog y de la derivada de la presión (Curvas Tipo).

Los datos de la etapa de Recuperación, con duración de 12 horas, fueron analizados utilizando el software. Los datos de entrada son:

Espesor de la formación	300 m
Porosidad	0.12
Saturación del agua	1
Radio del pozo	0.0762 m
Presión @ 2150 m	266 kg/cm ²
Temperatura @ 2150 m	240 oC
Compresibilidad de la formación (calculado de software)	6.4118e-5 (kg/cm ²)-1
Compresibilidad del agua (calculado de software)	1.000e-4 (kg/cm ²)-1
Compresibilidad total del sistema(calculado de software)	1.642e-4 (kg/cm ²)-1
Densidad del agua (calculado de software)	0.8352 g/cm ³
Viscosidad del agua (calculado de software)	0.1465 cp
Factor de volumen (calculado de software)	1.196 m ³ /Std m ³

Tabla 5. 8 Datos de entrada al Software.

En la Figura 5.17 se muestran los datos de la ΔP y de la derivada de la presión en escala Log-Log. Después que los efectos de almacenaje dejan de ser dominantes (tiempo equivalente = 1.2 horas), se define la geometría de flujo radial ($m=0$). Después del tiempo equivalente= 2 horas, la pendiente se incrementa indicando efectos de frontera.

Por lo anterior, el análisis se realizó con las técnicas semilog (gráfico especializado para flujo radial), Curvas Tipo y con los resultados se simuló los datos de la prueba para lograr alta confiabilidad de los resultados.

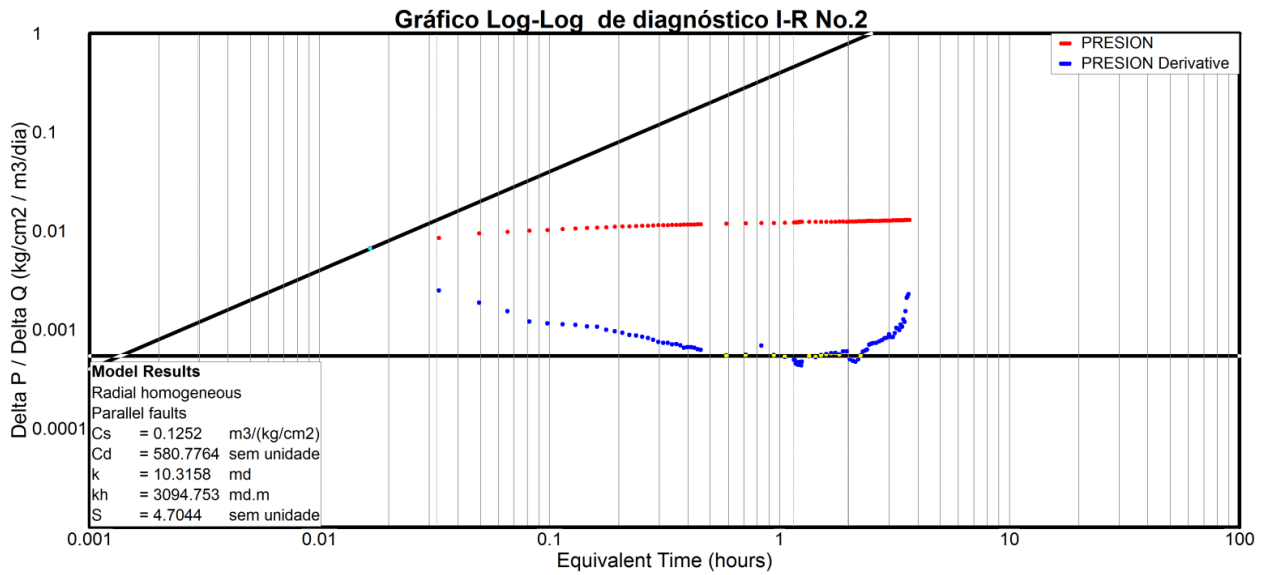


Figura 5. 18 Gráfico Log-Log de diagnóstico de la prueba I-R, pozo 3.

En el gráfico semilog especializado para flujo radial (Figura 5.19) se obtiene la pendiente de la recta semilog (geometría radial) y se calcula la permeabilidad y el daño, entre otros parámetros.

