

TUES
1504
A473e
1996
E. 2

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA
INGENIERIA ELECTRICA



“Elaboración de un manual para el uso de instrumentos de medición e interpretación de los datos, en mediciones geotérmicas”

PRESENTADO POR

SILAS EVEDARDO ALVAREZ CARLOS

PARA OPTAR AL TITULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

CIUDAD UNIVERSITARIA, FEBRERO DE 1996.



15101107
151011107



UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR: DR. BENJAMIN LOPEZ GUILLEN

SECRETARIO GENERAL: LIC. ENNIO ARTURO LUNA

FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA

DECANO: ING. JOAQUIN ALBERTO VANEGAS AGUILAR

SECRETARIO: ING. JOSE RIGOBERTO MURILLO CAMPOS

ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA

DIRECTOR : ING. SALVADOR DE J. GERMAN

ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA
FACULTAD DE INGENIERIA
Y ARQUITECTURA
Universidad de El Salvador

**UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN PREVIO A LA OPCIÓN AL GRADO DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

TITULO:

“Elaboración de un manual para el uso de instrumentos de medición e interpretación de los datos, en mediciones geotérmicas”

PRESENTADO POR:

SILAS EVEDARDO ALVAREZ CARLOS

TRABAJO DE GRADUACIÓN APROBADO POR:

COORDINADOR: ING. JOSE ROBERTO RAMOS

**ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA
FACULTAD DE INGENIERIA
Y ARQUITECTURA
Universidad de El Salvador**

ASESOR: ING. MANUEL ERNESTO MONTERROSA

SAN SALVADOR, FEBRERO DE 1996

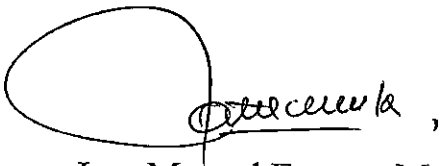
Trabajo de Graduación aprobado por:

Coordinador y asesor:


Ing. José Roberto Ramos

ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA
FACULTAD DE INGENIERIA
Y ARQUITECTURA
Universidad de El Salvador

Asesor:

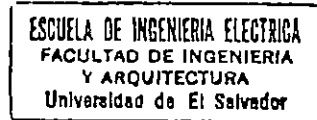

Ing. Manuel Ernesto Monterrosa

ACTA DE CONSTANCIA DE NOTA Y DEFENSA FINAL

En esta fecha, 24 de Febrero de 1995, en el local de la Biblioteca Central a las 10:00 horas, con la presencia de las siguientes autoridades de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

- 1- Inq. Salvador de J. German
Director
- 2- Inq. Gerardo Marvin Jorge Hernández
Secretario

Firma
[Handwritten signature]
[Handwritten signature]



Y con el Honorable Jurado de evaluación integrado por las personas siguientes:

- 1- Inq. José Raúl Romero *[Handwritten signature]*
- 2- Inq. José Alberto Amava Ventura *[Handwritten signature]*
- 3- Inq. Marta Lidia Merlos *[Handwritten signature]*

Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de Graduación:

"Elaboración de un manual para el uso de instrumentos de medición e interpretación de los datos, en mediciones geotérmicas"

A cargo del Br.:

ALVAREZ CARLOS, SILAS EVEDARDO

Habiendo obtenido el presente trabajo una nota final, global de 8.3
(OCHO PUNTO TRES)

[Handwritten signature]

PREFACIO

La geotermia es un área que involucra varias disciplinas, entre ellas la geoquímica, la geofísica y la geología. En todas ellas se realizan mediciones que pueden ser consideradas como mediciones geotérmicas, puesto que se realizan para determinar la presencia o no de un reservorio a través de estudios como la fotogeología, petrografía, hidrogeología, geovulcanología, estudios de flujo de calor, resistividad de suelos, gravimetría, la magnetotelúrica, etc. Por lo tanto al hablar de mediciones geotérmicas estas involucran toda la serie de mediciones que se realizan tanto en las etapas de reconocimiento, prefactibilidad, factibilidad, etc., las cuales son englobadas como estudios geocientíficos, y las mediciones que se realizan en la etapa de explotación del reservorio que se inician durante la perforación de pozos geotérmicos.

La explotación de la energía geotérmica se inició hace unos treinta años en nuestro país por parte de CEL, y desde entonces se ha tenido la necesidad de efectuar mediciones que dirijan el trabajo. En la explotación de los recursos geotérmicos, las mediciones y la interpretación de datos, juegan un papel muy importante para tener un conocimiento adecuado de la forma de operación del sistema y tener un mejor aprovechamiento. De allí la importancia que las personas encargadas de efectuar las mediciones estén debidamente capacitadas, para minimizar hasta donde sea posible los errores inherentes a la recolección y análisis de datos.

Por lo anteriormente expuesto surgió la idea de elaborar un manual que incluyera información de instrumentos, procedimientos y técnicas de medición, procesamiento de datos e interpretación de resultados, para facilitar la capacitación del personal que trabaja en las mediciones geotérmicas en los Campos Geotérmicos de Ahuachapán y Berlín.

Este trabajo incluye únicamente las mediciones que se realizan durante la etapa de explotación de un campo geotérmico, y por lo tanto se hará referencia como mediciones geotérmicas a las mediciones que se realizan en los pozos (tanto durante la perforación como durante la explotación), instalaciones de acarreo de fluidos y las instalaciones de separación de fluidos, las cuales sirven para llevar el control de la explotación del recurso y de esa manera generar los programas de explotación que provean la mejor manera de aprovechar el recurso sin que este sea sobreexplotado.

Inicialmente se tenía planteado incluir la información de todos los equipos de medición que se poseen, incluyendo los equipos nuevos de tecnología electrónica, pero los nuevos equipos se adquirieron en fecha reciente y aun se tienen en fase de experimentación y no se encuentran operando. Por lo tanto los instrumentos y equipos que se han incluido en este trabajo son los que se tienen actualmente en uso. Se ha incluido información teórica del funcionamiento de los equipos nuevos que han dado mejores resultados, y se deja para una revisión posterior del trabajo la inclusión total de los nuevos equipos

RESUMEN DEL TRABAJO

Las mediciones geotérmicas son muy importantes en la explotación de un reservorio, porque son estas las que permiten tener un conocimiento de la evolución en el comportamiento del reservorio y representan la base sobre la cual se generan los programas de explotación adecuados para el mantenimiento del recurso. Para ello ha sido necesario el uso de equipos adecuados y la mano de obra de personal calificado.

La estructura y contenidos presentados en este documento permiten asimilar los conocimientos básicos sobre instrumentación, procedimientos, procesamiento e interpretación de datos en mediciones que se realizan en los pozos geotérmicos durante la etapa de perforación y explotación.

Primeramente se presenta el Capítulo I denominado Origen de la Energía Geotérmica, en el cual se muestra la teoría que explica la existencia de áreas anómalamente calientes alrededor del mundo las cuales pueden dar origen a un campo geotérmico si se tienen presentes las condiciones adecuadas, las cuales son tratadas en este mismo capítulo, los tipos de campos geotérmicos existentes en el mundo y la forma de como se hace para poder extraer la energía térmica contenida en las rocas permeables del reservorio para que pueda ser aprovechada para la generación de la energía eléctrica.

El capítulo II denominado Conceptos Fundamentales de Instrumentación y Análisis Estadístico de Datos, da a conocer los conceptos relacionados con la caracterización de un instrumento, la arquitectura básica de un instrumento de medición y las herramientas básicas de estadística e ingeniería (Análisis de incertidumbre, probabilidades, análisis de regresión, etc.) para el tratamiento primario de los datos.

En el capítulo III denominado Equipos e Instrumentos de medición se describe detalladamente el funcionamiento, utilización, mantenimiento y especificaciones técnicas de cada uno de los equipos de medición que actualmente se utilizan para realizar el trabajo de las mediciones geotérmicas en Ahuachapán y Berlín, así como también los equipos que se utilizan para la calibración de elementos de medición. La información aquí contenida ha sido recopilada y traducida de los manuales de operación que acompañan a cada uno de los equipos, así como también de normas internacionales que establecen métodos de medición muy exactos con ciertos elementos de medición como lo son los discos de orificio y los vertederos.

Las mediciones geotérmicas que se realizan en los pozos tanto a nivel de superficie como profundo son tratados en el capítulo IV denominado Mediciones Geotérmicas, en el cual se han clasificado en superficiales, profundas y especiales. Algunas de las mediciones requieren una base teórica profunda para el análisis y obtención de resultados, para este tipo de medición se presenta la teoría sobre la cual se apoyan que en la mayoría de los

casos es experimental y se obtuvo de documentos de cursos que han sido recibidos en el extranjero, y tienen aceptación a nivel mundial para el trabajo en geotermia.

La presentación final de los resultados obtenidos en las mediciones geotérmicas es en la mayoría de los casos en forma gráfica, y es sobre las cuales se realiza la interpretación de resultados, por lo tanto en el capítulo V denominado Análisis e Interpretación de Datos Geotérmicas, se presenta una serie de gráficas con su respectivo análisis e interpretación. Se han clasificado en interpretación de registros de temperatura y en interpretación de registros de presión. Algunas de las gráficas aquí mostradas se han obtenido de datos del campo geotérmico de Berlín y otros de datos provenientes de otros campos geotérmicas del mundo mayormente de Italia y Nueva Zelandia, por no contarse en el país con datos que muestren los fenómenos que pueden presentarse en un registro de presión o de temperatura. Esto es debido a que no todos los campos geotérmicas del mundo son de igual naturaleza y algunos fenómenos que hasta la fecha se conocen son particulares de un campo geotérmico específico, pero que pueden servir de mucho en un futuro en nuestro país.

TABLA DE CONTENIDOS

Capitulo	Pagina
I. LA ENERGIA GEOTERMICA ORIGEN Y APROVECHAMIENTO	
1.0 Origen de la energía geotérmica	1
1.0.1 Teoría acerca de la formación de los reservorios geotérmicos	2
1.0.2 Condiciones para que se de origen a un reservorio geotérmico	5
1.0.3 Campos geotérmicos	6
1.0.3.1 Tipos de campos geotérmicos	8
1.1 Forma de extraer la energía geotérmica	10
1.1.1 Exploración geotérmica	11
1.1.2 Tipos de pozos geotérmicos	12
1.2 Metodología general para la construcción de un pozo	14
1.3 Funcionamiento del pozo posterior a la construcción	19
1.3.1 Estado de los pozos	20
Conclusiones capitulo I	23
Referencias bibliográficas	24
II. CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE INSTRUMENTACION Y ANALISIS ESTADISTICO DE DATOS	
2.0 Conceptos y fundamentos	25
2.1 Partes de un instrumento	28
2.2 Análisis de datos experimentales	31
2.2.1 Análisis de incertidumbre	31
2.2.2 Análisis estadístico de datos	32
2.2.3 Probabilidades	34

2.2.3.1 Distribución de probabilidades	36
2.2.3.2 Prueba chi-cuadrado de conformidad	40
2.2.4 Análisis de regresión (método de los mínimos cuadrados)	42
Conclusiones capítulo II	46
Referencias bibliográficas	47

III. EQUIPOS E INSTRUMENTOS DE MEDICION

3.0 Instrumentos para medición de presión	48
3.0.1 Instrumentos para medición de presión superficiales	48
3.0.1.1 Manómetros hidrostáticos	49
3.0.1.2 Manómetros elásticos	49
3.0.2 Instrumentos para medición de presión profundos	51
3.0.2.1 Especificaciones técnicas del instrumento	55
3.0.2.2 Instrucciones de operación	55
3.0.2.3 Mal funcionamiento de instrumentos de presión	61
3.0.3 Instrumentos para medición continua de presión	62
3.0.3.1 Transmisor industrial de presión PX725/PX726	63
3.0.3.2 Datalogger	69
3.1 Instrumentos para medición de temperatura	72
3.1.1 Elemento medidor de temperatura profundo KTB	72
3.2 Instrumentos para medición de flujo de vapor y caudales de agua	72
3.2.1 Discos de orificio	74
3.2.1.1 Forma de los discos	77
3.2.1.2 Calculo de las constantes de los discos	77
3.2.1.3 Requerimientos generales para la medición	79
3.2.2 Vertederos	80
3.2.2.1 Vertedero rectangular	81
3.2.2.2 Vertedero triangular	83
3.2.2.3 Normas ISO 1438/1	84
3.2.2.4 Mantenimiento de vertederos	93
3.2.2.5 Criterios para la selección de las placas y del canal	94
3.2.2.6 Equipo para medición de la altura de cresta en vertederos	94
3.2.3 Medidores electromagnéticos	98
3.2.4 Censor de flujo Annubar	99

3.2.5 Medidores ultrasónicos	103
3.3 Equipos para muestreo profundo	103
3.3.1 Muestreador Kuster	103
3.3.2 Muestreador KLYEN	105
3.3.2.1 Operación, carga, recuperación y mantenimiento	106
3.4 Equipos para calibración de instrumentos	108
3.4.1 Calibrador de baño de aire Kuster	108
3.4.1.1 Instrucciones de instalación	112
3.4.1.2 Procedimiento de calibración	112
3.4.1.3 Mantenimiento del equipo	116
3.4.2 Calibrador de peso muerto	117
3.4.2.1 Operación del calibrador	119
3.4.2.2 Precauciones generales	120
3.5 Calibración de instrumentos	120
3.5.1 Calibración de elementos para medición profunda de presión y temperatura	121
3.6 Materiales recomendados para uso geotérmico	123
Conclusiones capítulo III	125
Referencias bibliográficas	126
IV MEDICIONES GEOTERMICAS	
4.0 Objetivo de las mediciones y pruebas de los pozos	127
4.1 Medición geotérmica	129
4.2 Tipos de medición geotérmica	129
4.3 Mediciones superficiales	131
4.3.1 Medición de presión manométrica	132
4.3.1.1 Procedimiento	132
4.3.1.2 Procesamiento de datos	133
4.3.2 Medición de presión diferencial	133
4.3.2.1 Procesamiento de datos	133
4.3.3 Medición de flujo de agua en canaleta	134
4.3.3.1 Procedimiento	134

4.3.3.2	Procesamiento de datos	135
4.3.4	Medición de flujo de vapor	137
4.3.4.1	Terminología empleada	137
4.3.4.2	Procedimiento	138
4.3.4.3	Procesamiento de datos	139
4.3.5	Pruebas de producción	142
4.3.5.1	Objetivos	142
4.3.5.2	Terminología empleada	143
4.3.5.3	Prueba de producción con pozo descargando a la atmosfera	143
4.3.5.4	Prueba de producción con pozo descargando al silenciador	146
4.3.5.5	Generación eléctrica a partir de energía geotérmica	153
4.3.5.6	Eficiencia térmica relacionada con la entalpía	154
4.3.5.7	Entalpía de la descarga de pozos de agua caliente	154
4.3.5.8	Estimación de la potencia eléctrica	155
4.3.6	Calculo de características de producción de pozos productores	155
4.4	Mediciones profundas	159
4.4.1	Perfiles de presión y temperatura	160
4.4.1.1	Objetivos	161
4.4.1.2	Equipos y herramientas necesarios para la medición	162
4.4.1.3	Procedimiento de campo	162
4.4.1.4	Procedimiento para la lectura de la cartilla	166
4.4.1.5	Procesamiento de datos	168
4.4.2	Pruebas transitorias de presión	169
4.4.2.1	Prueba de inyectividad	171
4.4.2.2	Prueba de recuperación de presión (build-up)	174
4.4.2.3	Prueba de caída de presión (Fall-Off)	179
4.4.2.4	Pruebas de interferencia	180
4.4.3	Temperatura estática de formación	181
4.4.3.1	Comparación de recuperación de temperatura y recuperación de presión	183
4.4.3.2	Evaluación por la técnica de Horner	186
4.4.4	Medición de presión de reservorio desde superficie	197
4.4.4.1	Calculo de los factores de corrección	199
4.5	Trabajos especiales	201
4.5.1	Pruebas de inducción o estimulación de pozos	201
4.5.1.1	Presurización con aire	202
4.5.1.2	Elevación con aire	205

4.5.1.3 Inyección de fluido bifásico	206
4.5.1.4 Inyección de nitrógeno	206
4.5.1.5 Procedimiento	207
4.5.2 Calibración de tubería del pozo	207
4.5.2.1 Objetivos	208
4.5.2.2 Calibración con esferas	208
4.5.3 Muestreo profundo en pozos	209
4.5.3.1 Procedimiento cuando se utiliza el muestreador KUSTER	210
4.5.3.2 Procedimiento utilizando muestreador KLYEN	210
 Conclusiones capítulo IV	 212
 Referencias bibliográficas	 213

V. ANALISIS E INTERPRETACION DE DATOS GEOTÉRMICOS

5.0 Validación de resultados	214
 5.1 Interpretación de resultados	 215
5.1.1 Pruebas de inyektividad	215
5.1.2 Interpretación de registros de temperatura	216
5.1.2.1 Localización de acuíferos	217
5.1.2.2 Gradiente constante de temperatura	221
5.1.2.3 Período de calentamiento	223
5.1.2.4 Flujo entre diferentes acuíferos	226
5.1.2.5 Efecto de ebullición observado en perfiles de temperatura de pozos cerrados	228
5.1.2.6 Gradiente negativo de temperatura	229
5.1.2.7 Perfiles de temperatura de pozos con flujo de vapor	229
5.1.2.8 Temperatura en sistemas geotérmicos	239
5.1.3 Interpretación de registros de presión	239
5.1.3.1 Período de calentamiento	239
5.1.3.2 Registros de presión en pozo estático	241
5.1.3.3 Registro de presión en pozos fluyendo	241
5.1.3.4 Registros de presión dependientes del tiempo	242
5.1.3.5 Pruebas de flujo	243
5.1.4 Registros de calibración	244
 Conclusiones capítulo V	 245

Referencias bibliográficas	246
Conclusiones generales	247
Recomendaciones	248
Anexos	
Anexo A: Tabla factores de conversión de unidades	249
Anexo B: Tablas de vapor saturado	251

LISTA DE TABLAS

Tabla	Pagina
2.1 Elementos transductores comunmente utilizados en geotermia	29
2.2 Ejemplo de mediciones indirectas	30
2.3 Ejemplo de equipos utilizados en geotermia	30
3.1 Espesor recomendado discos de orificio	76
3.2 Coeficiente de descarga para vertedero con contraccion rectangular	89
3.3 Tamaño de tubería y numero de puertos sensores para annubar	100
3.4 Modelos de muestreadores KUSTER	105
4.1 Factores de correccion para presión mayor	147
4.2 Selecccion de tubería de descarga	147
4.3 Valores de Entalpía en funcion de k para prueba de producción	150
4.4 Estimacion de temperatura estática de pozo TR-14	190
4.5 Datos de recuperación de temperatura en pozo WK4	193
4.6 Datos para construcción de gráfica Horner	194
4.7 Propiedades térmicas de las formaciones de Wairakei e Ignimbrite	196

LISTA DE FIGURAS

Figura	Página
1.1 Zonas de subducción y volcanismo	4
1.2 Modelo de un campo geotérmico de liquido dominante	6
1.3 Modelo de campo geotérmico de vapor dominante	10
1.4 Esquema mostrando las etapas de perforación	15
1.5 Esquema de pozo terminado y esquema de comportamiento	17
2.1 Diagrama de bloques de un instrumento de medición	28
2.2 Distribución de probabilidades	37
2.3 Distribución de error normal o gaussiana para dos valores de la desviación estandar	40
2.4 La función chi-cuadrado	42
3.1 Principio de funcionamiento manómetro hidrostático	49
3.2 Manómetro tipo tubo Bourdon	50
3.3 Elemento censor de presión Kuster KPG	52
3.4 Registrador Kuster KPG	53
3.5 Reloj Kuster KPG	54
3.6 Manipulación del registrador	56
3.7 Ensamble del registrador	56
3.8 Instalación de la cartilla en el portacarta	56
3.9 Proveedor de tensión KUSTER	59
3.10 Verificación del largo del fuelle	60
3.11 Trazo no retorna a línea base	61
3.12 Trazo regresa pasando línea base	61
3.13 Trazo dentado	62
3.14 Trazo no toca línea base	62
3.15 Línea base torcida	62
3.16 Transmisor de presión a) PX725 y b) PX726	63
3.17 Diagrama simplificado del transmisor de presión	64
3.18 Transmisor alambrado a la fuente de poder del instrumento	65
3.19 Transmisor alambrado a una fuente externa	66
3.20 Diagrama esquemático arquitectura datalogger	70
3.21 Etapa multiplexor de datalogger	71

3.22 Elemento medidor de temperatura KUSTER	73
3.23 Instalacion recomendada de los discos de orificio y forma del disco	76
3.24 Principio del vertedero rectangular	81
3.25 Principio de funcionamiento vertedero triangular	83
3.26 Vertedero con placa en contraccion rectangular	86
3.27 Coeficiente de descarga $C_e = a + a'(h/p)$	87
3.28 Valor de k_b relacionado a b/B	88
3.29 Vertedero con placa de muesca triangular	91
3.30 Coeficiente de descarga $C_e(\alpha=90^\circ)$	92
3.31 Coeficiente de descarga C_e relacionado a un ángulo de α	92
3.32 Valores de k_h relacionado al angulo de abertura α	93
3.33 Principio de operación medidor neumático	96
3.34 Medidor neumático remoto	97
3.35 Forma de la punta de barilla capilar	97
3.36 Medidor de flujo electromagnético	98
3.37 Censor de flujo annubar	100
3.38 Medidor de flujo ultrasónico	103
3.39 Muestreador Kuster	104
3.40 Instalaciones para un muestreo profundo	107
3.41 Recuperación de muestra	107
3.42 Muestreador Klyen	109
3.43 Calibrador baño de aire	110
3.44 Detalle de controles calibrador baño de aire	114
3.45 Instalación del elemento a calibrar	115
3.46 Calibrador de peso muerto	118
4.1 Arreglo típico para tomas de presión en tuberías	132
4.2 Vertedero rectangular sin contracción lateral	136
4.3 Vertedero rectangular con contracción lateral	136
4.4 Vertedero con contracción triangular	137
4.5 Arreglo típico para la medición de flujos de vapor en tuberías	138
4.6 Pozo descargando directamente a la atmósfera	144
4.7 Instalaciones para realizar una prueba de producción horizontal	147
4.8 Entalpía en función del parametro K	151
4.9 Característica de producción de un pozo	153
4.10 Instalaciones necesarias para medición de agua y vapor de un pozo	157
4.11 Balance de masa y energía en el silenciador	157
4.12 Balance de masa y energía en el separador	158

4.13 Esquema de instalaciones para correr un registro profundo	163
4.14 Comportamiento de la presión y el caudal durante prueba de inyektividad	172
4.15 Comportamiento de la presión vrs caudal inyectado	173
4.16 Perfil de presión vrs caudal para un pozo de alta permeabilidad	173
4.17 Comportamiento de la presión durante la prueba de Build-Up	175
4.18 Comportamiento de la presión con el tiempo logarítmico	176
4.19 Comportamiento de la presión durante la prueba de caída de presión	179
4.20 Comportamiento de recuperación de temperatura de la formación	182
4.21 Recuperación de temperatura teórica Horner	187
4.22 Gráfico de temperatura Horner para un pozo con 2.4 horas de circulación de lodo	188
4.23 Gráfico de temperatura Horner para un pozo con 50 horas de circulación de lodo	189
4.24 Determinación de temperatura estática	191
4.25 Gráfico de Horner de recuperación de temperatura a 934 m pozo WK4	195
4.26 Curvas para corrección de la temperatura	197
4.27 Sistema de suspensión para monitoreo presión de reservorio	199
4.28 Esquema ilustrativo cámara de suspensión	199
4.29 Instalación mecánica para inducción por compresión de aire	203
4.30 Diagrama esquemático del proceso de estimulación por compresión de aire	204
4.31 Perfil de un pozo presurizado con aire	204
4.32 Instalación necesaria para inyección de fluido bifásico con caldera	206
5.1 Prueba de inyektividad pozo TR-14	215
5.2 Gráfica para calcular índice de inyektividad prueba en pozo TR-14	216
5.3 Registro de temperatura en pozo TR-14 a 168.8 hora de recuperación	217
5.4 Perfiles de temperatura de pozo con tres acuíferos	218
5.5 Esquema mostrando una entrada de agua en el pozo durante la inyección	219

5.6 Perfil de temperatura medido durante la inyección en pozo SG-7 en Svartsengi, Islandia	220
5.7 Registros dinámicos de temperatura de pozo TR-14	221
5.8 Registro de temperatura en el sudeste de Islandia, PozoNo 58	222
5.9 Perfiles de temperatura en el pozo IDPR en Reyoarfgordur en Islandia	224
5.10 Gradiente de temperatura y circulación de agua	225
5.11 Registros de temperatura en pozo 2 en Laugar Sugandafjordur, Islandia	226
5.12 Registros de temperatura de pozo KW-2 Krafla, Islandia	227
5.13 Relación entre temperatura de ebullición y presión para el agua	228
5.14 Mediciones de temperatura en pozo KG-5 Krafla, Islandia	230
5.15 Perfil de temperatura en pozo KJ-6 Krafla, Islandia	231
5.16 Registro de temperatura en pozo 8, Krisuvik Islandia muestra un gradiente negativo	232
5.17 Presión y temperatura medido durante la descarga del pozo KJ-9, Krafla Islandia	234
5.18 Perfiles de temperatura en pozo HGP-A, Hawaii USA	235
5.19 Temperatura y presión medida en pozo KG-2 cuando el pozo fluye, Krafla Islandia. La descarga es vapor supercalentado	236
5.20 Perfiles de temperatura en pozo KG-3, Krafla Islandia	237
5.21 Registros de temperatura en pozo N-5 Nesjavellir Islandia	238
5.22 Registro de presión en pozo BJ-11 durante el periodo de calentamiento, Namafjall, Islandia	240
5.23 Distribución de presión en sección transversal del Campo Geotérmico Nesjavellir, Islandia	241
5.24 Temperatura y presión al nivel 500 m abajo del nivel del mar en Campo Geotérmico Krafla, Islandia	242
5.25 Presión a 600 m de profundidad en pozo KG-8, Krafla Islandia	243

CAPITULO I

LA ENERGIA GEOTERMICA ORIGEN Y

APROVECHAMIENTO

Introducción

En este capítulo se pretende introducir de una manera general una descripción de en que consiste la energía geotérmica, cual es su origen y de que manera se hace para aprovecharla en la generación de energía eléctrica. Para ello se presenta la teoría que explica la presencia de zonas anómalamente calientes en la corteza terrestre, las condiciones que deben existir para que exista un reservorio geotérmico de calidad comercial, es decir que pueda ser explotado para la generación de energía eléctrica, la estructura básica de un reservorio o campo geotérmico, los tipos de campos geotérmicos que existen y la forma como se hace para extraer la energía térmica contenida en las rocas calientes del reservorio. El capítulo finaliza con la descripción de la metodología que se sigue para la perforación de un pozo geotérmico y su funcionamiento inmediatamente después de construido.

1.0 ORIGEN DE LA ENERGIA GEOTERMICA

Para comprender mejor en que consiste la geotermia, se comenzará definiendo lo que significa este término.

GEOTERMIA: Significa literalmente CALOR TERRESTRE; sin embargo el término se refiere en la práctica al aprovechamiento industrial del “vapor de agua”, extraído (artificialmente) con suficiente presión y temperatura como para mover un turbo generador de electricidad, desde un reservorio situado a cientos o millares de metros por debajo del suelo y el cual fue, o está siendo todavía calentado por el alto flujo de calor proveniente de una fuente calórica natural todavía varios kilómetros más profunda que el citado reservorio.

El agua referida es en general meteórica, es decir agua lluvia, que se infiltra hasta grandes profundidades y se calienta y presuriza al encontrar su *olla de presión: el reservorio geotérmico*. Destapar esa olla en forma controlada es lo que hace un *pozo geotérmico* y utilizar la fuerza y energía del vapor que se genera al liberar la presión un agua encerrada con mucho más de 100°C de temperatura, es lo que hace un turbo generador, o en términos más completos y usuales una *planta o central geotérmica*.

Datan del siglo XVII las observaciones mineras que mostraron que en cualquier sitio la temperatura de la corteza terrestre aumenta con la profundidad, existiendo por lo tanto un *gradiente de temperatura o gradiente térmico*, cuyo valor normal o de referencia es de 1°C por cada 33 metros. El fenómeno se debe evidentemente a un flujo de calor directo desde el interior hacia el exterior de la tierra, cuya fuente debe estar directamente relacionada con la naturaleza interior de nuestro planeta y sus procesos físicos, los cuales serán tratados en las siguientes secciones.

1.0.1 Teoría acerca de la formación de los reservorios geotérmicos

Teoría de Wegener.

Francis Bacon comentó en 1620 que parecía existir una correspondencia entre las dos orillas del océano atlántico. Tres siglos más tarde, este mismo hecho llevó a F. B. Taylor en América y Alfred Wegener en Europa, a postular la teoría de los desplazamientos continentales. Según esta teoría, hubo un tiempo en que todas las masas de tierra del planeta formaron un único y vasto continente llamado PANAEGEA, palabra griega que significa “toda la tierra”. Se supone que panaegea debió fragmentarse durante los 200 millones de años precedentes y que sus partes han flotado hasta alcanzar sus posiciones actuales.

Este comportamiento se puede explicar como el efecto del calor del interior de la tierra; algunos físicos sostienen que el núcleo(en fusión) está creciendo a expensas del manto que lo envuelve, y que ello provoca la expansión de la tierra como un todo. Tal expansión podría ser la causa del evidente desplazamiento de los continentes con respecto a los océanos, los cuales están creciendo en los centros por la adición de nuevo material básico proveniente del manto. Las cadenas montañosas en el centro de los océanos cuentan con la presencia de volcanes, lo que indica una abundancia de calor subterránea que debe tener su origen en el manto. A través de estas cordilleras existe una pérdida de calor mayor que en las depresiones más profundas situadas a la orilla del océano.

Ubicación geológica de los reservorios geotérmicos.

La temperatura y la densidad de la masa se incrementan rápidamente a medida que se incrementa la profundidad; es decir, al acercarse al centro de la tierra. Pero gracias a la relativamente baja conductividad termal de la corteza terrestre las condiciones en la superficie son lo suficientemente buenas para que exista vida. El estudio de esta capa delgada, que es la corteza, es fundamental para la comprensión de este fenómeno

geofísico. La frontera que separa el manto de la corteza terrestre se conoce como DISCONTINUIDAD DE MOHOROVICIC o MOHO. La temperatura en el moho es del orden de los 600°C, mientras que en el centro de la tierra andará por los 6000°C.

Tanto en el manto superior como en la corteza se pueden acumular grandes esfuerzos, que originan movimientos de material y dan origen a una actividad sísmológica y la ocurrencia de terremotos .

Al localizar las zonas con alto grado de sismicidad y ocurrencia de terremotos en un mapa del globo terrestre se encuentra que la mayoría de ellos están confinados en determinadas zonas conocidas como “EL CINTURON SISMICO” o “CINTURON DE FUEGO”. Sorprendentemente cuando se estudia la ubicación de las zonas hidrotermales más importantes del mundo, se determina que la distribución de ambas zonas es similar. La explicación a esta coincidencia se encuentra en la Teoría de Wegener o teoría tectónica de placas, la cual considera que la corteza terrestre consiste de varias placas discretas(seis mayores y algunas más pequeñas), que están continuamente en movimiento relativo a razón de algunos centímetros por año.

Este movimiento relativo implica que en algunos lugares de la corteza las placas se están separando, y en otras están colisionando, ya que ellas flotan sobre un manto líquido; en algunos lugares está brotando material nuevo y en otros la corteza está destruyéndose.

Las partes de la corteza que se encuentran a lo largo del cinturón sísmico que corre a lo largo del centro del océano atlántico es típico de separación de la corteza; esta separación se origina en el flujo continuo de magma hacia arriba desde el manto, produciendo material nuevo que obliga al suelo oceánico a extenderse uniformemente. Los Andes y la costa del pacífico de Centro América, son ejemplos de lugares en que las placas de la corteza terrestre están colisionando, dando origen a grandes cordilleras montañosas.

Una característica importante de las zonas de frontera de placas, ya sea que se separen o colisionen, es la presencia de volcanes(activos, pasivos o extintos). Las zonas de colisión de placas se caracterizan además por la presencia de trincheras oceánicas profundas, a la par de una cordillera montañosas y de volcanes a cierta distancia de la cordillera, tal como ocurre en la costa pacífica de Centro América. A esta condición se le llama ZONA DE SUBDUCCION, que es donde parte de la corteza terrestre, al fracturarse, se desliza traslapandose, reintegrándose al manto.

La presencia de volcanes de debe a penetraciones magmáticas de material caliente provenientes del manto dentro de la corteza como resultado de las perturbaciones de las fronteras de placas. Tales penetraciones magmáticas pueden originar flujos de lava en los volcanes activos o puede ser que no lleguen hasta la superficie y únicamente tome la forma de una *intrusión magmática*. La importancia de la teoría tectónica de placas desde el punto de vista geotérmico, radica en el hecho que los campos hidrotermales más conocidos se encuentran en el cinturón sísmico, o sea donde hay actividad volcánica. Esto no significa que se encontrarán campos hidrotermales explotables en cualquier punto del cinturón, porque como se verá más adelante, es necesario que se cumplan ciertas condiciones geológicas e hidrogeológicas que favorezcan la formación de campos de buena temperatura y permeabilidad.

El volcanismo reciente o activo y la geotermia guardan una real y estrecha relación, que se explica como sigue: El calentamiento friccional y conductivo que origina la placa que se sumerge en una zona de subducción, funde parte de ella y es esta fracción fundida la que puede subir hacia la superficie formando los volcanes y arcos insulares, típicamente arreglados detrás de las depresiones o fosas marinas (véase la figura 1). Si una placa, por estar fría, se quiebra antes de fundirse cuando empieza a reciclarse al manto, origina terremotos.

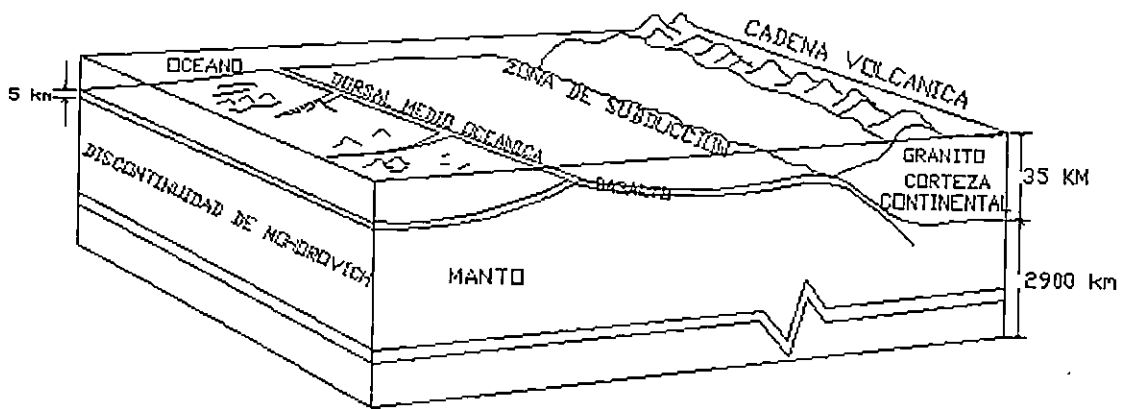


Figura 1.1 Zonas de subducción y volcanismo.

Dado que las placas continentales pueden fracturarse en el proceso de una subducción, además de ocasionar sismos se producen fisuras por las que pueden subir “burbujas” de lava. Las burbujas que llegan a aflorar en la superficie, dan origen a erupciones volcánicas; pero las que por alguna limitación se quedan a unos pocos kilómetros de profundidad (5 a 15 km como referencia internacionalmente aceptada), forma las denominadas “cámaras de magma” o “intrusiones magmáticas”. Inicialmente estas intrusiones son mucho más calientes que la roca que las rodea y por lo mismo les sigue necesariamente un proceso de enfriamiento en el que ceden su calor (por conducción) a las rocas circundantes. Las rocas superiores tales como las situadas a unos 2 km de profundidad en un reservorio geotérmico, son las primeras receptoras potenciales de dicho flujo de calor vertical.

Es de aclarar que, en la práctica, a un área geotérmica se acostumbra denominar “campo geotérmico” sólo en la medida que se ha verificado (con pozos) que le subyace un reservorio geotérmico comercial. Por otra parte y aunque es lo más usual, no siempre existen en un área o campo geotérmico “manifestaciones superficiales”, localmente llamados ausoles, que lo evidencien; y tampoco es siempre cierto que la presencia de estas últimas signifiquen la existencia de un reservorio geotérmico comercial.

El flujo normal de calor

La parte granítica de la corteza es relativamente rica en elementos radiactivos de larga vida media (U238, U235, Th232, K40), que en su proceso de decaimiento entregan calor. Otra fracción importante del calor proviene del manto, en cantidad variable de una región a otra. En las áreas oceánicas, en las cuales está ausente la parte granítica de la corteza y hay sólo unos 5 km de basaltos débilmente radiactiva, el flujo de calor es, contrariamente a lo que podría esperarse, prácticamente del mismo valor que en los continentes; de tal manera que en estas áreas la mayor parte del calor debe provenir del manto.

En la base de la corteza (es decir, cerca de 35 km bajo los continentes y 5 km bajo el fondo de los océanos), se tendrían respectivamente temperaturas de 600-700 °C; pero sea en áreas continentales como oceánicas, el valor medio del flujo de calor medido en superficie es prácticamente igual y corresponde a 1.65 $\mu\text{cal}/\text{cm}^2\cdot\text{seg}$. Este valor se considera un flujo de calor normal o de referencia, con respecto al cual se puede cuantificar y calificar las ANOMALIAS de flujo de calor (valores superiores al normal), que ocurren en algunos sitios.

Flujo anómalo de calor y las áreas geotérmicas

Existen zonas del globo en las cuales las temperaturas indicadas anteriormente para la base de la corteza son mucho más vecinas a la superficie y por lo tanto el flujo de calor tiene valores mucho más elevados. Estas zonas se encuentran en general sobre las dorsales medio-oceánicas y sobre ciertas fajas de la corteza terrestre. La región donde se han medido los más altos valores de flujo de calor en todo el globo, se ubica en el océano pacífico sobre una faja de orientación norte-sur que dista unos 2000 km de las costas de centroamérica.

Las áreas geotérmicas son también zonas restringidas de la corteza, en las cuales el flujo de calor es anómalo; es decir docenas o cientos de veces superior al valor normal. Por ejemplo en Ahuachapán, alrededor de la zona ocupada por el campo geotérmico, se ha medido en el pasado un flujo de calor del orden de 100 $\mu\text{cal}/\text{cm}^2\cdot\text{seg}$ y pérdidas de calor en superficie de aproximadamente 80000 kcal/seg.

1.0.2 Condiciones para que se de origen a un reservorio geotérmico .

Debido a que la distribución de energía térmica y temperatura no es uniforme bajo la superficie de la tierra, existen regiones en las que es posible obtener fluidos geotérmicos utilizables para fines varios. Sin embargo, la tecnología actual requiere que para que un reservorio geotérmico sea explotable deben cumplirse las siguientes condiciones:

- La temperatura debe ser alta, preferiblemente arriba de los 200°C,
- La profundidad de la localización sea menor de los 3 km.,
- Deben existir fluidos naturales que transporten el calor a la superficie,
- El reservorio debe tener un volumen adecuado, y
- La permeabilidad del reservorio debe ser lo suficientemente alta para mantener un flujo adecuado en los pozos y en la recarga del reservorio.

El entendimiento de las características físicas en los reservorios geotérmicos es muy importante para la clasificación, exploración y explotación de uno de ellos. Existen además otros procesos de suma importancia como lo son los geoquímicos y los geológicos.

Algunos de estos procesos físicos son: el transporte de calor conductivo y convectivo tanto en la superficie como en la roca matriz, el transporte de agua y/o vapor en los poros de un medio fracturado, el transporte de solutos que afecta las características de fluidos y la consolidación y efectos de subsidencia terrestres asociados con la extracción del fluido.

