



Universidad Michoacana De San
Nicolás de Hidalgo

Facultad De Ciencias Físico Matemáticas

Aplicación de un Modelo Matemático Para
Analizar el Incremento de la Permeabilidad
Durante la Inyección de Agua Fría en Pozos
Geotérmicos

T E S I S

Que para obtener el título de :
Licenciado en Ciencias Físico Matemáticas

P r e s e n t a :
JOSÉ NÚÑEZ GONZÁLEZ

Asesores:

Dr. Mario Cesar Suarez Arriaga, UMSNH

MI. Víctor Arrellano Gómez, IIE

MORELIA MICHOCÁN. FEBRERO 2006

DEDICATORIA

A MIS PADRES

SR. MARIO NÚÑEZ MORENO

SRA. GREGORIA GONZÁLEZ ALCARAZ

Porque gracias a ellos y a su gran ayuda tanto económica como moral me he consolidado como un profesionalista, por esta razón estaré eternamente agradecido.

A MI ESPOSA

MARBELLA GARCÍA AMBRIZ

Por el amor que nos profesamos y el apoyo que nos tenemos en cualquiera de nuestras empresas en la vida.

A MIS MAESTROS

Porque a través de sus conocimientos lograron que obtuviera las bases necesarias para ejercer mi carrera.

A MIS HERMANOS

LEONEL, ELIZABETH, EVER

Porque han sido un ejemplo para mí, de cómo luchar en la vida, y un apoyo que siempre tuve presente.

A MIS AMIGOS

DIDIER, IVÁN, YURITZI, MIRNA,
BERTHA, MIRIAM, JAZMÍN

Por los ratos de alegría y las aventuras que vivimos, por el apoyo y la mano que siempre me dieron y el cariño que nos tenemos.

A LA FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICO
MATEMÁTICAS

Por haber sido mi casa durante 4 años

RECONOCIMIENTOS



A LA UNIVERSIDAD MICHOCANA DE
SAN NICOLÁS DE HIDALGO

Casa de máxima de estudios del estado de Mi-
choacán, que forma jóvenes profesionista al ser-
vicio de México.



AL INSTITUTO DE INVESTIGACIONES
ELÉCTRICAS

Institución de investigación científica y tec-
nológica al servicio de sector energético del
país.

Contenido

1	INTRODUCCIÓN	7
2	EL RESERVORIO GEOTÉRMICO	10
2.1	El reservorio geotérmico	10
2.2	Principales propiedades físicas de los fluidos	13
2.2.1	Formulación IAPWS para la densidad y viscosidad del agua	14
2.3	Temperatura de fondo	20
2.4	Principales propiedades físicas de las rocas	22
2.4.1	Compresibilidad	23
2.4.2	Porosidades y densidades	24
2.4.3	Permeabilidad	25
2.4.4	Propiedades térmicas	26
2.5	Estudios en el reservorio geotérmico	27
3	PRINCIPALES MODELOS MATEMÁTICOS	29
3.1	Flujo de fluidos en el reservorio	29
3.1.1	Tipos de fluidos	30
3.1.2	Regímenes de flujo	30
3.1.3	Geometría del reservorio	31
3.1.4	Número de fluidos en el reservorio	32
3.2	Ecuaciones de flujo	32
3.2.1	Ley de Darcy	33

3.2.2	Ecuaciones para flujos estacionarios	34
3.2.3	Flujo lineal de fluidos incompresibles	35
3.2.4	Flujo lineal de fluidos ligeramente compresibles	35
3.2.5	Flujo radial de fluidos incompresibles	36
3.2.6	Flujo radial de fluidos ligeramente compresibles	36
3.3	Modelado de flujos transientes	37
3.3.1	La ecuación de continuidad	37
3.3.2	Flujo de un fluido ligeramente compresible	38
3.3.3	Solución para un flujo radial de un fluido ligeramente compresible . . .	38
3.3.4	Factor de daño	41
3.4	Pruebas transientes en pozos	42
3.4.1	Almacenamiento	42
3.4.2	Gasto de la formación	43
3.4.3	Análisis de pruebas de inyección: Método clásico	43
3.4.4	Limitaciones del análisis clásico de pruebas de inyección	46
4	ANÁLISIS TRANSIENTE DE PRUEBAS DE INYECCIÓN	48
4.1	Descripción física	48
4.2	Investigaciones relacionadas	50
4.3	Nueva solución	51
4.4	Método de análisis	53
5	MODELO COMPUTACIONAL	55
5.1	El ambiente visual Fortran-90	55
5.1.1	Fortran Windows Applications	56
5.1.2	Fortran QuickWin Graphics Applications	56
5.2	Modelos y valores iniciales	57
5.3	Well analyzer	58
5.3.1	Características de Well Analyzer	58
5.3.2	Interfaz del Usuario	59

5.3.3	Arquitectura del programa	71
5.3.4	Manejo de errores	72
6	ANÁLISIS DE GRÁFICAS Y RESULTADOS	74
6.1	Prueba de presión: Pozo Az7	74
7	CONCLUSIONES	83
7.1	Logros	83
	NOMENCLATURA	86
	BIBLIOGRAFÍA	89
A	ECUACIÓN RADIAL DE DIFUSIVIDAD	92
B	SOLUCIÓN EXPONENCIAL INTEGRAL	95
C	CÓDIGO	98

Lista de Tablas

2.1	Coeficientes y exponentes de la ecuación fundamental y sus derivadas.	14
2.2	Coeficientes parte gas ideal.	16
2.3	Coeficientes y exponentes de la parte fluido real.	16
2.4	Propiedades del agua en función de la temperatura.	18
2.5	Valores de la ecuación transiente de transferencia de calor $f(t)$	21
2.6	Propiedades petrofísicas medidas en núcleos del campo geotérmico de Los Azufres.	26
5.1	Parámetros del reservorio usados en la simulación.	57
5.2	Propiedades de la prueba en el reservorio.	58
6.1	Pozo Az7 prueba de Inyección 18 Junio 1981	74

Lista de Figuras

2.1	Localización de los Azufres.	12
2.2	Gráfica densidad del agua vs. temperatura.	18
2.3	Gráfica viscosidad del agua vs. temperatura.	19
2.4	Gráfica de temperatura de fondo de pozo	21
2.5	Geología de la zona de los Azufres y ubicación de los pozos.	23
2.6	Análisis de las rocas en el laboratorio.	24
3.1	Esquema ideal de repuesta de presión	42
4.1	Diagrama de presión	48
4.2	Incremento de presión debida a la inyección de agua a 20 °C.	49
4.3	Diagrama de reservorio compuesto.	51
5.1	Grupo del menú: Archivo	60
5.2	Grupo del menú: Edición	62
5.3	Grupo del menú: Gráfica	63
5.4	Grupo del menú: Herramientas	65
5.5	Grupo del menú: Herramientas	67
5.6	Grupo del menú: Ventana	69
5.7	Grupo del menú: Ayuda	69
5.8	Diagrama de flujo	71
6.1	Incremento de presión debida a la inyección de agua.	77
6.2	Variación de la temperatura de fondo	78

6.3	Variación de la viscosidad del fluido	78
6.4	Variación de la densidad del fluido	79
6.5	Gasto en la formación durante la prueba de inyección	80
6.6	Variación de la radio del frente térmico	80
6.7	Comportamiento esperado de la presión	81
6.8	Variación de permeabilidad durante la prueba de inyección	82

Capítulo 1

INTRODUCCIÓN

Investigar es ver lo que todo el mundo ha visto y pensar lo que nadie mas ha pensado.

La república mexicana es un lugar privilegiado en el mundo por su potencial en energía geotérmica. Para explotar y administrar adecuadamente estos recursos es necesario evaluar las reservas de calor y/o fluidos de los reservorios correspondientes así como predecir el comportamiento de los mismos a diferentes políticas de explotación. Para evaluar el potencial de un campo, se requiere del conocimiento realista tanto de las propiedades petrofísicas de las formaciones del reservorio (permeabilidad, porosidad, etc.), como la detección y localización de accidentes hidrológicos que puedan actuar como barreras o como regiones de recarga de fluidos. Esta valiosa información se obtienen del análisis de pruebas de presión en pozos.

Una prueba de presión consiste fundamentalmente registrar las variaciones del gasto y de la presión en el fondo de uno o varios pozos, por un determinado tiempo. La inyección o la extracción de fluidos de los pozos, provoca la propagación de una perturbación de presión en el reservorio. El desarrollo de esta perturbación se registra en el fondo del pozo. Estos registros son los que contienen la información acerca de los parámetros de la formación anteriormente citados.

Para poder cumplir con los planes de expansión del aprovechamiento de la energía

geotérmica, será necesario desarrollar nuevos campos e incrementar el grado de desarrollo de los que actualmente se encuentran en explotación, para esto se requiere por una parte elevar la cantidad de especialistas de que se dispone actualmente y por otra el desarrollo de tecnologías que faciliten la labor de los especialistas. Con este fin se desarrolló y validó un sistema computarizado (Well Analyzer) con capacidad para analizar una clase importante de pruebas de presión denominadas pruebas de inyección.

Una prueba de inyección consiste en inyectar agua al interior de un pozo y medir el cambio de presión resultante en el fondo del mismo. Las técnicas de análisis de pruebas de inyección han sido derivadas de soluciones de ecuaciones diferenciales parciales que describen el flujo de fluidos en medios porosos para varias condiciones de frontera.

En el campo geotérmico de los Azufres, un conjunto numeroso de datos de pruebas de inyección exhiben características inusuales, es común observar durante una prueba de inyección que después de un periodo inicial durante el cual la presión se incrementa como se espera, la presión se estabiliza y entonces comienza a caer, aun cuando la inyección se mantiene a un gasto constante.

Los objetivos de este trabajo son desarrollar un sistema computarizado que permita, primero intentar cuantificar la magnitud del incremento de permeabilidad necesitado para explicar el comportamiento de la presión, segundo investigar las correlaciones entre la temperatura, las propiedades del fluido y la permeabilidad del reservorio.

La relación entre el incremento de la permeabilidad y la temperatura de la formación durante la inyección, indica que la permeabilidad se incrementa debido al enfriamiento de la formación.

El sistema Well Analyzer es una poderosa herramienta tecnológica, que permite el análisis de complicadísimas pruebas de inyección. Well Analyzer utiliza una solución con gastos y

temperaturas que varían en el tiempo para evaluar los datos de transientes de presión y calcular la magnitud de la permeabilidad térmicamente inducida. Los efectos de las propiedades de la roca y las propiedades fluido dependientes de la temperatura así como el movimiento del frente térmico en el pozo son explícitamente incluido en los cálculos. La solución de la prueba consiste en el conjunto de las propiedades del fluido y el pozo, como función del tiempo o la temperatura y la magnitud del incremento de permeabilidad.

Este trabajo se encuentra dividido en 7 capítulos. En el segundo capítulo se describen las características de los reservorios geotérmicos y los parámetros más importantes para el estudio de datos de una prueba inyección como son: la densidad y la viscosidad del fluido, la temperatura en el fondo del pozo, el gasto de la formación, el radio del frente térmico, la porosidad, la permeabilidad, etc.

En el tercer capítulo se encuentran planteadas las ecuaciones básicas para el estudio de pruebas de presión. En el cuarto capítulo se muestra la solución propuesta para analizar prueba de inyección no isotérmica. El quinto capítulo es la descripción del sistema Well Analyzer que analiza de pruebas de inyección. En el sexto capítulo se presentan los resultados del análisis de datos de una prueba de presión en el pozo Az7 de los azufres. El séptimo capítulo son las conclusiones generales del trabajo.

Capítulo 2

EL RESERVORIO GEOTÉRMICO

La mayoría de las ideas fundamentales de la ciencia son esencialmente sencillas y por regla general pueden ser expresadas en un lenguaje comprensible para todos.

2.1 El reservorio geotérmico

Al principio de la formación de la tierra, el choque con meteoritos y cometas, el calentamiento por descomposición radiactiva de algunos de los materiales de los que esta formado el planeta y el efecto de la fuerza gravitacional al ir compactando el planeta, liberaron grandes cantidades de energía que sumadas fundieron algunos materiales entre los que se encuentra el hierro, el cual por ser muy denso avanzó hacia el centro de la tierra desplazando a los otros materiales de sílice que ahí había.

En la actualidad el núcleo de la tierra esta bastante caliente, tal vez a unos 6000 °C. La corteza de la tierra funciona como una capa aislante que preserva el calor interior del planeta. Las manifestaciones termales de la superficie son prueba visual del calor existente en el interior de la tierra, estas manifestaciones se presentan como: manantiales termales, géiseres y fumarolas, volcanes, manifestaciones hidrotermales marinas, pozas de lodo y suelos vaporizantes

En general la palabra geotermia se refiere a ala energía térmica natural existente en el

interior de la tierra. En la práctica se le denomina así al estudio utilización de la energía térmica que transportada a través de roca y/o fluidos, se desplaza desde el interior de la corteza terrestre hacia niveles superficiales de la misma, dando origen a los sistemas geotérmicos.

El origen de los sistemas geotérmicos está relacionado con el movimiento de las placas oceánicas y continentales, las cuales al chocar o separarse constituyen regiones geológicamente activas. A la fecha se han identificado los siguientes tipos de sistemas geotérmicos: hidrotermales, roca seca caliente, geopresurizados, marinos y magmáticos. Los sistemas hidrotermales se encuentran constituidos por una fuente de calor, agua (líquido o vapor) y la roca en la que se almacena el fluido. Estos sistemas pueden clasificarse en tres tipos principales: vapor dominante, líquido dominante a alta entalpía y líquido dominante a baja entalpía. En la actualidad son los únicos que se explotan comercialmente.

Actualmente los recursos geotérmicos son susceptibles a ser aprovechados en la generación de electricidad y también en una gran variedad de actividades como son: calefacción, procesamiento de alimentos, lavado y secado de lana, fermentación, producción de ácido sulfúrico, etc.

El reservorio es la acumulación de materiales geológicos (minerales, fluidos, etc.), los cuales son explotados. Por medio de pozos perforados en el reservorio geotérmico, se extrae una mezcla agua-vapor que se envía a un separador, el vapor ya seco se dirige a las aspas o álabes de una turbina donde se transforma la energía cinética, en mecánica, ésta a su vez se transforma en electricidad en un generador eléctrico. El campo geotérmico es el área donde se perforaron los pozos, usualmente está asociado con un término geográfico.

En México, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) es la empresa que utiliza los recursos que posee el territorio para la generación de energía eléctrica (siendo esta un recurso estratégico). En México, la generación de electricidad por medio de plantas geotermoeléctricas es una realidad actualmente se cuenta con una capacidad instalada de 953 MWe (Gutiérrez y Quijano, 2004).

Uno de los campos que se encuentra en la etapa de producción es el de Los Azufres, el cual permite la generación de energía eléctrica que se suministra en diversos estados de México. Los Azufres está localizado aproximadamente a 90 Km. de la ciudad de Morelia, en la región oriente de Michoacán (Ver figura 2.1). Actualmente el campo cuenta con una capacidad instalada de 188 000 kilowatts con más de 60 pozos perforados de los cuales 6 son reinyectores. Además de Los Azufres México cuenta con otros campos geotérmicos como Cerro Prieto (Baja California), Los Humeros (Puebla) y Las Tres Vírgenes (B. C. S.).



Figura 2.1: Localización de los Azufres.

El agua juega un papel importante en el reservorio geotérmico, ya que constituye el medio por el cual se extrae calor desde la fuente geotérmica para producir la energía eléctrica. El conocimiento de las propiedades del fluido, el pozo y las rocas son un elemento necesario para la ejecución de estudios que se llevan a cabo por simuladores numéricos implementados en computadoras. Se requiere que los modelos matemáticos sean alimentados con datos confiables en lo que respecta a aquellas propiedades de las rocas que intervienen como parámetros en los modelos.

2.2 Principales propiedades físicas de los fluidos

Es necesario poder calcular las propiedades termofísicas del agua en un rango de temperaturas de 0 °C a 400 °C y con una precisión 0.001 para aplicaciones algo sensitivas. Se debe contar con un conjunto de ecuaciones para calcular las propiedades del fluido a estados termodinámicos específicos y bien definidos por las variables apropiadas.

Cuatro relaciones fundamentales en termodinámica son: La energía interna, en función del volumen y la entropía, la energía de Gibbs en función de la presión y la temperatura, la energía de Helmholtz, como función de la densidad y temperatura y la entalpía, como función de la presión y la entropía. Todas las propiedades termodinámicas del agua, necesarias en el análisis pueden ser calculadas de las derivadas de la energía de Helmholtz o de Gibbs.

Las propiedades del agua que utilizan en los estudios de pruebas de presión son: La densidad, la viscosidad, la compresibilidad y el calor específico. La densidad permite medir la ligereza o pesadez de una sustancia, esta definida como la relación de la masa de un objeto dividida por su volumen. La viscosidad o consistencia son términos que se aplican a los fluidos y representan la resistencia que ofrecen al flujo o a la deformación cuando están sometidos a un esfuerzo cortante, cuanto mayor es la viscosidad más lenta es su velocidad de flujo.

Existen muchas formulaciones industriales para el cálculo de las propiedades del agua. El cálculo de la densidad y la viscosidad del agua está basado en la formulación hecha por la IAPWS¹ (The International Association for the Properties of Water and Steam) para las propiedades del agua pura. La ecuación fundamental para este ejemplo es la ecuación de estado de Gibbs para el agua pura, IAPWS-IF97². Esta formulación permite calcular el volumen específico del agua y la viscosidad dinámica del agua; para el cálculo de la densidad primero se obtiene el volumen específico del agua y luego de la relación $\nu = \frac{1}{\rho}$ se obtendrá el valor de la densidad.

¹<http://www.iapws.org/>

²<http://www.iapws.org/relguide/IF97.pdf>

2.2.1 Formulación IAPWS para la densidad y viscosidad del agua

Rango de validez, $273.15 \text{ K} \leq T \leq 623.15 \text{ K}$ y $p \leq 100 \text{ MPa}$

Volumen específico:

$$\nu(T, p) \frac{p}{RT} = \pi \gamma_\pi \quad (2.1)$$

Donde:

$$\gamma(T, p) = \frac{g(T, p)}{RT} = \sum_{i=1}^{34} n_i (7.1 - \pi)^{I_i} (\tau - 1.222)^{J_i} \quad (2.2)$$

$$\gamma_\pi = \frac{\partial \gamma}{\partial \pi} = \sum_{i=1}^{34} n_i I_i (7.1 - \pi)^{(I_i-1)} (\tau - 1.222)^{J_i} \quad (2.3)$$

Donde: $\pi = p/p^*$ $p^* = 16.53 \text{ MPa}$

$\tau = T^*/T$ $T^* = 1386 \text{ K}$

Tabla 2.1: Coeficientes y exponentes de la ecuación fundamental y sus derivadas.

i	I_i	J_i	n_i
1	0	-2	0.14632971213167 E+00
2	0	-1	-0.84548187169114 E+00
3	0	0	-0.37563603672040 E+01
4	0	1	0.33855169168385 E+01
5	0	2	-0.95791963387872 E+00
6	0	3	0.15772038513228 E+00
7	0	4	-0.16616417199501 E-01
8	0	5	0.81214629983568 E-03
9	1	-9	0.28319080123804 E-03
10	1	-7	-0.60706301565874 E-03
11	1	-1	-0.18990068218419 E-01
12	1	0	-0.32529748770505 E-01
13	1	1	-0.21841717175414 E-01
14	1	3	-0.52838357969930 E-04

i	I_i	J_i	n_i
15	2	-3	-0.47184321073267 E-03
16	2	0	-0.30001780793026 E-03
17	2	1	0.47661393906987 E-04
18	2	3	-0.44141845330846 E-05
19	2	17	-0.72694996297594 E-15
20	3	-4	-0.31679644845054 E-04
21	3	0	-0.28270797985312 E-05
22	3	6	-0.85205128120103 E-09
23	4	-5	-0.22425281908000 E-05
24	4	-2	-0.65171222895601 E-06
25	4	10	-0.14341729937924 E-12
26	5	-8	-0.40516996860117 E-06
27	8	-11	-0.12734301741641 E-08
28	8	-6	-0.17424871230634 E-09
29	21	-29	-0.68762131295531 E-18
30	23	-31	0.14478307828521 E-19
31	29	-38	0.26335781662795 E-22
32	30	-39	-0.11947622640071 E-22
33	31	-40	0.18228094581404 E-23
34	32	-41	-0.93537087292458 E-25

Viscosidad Dinámica

Rango de validez, $273.15 \text{ K} \leq T \leq 423.15 \text{ K}$ y $p \leq 500 \text{ MPa}$
 $423.15 \text{ K} \leq T \leq 873.15 \text{ K}$ y $p \leq 350 \text{ MPa}$
 $873.15 \text{ K} \leq T \leq 1173.15 \text{ K}$ y $p \leq 300 \text{ MPa}$

Viscosidad Dinámica Reducida:

$$\Psi(\delta, \tau) = \Psi_0(\tau)\Psi_1(\delta, \tau) \quad (2.4)$$

Donde: $\Psi = \mu/\mu^*$ $\mu^* = 55.071 \times 10^{-6}$ Pa.s
 $\delta = \rho/\rho^*$ $\rho^* = 317.763$ Kg/m³
 $\tau = T^*/T$ $T^* = 647.226$ K

Parte gas ideal

$$\Psi_0(\tau) = \left[\sum_{i=0}^3 n_i \tau^{i+0.5} \right]^{-1} \quad (2.5)$$

Parte fluido real

$$\Psi_1(\delta, \tau) = \exp \left[\delta \sum_{i=1}^{19} n_i (\delta - 1)^{I_i} (\tau - 1)^{J_i} \right] \quad (2.6)$$

Tabla 2.2: Coeficientes parte gas ideal.

i	n_i
0	0.100 000 E+01
1	0.978 197
2	0.579 829
3	-0.202 354

Tabla 2.3: Coeficientes y exponentes de la parte fluido real.

i	I_i	J_i	n_i
1	0	0	0.5132047
2	0	1	0.3205656
3	0	4	-0.7782567
4	0	5	0.188447
5	1	0	0.2151778
6	1	1	0.7317883
7	1	2	0.1241044 E+01
8	1	3	0.1476783 E+01

<i>i</i>	<i>I_i</i>	<i>J_i</i>	<i>n_i</i>
9	2	0	-0.2818107
10	2	1	-0.1070786 E+01
11	2	2	-0.1263184 E+01
12	3	0	0.1778064
13	3	1	0.460504
14	3	2	0.2340379
15	3	3	-0.4924179
16	4	0	-0.4176610 E-01
17	4	3	0.1600435
18	5	1	-0.1578386 E-01
19	6	3	-0.3629481 E-02

La tabla 2.4 muestra la variación de la densidad y viscosidad del agua dentro de un rango de temperaturas de 0°C a 100°C, los valores fueron calculados con los modelos antes mencionados. Las figuras 2.3 y 2.3 son las gráficas de variación de la densidad y viscosidad del agua con la temperatura.