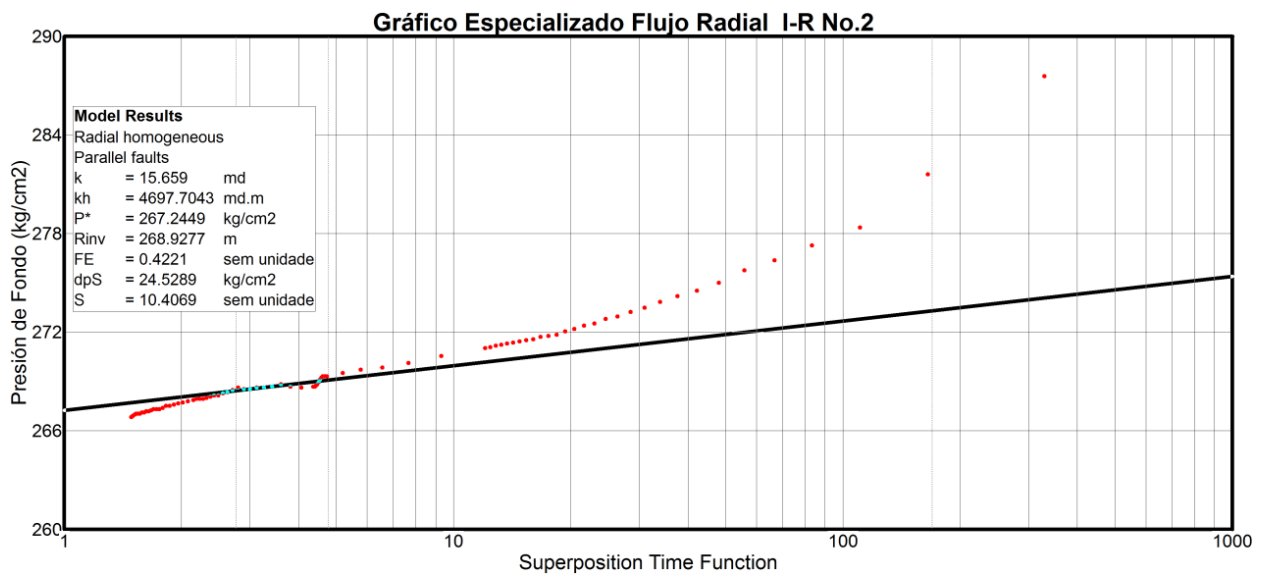


Figura 5. 19 Gráfico semilog de la prueba I-R, pozo 3.

Permeabilidad (k)	md	15.659
Conductividad de la formación (kh)	md-m	4697.7
P* (presión extrapolada)	kg/cm2	267.24
Radio de investigación	m	268.92
Factor de daño (S)	Adim	10.4
ΔPS	kg/cm2	24.52
FE (eficiencia de flujo)	Adim	0.422

Tabla 5. 9 Resultados de la prueba de I-R, etapa de recuperación, pozo 3.

La caída de presión adicional en la cara de la formación, ΔP_s , ocasionada por el daño, provoca que la eficiencia de flujo (FE) sea de 0.4221 (42.21%), esto es, el pozo produciría o aceptaría 57.79% menos que si no tuviera daño la formación.

En la Figura 5.19 se presenta el ajuste con curvas tipo. Se utilizó el modelo de yacimiento homogéneo, con almacenaje en el pozo y daño, con configuración de frontera de fallas paralelas. El modelo de frontera se seleccionó con base a la tendencia de los datos de la derivada a incrementarse a partir del tiempo equivalente =2 h; El comportamiento de la ΔP a incrementarse al final en el gráfico Log-Log (Figura 5.18) y al cambio de pendiente en los tiempos tardíos en el gráfico semilog (Figura 5.17). Los valores de la ΔP y la derivada fueron ajustados a la curva con valor de $C_D e^{2S} = 1E10$ a partir del Tiempo equivalente = 2 horas, a la curva tipo de Fallas Paralelas.