1.0.3 Campos geotérmicos.

Un campo geotérmico propiamente dicho, es aquella área geotérmica bajo la cual existen, de arriba hacia abajo, los siguientes elementos principales (ver figura 1.2):

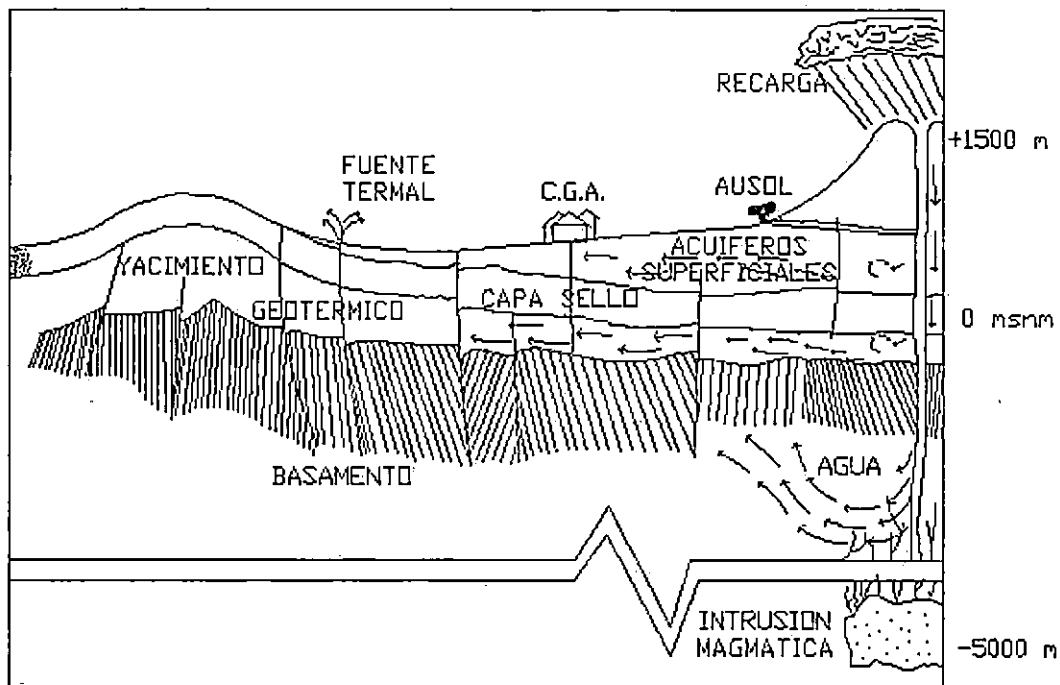


figura 1.2. Modelo de un campo geotérmico de líquido dominante.
(Modelo de Ahuachapán)

1- Una "capa sello".

Es el estrato más superficial y de varios cientos de metros de espesor, cuya parte inferior esta formada por rocas prácticamente impermeables, que impide escapes directos hasta la superficie del calor y los fluidos almacenados por debajo de ella. En

los campos geotérmicos de Ahuachapán y Berlín , el fondo de esta capa sello alcanza una profundidad de 500 a 1500 metros respectivamente.

La parte superior de este estrato está generalmente formada por materiales no compactos (permeables), por lo cual en ella pueden haber acuíferos sea no-termales o poco termales de poca profundidad, así como fenómenos débiles de naturaleza geotérmica en la superficie; es decir, manifestaciones tales como fumarolas, géysers, fuentes de agua caliente, suelos humeantes o chorros de vapor.

2- Un reservorio geotérmico.

Es un estrato de rocas permeables y calientes que normalmente alcanza varios cientos de metros de espesor (no menos de 1 km en Ahuachapán y Berlín). Estas rocas porosas o fracturadas permiten el almacenamiento y la circulación de fluidos en su interior (agua y gases) a los cuales transmite su calor, provocando que adquieran altas temperaturas y presiones. Para un reservorio "comercial", las temperaturas y presiones deben ser mayores que unos 230°C. Las presiones hidrostáticas alcanzan unas 30 a 40 atmosferas a la elevación del nivel del mar.

El agua que se almacena y presuriza al interior de un reservorio no se fuga, ni pierde sus características de alta temperatura y presión, en virtud de la capa sello. Si el reservorio funciona como el recipiente de una olla de presión, la capa sello sería precisamente la tapadera que impide que el líquido caliente interior se evapore descontroladamente. Este estrato almacenador del agua cuya fracción de vapor servirá posteriormente para impulsar una turbina, es el que tipifica a un campo geotérmico. Es el que se busca identificar en la exploración y hasta cuya profundidad se perforarán los pozos geotérmicos; es decir, en el rango desde unos 600 hasta unos 3000 metros.

Los pozos geotérmicos son entonces una especie de "pajilla" con la válvula, únicamente por medio de la cual se podrá dejar que salga a la superficie el agua presurizada y de alta temperatura que hay en un reservorio. Tal como ocurre en una olla de presión doméstica, toda depresurización de un agua en fase líquida con temperatura mayor de 100 °C, origina que una parte se transforme en vapor. Esta parte de vapor será mayor en tanto más alta haya sido la temperatura original del líquido y tanto menor sea la presión a la que se deja evaporar. Excepto en condiciones especiales, a la boca de salida de un pozo geotérmico lo que sale usualmente es una mezcla de las fases líquida y vapor de agua.

3- Una recarga de fluido para el reservorio.

El fluido que se almacena en un reservorio para recibir el calor de las rocas y transportarlo hasta la superficie, debe provenir de alguna parte. Este fluido es en general el agua lluvia o meteórica, que se infiltra en zonas aledañas al campo geotérmico, aprovechando fallas geológicas, chimeneas de volcanes, etc. hasta alcanzar grandes profundidades (3 a 5 km) y adquiere así altas temperaturas. Al encontrar pasos preferenciales que le permiten su circulación horizontal (tales como zonas de contacto entre diferentes formaciones litológicas) puede abastecerse a un reservorio geotérmico. Su contacto con las rocas no sólo la provee de temperatura y

presión, sino también de una alta salinidad. La salinidad total del agua que hay en un reservorio es usualmente de varios miles de partes por millón, y la sílice es generalmente uno de los componentes predominantes. Esta circulación del agua de recarga, es importante observarlo, no es tan rápida; puede tomar decenas o cientos de años desde que el agua lluvia se empezó a infiltrar, hasta que llega a un reservorio. Esta es una de las razones por la que, en términos rigurosos, no se conviene en considerar al recurso geotérmico como “renovable” y tampoco se hacen afirmaciones absolutas en el sentido contrario.

4- El basamento.

Este es un estrato impermeable que puede o no ser interceptado con la perforación. Es la base del reservorio, en donde la temperatura sigue aumentando hacia abajo. Existen campos geotérmicos en donde el techo de este estrato aún no ha sido identificado, lo cual es debido por una parte a que existe un límite tecnológico y económico en las profundidades que se pueden alcanzar en una perforación geotérmica; en general, del orden de los 3 km. Por otra parte no es un objetivo perforar hasta alcanzar el techo de un basamento, excepto bajo propósitos especiales de investigación en un determinado campo.

5- Una fuente de calor.

A profundidades de 5 a 15 km; o en otras palabras hasta unos 12 km más abajo de la base de un reservorio, deben estar las “intrusiones magmáticas” o porciones de magma en proceso de enfriamiento; es decir, emanando hacia arriba el calor que reciben las rocas de un reservorio. Este proceso de enfriamiento y solidificación no ocurre tan rápido, como es usual en la superficie, porque el calor se transmite a las rocas circundantes esencialmente por conducción.

La magnitud de este flujo de calor conductivo obviamente será mayor, en tanto más reciente haya sido la actividad eruptiva o el movimiento tectónico que dio origen a la intrusión.

Ya que lo que se busca extraer para la utilización no es la fuente de calor en si, sino el fluido (agua calentada y presurizada por esa fuente), tanto el potencial de calor como la magnitud de una recarga de agua son los elementos que califican la importancia comercial de un reservorio y de un campo geotérmico.

1.0.3.1 Tipos de campos geotérmicos.

Dependiendo de cuál es el estado termodinámico inicial del agua en el reservorio, así existen los siguientes tipos principales de campos geotérmicos (englobados en forma genérica como SISTEMAS HIDROTERMALES CONVECTIVOS y utilizados en producción de energía eléctrica con turbinas convencionales de vapor):

Sistemas de líquido dominante

Los sistemas de agua caliente se caracterizan porque es agua líquida la fase continua que controla la presión. Puede estar presente algún vapor generalmente como burbujas discretas en las zonas menos profundas de menor presión. El agua sirve en los sistemas convectivos como el medio por el cual se transfiere calor desde las fuentes profundas o reservorios geotérmicos hasta la superficie, generalmente alcanzables mediante la perforación de pozos. El agua lluvia se filtra en áreas superficiales con características permeables y circula hacia abajo. A profundidades entre los 2 y 6 km. el agua es calentada por conducción por rocas calientes que a su vez deberían ser calentadas por roca fundida.

Sistemas de vapor dominante

Son aquellos en los cuales se produce vapor seco o sobrecalentado; por esta razón algunas veces se les llama "sistemas de vapor seco". Ejemplo de esta clase de campos geotérmicos son Lardarello en Italia y los Geisers en California, USA. Los sistemas similares a Lardarello se desarrollan inicialmente de un sistema de agua caliente caracterizado por un suministro de calor muy grande y una rapidez de recarga pequeña. Así cuando el suministro de calor se hace suficientemente grande para hacer hervir más agua que la que es reemplazada por la recarga, se comienza a formar un reservorio de vapor dominante. La fracción de fluido descargado que excede la recarga es suministrada por el agua previamente almacenada en los poros y grandes fracturas. Algo de agua líquida se retiene en los poros y fracturas superficiales menores debido a la tensión superficial, así como en los poros cerrados. La zona freática profunda va declinando continuamente a medida que el fluido descargado excede la recarga. El vapor es entonces la fase que controla la presión en los poros grandes y los canales abiertos.

Dentro de estos también se subdividen en:

- Sistemas de vapor seco saturado,
- sistemas de vapor sobrecalentado.

Estos son los tipos de campos más comunes en el mundo y su principio de funcionamiento se esquematiza en las figuras 1.2 y 1.3. Los campos geotérmicos de Ahuachapán y de Berlín , pertenecen a la categoría de campos de líquido dominante; la diferencia básica entre ellos es que Berlín tiene mayor temperatura en el reservorio (300 °C) y por lo tanto una mayor proporción de vapor en el fluido producido por los pozos, o en otros términos, una mayor eficiencia desde el punto de vista de la generación eléctrica.

1.1 FORMA DE EXTRAER LA ENERGÍA GEOTÉRMICA.

Al igual que el petróleo, el fluido geotérmico es un recurso existente a considerables profundidades que sólo puede extraerse mediante pozos que se diseñen y perforen específicamente para ese propósito.

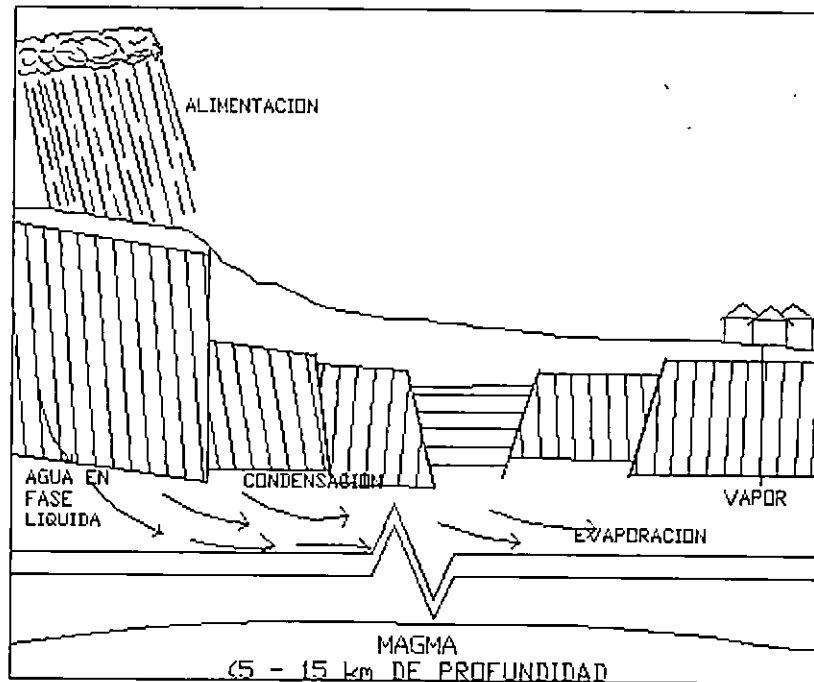


Figura 1.3. Modelo de campo geotérmico de vapor dominante

Hay similitudes generales entre la perforación petrolera y la geotérmica, sobre todo en la tecnología y en las dimensiones económicas y técnicas del problema. La tecnología de perforación petrolera, siendo más antigua que la geotérmica, ha servido de base en muchos aspectos; sin embargo, hay algunas diferencias importantes que es conveniente reconocer:

- Las profundidades alcanzadas con pozos petroleros están en el rango de 5 a 10 km; en geotermia hay por ahora un límite (tecnológico y económico) que está en el orden de 3 km. Hay por supuesto al menos una razón muy especial que explica este estado de cosas; a diferencia del petróleo, en el caso geotérmico hay que afrontar el problema de las elevadas temperaturas, las cuales pueden llegar a ser tan altas como para fundir las herramientas de perforación.
- Es claro que lo que se persigue extraer en geotermia es fluido caliente y presurizado, constituido en general por las dos fases del agua (líquido y vapor) y por algunos gases incondensables naturalmente presentes en mayor o menor grado.

A continuación se tratarán las diferentes fases que hay que ejecutar para la perforación de un pozo geotérmico, para poder extraer este fluido en forma controlada y manejable, iniciando la descripción desde la primera fase. También se harán comentarios generales acerca de las diferentes mediciones geotérmicas que se realizan a lo largo de todo este proceso, y que se continúan periódicamente cuando el pozo ya se encuentra en plena explotación.

1.1.1 Exploración geotérmica

El propósito de la exploración geotérmica es la de responder a la pregunta de ¿Dónde perforar?.

La exploración es todo un proceso que se comienza con una prospección o exploración en superficie, en forma indirecta y a la vez económica de lograr una identificación del recurso. A partir de cierto momento y en función de resultados se complementa con exploración profunda, es decir “pozos exploratorios” de diferente profundidad y diseño dependiendo de su objetivo específico, con las cuales se posibilita una identificación directa y una delimitación de las zonas a perforar para “pinchar” el reservorio. Esto significa que, antes de llegar a esa perforación destinada a extraer el “fluido comercial”, hay otros tipos de pozos en general más pequeños y de menor costo, que se perforan en el proceso investigación.

La perforación de pozos es una de las actividades más caras del proceso geotérmico y por esa razón se emplea a través de un proceso gradual de evaluación de resultados técnicos que cada vez permita ir reduciendo los subsiguientes riesgos mineros y financieros. En geotermia este trabajo a base de riesgos calculados y su reducción a medida que crecen las inversiones necesarias, se aborda diseñando la exploración de una región en 3 grandes etapas técnicas, sucesivamente condicionantes y de menor a mayor costo sobre todo por la perforación exploratoria asociada: Reconocimiento, Prefactibilidad y Factibilidad.

La prospección superficial se realiza aplicando una grande cantidad de técnicas o metodologías, que en nuestro medio se suelen identificar con el nombre general de *estudios geocientíficos*. Estos estudios se pueden considerar agrupados en 3 grandes geociencias: la geofísica, la geoquímica y la geología con sus ramas afines. Son áreas diferenciables por su objeto específico de estudio, pero todas persiguen identificar propiedades de las rocas y de los fluidos que hay abajo y se tienen que complementar entre sí para poder producir un resultado confiable.

Al inicio de toda exploración geotérmica se emplean usualmente la geología con sus ramas afines a la geotermia como la fotogeología, petrografía, hidrogeología, geovulcanología, etc. y la geoquímica de superficie (contenido de elementos químicos en los fluidos de los ausoles, aire del suelo, fuentes de agua termal y no termal incluyendo pozos domésticos; pronostico de temperaturas profundas mediante geotermometría, técnicas isotópicas y otras). La geofísica normalmente se agrega en el camino y comprende entre otras especialidades, la geoelectrica (estudio de la

resistividad del subsuelo), la gravimetría (comportamiento de la densidad), la magnetotelúrica (campos electromagnéticos naturales) y otras.

En casi todas estas disciplinas es usual objetivo o sinónimo de buenos resultados el identificar anomalías. La razón estriba en que, al igual que un gradiente de temperatura es anómalo por ser excepcionalmente alto y por lo tanto ad hoc a lo que se busca, en todos estos casos lo excepcional y característico de un terreno geotérmico está referenciado con respecto a valores encontrados en un terreno normal o no geotérmico.

1.1.2 Tipos de pozos geotérmicos.

Históricamente, en nuestro medio se ha hecho referencia a unos 7 tipos de pozos (actualmente reducidos a unos 4 tipos), cada uno con su propia relación de objetivo, diseño, costo y uso al que puede destinarse; yendo de los pequeños a los grandes. Estos tipos de pozos con sus características principales son los siguientes:

Pozos exploratorios

De gradiente

Usualmente en el rango de 30 a 150 metros de profundidad, y unos 350 metros como máximo; diámetros pequeños en el rango de 2 a 4 pulgadas. Se perforan con el fin principal de medir el gradiente de temperatura.

De testigo continuo

“Testigo” tiene el significado de “muestra de roca en forma de núcleo cilíndrico”; a diferencia de las muestras trituradas obtenidas normalmente. El fin principal es estudiar en detalle la litología, implicando mayor complejidad y costo, aunque tengan similares dimensiones que los anteriores.

Estos tipos de pozos someros, logrables con equipos de perforación pequeños, se practicó antes en la etapa inicial de reconocimiento geotérmico de una región o área. Aunque eventualmente complejos en ejecución, la ausencia de elevadas temperaturas y presiones no demandaba el uso de materiales especiales, con lo cual se atenuaba el costo. Con el tiempo estos dos tipos de pozos se hicieron uno sólo, el tipo de testigo continuo, ampliando un poco el rango de diámetros involucrados y la profundidad, restringiendo a tramos el testigo continuo y conservando a medias el objetivo de medir el gradiente térmico. A este tipo se le continuó llamando de testigo continuo por ser esto lo que comanda los costos y las dificultades técnicas. El gradiente térmico siempre resultó difícil de medir y dejó de tomarse como objetivo de pozos. Por otra parte, en la actualidad ya no es usual proponer ningún tipo de pozo somero aún en la etapa de reconocimiento, debido sobre todo a los limitados alcances.

Exploratorio de múltiple propósito

Este tipo de pozo vino después a reemplazar los dos anteriores. múltiple propósito de exploración significa aquí investigar litología, temperatura, permeabilidad, quimismo, etc. Son pozos un poco más grandes en diámetro y en profundidad (agujero máximo en la parte superior de unas 12 pulgadas y de 400 a 500 metros de profundidad como usual y 600-700 metros como máximo). Se comenzaron a utilizar en la medida que se incrementó la gama y la confiabilidad de estudios geocientíficos de superficie. Normalmente corresponden a una etapa de prefactibilidad geotérmica. En términos relativos podrían denominarse también "pozos exploratorios de mediana profundidad"; pueden eventualmente pinchar un reservorio, pero no se hacen con esta expectativa.

Exploratorio profundo

Estos son pozos de diámetros y profundidades grandes (agujeros inicial y final de 26 y 8½ pulgadas respectivamente, con 600 a 1500 metros de profundidad). En el tipo de completamiento y en los costos prácticamente no difieren de los pozos que se perforan para la utilización de un reservorio. El fin principal de estos pozos es interceptar un reservorio de calidad comercial. Estos pozos dan resultados útiles a los fines de una delimitación de la zona de mayor interés para extraer el recurso; es aquí donde se puede contestar con objetividad la pregunta inicial de donde perforar.

Pozos de explotación

Este grupo comprende los pozos de explotación, de reinyección y de propósitos especiales, estos últimos en general combinados.

El término explotación engloba no solamente la acción principal de producción ; sino también el caso más general en que esta puede ser combinada con reinyección, y otros propósitos o necesidades propias de una utilización, tales como la expansión o delimitación del campo (en área y en profundidad) o el perfeccionamiento en el manejo del mismo.

Los pozos perforados para cada uno de estos objetivos reciben estas denominaciones, aunque en general el resultado o el uso final no resulten correspondientes. Los 3 tipos son prácticamente iguales, de diámetros y profundidades grandes, y con diseños y costos muy semejantes a los exploratorios profundos. De hecho algunos de estos últimos son posteriormente utilizados como productores, reinyectores o para observar el comportamiento de la explotación. Las profundidades máximas en estos pozos son del orden de 3000 metros, aunque en nuestro medio se han realizado sólo en el rango de 600 a 2500 metros. Algunas peculiaridades propias de cada uno de estos pozos son la siguientes:

De producción

Reúnen las máximas exigencias en todo sentido. Si resultan no productivos o con déficit en la calidad comercial, lo cual no es extraño dentro de la grande heterogeneidad de los reservorios geotérmicos, pueden eventualmente servir como reinyectores si su ubicación relativa dentro del campo lo permite. A veces se hacen pequeñas modificaciones al interior del pozo para adecuarlo al nuevo uso. En otros casos, se utilizan como pozos de monitoreo para la presión y/o temperatura del reservorio.

De reinyección

Se diseñan específicamente en relación a la profundidad y diámetro del agujero a reinyectar, pero su diseño mecánico satisface las mismas exigencias que un pozo productor. De hecho en algunos casos un pozo que fue previsto para reinyección puede operarse en producción si casualmente ese fue el resultado y la conveniencia final. La profundidad total depende de si el esquema previsto de reinyección es arriba, al mismo nivel o por abajo del reservorio principal.

De propósitos especiales

Cuando se hacen para verificar la extensión del reservorio en profundidad pueden eventualmente ser más grandes que pozos productores existentes; pero su completamiento mecánico sigue siendo esencialmente el mismo ya que requieren ser previstos como para operar en una eventual producción.

1.2 METODOLOGÍA GENERAL PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UN POZO

Para la construcción de un pozo existen en general dos tipos de perforación: La perforación por percusión y la rotativa. Esta última como su nombre lo sugiere, aprovecha el efecto de la rotación de una herramienta para cortar la roca y es la más utilizada, particularmente cuando se trata de profundidades grandes. Hoy en día ya no solamente se hacen pozos rectos, sino también inclinados y aún curvos, lo cual se conoce como "perforación direccional".

El procedimiento para construir un pozo recto profundo por perforación rotativa es ilustrativo en los principios fundamentales de toda perforación geotérmica. Cómo se hace este tipo de pozos es lo que se explica a continuación con apoyo de los esquemas de las figuras 1.4 y 1.5. Los equipos de perforación empleados son similares a los utilizados en la industria petrolera, y lo que en suma se construye es un sistema telescópico; es decir, una sucesión de agujeros cada vez de menor diámetro a medida que aumenta la profundidad (por supuesto los cambios son discretos no continuos).

La herramienta que va habriendo el terreno hacia abajo es una broca o "barrena", de 3 conos dentados (los dientes son protuberancias sobre el mismo cono), que además de girar en conjunto, pueden hacerlo sobre su propio eje. El material es acero de la más alta dureza, a veces con pastillas de diamante para resistir la abrasividad. Al efecto de cortar la roca hay entonces dos movimientos de rotación combinados simultáneamente.

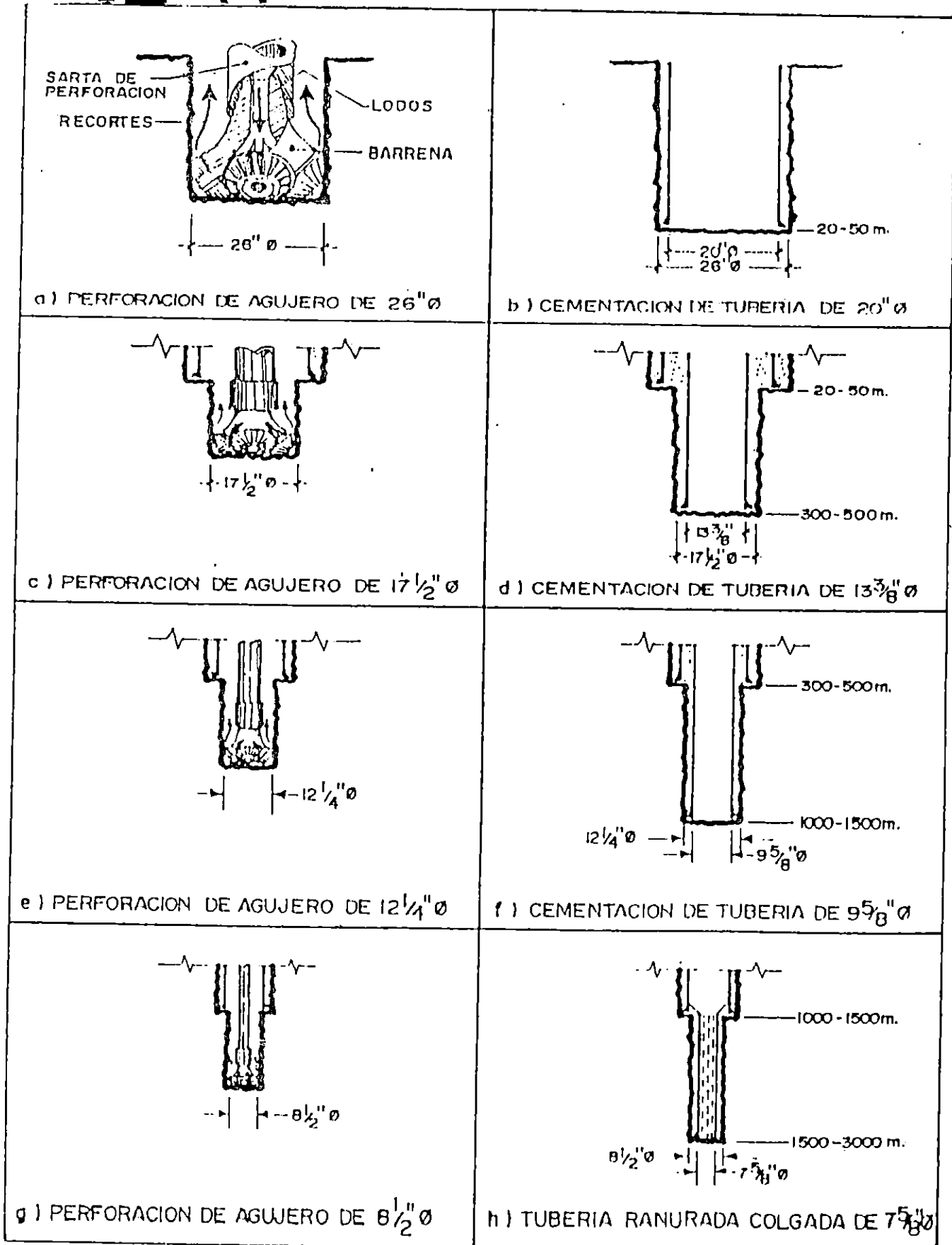


Figura 1.4. Esquema mostrando las etapas de perforación.

El conjunto completo de la barrena es hecho rotar a través de una “sarta de perforación” por motores de alta potencia que están en superficie en el equipo de perforación. Esta sarta es una sucesión enroscada de tubos de acero, de diámetros desde 3 a 5 pulgadas y con unos 12 metros de largo cada uno, que se van agregando a medida que el fondo del agujero cobra profundidad.

Ni la sarta ni la barrena, son completamente sólidos. Por su interior se hace circular, mediante otro conjunto de bombas de alta potencia, un “fluido de perforación”, que desempeña varias funciones:

- Agregar fuerza hidráulica para ayudar a romper la roca conjuntamente con los movimientos de rotación ya descritos,
- Lubricar las herramientas y sobre todo hacer subir los recortes de roca triturada para eliminarlos en superficie.

Este fluido de perforación puede ser aire, más comunmente “lodo de perforación”, que consiste en una mezcla viscosa de agua con algunos químicos como la bentonita y , en ciertas condiciones, hasta agua normal.

El esquema 1.4a muestra el inicio de un pozo. Una broca de 26 pulgadas de diámetro, abre el agujero inicial hasta unos 20-50 metros de profundidad. La roca triturada se saca del agujero en forma continua mediante el lodo de perforación que se inyecta por el interior de la sarta, llega al fondo del agujero y retorna hacia arriba (por el espacio anular que queda entre el exterior de la sarta y el agujero previamente perforado), acarreado en suspensión “la arena” o recortes de roca. El lodo funciona en un circuito cerrado por largos períodos; es decir, siempre se vuelve a inyectar después de filtrar en la superficie los recortes acarreados y de restituir sus propiedades reológicas (principalmente viscosidad y densidad). Los cambios completos ocurren cuando hay altas “*perdidas*” del lodo en la “*formación*” (roca de las paredes del agujero) o cuando las propiedades principales ya no pueden ser restituidas.

A este agujero de 26 pulgadas se le colocan después los tubos de acero que servirán de “tubería de revestimiento” y deberán ir cementados a las paredes del pozo. Estos tubos son, en este caso de 20 pulgadas de diámetro y unos 12 metros de longitud cada uno. se instalan enroscandolos uno a uno en superficie con ayuda del equipo de perforación, hasta alcanzar la profundidad total a revestir.

La cementación se hace con un procedimiento similar al del acarreo de recortes; es decir, inyectando el cemento con otras bombas especiales desde arriba por el interior de la tubería de revestimiento, y luego desplazandolo hasta que sale arriba por el espacio anular entre el exterior de la tubería de 20 pulgadas y el agujero de 26 pulgadas. Operaciones especiales de cementación se dan cuando el cemento se pierde en la formación y no hay el retorno esperado. La cantidad de cemento se calcula para el espacio anular a llenar dejando un margen adicional por el cemento que se puede perder en la pared del agujero. En esta parte de la perforación las pérdidas, las cuales se mencionaron arriba , tiene el significado de problemas.

Después de terminado el desplazamiento de cemento y de haber dejado entre unas 8 a 24 horas para el fraguado de éste, el pozo tiene la forma ilustrada en la figura 1.4b. Durante el tiempo que deja para el fraguado, se realizan mediciones de temperatura que permiten conocer de manera indirecta si se ha realizado una buena cementación de la tubería de

revestimiento, a este tipo de medición se le conoce como pruebas o control de cementación. A la zona del extremo inferior de la tubería de revestimiento que se colocó, se le llama "zapata" (en todos los casos), por lo cual estas zapatas conllevan el significado general de "cambios de diámetro".

El siguiente tramo a perforar puede ser del orden de unos 300 a 500 metros. A fin de poder entrar al agujero, se debe usar ahora una barrena de menor diámetro que la tubería de revestimiento precedente; típicamente una broca de 17½ pulgadas. Con esta broca se perfora primero el cemento que todavía hubiere quedado un poco arriba de la zapata al interior de la tubería de 20 pulgadas, y luego se repite prácticamente igual el proceso de perforación de la formación o perforación de agujero, hacia abajo de la zapata de 20 pulgadas de diámetro (ver figura 1.4c). En este caso, la roca triturada sube un primer tramo por el espacio anular que hay entre la sarta de perforación y el agujero de 17½ pulgadas; y otro tramo final, por el espacio anular que hay entre la sarta de perforación y la tubería de revestimiento anterior.

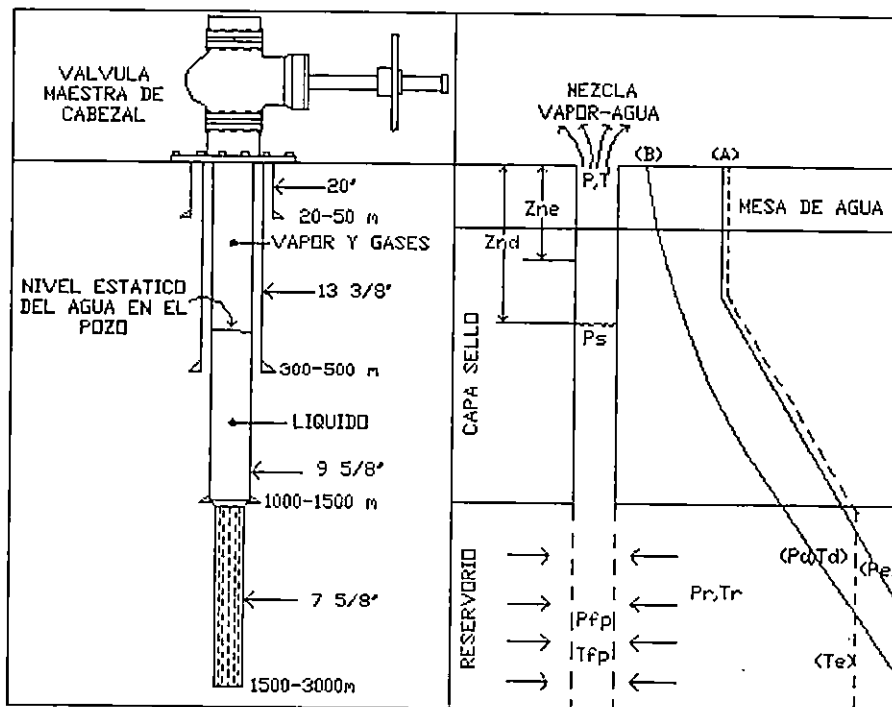


Figura 1.5 Esquema de pozo terminado y esquema de comportamiento

Cuando se perfora este tramo es normal que aparezca (o descienda si ya había antes), un nivel estático de agua en el interior del pozo, que refleja el nivel piezométrico del o los acuíferos interceptados. En las áreas geotérmicas del país, este nivel de agua se encuentra usualmente a partir de unos 200 a 300 metros de profundidad.

La tubería de revestimiento que se usa para este diámetro de agujero, es normalmente de 13 3/8 de diámetro. Después de realizada la cementación correspondiente, el pozo se encuentra como se ilustra en el esquema de la figura 1.4d.

Si es el caso que la capa sello del reservorio ha sido ya atravesada (estamos en 400-500 metros de profundidad) y por lo tanto lo que se espera encontrar subsecuentemente es el reservorio, entonces esta tubería de revestimiento que se acaba de colocar funcionará como "tubería de producción"; de lo contrario sería todavía una tubería de anclaje. Se va suponer aquí que aún falta 1 kilómetro de perforación para atravesar la capa sello (similar a lo que ocurre en el campo geotérmico de Berlín).

Se reinicia la perforación de agujero ahora con un diámetro de barrena de 12 ¼ pulgadas, como se muestra en el esquema 1.4e. Los procedimientos de perforación y cementación son los mismos que antes pero a estas profundidades surgen normalmente algunos problemas adicionales:

- Hay necesidad de controlar el funcionamiento de la sarta de perforación en cuanto a sus puntos de flotación y otros elementos de control mecánico e hidráulico. El fluido de perforación por su parte demanda cada vez mayores potencias para realizar su función.
- Las pérdidas de fluido de perforación se tienen que sellar ahora con mayores dificultades y tiempos de maniobra. La cementación completa de tubería de revestimiento puede requerir otros procedimientos muy especiales.
- Las temperaturas del agujero son mayores, crecientes siempre con la profundidad hacia valores en rango de 200 a 300 °C. Esto conlleva al menos que se requieren equipos preventores ante las posibilidades de erupción del pozo y el uso más frecuente de aditivos químicos para mantener las propiedades reológicas del lodo de perforación.
- Se requieren materiales más resistentes a la abrasividad o dureza de las rocas y también mayores cuidados para que las paredes del agujero perforado no se derrumben. Es también más necesario controlar y enmendar la verticalidad del pozo.
- Cuando las formaciones son muy inestables, es necesario reperforar un mismo tramo varias veces, sellar las pérdidas mediante inyecciones de cemento y materiales obturantes, etc.

La tubería de revestimiento normalmente empleada en este agujero es de 9 5/8 pulgadas de diámetro. En este ejemplo esta sería la tubería de producción del pozo. Después de la cementación de ésta, que en este caso cubre desde la superficie hasta unos 1500 metros de profundidad, el pozo queda como se esquematiza en la figura 1.4f.

La perforación del estrato reservorio se realiza ahora con una barrena de 8 ½ pulgadas, como se ilustra en la figura 1.4g.

Debido a que se trata del reservorio, por definición permeable y de alta temperatura, los procesos son más delicados. Las pérdidas de fluido de perforación que antes tuvieron el mensaje de problemas, ahora tienen el carácter de solución o éxito, puesto que representan el hallazgo de uno de los dos elementos más importantes del reservorio: La permeabilidad (el otro es la elevada temperatura).

En vez de “sellar pérdidas”, ahora se trata de “perforar con ellas” de tal manera de no reducirlas, o de ser posible incrementarlas artificialmente, por medio del “fracturamiento hidráulico”, que se puede lograr a veces con inyecciones de agua a elevadas presiones.

A partir del momento en que se encontró permeabilidad, con “pérdidas totales”, el lodo de perforación se reemplaza por agua natural como fluido de perforación, tanto para evitar que el lodo disminuya la permeabilidad de la formación como por razones económicas. Debido a estas pérdidas totales del fluido de perforación, no podrán haber más recortes de roca triturada en la superficie. Si se desea conocer la litología que se está perforando, es necesario tomar testigos.

Llevando el agujero hasta la profundidad final, la cual se establece a partir de las diferentes observaciones y mediciones de temperatura, presión, permeabilidad, quimismo del fluido, mineralogía, etc., las paredes del pozo ya no se cementan, sólo se protegen ante eventuales derrumbes instalando una tubería con ranuras. Esta “tubería ranurada” permite el paso del fluido y partículas finas, pero no de materiales sólidos grandes de las paredes del pozo, ver esquema 1.4e. Las tuberías ranuradas, a diferencia de las de revestimiento, no se instalan hasta la superficie, sino que se “cuelgan” del extremo inferior de la tubería de producción con un dispositivo especial llamado “colgador”. El otro extremo de la tubería ranurada puede o no hacerse llegar hasta el fondo del pozo.

Lo que se hace finalmente es ponerle al pozo una “válvula maestra” en el extremo superior de la tubería de producción (típicamente de 10 pulgadas), a fin de controlar su futura operación. En la práctica, la válvula maestra se instala con otras válvulas y arreglos mecánicos, que por su forma en conjunto se le suele llamar “árbol de navidad”. En nuestro medio le llamamos “árbol de cabezal” o simplemente “cabezal”. El pozo completamente terminado se puede ver en la figura 1.5a.

1.3 FUNCIONAMIENTO DEL POZO POSTERIOR A LA CONSTRUCCION

Con muy pocas excepciones, un pozo recién perforado siempre queda relativamente “frió” en virtud de las múltiples inyecciones de agua y lodo que ha recibido en la perforación. Para que recupere su temperatura natural se necesita esperar cierto tiempo, que por lo general es de 1 a 4 meses, tiempo durante el cual el pozo permanece cerrado y se hacen continuamente mediciones de temperatura, conocidas en este caso como “mediciones de recuperación térmica”. Es sólo después de esta recuperación que el pozo puede, en primer término, erigir una columna de vapor por encima del espejo estático de agua, tal como se presenta en la figura 1.5a; y luego producir el fluido al abrirlo a la atmósfera. No siempre lo anterior es el caso; tanto la recuperación térmica como la primera actividad productiva se deben, y en general se pueden, estimular artificialmente.

Hay métodos especiales, de diferentes grados de efectividad, riesgo y costo, tanto para estimular una recuperación térmica, como para lograr la primera descarga de un pozo. Esta última generalmente referida en la semántica geotérmica como “inducción de pozos” (siendo esta otro tipo de medición geotérmica conocida como prueba de inducción), es una necesidad frecuente.

Hay métodos empleables para inducir pozos; pero en El Salvador se ha utilizado casi siempre uno de los más sencillos y económicos, ya que ha dado buenos resultados en la gran mayoría de casos, esta técnica consiste en introducir aire para compresionar el pozo (hasta un valor de presión calculado en base a los datos termodinámicos, hidráulicos y mecánicos disponibles hasta ese momento), y después de un cierto tiempo en que se permite que dicho aire se caliente dentro del pozo, abrirlo a la atmósfera. La liberación del aire introducido conlleva una depresurización de toda la columna líquida del pozo, cuyo efecto es provocar el inicio y la generalización del fenómeno de la ebullición del líquido. Esto ocurre dentro de un cierto tramo desde el espejo estático de agua hacia abajo. No siempre esta inducción se logra en un solo ensayo y a veces resulta indispensable cambiar el método de estimulación.

Si a partir de dicha estimulación el pozo se induce; es decir, inicia y mantiene una producción de fluido, se tiene lograda la extracción del recurso geotérmico. El proceso subsiguiente es evaluar la cantidad y calidad del fluido producido (mediante otro tipo de medición conocida como prueba de producción), lo cual se hace con instalaciones específicamente diseñadas y construidas en superficie, adyacentes al cabezal del pozo. Es esta evaluación la que permite dictaminar si dicha producción es o no de interés y este interés es siempre relativo a un determinado sistema de conversión de energía.