Tabla 2.4: Propiedades del agua en función de la temperatura.

Temperatura	Densidad Kg/m^3	Viscosidad Pa·s
0	1000.291	1.79864×10^{-3}
10	1000.144	1.31055×10^{-3}
20	998.648	1.00491×10^{-3}
30	996.097	7.9981×10^{-4}
40	992.674	6.5489×10^{-4}
50	988.506	5.4839×10^{-4}
60	983.679	4.6766×10^{-4}
70	978.260	4.0496×10^{-4}
80	972.298	3.5526×10^{-4}
90	965.829	3.1519×10^{-4}
100	958.883	2.8243×10^{-4}

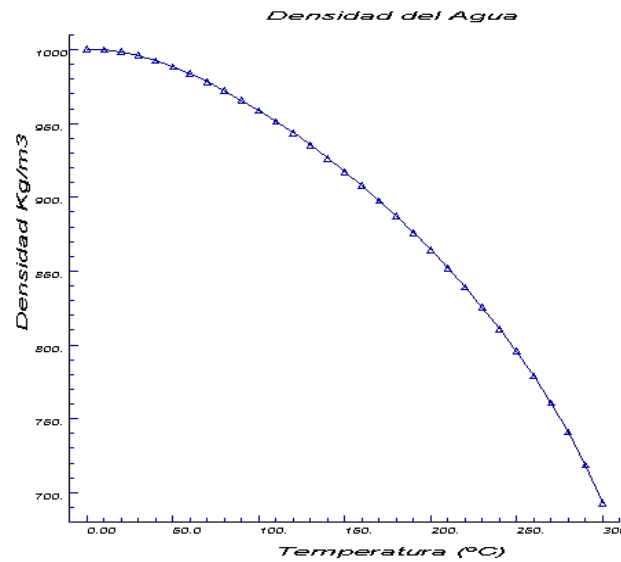


Figura 2.2: Gráfica densidad del agua vs. temperatura.

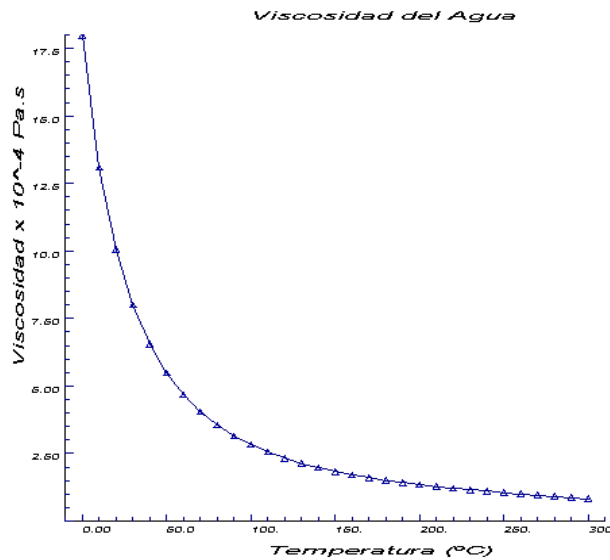


Figura 2.3: Gráfica viscosidad del agua vs. temperatura.

Las otras propiedades de agua, como son compresibilidad y calor específico, serán pueden obtener de datos de estudios realizados (Verma, M. 2003).

La compresibilidad es una propiedad de la materia a la cual se debe que todos los cuerpos disminuyan de volumen al someterlos a una presión o compresión determinada. Los sólidos son poco compresibles, los líquidos, aunque siguen siendo de compresibilidad pequeña, es mayor que la de los sólidos, los gases son los que más compresibilidad tienen.

El calor específico o capacidad calorífica específica, de una sustancia es la cantidad de calor necesaria para aumentar su temperatura en una unidad por unidad de masa, sin cambio de estado. El valor del calor específico del agua es de 4186 J/kg·°C para el intervalo de -3 a 87 °C.

Los valores de las propiedades del agua son necesitados ya que son dato fundamental de muchos modelos de transiente de presión, pero aun quedan otros parámetros que se deben mencionar.

2.3 Temperatura de fondo

Cuando un fluido se mueve a través del interior de un pozo, existe una transferencia de calor entre el este y la formación que lo rodea, debido a la diferencia de temperatura. Este tipo de transmisión de calor esta presente en todos los procesos de operación de pozos geotérmicos. En el interior, el pozo actúa como un largo intercambiador de calor, de la formación, al fluido inyectado en el intervalo abierto del pozo.

Asumiendo que un fluido se inyecta al interior de un pozo, a un gasto constante y a una temperatura de superficie conocida, con un modelo de transferencia de calor (Ecuación 2.8) se puede determinar la temperatura del fluido como función de la profundidad y del tiempo (Ramey 1962).

Para un líquido

$$T_l(z, t) = aZ + b - aA + (T_0 + aA - b)e^{-Z/A} \quad (2.7)$$

Donde

$$A = \frac{qc[k + r_1Uf(t)]}{2\pi Uk} \quad (2.8)$$

Esta ecuación fue desarrollada bajo la suposición física de que las propiedades térmicas de la formación en los alrededores del pozo no varían con la temperatura, que el calor se transfiere radialmente en la tierra y que la transferencia de calor en el pozo es rápida comparada con el flujo de calor en la formación.

Dos aspectos de importancia del modelo son el coeficiente de transferencia de calor y la función del tiempo $f(t)$. Brevemente, el coeficiente de transferencia de calor U es la resistencia total al flujo de calor ofrecida por el fluido dentro de la tubería que constituye el pozo, la pared de la tubería y la pared de recubrimiento. $f(t)$ es la función de transiente de transferencia de calor, para tiempos largos:

$$f(t) = -\ln \frac{r_2}{2\sqrt{\eta t}} - 0.290 \quad (2.9)$$

Para tiempos de inyección cortos $f(t)$ puede ser obtenida de la tabla 2.5 (Willhite 1967).

Tabla 2.5: Valores de la ecuación transiente de transferencia de calor $f(t)$.

$\frac{r_{i0}U_{i0}}{k_0} \setminus \frac{\eta t}{r_w^2}$	0.1	0.2	0.5	1	2	5	10	20	50	100
0.01	0.313	0.423	0.616	0.802	1.02	1.36	1.65	1.96	2.39	2.73
0.02	0.313	0.423	0.617	0.803	1.02	1.37	1.66	1.97	2.39	2.73
0.05	0.314	0.424	0.619	0.806	1.03	1.37	1.66	1.97	2.4	2.74
0.1	0.316	0.427	0.623	0.811	1.04	1.38	1.67	1.99	2.42	2.75
0.2	0.318	0.43	0.629	0.82	1.05	1.4	1.69	2	2.44	2.77
0.5	0.323	0.439	0.644	0.842	1.08	1.44	1.73	2.05	2.48	2.81
1	0.33	0.452	0.666	0.872	1.11	1.48	1.77	2.09	2.51	2.84
2	0.345	0.473	0.698	0.91	1.15	1.52	1.81	2.12	2.54	2.86
5	0.373	0.511	0.745	0.958	1.2	1.56	1.84	2.15	2.56	2.88
10	0.396	0.538	0.772	0.984	1.22	1.57	1.86	2.16	2.57	2.89
20	0.417	0.568	0.79	1	1.24	1.58	1.86	2.16	2.57	2.89
50	0.433	0.572	0.802	1.01	1.24	1.59	1.87	2.17	2.57	2.89
100	0.438	0.578	0.806	1.01	1.25	1.59	1.87	2.17	2.58	2.89
∞	0.445	0.588	0.811	1.02	1.25	1.59	1.88	2.17	2.58	2.9

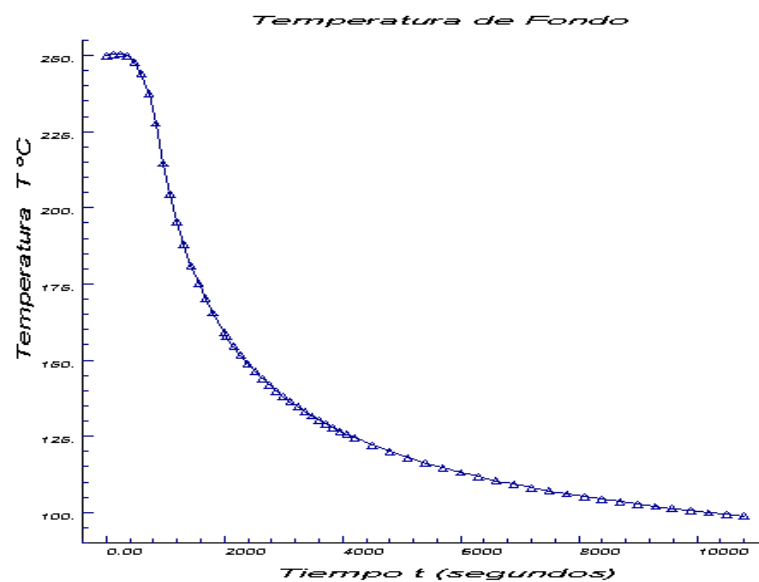


Figura 2.4: Gráfica de temperatura de fondo de pozo

La figura 2.4 muestra la variación de temperatura cuando se inyecta agua a 20 °C en un pozo durante 3 horas. La temperatura decrece a través del tiempo, la variación de la temperatura ocasiona que la viscosidad y la densidad del fluido varíen durante la prueba creando una distribución no uniforme de las propiedades del fluido.

2.4 Principales propiedades físicas de las rocas

Un sistema geotérmico está constituido por una subsuperficie litológica y una unidad hidrológica asociado con un campo dado. Una subsuperficie litológica es subsuperficie de roca que tiene suficiente porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir fluidos. Los reservorios más comunes son de rocas ígneas o metamórficas.

La litología del yacimiento de los azufres está constituida principalmente por rocas de origen volcánico, tipo andesitas microlíticas, andesitas micro cristalinas, basaltos y andesitas basálticas. La figura 2.5 muestra algunas características de la litología de los azufres, así como la localización de los pozos.

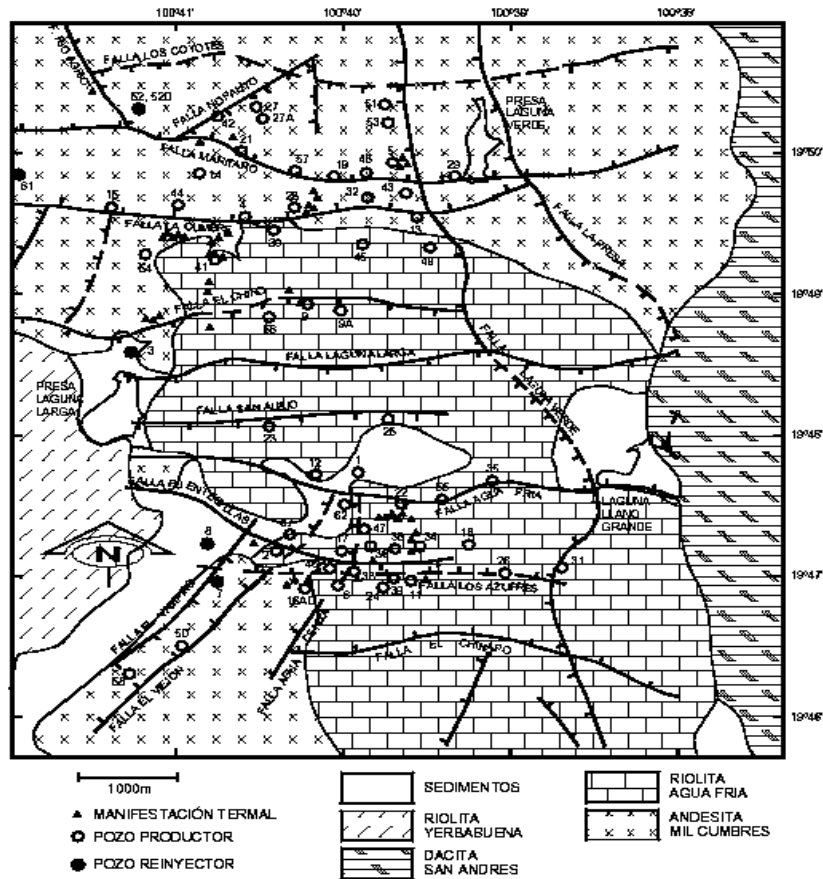


Figura 2.5: Geología de la zona de los Azufres y ubicación de los pozos.

Los datos acerca de la litología del yacimiento, comprenden propiedades físicas tales como la compresibilidad del volumen total, densidad de sólidos, porosidad efectiva y permeabilidad absoluta. Las siguientes secciones presentan una síntesis de las mediciones que hasta la fecha se han efectuado en el campo geotérmico de los azufres de las propiedades mencionadas.

2.4.1 Compresibilidad

Las mediciones de compresibilidad que se han efectuado (Contreras et al., 1988) consistieron en la determinación del coeficiente de compresibilidad isotérmico del volumen total a una presión de confinamiento de 40 MPa. El coeficiente de compresibilidad del cual se efectu-

aron las determinaciones, es el parámetro definido por la expresión:

$$c_t = \frac{1}{V_T} \left(\frac{dV_T}{dp} \right)_T \quad (2.10)$$

donde c_t es el coeficiente de compresibilidad isotérmico del volumen total V_T es el volumen total de la roca, p es la presión hidrostática y T es la temperatura constante a la cual se realizó la medición (Ver figura 2.6).



Figura 2.6: Análisis de las rocas en el laboratorio.

2.4.2 Porosidades y densidades

La porosidad es una medida del espacio vacío de la roca y desde el punto de vista de la ingeniería de reservorios, una medida del espacio disponible para el almacenamiento de fluidos. Los yacimientos de rocas fracturadas pueden ser divididos en dos sistemas de porosidades, uno intragranular formado por los espacios vacíos entre los granos de las rocas y el segundo formado por los espacios vacíos creados por las fracturas. El primer tipo es conocido como porosidad primaria, mientras que el segundo tipo como porosidad secundaria.

La porosidad total es el espacio vacío total en la roca, contribuya o no al flujo de fluidos. Considérese una roca, cuyo volumen total es V_T , el volumen de los espacios vacíos es V_p , la porosidad de la roca es el cociente de V_p con V_T :

$$\phi = \frac{V_p}{V_T} \quad (2.11)$$

La porosidad efectiva es el cociente del volumen de poro interconectado en la roca, el cual contribuye al flujo de fluidos en el reservorio y el volumen total, esto excluye poros aislados. Entonces la porosidad efectiva es menor que la porosidad total.

La exactitud de las mediciones, realizadas en las muestras, esta dentro de un rango de incertidumbre de $\pm 0.01 \text{ gr/cm}^3$ para la densidad total de la roca seca y ± 0.1 puntos porcentuales, para la porosidad efectiva. La densidad de los sólidos se midió para cada núcleo, en tres muestras de material pulverizado, el cual se obtuvo moliendo varios fragmentos de roca. El valor de la porosidad total que se reporta en cada núcleo se cálculo mediante la relación conceptual:

$$\phi_t = 1 - \frac{\rho_t}{\rho_s} \quad (2.12)$$

donde ρ_t y ρ_s son el valor medio de la densidad total y el valor de la densidad de los sólidos correspondientes al núcleo en cuestión.

2.4.3 Permeabilidad

La permeabilidad es una medida de la transmitividad de fluidos en la roca, siendo pues la habilidad de la roca para permitir el paso de fluidos, en una analogía con los conductores eléctricos, la permeabilidad es el recíproco de la resistencia que el medio ofrece al flujo de fluidos (Amyx, et al. 1960).

La permeabilidad absoluta es la medida de la permeabilidad cuando un solo fluido o fase esta presente en la roca, la permeabilidad efectiva es la habilidad para un flujo preferencial o transmisión de un fluido en particular a través de la roca cuando otros fluidos están presentes en el reservorio.

La experiencia ha mostrado que la mayoría de los pozos tienen diferentes permeabilidades promedios cerca del pozo, esta alteración de la permeabilidad puede ser causada por un número de diferentes procesos durante la perforación, los acabados, la producción o la estimulación del pozo.

La tabla 2.6 se presenta la síntesis de algunas de las mediciones que hasta la fecha se han efectuado en el campo geotérmico de los azufres (Contreras et al., 1988). Se prescinde de incluir información no relevante para el caso, como sería presentar una descripción de los equipos y métodos experimentales, así como el análisis detallado de los datos e intentos de establecer y justificar las correlaciones entre las propiedades. La tabla 2.6 enlista algunos valores de propiedades medidas, estos valores son un breve compendio.

Tabla 2.6: Propiedades petrofísicas medidas en núcleos del campo geotérmico de Los Azufres.

Pozo	$\rho_t [Kg/m^3]$	$\rho_s [Kg/m^3]$	$\phi_e [\%]$	$\phi_t [\%]$	$c_e [Pa^{-1} \times 10^{-11}]$	$\kappa_a [m^2 \times 10^{-16}]$
3	2560	2950	11.1	13.2	4.2	217.12
4	2430	2780	11.7	12.6	4.2	19.74
8	2590	2810	7.60	7.8	7.8	1579.08
9	2660	2730	2.90	2.6	9.3	27.63
10	2660	2790	1.4	4.7	3.4	19.74
19	2290	2710	14.9	15.5	14.2	39.48
20	2660	2790	4.7	4.7	2.6	19.74
22	2450	2720	10.2	9.9	6.4	9.87
25	2300	2690	14.1	14.5	11	19.74

2.4.4 Propiedades térmicas

Los datos disponibles de difusividad, conductividad y calor específico, se reducen solamente al resultado de la medición efectuada en el espécimen del pozo 19 (Contreras et al., 1988).

Difusividad: La medición se efectuó a una temperatura de 250 °C y con el espécimen seco, sometido a 8 MPa de presión de confinamiento. El valor que se obtuvo de esta medición es de

$$\alpha = 6.6 \times 10^{-7} \text{ m}^2/\text{s}.$$

Conductividad: El valor de la conductividad térmica que se reporta para el caso del espécimen del pozo 19 es de $k=1.79 \text{ Watt/ m}\cdot^\circ K$.

Calor específico: El valor que se obtuvo para el calor específico es de $c= 1164.82 \text{ J/Kg}\cdot^\circ K$.

2.5 Estudios en el reservorio geotérmico

Para mantener en condiciones óptimas de producción el campo geotérmico, el yacimiento es monitoreado por medio de diversas mediciones y pruebas. Estas investigaciones se realizan en los pozos que conforman el campo geotérmico. Entre los estudios que se realizan se encuentran: Análisis de condiciones termodinámicas (presión, entalpía, presión de superficie o cabezal de pozo), composiciones químicas (de líquido, sales y CO_2), pruebas de presión, además se realizan tratamientos de estimulación y reparación de pozos, etc.

Una prueba de inyección permite ayudar a determinar parámetros del reservorio y los límites de operación. Esta consiste en inyectar agua a un gasto constante al interior de un pozo y medir la presión en el fondo del pozo. El principal objetivo de la prueba es estimar propiedades del yacimiento tales como la permeabilidad y la productividad del pozo. El principal fluido que se inyecta es agua.

Transientes de presión ocurren a corto plazo en pruebas de inyección en el campo geotérmico de los Azufres. Se denominan transiente porque el proceso depende del tiempo y de las coordenadas espaciales.

En el campo geotérmico de Los Azufres, un conjunto numeroso de datos de pruebas de inyección exhiben características inusuales. Es común observar durante una prueba de presión que después de un periodo inicial, durante el cual la presión se incrementa como se espera, la

presión se estabiliza y entonces comienza a caer, aun cuando la inyección se mantiene a un gasto constante. Este comportamiento inusual es atribuido al incremento de la permeabilidad en los alrededores, tal vez por fracturamiento hidráulico, desplazamiento de finos o lodos, contracción térmica o disolución de los minerales de las fracturas. Como estas pruebas son realizadas abajo del gradiente de fracturamiento, el fracturamiento hidráulico es descartado como posible causa del incremento de la permeabilidad (Benson, et al., 1987).

La respuesta resultante de este sistema físico a los disturbios impuestos es analizada para obtener una descripción cuantitativa y cualitativa de las propiedades del sistema. Los resultados de las pruebas de campo son relacionados con modelos matemáticos de incremento de complejidad hasta resultados razonablemente concordables. El objetivo detrás de las pruebas en pozos es identificar y describir un sistema desconocido extrayendo información como sea posible.