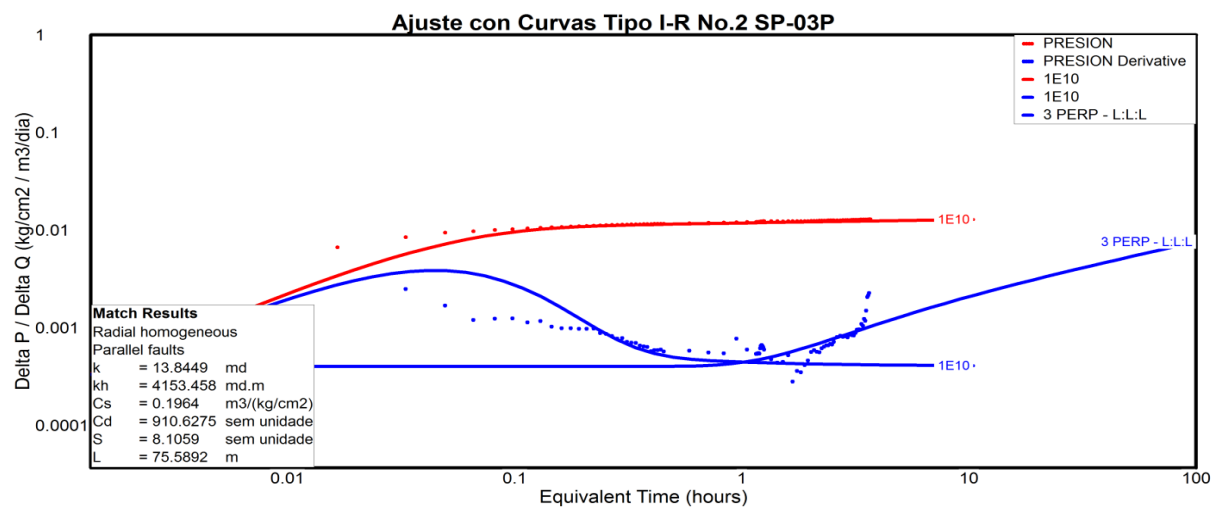


Figura 5. 20 Gráfico de ajuste con curvas tipo y modelo de fallas paralelas, pozo 3.

Permeabilidad (k)	md	13.59
Conductividad de la formación (kh)	md-m	4079.23
Coeficiente de almacenaje del pozo (Cs)	m ³ /kg/cm ²	0.1814
Coeficiente de almacenaje adimensional CD	Adim	841.39
Factor de daño (S)	Adim	8.14
Distancia a las fronteras (L)	m	74.91

Tabla 5. 10 Resultados de la prueba de I-R con ajuste de curva tipo, etapa de recuperación, pozo 3.

El índice de inyectividad se calculó mediante dos métodos: utilizando los gastos inyectados y las presiones máximas alcanzadas en cada inyección (Figura 5.19); y a partir del análisis del transitorio de presión de la prueba, con los valores calculados de la permeabilidad ($k=13.59$) y el daño ($S=8.14$).

(Figura 5.20). El valor del radio de drene (r_e) se considera de 150 m. En la Tabla 5.10 se muestran los índices calculados por ambos métodos.