Con la figura 1.5b se pretende finalmente mostrar algunas de las características más sobresalientes de lo que es el interior de un pozo geotérmico, recuperado térmicamente y productor, desde un punto de vista termodinámico simple; es decir, lo que sucede con el fluido que hay adentro. El pozo ha sido esquematizado en relación con la figura 1.5a a la izquierda y tipifica las situaciones principales:

- a) Cómo es el interior del pozo cuando está cerrado (condiciones estáticas).
- b) Cómo es el interior del pozo cuando está abierto; es decir descargando una mezcla de "x" proporciones de vapor y agua; entendiendo aquí "agua" como la fase líquida de la misma (condiciones dinámicas).

1.3.1 Estado de los pozos.

Pozo cerrado

El agua líquida que hay siempre al interior del pozo, esta a partir de una cierta profundidad "Zne", que en nuestros campos geotérmicos oscila en el rango de 200 a 400 metros. Entre más profundo es este espejo líquido, más difícil es que un pozo produzca espontáneamente (es decir sin inducción). No es agua pura; la salinidad, que puede ser de unas 10000 a 20000 ppm, es un producto normal de las interacciones roca-agua y de otros procesos fisicoquímicos al interior del reservorio. Componentes típicos son sílice, potasio, calcio, sodio y otros. A pesar de lo anterior y con base en la experiencia, el tratamiento termodinámico como agua normal o de escasa salinidad, es suficiente en la mayoría de aplicaciones.

Por encima del espejo de líquido hasta la válvula maestra, en general puede o no haber una columna de vapor permanente. Si la hay, es porque el pozo la mantiene en razón de un proceso convectivo cíclico de ebullición del agua superior, condensación del vapor y

regeneración de la ebullición por alimentación de calor desde abajo, en la misma proporción. En este caso, por debajo de la válvula maestra se tiene una “presión de cabezal” (de cierre) y una “temperatura de cabezal” (ver punto “A” en la figura 1.5b), que es la temperatura de vapor interdependiente con la presión por la “condición de saturación” del agua.

En el caso de Ahuachapán y Berlín, las presiones de cabezal de un pozo cerrado pueden ser del orden de 30 atmosferas; la temperatura de saturación pueden ser del orden de unos 230 °C. Esta temperatura puede ser menor, y no guardar una relación unívoca con la presión, si hay muchos gases en el vapor; esto mismo se traduce a veces en presiones de cabezal muy elevadas.

Hacia abajo la presión y temperatura estáticas se comportan según la forma general que correspondientemente indican las líneas de P_e y T_e en la parte derecha de la figura 1.5b. En el tramo superior, desde la válvula maestra hasta la profundidad Z_{ne} , y por tratarse de una columna de vapor saturado, tanto la presión como la temperatura permanecen prácticamente constantes. Desde el espejo de agua hasta el techo del reservorio (dentro de la capa sello), ambos parámetros tienen un crecimiento lineal; la presión, porque se trata de un gradiente hidrostático; la temperatura, porque si se trata de una zona relativamente impermeable hay un gradiente de temperatura asociado a que el calor se transmite esencialmente por conducción. El gradiente hidrostático, o razón de crecimiento de la presión con la profundidad, varía un poco de un pozo a otro en función de la densidad del agua, ya que esta última depende de la temperatura. Ya que el incremento de la presión hidrostática será lineal con el incremento de profundidad dentro de la columna de agua, la presión al fondo del pozo puede llegar a ser bastante más elevada que una presión de cabezal (dependiendo por supuesto de la profundidad del pozo).

La temperatura dentro de un reservorio (ver tramo final de la línea punteada T_e), tiende a ser la misma (isoterma) o variar en un rango muy pequeño, debido a que el reservorio es una zona convectiva; es decir, un lugar permeable donde el fluido caliente puede moverse estableciendo celdas o ciclos cerrados impulsado por diferencias de densidad. En estas celdas convectivas la temperatura cambia muy poco de un punto a otro. Sin embargo, en algún sitio de la capa sello o del reservorio ocurre una temperatura máxima. En pozos de Ahuachapán y Berlín, este valor es de unos 235 °C y 305 °C respectivamente.

Pozo abierto

Si el pozo se abre en las condiciones estáticas descritas, las condiciones del cabezal en presión y temperatura pasan (disminuyendo en valor) del punto “A” al punto “B”, como se sugiere en el eje superior de la figura 1.5b. Hacia abajo, los perfiles de la presión y la temperatura “en condiciones dinámicas” tienen formas parecidas según como se esquematiza con las líneas P_d y T_d . Ocurren por otra parte, los siguientes eventos principales:

La liberación de presión de cabezal se transmite a toda la columna del fluido hacia abajo. En algún punto a la profundidad Z_{ne} , la presión bajó hasta un valor “ P_s ” (presión

de saturación), tal que corresponde, con la temperatura existente en ese punto, a las condiciones termodinámicas en que se produce una ebullición del agua.

Por supuesto a esta temperatura que corresponde con la presión de saturación, se le denomina "temperatura de saturación" y toda la zona hacia arriba hasta la válvula maestra será una mezcla de vapor y líquido, con una proporción cada vez mayor de la fase vapor en ese mismo sentido. La presión y la temperatura se comportan según la forma general ilustrada con P_d y T_d ; es decir, no son crecimientos lineales en un tramo superior bastante extenso. Sin embargo, vuelve a ocurrir un gradiente hidrostático de presión cuando se trata del tramo inferior a partir de Z_{nd} (profundidad del nivel dinámico), donde el agua continúa en fase líquida y esta presión seguirá teniendo un crecimiento lineal.

La descarga de mezcla del pozo ocurrirá a los valores (P, T) en el cabezal. Estos valores serán menores que cualquiera otro hacia abajo, incluyendo por supuesto el fondo del pozo (P_{fp}, T_{fp}) . A cualquier distancia lateral hacia afuera del agujero del pozo, dentro del reservorio, tanto la presión como la temperatura (P_r, T_r) son mayores que los valores de fondo de pozo. La diferencia positiva de las presiones $(P_r - P_{fp})$ es la fuerza motriz del agua del reservorio hacia el interior del pozo; y la diferencia $(P_{fp} - P)$, la que la hace subir hasta la superficie.

Estas diferencias de presiones también explican cómo la masa de fluido que un pozo está descargando arriba, esta siendo restituida por el reservorio. Un pozo puede permanecer operando o descargando fluido por varias decenas de años; pero esto por supuesto implica que el reservorio también tiene que estar siendo recargado de agua en alguna otra parte más lejana del campo geotérmico.

CONCLUSIONES CAPITULO I

- Con el material presentado en este capítulo, se pone al alcance de muchas personas de una manera muy sencilla e ilustrativa información, con la cual se puede adquirir un conocimiento general sobre geotermia.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- R Amador Medrano, Gilberto Antonio y Ellerbrock, Mauricio Salinas. “Diseño y Construcción del Equipo Para la Implementación del Método de la Sonda Aguja Para el Estudio de la Conductividad Térmica del Suelo y del Gradiente de Temperatura Subsuperficial”. Tesis para optar al grado de: Ingeniero en Electrónica. Universidad Evangélica de El Salvador, 1991.
- R Campos, Tomás. Paper: Fundamentos De Geotermia. San Salvador (1991)

CAPITULO II

CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE INSTRUMENTACION Y ANALISIS ESTADISTICO DE DATOS

Introducción

Uno de los problemas con los que se enfrenta el ingeniero, en su ejercicio profesional, es la adquisición de datos o información para su posterior análisis, procesamiento, verificación o control de un fenómeno específico. A menudo los datos provienen de señales o variables que no pueden cuantificarse con los limitados sentidos del ser humano y requieren del uso de instrumentos que hoy en día pueden ser tan sofisticados como los basados en microprocesadores y no hay ramo o campo de la ingeniería donde su aplicación no sea indispensable, por lo tanto es importante estudiar los componentes fundamentales que constituyen un instrumento, así como también, los términos empleados para cualificarlo.

Por lo tanto en este capítulo se tratan temas donde se dan a conocer los conceptos que caracterizan un instrumento, las partes principales que lo forman y las herramientas básicas de análisis estadístico y de ingeniería que se utilizan para el procesamiento primario de los datos

2.0 CONCEPTOS Y FUNDAMENTOS

En lo que sigue se definirán los principales conceptos utilizados en instrumentación y que posteriormente se utilizarán conforme se desarrolle el texto, puesto que es muy importante tenerlos claros para seleccionar adecuadamente un instrumento en una aplicación específica, según sus requerimientos, y así poder obtener datos confiables y dar una correcta interpretación de los resultados obtenidos.

Medición

Es el proceso mediante el cuál se pondera el valor de una propiedad o variable física, química, eléctrica o termodinámica a través de un instrumento diseñado para ese fin.

Instrumento

Es un dispositivo empleado para determinar el valor o magnitud de una cantidad o variable.

Facilidad de Lectura

Este término indica la aproximación con la cual la escala del instrumento puede ser leída; un instrumento con una escala de 12 pulgadas tiene una más alta facilidad de lectura que un instrumento con una escala de 6 pulgadas, siendo ambos del mismo rango.

Resolución

Es la diferencia más pequeña entre dos indicaciones que puede ser detectada en la escala del instrumento.

Las situaciones a las que se refieren los dos últimos conceptos, ambas son dependientes de la longitud de la escala, el espacio de graduaciones, tamaño de la punta indicadora, y efectos de paralaje.

Sensibilidad

La sensibilidad de un instrumento es la razón del cambio lineal del puntero, aguja indicadora, o elemento indicador del instrumento, al cambio de la variable medida que causa ese cambio, o sea es la relación de la señal de salida o respuesta del instrumento al cambio de la entrada o variable medida.

Histéresis

Es la característica que presentan los instrumentos, y que se refiere a que las mediciones realizadas por él, difieren si se hacen incrementando la variable o disminuyendo. La histéresis puede ser el resultado de la fricción mecánica, efectos magnéticos, deformación elástica, o efectos térmicos.

Exactitud

La exactitud de un instrumento indica la desviación de la lectura, de una entrada conocida. Es decir se refiere a que tanto se aproxima la lectura del instrumento al valor real de la variable bajo medición. Esto a menudo es un problema y entonces hay que recurrir a medidores patrones para calibrar el instrumento, o hay que hacer un análisis estadístico de los datos. La exactitud es usualmente expresada como un porcentaje de la lectura de plena escala.

Precisión

La precisión de un instrumento indica la habilidad que tiene dicho instrumento para reproducir una cierta lectura con una exactitud dada. Es una medida de la repetibilidad de

las mediciones, esto es, dado un valor fijo de una variable, la precisión es una medida del grado con el cual mediciones sucesivas difieren una de la otra.

A menudo suele confundirse estos dos últimos términos, pero la exactitud se refiere al grado de acercamiento, aproximación o conformidad al valor verdadero de la cantidad bajo medición. La precisión se refiere al grado de concordancia dentro de un grupo de mediciones o instrumentos, la precisión se compone de dos características: conformidad y número de cifras significativas.

Error

Es la desviación del valor verdadero al valor medido, es por esta variable que debe tenerse mucho cuidado al realizar una medición, porque esta puede tener diversos orígenes y hay que tratar de minimizarlos para obtener datos confiables que nos den una indicación lo más fiel posible de la variable bajo medición, para su posterior análisis. Los errores pueden provenir de diferentes fuentes y normalmente se clasifican en dos categorías principales:

Errores sistemáticos

Proviene de los instrumentos, tal como el desgaste o defecto de ellos y los efectos del medio ambiente en el equipo. Estos se dividen en dos categorías:

a) Errores instrumentales, debidos a deficiencias del instrumento. Estos errores son inherentes a los instrumentos especialmente por su estructura mecánica, por ejemplo la fricción en los cojinetes, tensión irregular de los resortes de un medidor basado en el desplazamiento de una aguja como en los medidores de presión tipo Bourdon. Otros errores instrumentales son los errores de calibración, por los cuales el instrumento lee más bajo o más alto a lo largo de toda su escala.

Los errores instrumentales se pueden evitar seleccionando el instrumento adecuado para la aplicación particular, aplicando factores de corrección después de determinar la cantidad del error instrumental y calibrando el instrumento contra un patrón. Las fallas en los instrumentos se pueden detectar chequeando por comportamiento errático y la estabilidad y reproductibilidad de los resultados.

b) Errores ambientales: debido a las condiciones externas que afectan a la medición, tales como efecto de cambios en la temperatura, humedad, presión o los campos electrostáticos y magnéticos. Las medidas correctivas pueden ser el sellado hermético de algunos componentes o del equipo total y el uso de blindajes.

Errores al azar o aleatorios

Son aquellos originados por causas que no se pueden establecer directamente debido a variaciones aleatorias en el parámetro o sistema de medición. Estos errores no se pueden corregir por ningún método de calibración u otro método conocido de control y no se pueden explicar sin una investigación minuciosa. La única forma de eliminar estos errores es incrementando el número de lecturas y utilizar medios estadísticos para obtener la mejor aproximación al valor verdadero de la cantidad bajo medida.

Calibración

La calibración de un instrumento es importante, porque esto provee la oportunidad de chequear el instrumento contra un estándar conocido y subsecuentemente reducir los errores en la exactitud. Los procedimientos de calibración implican una comparación del instrumento particular con un estándar primario o un estándar secundario con una más alta exactitud que el instrumento a ser calibrado, o con una fuente de entrada conocida. Por ejemplo, un medidor de flujo podría ser calibrado comparándolo con una medida de flujo estándar facilitada por la “National Burea of Standards”, comparándolo con otro medidor de flujo de exactitud conocida, o calibración directa con una medida primaria tal como considerar cierto acumulamiento de agua en un tanque y midiendo el tiempo que toma la cantidad de agua para pasar por el medidor.

La importancia de la calibración es porque es ésta calibración la que establece firmemente la exactitud del instrumento. En lugar de aceptar la lectura de un instrumento así nada mas, usualmente es mejor hacer al menos un simple chequeo de calibración para asegurar la validez de las mediciones.

2.1 PARTES DE UN INSTRUMENTNO

Un instrumento es un dispositivo empleado para determinar el valor o magnitud de una cantidad o variable. Generalmente se puede dividir en varias secciones o bloques como se muestra en la figura 2.1.

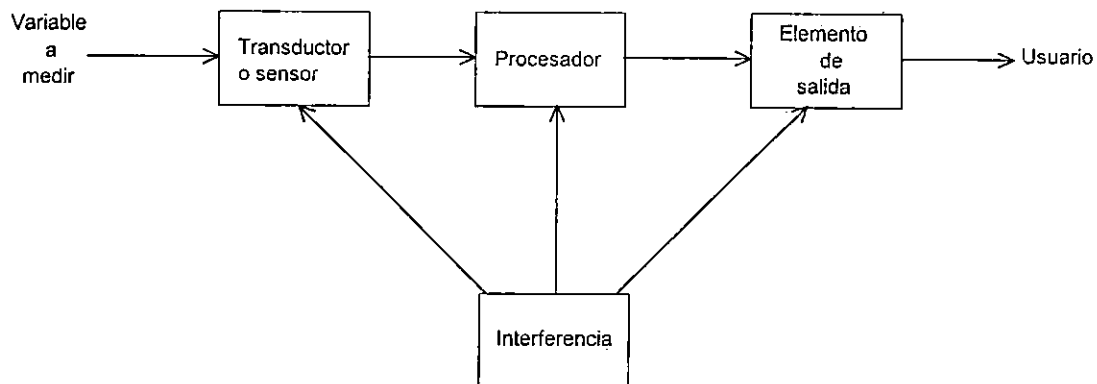


Figura. 2.1 Diagrama de bloques de un instrumento de medición

Seguidamente se describe la función de cada bloque componente:

Transductor

El transductor de entrada es un dispositivo que convierte una variable física de entrada (por ejemplo: temperatura, presión, desplazamiento, fuerza, luz, radiaciones, etc.), en una salida mecánica o eléctrica, que es una función de la variable de entrada, y puede ser una

relación línea o no línea dependiendo de la respuesta del transductor. Es el encargado de transformar la variable bajo medición en otra variable estandarizada, que puede ser procesada y manipulada fácilmente.

Existen diferentes clases de transductores dependiendo del tipo de variable de salida:

- Mecánicos; transforman la variable bajo medición en una variable mecánica tal como el movimiento o desplazamiento.

- Hidráulicos; transforman la variable bajo medición en una variable hidráulica, regularmente cambios de presión de un fluido.

- Eléctricos; transforman la variable bajo medición en una variable eléctrica tal como voltaje, resistencia, corriente, etc.

Para usos geotérmicos se utilizan comúnmente los mecánicos y los eléctricos.

El transductor por ser el elemento inicial de medición representa el primer punto potencial de error, por lo que deberá ser bien seleccionado, y así garantizar una lectura lo más cercana posible a la real.

Ejemplos de transductores se muestran en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1 Elementos transductores comúnmente utilizados en geotermia

TRANSDUCTOR	VARIABLE A MEDIR	VARIABLE DE SALIDA
Tubo Bourdon	Presión	Mecánica
Bimetálico	Temperatura	Mecánica
Termistor	Temperatura	Eléctrica
Piezoeléctrico	Presión	Eléctrica

Por otro lado cuando una variable bajo medición no se puede evaluar directamente o es muy difícil, se puede efectuar la medición indirectamente con el uso de una variable intermedia la que deberá ser procesada y después obtener el valor de la variable buscada, esto aunque aumenta el error en la medición, podría ser la mejor alternativa para dicha evaluación. También con el avance logrado en la tecnología de computadoras el procesamiento antes mencionado se vuelve mucho más fácil y efectivo; reduciéndose notablemente el margen de error.

Medidas típicas efectuadas de esa forma se muestran en la Tabla 2.2.

Procesador

Este elemento o grupo de elementos se encargan de ejecutar una serie de transformaciones a la variable de salida del transductor con el fin de garantizar que la medición sea exacta y precisa, dichas transformaciones involucran procesos de ajuste y calibración. En los equipos de medición sencillos el procesador no suele diferenciarse claramente ya que suele ser confundido con elementos de acople o transferencia de movimientos dentro del instrumento. En equipos más complejos los cuales regularmente involucran circuitos

eléctricos y electrónicos; el procesador si es claramente diferenciado, ya que es la parte del equipo que toma la señal del transductor la transforma y la transfiere al elemento de salida.

Tabla 2.2 Ejemplo de mediciones indirectas

VARIABLE A MEDIR	VARIABLE INTERMEDIA	PROCESAMIENTO
Caudal de vapor en tubería	Presión diferencial	Bernoulli
Caudal dentro de pozos	Velocidad del fluido	Dinámica de fluidos en tubería
Caudal de agua	Niveles piezométricos	Caudal en vertedero

Dispositivo de salida

Es el que suministra el valor de la variable medida al usuario, de tal forma que sea lo más sencillo posible la toma de dicho valor. Elementos de salida son regularmente agujas sobre una cuadrilla marcada (diales), un presentador digital, una pantalla, una señal audible, impresores, graficador sobre cartillas ahumadas, etc.

En la Tabla 2.3 se muestran ejemplos de equipos de medición utilizados en geotermia, describiendo las partes componentes antes citadas:

Tabla 2.3 Ejemplo de equipos de medición utilizados en geotermia.

INSTRUMENTO	TRANSDUCTOR	PROCESADOR	ELEMENTO DE SALIDA
Manómetros	Tubo Bourdon	Engranajes y piezas metálicas que transfieren el movimiento hacia la aguja, ajustan la posición de ella así como su retorno al eliminarse la presión aplicada	Aguja y cuadrícula
Ameradas	Tubo bourdon	Engranajes y piezas metálicas que transfieren el movimiento hacia el graficador	Graficador tipo estilete Cartilla ahumada.
Monitor de presión	Censor piezoeléctrico	Circuito electrónico	Mostrador luminoso Impresor térmico

2.2 ANALISIS DE DATOS EXPERIMENTALES.

Como se vio anteriormente las mediciones son afectadas por errores que se deben a diversas causas, los cuales algunas veces pueden ser minimizados y sin embargo las mediciones aun presentan errores. Para minimizar aun más estos errores se hace necesario darle un tratamiento estadístico a los datos obtenidos, y es precisamente lo que se expondrá a continuación.

El análisis estadístico de los datos de las mediciones es una práctica común porque permite determinar analíticamente la incertidumbre del resultado final. El resultado de un método de medición se puede predecir con base en la muestra de datos sin tener una información detallada de los factores de disturbios. Para que los métodos estadísticos y su interpretación sean significativos, se requieren normalmente un gran número de mediciones.

2.2.1 Análisis de incertidumbre.

Un método preciso de estimar la incerteza en los resultados de campo o experimentales, consiste en especificar cuidadosamente las incertezas en las diferentes medidas primarias. Así por ejemplo, una cierta lectura de presión podría ser expresada como:

$$p = 100 \text{ kN/m}^2 \pm 1 \text{ kN/m}^2 \quad (1)$$

Donde la notación \pm es usada para designar la incerteza, la persona que hace esta designación esta estableciendo en términos muy precisos el grado de exactitud con el cual él cree que ha hecho la medición. Podemos notar que esta especificación es en si misma incierta porque la persona está naturalmente insegura acerca de la exactitud de esas mediciones.

Si ha sido realizada una calibración muy cuidadosa de un instrumento recientemente, con estándares de muy alta precisión, entonces la persona encargada de las mediciones estará justificado en asignar una incerteza mucho más baja a las mediciones, que si las hubiera realizado con un instrumento de historia de calibración desconocida.

Para añadir una especificación adicional de la incertidumbre de una medición particular, se propone que la persona encargada de realizar las mediciones especifique ciertas probabilidades para la incertidumbre. La ecuación anterior de presión puede escribirse entonces así:

$$p = 100 \text{ kN/m}^2 \pm 1 \text{ kN/m}^2 (20 \text{ a } 1) \quad (2)$$

En otras palabras la persona apuesta 20 a 1 que la medición de presión está dentro de $\pm 1 \text{ kN/m}^2$. Es importante hacer notar que las especificaciones de tal apuesta puede efectuarlas sólo el investigador basándose en la total experiencia de laboratorio.

Supóngase que una serie de mediciones es realizada y la incertidumbre en cada medición puede ser expresada con la misma probabilidad. Estas mediciones son entonces usadas para calcular algún resultado deseado de los experimentos. Deseamos estimar la

incertidumbre en el resultado calculado en las bases de las incertidumbres primarias de las mediciones. El resultado R es una función de las variables independientes X_1 , X_2 , X_3 , ..., X_n . Así:

$$R(X_1, X_2, X_3, \dots, X_n) \quad (3)$$

Sea w_R la incertidumbre en el resultado y w_1, w_2, \dots, w_n las incertidumbres en las variables independientes. Si las incertidumbres en las variables independientes son dadas con la misma probabilidad, entonces la incertidumbre en el resultado teniendo esas probabilidades es dada como:

$$w_R = \sqrt{\left(\frac{\partial R}{\partial X_1} w_1\right)^2 + \left(\frac{\partial R}{\partial X_2} w_2\right)^2 + \dots + \left(\frac{\partial R}{\partial X_n} w_n\right)^2} \quad (4)$$

2.2.2 Análisis estadístico de datos.

Como no nos interesa un estudio bien profundo acerca de los métodos estadísticos, en esta parte solamente se tratarán los métodos estadísticos más corrientemente empleados para el tratamiento de los datos que son recolectados en las mediciones geotérmicas.

Medidas de tendencia central

De las mediciones de tendencia central que más ampliamente son utilizadas para el tratamiento de los datos geotérmicos tenemos las siguientes:

Media aritmética; La media aritmética de una serie de datos, es un valor tal que si con él se sustituyen los términos de una serie, se puede obtener una suma igual a la que los propios términos darían. Cuando se toma una serie de lecturas con un instrumento, las lecturas individuales variarán algo unas de otras, y el experimentador está usualmente interesado con la media de todas las lecturas. Si cada lectura es denotada por X_i y son "n" lecturas, la media aritmética es dada por :

$$X_m = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X_i \quad (5)$$

Mediana ; Es el valor que divide el grupo de datos exactamente a la mitad. Por ejemplo si se realizan mediciones de presión de 10, 12, 13, 14 y 15 psi, el valor medio será 13 psi. Sin embargo la media aritmética será de 12.8 psi.

La mediana solo es afectada por el número de datos de la serie, a diferencia de la media aritmética que es afectada por el valor individual de los datos.

Media geométrica; Algunas veces es adecuado el uso de la media geométrica, cuando se estudian fenómenos los cuales crecen en proporción a su tamaño, que viene definida por la siguiente ecuación:

$$X_g = [X_1 \cdot X_2 \cdot X_3 \cdots X_n]^{1/n} \quad (6)$$

Medidas de dispersión

Entre las medidas de variación que tienen más importancia para los propósitos de este manual tenemos las siguientes:

La desviación d_i ; es el alejamiento de la media aritmética del grupo de lecturas, que presenta una lectura particular; y para cada lectura es definida por:

$$d_i = X_i - X_m \quad (7)$$

Las desviaciones pueden tener un valor positivo o negativo, por lo tanto podemos notar que el promedio de las desviaciones de todas las lecturas es cero, puesto que:

$$\bar{d}_i = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n d_i = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - x_m) = 0 \quad (8)$$

Desviación promedio: Esta medida es una indicación de la precisión de los instrumentos empleados al efectuar las mediciones. Los instrumentos con una precisión alta darán una desviación promedio baja entre lecturas. La desviación promedio es la suma de los valores absolutos de las desviaciones dividida por el número de lecturas, y se puede expresar como:

$$D = \frac{|d_1| + |d_2| + |d_3| + \dots + |d_n|}{n} = \frac{\sum |d|}{n} \quad (9)$$

Desviación estándar: La desviación estándar o raíz media cuadrática es definida como la raíz cuadrada del promedio de la desviación cuadrada de la media, y es expresada por la siguiente fórmula:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (X_i - X_m)^2} \quad (10)$$

Los valores pequeños de σ están asociados con una alta concentración de las observaciones alrededor de la media.

Varianza: La varianza es definida como el cuadrado de la desviación estándar. Mide el promedio de las desviaciones al cuadrado a partir de la media X_M . La desviación estándar, sin embargo, tiene la ventaja de tener las mismas unidades de la variable, haciendo fácil la comparación de magnitudes. El mayor interés está en la determinación de la desviación estándar porque ésta es importante en todos los aspectos de análisis estadístico de datos.

2.2.3 Probabilidades.

La teoría de la probabilidad es una herramienta indispensable para toda clase de estudio que contenga incertidumbre. Es base fundamental de los procedimientos de decisión clásicos para la estimación y la prueba de hipótesis.

La palabra probabilidad se usa para indicar la posibilidad o no de que ocurra un acontecimiento. Hay tres concepciones sobre la definición de probabilidad: La clásica, la empírica y la subjetiva, cada una de las cuales se presenta a continuación.

Definición clásica

La definición clásica se usa cuando un experimento puede tener solamente ciertos resultados definidos, cada una de los cuales es igualmente probable. Si tenemos "n" resultados posibles de un experimento, la probabilidad para cualquiera de ellos es "1/n". Así en el experimento del lanzamiento de un dado, la probabilidad de que caiga la cara 4 es 1/6; la misma respuesta sería para cualquiera de los cinco resultados: 1, 2, 3, 5 y 6. En general podemos escoger un evento E que tiene $m(E)$ puntos muestrales y preguntar cuál es la probabilidad de obtener un resultado que pertenezca a ese evento al efectuar el experimento una sola vez; entonces, la probabilidad de E es:

$$P(E) = \frac{m(E)}{n(S)} = \frac{\text{Casos favorables al suceso E}}{\text{Casos igualmente posibles}} \quad (11)$$

Para comprender mejor el significado de las probabilidades se ilustrará con un ejemplo. Supóngase que una moneda se lanza un gran número de veces, se notará que después de un gran número de lanzamientos, el número de caras obtenidas es alrededor del mismo número de coronas obtenidas. En otras palabras, la frecuencia de ocurrencia es la misma para ambas posibilidades (cara o corona), para un gran número de lanzamientos. La frecuencia de ocurrencia de un evento puede ser dependiente del número total de eventos, los cuales son observados. La probabilidad que una persona obtenga una cara cuando lanza una moneda que no este cargada es $\frac{1}{2}$, sin considerar el número de veces que la moneda es lanzada. La probabilidad de obtener una corona es también de $\frac{1}{2}$. La probabilidad de que ocurra ya sea cara o corona es $\frac{1}{2} + \frac{1}{2}$ o sea la unidad.

La probabilidad es una cantidad matemática que esta relacionada con la frecuencia de ocurrencia de un fenómeno después de un gran numero de pruebas. Las probabilidades son expresadas en valores numéricos menores que 1 y una probabilidad de 1 corresponde a una certeza. En otras palabras, si las probabilidades para todos los posibles eventos se suman, el resultado debe ser 1.

Definición Empírica

Esta definición también se llama definición frecuencial de probabilidad a posteriori. Si lanzamos una moneda, ya se ha visto que tanto cara como cruz tienen la misma probabilidad; pero cree que si esta moneda se lanza diez veces, el resultado sería 5 caras y 5 cruces?; la respuesta es posiblemente sí. Al decir posiblemente implica que podrían haber otros resultados, como por ejemplo 6 caras y 4 cruces; 7 caras y 3 cruces; incluso podría ocurrir también 0 caras y 10 cruces, aunque este último resultado es menos probable que ocurra. Si la forma de tirar la moneda no influye en el resultado, es lógico pensar que los resultados más probables son los que se aproximan al valor de 0.5; sería el resultado 5 caras y 5 cruces en cuyo caso la probabilidad de cara estaría dado por el cociente 5/10.

Si se hace un número grande "n" de observaciones de una misma clase respecto a la realización de un evento E y se obtiene que esta ocurre $m(E)$ veces, entonces por definición de frecuencia relativa:

$$f_{(E)} = \frac{m(E)}{n(S)} \quad (12)$$

En donde $f_{(E)}$ es la frecuencia relativa de ocurrencia de E, la cual es una aproximación a la probabilidad $P(E)$ del evento E.

Definición subjetiva

Es la que se basa en la confianza que se tienen que tal o cual acontecimiento va a ocurrir con un determinado porcentaje de confianza; es decir es una medida de la creencia personal respecto a que ocurra un determinado evento.

Si conocemos la probabilidad que eventos separados ocurrirán, la probabilidad que uno de los eventos ocurrirá es la suma de las probabilidades individuales de los eventos.

Si muchos eventos independientes ocurren al mismo tiempo, tal que cada evento tiene una probabilidad p_i , la probabilidad que todos los eventos ocurran es dado como el producto de las probabilidades de los eventos individuales, y queda expresado de la siguiente manera:

$$p = \prod p_i \quad (13)$$

Donde el signo \prod designa el producto.

La probabilidad está relacionada con las maneras como un cierto evento puede ocurrir. Estamos asumiendo que todos los eventos son igualmente probables, y por lo tanto la probabilidad que un evento ocurra es el número de maneras de como el evento puede ocurrir dividido por el número total de posibles eventos. El interés de la probabilidad en el presente trabajo es la aplicación de probabilidad y estadística al análisis de datos experimentales o de campo. Para este propósito es necesario conocer el significado y uso de la distribución de probabilidades, y nos interesará unas pocas distribuciones particulares que son directamente aplicables al análisis de datos experimentales. A

continuación trataremos el tema de las distribuciones de probabilidades, siempre apoyandonos en un ejemplo ilustrativo.

2.2.3.1 Distribución de probabilidades.

Este tema será ilustrado con el ejemplo de un juego que consiste en tirar una herradura a un blanco situado a una distancia "x". Supóngase que lanzamos una herradura alguna distancia x. Aún cuando pudiéramos jugar un juego tal que cada esfuerzo se hiciera para lanzar la herradura la misma distancia cada vez, no siempre lo lograríamos con éxito. En el primer lanzamiento la herradura podría viajar una distancia x_1 , en el segundo una distancia x_2 , y así sucesivamente. Si uno es un buen jugador, esperaríamos tener más lanzamientos los cuales tengan una distancia x igual a la del objetivo. También podríamos esperar pocos lanzamientos para distancias x las cuales estuvieran más alejadas del blanco. Supóngase que la herradura es lanzada un gran número de veces. Podemos calcular la probabilidad que la herradura viajará una distancia x, dividiendo el número total de lanzamientos.

Puesto que cada distancia x variará un poco de otra distancia x, podríamos encontrar esto ventajoso para calcular la probabilidad de un lanzamiento que caiga en un cierto incremento de x entre x y Δx . Cuando este cálculo se hace, conseguimos algo como la situación mostrada en la figura 2.2

Para un buen jugador la máxima probabilidad se espera que rodee la distancia x_m , designando la posición del blanco. La curva mostrada en la figura 2.2 es llamada una distribución de probabilidad. Esta muestra como la probabilidad de éxito en un cierto evento es distribuida sobre la distancia X. Cada valor de la ordenada $P(x)$ da la probabilidad que la herradura caerá entre x y Δx , donde se permite que Δx se aproxime a cero. El área bajo la curva es la unidad puesto que es cierto que la herradura tocará tierra en alguna parte.

Podemos notar también que puede haber presente más de una variable en una distribución de probabilidad. En el caso del jugador de herradura, un jugador podría lanzar el objeto una distancia exacta x_m y sin embargo caer a un lado del blanco. La distancia de costado es otra variable y un gran número de lanzamientos tendrán alguna distribución con esta variable también.

A continuación trataremos las distribuciones de probabilidades más recuentemente utilizadas:

Distribución Binomial

Esta distribución da la probabilidad de que un evento se repita "n" veces en "N" experimentos, dado que la probabilidad de ocurrencia del evento se mantiene igual para todos los experimentos. Cuando cada evento tiene una probabilidad de éxito "p". La probabilidad que "n" eventos serán éxitos es dada como:

$$P_{(n)} = \frac{N!}{(N-n)!n!} p^n (1-p)^{N-n} \quad 14)$$

donde: N: Es el número de experimentos
n: Es el número de veces que esperamos se repita el evento
p: Es las probabilidad de éxito
(1-p): Es la probabilidad de fracaso

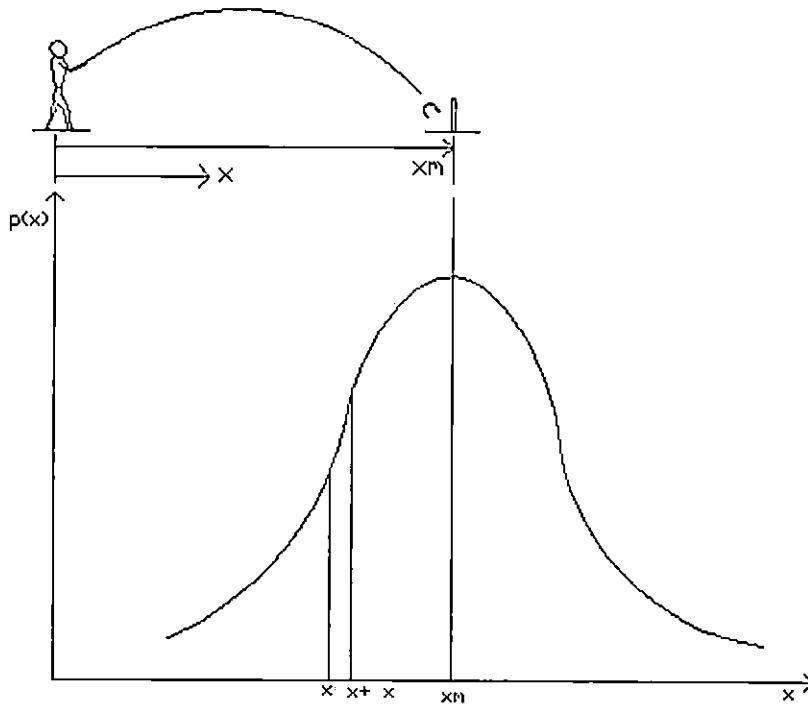


figura 2.2 Distribución de Probabilidades

Distribución de Poisson

Cuando el número de eventos independientes posibles N es muy grande y la probabilidad de ocurrencia de cada una es muy pequeña, el cálculo de la probabilidad de n éxitos en los N posibles eventos utilizando la ecuación para distribución binomial será muy engorrosa por el tamaño de los números. El límite de la distribución binomial cuando $N \rightarrow \infty$ y $p \rightarrow 0$, es tal que:

$$Np = a \quad \text{una constante}$$

A esta se le llama distribución de poisson y es dada por:

$$P_{a(n)} = \frac{a^n e^{-a}}{n!} \quad (15)$$

donde: a: es el promedio de ocurrencia del evento éxito
n: Número de veces que se espera ocurra el evento.

La desviación estándar de la distribución de poisson es:

$$\sigma = \sqrt{a} \quad (16)$$

Distribución normal de error o distribución gaussiana

Las distribuciones anteriores son para variables aleatorias discretas que pueden tomar valor entero. La distribución normal es una función de probabilidad continua. Esta distribución siempre es simétrica y toma la forma de una campana como en la figura 2.2.

Supóngase que una observación experimental se hace y algún resultado particular se registra. Sabemos o sospechamos que la observación ha estado sujeta a muchos errores aleatorios. Estos errores aleatorios pueden hacer que la lectura final sea o muy grande o muy pequeño, dependiendo de muchas circunstancias las cuales son desconocidas para nosotros. Asumiendo que hay muchos errores pequeños que contribuyen al error final y que cada uno de ellos son de igual magnitud e igualmente probables de ser positivo o negativo, la gaussiana o distribución normal de error puede ser derivada. Si la medida es designada por x , la distribución gaussiana da la probabilidad que la medición esté entre x y $x + dx$, y se escribe:

$$P(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-x_m)^2}{2\sigma^2}} \quad (17)$$

En esta expresión, x_m es la lectura media y σ es la desviación estándar. Una gráfica de esta ecuación es dada en la figura 2.3. Note que la lectura más probable es x_m . La desviación estándar es una medida del ancho de la curva de distribución; el valor más grande de σ , lo más agudo de la curva y por lo tanto el error esperado más grande de todas las mediciones. La ecuación anterior es normalizada para que el área total bajo la curva sea la unidad. Así:

$$p(x) dx = 1.0 \quad (18)$$

En este punto se nota la similitud entre la figura de la curva de error normal y la distribución experimental esperada para los lanzamientos de la herradura que se muestra en la figura 2.2.

Podemos rápidamente anticipar el siguiente paso en el análisis como una prueba para determinar la precisión de una serie de mediciones experimentales por medio de una aplicación de la distribución de error normal. Podríamos preguntarnos: cómo puedo saber que asunciones pertenecientes a la derivación de la distribución de error normal

puedo aplicar a los datos experimentales?. La respuesta es que para una serie de datos donde un gran número de mediciones son tomadas, los experimentos indican que las mediciones hechas en lugar de seguir una distribución como la de la figura 3.5 donde el experimento está bajo control si un parámetro importante no es controlado, entonces se da una dispersión. Así, como una manera de verificación experimental, la distribución gaussiana se cree que representa los errores aleatorios en una manera adecuada para un experimento apropiadamente controlado. Por inspección de la función de distribución gaussiana (17) vemos que la máxima probabilidad ocurre en $x=x_m$, y el valor de esta probabilidad es

$$P(x_m) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \quad (19)$$

de ecuación (19) vemos que valores más pequeños de la desviación estándar producen valores más grandes de la máxima probabilidad, como se esperaría de una manera intuitiva. $P(X_m)$ es algunas veces llamado una medida de precisión de los datos, porque este tiene un valor más grande para valores más pequeños de la desviación estándar.