En el siguiente capítulo se presentan los conceptos para entender los mecanismos que gobiernan este comportamiento. Después se plantea un modelo que describe lo sucedido, basado en las leyes físicas que describen el proceso, para al final llegar a obtener un método de análisis de pruebas de inyección. Se usará simulador numérico para estudiar la respuesta de transiente de presión durante la inyección de agua fría en el reservorio, para ilustrar los efectos de las propiedades del fluido dependientes de la temperatura y la influencia del movimiento de la frontera térmica sobre la respuesta de transiente de presión.

Capítulo 3

PRINCIPALES MODELOS MATEMÁTICOS

Los conceptos y principios fundamentales de la ciencia son invenciones libres del espíritu humano.

3.1 Flujo de fluidos en el reservorio

El objetivo de este capítulo es presentar las relaciones matemáticas que describen el flujo de fluidos en reservorios. Los reservorios son medios porosos que contienen fluidos y calor.

Físicos, ingenieros e hidrólogos examinaron experimentalmente el comportamiento de varios fluidos en un medio poroso. Sobre la base de sus análisis, ellos intentaron formular leyes y correlaciones que pudieran ser de utilidad para hacer predicciones en sistemas similares. Las formas de esas relaciones matemáticas variarán dependiendo de las características del reservorio, por ejemplo:

- Tipos de fluidos en el reservorio
- Regímenes de flujo
- Geometría del reservorio
- Número de fluidos en el reservorio

3.1.1 Tipos de fluidos

El coeficiente isotérmico de compresibilidad es esencial en la identificación del tipo de fluido en el reservorio. En términos del volumen del fluido, el coeficiente de compresibilidad se puede expresar como:

$$c = -\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial p}. \quad (3.1)$$

En general los fluidos en el reservorio se clasifican en tres grupos

1. Fluidos incompresibles
2. Fluidos ligeramente compresibles
3. Fluidos compresibles

Los fluidos incompresibles son aquellos cuyo volumen o densidad no cambia con la presión

$$\frac{\partial V}{\partial p} = 0. \quad (3.2)$$

Los fluidos incompresibles no existen pero este comportamiento puede ser asumido en algunos casos para simplificar la derivación de la forma final para muchas ecuaciones.

Los fluidos ligeramente compresibles exhiben ligeros cambios de volumen con la presión. Conociendo el volumen inicial de fluido V_0 , a su presión inicial p_0 , los cambios en el volumen del fluido en función de la presión se describen por:

$$V = V_0 e^{-c(p-p_0)}. \quad (3.3)$$

Los fluidos compresibles experimentan largos cambios de volumen como función de la presión. Todos los gases son considerados como fluidos compresibles.

3.1.2 Regímenes de flujo

Hay tres grupos básicos de regímenes de flujo que deben ser conocidos para describir el comportamiento del flujo de un fluido y la presión del reservorio como distribución del tiempo (Tared 2000)

- Flujo estacionario
- Flujo no estacionario o turbulento
- Flujo pseudoestacionario

El régimen de flujo es identificado como estacionario si la presión en cada lugar del reservorio se mantienen constante, i.e. no cambia con el tiempo, esta condición se expresa matemáticamente como

$$\frac{\partial p}{\partial t} = 0. \quad (3.4)$$

El flujo no estacionario (frecuentemente llamado flujo transiente) es definido como el flujo con la siguiente condición

$$\frac{\partial p}{\partial t} = f(r, t), \quad (3.5)$$

Cuando la diferencia de presión en el reservorio decrece linealmente con el tiempo, la condición de flujo es caracterizada como flujo pseudoestacionario

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \text{constante}. \quad (3.6)$$

Este tipo de flujo es comúnmente referido como flujo quasiestatico o semiestacionario.

3.1.3 Geometría del reservorio

La forma del reservorio tiene un efecto significativo sobre el comportamiento del flujo. La mayoría de los reservorios tienen formas irregulares y una descripción matemática rigurosa de la geometría es complicada. Para casos sencillos puede ocurrir en el reservorio alguna de las siguientes geometrías de flujo.

- Flujo radial
- Flujo lineal
- Flujo esférico

El termino flujo radial será dado para caracterizar el flujo de fluidos en el interior de un pozo. En la ausencia de severas heterogeneidades del reservorio, el flujo puede seguir líneas de flujo radial desde el pozo.

El flujo lineal ocurre cuando las trayectorias de flujo son paralelas al movimiento del fluido, la sección de área transversal para el flujo debe ser constante.

Dependiendo de la configuración del pozo es posible tener flujo esférico cerca del pozo.

3.1.4 Número de fluidos en el reservorio

Las expresiones matemáticas que son usadas para predecir el estado volumétrico y el comportamiento de la presión del reservorio varía en muchas formas y complejidad dependiendo del número de fluidos móviles en el reservorio, por ejemplo, hay dos casos de sistemas de flujo

- Flujo de una sola fase (agua o vapor)
- Flujo de dos fases (agua-vapor)

Si el espacio de los poros del reservorio es ocupado por más de un fluido, se necesitarán ecuaciones simultáneas para describir el flujo multifásico a través del reservorio.

3.2 Ecuaciones de flujo

Las ecuaciones de flujo de fluidos que son usadas para modelar un reservorio pueden tomar muchas formas dependiendo de las variables presentadas anteriormente. Como todas las ecuaciones de flujo para ser consideradas dependen de la ley de Darcy, es importante considerar esta relación de transporte primero. En el flujo de cualquier tipo una de las afirmaciones más importantes es un principio de conservación, es decir una cantidad que se conserva, en el flujo en medios poroso esta cantidad es la masa.

3.2.1 Ley de Darcy

La ley fundamental del movimiento de fluidos en medios porosos es la ley de Darcy. La expresión matemática desarrollada por Henry Darcy, especifica que la velocidad de un fluido en un medio poroso homogéneo es proporcional al gradiente de velocidad e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido. La ecuación para el caso unidimensional es:

$$v = \frac{Q}{A} = -\frac{\kappa}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad (3.7)$$

Donde v es gasto volumétrico por unidad área de sección transversal, Q es el gato volumétrico, A es área promedio de la sección transversal, p es la presión, dp/dx es el gradiente de presión en la dirección del flujo, μ es la viscosidad del fluido y κ es la permeabilidad del medio (una constante).

La ley de Darcy aplica solamente cuando las siguientes condiciones existen:

- Flujo laminar (viscoso)
- Flujo estacionario
- Fluidos incompresibles
- Formación homogénea

La presión no es la única fuerza de que gobierna el flujo de fluidos en el reservorio. La fuerza gravitacional es otra fuerza importante, que debe ser considerada para determinar la dirección y el cociente de flujo. La fuerza que causa el flujo sera entonces el vector suma de esas fuerzas. En la practica se obtienen estos resultados introduciendo un nuevo parámetro llamado potencial de flujo Φ (Amyx, et al., 1960). Al aplicar este concepto, la ley de Darcy se expresa como:

$$v = \frac{Q}{A} = -\frac{\kappa}{\mu} \frac{d\Phi}{dx} \quad (3.8)$$

La forma de la ley de Darcy para el caso tridimensional es:

$$v = -\frac{\kappa\rho}{\mu} \nabla\Phi \quad (3.9)$$

El potencial puede ser calculado de la siguiente expresión (Matthews, et al., 1967)

$$\Phi = \int_{p_0}^p \frac{dp}{\rho} + gz \quad (3.10)$$

La solución para este sistema, para el flujo en la dirección x, y, z es:

$$v_x = -\frac{\kappa_x}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \quad (3.11)$$

$$v_y = -\frac{\kappa_y}{\mu} \frac{\partial p}{\partial y} \quad (3.12)$$

$$v_z = -\frac{\kappa_z}{\mu} \left[\frac{\partial p}{\partial x} + \rho g \right] \quad (3.13)$$

donde los símbolos κ_x , κ_y y κ_z son las permeabilidades de la formación en la dirección indicada.

Para flujo turbulento, el cual ocurre a altas velocidades, el gradiente de presión se incrementa mas que el gasto y una modificación especial de la ley de Darcy es necesaria.

3.2.2 Ecuaciones para flujos estacionarios

Como se definió previamente el flujo estacionario representa la condición que la presión no cambia con el tiempo. El flujo estacionario es para describir el comportamiento del flujo de varios tipos de fluidos, en diferentes geometrías de reservorios. Entre los casos que pueden describirse encuentran

- Flujo lineal de fluidos incompresibles
- Flujo lineal de fluidos ligeramente compresibles
- Flujo lineal de fluidos compresibles
- Flujo radial de fluidos incompresibles
- Flujo radial de fluidos ligeramente compresibles
- Flujo radial de fluidos compresibles
- Flujo multifase

3.2.3 Flujo lineal de fluidos incompresibles

En un sistema lineal se asume que el flujo ocurre a través de una sección transversal de área constante donde ambos bordes están enteramente abiertos para fluir. La ley de Darcy para este sistema se expresa de la siguiente forma

$$v_x = -\frac{\kappa}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad (3.14)$$

v_x puede ser definida como Q/A donde, así

$$\frac{Q}{A} \int_0^L dx = -\frac{\kappa}{\mu} \int_{p_1}^{p_2} dp \quad (3.15)$$

o

$$Q = \frac{\kappa A (p_1 - p_2)}{\mu L} \quad (3.16)$$

en términos del potencial

$$Q = \frac{\kappa A (\Phi_1 - \Phi_2)}{\mu L} \quad (3.17)$$

3.2.4 Flujo lineal de fluidos ligeramente compresibles

Para este tipo de flujo la relación que existe entre el volumen y la presión es:

$$V = V = V_{ref} e^{c(p_{ref} - p)} \approx V_{ref} [1 + c(p_{ref} - p)] \quad (3.18)$$

La expresión de arriba puede ser modificada y ser escrita en términos del gasto

$$Q = Q_{ref} [1 + c(p_{ref} - p)] \quad (3.19)$$

Donde Q_{ref} es el gasto a alguna presión de referencia p_{ref} , sustituyendo en la ley de Darcy

$$\frac{Q}{A} = \frac{Q_{ref} [1 + c(p_{ref} - p)]}{A} = -\frac{\kappa}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad (3.20)$$

Separando las variables e integrado

$$Q_{ref} = \frac{\kappa A}{\mu c L} \ln \frac{1 + c(p_{ref} - p_2)}{1 + c(p_{ref} - p_1)} \quad (3.21)$$

3.2.5 Flujo radial de fluidos incompresibles

Considérese una formación de espesor uniforme h y permeabilidad constante κ , dado que el fluido es incompresible, el gasto debe ser considerado constante en el radio del pozo. p_{wf} es la presión en el fondo del pozo, r_w denota al radio del pozo, p_e y r_e denotan la presión externa y el radio externo del pozo, respectivamente.

$$v_r = \frac{\kappa dp}{\mu dr} \quad (3.22)$$

$$\frac{Q}{A} = \frac{\kappa dp}{\mu dr} \quad (3.23)$$

$$\frac{Q}{2\pi r h} = \frac{\kappa dp}{\mu dr} \quad (3.24)$$

separando variables e integrando se tiene

$$\frac{Q}{2\pi h} \int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r} = \frac{\kappa}{\mu} \int_{p_w}^{p_e} dp \quad (3.25)$$

$$Q = \frac{2\pi\kappa h(p_e - p_w)}{\mu \ln(r_e/r_w)} \quad (3.26)$$

En términos del potencial

$$v_r = -\frac{\kappa d\Phi}{\mu dr} \quad (3.27)$$

$$Q = -\frac{2\pi\kappa h(\Phi_e - \Phi_w)}{\mu \ln(r_e/r_w)} \quad (3.28)$$

Reordenando la expresión se tiene la solución para un flujo radial estacionario para la presión a una radio r .

$$p = p_{wf} + \frac{Q\mu}{2\pi\kappa h} \ln \frac{r}{r_w} \quad (3.29)$$

3.2.6 Flujo radial de fluidos ligeramente compresibles

La expresión para el gasto es la ecuación 3.21

$$Q = Q_{ref}[1 + c(p_{ref} - p)] \quad (3.30)$$

$A=2\pi r h$, sustituyendo en la ley de Darcy

$$\frac{Q}{A} = \frac{Q_{ref}[1 + c(p_{ref} - p)]}{2\pi r h} = -\frac{\kappa dp}{\mu dx} \quad (3.31)$$

Separando variables e integrando se tiene

$$Q_{ref} = \frac{2\pi\kappa h}{\mu c L \ln(r_e/r_w)} \ln \frac{1 + c(p_e - p_{ref})}{1 + c(p_{wf} - p_{ref})} \quad (3.32)$$

Es raro que las rocas sean uniformes, la mayoría de las rocas porosas tienen variaciones espaciales de la permeabilidad. Si el sistema está compuesto de distintas capas, bloques o anillos concéntricos de permeabilidad constante, el promedio de la permeabilidad será la permeabilidad que se usará.

3.3 Modelado de flujos transientes

Una descripción matemática del flujo en medios porosos puede obtenerse de los siguientes aspectos físicos:

1. Ley de conservación de la masa
2. Ley de Darcy
3. La ecuación de estado para la compresibilidad del agua

3.3.1 La ecuación de continuidad

El principio de conservación de la masa se escribe

(Cantidad de masa que entra) - (Cantidad de masa que sale) + (Cantidad de masa que se acumula) = (Incremento de masa contenido en la región)

La forma matemática del principio de continuidad será de mucha ayuda. Para un flujo radial en roca saturada de líquido, el incremento de presión es gobernado por la ecuación 3.33

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (v\rho r) = -\frac{\partial}{\partial t} (\rho\phi) \quad (3.33)$$

Esta es la ecuación de continuidad para el flujo de un fluido en un medio poroso. Sin embargo aunque el sistema físico es muy simple la solución analítica (si existe alguna) puede ser extremadamente compleja.

3.3.2 Flujo de un fluido ligeramente compresible

La solución mas importante es la ecuación para el flujo de fluidos isotérmicos de una sola fase, de compresibilidad pequeña. La compresibilidad de un fluido esta definida como el cambio relativo en el volumen del fluido por cambio en la presión o

$$c = -\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial p} \quad (3.34)$$

Esta ecuación de estado se puede escribir de la siguiente manera

$$c = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p} \quad (3.35)$$

Si c , es una constante la relación de arriba puede ser integrada para obtener

$$\rho = \rho_0 e^{c(p-p_0)} \quad (3.36)$$

Esta ecuación se aplica para muchos líquidos, si sustituimos esta ecuación de estado en la ecuación de continuidad entonces para flujo radial de un fluido ligeramente compresible se tiene¹

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu c}{\kappa} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (3.37)$$

Esta ecuación es una de mas usadas seguido en ingeniería geotérmica. La ecuación 3.37 es llamada la ecuación de difusividad.

3.3.3 Solución para un flujo radial de un fluido ligeramente compresible

Hasta el momento es la presentación de las bases matemáticas para los métodos de análisis de presión, se han discutido las leyes físicas las cuales gobiernan el flujo en medios porosos y la combinación de esas leyes en ecuaciones diferenciales las cuales describen varios regímenes de flujo que pueden ocurrir.

Con excepción de las ecuaciones que se presentan, todas las ecuaciones desarrolladas son no lineales y difíciles de resolver. Las ecuaciones mostradas son lineales y pueden resolverse

¹Véase apéndice A para ver el desarrollo

analíticamente para condiciones de frontera de interés, no son las únicas ecuaciones, pero las aplicaciones de sus soluciones tienen años demostrando sus valores prácticos.

Las suposiciones en el desarrollo de la solución de la ecuación de difusividad se resumen a continuación;

1. Flujo radial dentro de la zona productora del pozo, sobre todo el espesor de la formación.
2. Medio poroso homogéneo e isotrópico.
3. Espesor uniforme del medio.
4. Porosidad y permeabilidad constante (independientes de la presión).
5. Fluido de compresibilidad constante y pequeña.
6. Viscosidad constante del fluido.
7. Pequeños gradientes de presión.
8. Efectos de la gravedad despreciables.

Sin más preámbulo, la ecuación matemática la cual se debe resolver es:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu c}{\kappa} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (3.38)$$

Las soluciones de interés de esta ecuación son aquellas para el caso del flujo en un pozo localizado en el centro del reservorio a un gasto de producción (o inyección) constante.

El caso básico de nuestro interés, es el caso del reservorio infinito, el pozo se supone situado en un medio poroso de extensión radial infinita. La condición de un gasto constante en el interior del pozo (i.e. en $r = r_w$) puede ser escrita en términos de la ley de Darcy de la forma

$$Q = \frac{2\pi\kappa h}{\mu} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r_w} . \quad (3.39)$$

Entonces si se requiere un gasto constante en el pozo entonces se impone la siguiente condición al gradiente de presión en el pozo

$$\left(\frac{\partial p}{\partial r}\right)_{r_w} = \frac{Q\mu}{2\pi\kappa h} \frac{1}{r_w}. \quad (3.40)$$

como no hay flujo a través de la frontera exterior $r = r_e$, entonces la velocidad de flujo debe ser cero, entonces el gradiente de presión debe ser cero

$$\left(\frac{\partial p}{\partial r}\right)_{r_e} = 0. \quad (3.41)$$

En todos los caso se requiere que a $t = 0$ el reservorio esta a una presión uniforme, a un valor p_i , la condición inicial de presión puede ser especificada como función del radio desde el pozo, sin embargo para nuestros propósitos la suposición de condición inicial es adecuada.

Esta solución es muy conocida y es desarrollada en el apéndice solamente por el motivo de conocer su deducción².

Esta es solución matemática para el reservorio infinito o solución pozo línea fuente

$$p(r, t) = p_i + \frac{Q\mu}{4\pi\kappa h} Ei\left(-\frac{\phi\mu cr^2}{4\kappa t}\right). \quad (3.42)$$

Donde

$$Ei(-x) = -\int_x^\infty \frac{e^{-u}}{u} du. \quad (3.43)$$

Para $x < 0.01$ que

$$Ei(-x) = \ln(x) + 0.5772 \quad (3.44)$$

Sustituyendo 3.44 en 3.42 se obtiene la expresión para la presión en el interior del pozo (i.e $r = r_w$)

$$p_{wf} = p_i - \frac{Q\mu}{4\pi\kappa h} \left[\ln\left(\frac{\kappa t}{\phi\mu cr_w^2}\right) + 0.80907 \right] \quad (3.45)$$

La solución para el caso del reservorio infinito es una aproximación para el caso del pozo finito en un reservorio infinito. Mas información puede encontrarse en el apéndice B.

²Véase apéndice B para ver el desarrollo

3.3.4 Factor de daño

En muchos casos se ha encontrado que la permeabilidad de la formación cerca del pozo esta reducida, tal vez como resultado de la excavación, por la invasión de fluidos de perforación, dispersión de arcillas o presencia de lodos o cementos. La alteración local de la permeabilidad, se podría manejar añadiendo un termino a la solución de la presión, el cual podría actuar como una presión pura de resistencia "sentida" en el pozo. Se define el factor de daño s , como una caída de presión constante, que ocurre en los bordes del interior del pozo como resultado del daño o mejoramiento del pozo.

La interpretación del efecto del factor de daño es como sigue

$s > 0$ condición de daño

$s = 0$ permeabilidad uniforme (zona no alterada)

$s < 0$ condición de mejoramiento (estimulación)

Materiales como lodos o partículas finas que entran a la formación reducen la permeabilidad alrededor del pozo, este efecto es comúnmente referido como daño del pozo. Esos factores que causan daño a la formación pueden producir una caída adicional de presión durante el flujo, la caída de presión puede aumentar o disminuir por una cantidad Δp_{skin} . Asumiendo que Δp_{ideal} representa la caída de presión para una área con permeabilidad uniforme entonces

$$\Delta p_{actual} = \Delta p_{ideal} + \Delta p_{skin} \quad (3.46)$$

$$\Delta p_{skin} = s \left(\frac{Q\mu}{2\pi\kappa h} \right) \quad (3.47)$$

Sumando esta caída adicional de presión en la ecuación, se obtiene la presión en el pozo después de un tiempo de producción, t ;

$$p_{wf} = p_i - \frac{Q\mu}{4\pi\kappa h} \left[\ln \frac{\kappa t}{\phi\mu c_t r_w^2} + 0.80907 + 2s \right] \quad (3.48)$$

la presión de fondo p_{wf} es menor por una cantidad $sQ\mu/2\pi\kappa h$ que la presión en ausencia de daño

3.4 Pruebas transientes en pozos

El uso de datos de incremento de presión proveen al investigador una de las herramientas mas usadas en la determinación del comportamiento del reservorio. El análisis de incremento de presión describe como crece la presión en el pozo. Uno de los principales objetivos de este análisis es determinar la permeabilidad del reservorio.

En un esquema ideal el pozo esta inicialmente cerrado y la presión esta estable, la presión inicial a tiempo cero es p_i , la inyección comienza a un gasto constante q , para inyección $q < 0$. La respuesta de presión se puede ver en la figura 3.1.