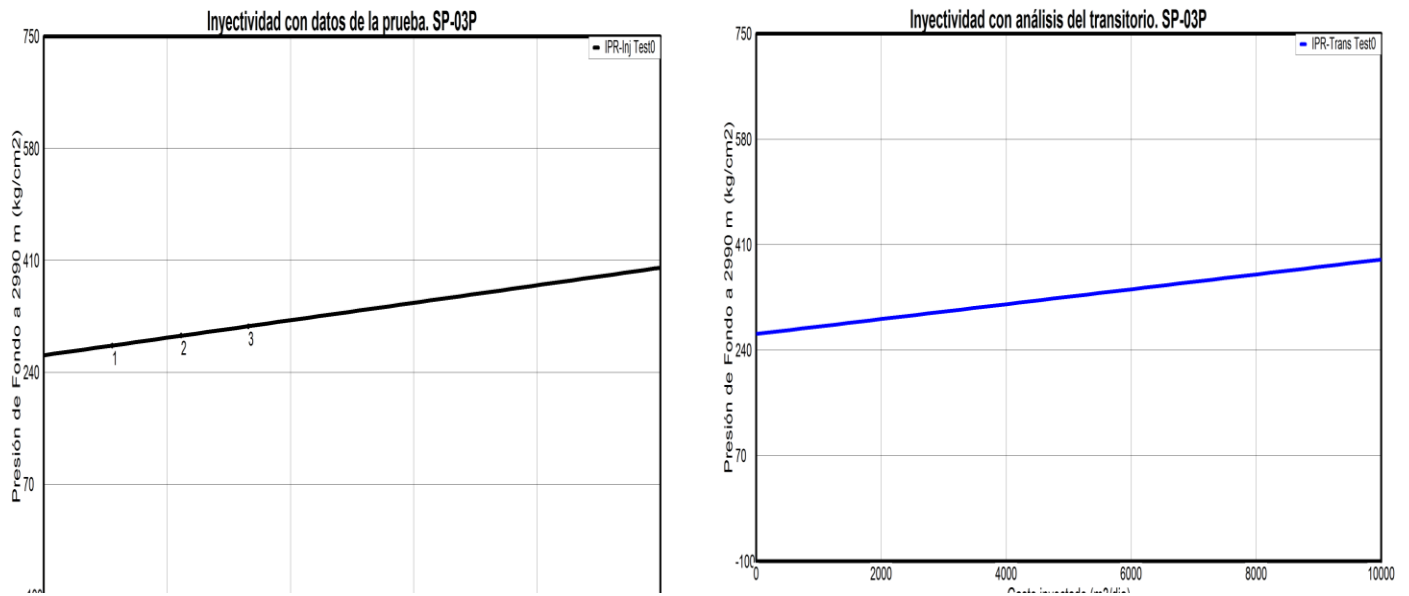


Figura 5. 21 Índice de inyección con los datos de la prueba (izq.), Índice con los datos del transitorio (der.).

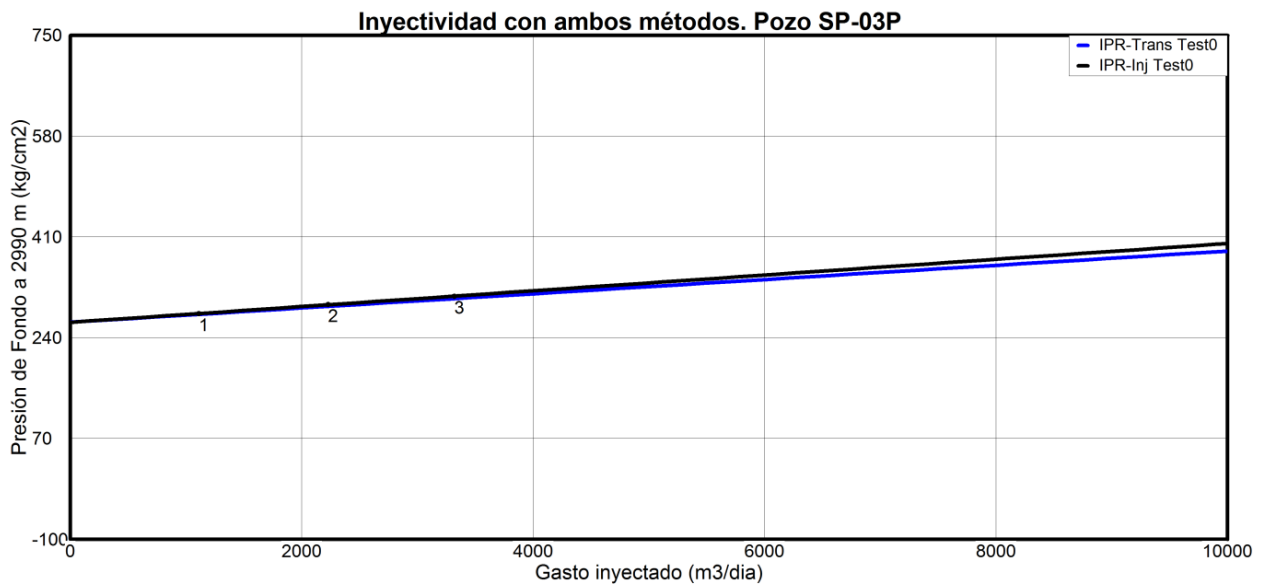


Figura 5. 22 Comparativo de la Inyectividad del pozo 3 con ambos métodos.

MÉTODO	INDICE DE INYECTIVIDAD m ³ /h/kg/cm ²
Análisis del transitorio, k= 13.84 y S=8.10 $I. I. = \frac{2.2178 kh}{\mu B L n \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}$	3.47
Datos de la prueba $I. I. = \frac{Q}{\Delta P}$	3.13

Tabla 5. 11 índices de inyectividad, ambos métodos.

Con los resultados del análisis semilog y Curva Tipo se simuló la prueba para asegurar la confiabilidad de los resultados del análisis. En las Figuras 5.22 y 5.23 se muestran, en gráficos Log-Log y semilog, respectivamente, los datos reales de la prueba y el resultado de la simulación numérica.