Seguidamente deseamos examinar la distribución gaussiana para determinar la probabilidad que ciertos datos caerán dentro de una desviación especificada de la media de todos los datos. La probabilidad que una medida caerá dentro de un cierto rango x_1 de la lectura media es:

$$p = \int_{x-x_m}^{x+x_m} \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-x_m)^2}{2\sigma^2}} dx \quad (20)$$

Haciendo la sustitución de variable,

$$n = \frac{x-x_m}{\sigma} \quad (21)$$

Entonces la ecuación 20 queda

$$p = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-n_1}^{n_1} e^{-\frac{n^2}{2}} dn \quad (22)$$

Valores de la función de error normal gaussiana

$$\frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{n^2}{2}} \quad (23)$$

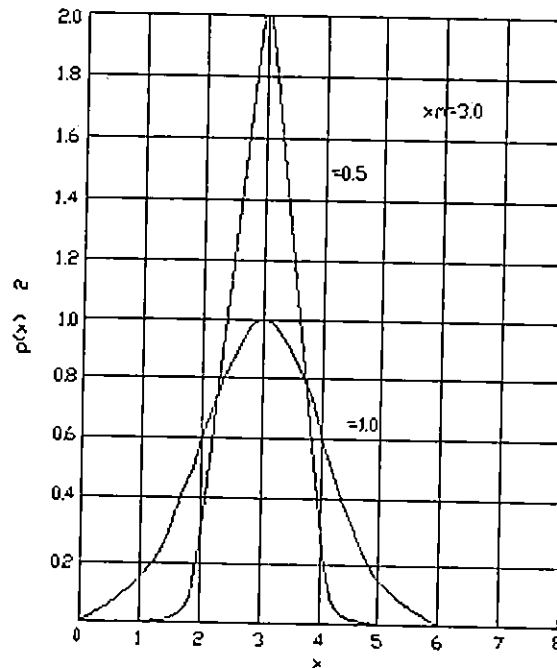


Figura 2.3 Distribución de error normal o Gaussiana para dos valores de la desviación estándar.

En muchas circunstancias no será posible coleccionar muchos datos como sería deseable y solamente una aproximación a la distribución gaussiana será obtenida. Generalmente hablando, es deseable tener alrededor de 20 mediciones para obtener estimaciones confiables de la desviación estándar y en general validar los datos.

Para pequeñas series de datos es recomendable que la siguiente relación sea usada como la mejor estimación de la desviación estándar.

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - x_m)^2}{n-1}} \quad (24)$$

2.2.3.2 Prueba chi-cuadrado de conformidad.

En las discusiones previas se ha notado que los errores aleatorios se espera que sigan la distribución gaussiana, y los ejemplos han ilustrado el método de calcular la probabilidad de ocurrencia de una determinación experimental particular. Podríamos preguntarnos como se sabe que los errores aleatorios o desviaciones se aproximan a la distribución gaussiana. En general podríamos preguntar como podemos determinar si

observaciones experimentales se asemejan a una distribución particular esperada para los datos. Como un simple ejemplo, consideremos el lanzamiento de una moneda, quisiéramos saber si una cierta moneda está o no cargada. Si la moneda no está cargada, entonces las caras ocurrirán la mitad del tiempo y las coronas la restante mitad del tiempo. Pero supóngase que no deseamos hacer miles de lanzamientos para conseguir la distribución de frecuencia de las caras y las coronas para un gran número de lanzamientos. En lugar de ello, lanzamos la moneda unas pocas veces y deseamos inferir de estos pocos lanzamientos si la moneda está cargada o no. En una base común decimos que no esperamos exactamente seis caras y seis coronas de, digamos unos doce lanzamientos. Pero cuanta desviación de este arreglo toleraríamos y sin embargo esperar que la moneda sea no cargada?. La prueba chi cuadrado de conformidad es una manera rápida de responder esta pregunta. Esta está basada en un cálculo de la cantidad chi cuadrado, definida por:

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^n \frac{[(\text{valor observado})_i - (\text{valor esperado})_i]^2}{(\text{valor esperado})_i} \quad (25)$$

Donde n es el número de observaciones. El valor esperado es el valor el cual sería obtenido si la medición se igualara perfectamente a la distribución esperada.

La prueba chi cuadrado puede ser aplicada para chequear la validez de varias distribuciones. Los cálculos han sido hechos de la probabilidad que las medidas actuales se asemejan a la distribución esperada, y esas probabilidades son dadas en la tabla 3-5. En esta tabla F representa el número de grados de libertad en la medida y es dada por:

$$F = n - k \quad (26)$$

donde n es el número de observaciones y k es el número de condiciones impuestas en la distribución esperada. Una gráfica de la función chi cuadrado es mostrada en la figura 2.4.

Aunque iniciamos la discusión de la prueba chi cuadrado en términos de errores aleatorios siguiendo la distribución gausiana, la prueba es una herramienta importante para probar cualquier distribución experimental esperada. En otras palabras, podemos usar la prueba para analizar errores aleatorios o para chequear la adherencia de ciertos datos a una distribución esperada.

Interpretamos la prueba calculando el número de grados de libertad y χ^2 de los datos experimentales. Entonces consultando la tabla 3-5 obtenemos la probabilidad p que este valor de χ^2 o valores más grandes puedan ocurrir por casualidad. Si $\chi^2 = 0$, entonces la distribución asumida o esperada y la distribución medida se igualan exactamente. Los valores más grandes de χ^2 , representan un grado más grande de discordia entre la distribución asumida y los valores observados, y las más pequeñas la probabilidad que la distribución observada se asemeje bastante a la distribución esperada.

La prueba chi cuadrado puede usarse para determinar que tan bien un grupo de observaciones experimentales conforman una distribución asumida. En conexión con esta prueba podemos observar que los datos pueden algunas veces ser buenos o consistentes.

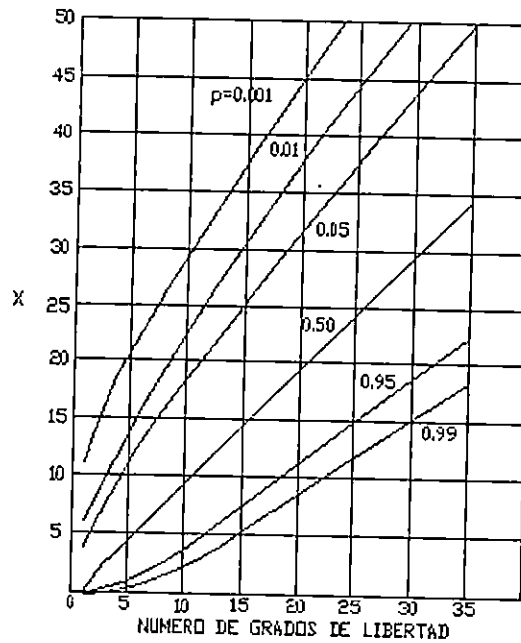


Figura 2.4 La función chi- cuadrado

2.2.4 Análisis de regresión (Método de los mínimos cuadrados)

Supóngase que tenemos un grupo de observaciones X_1, X_2, \dots, X_n . La suma de los cuadrados de sus desviaciones de algún valor medio es:

$$S = \sum_{i=1}^n (X_i - X_m)^2 \quad (27)$$

Ahora supóngase que deseamos minimizar S con respecto al valor medio X_m . Entonces hacemos:

$$\frac{\partial S}{\partial X_m} = 0 = \sum_{i=1}^n -2(X_i - X_m) = -2\left(\sum_{i=1}^n X_i - nX_m\right) \quad (28)$$

donde n es el número de observaciones, Entonces encontramos que:

$$X_m = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X_i \quad (29)$$

o el valor medio que minimiza la suma de los cuadrados de las desviaciones es la media aritmética. Supóngase que dos variables X y Y son medidas sobre un rango de valores. Supóngase además que deseamos obtener una expresión analítica simple para Y como una función de X. El tipo más simple de función es una función lineal; por lo tanto podríamos probar a establecer Y como una función lineal de X (ambos X y Y pueden ser funciones complicadas de otros parámetros arreglados de tal manera que X y Y varían aproximadamente en una manera lineal). El problema es encontrar la mejor función lineal, pero los datos pueden dispersarse considerablemente. Podríamos resolver el problema rápidamente ploteando los datos en un papel gráfico y dibujar una curva a través de ellos. Realmente esto es práctica común, pero el método de mínimos cuadrados da una forma más formal para obtener una relación funcional mejor que el ploteo supuesto.

Buscamos una ecuación de la forma:

$$y = ax + b \quad (30)$$

por lo tanto deseamos minimizar la cantidad:

$$S = \sum_{i=1}^n [y_i - (ax_i + b)]^2 \quad (31)$$

Esto se realiza haciendo las derivadas con respecto a "a" y "b" iguales a cero. Ejecutando estas operaciones, los resultados son:

$$nb + a \sum x_i = \sum y_i \quad (32)$$

$$b \sum x_i + a \sum x_i^2 = \sum x_i y_i \quad (33)$$

resolviendo ambas ecuaciones simultáneamente resulta:

$$a = \frac{n \sum x_i y_i - \sum x_i \sum y_i}{n \sum x_i^2 - (\sum x_i)^2} \quad (34)$$

$$b = \frac{(\sum y_i)(\sum x_i)^2 - \sum x_i y_i \sum x_i}{n \sum x_i^2 - (\sum x_i)^2} \quad (35)$$

designando el valor calculado de "y" como "y^", tenemos:

$$\hat{y} = ax + b \quad (36)$$

y el error estándar del estimado de y para los datos es:

$$\text{Error Estandar} = \sqrt{\frac{\sum (y_i - \hat{y}_i)^2}{n-1}} = \sqrt{\frac{\sum (y_i - ax_i - b)^2}{n-1}} \quad (37)$$

El método de los mínimos cuadrados puede usarse para determinar polinomios de alto orden. Solamente se necesita realizar diferenciaciones adicionales para determinar constantes adicionales. Por ejemplo, si desearamos obtener un mínimo cuadrado de acuerdo a una función cuadrática

$$y = ax^2 + bx + c \quad (38)$$

la cantidad

$$s = \sum_{i=1}^n [y_i - (ax_i^2 + bx_i + c)]^2 \quad (39)$$

sería minimizada haciendo las siguientes derivadas iguales a cero:

$$\frac{\partial s}{\partial a} = \sum 2[y_i - (ax_i^2 + bx_i + c)](-x_i^2) = 0 \quad (40)$$

$$\frac{\partial s}{\partial b} = \sum 2[y_i - (ax_i^2 + bx_i + c)](-x_i) = 0 \quad (41)$$

$$\frac{\partial s}{\partial c} = \sum 2[y_i - (ax_i^2 + bx_i + c)](-1) = 0 \quad (42)$$

Expandiendo y agrupando términos:

$$a \sum x_i^4 + b \sum x_i^3 + c \sum x_i^2 = \sum x_i^2 y_i \quad (43)$$

$$a \sum x_i^3 + b \sum x_i^2 + c \sum x_i = \sum x_i y_i \quad (44)$$

$$a \sum x_i^2 + b \sum x_i + cn = \sum y_i \quad (45)$$

Estas ecuaciones pueden entonces resolverse para las constantes a, b y c.

Desviación estándar de la media

Hemos tomado el valor de la media aritmética como el mejor estimado del valor verdadero de un grupo de medidas experimentales, discusiones considerables se han dedicado a la distribución normal de error gaussiano y a un examen de los varios tipos de errores y desviaciones que pueden ocurrir en una medición experimental. Pero una muy importante pregunta no ha sido respondida: Que tan buena o precisa es el valor de la media aritmética que se toma como el mejor estimado del valor verdadero de un grupo de lecturas?. Para una respuesta experimental a esta pregunta sería necesario repetir el grupo de mediciones y encontrar una nueva media aritmética. En general, encontramos que esta nueva media aritmética diferirá del valor previo, y así no seríamos capaces de resolver el problema hasta que un gran número de grupos de datos fueran colectados. Es hasta entonces que sabríamos que tan bien la media de un simple grupo aproximaría a la media, la cual sería obtenida con un gran número de grupos. El valor medio de un gran número de grupos es presumiblemente el valor verdadero. Consecuentemente, deseamos saber la desviación estándar de la media de una serie simple de datos de este valor verdadero. Esta desviación está dada por:

$$\sigma_m = \frac{\sigma}{\sqrt{n}} \quad (46)$$

donde σ_m = Desviación estándar del valor medio
 σ = Desviación estándar del grupo de medidas
 n = Número de medidas en el grupo

CONCLUSIONES CAPITULO II

1. Con los conceptos que caracterizan un instrumento presentados en este capítulo, un trabajador del Campo Geotérmico de Ahuachapán o Berlín estará capacitado para elegir un instrumento para una aplicación particular según sean las características del instrumento que se deseen en la medición.
2. La descripción de las partes componentes de un instrumento se ilustra con ejemplos de instrumentos que se utilizan actualmente en los Campos Geotérmicos de Ahuachapán y Berlín, por lo que un trabajador podrá asimilar fácilmente la información.
3. Con las herramientas de análisis estadístico de datos tratadas en este capítulo, un trabajador de campo estará en capacidad de realizar el tratamiento o filtración preliminar de la cantidad de datos recolectados durante una medición.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- R Cooper, William David. Instrumentación Para ingeniería: Mediciones y errores. Washington D. C., 1988.
- R Quiñones, J. Mauricio. Paper: Instrumentación para la Ingeniería: Conceptos fundamentales y análisis estadístico de datos. Universidad de El Salvador, 1992

CAPITULO III

EQUIPOS E INSTRUMENTOS DE MEDICION

Introducción

El trabajo de las mediciones geotérmicas involucra el uso de diferentes equipos e instrumentos de medición, algunos de los cuales resultan que son bastante sencillos, pero otros son demasiado complejos. En este capítulo se tendrá la oportunidad de conocer el funcionamiento y características de cada uno de los instrumentos que son utilizados, y las recomendaciones para su correcta utilización y mantenimiento.

3.0 INSTRUMENTOS PARA MEDICIÓN DE PRESIÓN

La presión es uno de los parámetros importantes en el trabajo geotérmico y se mide muy frecuentemente tanto a nivel superficial como profundo. Se utiliza para realizar cálculos de la producción de un pozo, conocer las características termodinámicas de un pozo o del reservorio mismo, etc.

Los equipos e instrumentos que se utilizan para efectuar la medición de presión se pueden clasificar en las siguientes categorías:

- Instrumentos para medición de presión superficiales
- Instrumentos para medición de presión profundos
- Instrumentos para monitoreo continuo de presión

La diferencia entre ellos estriba en la complejidad y la tecnología empleada para su fabricación, dependiendo del ambiente en el cual serán utilizados.

3.0.1 Instrumentos para medición de presión superficiales

Para la medición de presión en los campos geotérmicos del país se utilizan más comúnmente los manómetros hidrostáticos y los de tipo tubo de Bourdon, los cuales son descritos a continuación.

3.0.1.1 Manómetros hidrostáticos

Estos equipos están basados en el principio de vasos comunicante, son usados para medir presión y presión diferencial en líquidos o vapor ya sea fluyendo o estáticos en conductos cerrados y a una presión arriba de la atmosférica. La estructura fundamental para este tipo de manómetro se muestra en la Figura 3.1.

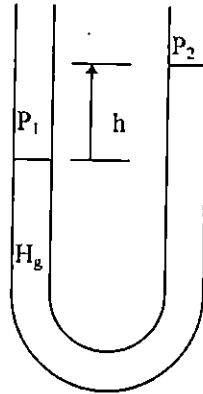


Figura 3.1 Principio de funcionamiento del Manómetro hidrostático.

La presión viene definida por la siguiente expresión:

$$P_1 = \gamma_l h + P_2 \quad (3.1)$$

Donde : γ_l : Es el peso específico del fluido.
 h : Diferencia de altura de las columnas del manómetro
 P_2 : Presión en el punto dos.

Si $P_2 = P_{at}$, se tiene la presión manométrica de P_1 ; P_2 es una presión de entrada diferente, el manómetro mide presión diferencial, midiendo h y conociendo el peso específico del fluido, se puede conocer la presión en el punto P_1 . Como fluido de trabajo se puede usar agua o mercurio o cualquier fluido con peso específico conocido. Las unidades de medida utilizadas regularmente en este tipo de manómetros son: mm de agua o mm de mercurio. La ventaja principal de estos manómetros es su sencillez y bajo costo aunque no son muy exactos y además son propensos a muchos errores de medición.

3.0.1.2 Manómetro Elásticos.

El principio de medición de estos manómetros depende de la relación entre la deformación de un elemento elástico y la presión que causa dicha deformación. Existen 4 tipos de manómetros elásticos:

- 1- Tubo Bourdon
- 2- Tipo Diafragma
- 3- Tipo Fuelle
- 4- Tipo capsula

En nuestros campos geotérmicos los manómetros que mas se utilizan son los manómetros tipo tubo Bourdon, por lo tanto sera tratado únicamente este tipo.

El manómetro tipo tubo Bourdon, figura 3.2, llamado así por su inventor E. Bourdon (1849), consiste principalmente de un tubo de metal de sección en forma elíptica u oval, curvado en aro en el plano del eje menor de la elipse, con un extremo suelto al final del aro, el cual se encuentra sellado. Cuando la presión es aplicada al interior del tubo, esta tiende a moverse en forma circular y puesto que la longitud del arco es constante, el tubo tiende a formar una línea recta. El desplazamiento del extremo libre es transmitido por medio de un nivelador y engranes mecánicos hacia el puntero, deflexionando sobre una escala graduada en unidades de presión. El desplazamiento del tubo es transmitido al puntero por medio de los siguientes elementos:

- Piñón y cuadrante
- Ranura Helicoidal
- Nivelador

La Transmisión del piñón y cuadrante consiste de un nivelador en cuyo extremo tiene una ranura que permite la alteración del punto de fijación, lo que a su vez hace posible la regulación o calibración del manómetro. El otro extremo es un cuadrante dentado, el cual mueve el Piñón sobre el que va montado el puntero; para evitar juego ó movimientos no deseados se coloca un resorte en espiral. La máxima deflexión del puntero es regularmente 270°.

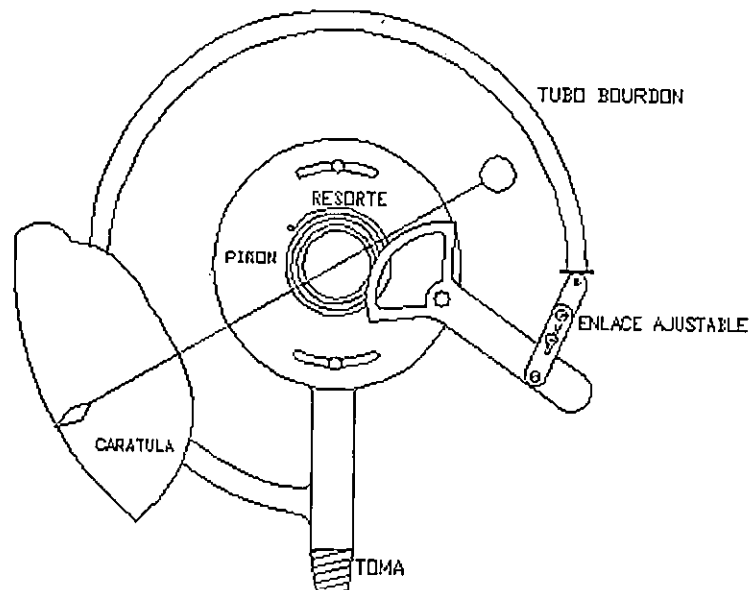


Figura 3.2 Manómetro tipo tubo Bourdon

El tubo de Bourdon puede ser fabricado con diferentes materiales como por ejemplo: fósforo , Bronce, Monel, Acero, etc. En muchas aplicaciones de estos manómetros se requiere de alta estabilidad ante vibración, choques o golpes, por lo que se suelen llenar de líquido, especialmente glicerina .

Estos tipos de manómetros se construyen con capacidades de hasta 85.000 Psi, y con exactitudes entre 1 y 6 % de máxima escala. Este tipo de manómetros es el ampliamente utilizado para medidas de presión en tubería, y recipientes de presión, en todos los campos Geotérmicos del país.

3.0.2 Instrumentos para medición de presión profundos

Para efectuar mediciones de presión en lo profundo de los pozos, en los campos geotérmicos del país se usan generalmente los medidores de presión Kuster (KPG) y los Amerada (RPG). En sus partes componentes y funcionamiento son exactamente iguales, por lo tanto se describirá el funcionamiento de este haciendo referencia solamente al medidor tipo Kuster.

Este tipo de medidor está compuesto de tres partes principales a saber:

- El elemento censor de presión,
- El registrador, y
- Un reloj

Estas partes pueden verse en las figuras de la 3.3 a la 3.5.

El elemento activo censor de presión es un tubo Bourdon helicoidal, que se encuentra fijo en uno de sus extremos y se encuentra libre para rotar por el otro. El interior de este tubo es sometido a la presión del pozo, lo que provoca que este rote. La rotación resultante en el extremo libre del tubo es transmitida directamente al estilete marcador, por medio de una flecha central, sin el uso de engranajes o resortes. El estilete rota dentro del porta cartas en el registrador, haciendo una marca brillante en una carta metálica revestida de una pintura especial, por medio de una punta aguda en el estilete. La marca es cerca de 0.001" de ancho y puede ser leída con un lente de aumento 5X o usando el aparato lector de cartas bidireccional Kuster.

El tubo Bourdon es una unidad que se puede sacar y reemplazar con facilidad. Esta hecho de una mezcla de níquel (Ni-span C) compensado a una temperatura de 200°F(93°C). Para un uso superior a 200°F es recomendable que el elemento sea calibrado a la temperatura que se desea.

La carta es transportada en un porta carta cilíndrico removible, la posición del cual es controlada por un reloj. El mecanismo de grabación o registrador es diseñado de tal manera que el uso ordinario de este no afecte la exactitud del instrumento

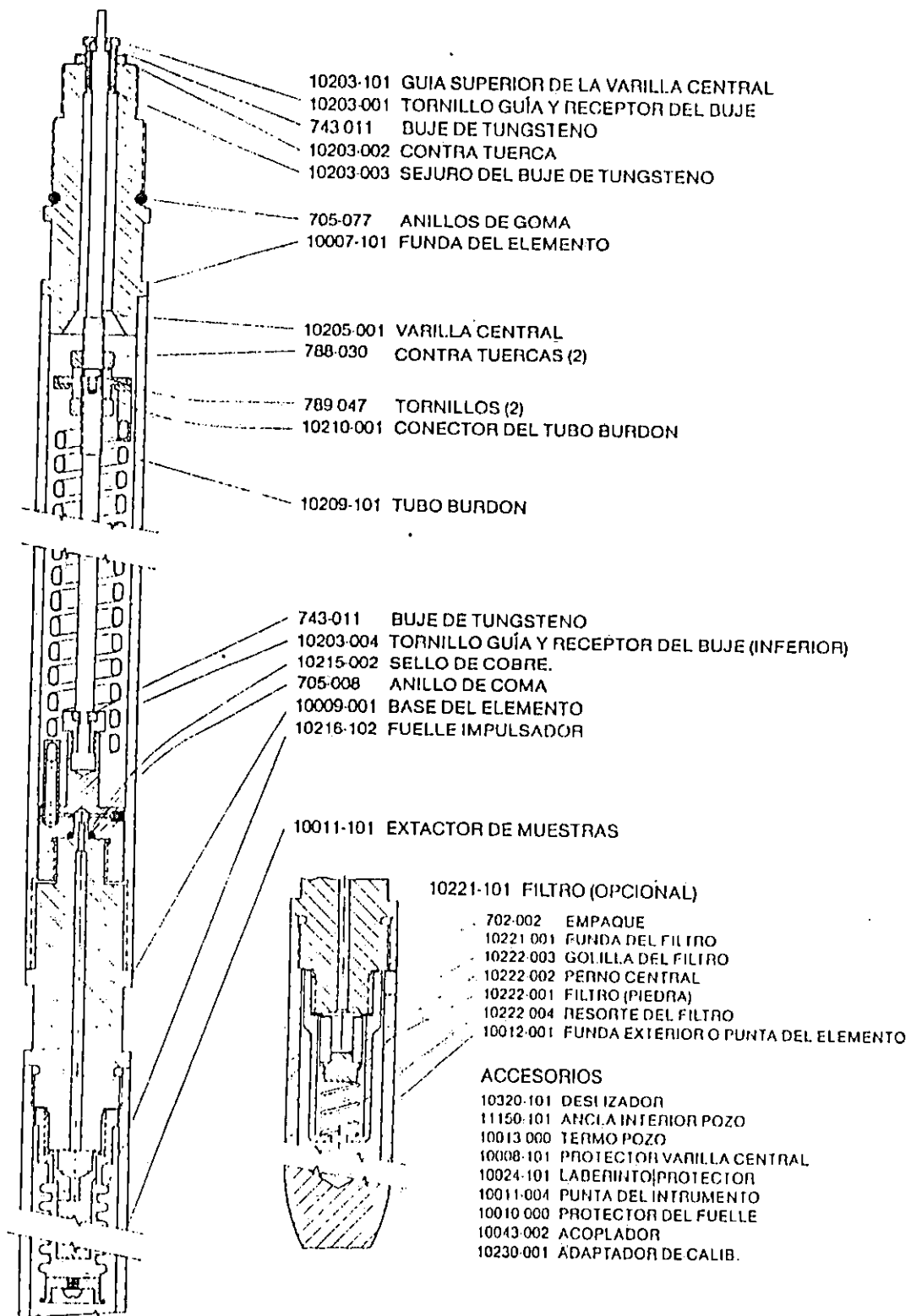


Figura 3.3 Elemento censor de presión Kuster KPG.

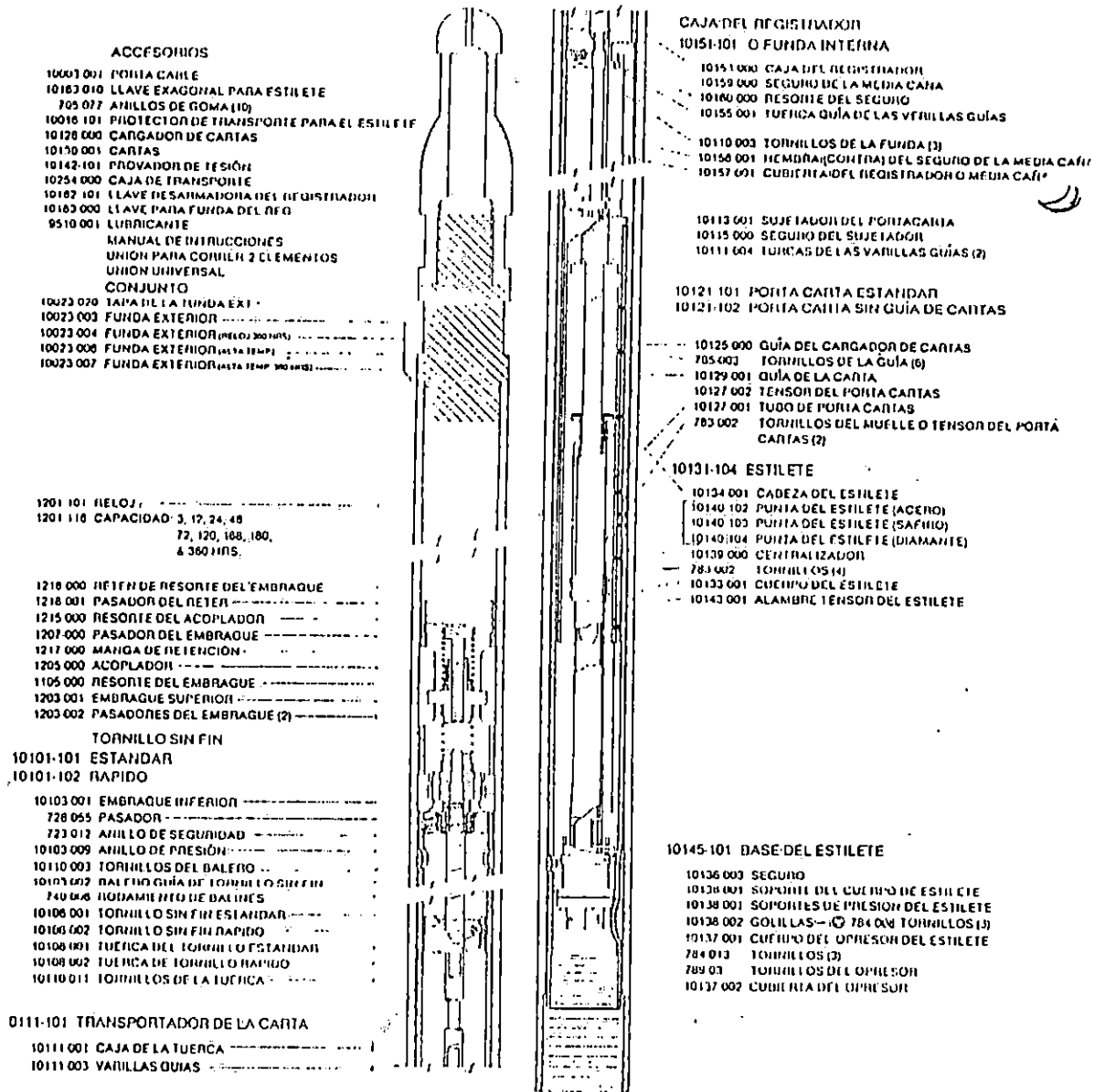


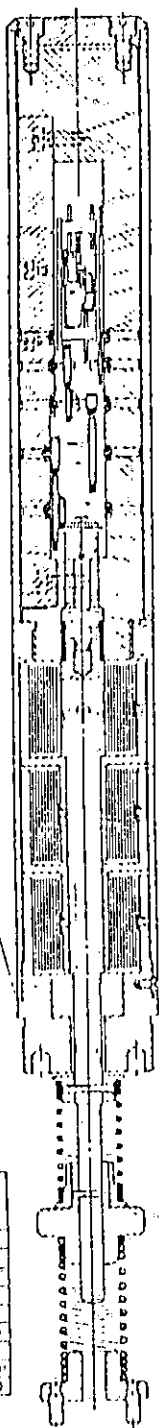
Figura 3.4 Registrador Kuster KPG.

IMPORTANTE CUANDO ORDENE LAS PARTES—SIEMPRE DE EL NUMERO DE SERIAL Y DURACION O RANGO DEL RELOJ.

- 1085-101 TAPA DE LA FUNDA
- 1083-002 TORNILLOS DE LA TAPA

- 1005-101 MODULO REGULADOR, TIPO "L"
- 1036-101 VOLANTE DE BALANCEO
- 1005-001 TORNILLOS DEL ANCLA DEL MODULO
- 1041-101 RUEDA DE ESCAPE
- 1047-101 CONTROLADOR DE LA RUEDA DE ESCAPE
- 1042-000 RUEDA TRANSMISORA DE FUERZA
- 1087-001 RUBIES PARA TODAS LOS ENGRANAJES
- 1033-003 SEXTA RUEDA 360 HORAS
- 1033-002 QUINTA RUEDA 360 HORAS
- 1035-000 CUARTA RUEDA 3 HORAS
- 1033-001 CUARTA RUEDA 12 A 360 HORAS
- 1031- TERCERA RUEDA 3 A 48 HORAS
- 1032-000 TERCERA RUEDA 72 A 360 HORAS
- 1029- ENGRANE O RUEDA CENTRAL
- 1030- RUEDA AUMENTADORA DE RANGO 72 A 360 HORAS
- 1027-000 SEGUNDA RUEDA TODAS LAS HORAS
- 1025-547 PRIMERA RUEDA 3 A 48 HORAS
- 1026 PRIMERA RUEDA 72 A 360 HORAS
- 1023-002 ENGRANAJE TRANSMISOR 3 A 48 HORAS
- 1023-003 ENGRANAJE TRANSMISOR 72 A 360 HORAS
- 1019-001 PASADOR DEL ENGRANAJE TRANSMISOR (PIÑON DE ATAQUE)
- 1223-101 FUNDA, CUBIERTA, Y BARRIL DE LA CUERDA PRINCIPAL
- 3242-003 EJE DEL ENGRANAJE TRANSMISOR
- 3242-004 RESORTE DEL EMBRAGUE
- 1225-000 DOBLE CAJA DE LA CUERDA
- 1117-002 PASADOR QUE ASEGURA LA CUERDA AL EJE
- 1227- EJE CENTRAL
- 1229- CUERDA
- 1219-003 REMACHE O GANCHO INTERIOR
- 1225-002 GANCHO EXTERIOR

IMPORTANTE
SACAR EL PASADOR
ANTES DE DESAR-
MAR EL INSTRU-
MENTO



- 1083-001 TORNILLOS
- 1219-001 TAPA DE LA FUNDA DE LA CUERDA PRINCIPAL

- 1218-000 RETEN DEL RESORTE
- 1218-000 PASADOR DEL SEGURO
- 1215-000 RESORTE DEL SEGURO
- 1217-000 MANGA DE RETENSION
- 1207-000 PASADOR DEL A COPLADOR
- 1205-000 ACOPLADOR ESTANDAR

- 1105-000 RESORTE DEL EMBRAGUE
- 1203-000 PARTE SUPERIOR DEL EMBRAGUE

HORAS	REF	NUMERO DE ENSAMBLE
3	358	1201-3
12	362	1201-12
24	358	1201-24
48	362	1201-48
72	363	1201-72
120	364	1201-120
168	358	1201-168
180	359	1201-180
360	356	1201-360

PARA NUMEROS DE SERIAL DE
BALEROS DE RELOJES, SUPERIOR A 10,000

Figura 3.5 Reloj Kuster KPG.

El reloj esta unido a un tornillo sin fin central y mueve el porta carta una distancia de cinco pulgadas de arriba hacia abajo. El reloj es utilizado para regular el viaje del porta carta a través del tornillo sin fin, su tuerca y las varillas de empuje. Estos están diseñados extremadamente fuertes para resistir vibraciones, golpes y temperaturas extremas. Estos relojes solo necesitan una pequeña lubricación y mantenimiento. Prácticamente existen elementos sensores de presión en cualquier rango deseado de un mínimo de 500 psi (35 kg/cm²) a un máximo de 25,000 psi (1,758 kg/cm²).

3.0.2.1 Especificaciones técnicas del instrumento

Exactitud	+0.2 % de escala completa
Temperatura	1°C absoluto
Sensibilidad	Una parte en 2000
Alcance	0 - 800 psi a 0 - 30,000 psi 0 - 56 a 0 - 2,100 kg/cm ²
Dimensiones	3.2 cm x 186 cm
Peso	6.8 kg
Reloj	2, 3, 12, 24, 48, 72, 120, 168, 180, 360 hrs
Trayecto del estilete	12.7 cm (15 vueltas del tornillo sin fin)
Cartas	Negras, Grises o blancas Estándar o con borde doblado
Tubo Bourdon	Ni-Pan C; Temperatura compensada aproximadamente a 100°C
Equivalente	Completamente intercambiable con amerada RFG-3
Material	K - Monel y Acero inoxidable
Unidades de calibración	Psi, kg/cm ² , kPa, atm.

3.0.2.2 Instrucciones de operación.

a) Ensamble del equipo para una corrida.

Para montar el instrumento para un reconocimiento de presión hay que seguir el procedimiento que se indica enseguida:

1. Desatornillar el protector de roscas de la funda protectora exterior del registrador; suelte las pequeñas prensas que sujetan el estilete usando una llave hexagonal. Retirado el protector de roscas y sosteniendo el registrador en forma horizontal, suelte el seguro y levante la media caña de la funda interior. Saque el taquito de madera que se pone dentro del registrador. Mueva el porta carta retrocediéndolo hasta el tope, de esta manera podrá sacar el estilete. Saque el porta carta, girando el registrador de tal manera que este caiga en la mano (figura 3.6).

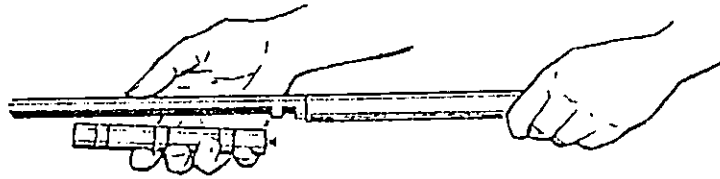


Figura 3.6 Manipulación del registrador.

2. Agregue la funda o cuerpo del registrador al elemento de presión apretando; sujete el registrador de la parte más cercana a las roscas usando las herramientas que se adjuntan con el equipo (figura 3.7).

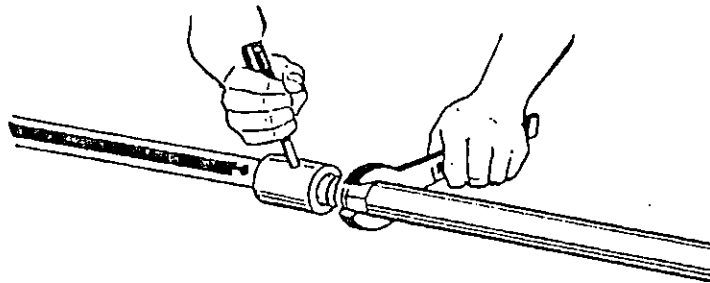


Figura 3.7 Ensamble del registrador.

3. Instale el estilete apretando sus pequeñas prensas, a la parte sobresaliente del poste central del elemento. El alambre que levanta el grabador debe alinearse con las marcas en la funda o cuerpo del registrador. Esta es la posición correcta del estilete con respecto al porta carta. Asegurese que el levantador del grabador este en posición fuera (off).
4. Para poner la carta dentro del tubo porta carta, se pone ésta alrededor del cargador o mandril, siguiendo paralelamente con los lados a la concavidad (vea figura 3.8) inserte el cargador con la carta dentro del porta carta siguiendo la guía con la concavidad del cargador. Empuje el cargador dentro del porta carta, cuando haga esto, un pequeño movimiento rotatorio ayudará la operación. Ponga la carta de tal manera que sobresalga solamente $\frac{1}{4}$. Retire el cargador.

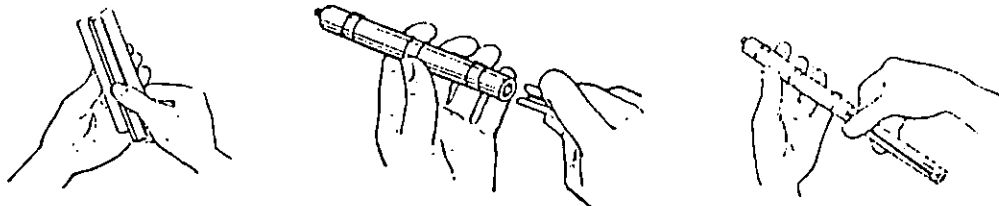


Figura 3.8 Instalación de la cartilla en el portacartas.

5. Para poner el reloj en la funda o cuerpo del registrador, primero se le da cuerda moviendo la perilla para la cuerda en dirección contraria al movimiento del reloj. Desenganche el reloj empujando la unión hacia el reloj y dele un pequeño giro en dirección contraria al movimiento del reloj hasta asegurarlo en una ranura interior en forma de J. Atornille el reloj al cuerpo o funda del registrador. Con mucho cuidado sujete el cuerpo del registrador de una parte cercana donde se pone el reloj de tal manera que el riel guía de la funda no se tuerza.
6. El porta carta se pone de vuelta con los dedos teniendo cuidado de no tomarlo por el tensor; la parte superior en forma de T del tubo porta carta debe ponerse en el levantador que se encargara de moverlo hacia arriba; mueva el porta carta hacia el estilete, cuando haga esto inserte la guía central del tubo porta carta dentro del balero del estilete, enseguida mueva el tubo porta carta hasta el tope abajo. Ponga de vuelta la media caña del registrador, colocando primero la parte correspondiente al lado inferior, enseguida la parte superior asegurandola con el seguro del registrador.
7. Para dibujar la línea base, ponga el alambre que levanta al marcador en posición fuera (off). Desenganche el reloj. Levante el tubo porta carta hasta el tope. Vuelva el alambre levantador del marcador a la posición de trabajo (on). Ponga el instrumento en una posición más o menos horizontal (75°). Golpee suavemente la funda para eliminar cualquier roce que sostenga el trabajo libre del instrumento. Suelte el tubo porta carta y deje resbalar lentamente hasta que complete su recorrido. Ponga el marcador en posición fuera (off) y retornar el porta carta a la posición inicial, al tope arriba.
8. Ponga el reloj de vuelta en posición de enganche.
9. Ponga el marcador en posición de trabajo (on).
10. Ponga la funda protectora exterior.
11. El protector del fuelle(o filtro) se llena de kontol o aceite.
12. Atornillar el protector del fuelle al instrumento.
13. Instale el termopozo con un termómetro capaz de registrar la temperatura máxima del pozo.
14. Ate la línea de alambre al porta cable pasándolo a través del orificio y gírelo un par de veces, tirelo asegurándose que este fijo.
15. Quite el tapón del protector del fuelle antes de poner el instrumento en el lubricador. Después que se ha hecho una corrida o reconocimiento se saca el tubo porta carta del registrador y se retira la carta. Para retirar la carta, inserte el cargador

o mandril en el tubo porta carta más o menos un tercio; coja la carta y retire el cargador junto con ella.