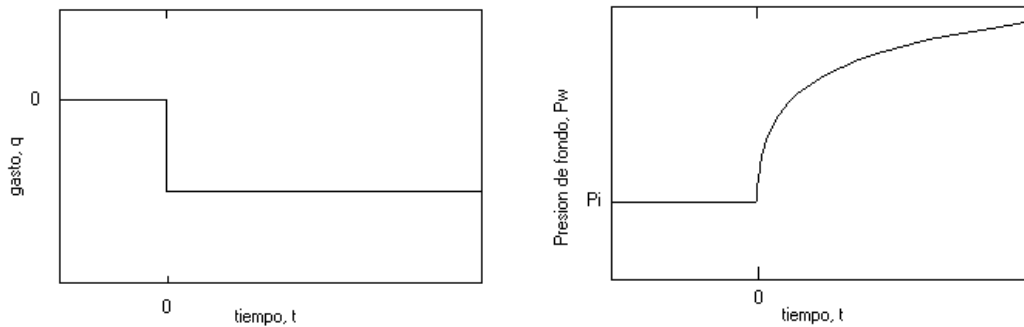


Figura 3.1: Esquema ideal de repuesta de presión

3.4.1 Almacenamiento

También llamado post flujo, post producción, ha sido reconocido como un factor que afecta a corto plazo los comportamientos de transiente de presión. Es fácil ver que hay líquido almacenado cuando los niveles de líquido se incrementan. La constante de almacenamiento C , se define como :

$$C = \frac{\Delta V}{\Delta p}$$

El coeficiente de almacenamiento puede variar con la presión, afortunadamente tales variaciones son importantes solo en pozos que contienen gases.

Los efectos de almacenamiento deben ser considerados siempre en diseños de pruebas de transiente de presión y en el cómputo de la respuesta de presión esperada. En algunos casos las pruebas de transiente de presión deben ser diseñadas para aliviar o minimizar el almacenamiento o no se obtendrá información de utilidad. Los efectos de almacenamientos pueden ser reconocidos en gráficas semilogarítmicas, si se disponen de datos de la prueba de inyección para tiempos cortos.

3.4.2 Gasto de la formación

El gasto superficial q , es la razón de inyección de líquido hacia el interior del pozo. Por convención el gasto es negativo cuando inyectamos fluido al pozo y positivo si el pozo produce fluidos. Desafortunadamente el gasto es controlado en la superficie, pero no en el fondo del pozo. Un gasto constante en la superficie no asegura que un gasto constante este siendo producido en la formación, este efecto es debido al almacenamiento.

Los pozos largos crean almacenamiento significativo, resultando en un periodo largo de tiempo antes que el gasto superficial (gasto que se inyecta) y el gasto de la formación q_{sf} sean iguales. Los efectos del almacenamiento causan que el gasto en el fondo del pozo cambie mas lentamente que el gasto en la superficie, cuando $C=0$ $q_{sf} = q$. El gasto de la formación puede ser calculado de:

$$q_{sf} = q + C \frac{dp}{dt} \quad (3.49)$$

3.4.3 Análisis de pruebas de inyección: Método clásico

Los análisis de pruebas de presión están diseñadas para proveer un cuantitativo valor de las propiedades del reservorio. Una prueba de presión es esencialmente conducida creando un disturbio de presión en el reservorio y guardando la respuesta de presión en el interior del pozo.

Las pruebas de presión mas comúnmente usadas son: decremento de presión, incremento de presión, gasto variable, interferencia, pulsos, inyectividad, etc.

La información que se puede obtener de las pruebas de presión es la siguiente:

1. Permeabilidad efectiva
2. Daño de la formación o estimulación
3. Barreras de flujo y contactos de fluidos
4. Presión volumétrica promedio del reservorio
5. Volumen de poro
6. Detección, tamaño y capacidad de las fracturas
7. Comunicación entre los pozos

En el apartado anterior se presentaron las ecuaciones para describir el comportamiento de la presión en un reservorio. Ahora se mostrará como esas ecuaciones son aplicadas en el análisis de curvas de incremento de presión. Se comienza con la solución línea fuente para un pozo en un reservorio infinito

$$p_{wf} = p_i - \frac{Q\mu}{4\pi\kappa h} \left[\ln \frac{\kappa t}{\phi\mu c_t r_w^2} + 0.80907 + 2s \right] \quad (3.50)$$

Reescribiendo

$$p_{wf} = p_i - \frac{Q\mu}{4\pi\kappa h} \left[\ln(t) + \ln \frac{\kappa}{\phi\mu c_t r_w^2} + 0.80907 + 2s \right] \quad (3.51)$$

Esta ecuación describe una relación línea l entre p_{wf} y $\ln(t)$, agrupando términos puede ser reescrita como la ecuación de una línea recta

$$p_{wf} = p_{1hr} + m \text{Log}(t) \quad (3.52)$$

Donde

$$m = \frac{Q\mu}{4\pi\kappa h} \quad (3.53)$$

$$p_{1hr} = p_i - \frac{Q\mu}{4\pi\kappa h} \left[\log \frac{\kappa}{\phi\mu c_t r_w^2} + 0.80907 + 2s \right] \quad (3.54)$$

La ecuación sugiere que una gráfica de p_{wf} contra el tiempo t en un papel gráfico semi logarítmico mostrará una línea recta con pendiente m . Si el espesor es conocido entonces la permeabilidad promedio es dada por

$$\kappa = \frac{Q\mu}{4\pi mh} \quad (3.55)$$

En términos del gasto másico

$$\kappa = \frac{q\mu}{4\pi\rho mh} \quad (3.56)$$

El factor daño puede obtenerse de la siguiente expresión

$$s = \frac{1}{2} \left[\frac{p_{1hr} - p_i}{m} - \log \frac{\kappa}{\phi\mu c_t r_w^2} - 0.80907 \right] \quad (3.57)$$

En esta ecuación p_{1hr} debe ser de la línea logarítmica. Si los datos de presión medidos a una hora no caen sobre la línea, la línea debe ser extrapolada a una hora, para extrapolar el valor de p_{1hr} que debe ser usada en la ecuación, este procedimiento es para evitar un cálculo incorrecto del factor de daño por usar la presión influenciada por almacenamiento. Se debe cuidar que los efectos de almacenamiento sean insignificantes en los datos de presión para poder calcular la permeabilidad y el factor daño.

Ahora se resumen los pasos específicos envueltos en un análisis de pruebas de inyección:

1. Graficar $(p_i - p_{wf})$ contra t , en una escala semilogarítmica.
2. Determinar el tiempo que marca el fin de los efectos de almacenamiento y el comienzo de la línea recta logarítmica.
3. Estimar el cociente de almacenamiento de $C = qt/(\Delta p)$.
4. Dibujar la mejor línea través de los puntos, de la porción de línea recta.
5. Calcular la pendiente de la línea y determinar la permeabilidad κ y el factor de daño.
6. Graficar todos los datos después del comienzo de la línea recta como función del tiempo en una escala cartesiana normal.

Un buen análisis garantizara predicciones de importancia para futuros modos de operación del yacimiento.

3.4.4 Limitaciones del análisis clásico de pruebas de inyección

Ciertamente una prueba de inyección dará información probable del estado del reservorio y el grado de utilidad de esta información dependerá del grado de experiencia en el área y la cantidad información posible de las correlaciones.

Las formulas generales usadas en el análisis de incremento de presión provienen de la solución de la ecuación de difusividad, entonces las suposiciones hechas para llegar a esta ecuación restringen el análisis y los alcances de esta interpretación será para aquellos casos donde se satisfagan las suposiciones o se plantee un esquema que las aproxime. Entre las consideraciones que se hicieron están:

Reservorio

- Reservorio uniforme, de porosidad, compresibilidad, permeabilidad, capacidad calorífica y conductividad térmica constante.
- La conducción térmica entre la roca es despreciada.
- El reservorio es horizontal, infinito, de espesor (h) constante y acotado arriba y abajo por roca impermeable.
- Permeabilidad intrínseca de la formación independiente de la temperatura.

Fluido

- Una sola fase.
- Fluido ligeramente compresible.
- Viscosidad y densidad constante.

Flujo

- Flujo laminar.
- Los efectos de la gravedad son despreciados.

Entonces en una discusión de las restricciones se encontrará el rango de alcance del método. La primera restricción es que las propiedades de los fluidos permanecen constantes durante la prueba, pero durante una inyección no isotérmica la densidad y viscosidad contrasta entre los fluidos creados a la inclinación del frente térmico.

La segunda restricción es que la permeabilidad absoluta de la roca es independiente de la temperatura, más algunos estudios sugieren que la permeabilidad de la roca es termo-sensitiva no obstante las restricciones, no limitan la generalidad de la aproximación.

Los efectos termo-dependientes del fluido y las propiedades de la roca así como los efectos del movimiento del frente térmico deben ser explícitamente incluidos en los cálculos, para interpretar correctamente la prueba de inyección no isotérmica.

Otra restricción era que se trata de un medio poroso homogéneo e isotrópico. La mayoría de los reservorios geotérmicos están situados en roca fracturada, es decir donde anisotropías están presentes, ahí ocurre flujo de fluido global primariamente entre la red de las fracturas interconectadas la cual es altamente permeable, mientras que las rocas con baja permeabilidad proveen fuentes de conducción de calor y puede también participar en el flujo localmente.

Capítulo 4

ANÁLISIS TRANSIENTE DE PRUEBAS DE INYECCIÓN

Los problemas son oportunidades para demostrar lo que se sabe

4.1 Descripción física

Una prueba de inyección consiste en inyectar agua a 20 °C dentro de la formación durante 2 o 3 horas. Clásicamente se espera un incremento de presión como se muestra en la figura 4.1

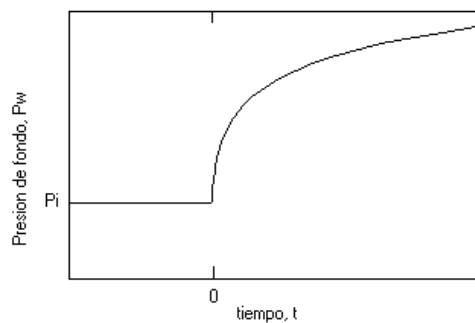


Figura 4.1: Diagrama de presión

En el campo geotérmico de los Azufres ocurren transientes de presión a corto plazo en pruebas de inyección. Durante una prueba de inyección después de un periodo inicial durante el cual la

presión se incrementa como se espera, la presión se estabiliza y entonces comienza a caer, aun cuando la inyección se mantiene aun gasto constante (figura 4.2).

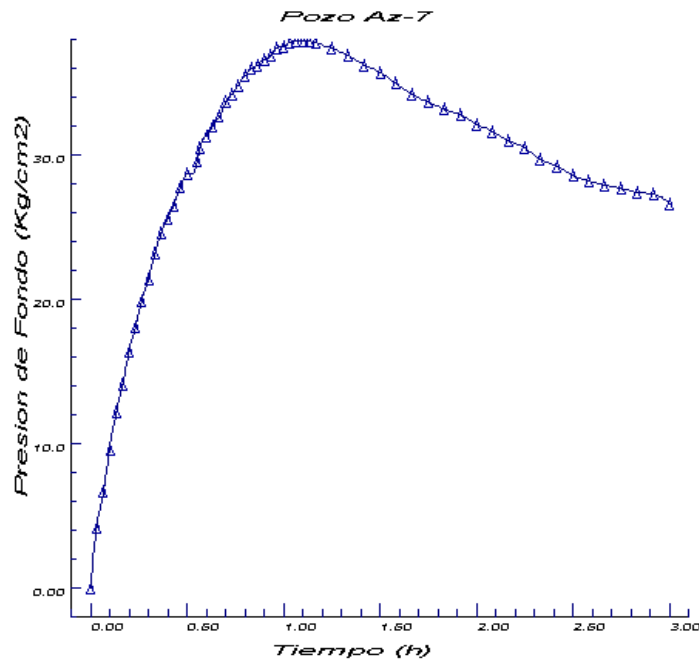


Figura 4.2: Incremento de presión debida a la inyección de agua a 20 °C.

En este trabajo se busca entender los mecanismos para explicar este comportamiento y se aplicará un técnica para calcular el incremento de la permeabilidad del reservorio necesaria para explicar el comportamiento observado.

Cuando se inyecta agua en un reservorio geotérmico, algunos cambios físicos que ocurren en el sistema son:

- La presión aumenta al incrementarse la cantidad de líquido dentro del pozo.
- La presión se incrementa en los espacios de los poros de la roca.
- Empieza a moverse fluido del pozo hacia la formación. La frontera térmica se desplaza hacia la formación.
- La temperatura del fluido en el pozo cambia como resultado de la diferencia de temperatura entre el fluido inyectado y la temperatura de la formación. En consecuencia, la

viscosidad y la densidad del fluido cambian debido a la variación de temperatura.

- La temperatura de la roca cambia debido al enfriamiento de la formación.
- La porosidad y permeabilidad cambian como resultado de los cambios químicos y mecánicos en la formación.

Para propósitos de este estudio los cambios en la porosidad y permeabilidad debido a cambios mecánicos y cambios químicos que son concentrados en una región muy cerca del pozo son tratados como daño del pozo.

4.2 Investigaciones relacionadas

Numerosos estudios se han publicado sobre el análisis de datos de pruebas de inyección no isotérmicas¹. De estos estudios, algunos sugieren un procedimiento de prueba y error para poder ajustar los datos de transiente de tal manera que se hagan lineales sobre una gráfica presión vs $\ln(t)$, de esta manera podrá determinarse el promedio correcto la permeabilidad espesor (κh) del reservorio (Earlougher, et al., 1977).

Muchos otros autores han reportado sobre el desarrollo de soluciones analíticas o soluciones semi analíticas para calcular presiones transiente en sistemas de reservorios compuestos con fronteras estacionarias separando el reservorio en dos regiones con diferentes propiedades de la roca o del fluido (Ramey, 1969).

Algunos usaron un simulador numérico para estudiar la inyección de agua fría en reservorio con agua caliente, considerando los efectos de la temperatura sobre las propiedades del fluido y el efecto del movimiento de la frontera térmica sobre la respuesta de presión (McEdwards, et al., 1981).

¹Benson S. M. y Bodvarsson G. S. (1986)

Basándonos en estos estudios², se emplearan estos métodos propuestos para dar un análisis a datos de transiente de presión que se reportan del campo geotérmico de los Azufres.

4.3 Nueva solución

Inicialmente los cambios de temperatura se limitan a una región muy cerca del pozo, sin embargo con el incremento de la inyección el frente térmico se mueve hacia afuera del pozo. Esto sugiere un reservorio compuesto por dos regiones que tiene la misma permeabilidad al inicio, pero la primera región está a la temperatura del fluido inyectado. Inmediatamente rodeando al pozo esta la zona donde la permeabilidad puede ser diferente que la del reservorio, la segunda región se extiende desde el radio exterior de la región hasta el frente térmico. Este marco de trabajo es muy común para desarrollar modelos matemáticos y se utilizará para evaluar la respuesta de transiente de presión durante una inyección no isotérmica (figura 4.3).

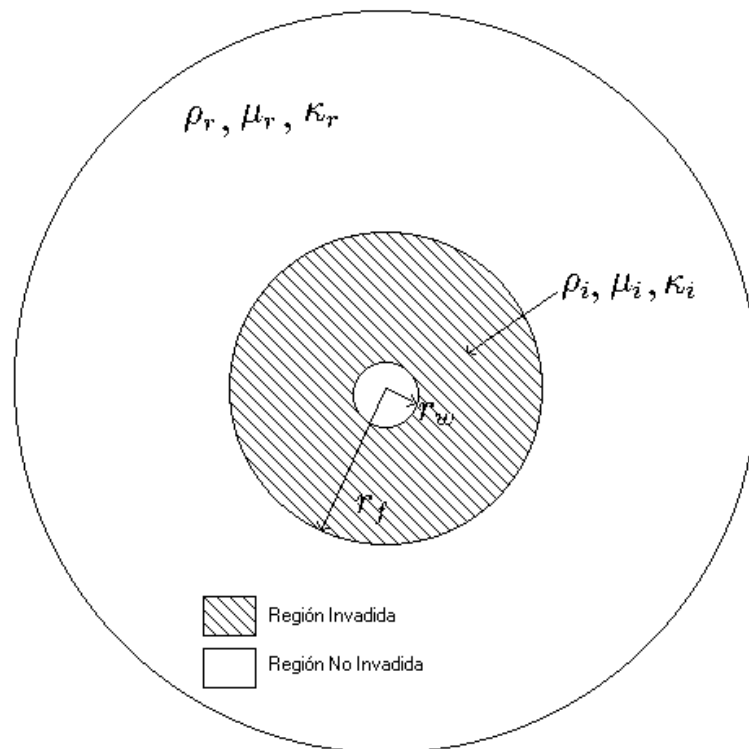


Figura 4.3: Diagrama de reservorio compuesto.

²Benson S.M. (1984)

Se empleará una técnica para calcular el incremento de permeabilidad en la primera región. La solución propuesta³ para este análisis es de la forma

$$\Delta p(r_w, t) = \Delta p_{ss}(r_w, t) + \Delta p_t(r_f, t) \quad (4.1)$$

$\Delta p(r_w, t)$ es el cambio de la presión en el pozo inyector, $\Delta p_{ss}(r_w, t)$ es el cambio de presión a través de la región invadida al tiempo t , $\Delta p_t(r_w, t)$ es la respuesta de transiente de presión, en la formación no invadida.

La ventaja de esta forma es que los términos no lineales asociados con la región detrás del frente son incorporados en el primer término de la ecuación.

$$\Delta p_{ss}(r_w, t) = \frac{q}{2\pi h} \int_{r_w}^{r_f(t)} \frac{\mu(r, t)}{\kappa(r, t)\rho(r, t)} \frac{dr}{r} \quad (4.2)$$

y

$$\Delta p_t(r_f, t) = \frac{q\mu_r}{4\pi\kappa h} Ei\left(\frac{r_f^2}{4\eta_r t}\right) \quad (4.3)$$

Donde η es la difusividad $\eta = \kappa/\phi\mu c_t$. Para evaluar la primera parte de la expresión es necesario describir como varían las propiedades del fluido detrás del frente. Se considera que la viscosidad, la densidad y la permeabilidad varían linealmente

$$\mu_i(r, t) = \mu_i(r_w, t) + \frac{\mu_r - \mu_i(r_w, t)}{r_f - r_w} (r - r_w) \quad (4.4)$$

$$\rho_i(r, t) = \rho_i(r_w, t) + \frac{\rho_r - \rho_i(r_w, t)}{r_f - r_w} (r - r_w) \quad (4.5)$$

$$\kappa_i(r, t) = \kappa_i(r_w, t) + \frac{\kappa_r - \kappa_i(r_w, t)}{r_f - r_w} (r - r_w) \quad (4.6)$$

Durante una inyección no isotérmica una discontinuidad radial térmica esta formada alrededor del pozo. Con el incremento de la inyección la distancia a la discontinuidad se incrementa. Cuando un fluido se inyecta en un pozo, una interfase (llamada frente hidrodinámico) entre los fluidos del reservorio sin disturbios y el fluido inyectado se separa del pozo. El frente térmico (definido como la superficie donde la temperatura esta a la mitad entre la temperatura del reservorio y la del fluido inyectado) se retrasa una distancia detrás del frente hidrodinámico

³Benson S. M., Dagget J. S., Iglesias E., Arrellano V. y Ortiz-Ramirez J. (1987)

debido a la transferencia de calor entre la roca del reservorio y el fluido inyectado, la distancia entre esos frentes es r_f .

Para desarrollar una solución matemática para calcular el incremento de presión primero se describirá como se mueven los frentes con el tiempo, para propósitos de este análisis la distancia al frente, basados en un balance de energía entre el calor ganado por la roca y ganado por el fluido inyectado se toma:

$$r_f^2(t) = \frac{b}{\pi h} \int_0^t Q(t) dt + r_w \quad (4.7)$$

Siendo $Q(t)$ el gasto de inyección volumétrico, b es una constante y h el espesor de la formación. Para una inyección no isotérmica

$$b = \frac{\rho_w c_w}{\rho_a c_a} \quad (4.8)$$

donde c_w y c_a son el calor específico del agua inyectada y del reservorio ρ_w y ρ_a la densidad del agua y del reservorio respectivamente (Benson et al., 1987).

La forma simplificada de Δp_{ss} para calcular el incremento de presión detrás del frente es la siguiente

$$\Delta p_{ss}(t) = \frac{q(t)}{2\pi h} \left[\frac{\mu_i(r_w, t)}{\kappa_i(r_w, t)\rho_i(r_w, t)} \ln \frac{r_f}{r_w} + \left(\frac{\mu_r}{\kappa_r \rho_r} - \frac{\mu_i(r_w, t)}{\kappa_i(r_w, t)\rho_i(r_w, t)} \right) \left[1 - \frac{r_w}{r_f - r_w} \ln \frac{r_f}{r_w} \right] \right] \quad (4.9)$$

Para desarrollar una solución completa, se necesita una expresión para calcular la respuesta de transiente de presión en la región no invadida del reservorio. Para este estudio se supone que el reservorio se describe aproximadamente como un medio poroso de extensión infinita y acotado arriba y abajo por estratos impermeables, entonces el segundo término es fácil de evaluar a partir de las soluciones bien establecidas como la exponencial integral (Matthews, et al., 1967).

4.4 Método de análisis

Los estudios muestran que para analizar correctamente los transientes de presión gobernados por un movimiento del frente térmico, los valores de las propiedades del fluido deben

corresponder a la temperatura del fluido inyectado. La aplicación de métodos isotérmicos convencionales para calcular el valor del factor daño con estos datos de inyección dan resultados erróneos, este nuevo método presentado obtiene resultados correctos pues considera a priori los efectos no isotérmicos.

Se usará un método de análisis de dos pasos para calcular la permeabilidad espesor κh de la zona, el factor de daño del pozo y la magnitud del incremento de la permeabilidad en los alrededores. Primero κh y s , se calculan de la parte temprana del incremento de presión cuando los efectos no isotérmicos son pequeños. Una vez que los parámetros κh y s , son establecidos el resto de la prueba se usa para calcular la magnitud del incremento de la permeabilidad el cual ocurre progresivamente mientras el agua fría se inyecta en la formación.