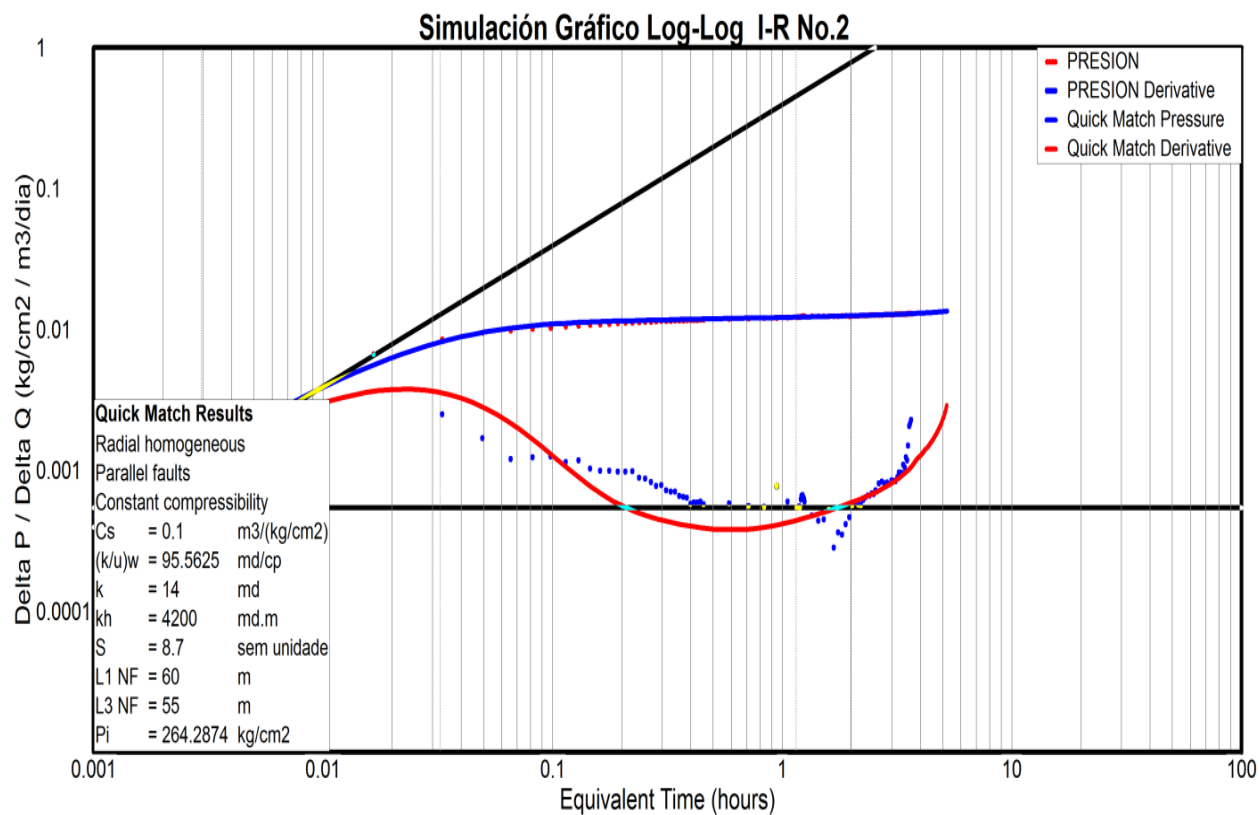


Figura 5. 23 Simulación Numérica de la prueba de Inyección-Recuperación en el pozo 3 en gráfico Log-Log.