16. Lave el fuelle impulsador en un solvente limpio para quitar cualquier residuo corrosivo proveniente del aceite del pozo.

b) Desensamble del equipo después de una corrida.

1. Quitar funda del registrador con llaves
2. Efectuar desajuste de estilete de registrador anotando tiempo.
3. Quitar y poner el embrague del reloj.
4. Quitar el reloj desenroscandolo
5. Quitar tapadera del porta carta
6. Quitar el porta carta
7. Sacar la carta del porta carta
8. Anotar en la cartilla pozo, fecha, elemento y condiciones del registro
9. Efectuar limpieza del equipo y ensamblar el registrador.
10. Guardar las tres partes del equipo en su respectivo estuche de almacenamiento.

c) Sugerencias de operacion.

Dibujando la linea base

Al dibujar la línea base en un instrumento medidor de presión que no se ha usado por algún tiempo, se notara que es diferente al punto cero que se ha dado en la calibración. Para corregir este punto guía, el elemento debería ser estirado varias veces antes de usarse. Esto se puede llevar a cabo con un calibrador de peso muerto o en el lubricador. El instrumento debe ser sometido a la máxima presión (cerca del 80 % de presión total) por dos minutos, entonces sueltese. La línea base dibujada después de siete a diez minutos estará de acuerdo con la calibración dada en su fabricación. Las líneas base están de acuerdo dentro del marco de sensibilidad del instrumento, por ejemplo dentro de 0.002". Si la línea base esta mas allá de esta cantidad, debe ser revisada antes de usarse.

Presión Interna

La posición de la línea base es influenciada por el aumento de la temperatura del aire encerrado dentro de la funda del instrumento. Cuando este aire interior se calienta causa una presión interior. el medidor de presión debe ser preparado a temperatura normal y cualquier solvente, limpiador, agua o aceite debe ser sacado totalmente.

Cambiando el tornillo guía

El tiempo de un reconocimiento puede reducirse a la mitad sustituyendo el tornillo guía estándar por uno rápido o de doble guía que usa el mismo reloj. Para cambiar el tornillo guía, quite el reloj y el portacartas del registrador. Lleve la tuerca del tornillo guía arriba hasta el tope de su recorrido. Quite los tornillos que sujetan la tuerca, enseguida saque los tornillos que sujetan el rodamiento o balero superior del tornillo guía, al cuerpo o funda del registrador. Enseguida saque todo el conjunto por la parte de arriba de la funda. Para instalar el nuevo conjunto de tornillo guía con su tuerca, siga la explicación anterior invirtiendo el procedimiento.

El conjunto de estilete

El conjunto del estilete tiene dos resortes (centralizador y marcador), y un acoplador universal, que son importante para la precisión del instrumento. El resorte marcador y su aguja o punta debe ser revisada a intervalos regulares para mantener la tensión correcta. Esto se puede llevar a cabo fácilmente con el medidor de tensión Kuster (vea figura 3.9), que compara la tensión del resorte con una pesa que muestra la tensión adecuada. La tensión puede ajustarse doblando el resorte marcador con cuidado.

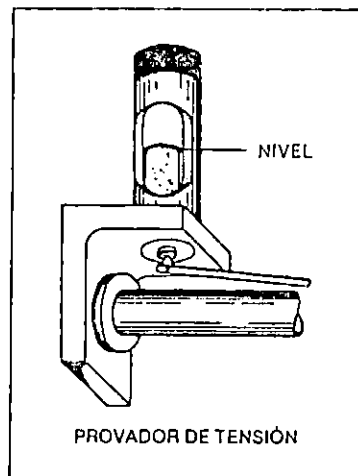


Figura 3.9 Provador de tensión KUSTER.

Fuelles

Los medidores Kuster están ahora equipados con un fuelle de inconel, que resistirá la mayoría de los ácidos y alcaloides del pozo por un largo período. Es conveniente lavar el fuelle con algún solvente después de cada corrida.

Cualquier escape del fuelle afectara su longitud, a temperatura normal el fuelle debe tener un largo total de seis pulgadas midiendo desde la parte inferior de la base del instrumento (ver figura 3.10). El cambio de longitud del fuelle significa que se ha producido un punto de escape y el fuelle tiene que ser reemplazado. El fuelle deberá ser reemplazado, limpiando completamente el tubo Bourdon por medio de la aspiradora para asegurarse que no hay escape y que el fuelle esta bien lleno con aceite, luego se sella, apretando el tornillo provisto para ello.

Porta Carta

La precisión en los reconocimientos de presión y temperatura depende de como la carta se acomoda dentro del porta carta. La calibración del medidor cambiara si el tubo porta carta se cae, y por causa del golpe pierde su circunferencia perfecta o si la varilla guía es movida fuera del centro. El interior del porta carta debe lavarse con frecuencia con solventes o limpiador. Seque el solvente o liquido usado para limpiar antes de poner el porta carta de vuelta en el instrumento. Revise los tornillos frecuentemente y manténgalos apretados. El resorte tensor del porta carta debe ser reemplazado cuando muestre señas de desgaste o ha sido sobreextendido. La correcta tensión de este resorte es importante. Limpie la guía en la media caña o cubierta de la funda inferior, que es donde el resorte tensor del porta carta se desliza.

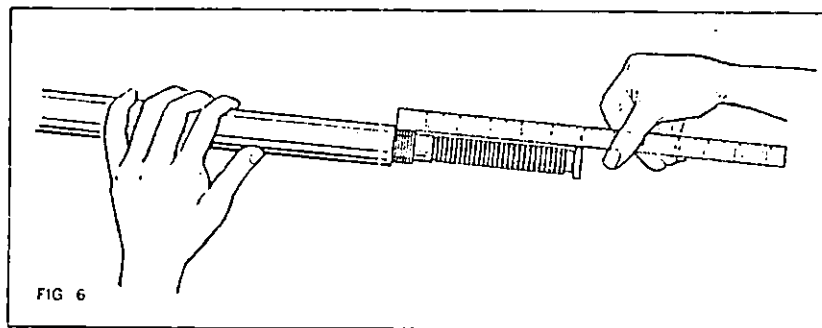


Figura 3.10 Verificación del largo del fuelle.

Lubricación

Los hilos o roscas del instrumento deben ser lubricados constantemente para prevenir atoramientos. Se recomienda una pequeña cantidad de lubricante para hilos o roscas (Thread Lube). Una pequeña cantidad de aceite para relojes Kuster, debiera ser usado en el rodamiento o balero del poste central tanto de los elementos de presión, como en los de temperatura. Una pequeña cantidad debiera ponerse también en el balero o rodamiento del tornillo guía. Después de trabajos prolongados a alta temperatura es necesario sacar todo el residuo formado por los lubricantes. Para un uso continuo a temperaturas sobre 350 °F se recomienda usar el aceite ETL Kuster.

Condiciones Corrosivas

El medidor de presión KPG es resistente a las condiciones corrosivas promedias del pozo. La funda exterior y el nuevo fuelle no son afectados. Bajo severas condiciones de corrosión el fuelle debiera ser protegido por un protector tipo laberinto. Si este protector se llena con liquido anticorrosivo el fuelle quedara protegido por un largo tiempo.

3.0.2.3 Mal funcionamiento de instrumentos de presión.

A continuación se presentan varios ejemplo exagerados de cartas de registros obtenidos de instrumentos en mal funcionamiento:

1. El trazado no regresa hasta la línea de base:

- El instrumento tiene presión antes de usarlo.
- Esta pasando gas dentro del fuelle o bellow, revise el largo del fuelle inmediatamente después de usado el instrumento.
- La temperatura ha expandido el liquido que lleva el tubo Bourdón, causando un estiramiento de este.

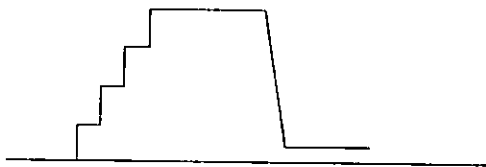


Figura 3.11 Trazo no retorna a línea base.

2. El trazado regresa hasta pasar la línea de base:

- Algún escape en el tubo Bourdon produce un acortamiento del fuelle.
- Escapes por el anillo de goma permite que el gas se introduzca dentro del instrumento durante el servicio. Un ligero soplido puede ser detectado al abrir el instrumento.

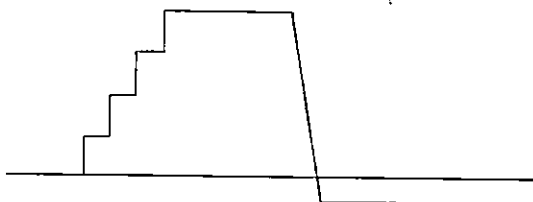


Figura 3.12 Trazo regresa pasando línea base.

3. Trazado en forma de sierra o dentado en la carta cuando el instrumento no esta en movimiento:

Fricción debido a tierra, ajuste mal hecho. etc. Revise todos los rodamientos o baleros, la punta del estilite y la rotación del tubo porta carta en el registrador.



Figura 3.13. Trazo dentado.

4. Trazado que no empieza ni termina en la línea base:

El instrumento fue apretado después de dibujar la línea base.

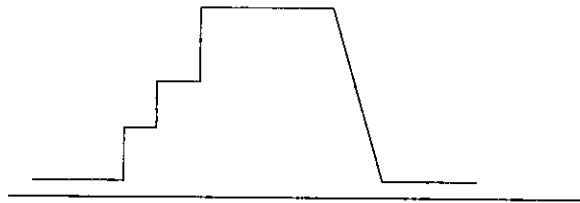


Figura 3.14 Trazo no toca línea base.

5. Línea de base torcida:

Tornillo guía y rodamiento sucios y mal alineados.

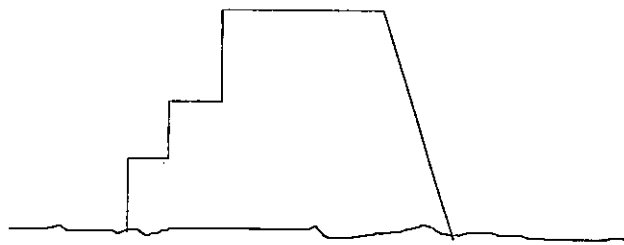


Figura 3.15 Línea base torcida.

3.0.3 Instrumentos para medición continua de presión.

Para la medición continua de la presión del reservorio en nuestros campos geotérmicos actualmente se utilizan equipos electrónicos que censan la presión y la convierten a señal eléctrica la cual es recogida por un equipo especializado que tiene la capacidad de poder enviar los datos a un computador remoto. A continuación veremos como funcionan estos equipos.

3.0.3.1 Transmisor industrial de presión PX725/PX726

Los transmisores Omega modelo PX725 y PX726 convierten una medición de presión en una señal de salida proporcional de 4 - 20 mA dc que puede ser aplicada a la entrada de un controlador, registrador, indicador o dispositivo similar. El modelo PX725 de la figura 3.16 provee una conexión NPT estándar de ½" para tuberías presurizadas, mientras que el modelo PX726 provee un diafragma de flujo rápido de 1".

Por su tamaño compacto y peso ligero, el modelo PX725 puede ser instalado directamente en una tubería de proceso. Para instalaciones que requieren otro arreglo de montaje, el transmisor puede ser especificado con una abrazadera universal. Esta abrazadera puede ser usada para sujetar la unidad a una tubería de dos pulgadas o asegurarla a una estructura de soporte.

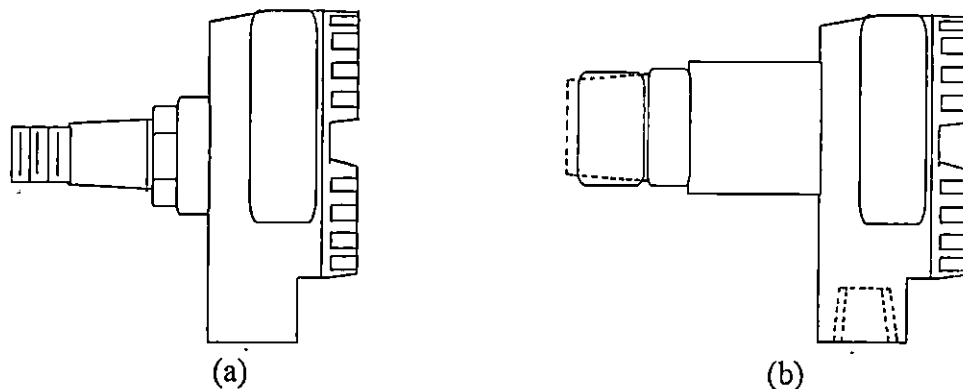


Figura 3.16 Transmisor de presión a) PX725 y b) PX726

Características del transmisor

Los transmisores de presión PX725 y PX726, ofrecen las siguientes características:

- **Censor de Presión.** La medición de presión la ejecuta un censor a tensión piezo resistivo .
- **Rango de Cobertura.** Estos transmisores son ofrecidos en rangos de 0 -100 pulgadas de agua (mínimo) a 0 -5000 psi (máximo).
- **Requerimientos de Potencia.** El transmisor requiere una fuente de poder de 24 voltios nominales para operar la señal. Una señal de salida de 4 - 20 mA es desarrollada a través de una carga nominal de 250 ohm.
- **Rango Ajustable.** Los transmisores son provistos con un interruptor y un potenciómetro fino de ajuste para el rango de calibración. El alcance puede realizarse de 16 a 100% del limite superior del rango, mientras que el cero es ajustable de -600 a 500% del limite inferior del rango del elemento para elevación y supresión.

- **Amortiguamiento.** Un circuito selecciona los períodos de amortiguamiento de 0.15 segundos o 50 milisegundos para controlar la respuesta del transmisor a un cambio en la variable bajo medición.

Teoría de Operación.

El cuerpo del transmisor esta compuesto de un modulo electrónico y un modulo sensor ensamblados como se muestra en el diagrama de bloques de la figura 3.17. El módulo electrónico contiene el circuito amplificador y los terminales de alambrado. El módulo sensor contiene una cámara de presión de entrada, un fluido de la cámara, un diafragma de aislamiento y un microdiafragma que incluye circuiteria censorsa electrónico.

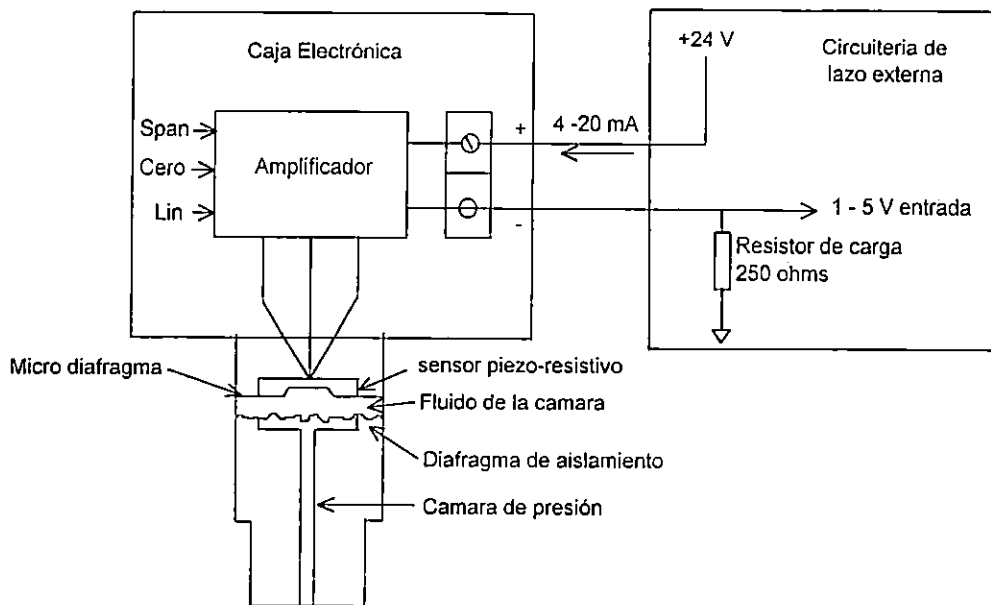


Figura 3.17 Diagrama simplificado del transmisor de presión.

La presión de entrada aplicada a la cámara de presión causa que el diafragma de aislamiento se flexione en proporción a los cambios de presión. El movimiento de este diafragma causa un desplazamiento del fluido que llena la cámara, el cual es censado por el microdiafragma.

El puente es alimentado por una fuente de corriente constante y produce una señal en milivoltios que corresponde a la presión medida. Una red Termistor-Resistor asociada con la circuiteria puente provee estabilidad de la medición para compensar los cambios en la temperatura ambiente. La señal en milivoltios desarrollada por el puente es aplicada a un amplificador lineal de alta ganancia y convertida a una corriente de salida

en dos alambres de 4 a 20 mA. La figura 3.17 muestra esta salida alambrada a un circuito externo típico que usa un resistor de carga de 250 ohm y una fuente de poder de 24 V dc. La corriente de 4 a 20 mA fluye a través del resistor proveyendo una entrada de 1 a 5 voltios para el dispositivo externo. El circuito amplificador contiene ajuste de span y cero para ajustar el rango de calibración. Un puente selecciona las opciones de amortiguamiento y linealidad.

Conexión Eléctrica

El lazo de potencia/señal de 4 a 20 mA puede ser proveido de dos maneras. La figura 3.18 muestra el lazo alimentado por el dispositivo receptor (controlador, registrador, etc.), mientras que la figura 3.19 muestra el alzo alimentado por una fuente de poder externa. En ambos casos la corriente de 4 a 20 mA fluye a través de un resistor de carga de 250 ohm y desarrolla una señal de voltaje de 1 a 5 voltios que sirven de entrada al dispositivo receptor.

Protección de la señal. Para la protección de la señal se debe utilizar un cable de dos alambres con blindaje cubierto por un material aislante. Aterrizando apropiadamente el blindaje, se minimiza los efectos electromagnéticos e interferencias de radio frecuencia. El blindaje del cable es típicamente aterrizado a la entrada del dispositivo receptor como se muestra en las figuras 3.18 y 3.19. Nunca conecte el otro extremo del blindaje al transmisor o intente aterrizarlo en mas de un punto a lo largo de la ruta del cable. Múltiples aterrizajes causaran errores en la entrada del dispositivo receptor.

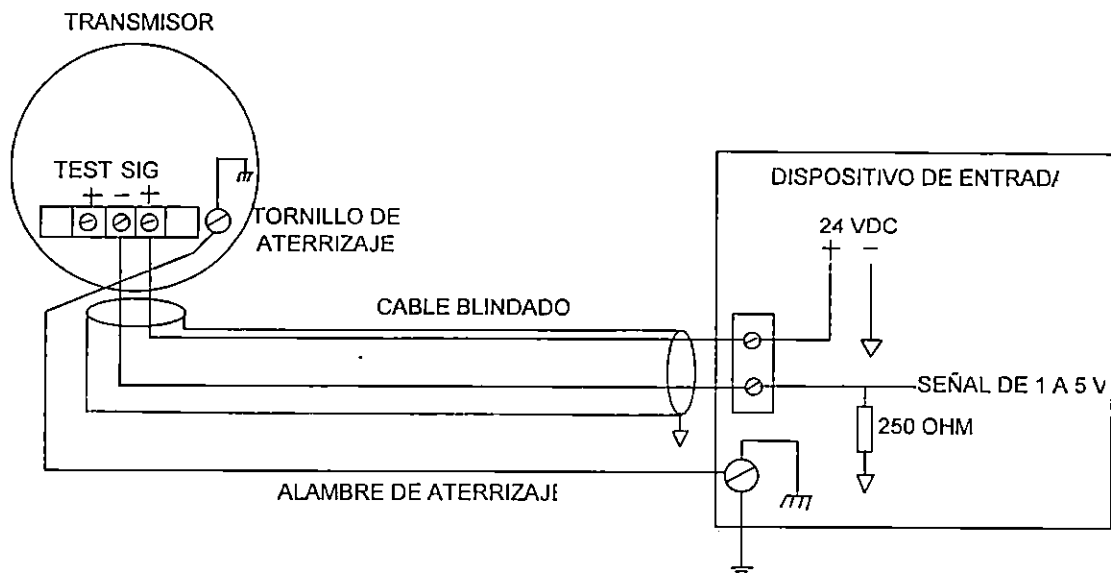


Figura 3.18 Transmisor alambrado a la fuente de poder del instrumento

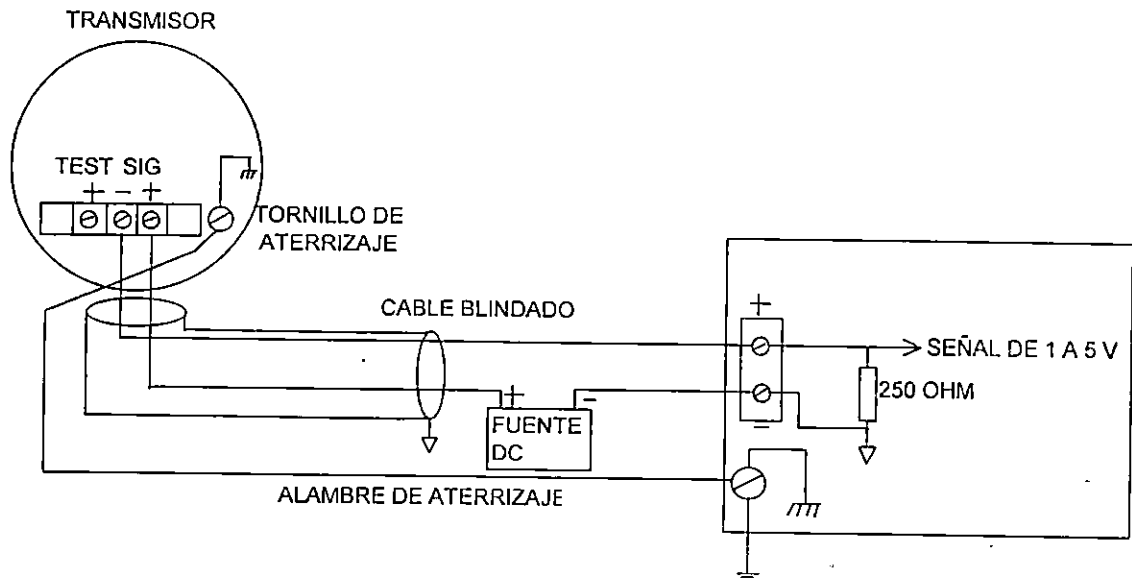


Figura 3.19 Transmisor alambrado a una fuente externa.

Aunque el blindaje es conectado al retorno común de la fuente de poder del dispositivo receptor, el punto de conexión actual puede diferir dependiendo del diseño y aplicación del dispositivo. En algunos casos, puede tenerse mejor inmunidad al ruido conectando el blindaje del cable al chasis o a un terminal designado para conectar en blindaje en el dispositivo.

Especificaciones

a) Especificaciones funcionales

Rango máximo de entrada	0 - 100 pulgadas de agua, 0 - 5,000 psi.
Suministro de voltaje	24 V dc nominal 12.5 V dc min en el transmisor 15.25 V dc min con presentador digital 36 V dc max en el transmisor 42 V dc con carga externa especificada Protección contra polaridad invertida
Salida	4 - 20 mA de salida Corriente limitada a 35 mA max Corriente mínima es 2 a 3.5 mA.

Ajustes de calibración

Ajuste del span: El ajuste del span es 16 a 100% del límite superior del rango del elemento. El ajuste ordinario del span puede hacerse por el interruptor DIP y un ajuste fino puede hacerse por medio del potenciómetro de 15 vueltas

Ajuste del cero: El rango de ajuste es de -600 a 500% del límite inferior del elemento para elevación y supresión. Un ajuste ordinario puede hacerse con el interruptor DIP de 32 selecciones y un ajuste fino por medio de un potenciómetro de 15 vueltas.

Respuesta de tiempo y amortiguamiento

Constante de tiempo: Tiempo requerido para 63% de cambio en la salida con un 100% de cambio en la entrada.

Recuperación: Tiempo para mantener la salida después que la presión es constante 10 ms máximo.

Amortiguamiento: Uso seleccionable por medio del puente.

Amortiguamiento apagado => 50 ms

Amortiguamiento encendido = 0.15 sec \pm 25% de la constante de tiempo.

Linealidad

La corrección de la linealidad puede ponerse activado o desactivado por medio del puente de selección.

b) Especificaciones de funcionamiento

Exactitud

(Incluidos linealidad independiente, histéresis y repetibilidad)

\pm 0.15% del span de calibración

Resolución

Menor que 0.02%

Estabilidad de largo tiempo

A condición constante \pm 0.25 del límite superior del elemento por cada 6 meses.

Efectos de la temperatura ambiente

Total incluyendo cero y el span

\pm 0.015% del límite superior por °F de -25 a 75 °F

\pm 0.01% del límite superior por °F de 75 a 185 °F

\pm 0.02% del límite superior por °F en 100 pulgadas de agua solamente.

Efectos de la fuente de poder	$\pm 0.005\%$ por V
Efectos de sobrepresión	$\pm 0.2\%$ del limite superior a la máxima presión de operación
Efecto de la posición de montaje en la exactitud del transmisor	± 2 pulgadas de agua las cuales pueden corregirse por calibración.
c) Especificaciones ambientales	
Limites de temperatura	Amplificador: -25 a 185 °F (-32 a 85 °C) Indicador digital: -22 a 175 °F (-30 a 80 °C) Almacenamiento: -40 a 212 °F (-40 a 100 °C)
Limites de humedad	Con el protector del circuito electrónico instalado. 15 - 95% RH a 140 °F (60 °C) 15 - 50% RH a 185 °F (85°C)
Efectos Electromagnéticos	$\pm 1\%$ de URL @ 10 V/M, 20 Mhz a 500 MHz
Protección contra sobretensión	Sobretensión diferencial bipolar 1000 watts por 1 ms
Efectos de vibración	Menos que $\pm 0.1\%$ de URL para 10 a 500 Hz a 1 g en cualquier eje
d) Especificaciones físicas	
Medio de relleno	Silicon o Fluorolube DC200
Material caja electrónica	Cobre aluminio, acabado de epoxy
Conexiones eléctricas	Conexión conduit $\frac{1}{2}$ NPT con terminales internos para alambrado
Material de acabado	Acero Inoxidable 316
Sistema de conexión	Modelo PX725: Conector hembra NPT $\frac{1}{2}$ pulgada Modelo PX726: Conector hembra NPT 1 pulgada

3.0.3.2 DATALOGGER

La serie OM-5000 de datalogger es disponible en los modelos OM-5100 o el modelo con gabinete montable en pared OM-5200. La serie OM-5000 pueden ser equipados con una variedad de multiplexores y otros circuitos para varias tareas de registro. Esta serie es completamente autocontenida y equipada con un impresor térmico de 24 columnas, un teclado alfanumérico, una pantalla fluorescente de vacío de 16 dígitos, un reloj de tiempo real y un puerto RS-232. Incluye una memoria cache de datos que provee almacenamiento temporal de los datos registrados para su revisión antes de imprimir o cargarlos a un computador remoto.

El datalogger puede ser programado directamente del teclado o de un computador remoto. Las funciones programables incluyen:

1. Fecha, hora e intervalo de registro.
2. Los contenidos y formato de la salida de impresión.
3. La configuración de cada canal para adecuarlo a la clase de censor a ser utilizado, tal como las termocuplas, entradas de voltaje, RTD, provadores de pH, etc.
4. El numero de canales examinados y cuales canales están por ser pasados por alto. También el intervalo de tiempo entre cada canal y un comando de retención para registro continuo de un canal seleccionado.
5. Ajuste de las lecturas del presentador para acomodar varios sensores de entrada por medio de multiplicación, suma o sustracción.
6. Puntos de alarma bajos y altos.
7. Unidades de ingeniería
8. Unidades preestablecidas de temperatura (°C o °F).
9. Almacenamiento no volátil de la configuración del sistema en una ROM eléctricamente programable.

Arquitectura del Datalogger

La arquitectura del datalogger como se muestra abajo en la figura, consiste de un microprocesador con memoria EEPROM interna y RAM y ROM externa. El impresor, el presentador (pantalla) y el reloj de tiempo real se comunican con el CPU sobre un bus serie. El procesador también recibe datos de un teclado de 24 teclas y es capaz de comunicarse a computadores externos o dispositivos por medio del puerto serie RS-232. El bus serie (SPI) también se usa para comunicar información de control y entrada al multiplexor, accesorios y tarjetas de alarma.

Multiplexor del datalogger.

Los multiplexores realizan el acondicionamiento de la señal para el datalogger. El multiplexor mostrado en el diagrama de bloques mostrado en la figura de abajo esta diseñado para usarse con termocuplas y entradas de voltaje. El relevador selecciona cual entrada (voltaje, RTD o termocupla) esta por ser leida. Las señales de entrada son

amplificadas y digitalizadas por un convertidor A/D. También se ha proveído para medir la temperatura en el punto de juntura de la termocupla y la entrada de voltaje cero del sistema. Usando estos parámetros, las lecturas de la termocupla son compensadas para la temperatura de la unión y la tendencia al desplazamiento del cero son cancelados. El interruptor controlador del rango del CPU esta puesto de acuerdo al tipo de entrada que es seleccionada. Información sobre el tipo de canal, unidades presentadas y puntos de alarma están almacenados en la EEPROM del multiplexor, permitiendo cambiar multiplexores sin perder la información de la configuración del canal. Tarjetas de accesorios y de alarma opcionales pueden ser conectadas al multiplexor.

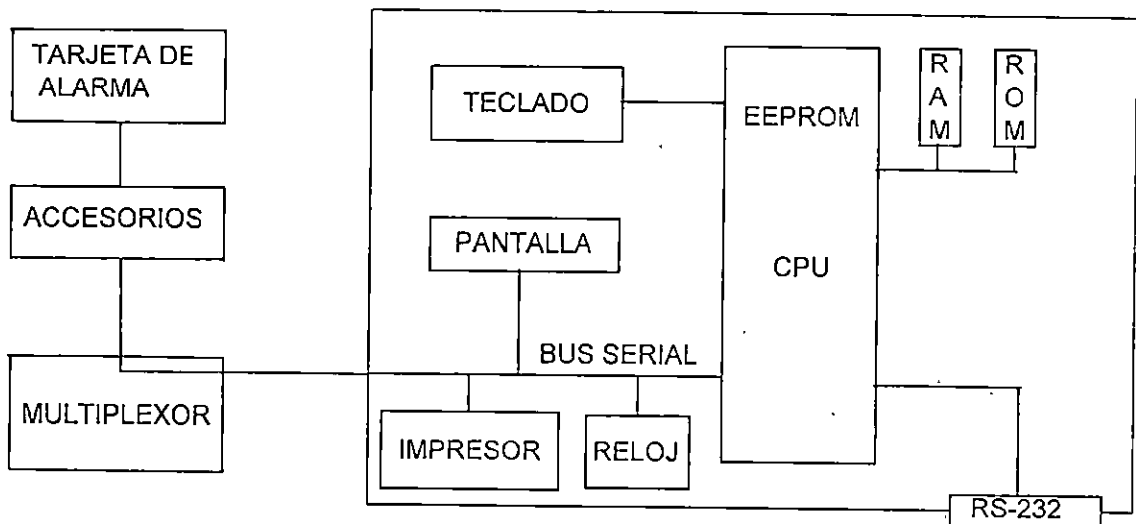


Figura 3.20 Diagrama esquemático arquitectura Datalogger.

Especificaciones del datalogger

Entrada de voltaje

Rango: ± 2 Voltios

Impedancia de entrada: $1M\Omega$

Máximo CMV: 1500 voltios A.C.

CMRR: > 105 dB a 50/60 Hz

NMRR: > 75 dB a 50/60 Hz

Corriente de desplazamiento de entrada: 7 nA

Máxima protección contra sobrevoltaje: 120 Voltios A.C.

Exactitud: $\pm 400 \mu V$

Resolución: $100 \mu V$

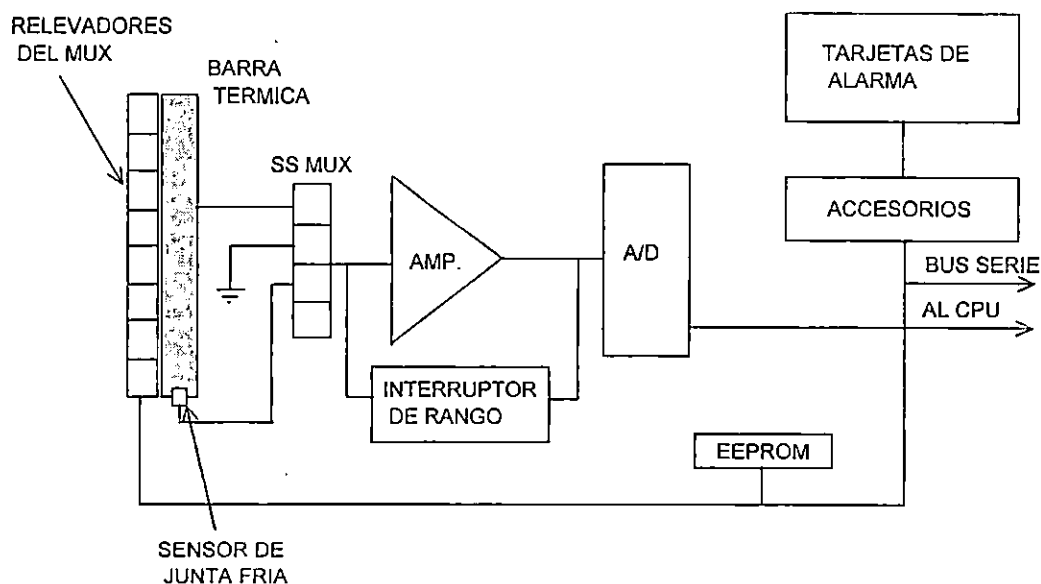


Figura 3.21 Etapa Multiplexor del Datalogger.

Entrada de termocupla

Tipos: J, K, T, E, B, S, R.

Impedancia de entrada: 100 M Ω

Efecto de la resistencia de las puntas: Menos que 20 μ V/400 ohm

Compensación por juntura fría: 0 - 50 °C

Corto de termocupla a protección A.C.: 120 voltios A.C.

Interface digital (RS-232)

Velocidad: 9600/1200/600 (programable)

Voltaje de salida: \pm 9 voltios

Carga mínima: 3 k Ω

Conector: 9 pines "D" shell

Conversión A/D

Máxima velocidad (conversiones/s): 10

Resolución (cuentas): \pm 20,000

Técnica: Doble pendiente

Capacidad

Máximos canales de entrada: 40

Tipo de presentador

Pantalla de vacío fluorescente de 16 dígitos alfanuméricos

Condiciones ambientales

Rango de operación: 0 a 50 °C

Rango de almacenamiento: -25 °C a 75 °C

Humedad relativa: Mil STD-202E método 103B

3.1 INSTRUMENTOS PARA MEDICIÓN DE TEMPERATURA.

Al igual que para los medidores de presión, los instrumentos medidores de temperatura se pueden dividir en medidores superficiales y medidores profundos. Los medidores superficiales que más se utilizan son los comunes termómetros de mercurio, y los medidores electrónicos de temperatura con termocuplas. Para medir temperatura dentro de los pozos se utiliza el elemento medidor de temperatura KTB de Kuster. Este elemento se puede acoplar al registrador y reloj del medidor de presión KPG. El funcionamiento de este elemento sensor se describe en la siguiente sección.

3.1.1 Elemento medidor de temperatura profundo KTB

El elemento activo en el elemento medidor de temperatura es un tubo Bourdon helicoidal, al igual que en el elemento medidor de presión, pero este no se somete a la presión del pozo. En lugar de ello, se desarrolla una presión dentro del tubo por medio de la evaporación de un líquido volátil. La presión de vapor del líquido volátil encerrado esta directamente relacionado a su temperatura. El tubo Bourdon gira debido al cambio de presión, producido por el calentamiento del líquido. La rotación del tubo es transmitida a la flecha central y al estilete marcador, de la misma manera que lo hace en los elementos de presión. En la figura 3.22 puede apreciarse este elemento medidor.

Otro tipo de elemento es el elemento bimetálico helicoidal, pero este es usado para temperaturas superiores a 175°C.

Para efectuar un registro con el elemento, se ensambla con un registrador y un reloj de la misma manera que un elemento medidor de presión

3.2 INSTRUMENTOS PARA MEDICION DE FLUJO DE VAPOR Y CAUDALES DE AGUA

Para la medición de flujos y caudales se utilizan más comunmente los discos de orificio, vertederos, censor annubar, medidores electromagnético, etc.. Actualmente los que se tienen en pleno uso son los discos de orificio, los vertederos con contracción rectangular y vertedero con contracción triangular. El censor de flujo annubar a la fecha se encuentra en proceso de experimentación y calibración.

Anteriormente en el Campo Geotérmico de Berlín se utilizó el medidor electromagnético, el cual sufrió averías, pero se piensa rehabilitarlo en una fecha posterior.

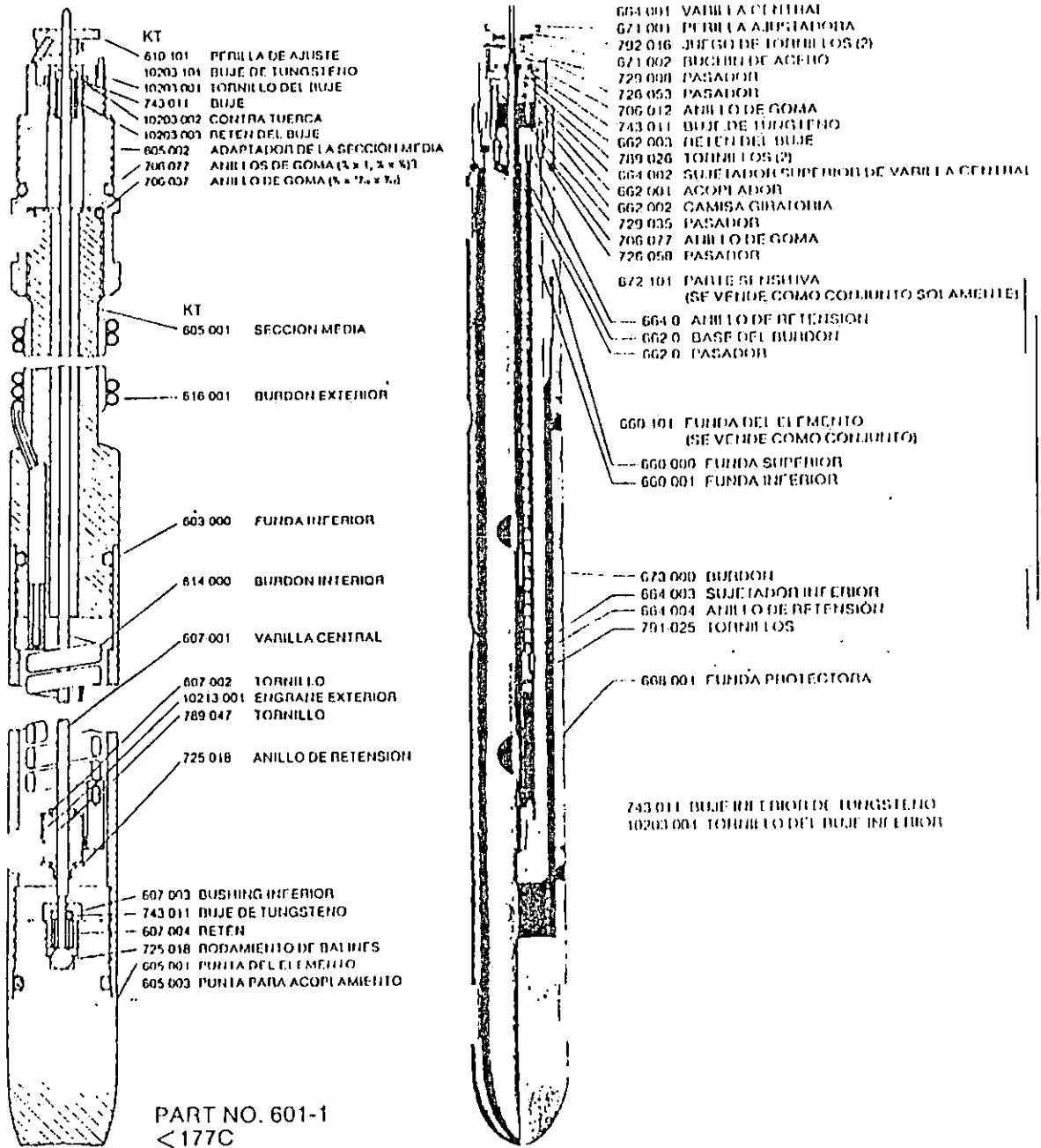


Figura 3.22 Elemento medidor de temperatura KUSTER.