El factor mecánico de daño s_m es dado por:

$$s_m = \left(\frac{\mu_i \rho_r}{\mu_r \rho_i} - 1 \right) \ln \frac{r_f}{r_w} \quad (4.10)$$

Empleando la forma propuesta de la respuesta de presión y despejando

$$\frac{\kappa_r}{\kappa(r_w, t)} = \frac{\mu_r \rho_i(r_w, t)}{\mu_i(r_w, t) \rho_r} \left[\frac{\frac{2\pi\kappa_r \rho_r h}{q\mu_r} (\Delta p(r_w, t) - \Delta p_i(r_w, t)) - s_{ma} + s_m}{\left[\left(1 + \frac{r_w}{r_f - r_w}\right) \ln \frac{r_f}{r_w} - 1 \right]} \right] \quad (4.11)$$

donde s_{ma} es el factor aparente de daño del pozo para $s_m > 0$

$$s_{ma} = \frac{\mu_i(r_w, t) \rho_r}{\mu_r \rho_i(r_w, t)} \ln \frac{r_f}{r_w} \quad (4.12)$$

para $s_m \ll 0$; $s_{ma} = s_m$

La intención de este trabajo aplicar este método de análisis para pruebas de inyección. La técnica y los modelos propuestos, estarán en un programa que toma los datos de la prueba de inyección, simula la prueba de inyección, aplica los modelos y muestra los resultados. Se analizarán los casos de inyecciones no isotérmicas en los azufres, aunque este comportamiento también encontrado en pruebas realizadas en el campo geotérmicos de los húmeros y muchos otros campos.

Capítulo 5

MODELO COMPUTACIONAL

La ciencia es el arte de bosquejar para los demás los fenómenos de la naturaleza

5.1 El ambiente visual Fortran-90

FORTTRAN (FORmula TRANslating system), es un lenguaje de programación, muy usado en ciencias e ingeniería. El secreto del éxito de Fortran se atribuye a su excelente documentación y a las sofisticadas técnicas de optimización de su compilador. Al Fortran estándar, se le conoce como Fortran 77, las versiones más recientes son Fortran 90 y Fortran 2000.

Fortran tiene una cantidad considerable de rutinas matemáticas disponibles para el cálculo de logaritmos, funciones trigonométricas, números complejos, multiplicación de matrices, etc. Las versiones más recientes incluyen algunas características para soportar programación orientada a objetos.

Uno de los objetivos de este trabajo es crear una aplicación para analizar pruebas de inyección. Es por eso que se creó un programa en Fortran, específicamente en un compilador DIGITAL Visual Fortran Versión 6.0. Este compilador provee herramientas, para hacer aplicaciones características de Windows y aplicaciones gráficas muy funcionales.

El programa que se realizó con este compilador es una combinación de los siguientes tipos:

- Fortran Windows Applications
- Fortran QuickWin Graphics Applications

5.1.1 Fortran Windows Applications

Este tipo de aplicación da acceso total a todas las APIs¹ de Win32². El modulo DFWIN contiene todas las interfaces mas comunes de las APIs de win32, incluyendo, manejo de ventanas, interfaces de dispositivos gráficos, servicios del sistema, multimedia y llamadas a procedimientos remotos. Las funciones del sistema Win32 permiten manejar las fuentes del monitor, memoria, acceso a archivos, directorios y dispositivos de entrada y salida de información.

Fortran Windows Applications es mucho mas complejo que cualquier otro tipo de programas, pero con DIGITAL Visual Fortran se pueden construir aplicaciones con una interfaz familiar a Windows, completándola con barras de herramientas, menús, cajas de textos, control del ratón, e interacción con otros programas escritos en otros lenguajes comerciales.

5.1.2 Fortran QuickWin Graphics Applications

La librería gráfica de QuickWin provee rutinas que:

1. Cambian las dimensiones de la ventana.
2. Definen coordenadas.
3. Definen menús personalizados.
4. Reconocen eventos del ratón.

¹API (Aplication Program Interface)

²Win32(Es la interfaz de programación para 32 bits del sistema operativo windows NT,200,98,95)

5. Permiten minimizar y maximizar aplicaciones de QuickWin.
6. Permiten crear texto en una variedad de tamaños y estilos.
7. Definen la paleta de colores.
8. Definen el estilo de línea o los atributos de las figuras.
9. Almacenan y retiran imágenes de la pantalla.

La capacidad total de windows no esta disponible través de QuickWin pero QuickWin es mas simple de aprender a usar. Se puede trabajar usando Win32 y QuickWin para lograr una mayor capacidad del programa.

5.2 Modelos y valores iniciales

Es conveniente revisar si se cuenta con la información suficiente de la prueba y así poder unir esta información con los modelos y comenzar con el análisis. El primer capítulo definió todos los parámetros necesarios para el análisis de la prueba, los valores iniciales de las propiedades están en listados en la tabla 5.1. Los modelos implementados en el programa están en listados en la tabla 5.2

Tabla 5.1: Parámetros del reservorio usados en la simulación.

Parámetro	Valor inicial
Densidad	1000 Kg/m^3
Viscosidad	1.75×10^{-4} pa·
Permeabilidad	2.8×10^{-14} m^2
Calor especifico	1164.82 $J/Kg \cdot ^\circ K$
Porosidad	0.2
Espesor	50 m
Compresibilidad	9.3×10^{-11} Pa^{-1}

Tabla 5.2: Propiedades de la prueba en el reservorio.

Parámetro	Modelo de Variación
Volumen específico del agua	Eq. 2.1
Viscosidad del agua	Eq. 2.3
Gasto de la formación	Eq. 2.7
Temperatura de fondo	Eq. 2.8
Radio del frente	Eq. 2.11

5.3 Well analyzer

Well Analyzer es generalmente propuesto como un programa de simulación para analizar pruebas de inyección, para flujo radial de fluido ligeramente compresible en un medio poroso homogéneo e isotrópico. Las capacidades de simulación disponibles a través de Well Analyzer son un poco diversas e intentan una completa descripción de un fenómeno que se produce en campos geotérmicos de México. Sus aplicaciones son en áreas de reservorios geotérmicos, transporte en medios porosos y pruebas de presión.

El nuevo usuario debe leer esta sección y después implementar Well Analyzer, y probar con los datos de los ejemplos. El programa Well Analyzer consiste en unidades funcionales con interfaces flexibles y transparentes. Antes de proveer la manera propia del código de instalación esto puede servir como un manual de auto aprendizaje en el uso de Well Analyzer y con ello proveer bases para empezar nuevas aplicaciones.

5.3.1 Características de Well Analyzer

- Diseñado para Windows 95/98/200 y Windows NT.
- Soporta archivos de distintos tipos, tales como [.txt], [.dat], [.bmp]
- Usa cajas de diálogos estilo Windows Archivo | Abrir y Archivo | Guardar.

- Contiene tópicos de ayuda integrados, Ayuda | Tópicos de Ayuda.
- Usa una precisión doble para almacenar los datos y realizar los cálculos en el programa. Esto provee aproximadamente 15 cifras decimales de precisión.
- Contiene un menú de las acciones que realiza el programa.
- Cajas de diálogos para ingresar valores de datos, propiedades y etiquetas de las gráficas.

Well Analyzer Versión 1.0 fue desarrollado en una estación de trabajo Acer pentium III, bajo el sistema Windows® 98. El código fue compilado con DIGITAL Visual Fortran Versión 6.0, Well Analyzer requiere plataforma win32 o procesador de 32 bits. Para encontrar información del código fuente consulte el apéndice C de este libro.

5.3.2 Interfaz del Usuario

Es importante mencionar que Well Analyzer fue diseñado para que tuviera una interfaz amigable y para una mayor facilidad al realizar los análisis de variación de permeabilidad y /o simulaciones de pruebas de inyección. Well Analyzer incluye una versión de controles brillantes y visibles en un ambiente gráfico.

A continuación se describen las acciones de los comandos del menú de Well Analyzer.

Grupo del menú: Archivo

Este menú tiene la finalidad de realizar el manejo de la información, recibe los datos de entrada y permite la salida de información del programa. Los elementos que componen este grupo son: Nuevo, Abrir, Cerrar, Guardar, Guardar como, Imprimir, Archivos Recientes y Salir (Figura 5.1).

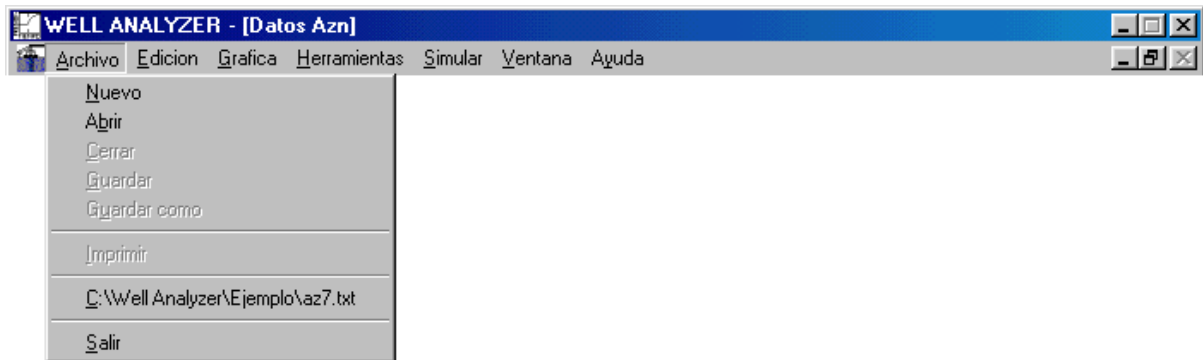


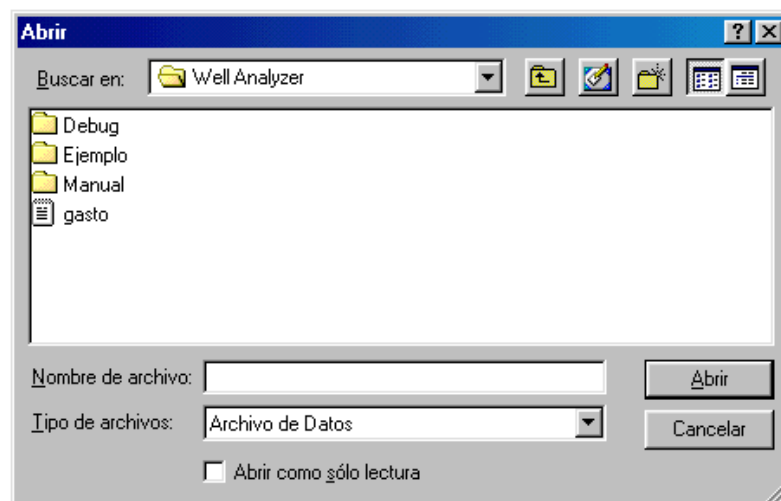
Figura 5.1: Grupo del menú: Archivo

Nuevo

Se crea un nuevo archivo de datos o hoja de trabajo, con el comando Archivo | Nuevo. Los datos que se ingresan se utilizan para realizar los cálculos y el análisis de la prueba de inyección.

Abrir

El comando Archivo | Abrir, abre un archivo en la ventana de datos. Un archivo de Well Analyzer [.txt] es un registro de una prueba de presión. El archivo debe contener datos de tiempo vs. presión acomodados en columnas.



Cerrar

El comando Archivo | Cerrar cierra la ventana de gráficos o de resultados que este activa en el programa. Las graficas o los resultados no serán guardados.

Guardar

Si un archivo de datos de un registro de una prueba a sido ingresado al programa y es modificado Archivo | Guardar, actualiza el registro directamente. Si el archivo de datos no ha sido guardado previamente llama el comando del menú Archivo | Guardar como.

Guardar Como

El comando del menú Archivo | Guardar como, guarda un nuevo archivo de datos o guarda un archivo modificado con un nuevo nombre. Los datos de la prueba se almacenan en archivos de texto [.txt], los gráficos se almacenan como archivos tipo bitmap [.bmp].

Imprimir

El comando Archivo | Imprimir imprime los datos de la prueba de inyección con los que se este trabajando y los resultados del análisis que se haya realizado. El programa no puede imprimir los gráficos que se generan.

Archivos Recientes

Al manejar frecuentemente un archivo de una prueba, el programa crea un acceso directo hacia él. Aparecerá una lista de los 5 archivos recientes a los que se haya accedido.

Salir

Archivo | Salir, cierra Well Analyzer, terminando con todos los procesos y eliminando todos los registros que no hayan sido guardados. Un acceso rápido o "shortcut" a esta rutina es la opción "CTRL C" ,esto debido a la plataforma de creación del programa, entonces se debe recordar que este acceso no conduce a la rutina copiar, la cual tiene asignada esa "shortcut" de manera estándar en muchos otros programas.

Grupo del menú: Edición

La mayoría de las rutinas que conforman este grupo del menú tienen como fin extraer parte

de la información que se muestre en el programa hacia otras aplicaciones. Esta información puede contener partes de texto o gráficos (Figura 5.2).

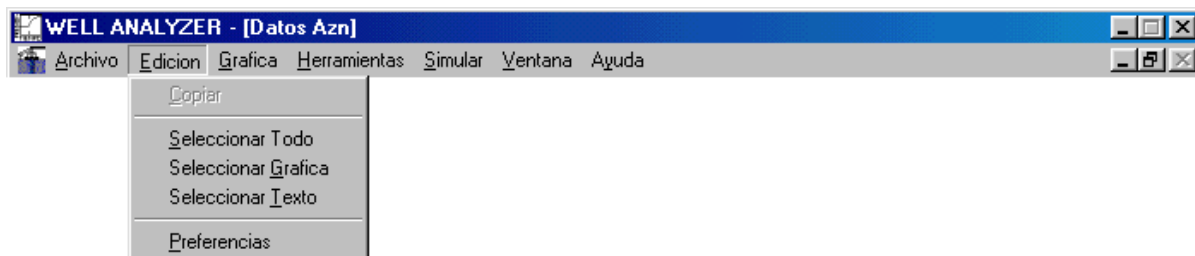


Figura 5.2: Grupo del menú: Edición

Copiar

Edición | Copiar almacena en el clipboard la información seleccionada, para ser depositada en otra aplicación. Se pueden "Copiar" del programa, ya sea texto o gráficos. Aquí es importante mencionar que Edición | Copiar no está habilitado hasta que sea seleccionado algo y además existe un enlace entre las rutinas "seleccionar" y "copiar" ya que el programa espera que se ejecute este par de acciones para poder proseguir.

Seleccionar todo

Esta opción permite seleccionar el total de la información que se muestra en la ventana, para posteriormente ser almacenada con el método "copiar". Con "Seleccionar todo" se pueden almacenar datos y gráficas, pero la selección se realiza en toda la ventana por lo que si seleccionan gráficas estarán acompañadas de mucho espacio en blanco. Además el programa maneja en distintas unidades los gráficos y los textos y así no se pueden seleccionar gráficas y texto a la vez.

Seleccionar Texto

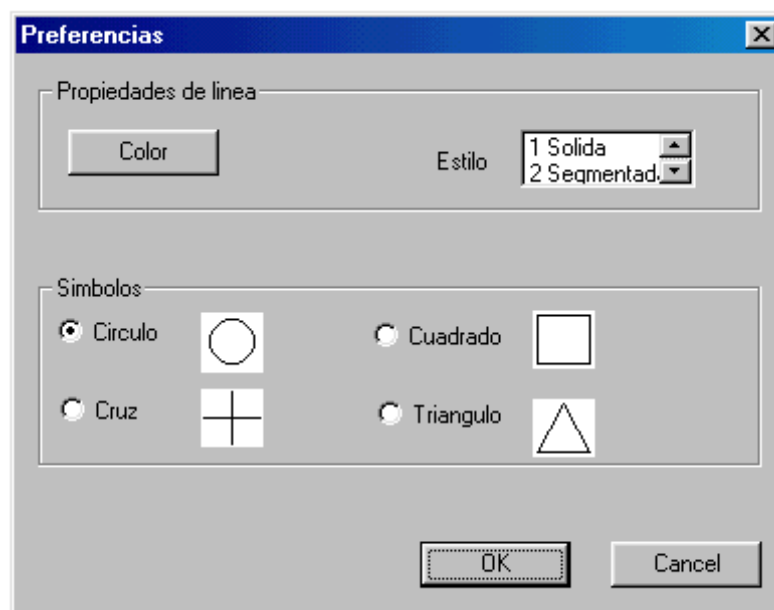
Esta opción permite seleccionar la información mostrada en pantalla, para posteriormente ser almacenada con el método "copiar". Esta rutina tiene su importancia en que permite una salida de los resultados hacia otro programa.

Seleccionar Gráfica

Esta opción permite seleccionar gráficos mostrados en pantalla, para posteriormente ser almacenados con el método "copiar". Esta rutina tiene su importancia en que permite una salida de los resultados hacia otro programa.

Preferencias

Edición | Preferencias, permite definir, colores de línea de los gráficos y el símbolo de punto que aparece en los gráficos.



Grupo del menú: Gráfica

Este grupo del menú contiene todas las rutinas para la presentación gráfica de los datos y herramientas de ajuste de los datos (Figura 5.3).

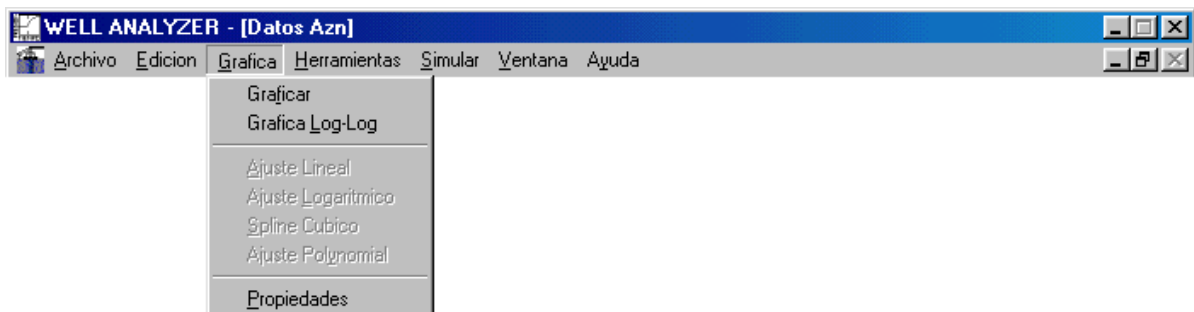


Figura 5.3: Grupo del menú: Gráfica

Gráfica

Gráfica | Graficar, grafica los datos de la prueba. Con este comando Well Analyzer genera internamente sus gráficos.

Gráfica SemiLog

Gráfica | Gráfica SemiLog, grafica presión vs. Log (tiempo) para un tratamiento clásico de los datos.

Ajuste Lineal

Gráfica | Ajuste Lineal, realiza un ajuste lineal a los datos con base en el método de mínimos cuadrados, además dibuja la línea de ajuste de los datos.

Ajuste Logarítmico

Realiza un ajuste semilogarítmico a los datos de la prueba y dibuja el ajuste hecho. El ajuste logarítmico permite ver si los datos siguen la forma clásica, sin necesidad de transformar los datos a una gráfica semilogarítmica.

Spline cúbico

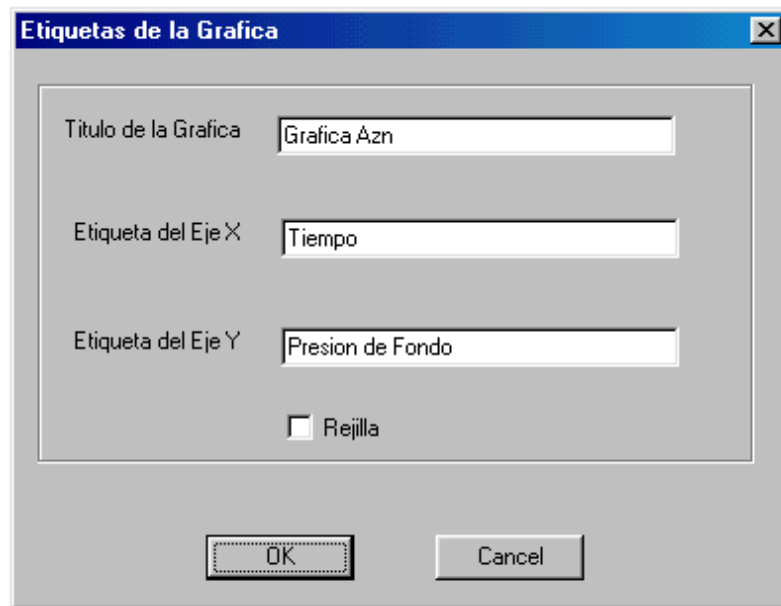
Realiza un ajuste tipo spline cúbico a los datos de la prueba y dibuja el ajuste hecho.

Ajuste Polinomial

Uno de los ajustes que se pueden realizar con diversos fines, es un ajuste a un polinomio de grado n. Gráfica | Ajuste polinomial es esta herramienta, para que el usuario decidiera su uso.

Propiedades

Permite definir las etiquetas que se muestran en la gráfica de los datos de la prueba, además de poder elegir si la gráfica se muestra con una rejilla.



Grupo del menú: Herramientas

Este grupo se encarga de mostrar las propiedades del fluido y las características del pozo durante la prueba. El cálculo de los valores de los parámetros es realizado en un modulo apropiado del programa (Figura 5.4).