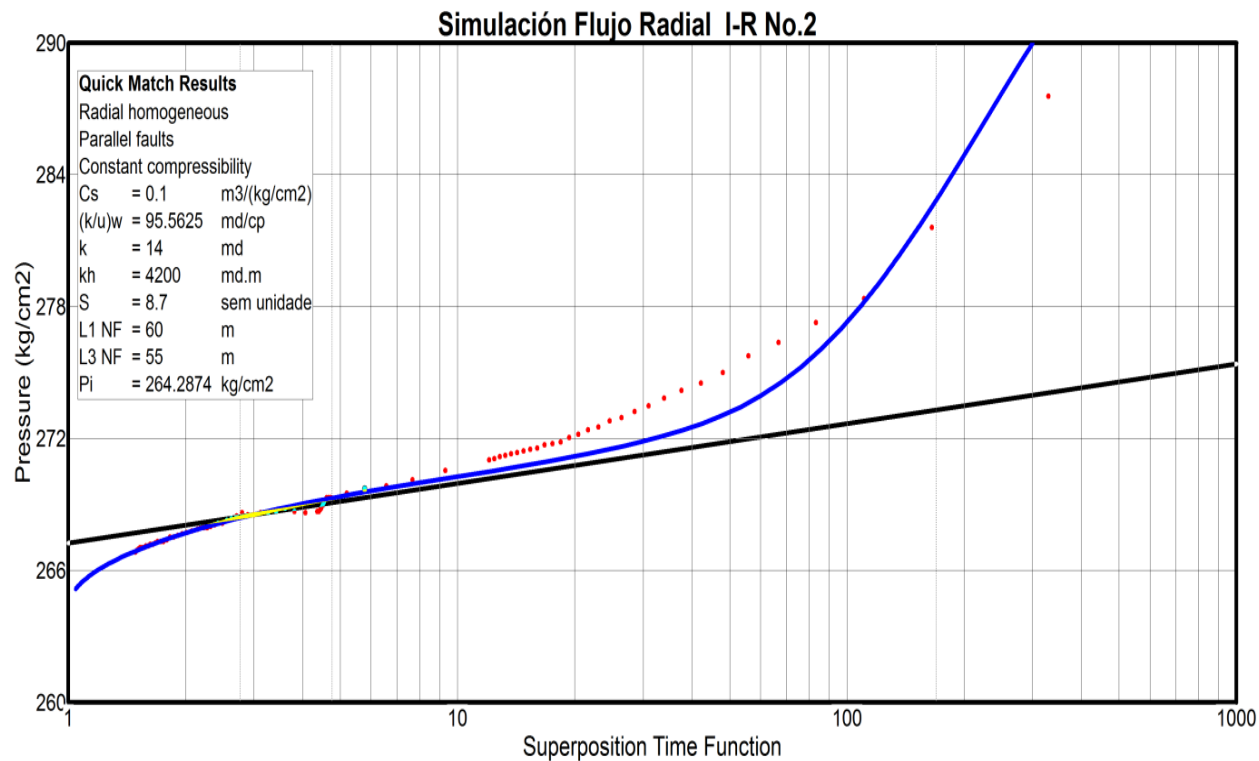


Figura 5. 24 Simulación Numérica de la prueba de Inyección-Recuperación en el pozo 3 en gráfico Semi-Log.

Los parámetros obtenidos de la simulación, son los siguientes:

Permeabilidad (k)	md	14
Conductividad de la formación (kh)	md-m	4200
Coeficiente de almacenaje del pozo (Cs)	m ³ /kg/cm ²	0.1
Coeficiente de almacenaje adimensional (C _D)	Adim	463.58
Factor de daño (S)	Adim	8.7
Distancia a la Falla 1 (L1 NF)	m	60
Distancia a la Falla 2 (L2 NF)	m	55

Tabla 5. 12 Resultados de la simulación.

Permeabilidad (k)	md	14
Conductividad de la formación (kh)	md-m	4200
Coeficiente de almacenaje del pozo (Cs)	m ³ /kg/cm ²	0.1
Coeficiente de almacenaje adimensional CD	Adim	463.58
Factor de daño (S)	Adim	8.7
Distancia a la Falla 1 (L1 NF)	m	60
Distancia a la Falla 2 (L2 NF)	m	55
Radio de investigación	m	268.92
Índice de inyectividad a partir de la simulación del transitorio de presión. k= 14 y S=8.7	m ³ /h/kg/cm ²	3.47
Índice de inyectividad a partir de los datos de la prueba	m ³ /h/kg/cm ²	3.13

Tabla 5. 13 Resultados de la prueba de IR a tres gastos, pozo 3.

5.5 Conclusiones del análisis de las pruebas.

Se presentaron los análisis de las pruebas que mejor calidad de datos tenían y lograron alcanzar la geometría de flujo radial (pozos 1 y 3) y el buildup que se la realizó al pozo 1, ya que obtuvo un excelente ajuste mediante curvas tipo, de los análisis y los registros concluimos:

- La presión media de yacimiento oscila entre los 260 y 270 (Kg/cm²)
- La temperatura promedio del yacimiento oscila entre los 260 y 340°C, siendo la temperatura más alta dentro del pozo 2.
- La permeabilidad está asociada a los fracturamiento naturales de los granitos que contienen el fluido.
- La permeabilidad está dentro del rango de yacimiento semipermeable. Se considera que los yacimientos geotérmicos se encuentran dentro de los yacimientos de aceite y gas. Sin embargo, en cada campo geotérmico se debe efectuar una clasificación con base a los valores de permeabilidad obtenidos y la producción de los pozos.