Por lo tanto en esta parte se hará mayor énfasis solamente a los discos de orificio y los vertedros, por ser los que más se utilizan actualmente y que difícilmente podran dejarse de utilizar.

3.2.1 Discos de orificio.

El orificio de esquina cuadrada en una tubería causa una contracción del chorro corriente abajo de la abertura del orificio. Para flujo incompresible, al aplicar la ecuación de Bernoulli entre la sección 1 del chorro y su vena contracta (la sección 2) es

$$\frac{V_{1t}^2}{2g} + \frac{P_1}{\gamma} = \frac{V_{2t}^2}{2g} + \frac{P_2}{\gamma} \quad (3.2)$$

Donde: γ : Peso específico del fluido
 g : Aceleración debido a la gravedad

V_{1t} y V_{2t} se relacionan por medio de la ecuación de continuidad

$$\dot{m} = \rho_1 A_1 v_1 = \rho_2 A_2 v_2 \quad (3.3)$$

Si consideramos que la densidad se mantiene constante en todas partes, al despejar V_1 de la primer ecuación y sustituyendo en la segunda y despejando $P_1 - P_2$, tenemos:

$$P_1 - P_2 = \frac{v_2^2 \rho}{2g_c} \left[1 - \left(\frac{A_2}{A_1} \right)^2 \right] \quad (3.4)$$

El flujo puede entonces encontrarse como

$$Q = A_2 v_2 = \frac{A_2}{\sqrt{1 - \left(\frac{A_2}{A_1} \right)^2}} \sqrt{\frac{2g_c}{\rho} (P_1 - P_2)} \quad (3.5)$$

Donde:

Q : m³/seg
A : m²
 ρ : kg/m³
P : N/m²
 g_c : 1.0 kg.m/N.seg²

Esta última ecuación nos da el flujo teórico, para obtener el flujo real hay que multiplicarlo por un coeficiente de descarga como se muestra a continuación:

$$Q = C_d Q \quad (3.6)$$

Al modificar esta última ecuación por un factor de expansión Y se obtiene el flujo másico real de un fluido compresible:

$$\dot{m} = C_d Y Q_R \quad (3.7)$$

El factor de expansión se calcula por la siguiente ecuación empírica deducida para tomas en bridas:

$$Y_1 = 1 - \left[0.41 + 0.35 \left(\frac{A_2}{A_1} \right)^2 \right] \frac{P_1 - P_2}{\gamma P_1} \quad (3.8)$$

Donde γ es la relación de calores específicos $\gamma = \frac{C_p}{C_v}$

Para orificios con toma de tubo, Y es:

$$Y_2 = 1 - \left[0.333 + 1.145(\beta^2 + 0.70\beta^5 + 12\beta^3) \right] \frac{P_1 - P_2}{\gamma P_1} \quad (3.9)$$

Donde: $\beta = \frac{d}{D}$

d : Diámetro del orificio

D : Diámetro de la tubería

Los factores de expansión empíricos dados por las ecuaciones anteriores son exactos en $\pm 0.5\%$ para $0.8 < \frac{P_2}{P_1} < 1$.

La instalación recomendada para placas con orificio concéntrico es mostrado en la figura 3.23a.

Existen tres tipos principales de tomas de presión utilizados:

- Tomás de presión en cada brida de conexión.
- Tomás de presión de a una distancia igual al diámetro de la tubería hacia la entrada del flujo y la toma de presión de salida a una distancia igual a la mitad del diámetro de la tubería, posterior al orificio.
- Toma de presión de entrada a una distancia igual al diámetro de la tubería hacia la entrada del flujo; y la toma de presión de salida localizada en la vena contracta del orificio. (Ver apéndice sobre vena contracta.)
- Tomás de presión en las esquinas (corner tap).

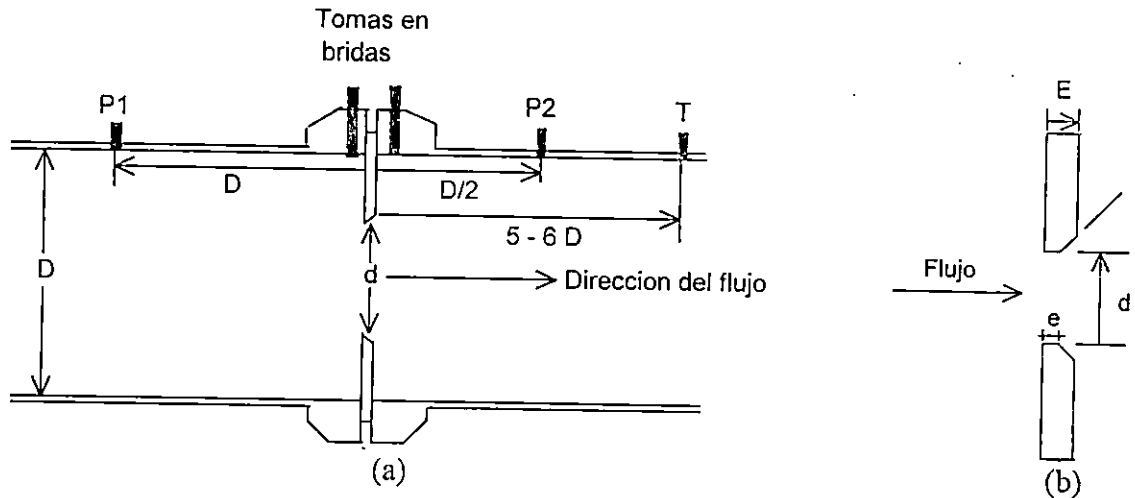


Figura 3.23 Instalación recomendada de los discos de orificio y forma del disco.

Debido a la facilidad de construcción y ubicación se suelen utilizar, en muchos Campos Geotérmicos las tomas de presión en las bridas. Aunque esto reduce la exactitud de la medición, se compensa con los costos de instalación. En este trabajo únicamente tomará en cuenta las tomas de presión en las bridas.

Para uso con fluido Geotérmico el disco de orificio debe ser de Acero Inoxidable o de otro material no-corrosible, y debe tener un coeficiente de expansión térmica no mayor que la de las bridas de la tubería donde será instalada. El espesor recomendado de los discos de orificio, es dado en la Tabla 3.1, la cual considera la máxima deflexión permitida para el disco.

Tabla 3.1 Espesor recomendado discos de orificio

ΔP (Pulg de H ₂ O)	DIAMETRO (PULGADAS)			
	3	10	20	30
< 1000	¹ / ₈	³ / ₁₆	³ / ₈	¹ / ₂
< 200	¹ / ₈	¹ / ₈	¹ / ₄	³ / ₈
< 100	¹ / ₈	¹ / ₈	¹ / ₄	³ / ₈
< 1000	¹ / ₈	³ / ₁₆	³ / ₈	¹ / ₂
< 200	¹ / ₈	¹ / ₈	³ / ₁₆	³ / ₈
< 100	¹ / ₈	¹ / ₈	³ / ₁₆	¹ / ₄

3.2.1.1 Forma de los discos

La forma de los discos recomendada es la que se muestra en la figura 3.23b, estos deberan construirse considerando lo siguiente:

- a) El espesor (e) del orificio del disco debe estar entre $0.005d$ y $0.02D$.
- b) El espesor (E) del disco debe estar entre $e < E < 0.05D$.
- c) El ángulo del chaflan debe estar entre 30 y 45 grados.
- d) El diámetro del orificio del disco debe ser igual o mayor que 12.5 mm y la relación de diámetros (β) debe ser igual o mayor que 0.20 o 0.23 y menor o igual a 0.75 o 0.80, de acuerdo al disco de orificio utilizado.
- e) Los diámetros para los agujeros de las tomas de presión deben ser menores de $0.08D$ y de preferencia menores de 12 mm. No existe restricción para el diámetro mínimo, el cual puede ser determinado en la práctica, para prevenir bloqueos accidentales o incrustaciones. Los diámetros de todas las tomas de presión deben ser iguales.
- f) Para las tomas en las bridas, la distancia entre la toma aguas arriba es nominalmente 25.4 mm medida de la cara aguas arriba del disco y la distancia de las tomas aguas abajo es también nominalmente 25.4 mm pero medida de la cara aguas abajo del disco. Estos valores pueden variar, sin alterar el coeficiente de flujo de la forma siguiente:

$$\begin{aligned} &25.4 \pm 0.5 \text{ mm si } \beta > 0.6 \text{ y } 58 \text{ mm} < D < 150 \text{ mm} \\ &25.4 \pm 0.1 \text{ mm si } \beta \leq 0.6 \text{ y } 150 \text{ mm} < D < 760 \text{ mm} \end{aligned}$$

o para cualquier β , pero $50 < D < 58 \text{ mm}$.

3.2.1.2 Calculo de las constantes de los discos.

Las constantes de los discos se calculan de la forma siguiente:

- Coeficiente de descarga (C)

$$c = \frac{K}{E} = K \sqrt{1 - \beta^4} \quad (3.10)$$

$$K = K_0 \left(1 + \frac{A^*}{R_d} \right) \quad (3.11)$$

Donde: K : Coeficiente de flujo
 E : Factor de velocidad
 R_d : Número de Reynolds para d
 R_D : Número de Reynolds para D



$$K_0 = K_e \left(\frac{10^6 d}{10^6 d + 15 A^*} \right) \quad (3.12)$$

$$K_e = 0.5993 + \frac{0.007}{D} + \left(0.364 + \frac{0.076}{\sqrt{D}} \right) \beta^{-1} + 0.4 \left(1.6 - \frac{1}{D} \right)^5 \left(0.007 + \frac{0.5}{D} - \beta \right)^{\frac{3}{2}} - \left(0.009 + \frac{0.034}{D} \right) (0.5 - \beta)^{\frac{3}{2}} + \left(\frac{65}{D^2} + 3 \right) (\beta - 0.7)^{\frac{5}{2}} \quad (3.13)$$

$$A^* = d \left(830 - 5000\beta + 900\beta^2 - 4200\beta^3 + \frac{530}{\sqrt{D}} \right) \quad (3.14)$$

Para la ecuación de K_e los últimos 3 términos para algunos valores de k_e se reducen a una forma de número imaginario, por lo que no se deben utilizar en el cálculo.

$$R_d = \frac{R_D}{\beta} \quad (3.15)$$

$$R_D = \frac{Bv\rho}{\mu} \quad (3.16)$$

$$v = \frac{Q}{A\rho} \quad (3.17)$$

Donde: v : Velocidad del flujo
 β : Densidad del fluido
 μ : Viscosidad dinámica
 A : Area de la sección transversal.

Luego:

$$RD = \frac{QD}{\mu\beta A} \quad (3.18)$$

- Coeficiente de expansión

$$Y = 1 - \left(0.41 + 0.35\beta^4 \right) \frac{X}{\gamma} \quad (3.19)$$

donde X es la relación de presión diferencial

$$x = \frac{\Delta P}{P_1} \quad (3.20)$$

y γ es la relación de calores específicos

$$\gamma = \frac{C_p}{C_v} \quad (3.21)$$

Con todas las ecuaciones anteriores se puede obtener el valor del caudal de vapor en función de la presión diferencial medida y de las constantes de los discos de orificio; o bien conociendo el caudal, se mide la presión diferencial y puede obtenerse las constantes de los discos, con el fin de calibración.

Para efectos prácticos y de costo en el Campo Geotérmico de Ahuachapán se ha utilizado como elemento de medición un manómetro diferencial lleno de Mercurio; procesando las ecuaciones anteriores se llega a:

$$\dot{m} = 0.1138 A b^2 C_d Y \left[\frac{2 g_c \gamma_{H_2O} \Delta h (s-1)}{(1-b^4) V_v} \right]^{1/2} \quad (3.22)$$

Donde:

\dot{m}	:	Flujo másico ton/hora
0.1138	:	Factor de conversión a ton/hora
0.0316	:	Factor de conversión a Kgm/seg
A	:	Área de la tubería
β	:	Relación de diámetros
C_d	:	Coefficiente de descarga
Y	:	Factor de expansión
G_c	:	Constante proporcionalidad 9.81 Kg m-m/ Kgf-seg ²
ρ	:	Densidad del agua (1000 Kgf/m ³)
Δh	:	Altura de la columna en mm
S	:	Densidad relativa del mercurio = 13.58
V_v	:	Volumen específico (0.3115 m ³ /Kgm)

3.2.1.3 Requerimientos generales para la medición

- a) Los elementos primarios de medición (discos y tomas), deberán ser construidos, instalados y usados de acuerdo a normas establecidas y si por condiciones de uso o fabricación no es posible cumplir con las normas, se deberá calibrar todos los elementos para las condiciones de uso.

Las condiciones de todos los elementos primarios debe ser revisada periodicamente de tal forma de mantener vigente las normas. Debido a que el trabajo con fluido geotérmico puede formar depositación o incrustación, se pueden presentar cambios en los coeficientes de descarga y por lo tanto la incerteza en la medición puede salirse de la estipulada.

También el material para la fabricación del disco debe ser de coeficiente de expansión conocido.

- b) El fluido puede ser compresible o incompresible, homogéneo física y termodinamicamente y de una sola fase. Se deberá conocer también la densidad y viscosidad del fluido.
- c) El flujo debe ser constante o variar ligeramente con el tiempo, y el fluido atravesando el disco no debe provocar cambios de fase. Para determinar si existe o no cambio de fase, el cálculo del flujo debe hacerse asumiendo que la expansión es isentropica si el fluido es gas (vapor) o isotermica si el fluido es líquido.
La relación de presión aguas abajo - aguas arriba debe ser igual o no mayor de 0.75.

3.2.2 Vertederos.

Vertedero es un dique o pared dentro de un canal que intercepta la corriente de un líquido causando la elevación del nivel aguas arriba, el cual será función del caudal de agua que fluye en ese ducto; se utiliza para control de nivel o para medición de caudal. Existen diferentes tipos de vertederos dependiendo el criterio de clasificación que se tome.

La clasificación puede hacerse como sigue:

a) Por su altura:

- Lamina libre
- Sumergidos

b) Por su espesor:

- Pared delgada
- Pared gruesa, dique.

c) Por su posición de planta:

- Normal
- Inclinada
- Quebrada
- curvilíneo

- d) Por la contracción:
- Sin contracción lateral
 - Con contracción lateral

- e) Forma de la abertura:
- Rectangular
 - Trapezoidal
 - Triangular
 - Parabólico

Para fines del presente trabajo se tratará principalmente de los vertederos de pared delgada rectangular y triangulares, sin ó con contracción lateral, normales y de lamina libre.

3.2.2.1 Vertedero rectangular.

El principio del vertedero es

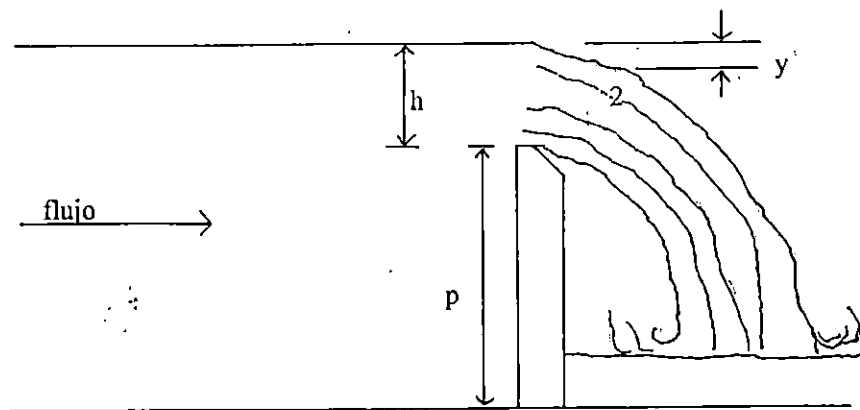


Figura 3.24 Principio del vertedero rectangular.

Aplicando Bernoulli entre 1 y 2, tenemos respecto a la cara superior del vertedero

$$h + 0 + 0 = \frac{v^2}{2g} + (h - y) + 0 \quad (3.23)$$

y despejando V tenemos:

$$v = \sqrt{2gy} \quad (3.24)$$

Considerando el caudal teórico como:

$$Q = \int v dA = \int_0^h v b dy \quad (3.25)$$

Donde b: Ancho del vertedero

Sustituyendo V tenemos:

$$Q = \sqrt{2gb} \int_0^h Y^{\frac{1}{2}} dy \quad (3.26)$$

Evaluando la integral

$$Q = \frac{2}{3} \sqrt{2g} b h^{\frac{3}{2}} \quad (3.27)$$

Donde Q : Caudal
 b : Ancho del vertedero
 h : Altura de la cresta de agua

Esta es la ecuación básica, que mide el caudal de agua teórico. Para obtener el caudal de agua real que pasa por el vertedero es necesario multiplicar el valor teórico por un coeficiente de descarga, como se indica a continuación:

$$Q = \frac{2}{3} C_d \sqrt{2g} b h^{\frac{3}{2}} \quad (3.28)$$

El coeficiente de descarga puede ser calculado de la siguiente manera de acuerdo a los autores que se mencionan:

- Según H. Bazin (1886):

$$C_d = 0.6075 + \frac{0.0045}{h} \quad (3.29)$$

- Según F. Frese:

$$C_d = \left(0.5755 + \frac{0.017}{h+0.18} - \frac{0.075}{b+1.2} \right) \left\{ 1 + \left[0.25 \left(\frac{h}{B} \right)^2 + 0.025 + \frac{0.0375}{\left(\frac{h}{w} \right)^2 + 0.02} \right] \left(\frac{h}{h+w} \right)^2 \right\} \quad (3.30)$$

para $b > h$, y vertedero con contracción.

- Según V. W. Hansen (1892)

$$C_d = \frac{0.616}{1 - 0.358\sqrt{h^3}} \quad (3.31)$$

para h de 0.08 a 3 m, y Vertedero sin contracción

Más adelante se estudiará la Norma ISO 1438/1, que es la norma en base a la cual se han calculado las descargas de los vertederos de los campos geotérmicos del país.

3.2.2.2 Vertedero triangular.

Los vertederos triangulares son utilizados cuando se desean medir caudales pequeños ó mejorar la exactitud en la medida, la deducción de la ecuación es similar al caso del vertedero rectangular.

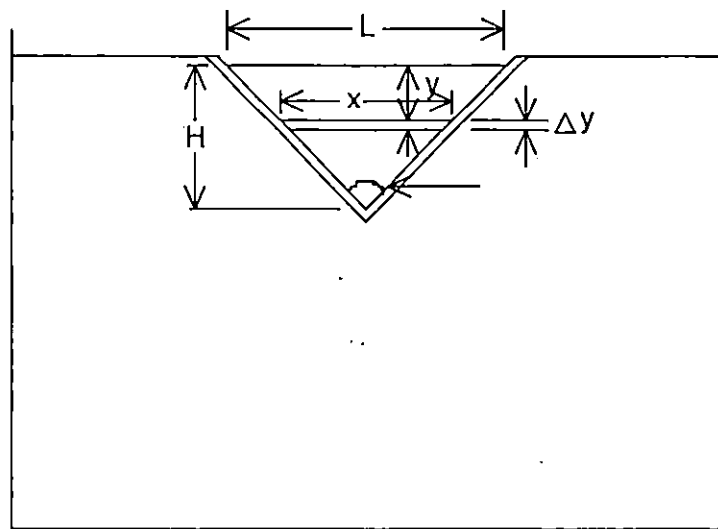


Figura 3.25 Principio de funcionamiento vertedero triangular.

Por triángulos semejantes

$$\frac{x}{h-y} = \frac{L}{h} \quad (3.32)$$

Sustituyendo v y x

$$Q = \sqrt{2g} \frac{L}{h} \int_0^h Y^{1/2} (h-y) dy = \frac{4}{15} \sqrt{2g} \frac{L}{h} h^{3/2} \quad (3.33)$$

Expresando L/h en función del ángulo α tenemos:

$$\frac{L}{2h} = \tan\left(\frac{\alpha}{2}\right) \quad (3.34)$$

La ecuación queda:

$$Q = \frac{8}{15} \sqrt{2g} \tan\left(\frac{\alpha}{2}\right) h^{3/2} \quad (3.35)$$

y nos proporciona el caudal teórico de agua. Al multiplicar por el coeficiente de descarga obtenemos el caudal de agua real.

$$Q = C_d \frac{8}{15} \sqrt{2g} \tan\left(\frac{\alpha}{2}\right) h^{3/2} \quad (3.36)$$

Hasta esta parte hemos estudiado los vertederos desde el punto de vista teórico, ahora estudiaremos la norma ISO 1438/1, la cual provee métodos para la medición de caudales de agua en vertederos que se basa más en la experiencia y por lo tanto provee resultados más precisos. Esta norma es la más ampliamente utilizada en otros países tales como Francia, Alemania, Inglaterra, México, etc.

3.2.2.3 Normas ISO 1438/1

Esta norma internacional especifica métodos para la medición de flujo de agua en canales abiertos usando compuertas de una placa delgada de metal. Las condiciones de flujo consideradas son: estabilidad, descarga libre y completamente ventilada. Los coeficientes de descarga recomendados son aplicables a agua solamente en un rango aproximado de temperaturas de 5 a 30°C. Utilizar los coeficientes para agua a temperaturas fuera de este rango resulta en errores despreciables excepto en alturas de agua muy pequeñas.

La descarga sobre la placa de metal es una función de la altura del agua, el tamaño y forma del área de descarga, y un coeficiente determinado experimentalmente el cual toma en cuenta la altura del agua sobre la placa, las propiedades geométricas de la placa y aproximación del canal, y las propiedades dinámicas del agua.

Selección del sitio de instalación

El tipo de placa a utilizar para medición de la descarga es determinada en parte por la naturaleza del sitio de medición propuesto. Bajo algunas condiciones de uso y diseño,

las placas son localizadas en conductos rectangulares o en cajas metálicas las cuales simulan condiciones de flujo en conductos rectangulares. Bajo otras condiciones, las placas pueden ser localizadas en canales naturales tan bien como en conductos.

Condiciones de instalación

La compuerta de descarga es críticamente influenciada por las características físicas de la placa y las paredes del canal. Las placas de metal son especialmente dependientes de las características de instalación, lo cual controla la distribución de velocidades en las proximidades del canal y en la construcción y mantenimiento de la cresta de la placa de acuerdo a las especificaciones de la norma.

Placas

Las placas de obstrucción metálicas se instalan vertical y perpendicular a las paredes del canal. La intersección de las placas de metal con las paredes y piso del canal deben estar firmes y deben ser capaces de contener el máximo flujo sin distorsión o daño.

Los límites prácticos asociados con diferentes descargas tales como mínimo ancho, mínima altura de la placa, mínima altura de la cresta, y máximos valores de h/p y b/B (donde h es la altura de la cresta, p es la altura de la cresta relativa al piso, b es el ancho medido de la muesca y B es el ancho del canal), son factores los cuales influyen la selección del tipo de placa y la instalación.

Canal

Para los propósitos de esta norma el canal aproximado es la porción de las placas del canal los cuales se extienden aguas arriba de la placa una distancia no menor de 10 veces el ancho de la parte superior de la máxima altura. Si la placa es localizada en una caja metálica, la longitud de la caja sería igual a la longitud especificada del canal aproximado.

El flujo en el canal aproximado sería uniforme y estable, con la distribución de velocidades aproximada a la de un canal de suficiente longitud para desarrollar flujo normal en un canal recto y liso. La forma y tamaño del canal aguas abajo de la placa no tiene significancia, pero el nivel del agua en el canal aguas abajo estaría una distancia vertical suficiente abajo de la cresta para asegurar una descarga libre y completamente ventilada.

Vertedero con placa metálica rectangular

La placa metálica con obstrucción rectangular es una clasificación general en la cual la placa con abertura rectangular es la forma básica y la placa con abertura completa es un caso límite. La forma básica de la placa se muestra en la figura 3.26 con valores intermedios de b/B y h/p . Cuando $b/B=1.0$, esto es cuando el ancho de la placa es igual al ancho del canal, la placa es de tipo ancho completo.

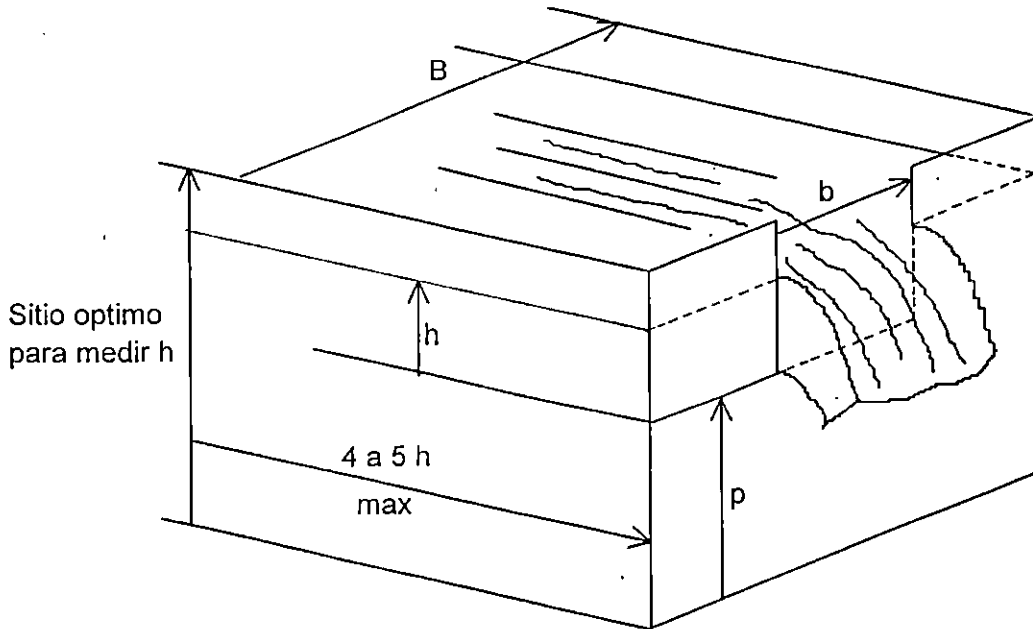


Figura. 3.26 Vertedero con placa en contracción rectangular

Las formulas recomendadas para la descarga de placas rectangulares, son presentadas en dos categorías:

- a) Formula para la forma básica de la placa (todos los valores de b/B);
- b) Formula para la placa de ancho completo ($b/B=1.0$).

En las formulas se seguirá la siguiente nomenclatura:

- Q: Es el volumen de flujo (m^3/s)
- C: Es el coeficiente de descarga (sin dimensiones)
- g: Es la aceleración debido a la gravedad (m/s^2)
- b: Ancho medido de la abertura de la placa (m)
- B: Ancho del canal (m)
- h: Altura de la cresta de agua (m)
- p: Es la altura de la cresta relativa al piso del canal (m)

a) Forma básica de la placa (todos los valores de b/B)

En la ecuación básica del vertedero se considera la formula de Kindsvater-carter para todo valor de b/B

$$Q = C_c \frac{2}{3} \sqrt{2g} b_c h_c^{3/2} \quad (3.37)$$

Donde : C_e : Coeficiente de descarga
 b_e : Ancho efectivo
 h_e : Cresta efectiva

La figura 3.27 muestra valores experimentales de C_e como una función de h/p para valores representativos de b/B . Los valores de C_e para valores intermedios de b/B pueden determinarse por interpolación.

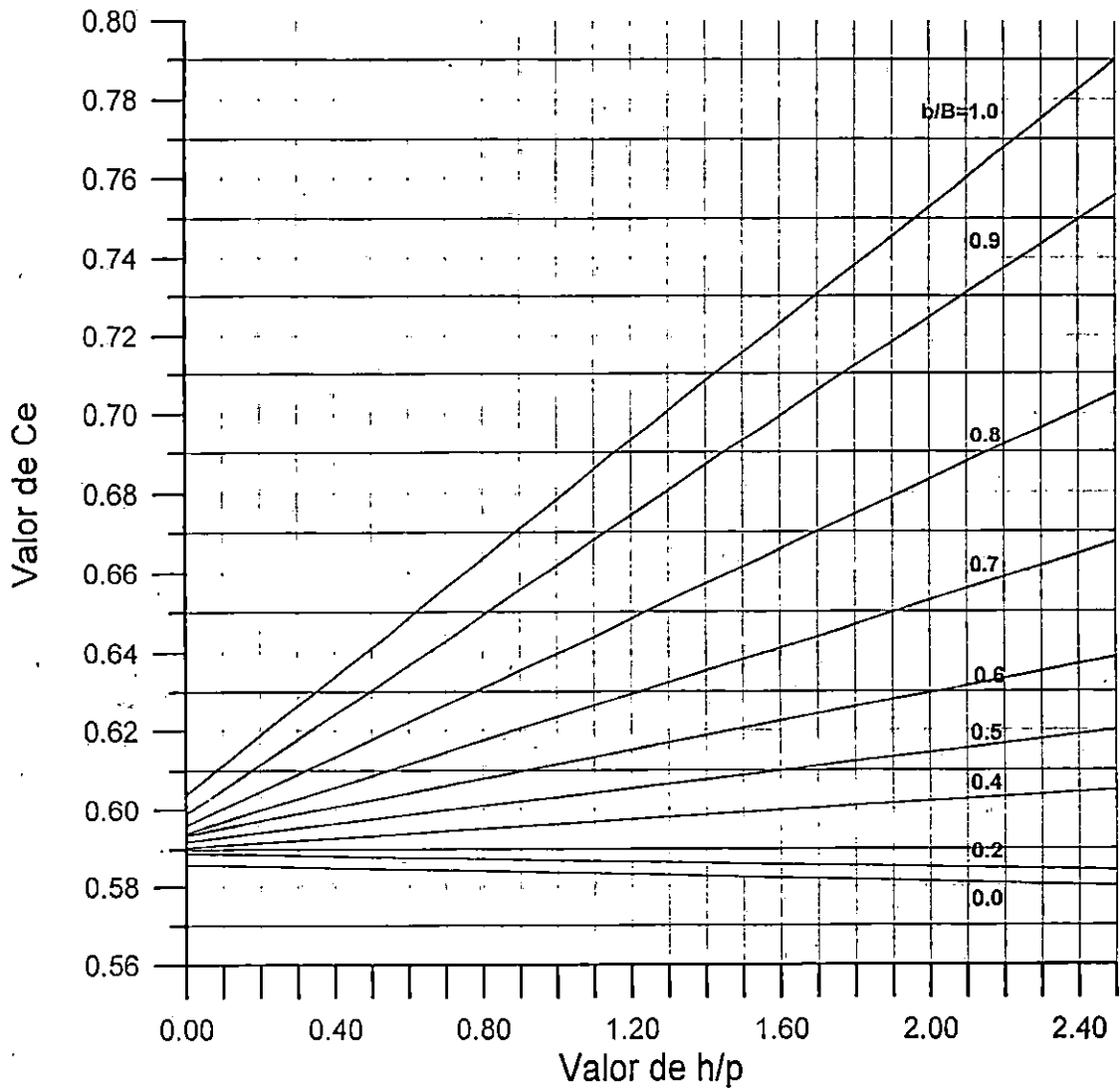


Figura. 3.27 Coeficiente de descarga $C_e = a + a'(h/p)$

El coeficiente de descarga C_e experimentalmente se ha determinado como una función de dos variables de la forma:

$$C_e = f\left(\frac{b}{B}, \frac{h}{p}\right) \quad (3.38)$$

El ancho efectivo y la cresta son definidos por las ecuaciones:

$$b_e = b + k_b \quad (3.39)$$

$$h_e = h + k_h \quad (3.40)$$

En la cual k_b y k_h son cantidades determinadas experimentalmente en metros, la cual compensa para efectos combinados de viscosidad y tensión superficial. La figura 3.28 presenta valores de k_b , determinados experimentalmente como una función de b/B .

Los experimentos han demostrado que k_h puede tomar un valor constante de 0.001m. para vertederos construidos en estricto seguimiento con las especificaciones recomendadas por la norma.

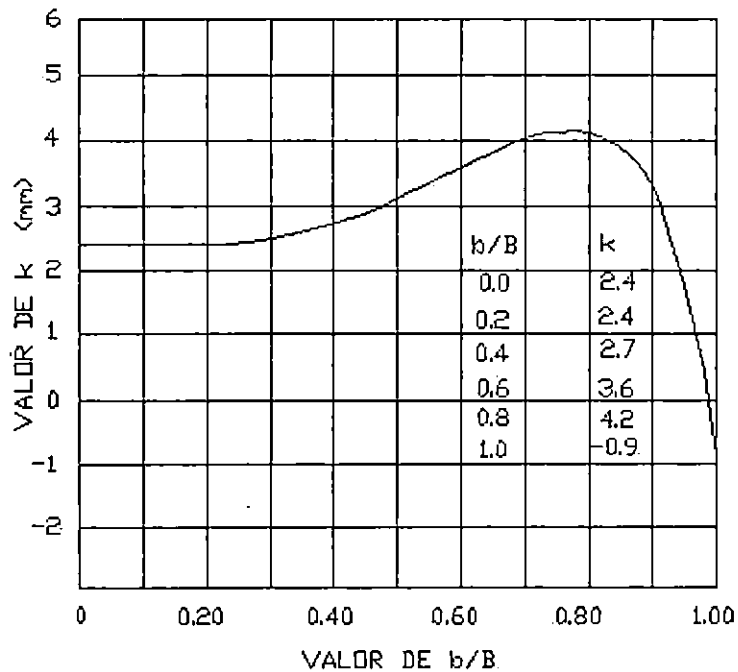


Figura 3.28 Valor de k_b relacionado a b/B .

Para valores específicos de b/B la relación entre C_e y h/p , experimentalmente se ha demostrado que tiene la forma lineal

$$C_e = a + a'\left(\frac{h}{p}\right) \quad (3.41)$$

Donde a y a' han sido introducidos en la ecuación y son mostradas en la Tabla 3.2.

Para valores intermedios de b/B , la formula para C_e puede ser determinada satisfactoriamente por interpolación.

Tabla 3.2 Coeficientes de descarga para vertedero con contracción rectangular

VALOR DE b/B	COEFICIENTE DE DESCARGA
1.0	$C_e=0.602+0.075h/p$
0.9	$C_e=0.598+0.064h/p$
0.8	$C_e=0.596+0.045h/p$
0.7	$C_e=0.594+0.030h/p$
0.6	$C_e=0.593+0.018h/p$
0.4	$C_e=0.591+0.0058h/p$
0.2	$C_e=0.589-0.0018h/p$
0.0	$C_e=0.587-0.0023h/p$

Limitaciones prácticas de h/p , h y p

Existen limitaciones prácticas en h/p por las dificultades en la medición de la altura de la cresta y errores resultantes de los altos y bajos que ocurren en la superficie del agua en el canal, para valores grandes de h/p . Los límites son puestos en h para evitar el fenómeno de adherencia, el cual ocurre en los bajos niveles de cresta. Los límites de b son puestos por la incertidumbre considerando los efectos combinados de viscosidad y tensión superficial representada por la cantidad de k_b en muy pequeños valores de b . Los límites son puestos en p y $B-b$ para evitar las inestabilidades las cuales resultan de remolinos que forman en las esquinas entre los límites del canal y la placa donde los valores de p y $B-b$ son pequeños.

Como una practica conservadora, las limitaciones aplicables al uso de la formula de Kindsvater-Carter son:

- a) h/p No debe ser mayor que 2.5
- b) h No debe ser menor que 0.03 mt.
- c) b No debe ser menor que 0.15 mt.
- d) p No debe ser menor que 0.10 mt.
- e) $(B-b)/2=0$ Sin contracción ó $(B-b)/2 < 0.10\text{mt}$ (con contracción)

Otra ecuación utilizada en la norma ISO 1438 es la de SIA (Sociedad de Ingenieros Suizos) donde Q es:

$$Q = \frac{2}{3} C \sqrt{2g} b h^{3/2} \quad (3.42)$$

donde C se calcula:

$$C = \left[0.578 + 0.037 \left(\frac{b}{B} \right)^2 + \left(\frac{0.003615 - 0.003 \left(\frac{b}{B} \right)^2}{h + 0.0016} \right) \right] \left[1 + 0.5 \left(\frac{b}{B} \right)^4 \left(\frac{h}{h+p} \right)^2 \right] \quad (3.43)$$

Las limitaciones prácticas para el uso de esta formula son:

- a) h/p no debe ser mayor de 1.0
- b) b/B no debe ser menor de 0.3 mt.
- c) h no debe ser menor de 0.025 b/B y no mayor que 0.8m.
- d) p no debe ser menor de 0.3 mt.

b) Formula para la placa de ancho completo ($b/B=1.0$).

Aunque las formulas anteriores son válidas para el caso límite $b/B=1$, la siguiente formula (conocida como formula de Rehbock), es recomendada para este caso solamente:

$$Q = C_e \frac{2}{3} \sqrt{2g} b h_c^{3/2} \quad (3.44)$$

En la cual $C_e=0.602+0.083h/p$ y $h_c=h+0.0012$

Las limitaciones prácticas aplicables al uso de la formula de Rehbock son:

- a) h/p no debe ser más grande que 1.0
- b) h debe estar entre 0.03 y 0.75 m
- c) b debe ser no menor que 0.3 m
- d) p debe ser no menor que 0.1 m

Vertedero con contracción triangular.

El vertedero con muesca en triangular consiste de una placa en forma de V instalada en forma vertical. Una representación de este tipo de vertedero se aprecia en la figura 3.29. Al igual que para el vertedero con contracción rectangular, la placa se instala perpendicular a las paredes y al piso del canal. La forma de los lados de la muesca también se aprecian en la figura 3.29.

La precisión de la medida de la cresta para vertederos triangulares, requiere que el ángulo de la muesca sea medido exactamente.

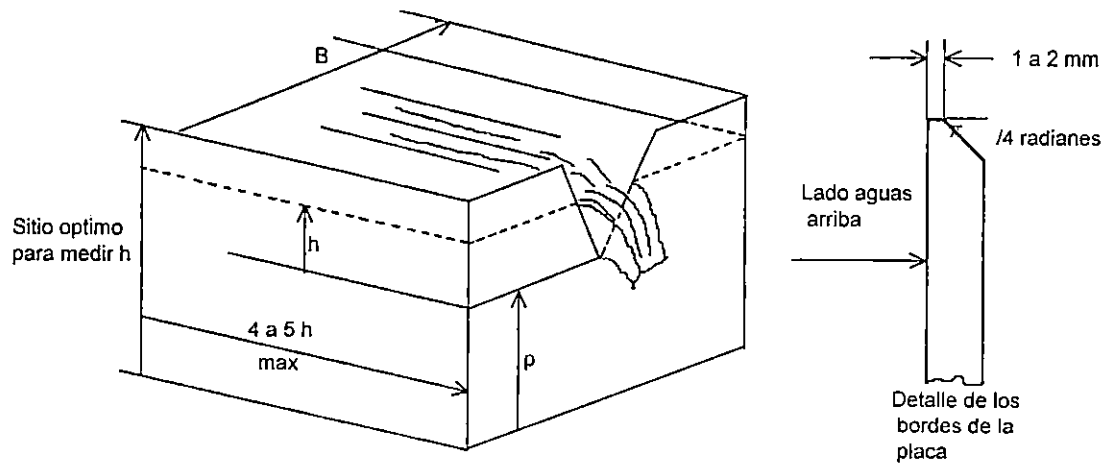


Figura 3.29 Vertedero con placa de muesca triangular.

La nomenclatura que se seguirá en las formulas es la misma que para vertederos rectangulares más la siguiente:

α : Es el ángulo de la muesca (ángulo interno en los lados de la muesca)

Formula para todos los ángulos entre 20° y 100°

La formula de Kindsvater-Shen para vertederos con muesca en V es:

$$Q = C_e \left(\frac{8}{15}\right) \tan\left(\frac{\alpha}{2}\right) \sqrt{2g} h_e^{3/2} \quad (3.45)$$

El coeficiente de descarga C_e ha sido determinado por experimentos como una función de tres variables

$$C_e = f\left(\frac{h}{p}, \frac{p}{B}, \alpha\right) \quad (3.46)$$

Donde p : Es la altura del vértice de la muesca con respecto al piso del canal

B : Es el ancho del canal

h_e : Es definido por $h_e = h + k_h$,

k_h es una cantidad determinada experimentalmente expresada en metros, lo cual compensa los efectos combinados de viscosidad y tensión superficial.