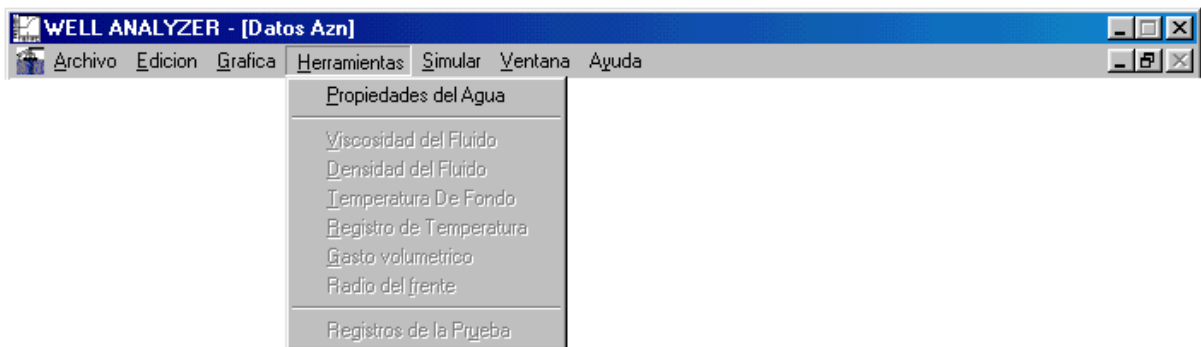


Figura 5.4: Grupo del menú: Herramientas

Propiedades del Agua

Herramientas | Propiedades del agua, permite obtener los valores de la densidad y viscosidad del agua en función de la temperatura y la presión, con base en el modelo contenido en el programa.

Tablas		
Cantidad	Valor	Unidades
Densidad	<input type="text"/>	Kg/m3
Viscosidad	<input type="text"/>	micro pa. s

Viscosidad del fluido

Esta opción permite ver la gráfica de la viscosidad del fluido en función del tiempo.

Densidad del fluido

Esta opción permite ver la gráfica de la densidad del fluido en función del tiempo.

Temperatura de fondo

Esta opción permite ver la gráfica de la temperatura en el fondo del pozo durante la prueba de inyección en función del tiempo

Registro de Temperatura

Herramientas | Registro de Temperatura, permite ingresar la temperatura en el fondo del pozo, si se tiene el registro de la temperatura durante la prueba. Esta será la temperatura que se utilice en los cálculos del programa.

Gasto de la formación

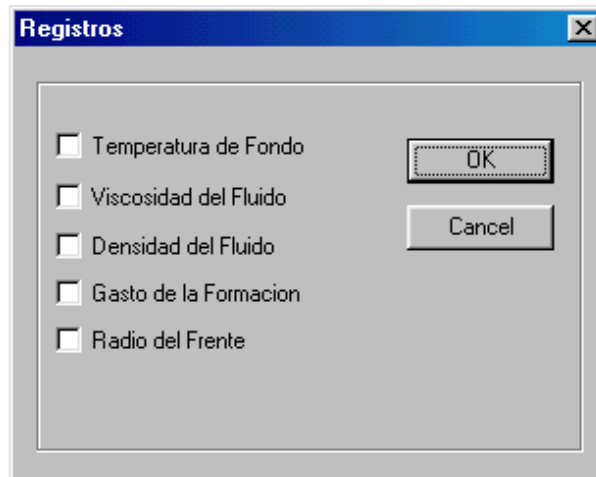
Herramientas | Gasto de la Formación, muestra la gráfica del gasto de la formación vs. tiempo.

Radio del frente

Herramientas | radio del Frente, muestra la gráfica del radio del frente vs. tiempo.

Registros de la Prueba

Herramientas | registros de la prueba permite guardar los datos viscosidad del fluido, densidad del fluido, temperatura de fondo, gasto de la formación y radio del frente calculados para la prueba de inyección.



Grupo del menú: Simulación

Este grupo contiene los modelos de análisis de pruebas de presión, los elementos de este grupo realizan un análisis de los datos de acuerdo al método asociado a él. El modelo fue transformado en lenguaje de compilador para que se realizan automáticamente todos los cálculos (Figura 5.5).

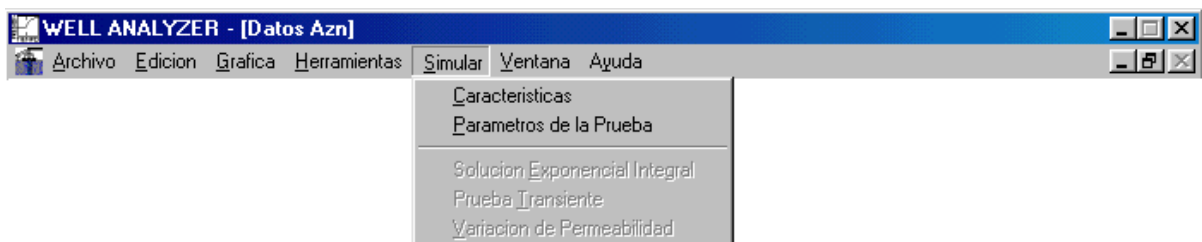


Figura 5.5: Grupo del menú: Herramientas

Parametros de la prueba

El comando Simulación | Parámetros de la prueba, permite ingresar los parámetros que corresponden a la prueba que se analiza

Valores			
Gasto [Kg/s]	Radio Interior [m]	Radio Exterior [m]	Calor Especifico Del Agua [J/Kg. K]
5.000	0.070	0.100	4186.000
Coeficiente de Transferencia de Calor [W/m2. K]	Difusividad Termica [m2/K]	Gradiente de Temperatura [K]	Temperatura de Superficie [K]
1022.090	6.6E-7	0.1348182	20.000
Temperatura Inicial Del Fluido [K]	Conductividad Termica De la Tierra [W/m. K]	Profundidad [m]	Espesor de la Formacion [m]
20.000	1.790	1706.000	100.000
Porosidad [%]	Compresibilidad [1/Pa] x 10 ⁻⁷		
0.200	6.858		

Solución Exp int

El comando Simulación | Solución Exp. Int. Realiza un tratamiento clásico de los datos. La rutina realiza los cálculos y después muestra el resultado numérico de la permeabilidad promedio y el factor de daño del pozo.

Prueba Transiente

Esta rutina permite el análisis de la prueba de presión considerando que la explicación de la caída de presión es debida a un incremento de permeabilidad. Esta rutina realiza todos los cálculos y después muestra en una ventana los resultados numéricos de la variación de la permeabilidad.

Gráfica de Variación de Permeabilidad

Muestra la grafica de variación de permeabilidad.

Grupo del menú: Ventana

Durante el manejo del programa aparecen diversas ventanas o unidades que muestran la información. Al inicio los datos se presentan en una ventana, en otra ventana se realizan los procesos gráficos y para evitar mezcla de datos los resultados del análisis se presentan en otra ventana. Así que era necesario una opción para el manejo de las ventanas (Figura 5.6).

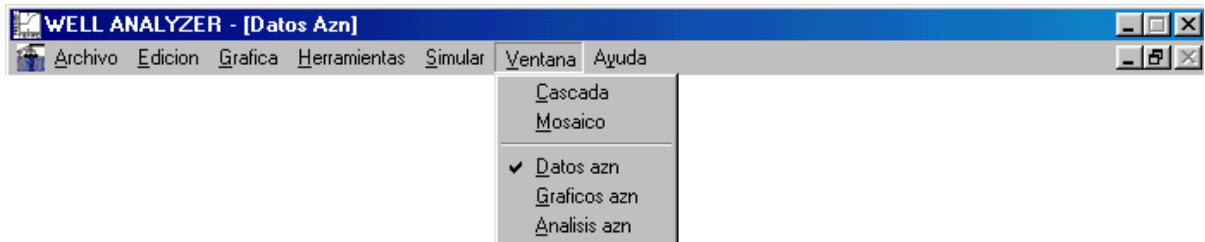


Figura 5.6: Grupo del menú: Ventana

Cascada

Muestra las ventanas en un acomodo de cascada.

Mosaico

Muestra las ventanas en un acomodo de mosaico.

Ventanas Abiertas

Permite navegar entre las unidades o ventanas del programa.

Grupo del menú: Ayuda

El programa contiene poco de información de utilidad al usuario, según la necesite. El primer elemento del grupo es la ayuda para el usuario y el otro la información técnica del programa (Figura 5.7).

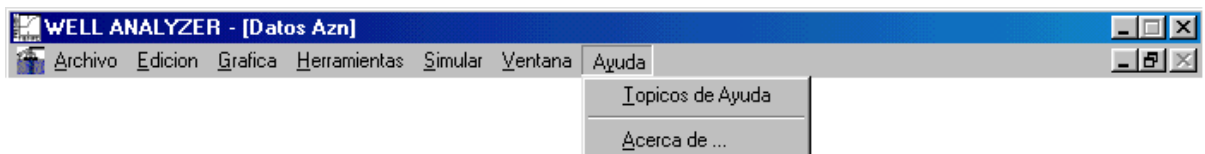
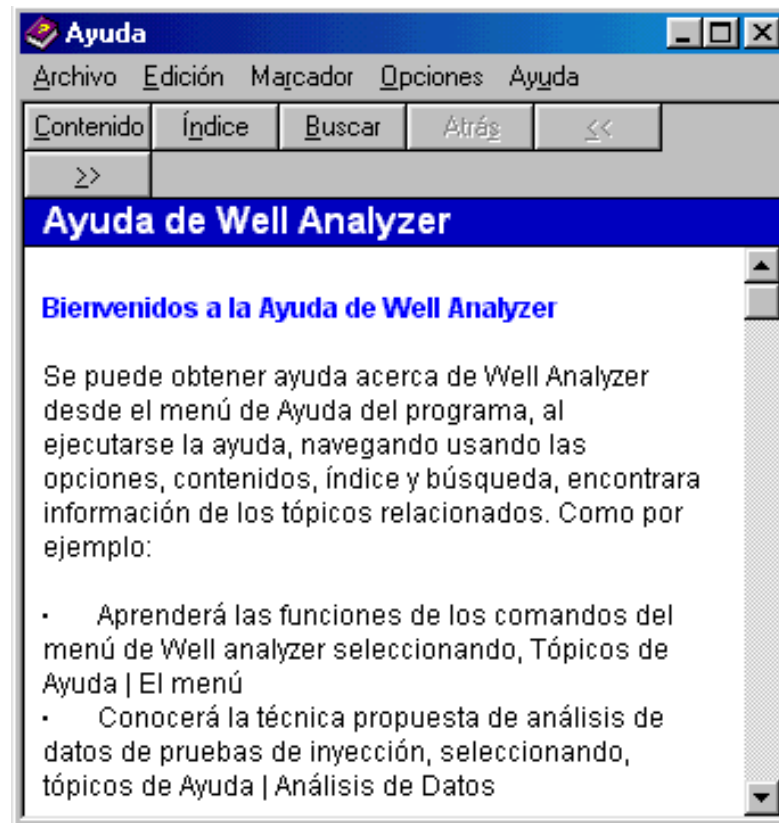


Figura 5.7: Grupo del menú: Ayuda

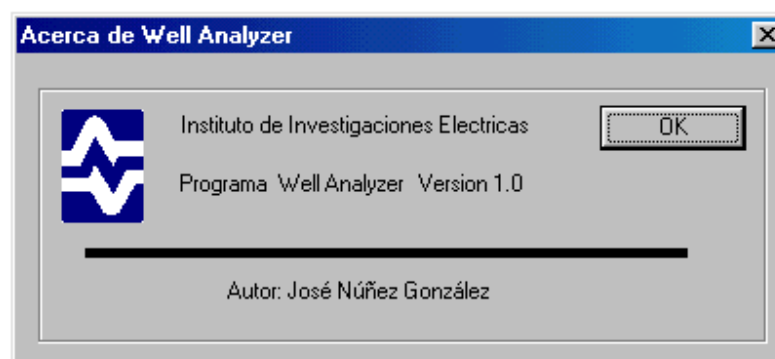
Tópicos de ayuda

Ayuda | Tópicos de Ayuda ejecuta la ayuda del programa.



Acerca de ...

Permite ver la versión del programa, información del autor, créditos, y dirección de soporte técnico.



5.3.3 Arquitectura del programa

Los simuladores numéricos son una herramienta que pueden ser de ayuda, transformando un sistema físico en un sistema virtual controlado que nos dará una visión del fenómeno (resultado simulado). Well analyzer se creó como una herramienta para el análisis de pruebas de inyección. Los datos de la prueba de presión son un conjunto de datos presión vs tiempo, los cuales serán proporcionados a well analyzer en una manera flexible por medio de registros de una prueba en archivos [.txt], [.dat], [.bmp] o se deberán ingresar directamente al programa.

Los procesos que realiza el programa se describen en la figura 5.8.

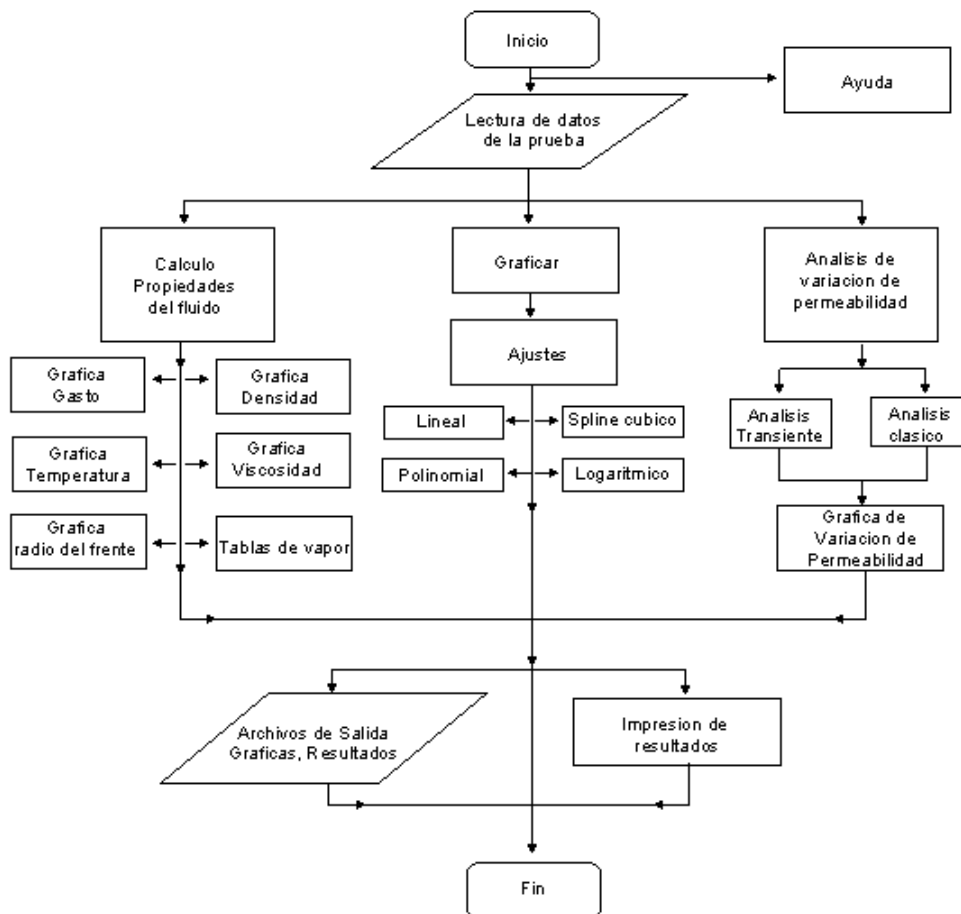


Figura 5.8: Diagrama de flujo

Básicamente el programa recibe los datos y tiene programado un excelente manejo de esta información, para permitir su uso en el cálculo de las propiedades del fluido y el reservorio, la

creación de gráficos y el análisis de variación de permeabilidad.

La solución de la prueba consiste en un conjunto completo de las variables como función del tiempo o la temperatura y la magnitud del incremento de permeabilidad.

5.3.4 Manejo de errores

Hay algunos aspectos que el usuario debe tener en mente cuando utiliza Well analyzer, para obtener un óptimo funcionamiento y que no se le presenten algunos errores durante la ejecución del programa

- El archivo de datos, no debe contener letras o algún otro símbolo. Solo hay una excepción, el dato 1E10 es aceptado por el programa, significa 1×10^{10} , ya que la plataforma de creación de Well Analyzer permite leer datos de esta forma.
- La diferencia entre el máximo y mínimo presión no debe ser del orden de 0.01 Pa. o 10000 Pa. Esto producirá errores de underflow y overflow respectivamente o una mala presentación de los gráficos del programa.
- El conjunto de datos de presión debe de ser de al menos dos, para poder graficarse. Si se quiere realizar un ajuste polinomial de grado n a los datos, deben ser al menos n datos de presión.
- Todos los datos de una prueba de presión son positivos. Datos negativos provocarían un error al hacer el análisis de la prueba.
- El programa lee la información de una prueba de presión de un archivo de acceso secuencial es decir no puede leer archivos como los de Microsoft® Excel o de acceso aleatorio.
- Un error de salida, por así llamarlo, será la salida involuntaria debido a "ctrl C".
- Algo que parece también un error es cuando se selecciona un texto y el programa se detiene hasta que se ejecute la acción copiar.

- Cuando se utiliza la opción seleccionar texto aparecen líneas que podrían ser consideradas como errores pero no son el caso.
- Cuando se da la opción de seleccionar gráfica no se ve la línea de seleccionar gráfica.

Capítulo 6

ANÁLISIS DE GRÁFICAS Y RESULTADOS

La verdad al cien por cien existe tan poco como el alcohol al cien por cien.

6.1 Prueba de presión: Pozo Az7

Estos son los resultados obtenidos del análisis datos de una prueba de inyección realizada en el pozo Az7 del campo geotérmico de Los Azufres.

Tabla 6.1: Pozo Az7 prueba de Inyección 18 Junio 1981

Líquido Bombeado	Tiempo	Presión	P
	0	92.4	0
1324.47	0.033	96.63	4.23
	0.066	99.07	6.67
	0.1	102.02	9.62
	0.133	104.59	12.19
	0.166	106.51	14.11
	0.2	108.78	16.38

Líquido Bombeado	Tiempo	Presión	P
	0.233	110.47	18.07
	0.266	112.26	19.86
	0.3	113.8	21.4
	0.333	115.59	23.19
	0.366	116.99	24.59
	0.4	118.03	25.63
	0.433	118.91	26.51
	0.466	120.19	27.79
	0.5	121.08	28.68
	0.555	121.98	29.58
	0.566	122.87	30.47
	0.6	123.73	31.33
	0.633	124.41	32.01
	0.666	125.05	32.65
	0.7	126.07	33.67
	0.733	126.58	34.18
	0.766	127.22	34.82
	0.8	127.86	35.46
	0.833	128.37	35.97
	0.866	128.63	36.23
	0.9	129.01	36.61
	0.933	129.27	36.87
	0.966	129.78	37.38
	1	129.91	37.51
	1.033	130.16	37.76
	1.066	130.29	37.89

Líquido Bombeado	Tiempo	Presión	P
	1.1	130.29	37.89
	1.133	130.29	37.89
	1.166	130.16	37.76
	1.25	129.78	37.38
	1.333	129.27	36.87
	1.416	128.63	36.23
	1.5	128.12	35.72
	1.583	127.35	34.95
	1.666	126.58	34.18
	1.75	126.07	33.67
	1.833	125.56	33.16
	1.916	125.18	32.78
	2	124.54	32.14
	2.083	124.03	31.63
	2.166	123.39	30.99
	2.25	122.87	30.47
	2.33	122.11	29.71
	2.416	121.59	29.19
	2.5	120.96	28.56
	2.583	120.57	28.17
	2.66	120.32	27.92
	2.75	120.06	27.66
	2.833	119.81	27.41
	2.916	119.68	27.28
	3	119.04	26.64

Para iniciar el análisis ingresamos el registro de la prueba de inyección al programa, los datos de la prueba de inyección se muestran en la tabla 6.1. La figura 6.1. es la gráfica de los datos.

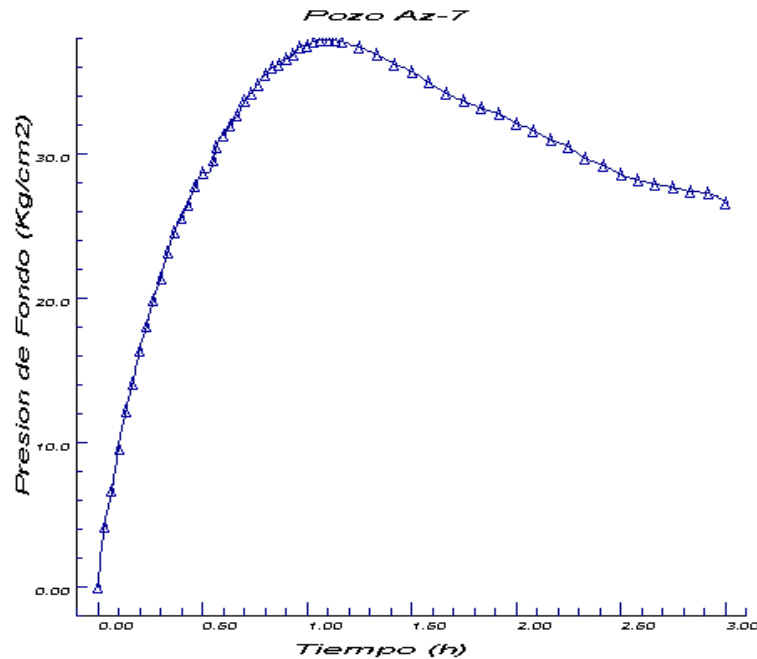


Figura 6.1: Incremento de presión debida a la inyección de agua.