	PERMEABLE	SEMIPERMEABLE	IMPERMEABLE
ACUÍFERO	bueno	pobre	no existe
ROCAS		yacimiento de aceite y gas	yacimiento de gas

k (md) 10⁸ 10⁷ 10⁶ 10⁵ 10⁴ 10³ 10² 10¹ 1 10⁻¹ 10⁻² 10⁻³

Tabla 5. 14 Rango de permeabilidades.

- Con base en las producciones se estima una capacidad de generación de 35 MW.
- La capacidad de aceptación del pozo inyector, no es lo suficientemente grande para aceptar la producción generada por los otros pozos por lo que se procederá a perforar un nuevo pozo con fines de inyección.
- Los pozos generalmente se están terminando con un daño considerable a la formación el cual se ve reflejado directamente en la producción, por lo que se recomienda un estudio en las operaciones de terminación y estimulación que derive en una disminución del daño.
- Con base en la información obtenida hasta el momento, se creó un modelo conceptual del campo.

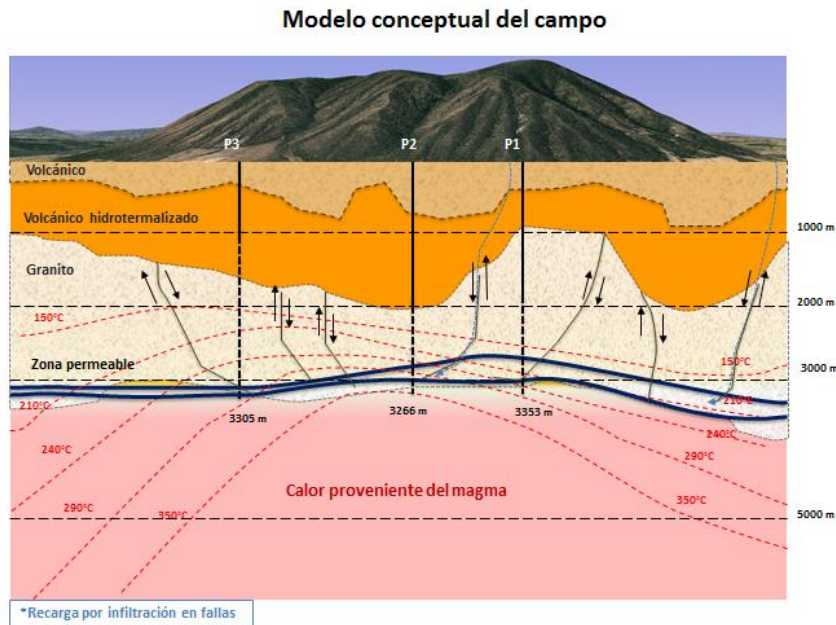


Figura 5. 25 Modelo conceptual del Campo.

CONCLUSIONES Y OBSERVACIONES.

- Los resultados obtenidos de los análisis de las pruebas son los siguientes:

PARAMETRO	UNIDADES	POZO 1 (BUILDUP)	POZO 2 (BUILDUP)	POZO 3 (FALLOFF-IR)
Permeabilidad (k)	md	41.22	32	14
Conductividad de la formación (kh)	md-m	4122	3200	4200
Coefficiente de almacenaje del pozo (Cs)	m ³ /kg/cm ²	xx	1.88	0.1
Coefficiente de almacenaje adimensional CD	Adim	xx	1.30E+04	463.58
Factor de daño (S)	Adim	4.74	29	8.7
Distancia a las Fallas (L)	m	xx	110	60

Tabla, Conclusiones 1. Resumen de resultados.

De los cuales se dedujo una barrera impermeable que se ajustó al modelo de fallas paralelas y en conjunto con la información geológica regional y de los pozos se construyó un primer modelo de yacimiento, donde se integra toda la información obtenida durante la construcción de los pozos, véase figura 5.25.

Las permeabilidades se consideraron dentro del rango semipermeable, sin embargo los pozos, tres productores, están produciendo cada uno en promedio 100 (tn/hr) de mezcla con una calidad del 40 % y altas presiones de cabezal, en promedio 500 psi, lo que indica, para este caso en particular que las permeabilidades están entregando buenas producciones.

Agregando que se estimó la capacidad de inyección del pozo 3, que nos arrojó resultados por debajo de los esperados lo que contribuyó a la decisión de realizar otro pozo inyector, considerando lo siguiente:

$$Inyección = 3.37 \left[\frac{m^3}{hr} \right] * 12 \left[\frac{kg}{cm^2} \right] * 1.0029 = 40.5 \frac{Tn}{hr}$$

De la ecuación anterior se consideró la inyección mediante la columna ejercida solo por el nivel piezométrico del agua, que consta de una distancia de 120 metros de nivel, lo que queda muy corto a las 120 (tn/hr) que producen de líquido entre ambos pozos.