Para vertedero triangular con una muesca igual a 90°, la figura 3.30 muestra valores de C_e determinados experimentalmente para un amplio rango de valores de h/p y p/B . Para $\alpha=90^\circ$, k_h tiene un valor constante de 0.00085 m para un rango de valores de h/p y p/B .

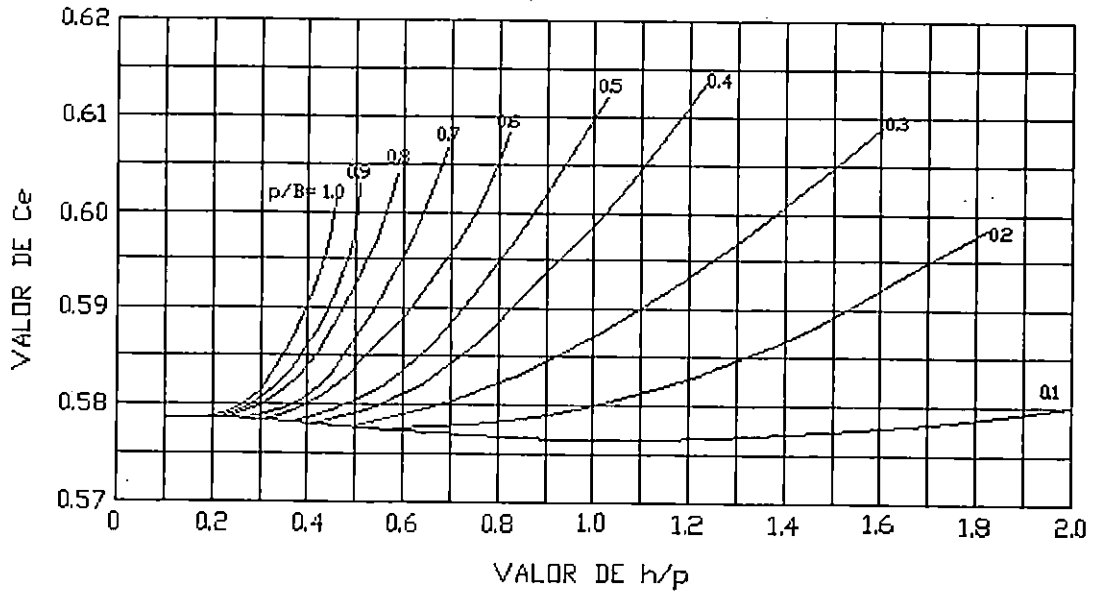


Figura. 3.30 Coeficiente de descarga C_e ($\alpha=90^\circ$)

Para ángulos de muesca diferentes de 90° , los datos experimentales son insuficientes para definir C_e como una función de h/p y p/B . Sin embargo, para placas con muescas que son pequeñas relativo al área del canal, la velocidad de aproximación es despreciable y los efectos de h/p y p/B son también despreciables. Para esta condición, la figura 3.31 muestra valores determinados experimentalmente de C_e como una función de α solamente. Los valores correspondientes de k_h son mostrados en la figura 3.32.

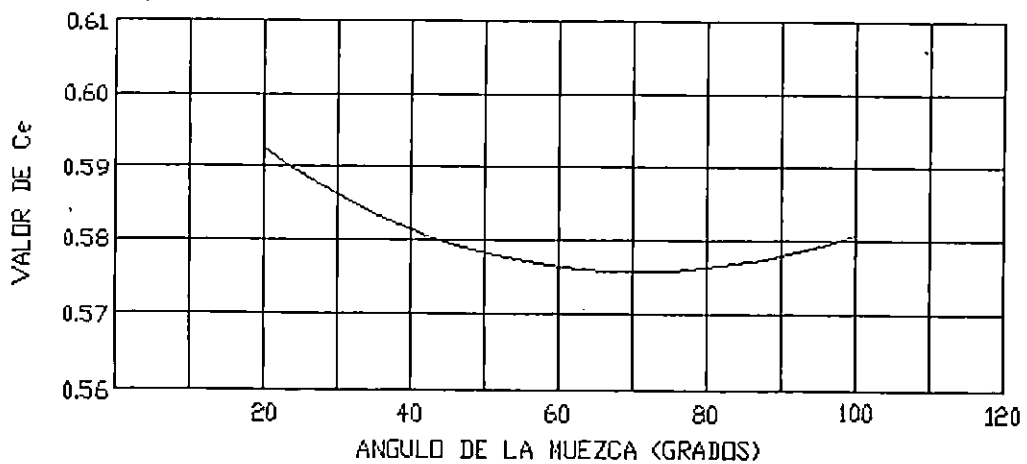


Figura 3.31 Coeficiente de descarga C_e relacionado a un ángulo de α .

Limitaciones prácticas de α , h/p , h y p

Las siguientes limitaciones prácticas son aplicables al uso de la fórmula de Kindsvater-Shen:

- α debe estar entre 20° y 100° .
- h/p debe ser limitada al rango mostrado en la Figura 3.30 para $\alpha=90^\circ$ y no debe ser mayor de 0.35 para otros valores de α .
- p/B debe ser limitado al rango mostrado en la Figura 3.30 para $\alpha=90^\circ$, y debe estar entre 0.10 y 1.15 para otros valores de α .
- h no debe ser menor de 0.06 m.
- p no debe ser menor de 0.09 m.

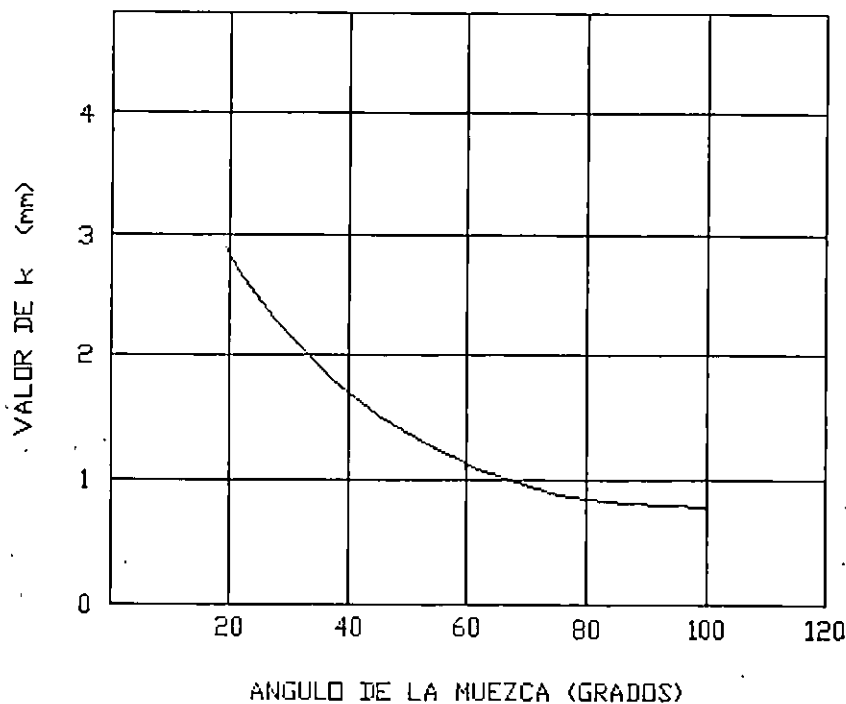


Figura 3.32 Valores de k_h relacionado al ángulo de abertura α

3.2.2.4 Mantenimiento de los vertederos.

El mantenimiento de las placas y del canal del vertedero es necesaria para asegurar la exactitud de las mediciones. El canal debe mantenerse libre de sedimento, vegetación y obstrucciones las cuales pueden tener efectos nocivos en las condiciones de flujo especificadas para la instalación estándar. Aguas abajo del canal se deberá mantener libre de obstrucciones las cuales pueden causar sumersión o inhibir la ventilación completa de la cresta bajo todas las condiciones de flujo.

Las placas deberán mantenerse limpias y firmemente aseguradas. En el proceso de limpieza, se debe tener cuidado para evitar daños a la cresta de la muesca,

particularmente en los bordes y superficie aguas arriba. Las especificaciones de construcción para estas partes mas sensitivas deberán revisarse antes de iniciar el mantenimiento.

Los medidores de cresta que se utilicen se deberán inspeccionar periódicamente para asegurar la exactitud de la medición.

3.2.2.5 Criterios para la selección de las placas y del canal.

Los criterios esenciales para la selección de las placas y canales estándar se dan enseguida:

a) Diferencias disponibles en niveles de agua.

Las placas y la caída libre requiere una diferencia suficiente entre los niveles aguas arriba y aguas abajo, el cual garantizará el flujo libre y completamente ventilado bajo condiciones de máxima descarga.

Las placas de cresta ancha pueden ser usadas con relativamente pequeñas diferencias en niveles de agua. Para todos los tipos de placas incluidos en esta norma internacional, la descarga sera libre o independiente del nivel aguas abajo.

b) Exactitud de la medición

La exactitud en una simple determinación de la descarga depende de la estimación de la componente de incertidumbre implicada, pero los rangos aproximados de incertidumbres para las placas (a 95% de niveles de seguridad) son como sigue:

- Placas rectangulares(ancho completo y en V) de 1 a 4%;
- Placas con muesca en V(ángulos de muesca entre $\pi/9$ y $5\pi/9$ radianes o 20° y 100°) de 1 a 2%
- Placas de cresta ancha de 3 a 5%;
- Placas con perfil triangular de 2 a 5%;
- Caída libre de 5 a 10%

La desviación de la construcción estándar, instalación o uso puede resultar en grandes errores en la medición

c) Dimensiones y forma del canal.

3.2.2.6 Equipos para medición de la altura de cresta en vertederos.

La medición de la altura de la cresta en los vertederos es necesaria para poder calcular el caudal de agua que esta pasando a través de este. La medición de la altura de la cresta es la principal fuente de error que puede afectar la exactitud de la medición de caudal en vertedero, por lo tanto deberá ser ejecutada de la mejor forma y unidades posibles.

Existen diferentes instrumentos para medir dicha altura de cresta, dependiendo de que tan estable sea el flujo o que exactitud se desea. Los instrumentos que se utilizan para este propósito son los siguientes:

a) Regla graduada (staff gauge), es una regla de hierro fundido o acero en la cual se lee directamente el nivel del agua dentro del canal, no es exacta y es muy propensa a errores; pero su costo es muy bajo.

b) Medidor de gancho y el medidor de punto no pueden ser utilizadas en aplicaciones geotérmicas debido a que en los vertederos se presenta una alta vaporización del agua la cual impide lecturas en lugares inmediatos al vertedero por lo tanto no serán analizados aunque estos medidores sean muy exactos. pero no utilizables.

c) Medidores remotos Manométricos:

Medidor con manómetro de mercurio sobre el canal.

Medidor con manómetro diferencial de mercurio.

Todos estos medidores son de difícil construcción ya que involucran una serie de recipientes y pasos comunicantes lo cual hace muy difícil ejecutar la medición en canales de agua geotérmica.

d) Medidores neumáticos remotos:

El principio de medición se basa en el fenómeno de compresibilidad de aire encerrado en una caja de diafragma, campana o tubo inmerso bajo la superficie del agua y conectado a un manómetro de mercurio a través de un tubo a prueba de fugas.

Como la presión del aire encerrada en la campana o frasco es proporcional a la altura de la superficie libre del agua en el recipiente; arriba del plano pasando a través del borde del frasco, la indicación del manómetro es proporcional a la altura del nivel del agua.

Para la relación $h=f(\Delta z)$ entre la altura de agua en el canal y la altura del manómetro se asume que el peso de la columna de aire en la campana o tubo y conexiones no tienen influencia por lo tanto:

$$P_0 = P_b + \gamma_l h \quad (3.47)$$

$$P_1 = P_b + \gamma_l h - \gamma_l (b_0 - b) \quad (3.48)$$

Donde: P_b : Presión atmosférica

γ_l : Peso específico del fluido

la presión en el plano(n-n) será:

$$P_{n-n} = P_2 = P_3 = P_4 = \gamma_m \Delta z \quad (3.49)$$

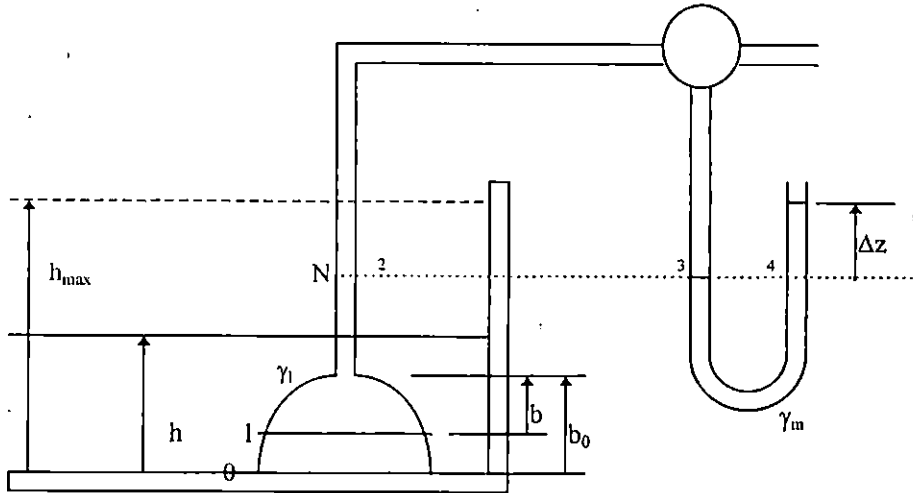


Figura 3.33 Principio de operación medidor neumático.

asumiendo que $P_1 = P_2$ aproximadamente:

$$P_b + \gamma_l h - \gamma_l (b_0 - b) = p_b + \gamma_m \Delta z \quad (3.50)$$

llegamos a la ecuación:

$$h = \frac{\gamma_m}{\gamma_l} \Delta z + b_0 - b \quad (3.51)$$

considerando $(b_0 - b)$ despreciable en comparación con la altura del nivel del agua, tenemos:

$$h = \frac{\gamma_m}{\gamma_l} \Delta z \quad (3.52)$$

En esta forma de medición; la masa de aire dentro de la campana, en la conexión y en el manómetro están sujetos a cambios de volumen causados por variación de la altura del canal, cambios de temperatura y de presión barométricas; como resultado de esto se tienen variaciones en la posición de la superficie líquida dentro de la campana y dado que el plano de referencia y el borde inferior de la campana coinciden, los cambios de nivel de la campana generan errores en la medición. Pero introduciendo exceso de aire en la campana antes de cada medición el error puede ser reducido.

Al tener admisión continua de aire, con el fin de reducir el error la dimensión de la campana será bastante menor y puede ser reemplazada por un tubo colocado

verticalmente y achaflanado al final, el cual es el más ampliamente utilizado en geotermia.

La estructura de este medidor es la mostrada en la figura 3.34.

Este equipo consta de las siguientes partes:

- Un cilindro de nitrógeno
- Una botella de vidrio con un tubo capilar exterior, en el cual se puede obtener la altura del agua dentro de la botella. La altura se mide sobre una regla graduada que se coloca detrás del tubo capilar.
- Una varilla capilar metálica de acero inoxidable.
- Un juego de manómetros tipo tubo bourdon
- Mangueras de conexión.

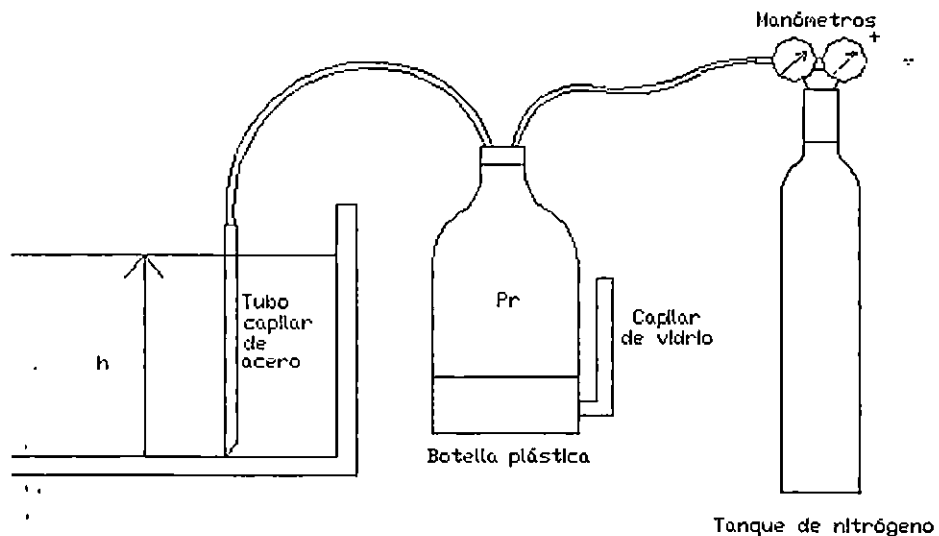


Figura 3.34 Medidor neumático remoto.

Tomando como base las ecuaciones discutidas anteriormente y considerando la utilización de agua se llega a que $h_m = h$, donde h_m ; altura de medición en el frasco.

Debido a que el borde del chaflán no corresponde al cero del medidor se deberá corregir sumando ese valor en los cálculos de h_m .

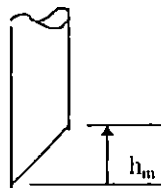


Figura 3.35 Forma de la punta de barilla capilar.

La altura h_m puede ser fácilmente leída en una escala graduada y así poder obtener el valor de h .

3.2.3 Medidores electromagnéticos.

El principio de operación del medidor de flujo electromagnético "EMF" está basado en la ley de inducción de Faraday, la cual establece que el voltaje inducido a través de cualquier conductor que se mueve en un campo electromagnético es proporcional a la velocidad del conductor (vea figura 3.36). El voltaje inducido dentro del fluido es captado por dos electrodos montados diametralmente opuestos, perpendiculares al flujo del campo electromagnético y a la dirección del flujo del medio.

El voltaje inducido "E" es proporcional a la fuerza del campo electromagnético "B", al diámetro de la tubería en metros "D" (línea recta entre los electrodos) y la velocidad del fluido "v".

La magnitud del campo electromagnético "B" y el diámetro de la tubería "D" son valores fijos. Esto resulta en una proporcionalidad entre el voltaje inducido "E" y la velocidad promedio del fluido.

El cálculo de la razón de flujo volumétrica " q_v " muestra que el voltaje "E" es lineal y proporcional a la razón de flujo volumétrica.

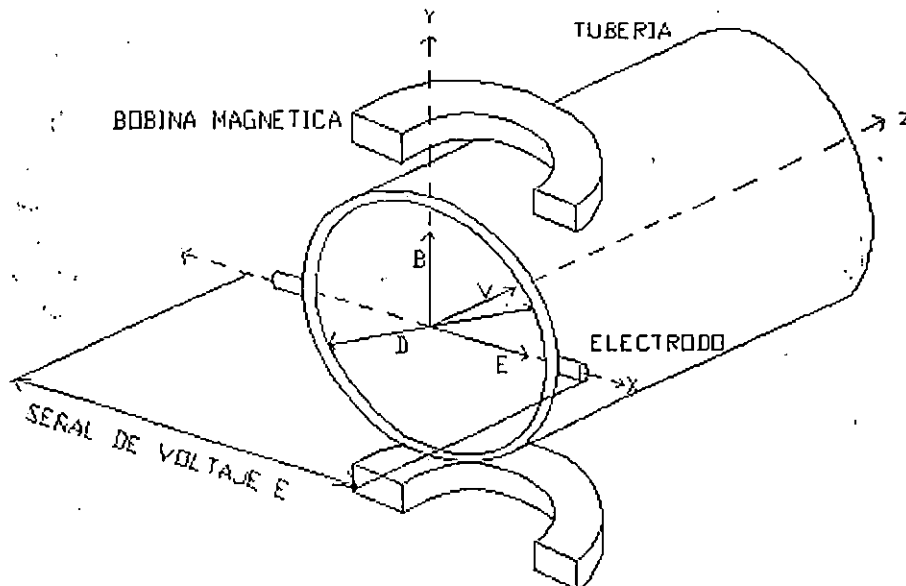


Figura 3.36 Medidor de flujo electromagnético.

Construcción.

Un sistema de medición electromagnético consiste de un elemento primario y un convertidor de señal. El elemento primario se instala en un sistema de tubería existente y el convertidor se instala en un sitio cercano o en una sala de control.

La ecuación que permite obtener el flujo es la que se muestra en la siguiente ecuación:

$$Q = \frac{\pi D^2}{4} v \quad (3.53)$$

Donde: D : Diámetro de la tubería (línea recta entre electrodos) en metros
 v : Velocidad del fluido

3.2.4 Censor de flujo annubar.

El annubar produce una señal diferencial de presión (DP) proporcional al cuadrado de la razón de flujo de acuerdo al teorema de Bernoulli. La señal tiene dos componentes: Una de baja presión y otra de alta presión.

$$DP = \bar{P}_H - \bar{P}_L \quad (3.54)$$

Donde: \bar{P}_H : Es la componente promedio de alta presión
 \bar{P}_L : Es la componente promedio de baja presión

Alta presión promedio (\bar{P}_H).

La alta presión es producida por el impacto del perfil de velocidad en el censor. El perfil de velocidad resulta en un impacto correspondiente de un perfil de presión. Múltiples puertos sensores, localizados en el frente del elemento, censan el impacto del perfil de presión.

Adentro en la cámara de alta presión, se mantiene una presión promedio por la proporcionalidad del diámetro de los puertos sensores al área de la sección transversal de la cámara.

Baja presión promedio (\bar{P}_L).

El perfil de velocidad continua alrededor del censor y crea un perfil de baja presión. El perfil de baja presión es censado por los puertos, localizados aguas abajo y opuestos a los puertos de alta presión. Trabajando bajo el mismo principio que el lado de alta presión, una presión promedio se mantiene en la cámara de baja presión.

Número de puertos sensores.

Pruebas de flujo en laboratorio han mostrado que tuberías largas son mas susceptibles a las distorsiones dinámicas de los perfiles de velocidad. Esto puede afectar la estabilidad y exactitud del dispositivo medidor.

Los medidores de flujo ANNUBAR se diseñan de tal manera que el numero de puertos sensores es una función del tamaño de la tubería. En la Tabla 3.3 se muestra el numero de puertos sensores de acuerdo al diámetro de la tubería.

Tabla 3.3 Tamaño de tubería y número de puertos sensores para annubar

TAMAÑO DE TUBERIA	NUMERO DE PUERTOS	LOCALIZACION DE PUERTOS
2" - 5"	4	Por el calculo de Chebyshev
6" - 14"	6	para el promedio
16" - 72"	8 o más	

Puertos sensores adicionales proveen una señal diferencial de presión estable que es un mejor promedio del perfil de velocidad.

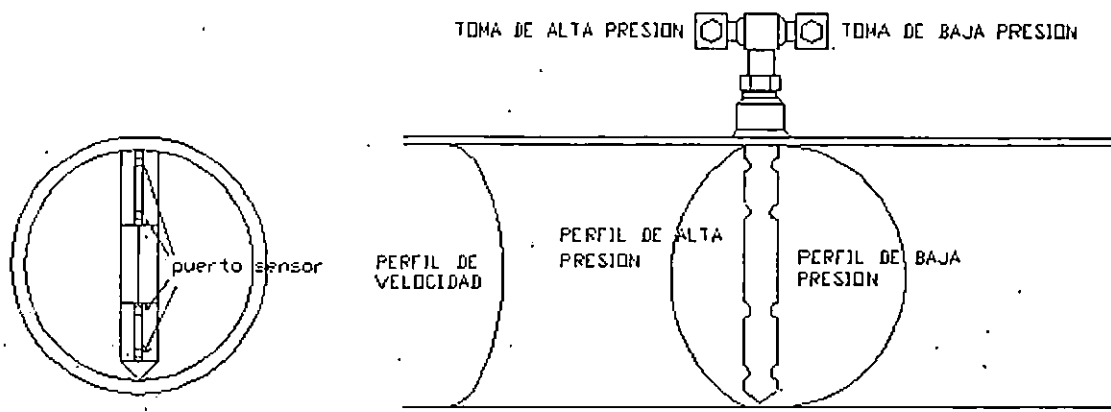


Figura 3.37 Censor de flujo annubar

A las tomas de presión del annubar se conecta un transmisor de presión diferencial electrónico el cual provee la lectura a un computador que registra esta señal y presenta la medición del flujo en la tubería.

El uso de los sensores de flujo annubar presenta varias ventajas sobre los medidores de disco de orificio, así por ejemplo en una tubería de 8" un annubar requiere solamente de 4" lineales de soldadura. Un disco de orificio instalado en la misma tubería requiere de 50 pulgadas de soldadura. Esto significa un ahorro de tiempo en la instalación del instrumento. Otra ventaja es por el diseño que no provoca contracción del flujo que se

desea medir y por lo tanto produce menos pérdidas de presión, esto resulta en significantes ahorros de energía.

Ecuaciones hidráulicas

El censor annubar utiliza la ecuación de balance de energía de Bernoulli y la ecuación de continuidad para determinar la razón de flujo. Como cualquier tipo de dispositivo medidor de presión diferencial, la ecuación de flujo del annubar en su forma mas simplificada son idénticas a la ecuación hidráulica. Las siguientes son las ecuaciones hidráulicas para líquidos y gases.

$$Q = KA \sqrt{2g \frac{DP}{\rho}} \quad (3.55)$$

$$W = KA \sqrt{2g \rho DP} \quad (3.56)$$

$$Q = KA Y \sqrt{2g \frac{DP}{\rho}} \quad (3.57)$$

$$W = KA Y \sqrt{2g \rho DP} \quad (3.58)$$

Donde:

- A: Area interna de la tubería (ft²).
- g : Constante gravitacional (ft/s²) a gravedad estándar de 32.174 ft/s².
- K: Coeficiente de flujo annubar (sin dimensiones).
- Q: Razón de flujo (ft³/s)
- W: Razón de flujo de masa (lb_m/s)
- Y: Factor de expansión del gas (sin dimensiones)
- DP: Presión diferencial (lb_f/ft²)
- ρ: Densidad del fluido (lb_m/ft³)

Otras formas de la ecuación hidráulica.

Muchas industrias tienen sus propias necesidades específicas y como tal, cada industria ha modificado la forma de la ecuación hidráulica para satisfacer sus necesidades. Las siguientes ecuaciones muestran algunas de las formas mas comunes de la ecuación hidráulica.

Líquidos

$$GPM = 5.666 KD^2 F_{RA} F_M F_{AA} F_I \sqrt{\frac{h_w}{G_r}} \quad (3.59)$$

$$lb_m / hr = 358.94 KD^2 F_{RA} F_M F_{AA} F_I \sqrt{h_w \rho_f} \quad (3.60)$$

Gas y vapor

$$SCFH = 338.17 KD^2 F_{RA} Y_A F_{pb} F_{tb} F_{tf} F_g F_{PV} F_M F_{AA} F_1 \sqrt{h_w P_f} \quad (3.61)$$

$$ACFH = 358.94 KD^2 F_{RA} Y_A F_M F_{AA} F_1 \sqrt{\frac{h_w}{\rho_f}} \quad (3.62)$$

$$lb_m / hr = 358.94 KD^2 F_{RA} Y_A F_M F_{AA} F_1 \sqrt{h_w P_f} \quad (3.64)$$

Donde:

- D : Diámetro interno de la tubería(plg)
- F_{AA} : Factor de expansión térmica de la tubería y el annubar (sin dimensiones)
- F₁ : Factor de corrección por elevación (sin dimensiones), corrige por cambios en la gravedad local
- F_g : Factor de corrección de gravedad específica (sin dimensiones)
- F_M : Factor de corrección del manómetro (sin dimensiones), Se aplica solamente a manómetro tipo diferencial
- F_{pb} : Factor de corrección para cambios en la presión base. La presión base para la ecuación annubar es de 14.73 psia.
- F_{PV} : Factor de corrección efectos de la compresibilidad del gas
- F_{RA} : Factor de corrección para los efectos del numero de Reynolds en el coeficiente de flujo
- F_{tb} : Factor de corrección para cambios en la temperatura base. La temperatura base para el annubar es 60°F.
- F_{tf} : Factor de flujo de temperatura
- G_f : Gravedad específica del líquido
- G : Gravedad específica del gas.
- h_w : Presión diferencial, "H₂O a 68°F
- K : Coeficiente de flujo annubar (sin dimensiones)
- P_f : Presión del fluido, psia
- ρ_f : Densidad del fluido (lb_m/ft³)
- GP : Galones por minuto US
- M : Libras masa por hora
- lb_m/hr : Libras masa por hora
- ACF : Actuales pies cúbicos por hora
- H : Estándar pies cúbicos por hora (a 14.73 psia y 60°F)
- SCF : Estándar pies cúbicos por hora (a 14.73 psia y 60°F)
- H : Estándar pies cúbicos por hora (a 14.73 psia y 60°F)
- Y_A : Factor de expansión annubar

3.2.5 Medidores ultrasonicos.

En este método dos transductores sirven como generadores y receptores de señal ultrasonica. Cuando son montados en una tubería, ambos están en comunicación acústica, significa que el segundo transductor puede recibir señal ultrasonica transmitida por el primer transductor y viceversa.

En operación, cada transductor funciona como un transmisor generando un cierto numero de pulsos acústicos, y luego como un receptor por un idéntico numero de pulsos. El intervalo de tiempo entre transmisión y recepción de la señal ultrasonica es medida en ambas direcciones, cuando el liquido en la tubería no esta fluyendo, el tiempo de transito aguas abajo iguala el tiempo de transito aguas arriba. Cuando el liquido esta fluyendo, el tiempo de transito aguas abajo es menor que el tiempo de transito aguas arriba.

La diferencia entre los tiempos de transito aguas arriba y aguas abajo es proporcional a la velocidad del liquido fluyendo y el signo indica la dirección del flujo.

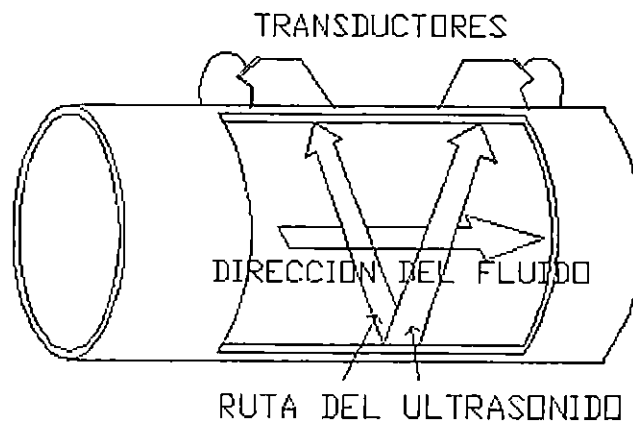


Figura 3.38 Medidor de flujo ultrasónico.

3.3 EQUIPOS PARA MUESTREO PROFUNDO

Para ciertas mediciones es necesario obtener muestras de fluidos de lo profundo de los pozos. Para esto se utilizan muestreadores profundos diseñados especialmente para esta función. Los que se utilizan mas comunmente en nuestros campos es el muestreador Kuster que es un instrumento operado por reloj para obtener las muestras y el muestreador Klyen que opera en base a un mecanismo de inercia.

3.3.1 Muestreador KUSTER

El muestreador Kuster es un instrumento accionado por reloj el cual se sella en la superficie y la cámara muestreadora se abre en un tiempo preestablecido. La forma física de este instrumento puede apreciarse en la figura 3.39.

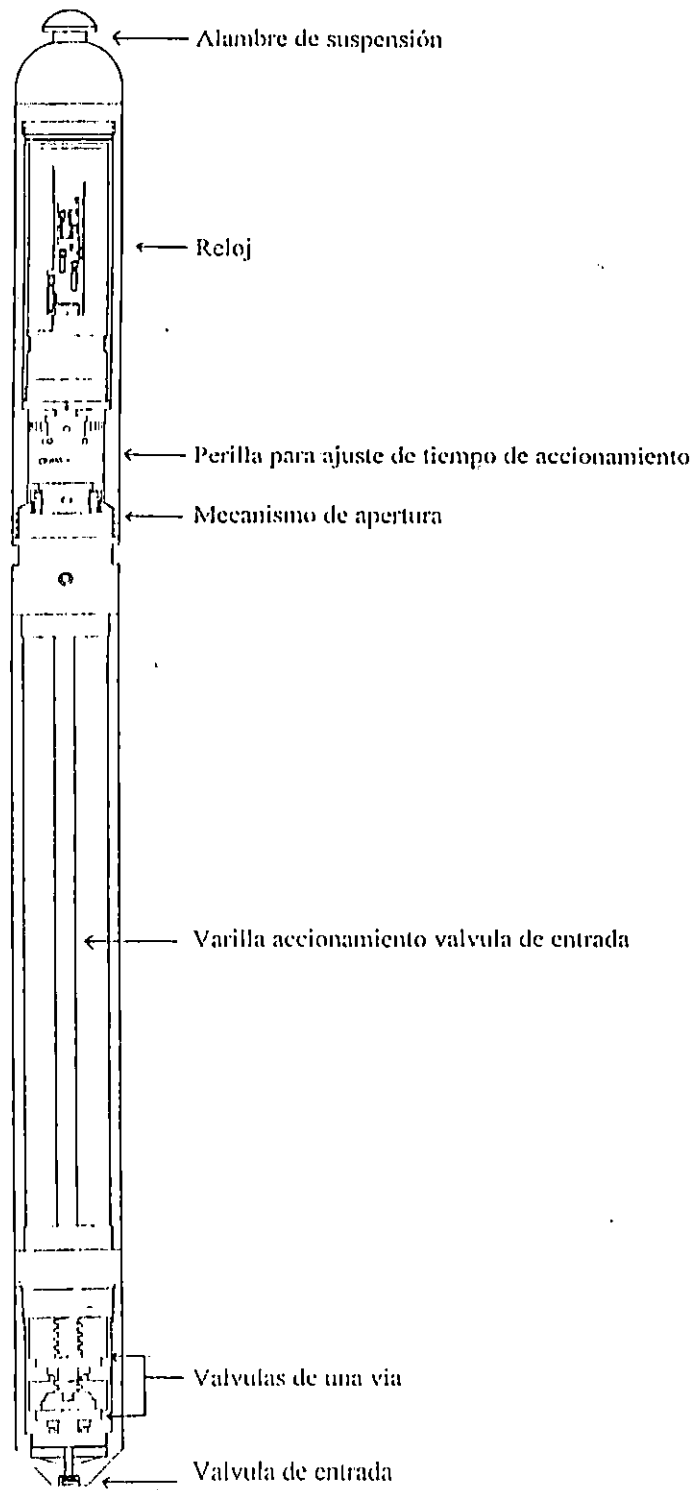


Figura 3.39 Muestreador Kuster.

El instrumento consiste de una válvula de entrada, dos válvulas de una sola vía, un dispositivo de cierre mecánico y un reloj programable.

La cámara muestreadora tiene en su parte inferior las dos válvulas de una vía, una válvula de entrada abajo de las válvulas de una vía. Arriba de la cámara muestreadora esta el dispositivo de cierre mecánico, el cual mantiene la válvula de entrada cerrada. En la parte superior del instrumento esta el reloj.

En operación, el reloj es fijado. El tambor del reloj de tiempo libera el mecanismo de cierre permitiendo que la válvula de entrada se abra. El fluido pasa a través de las válvulas de una vía hacia el interior de la cámara. Cuando la presión interna más la presión del resorte de la válvula de una vía iguala la presión exterior, se cierra la válvula de una vía y sella la cámara.

Especificaciones técnicas.

Temperatura	32°C (450°F) máximo
Presión	10,000 psi (680 kg/cm ²) máximo
pH	.5 a 9.0
Salinidad	a 300,000 ppm
Profundidad de operación, agua	50m mínimo a 5000m máximo
Material	Acero inoxidable, aleación de cobre y níquel, cobre.
Relojes	60 a 150 minutos, programable.

Estos muestreadores pueden encontrarse con las capacidades y dimensiones mostradas en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4 Modelos de muestreadores KUSTER.

Capacidad (cc)	Diámetro		Longitud		Peso		Numero de parte
	(pulgadas)	(mm)	(pulgadas)	(cm)	(Lbs)	(kg)	
250	1.28	32.5	47	120	8	3.7	11500-101
500	1.28	32.5	70.5	179	4	6.4	11500-102
1000	1.28	32.5	112	284	22	10	11500-103

3.3.2 Muestreador KLYEN

El muestreador Klyen esta diseñado para la recolección de cualquier fluido, ya sea liquido o gas, de cualquier pozo exploratorio como una ayuda en la investigación de la geotermia u otros campos fuentes de energía. Esto nos habilita el acceso para el avalúo del agua profunda y composición del gas y asociarlo con la mineralogía de la roca, temperatura y presión a varias profundidades.

El muestreador casi en su totalidad esta fabricado de acero inoxidable AIS 316, con la excepción de algunas pequeñas partes que están hechas de cobre, bronce o acero templado y dos sellos los cuales son de Y267 EDPM.

Especificaciones técnicas

Condiciones de operación normal: El muestreador Klyen ha sido diseñado para operar bajo las siguientes condiciones:

Temperatura	Hasta 350°C
Presión	Hasta 22,400 kPa
Solución PH	4 a 9
Salinidad	Hasta 300,000 mg/kg
Profundidad de operación	Hasta 2,250 m

Dimensiones físicas

Longitud	1.468 m
Diámetro externo	48.3 mm
Peso	11.15 kg
Capacidad de la cámara	0.70 lts.

3.3.2.1 Operación, carga, recuperación y mantenimiento

Como se muestra en la figura 3.40, el muestreador se sujeta a un alambre de suspensión de un malacate apropiado, el cual debe ser ajustado con un indicador de profundidad. El alambre es liberado desde el malacate sobre una polea montada directamente sobre el pozo y pasa a través de un lubricador hasta el muestreador, el cual se baja dentro del tubo de recuperación. El lubricador es enroscado en la parte alta del tubo de recuperación para asegurar el sellado efectivo contra la presión del pozo.

Cuando el muestreador ha sido bajado a la estación de muestreo deseado, al alambre de suspensión se le da un tirón para activar el mecanismo de inercia. La púa perfora el sello y el fluido o gas alrededor entra a la cámara muestreadora. Cuando los efectos combinados de la presión interior de la cámara y la tendencia a cerrar de la válvula de no retorno supera la presión externa alrededor del muestreador, la válvula se cierra. El muestreador es entonces izado de regreso a la superficie. Si es necesario, el muestreador es enfriado cuando es removido del tubo de recuperación para prevenir que la muestra presurizada se evapore cuando la cámara de muestreo es abierta.

Una característica importante es la habilidad de la cámara muestreadora para mantener un vacío en la posición cargada permitiendo de ese modo coleccionar una muestra libre de aire.

Una vez en la superficie el muestreador klyen es desenroscado en sus dos componentes y la muestra de fluido o gas es transferido a un contenedor apropiado, tal como se muestra en la figura 3.41. El sello, hecho de pequeños cuadros de laminas de acero los cuales pueden ser cortados en el lugar con un par de tijeras, se reemplaza y el muestreador se reensambla.

Los sellos O'ring y arandela de cobre pueden usarse muchas veces cuando se muestrea a temperaturas abajo de 350 °C. A temperaturas mas altas, puede ocurrir deformación después de una corrida y entonces es necesario el reemplazo de estos sellos.



Figura 3.40



Figura 3.41

El diseño general del muestreador se muestra en la figura 3.42. Una cámara de muestreo o frasco (D) es ajustado en la parte mas baja del instrumento con una válvula de liberación de muestra (E) normalmente cerrada. Hacia arriba de la cámara se encuentra una válvula interior de no retorno (C), un sello de lamina de acero (B), y un mecanismo de inercia provisto con un punzón de acero templado (A). Este mecanismo es diseñado para operar solamente en respuesta al procedimiento de activación correcta, pasando por inadvertido cualquier otra operación. El mecanismo de inercia es

fuertemente protegido de interferencias mecánicas externas. La oscilación vertical del mecanismo de inercia causa que el punzón perfora el sello, permitiendo a la presión externa forzar al fluido o gas circundante a través de la válvula de no retorno hacia la cámara muestreadora.

Antes de comenzar un programa de muestreo profundo deberá de estudiarse las características de presión y temperatura del pozo para determinar las condiciones de muestreo y para asegurar un programa ventajoso. Similarmente, deberá realizarse una calibración de tubería del pozo para localizar obstrucciones.