Como se observa en la gráfica, al inicio la presión se incrementa como se espera, después la presión se estabiliza y entonces comienza a caer. Estos datos cumplen con las características del tipo de prueba que deseábamos estudiar. Antes de analizar los datos de transiente de presión para cualquier prueba de inyección es necesario tener todas las características de los datos de la prueba. La prueba de inyección consiste en inyectar agua a 20 °C dentro de la formación durante 2 o 3 horas. Durante la inyección la presión en el fondo fue medida con un calibrador posicionado en la zona de producción adyacente. En los azufres hay depósitos volcánicos fracturados a 1000 o 2000 m de profundidad, el rango de temperaturas va desde 220 a 280 para los pozos donde hay datos de inyección disponibles, los fluidos geotérmicos son producidos entre rocas andesitas. Cuando calculamos la temperatura de fondo, notamos su variación durante la prueba por lo que se trata de una inyección no isotérmica.

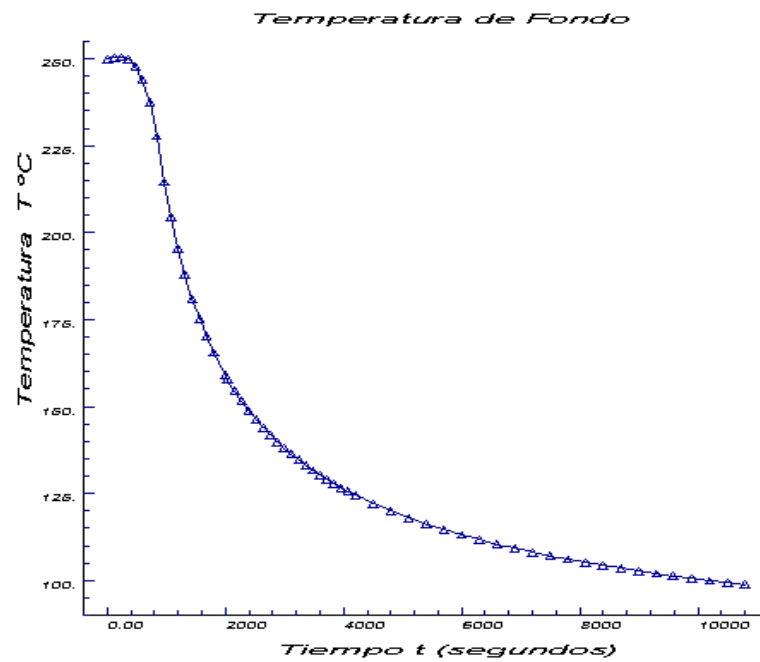


Figura 6.2: Variación de la temperatura de fondo

La disminución de la temperatura del fluido origina un incremento de la viscosidad y densidad del fluido durante la prueba, la cual se puede ver en las gráficas 6.3 y 6.4.

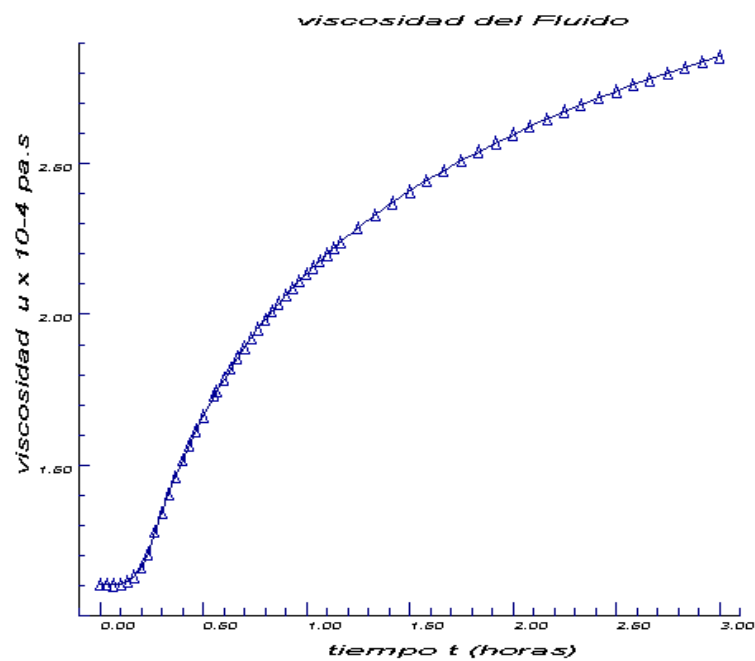


Figura 6.3: Variación de la viscosidad del fluido

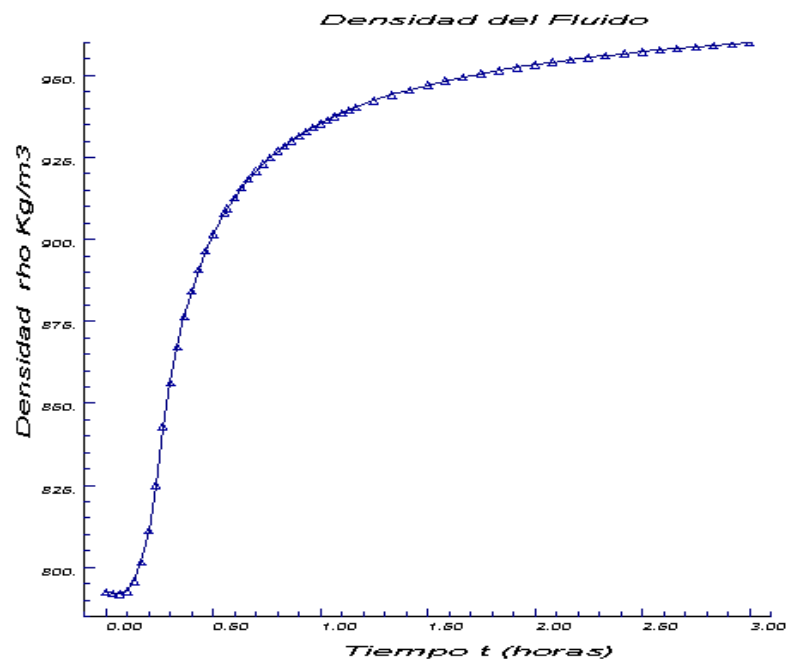


Figura 6.4: Variación de la densidad del fluido

Se observa que en los primeros 15 min. de la prueba las propiedades del fluido se mantienen constantes, pero estas se incrementan con el tiempo. Este análisis también toma en cuenta el efecto de la variación del gasto de la formación y el movimiento del frente térmico, figuras 6.6 y 6.7.

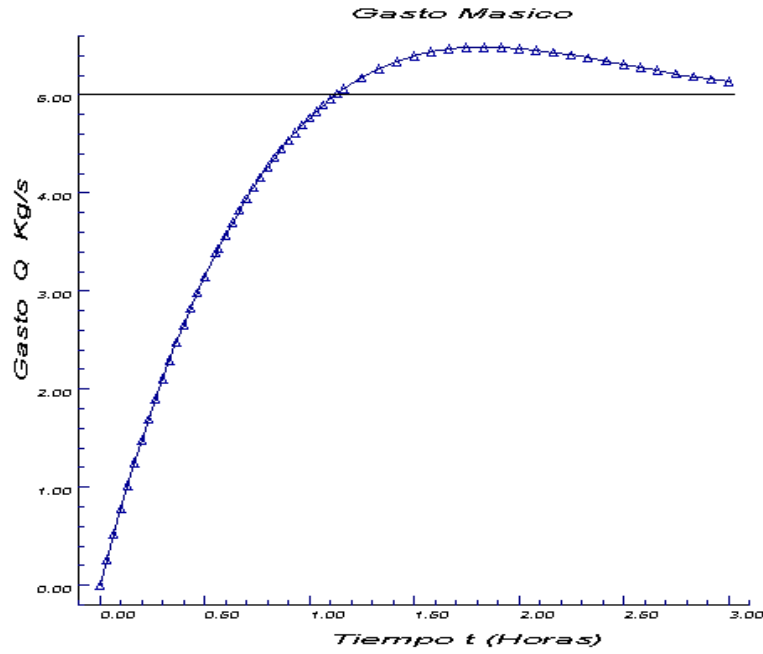


Figura 6.5: Gasto en la formación durante la prueba de inyección

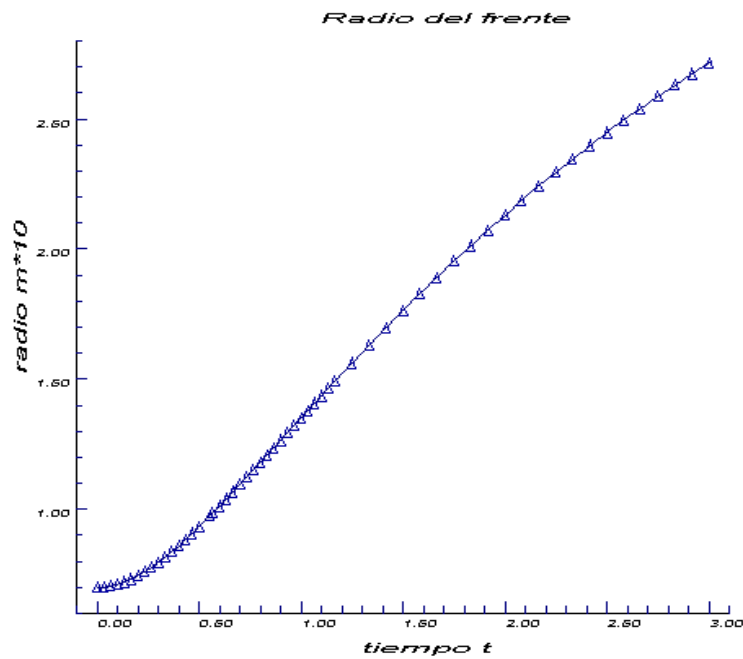


Figura 6.6: Variación de la radio del frente térmico

Durante los primeros 15 min. de la prueba la formación no recibe un gasto considerable, pero cuando la presión comienza a caer existe un mayor gasto en la formación que el gasto superfi-

cial debido a líquido almacenado.

La figura 6.8 muestra la diferencia entre el comportamiento esperado y el observado de la presión. La curva superior es la solución clásica, de aquí se puede estimar el valor inicial de la permeabilidad del reservorio.

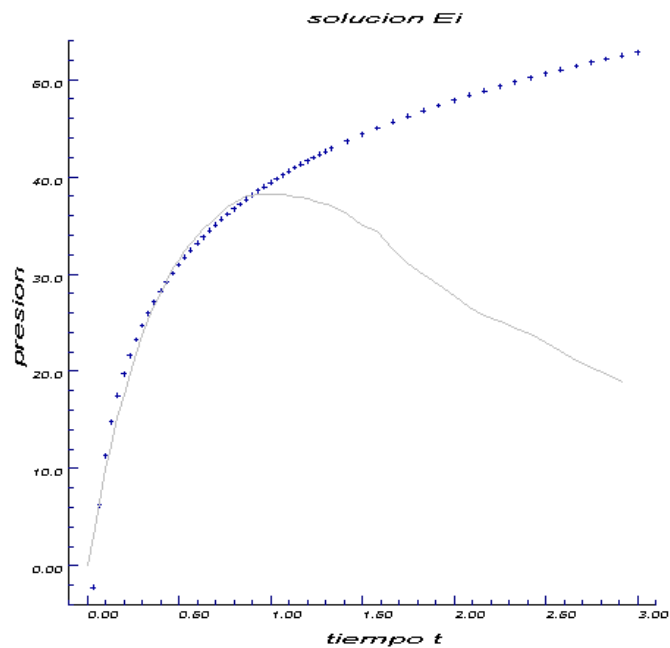


Figura 6.7: Comportamiento esperado de la presión

El programa considero todos los aspectos mencionados. Al emplear el método propuesto, la variación de permeabilidad resultante fue:

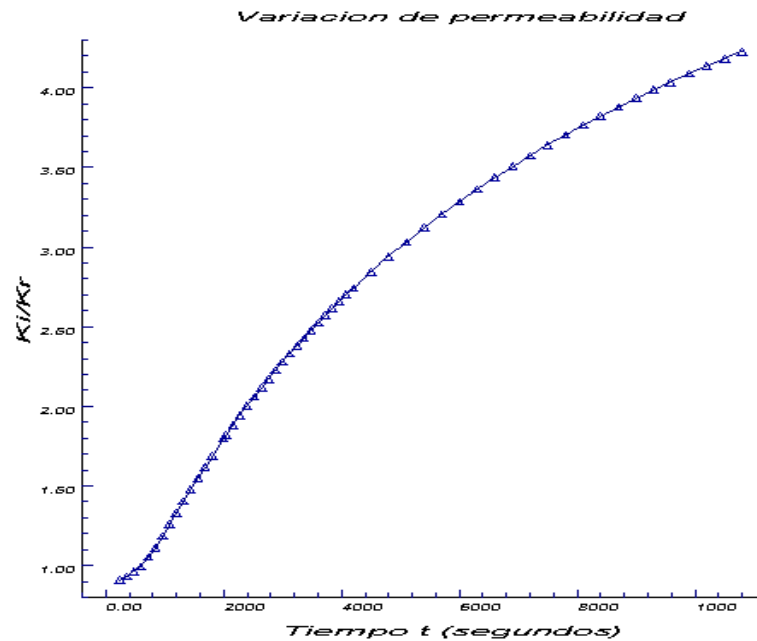


Figura 6.8: Variación de permeabilidad durante la prueba de inyección

Los resultados indican que la permeabilidad se incrementa 5 veces en la región interior del pozo durante las 2 o 3 horas de la prueba de inyección, dicha variación de permeabilidad origina la caída de presión durante la prueba. Una buena correlación entre la relación del incremento de la permeabilidad y la inyección, indica que la permeabilidad se incrementa por el enfriamiento de la formación. al contraerse la roca el volumen de poro se incrementa lo que ocasiona un incremento de la permeabilidad.

Capítulo 7

CONCLUSIONES

Tras un año de investigación, uno cae en la cuenta de que podía haberse hecho en una semana.

7.1 Logros

Los resultados numéricos presentados en forma de gráficas denotan el comportamiento de la temperatura, las propiedades del fluido y el incremento de permeabilidad durante la prueba de inyección en el pozo Az7 del campo geotérmico de los azufres, para el caso de la inyección de un fluido de una sola fase ligeramente compresible. Estas curvas conjuntamente con unas cuantas mediciones de campo, permiten estimar a corto, mediano y largo plazo, la productividad del yacimiento geotérmico. Este comportamiento es un reflejo de las propiedades de la formación rocosa, del fluido, de las condiciones iniciales y la historia de producción del pozo.

Se desarrollo un sistema computacional con la capacidad de analizar pruebas de inyección con comportamientos tanto típicos como anómalos. Del análisis de prueba de inyección de comportamientos anómalos se pueden obtener las siguientes conclusiones:

- La variación de temperatura crea una distribución no uniforme de las propiedades del fluido en la región no invadida.
- La buena correlación entre la temperatura del gasto inyectado en el fondo del pozo y el

incremento de permeabilidad indica que la permeabilidad que se observa es causada por el enfriamiento de la formación.

- Se estimaron incremento de permeabilidad de hasta 5 veces la permeabilidad original durante el desarrollo de las pruebas.
- Las gráficas de densidad y viscosidad del fluido muestran el efecto de la variación de la temperatura sobre el fluido.
- Los flujos máxicos a causa del almacenamiento en el pozo, propiciaron la variación de la frontera térmica.
- Los flujos máxicos mayores son como consecuencia de las presiones más elevadas.
- El efecto del enfriamiento de la formación fue aumentar la permeabilidad, permitiendo un mayor flujo hacia la formación.
- Las curvas reflejan que la variación de temperatura esta íntimamente relacionada con la variación de permeabilidad.

El efecto de la variación de la permeabilidad sobre la presión transiente es considerable. Hasta el presente, industria geotérmica carecía de una metodología simple y confiable para estimar la contribución la variación de permeabilidad en el comportamiento de la presión para pruebas de inyección. Se realizó un análisis a datos de pruebas de inyección del pozo Az7, en el cual se obtuvo que la permeabilidad se incrementa hasta 5 veces en la región interior del pozo, durante las 2 o 3 horas de la prueba. Se espera que las curvas lleguen a ser de utilidad práctica en la industria geotérmica. Por consideraciones físicas se logró conocer que un factor que es responsable del incremento de permeabilidad en pozo es la contracción térmica de la roca y la poroelasticidad del yacimiento.

El sistema Well Analyzer es una poderosa herramienta tecnológica del estado del arte, la cual provee a los especialistas en ingeniería de yacimiento una ventajosa alternativa en el análisis de pruebas de inyección. El sistema cuenta con cuatro importantes ventajas sobre los

métodos convencionales de análisis: 1) Maneja gasto variable, 2) le toma significativamente menos tiempo efectuar el análisis de una prueba determinada, 3) puede manejar pruebas con comportamientos anómalos lo cual es muy difícil sin una técnica computarizada y 4) es un sistema amigable.

En el sistema Well analyzer se acoplaron con éxito los modelos matemáticos, técnicas de computación lenguajes de programación y cocimientos heurísticas. Esta combinación de factores permitió el desarrollo de u sistema que permite una estimación confiable de importantes parámetros de reservorios geotérmicos. Se espera que este programa llegue a ser de utilidad práctica en la industria geotérmica. El modelo de variación de permeabilidad propuesto involucra dos regiones del yacimiento. El programa cuenta con una formulación para determinar la temperatura de fondo, las propiedades del fluido y la formación. El calculo de la densidad y viscosidad del agua es válido hasta temperaturas y presiones del orden de 623 °K y 100 MPa.

No se consideraron recargas naturales, efectos de reinyección, efectos de la forma del yacimiento, presencia de fracturas, contenido de sales en el fluido geotérmico, entre otros aspectos. El siguiente paso es considerar un sistema menos idealizado con un modelo de mayor complejidad para obtener resultados mas realistas de estos fenómenos.

NOMENCLATURA

a	=	Gradiente Geotérmico [$^{\circ}\text{K}/\text{m}$]
A	=	Función definida
A	=	Área [m^2]
b	=	Temperatura de superficie [$^{\circ}\text{K}$]
c	=	Calor específico [$\text{J}/\text{Kg}\cdot^{\circ}\text{K}$]
c_w	=	Calor específico del agua inyectada [$\text{J}/\text{Kg}\cdot^{\circ}\text{K}$]
c_a	=	Calor específico del reservorio [$\text{J}/\text{Kg}\cdot^{\circ}\text{K}$]
c	=	Compresibilidad [$1/\text{Pa}$]
c_t	=	Compresibilidad total [$1/\text{Pa}$]
C	=	El coeficiente de almacenamiento [m^3/Pa]
$f(t)$	=	Transiente de transferencia de calor
g	=	Función de Gibbs
h	=	Espesor de la formación [m]
k	=	Conductividad [$\text{W}/\text{m}\cdot^{\circ}\text{K}$]
m	=	Pendiente [Pa/s]
p	=	Presión [Pa]
p_{wf}	=	Presión en el fondo del pozo [Pa]
p_i	=	Presión inicial [Pa]
p_{1hr}	=	Presión 1 hora [Pa]
q	=	Gasto másico [Kg/s]

q_{sf}	=	Gasto de la formación [Kg/s]
Q	=	Gasto volumétrico [m^3/s]
R	=	Constante de los gases [0.461 526 KJ/°K]
r	=	Radio [m]
r_1	=	Radio interior [m]
r_2	=	Radio exterior [m]
r_f	=	Radio del frente [m]
r_w	=	Radio del pozo [m]
s	=	Factor de daño
t	=	Tiempo [s]
T	=	Temperatura [°K]
T_0	=	Temperatura inicial [°K]
T_l	=	Temperatura del líquido[°K]
U	=	Coefficiente de transferencia de calor [$W/m^2 \cdot °K$]
v	=	Velocidad de flujo [m/s]
V	=	Volumen [m^3]
V_T	=	Volumen total [m^3]
V_p	=	Volumen de poro [m^3]
z	=	Profundidad [m]
η	=	Difusividad térmica [m^2/s]
γ	=	Energía libre de Gibbs adimensional
γ_π	=	Derivada de la energía libre de Gibbs adimensional
δ	=	Densidad dinámica reducida
Δp_{ss}	=	Cambio de presión a través de la región invadida [Pa]
Δp_t	=	Cambio de presión a través de la región no invadida [Pa]
κ	=	Permeabilidad [m^2]

- κ_a = Permeabilidad absoluta [m^2]
 κ_i = Variación de la permeabilidad de la formación [m^2]
 κ_r = Permeabilidad de la formación [m^2]
 ν = Volumen específico [m^3/Kg]
 μ = Viscosidad [Pa·s]
 μ_i = Viscosidad del fluido inyectado
 μ_r = Viscosidad del fluido en la formación
 π = Presión reducida
 ϕ = Porosidad
 ϕ_t = Porosidad total
 ϕ_e = Porosidad efectiva
 Φ = Potencial de flujo [Pa]
 ρ = Densidad [Kg/m^3]
 ρ_a = Densidad del reservorio [Kg/m^3]
 ρ_i = Viscosidad del fluido inyectado [Kg/m^3]
 ρ_r = Densidad del fluido en la formación [Kg/m^3]
 ρ_s = Densidad de los sólidos [Kg/m^3]
 ρ_t = valor medio de la densidad total [Kg/m^3]
 ρ_w = Densidad del agua [Kg/m^3]
 Ψ = Viscosidad dinámica reducida
 Ψ_0 = Viscosidad parte gas ideal
 Ψ_1 = Viscosidad parte fluido real
 τ = Temperatura reducida

BIBLIOGRAFÍA

- I. Amyx, J. W., Bass D. M. Jr., Whiting R. L., (1960). Petroleum Reservoir Engineering Physical Properties, McGraw-Hill Book Co., Inc. New York.
- II. Arellano, V. M., Torres, M. A., Barragan, R. M., Sandoval, F., (2005). Respuesta a la Explotación (1982-2003) del Yacimiento Geotérmico de Los Azufres, Mich. (México). Parte I: Zona Norte. Geotermia, Vol. 18 No. 1, 10-20.
- III. Arellano, V. M., Ayala, R., Barragan, R. M., Contreras, E., Domínguez, B., González, E., Gutiérrez, R., Moya, S., Quintero, M., (1996). Cursos de Divulgación Sobre Geotermia. Asociación Mexicana de Geotermia.
- IV. Benson, S.M. (1984). Analysis of Injection Tests in Liquid Dominated Geothermal Reservoirs. M.S. Thesis University of California, Berkeley California, Lawrence Berkeley Laboratory Report, LBL 17953 Berkeley California.
- V. Benson, S. M., Bodvarsson G. S., (1986). Non isothermal Effects During Injection And Falloff Test Society of petroleum engineers formation Evaluation, pp 53-63.
- VI. Benson, S. M., Dagget, J. S., Iglesias, E., Arellano V., Ortiz-Ramirez, J., (1987). Analisis of Thermally Induced Permeability Enhancement in Geothermal Injection Wells Lawrence Berkeley Laboratory.
- VII. Caudle, B. H., (1967). Fundamentals of Reservoir Engineering, Society of Petroleum Engineers of AIME, Austin.