- La metodología propuesta para un análisis de pruebas de presión en un pozo geotérmico exploratorio está basada en los estudios para yacimientos de aceite, con las respectivas modificaciones físicas al sistema roca-fluidos, esta ajusta una buena aproximación para el estudio y diseño de la administración del yacimiento. Teniendo en cuenta que se tiene que profundizar más en los grandes cambios de temperatura y en las consideraciones físicas de los modelos matemáticos en las que interviene este factor.
- Se presentó la metodología mediante el uso de las formulas específicas para el análisis, ajustando un valor confiable de los resultados, comparándolo con el uso del software especializado que ahorra mucho tiempo en el análisis, dejando más tiempo a la interpretación y evaluación de las operaciones a seguir dentro del desarrollo del campo.
- Se presentó este trabajo con datos de un campo real y los resultados obtenidos contribuyen en gran parte al desarrollo del campo, estos son la base para un buen diseño del mismo, con los datos obtenidos se comenzaran a tomar decisiones tan importantes como distribución optima de pozos, diámetros óptimos de descarga, espaciamiento de los mantenimientos, etc.

TRABAJOS A FUTURO.

- En el desarrollo del campo se trazara un plan a seguir con la información obtenida en esta etapa exploratoria por lo que toda la información recabada es de vital importancia para una futura correlación de resultados y una buena caracterización dinámica del yacimiento.
- Aún faltan múltiples pruebas y estudios a realizar dentro del campo por lo que se programaran con base en los primeros resultados , una vez adquirido el equipo mecánico de medición a base de nitrógeno, las pruebas necesarias para obtener el mayor número de información relevante.
- La geotermia es una energía que aún no se compara con las actuales generaciones de electricidad mediante quema de un combustible o del calentamiento de fluidos por una reacción radioactiva, sin embargo en México existen empresas, una estatal y algunas

privadas, que cada vez creen más conveniente la autogeneración de energía mediante este método, es económica a largo plazo y limpia, no afecta en ninguna manera a los ecosistemas ya que, la salmuera obtenida es reinyectada , esta no es de consumo humano debido a sus altos contenidos de minerales y gases , por lo que tampoco tiene un impacto social negativo, aunado a que es una energía renovable, recargando el yacimiento mediante el ciclo del agua , con una buena administración el recurso puede tener una vida extensamente grande, esperando el crecimiento de la tecnología para crear sistemas artificiales de geotermia en márgenes volcánicos que, se extienden a lo largo y ancho de todo el globo, para poder aprovechar la energía más grande que tenemos en el mundo, el propio calor de nuestro planeta tierra.

REFERENCIAS.

- ¿Qué es la Energía Geotérmica?, Mary H. Dickson y Mario Fanelli, Istituto di Geoscienze e Georisorse, CNR, Pisa, Italia.
- Guía de la Energía Geotérmica, Guillermo Llopis Trillo y Vicente Rodrigo Angulo, Universidad Politécnica de Madrid.
- Toda la clasificación, Manual de Geotermia, José Luis Quijano León, 2007.
- Instituto de investigaciones eléctricas IIE, Gerencia de geotermia.
- Notas del curso de ing. De yacimientos geotérmicos, por: Ing. Marco A. Torres Rodríguez. Junio del 2012
- Propiedades de la roca y los fluidos es reservorios de petróleo, Mirtha Susana Bidner, Universidad de Buenos Aires, Julio 2001.
- Análisis Moderno de Presiones en Pozos, Freddy Humberto escobar m., Ph.D. Neiva, Huila, Noviembre de 2003
- Notas del curso, Dr. Eber Cinco Ley.
- Análisis de pruebas de presión nivel II, CIED PDVSA. 1997.
- Advances in Well test Analysis, Robert C. Earlougher, JR. Second Edition, 1997
- Modern Well Test Analysis, Roland N. Horne, Second Edition, 1995.
- Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, Freddy Humberto escobar m., ph.d. Neiva, Huila, Noviembre de 2003
- Well Test, Desing & Analysis, George Stewart, PennWell, 2011, TULSA.
- Asociación geotérmica mexicana.org.mx.

- Revista “Energía geotérmica”, Título “La energía geotérmica”, Dr. Gerardo Hiriart Le Bert.

- **Geothermal Resources Council.com.mx**