- VIII. Charles, R., Smith, G. W., Tracy, R., Lance, F., (1999). Applied Reservoir Engineering Volumen II OGCI Publications Oklahoma.
- IX. Contreras, E., Domínguez, B., Iglesias, E., García, A., Huitrón, R., (1988). Compendio de Resultados de Mediciones Petrofísicas en Nucleos de Perforación del Campo Geotérmico de Los Azufres. Geotermia, Vol. 4 No. 2, 79-98.
- X. Dollin, F. (1970). Tablas de Vapor, Propiedades Termodinámicas del Agua y el vapor, Viscosidad del Agua y el Vapor, Conductividad Térmica del Agua y el Vapor, Representaciones y Servicios De Ingeniería S.A. 1ª Edición en Español, Mexico.
- XI. Earlougher, R. C. Jr., (1977). Advances in Wells Test Analysis, Monograph Series, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas.
- XII. IAPWS, (1997). Release on the IAPWS Industrial Formulation 1997 for the Thermodynamic Properties of Water and Steam.
- XIII. Matthews C. S., Russell D. G., (1967). Pressure Buildup and Flow Test in Wells, Monograph Series, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas.
- XIV. McEdwards, D. G., Benson, S. M., (1981). User's Manual for ANALYZE— A Variable Multiple Well Last Squares Matching routine for a Well Test analysis, Berkeley Laboratory Report, LBL-10907 Berkeley, California.
- XV. Monicard R. P., (1980) Properties of Reservoir Rocks: Core Analysis, Gulf Publishing Co. Houston.
- XVI. Pruess K., (2002). Mathematical Modeling of Fluid Flow and Heat Transfer in Geothermal systems - an Introduction in Five Lectures. Orkustofnun, California.
- XVII. Ramey, H. J., Jr. (1962). Wellbore Heat Transmission, J. Pet. Tech. 427-435.
- XVIII. Rivera, J., (1995) Course on Injection Technology, International Geothermal Association, Pisa, Italy.

- XIX. Suárez, M. C., Samaniego, F., (2003). A Practical Model to Estimate the Pore-Fracture Deformation in Dry / Wet Rocks and in Enhanced Geothermal Systems. GRC Transactions Vol.27.
- XX. Tared, A., (2000). Reservoir Engineering Handbook Second Edition. Gulf Professional Publishing Houston, Texas.
- XXI. Verma, M., (2003). Steam tables for pure water as an ActiveX component in Visual Basic 6.0. Computers and Geosciences No. 29, 1155-1163.
- XXII. Willhite, G. P., (1967). Overall Heat Transfer Coefficients in Steam And Hot Water Injection Wells. J. Pet. Tech. 607-615.

Apéndice A

ECUACIÓN RADIAL DE DIFUSIVIDAD

La ecuación de conservación dice:

(Cantidad de masa que entra en $r + \Delta r$) - (Cantidad de masa que sale en r)(cambio de tiempo) = (cambio de masa en el intervalo)

Simbólicamente,

$$[(Q\rho)_{(r+\Delta r)} - (Q\rho)_{(r)}]\Delta t = (\rho\phi V)_{(t+\Delta t)} - (\rho\phi V)_{(t)}$$

Donde Q, es el gasto y V es el volumen del elemento. $Q = -vA = -2\pi r h v$ donde h, es el espesor del reservorio. Incluimos el signo porque (convencionalmente) Q es positivo cuando la velocidad es hacia dentro (cuando r es hacia afuera). $V = 2\pi r \Delta r h$ para $r \gg \Delta r$, entonces la ecuación se escribe como sigue:

$$-[(v\rho r)_{(r+\Delta r)} - (v\rho r)_{(r)}]\Delta t = (\rho\phi r \Delta r)_{(t+\Delta t)} - (\rho\phi r \Delta r)_{(t)}$$

El factor común $2\pi r h$ ya ha sido dividido. Dividiendo la ecuación entre $\Delta r \Delta t$ y acomodando

$$-\frac{1}{r} \frac{[(v\rho r)_{(r+\Delta r)} - (v\rho r)_{(r)}]}{\Delta r} = \frac{(\rho\phi)_{(t+\Delta t)} - (\rho\phi)_{(t)}}{\Delta t}$$

Procediendo a sacar el limite, se puede escribir la ecuación de conservación como ecuaciones diferenciales parciales

$$-\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r}(v\rho r) = \frac{\partial}{\partial t}(\rho\phi)$$

Hasta este punto no se ha asumido nada mas que la ecuación de conservación de la masa.

Para el caso 1-D la ley de Darcy es:

$$v = -\frac{\kappa}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r}$$

Sustituyendo en la ecuación:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r}(\rho r \frac{\kappa}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r}) = \frac{\partial}{\partial t}(\rho\phi)$$

Si se supone, como se hace comúnmente, que κ y μ son constantes se tiene:

$$\frac{\kappa}{\mu} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r}(\rho r \frac{\partial p}{\partial r}) = \frac{\partial}{\partial t}(\rho\phi)$$

Para seguir se tomarán los dos lados de la ecuación por separado. Se toma primero el lado derecho y por simplicidad se deja afuera el termino $\frac{\kappa}{\mu}$

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r}(\rho r \frac{\partial p}{\partial r}) = \frac{1}{r} \frac{\partial \rho}{\partial r} (r \frac{\partial p}{\partial r}) + \frac{\rho}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r \frac{\partial p}{\partial r})$$

Ahora considerando la ecuación de estado para la densidad de un fluido de compresibilidad pequeña.

$$\rho = \rho_0 e^{c(p-p_0)}$$

La derivada de esta expresión es

$$\frac{\partial \rho}{\partial r} = c\rho_0 e^{c(p-p_0)} = c\rho$$

Usando esta ecuación y sustituyendo

$$\frac{1}{r} c\rho \frac{\partial p}{\partial r} (r \frac{\partial p}{\partial r}) + \frac{\rho}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r \frac{\partial p}{\partial r})$$

Esta ecuación resultante es no lineal, pero si el gradiente de presión es pequeño entonces su cuadrado es muy pequeño, como c es pequeña, en suma, el primer término de la ecuación es despreciado. Para un fluido ligeramente compresible se tiene

$$\frac{\rho}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r \frac{\partial p}{\partial r})$$

Ahora se considerará el segundo término.

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho\phi) = \phi \frac{\partial \rho}{\partial t} + \rho \frac{\partial \phi}{\partial t}$$

Se utiliza el mismo modelo de la densidad para la porosidad

$$\phi = \phi_0 e^{c_f(p-p_0)}$$

Usando la regla de la cadena y agrupando términos:

$$\phi c \rho \frac{\partial p}{\partial t} + \rho c_f \phi \frac{\partial p}{\partial t} = \phi \rho (c + c_f) \frac{\partial p}{\partial t} = \phi \rho c_t \frac{\partial p}{\partial t}$$

Finalmente las partes de la ecuación unidas

$$\frac{\rho}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi \rho \mu c_t}{\kappa} \frac{\partial p}{\partial t}$$

Esta es la ecuación radial de difusividad, para un fluido ligeramente compresible.

Apéndice B

SOLUCIÓN EXPONENCIAL INTEGRAL

Se desarrollara una solución de la ecuación de difusividad para un flujo radial ligeramente. En resumen el problema matemático que a resolver es:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu c}{\kappa} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (\text{B.1})$$

Condiciones iniciales y de frontera:

- (1) $p=p_i$ a $t=0$ para todo r .
- (2) $\left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r_w} = \frac{Q\mu}{2\pi\kappa h}$ para $t > 0$.
- (3) $p \rightarrow p_i$ cuando $r \rightarrow \infty$ para todo t .

Existen muchas aproximaciones, las cuales difieren muy poco. Para desarrollar la solución, se reemplaza la segunda condición por:

$$\lim_{r \rightarrow 0} r \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{Q\mu}{2\pi\kappa h} \text{ para } t > 0.$$

Esta condición es la aproximación línea fuente para la condición original. Utilizando el cambio de variable:

$$y = \frac{\phi \mu c r^2}{4\kappa t}$$

o

$$y \frac{d^2 p}{dy} + \frac{dp}{dy} (1 + y) = 0$$

Condiciones de frontera

$$(1) p \rightarrow p_i \text{ cuando } y \rightarrow \infty$$

$$(2) \lim_{r \rightarrow 0} 2y \frac{dp}{dy} = \frac{Q\mu}{2\pi\kappa h}$$

Para resolver tómesese $p' = \frac{dp}{dy}$. Entonces la ecuación se vuelve

$$y \frac{dp'}{dy} + p'(1+y) = 0$$

Separando variables e integrando:

$$\ln p' = -\ln y - y + C$$

o

$$p' = \frac{dp}{dy} = \frac{C_1}{y} e^{-y}$$

C y C_1 son constantes de integración. de la condición de frontera(2) $\lim_{r \rightarrow 0} 2y \frac{dp}{dy} = \frac{Q\mu}{2\pi\kappa h}$

Comparando la expresión, se tiene: $\lim_{r \rightarrow 0} 2y \frac{dp}{dy} = \frac{Q\mu}{2\pi\kappa h} = \lim_{r \rightarrow 0} 2C_1 e^{-y}$

Entonces

$$C_1 = \frac{Q\mu}{4\pi\kappa h}$$

Entonces

$$p' = \frac{dp}{dy} = \frac{Q\mu}{4\pi\kappa h y} e^{-y}$$

Integrando se tiene

$$p = \frac{Q\mu}{4\pi\kappa h} \int^y \frac{e^{-y}}{y} dy + C_2$$

El limite inferior de la integral puede ser asignado arbitrariamente, si se escoge $y = \infty$ se obtiene

$$p = \frac{Q\mu}{4\pi\kappa h} \int_{\infty}^y \frac{e^{-y}}{y} dy + C_2$$

o

$$p = -\frac{Q\mu}{4\pi\kappa h} \int_y^{\infty} \frac{e^{-y}}{y} dy + C_2$$

La ultima ecuación puede ser reescrita como

$$p = \frac{Q\mu}{4\pi\kappa h} Ei(-y) + C_2$$

Aplicando la condición (1) encontramos $C_2 = p_i$. Finalmente obtenemos:

$$p(r, t) = p_i + \frac{Q\mu}{4\pi\kappa h} Ei\left(-\frac{\pi\mu cr^2}{4\kappa t}\right) \quad (\text{B.2})$$

donde

$$Ei(-x) = -\int_x^\infty \frac{e^{-u}}{u} du \quad (\text{B.3})$$

Para $x < 0.01$ que

$$Ei(-x) = \ln(x) + 0.5772 \quad (\text{B.4})$$

Sustituyendo 3.45 en 3.44 se obtiene la expresión para la presión en el interior del pozo (i.e $r = r_w$)

$$p_{wf} = p_i - \frac{Q\mu}{4\pi\kappa h} \left[\ln\left(\frac{\kappa t}{\pi\mu cr_w^2}\right) + 0.80907 \right] \quad (\text{B.5})$$

Esta ecuación es una de las principales en los métodos de análisis de pruebas de presión.

Apéndice C

CÓDIGO

```
!*****
```

```
!* Programa: "Well Analyzer "
```

```
!* Propósito: Obtener la variación de permeabilidad para una prueba de inyección
```

```
!* Autor: José Núñez González
```

```
!*****
```

```
!Cuerpo Principal
```

```
PROGRAM Main
```

```
USE DFLIB !Modulo de Fortran para quinkwin
```

```
USE DFWIN !Modulo de Fortran para win32
```

```
USE ModuloGlobal !modulo creado
```

```
Implicit none ! Hace necesario declarar todas las variables
```

```
!variables
```

```
type (windowconfig) wc ! tipo de variable para la configuración de la ventana
```

```
logical status /.false./,l
```

```
logical(4) res
```

```
integer i4,x,y,j,i,k
```

```
external opn, opn2,opn3,opn4,opn5 ;subrutinas asociadas a los archivos recientes
```

```
!interface para crear el menú personalizado
```

```
interface
logical(4) function initialsettings
end function
end interface

!propiedades de la ventana principal
i4 = clickqq( qwin$status ) !oculta la barra de status
wc.numtextrows = 100 !numero de renglones de texto
wc.numtextcols = 100 !numero de columnas de texto
wc.numcolors = -1
wc.title= "datos azn" !titulo de la ventana
status = setwindowconfig(wc) !aplica la configuración
if (.not.status) status = setwindowconfig(wc)
j = getwindowlong( gethwndqq(qwin$framewindow), gwl_style )
j = ior( iand( j, not(ws_thickframe) ), ws_border )
j = iand( j, not(ws_maximizebox) ) !desactiva el boton de maximizar
i = setwindowlong( gethwndqq(qwin$framewindow), gwl_style, j )
i4 = setbkcolor(15) !define blanco como el color de fondo
i4=settextcolor (0) !define el color de letra negro
call clearscreen($gclearscreen) !limpia la pantalla
qwi.type = qwin$max
i4 = setwsizqq( 0, qwi ) !Maximiza la ventana
!genera en el menú la lista de archivos recientes
j=0
open (unit=13, file='registro.jng') !accede al registro de archivos recientes
do while (.not. eof(13) .and. j<5)
j=j+1
read(13,'(a50)') fln(j)
fln(j)=trim(fln(j))
if(j==1) then
```

```

l= insertmenuqq(1, 8+j, $menuenabled,fln(j)(2:len(trim(fln(j))))/'c, opn)
else if(j==2) then
l= insertmenuqq(1, 8+j, $menuenabled,fln(j)(2:len(trim(fln(j))))/'c, opn2)
else if(j==3) then
l= insertmenuqq(1, 8+j, $menuenabled,fln(j)(2:len(trim(fln(j))))/'c, opn3)
else if(j==4) then
l= insertmenuqq(1, 8+j, $menuenabled,fln(j)(2:len(trim(fln(j))))/'c, opn4)
else if(j==5) then
l= insertmenuqq(1, 8+j, $menuenabled,fln(j)(2:len(trim(fln(j))))/'c, opn5)
endif
end do
close (13)
!sentencia para que no termine el programa
10 continue
call sleepqq(5000) ! duerme por 5 segundos
goto 10
end program main

!función que define el menú personal
logical(4) function initialsettings( )
USE DFLIB
USE ModuloGlobal
implicit none
logical(4) result
integer i
!se especifican external las rutinas del menú, excluyendo las default de quickwin
external nuevo,abrir,guardar,cerrarw,acd,dibujar,splinec,linea,alog,cpin,imprimir,help
external loglog,tablasiapws>windowii,viscoplot,gast,densityplot,polyplot,valoresiwt
external guardarii,prefgrafica>window>windowi,tempwell,usertempwell,dbjkappa

```



```
external expintii, tansienttest, radiofplot, etiquetas, regedt
!configuración del tamaño de la ventana principal
qwi.x = 0
qwi.y = 0
qwi.w = 700
qwi.h = 650
qwi.type = qwin$set
i = setwsizqq( qwin$framewindow, qwi )
!primer grupo del menú
result = appendmenuqq(1, $menuenabled, '&archivo'c, nul)
result = appendmenuqq(1, $menuenabled, '&nuevo'c, nuevo )
result = appendmenuqq(1, $menuenabled, 'a&brir'c, abrir)
result = appendmenuqq(1, $menugrayed, '&cerrar'c, cerrarw)
result = appendmenuqq(1, $menugrayed, '&guardar'c, guardarii )
result = appendmenuqq(1, $menugrayed, 'g&uardar como'c, guardar)
result = appendmenuqq(1, $menuseparator, ''c, nul )
result = appendmenuqq(1, $menugrayed, '&imprimir'c, imprimir )
result = appendmenuqq(1, $menuseparator, ''c, nul )
result = appendmenuqq(1, $menuseparator, ''c, nul )
result = appendmenuqq(1, $menuenabled, '&salir'c, winexit )
!segundo grupo del menú
result = appendmenuqq(2, $menuenabled, '&edicion'c, nul )
result = appendmenuqq(2, $menuenabled, '&copiar'c, wincopy)
result = appendmenuqq(2, $menuseparator, ''c, nul )
result = appendmenuqq(2, $menuenabled, '&seleccionar todo'c, winselectall)
result = appendmenuqq(2, $menuenabled, 'seleccionar &grafica'c, winselectgraphics)
result = appendmenuqq(2, $menuenabled, 'seleccionar &texto'c, winselecttext)
result = appendmenuqq(2, $menuseparator, ''c, nul )
result = appendmenuqq(2, $menuenabled, '&preferencias'c, pefgrafica)
```

!tercer grupo del menú

```
result = appendmenuqq(3, $menuenabled, '&grafica'c, nul )
```

```
result = appendmenuqq(3, $menuenabled, 'gra&ficar'c, dibujar )
```

```
result = appendmenuqq(3, $menuenabled, 'grafica &semilog'c, loglog )
```

```
result = appendmenuqq(3, $menuseparator, ''c, nul )
```

```
result = appendmenuqq(3, $menugrayed, '&ajuste lineal'c, linea )
```

```
result = appendmenuqq(3, $menugrayed, 'ajuste &logaritmico'c, alog )
```

```
result = appendmenuqq(3, $menugrayed, '&spline cubico'c, splinec )
```

```
result = appendmenuqq(3, $menugrayed, 'ajuste pol&ynomial'c, polyplot )
```

```
result = appendmenuqq(3, $menuseparator, ''c, nul )
```

```
result = appendmenuqq(3, $menuenabled, '&propiedades'c, etiquetas )
```

!cuarto grupo del menú

```
result = appendmenuqq(4, $menuenabled, '&herramientas'c, nul )
```

```
result = appendmenuqq(4, $menuenabled, '&propiedades del agua'c, tablasiapws)
```

```
result = appendmenuqq(4, $menuseparator, ''c, nul )
```

```
result = appendmenuqq(4, $menugrayed, 'temperatura de fondo'c, tempwell)
```

```
result = appendmenuqq(4, $menugrayed, '&registro de temperatura'c, usertempwell)
```

```
result = appendmenuqq(4, $menugrayed, '&viscosidad del fluido'c, viscoplot)
```

```
result = appendmenuqq(4, $menugrayed, '&densidad del fluido'c, densityplot)
```

```
result = appendmenuqq(4, $menugrayed, '&gasto volumetrico 'c, gast)
```

```
result = appendmenuqq(4, $menugrayed, 'radio del &frente 'c, radiofplot)
```

```
result = appendmenuqq(4, $menuseparator, ''c, nul )
```

```
result = appendmenuqq(4, $menugrayed, 'registros de la pr&ueba 'c, regedt)
```

!quinto grupo del menú

```
result = appendmenuqq(5, $menuenabled, '&simular'c, nul )
```

```
result = appendmenuqq(5, $menuenabled, '&parametros de la prueba'c, valoresiwt)
```

```
result = appendmenuqq(5, $menuseparator, ''c, nul )
```

```
result = appendmenuqq(5, $menugrayed, 'solucion &exponencial integral'c, expintii )
```

```
result = appendmenuqq(5, $menugrayed, 'prueba &transiente'c, tansienttest )
```

```
result = appendmenuqq(5, $menugrayed, '&variacion de permeabilidad'c, dbjkappa )
!sexto grupo del menú
result = appendmenuqq(6, $menuenabled, '&ventana'c, nul )
result = appendmenuqq(6, $menuenabled, '&cascada'c, wincascade )
result = appendmenuqq(6, $menuenabled, '&mosaico'c, wintile )
result = appendmenuqq(6, $menuseparator, ''c, nul )
result = appendmenuqq(6, $menuchecked, '&datos azn'c, window)
result = appendmenuqq(6, $menuenabled, '&graficos azn'c, windowi)
result = appendmenuqq(6, $menuenabled, '&analisis azn'c, windowii)
!septimo grupo del menú
result = appendmenuqq(7, $menuenabled, 'a&yuda'c, nul )
result = appendmenuqq(7, $menuenabled, 'tópicos de ayuda'c, help )
result = appendmenuqq(7, $menuseparator, ''c, nul )
result = appendmenuqq(7, $menuenabled, '&acerca de ...'c, acd)
initialsettings= .true.
end function initialsettings
```