Los volúmenes de muestra de líquido pueden variar de pozo a pozo y de profundidad a profundidad dentro de pozos individuales debido a las variaciones en la temperatura y presión existentes entre las estaciones de muestreo. A ciertas profundidades en algunos pozos la presión de vapor del agua caliente puede ser igual o próxima a la presión hidrostática. Si el muestreador es operado bajo tales condiciones solamente pequeñas cantidades de líquido serán colectadas, esto resulta de la ebullición de la muestra por la relativa baja presión interior del frasco y por lo tanto llena la mayor parte de su volumen con vapor.

3.4 EQUIPOS PARA CALIBRACION DE INSTRUMENTOS

Los equipos que más frecuentemente necesitan ser calibrados son los elementos medidores de presión, los elementos medidores de temperatura y los manómetros de superficie. Para calibrar los elementos de medición profundos se utilizan los equipos que se describen a continuación.

- Calibrador de peso muerto
- Calibrador de baño de aire

3.4.1 CALIBRADOR DE BAÑO DE AIRE KUSTER

El calibrador de baño de aire Kuster está diseñado para calibrar instrumentos para medición de presión profundos KPG, K2, K3, K4, y el AK-1. Los instrumentos medidores de temperatura pueden ser chequeados usando el baño de aire, pero la calibración no es recomendada. El baño de aire puede ser usado en conjunto con un calibrador de peso muerto, para lograr una calibración exacta.

Este equipo consiste de una cámara de calibración vertical, un motor, un ventilador aventador de aire, 3 calentadores eléctricos y un control indicador. Todos los controles están montados en un panel. El calentador, ventilador y motor se encuentran al nivel del piso. En este equipo se pueden acomodar hasta tres elementos para calibración.

Un ventilador hace circular aire a través del calentador eléctrico. El calentador esta controlado por una termocupla controladora-indicadora.

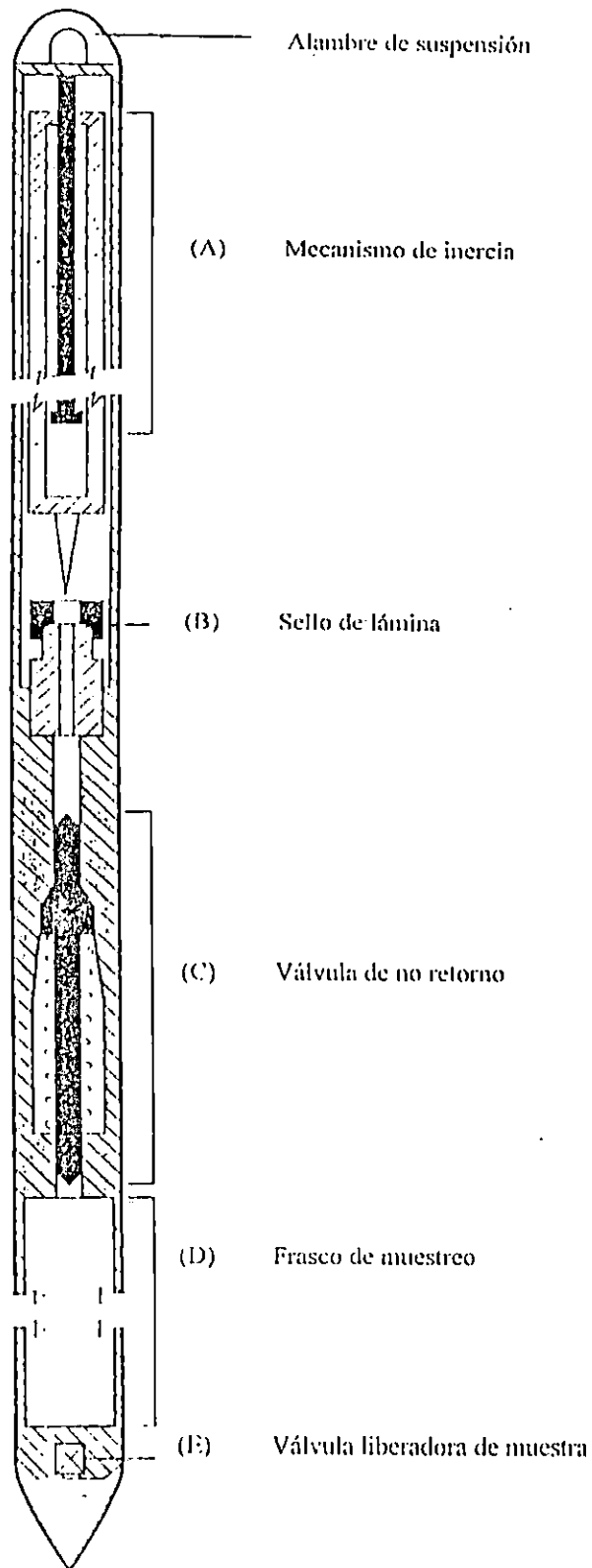


Figura 3.42 Muestreador KLYEN.

El ventilador soplador y el calentador están eléctricamente conectados de tal manera que no pueda ser dañado el equipo por operación del calentador sin circulación de aire.

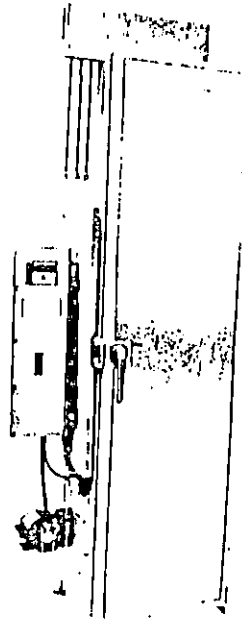


Figura 3.43 Calibrador baño de aire

Especificaciones técnicas

Capacidad	KPG 1¼" x 73" (32mm x 186 mm) K2 1" x 39" (25 mm x 99 mm) K3 1¼" x 41½" (32 mm x 105 mm) K4 ¾" x 42" (19 mm x 107 mm) AK-1 2¼" x 39" (57 mm x 99 mm)
Potencia (opcional)	230 VAC, 60 Hz monofásico 220 VAC, 50 Hz monofásico 230 VAC, 60 Hz trifásico
Rango de temperatura	25 C a 425 C (75 F a 800 F)
Motor	¼ de HP

Peso	227 kg (500 lbs)
Controlador	Love model 149
Calentador	2250 Watts cada uno
Dimensiones	27 ³ / ₄ " x 33 ¹ / ₂ " x 94 ³ / ₄ " (704 mm x 851 mm x 2407 mm)

Especificaciones del controlador LOVE MODEL 149

Entrada	Termocupla, tipo J
Impedancia de entrada	Más grande que 500 k Ω
Alimentación en modo común	Más grande que 120 dB @ 240 VAC, 60 Hz.
Exactitud	0.25 % de división o ± 1 cualquiera es más grande (\pm dígito menos significante)
Repetibilidad	± 0.1 % de división
Resolución	1 o 0.1 dependiendo del rango.
Banda Proporcional	Ajustable, 0.5% a 30% de división en el tiempo proporcionando modelo 149
Restaurador automático	Ajustable, de apagado a 15 minutos en el tiempo proporcionado por el modelo 149.
Razón automática	Ajustable de apagado a 3 minutos en el tiempo proporcionado por el modelo 149
Razón de ciclo	Ajustable de 5 a 50 segundos, en el centro de la banda
Estabilidad	± 1 dígito menos significativo
Máxima resistencia de termocupla	300 ohms con exactitud medida
Suministro de voltaje	120/208/240/ VAC, 50/60 Hz por terminal de selección.
Estabilidad del voltaje de línea	$\pm 0.2\%$ de abertura máxima DENTRO DE 85 A 110% de línea medido

Relevador de control	Plug-in, 10A (120VAC) no inductivo, un polo, dos tiros.
Transformador	Plug-in, termostáticamente protegido.
Fusibles	10A con 3 AB250 V, para los contactos comunes del relay
Rango de temperatura ambiente	2 a 60 C (35 a 140 F) máximo.
Estabilidad de temperatura	7 μ V/ F, máximo.
Condiciones de humedad	0 a 70% R.H. condiciones de operación normal

3.4.1.1 Instrucciones de instalación.

Poner el equipo en un área con un mínimo de seis pulgadas de espacio en todos los lados. La mínima distancia al techo debe ser 102 pulgadas. Una adecuada ventilación se requiere porque el calor y humo pueden presentarse durante la operación. El equipo no debe ser instalado en un área que este sujeta a condiciones ambientales adversas Empernar al piso por medio de cuatro agujeros localizados en la base.

Instalar el controlador de temperatura (transportado separadamente) poniendo el modulo en la abertura localizada en la parte superior del panel eléctrico. Apretarlo en la posición con el tornillo localizado abajo en la tapa del controlador.

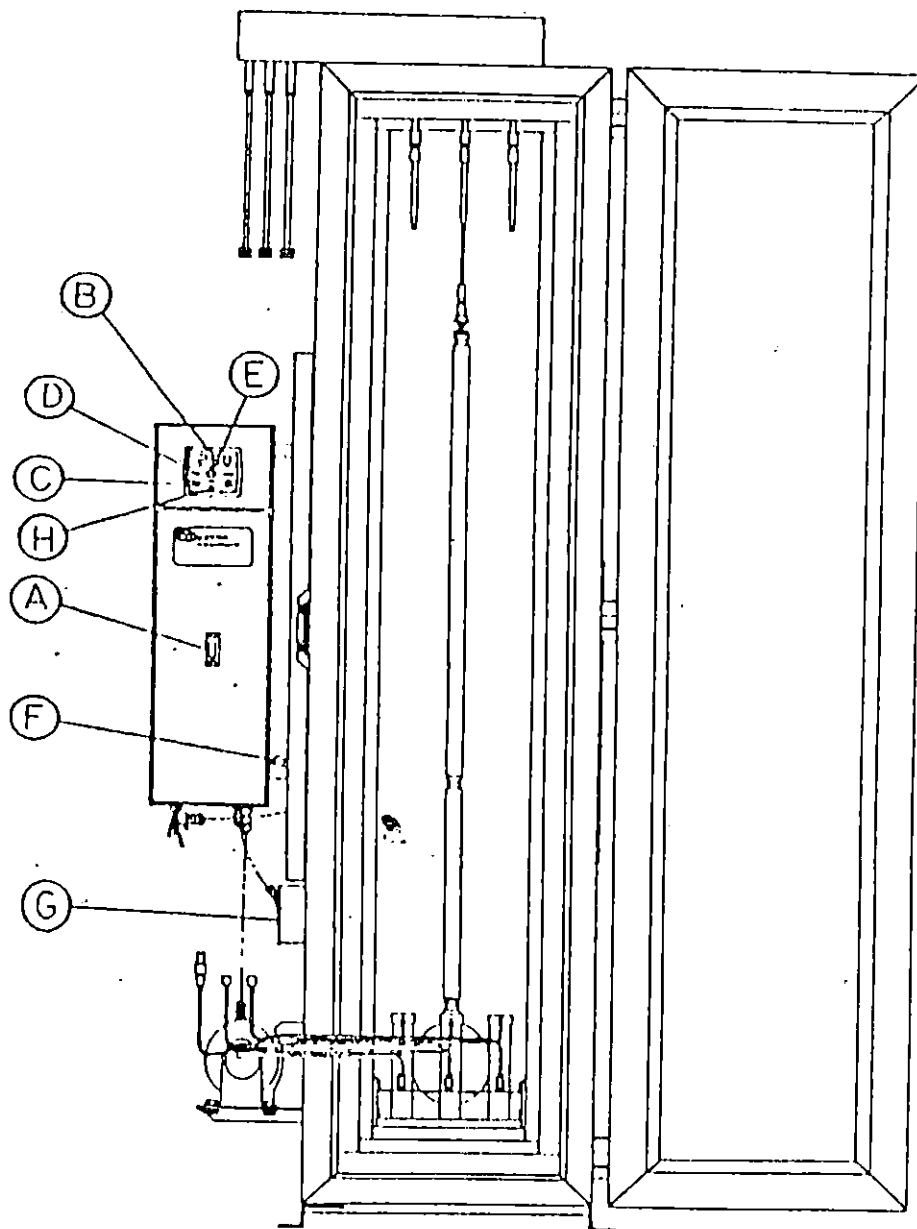
El alambrado de la unidad debe realizarlo un electricista calificado. Un diagrama del alambrado esta localizado en la parte trasera de la tapa delantera del panel. El equipo debe ser aterrizado.

Una prueba de operación inicial debe hacerse previo a realizar una calibración. El equipo esta ahora listo para la operación.

3.4.1.2 Procedimiento de calibración.

1. Agregue fluido al manifold. El fluido debe rebalsar cuando los medidores se metan en el manifold.
- 2- El exceso de fluido el cual se ha vertido o goteado en el manifold o fondo del equipo mientras se preparan los instrumentos, deberán ser cuidadosamente limpiados antes de encender el equipo.
- 3- Conectar los elementos en el manifold de calibración.

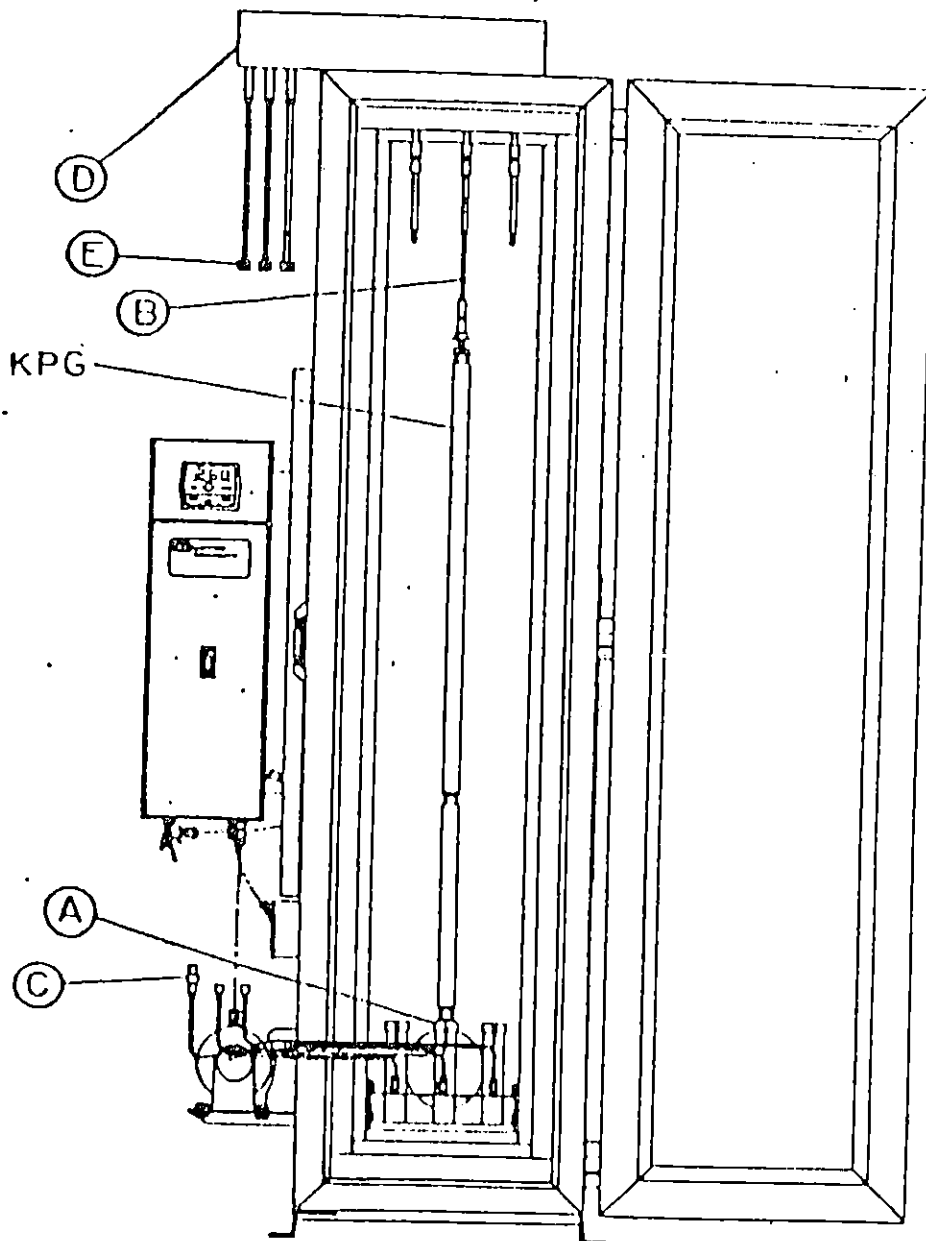
- 4- Si el baño de aire está equipado con una unidad manejadora manual, inserte el adaptador del manejador manual por encima del grabador e insertarlo en la unidad de manejo manual.
5. Conecte la línea de presión del calibrador de peso muerto a la línea del manifold.
6. Doble el elemento y examine por rupturas presurizando el elemento al máximo rango de presión siendo calibrada. Libere la presión y deje reposar por unos 15 a 20 minutos para permitir a la bobina que se relaje.
7. Encienda el equipo como sigue:
 - a) Arraíque el equipo pasando el interruptor principal a la posición "on" (Figura 3.44, A).
 - b) La temperatura interna se leerá en el controlador instalado fuera (Figura 3.44, B).
 - c) La temperatura de calibración se pone de la siguiente manera:
 - Selección del rango Alto-Bajo localizado dentro del panel (Figura 3.44, C).
 - Poner en acción el interruptor "set point" y mantenerlo en S.P.I. (Figura 3.44, D).
 - Pulse la perilla negra y rotela en la dirección de las agujas del reloj para incrementar la temperatura hasta que la temperatura deseada se muestra en el presentador (Figura 3.44, E).
 - Liberando ambos interruptores indicará la lectura de la temperatura interna.
 - d) Un agujero ha sido provisto para insertar un termómetro de mercurio para verificar la temperatura actual en la zona caliente y verificar de esta manera la lectura indicada por el controlador (Figura 3.44, F)
 - e) Los ajustes del controlador han sido preestablecidos de fábrica. Sin embargo es recomendada una verificación periódica.
 - f) Si en el campo es necesario el ajuste, este puede solamente ser realizado solamente reemplazando el ensamble de la termocupla (Figura 3.44, G).
 - g) Espere de 30 a 40 minutos para permitir a los elementos alcanzar la temperatura de calibración.
8. Cuando la temperatura de calibración se ha estabilizado, ajuste el grabador por la rotación manual poniendo la perilla en la unidad manejadora manual. (figura 3.45, E). Gire el contador de reloj al menos una vuelta completa, parando con la perilla indicadora del frente de el equipo de calibración, de cara al operador.
9. Haga un mínimo de 5 pasos sobre el rango de presión del elemento para los puntos de datos en el programa de computador.
10. Para obtener los pasos de calibración (usando 5000 psi como ejemplo):
 - a) Aplicar 1000 psi con el calibrador de peso muerto
 - b) Mover manualmente la perilla del contador de reloj media vuelta.
 - c) Incremente a 2000 psi con el calibrador de peso muerto.



(A) Interruptor Encendido-Apagado
 (B) Controlador de lectura
 (C) Rango Alto-Bajo
 (D) Interruptor de ajuste

(E) Perilla negra
 (F) Agujero para termómetro
 (G) Ensamble de termocupla
 (H) Tornillo

Figura 3.44 Detalle de controles calibrador baño de aire.



(A) Manifold de calibración
 (B) Adaptador para manejo manual
 (C) Línea del manifold

(D) Unidad de manejo manual
 (E) Perilla de ajuste

Figura 3.44 Detalle de controles calibrador baño de aire.

- d) Mueva la perilla manual del reloj media vuelta.
 - e) Repita este procedimiento hasta que la máxima presión deseada es obtenida.
11. Para liberar la presión:
- a) Liberar 10% de la presión.
 - b) Si la perilla indicadora esta frente al operador:
 - c) Gire la perilla un cuarto de vuelta en el sentido de las agujas del reloj
 - d) Libere toda la presión.
- e) Gire la perilla un cuarto de vuelta en el sentido de las agujas del reloj hasta que el indicador se aleje frente del operador.
12. El registrador esta ahora en posición para la calibración a la segunda temperatura, usualmente 250 °F.
13. Incremente la temperatura del baño al segundo punto de temperatura y permita que el sistema se estabilice.
14. Repita los pasos del 9 al 11 para calibración en el segundo punto de temperatura.
15. Este procedimiento puede repetirse para las temperaturas que se deseen.
16. Despues de finalizar la calibración:
- a) Apague el calibrador baño de aire. Abra la puerta y permita que se enfrie.
 - b) Cuando el sistema se haya enfriado, remueva los elementos medidores del manifold.
 - c) Desensamble los elementos y recupere la cartilla.

3.5.1.3 Mantenimineto del equipo.

El equipo ha sido diseñado para ser virtualmente libre de mantenimiento. Sin embargo, chequeos periódicos deberian ser realizados tales como unos pequeños ajustes que puedan ser requeridos. En general puede revisarse lo siguiente:

1. Revise la tensión de la faja del motor. Si es necesario un ajuste, afloje los tornillos de montaje del motor y deslice el motor hasta que la correa este tenza. Entonces apriete el motor en su lugar.
2. Revise los sellos de la puerta. Haga inspecciones periodicas en el sello alrededor de la puerta para asegurar un sellado apropiado. Reemplace el sello si esta malo.
3. Lubricar los pestillos de la puerta dependiendo del uso. Lubricar rodillos y todas las partes móviles localizadas en el pestillo de la puerta.
4. Revise los cojinetes del soplador si ocurre exceso de vibración.
5. Mantenga limpio el interior del calibrador. El exceso de fluido puede causar fuego.

3.4.2 Calibrador de peso muerto.

Los calibradores de peso muerto suministran presiones altamente exactas para calibrar otros dispositivos medidores de presión tales como transductores, medidores de presión profundos y medidores de presión de tubo bourdón. También puede utilizarse como un medidor para determinar presiones desconocidas, conectando la presión del gas al conector del medidor por medio de una adecuada tubería y válvula. Una regulación exacta de la presión suministrada al calibrador se obtiene balanceando la fuerza ejercida por la presión de aceite sobre un pistón de área conocida contra el peso de masa conocida. Las pesas del calibrador y pistón son calibrados para dar una exactitud de 0.1 de 1%, lo cual es una libra en 1000 libras.

Los calibradores de peso muerto son utilizados para la calibración y chequeo de medidores elásticos para presiones desde 15 psi hasta 10,000 psi o mayores, y para la determinación precisa de presiones las cuales son mantenidas en un frasco por algún mecanismo generador de presión y el cual es esencialmente constante.

Un diseño convencional de calibrador de peso muerto se muestra en la figura 3.46. El calibrador de peso muerto consiste de un pistón y un cilindro teniendo algunas áreas definidas tales como $\frac{1}{8}$, $\frac{1}{16}$, $\frac{1}{40}$ o $\frac{1}{80}$ pulgadas cuadradas. Una plataforma esta unida a la parte superior del pistón para sostener las pesas exactamente preparadas las cuales son marcadas con sus valores equivalentes en psi. La presión producida por un calibrador de peso muerto es la carga total de las pesas auxiliares, platillo y el pistón dividido por el área de la sección transversal de la combinación pistón-cilindro. En un set marcado apropiadamente esta presión puede ser determinada añadiendo el valor en psi de las pesas sobre el pistón al valor en psi del pistón. La presión mas baja la cual podría ser medida en un calibrador de peso muerto es determinado por el peso y área del pistón. Prácticamente, sera encontrado que la presión mas baja la cual puede ser convenientemente medida es la del pistón y al menos una de las pesas auxiliares. Como es necesario que el pistón gire libremente mientras se esta midiendo la presión, es necesaria suficiente inercia para vencer la viscosidad arrastrada en el pistón por un suficiente tiempo para que la lectura sea obtenida.

Los probadores son empleados como un estándar primario de presión en la calibración de cámaras elásticas y otros tipos de dispositivos medidores de presión. Porque la presión derivada de tales unidades esta directamente relacionada a las cantidades fundamentales de longitud y peso, una exactitud extrema es posible en un dispositivo cuidadosamente fabricado y medido, proveyendo que las correcciones necesarias sean realizadas. Los calibradores de peso muerto comerciales son normalmente garantizados a tener un máximo error de 0.1 a 1 por ciento de la presión siendo medida

Las fuentes de error son medidas del diámetro del pistón y cilindro y el peso de las pesas calibradas.

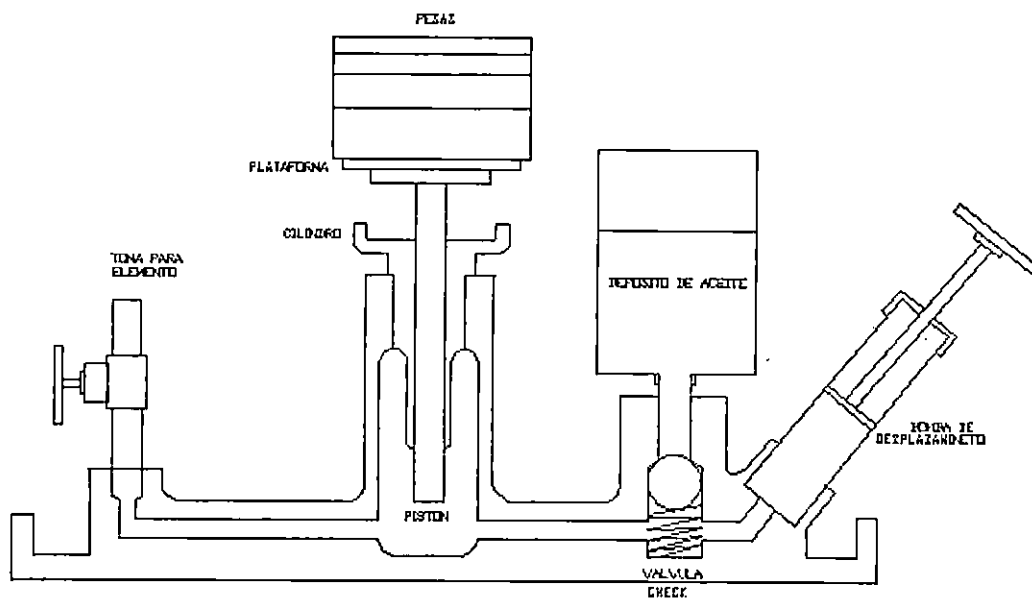


Figura 3.46 calibrador de peso muerto.

Calibradores de alta presión.

Las presiones arriba de 10,000 psi introducen problemas en un tipo convencional de calibrador de peso muerto por el incremento de la fuga de aceite en el claro entre el pistón y el cilindro, y por la deformación del pistón y el cilindro por la alta presión. Los calibradores de peso muerto para uso a presiones mayores de 10,000 psi emplean algún método especial para control del claro entre el pistón y el cilindro para mejorar la exactitud y para prevenir fugas excesivas.

Exactitud del calibrador

La exactitud del calibrador es un porcentaje de la presión bajo medición, no el rango de plena escala, esto significa que la exactitud es consistente del rango de plena escala a una pequeña fracción de esta presión.

La calibración del instrumento se realiza a una temperatura de 77 °F (25 °C) y son basados en una gravedad estandar de 980.665 cm/s^2 . El efecto de la temperatura sobre el área es asumido como 14 partes/millón/°F.

Especificaciones técnicas.

El calibrador de peso muerto que actualmente se utiliza para la calibración de instrumentos medidores de presión, posee las siguientes especificaciones:

Máxima presión	Hasta 20,000 psi
Mínima presión	3 a 50 psi dependiendo del rango.
Exactitud	0.1% de la presión indicada.
Temperatura de calibración	77 °F (25 °C) basada en una gravedad estándar de 980.665 cm/s ² .
Límite de temperatura	40 a 120 °F (4 a 50 °C).
Humedad	0 a 95% RH
Vibración	Pequeña amplitud, alta frecuencia solamente.
Ambiente	Minimizar polvo y atmósfera corrosiva.
Pesas típicas	50 Lbs a 250 Lbs dependiendo del rango del calibrador.
Material de pistón	Acero inoxidable duro.
Material de tubería de presión	Acero inoxidable.
Material de las pesas	Bronce o acero inoxidable.
Punto de flasheo del aceite	50 °F.

3.4.2.1 Operación del calibrador.

El instrumento más exacto disponible para la medición de presiones arriba del rango donde los manómetros pueden ser utilizados es el calibrador de peso muerto. Este tipo de medidor opera en el principio de balancear una masa conocida contra la fuerza ejercida por una presión desconocida sobre un pistón de área conocida. Cuando se alcanza un balance exacto, la presión desconocida P es igual a la masa de la pesa dividida por el área del pistón.

En operación, al calibrador de peso muerto es necesario añadir pesas auxiliares al plato y pistón para producir el peso total al valor equivalente del valor de presión que se desea. La válvula de liberación de presión se cierra y el fluido es bombeado dentro del equipo por el pistón de la bomba de desplazamiento hasta que las pesas son levantadas por la presión y el pistón está flotando libremente dentro del cilindro. La pila de pesas se hacen girar lentamente para disminuir la fricción. Cuando esto se ha cumplido, no se necesita aplicar fluido adicional al equipo y una presión constante será mantenida en el sistema por el tiempo que el pistón esté flotando libremente dentro del cilindro. Los intervalos de presión los cuales pueden ser medidos por un calibrador de peso muerto son limitados por la inconveniencia de manejar muy pequeños pesos.

Los diseños de pistón intercambiable permiten mediciones de bajas presiones, las cuales requieren un pistón de diámetro grande, y las mediciones de altas presiones con un pistón de diámetro pequeño, sin la necesidad de un gran número de pesas auxiliares. La presión desarrollada por un calibrador de peso muerto es dado por la fórmula:

$$P = \left(\frac{m}{A} - (\rho h - \rho b) \right) \frac{g}{g_s} \quad (3.65)$$

Donde:

- P : Presión (Lbs/plg²)
m : Masa de la peso sobre el pistón (Lbs)
A : Area efectiva del pistón (plg²)
g
g_s : Es la relación del valor de la gravedad en el sitio de medición al valor estandar de la gravedad
ρ : Densidad del fluido utilizado en el calibrador (Lbs/plg³)
h : Diferencia de nivel entre el medidor bajo calibración y el fondo del pistón (plg)
b : Factor de corrección para la bouyancy de las partes del piston sumergido en el líquido.

3.4.2.2 Precauciones generales.

Es esencial que el calibrador de peso muerto sea conectado a un sistema libre de fugas, con tubería de agujero grande, para evitar retardos de presión en las líneas, y entrapamiento de burbujas de aire.

El equipo deberá ponerse de tal manera que el eje del pistón este vertical, las pesas cuidadosamente centradas en ese eje, y pistón debe rotar todo el tiempo durante su uso. El propósito de la rotación es para propagar el lubricante sobre la superficie entera entre el pistón y el cilindro, de tal manera que no exista contacto entre metal y metal para eliminar la componente vertical de la fricción. Si la rotación es menor que una velocidad critica la película de lubricante sera incompleta y las lecturas serán erráticas. Si las pesas están fuera de centro, o el eje del pistón no esta vertical, la velocidad critica de rotación se incrementara.

3.5 CALIBRACION DE INSTRUMENTOS

La calibración de los instrumentos es muy importante para efectuar una medición que nos permita obtener datos confiables y lo mas cercano posible de las condiciones reales de las variables que se intentan medir. La calibración se puede dividir en dos categorías: La que se realiza en el laboratorio, en la cual se hace necesario el uso de instrumento especial para calibración y la que se realiza en el sitio de la medición.

La calibración se hace necesaria cuando se detecta un funcionamiento anormal del instrumento o se efectúa alguna reparación al mismo, que pueda variar sus características mecánicas. La pérdida de la calibracion de un instrumento puede tener diferentes orígenes como por ejemplo uso indebido, sobrepasar los limites de seguridad, mal manejo de instrumentos, etc.

La detección de que un instrumento esta descalibrado puede hacerse de diversas formas, pero la mayoría de las veces obedece a la experiencia del operario. Así por ejemplo, en un registro de presión o temperatura puede detectarse que un instrumento esta descalibrado cuando se nota alguna desviación en el comportamiento del pozo, o porque los datos se alejan demasiado de una condición conocida del pozo, o cuando en el mismo pozo se corren registros con diferentes elementos y se sabe de antemano que uno de los instrumento esta en excelentes condiciones.

3.5.1 Calibración de elementos para medición profunda de presión y temperatura.

Para la calibración de los instrumentos de presión y temperatura se efectúan dos tipos de ensayos: La calibración de laboratorio, que emplea el calibrador de baño de aire y el calibrador de peso muerto, y una corrida de campo. Con la fusión de los resultados de ambas pruebas se determinan las constantes de calibración del instrumento, que permite obtener la ecuación polinómica que lo caracteriza. El procedimiento que se sigue para el ensayo de campo es igual que para una corrida de presión o temperatura (ver sección 4.3: perfiles de presión y temperatura). Este ensayo debe realizarse en un pozo seleccionado convenientemente.

El ensayo de laboratorio se realiza tal y como se mencionó en el procedimiento para uso del calibrador baño de aire. El elemento a calibrar se prepara tal y como se hace cuando será utilizado para realizar una corrida de campo, y que fue descrita en el manejo de los medidores de presión profundos.

La calibración de un medidor de presión KPG, hecha por el fabricante, se realiza aplicando presión en forma ascendente. La calibración descendente solo repetirá los intervalos correspondiente partiendo de la misma presión máxima. Si el instrumento va a ser usado en un pozo para registrar la presión en forma descendente, es necesario calibrar el instrumento en forma descendente, si se requiere la misma precisión. Cuando un registrador de presión va a ser usado a temperaturas mayores de 200 °F, para mantener una exactitud estable del elemento, es necesario calibrar el elemento a la temperatura máxima que se encontrará en el pozo. Esto es según la recomendación del fabricante pero por experiencia, en el Campo Geotérmico de Ahuachapán, se ha determinado que la calibración de los elementos de presión es muy satisfactoria a una temperatura de 165 °C.

Cuando se realiza una calibración del elemento, ya sea de presión o temperatura, se obtienen datos de presión o temperatura vrs deflexiones sobre una cartilla a partir de una línea base trazada por el estilete marcador. Las unidades pueden ser PSI vrs pulgadas, kg/cm² vrs centímetros, u otras unidades aceptadas. Cuando son graficadas como una curva, se debe conseguir una escala conveniente para ajustar fácilmente en una hoja de 11 x 17 pulgadas. Cuando son presentados en forma tabular, la presión en PSI se da para cada 0.001 pulgadas de incremento en las deflexiones.

Técnicas de calibración para elementos de temperatura.

La calibración de un elemento de temperatura requiere un adaptador de calibración, un calibrador de peso muerto exacto y tubería apropiada para conectarlos. La calibración se hace normalmente con una sección registradora ensamblada al elemento de tal manera que las deflexiones causadas por la presión son registradas en una carta en la forma normal.

Calibración a elevada temperatura usando el instrumento completo.

Un adaptador de calibración se llena con aceite y enroscado en el fuelle del elemento de presión, permitiendo al excedente de aceite que escape. Ensamble el registrador al elemento, inserte la carta y corra la línea base o línea cero. Si el elemento no ha sido sometido a presión recientemente, este se deberá presurizar hasta aproximadamente su límite máximo dos o tres veces y permitir un descanso por unos diez minutos antes de correr la línea base.

El equipo se ensambla completamente con una cubierta exterior y luego es inmerso en un baño de temperatura controlado. El equipo deberá mantenerse en el baño por 30 minutos antes de que la calibración se inicie, para una completa estabilización de la temperatura. La conexión al calibrador de peso muerto deberá dejarse abierta hasta que el equipo alcance la temperatura de calibración para prevenir que la presión suba en la línea debido al calentamiento del líquido en la línea. Una buena práctica es realizar esta calibración. Como son aplicadas diferentes presiones, deberá darse un buen lapso de tiempo en cada punto para que el reloj mueva la carta una distancia suficiente para que el trazo pueda ser leído.

Cuando se remueve la presión del elemento, cuando el equipo está aun caliente, el trazo puede ser que no retorne a la línea base. Esto no tiene mayor significado, porque los datos de calibración se han tomado tomando como referencia una línea base trazada a temperatura ambiente, y esto no necesariamente significa que el elemento esté fallando porque muchos elementos exhiben un cambio cero. Si al elemento se le permite enfriarse hasta la temperatura ambiente antes de remover la cartilla, el trazo deberá retornar a la línea base.

La calibración que se realiza tal como se describió arriba, es un método donde la presión es aplicada solamente al fuelle del elemento de presión mediante el uso de un adaptador. Algunas veces se prefiere introducir el medidor completo en un contenedor presurizado apropiado y aplicar la presión a este. Ambos métodos producirán una calibración apropiada. Cualquier diferencia entre los dos métodos, serán completamente insignificantes.

Calibración de elementos de temperatura.

Los elementos de temperatura se calibran ensamblando estos a un registrador apropiado, dibujando una línea base con la perilla rotada en la dirección de las manecillas del reloj al punto donde el pin en el fondo está en contacto con el pin adherido a la parte superior

del elemento, y entonces se deja que el reloj mueva el portacartas mientras se eleva la temperatura del instrumento completo aproximadamente una media hora en cada uno de los puntos de registro de la escala del instrumento. Las deflexiones del estilete en la carta son entonces relacionadas a las temperaturas aplicadas para conseguir una curva de calibración completa.

Un elemento de temperatura puede verificarse si responde a los cambios de temperatura, pasandolo de un baño a otro de diferente temperatura, observando la rotación de la flecha del estilete. Si la flecha del estilete se mueve libremente y se sabe que la perilla de ajuste no ha sido movida desde la ultima calibración, con seguridad se puede asumir que el elemento posee una apropiada calibración.

Metodos para convertir deflexiones a datos de presión o temperatura (obtención de la ecuación característica).

La ecuación característica del elemento de presión o temperatura se obtiene por medio del ajuste de la curva resultante de los datos obtenidos durante la calibración. Los datos se grafican y con ayuda de programas de computador se realiza una regresión polinomial (Actualmente se obtiene una ecuación polinomial de cuarto grado) que permita el mejor ajuste de la curva de datos. Esto también puede realizarse utilizando el método de los minimos cuadrados.

3.6 MATERIALES RECOMENDADOS PARA USO GEOTERMICO

Los fluidos geotérmicos (Agua y Vapor), contienen gases y materiales solidos que lo hacen altamente corrosivo, por lo tanto en los instrumentos y equipos que se utilicen para realizar mediciones en este ambiente es necesario que sean diseñados y construidos con materiales de alta calidad resistentes a la corrosión.

Como una guía para la selección de instrumentos se dan a continuación algunas recomendaciones de materiales para algunos equipos de medición.

Manómetros

Los manómetros disponibles para uso en ambientes corrosivos se construyen con los siguientes materiales:

- Tubo Bourdon:
- Bronce fosforado, para aplicaciones hasta una presión de 1000 psi.
 - Acero inoxidable 316, Para aplicaciones hasta una presión de 10,000 psi.
 - Acero inoxidable 403, para aplicaciones hasta una presión de 20,000 psi.

Caja	Fibra de vidrio reforzada con polipropileno. Molde de aluminio con acabado en negro. Vidrio relleno con "nylon". Acero inoxidable refinado con frente solido.
Ventana	Plástico acrilico. Vidrio claro.
Enchufe	Bronce Acero inoxidable 316.

Para uso en ambiente geotérmico es recomendable utilizar manómetros con tubo Bourdon de acero inoxidable, caja de fibra de vidrio reforzada con polipropileno, ventana de plástico acrílico y enchufe de acero inoxidable. El acero inoxidable se puede elegir dependiendo de la presión a la que será sometido.

Discos de orificio.

Para uso con fluido geotérmico, el disco debe ser de acero inoxidable o de otro material no corrosible con un coeficiente de expansión térmica conocida y no mayor que la de las bridas de la tubería donde será instalada.

Puede utilizarse también acero al carbon, pero su vida útil será menor.

Vertederos.

Los bordes de los vertederos deberán ser de acero inoxidable, para mantener un filo del borde que cumpla con las normas establecidas y evitar errores en la medición. El resto de la placa puede ser de acero al carbon o lamina de hierro.

Los instrumentos para medición profunda son construidos con acero inoxidable y algunas partes componentes en bronce, acero templado, aleación cobre niquel, etc. La unica recomendación con respecto estos equipos es que los repuestos que se adquieran en el futuro, se haga un estudio detallado para estimar la conveniencia de utilizar en la medida de lo posible acero inoxidable, por ser más resistente a la corrosión.

CONCLUSIONES CAPITULO III

1. El material aquí presentado sobre los instrumentos y equipos de medición actualmente en uso, será accesible a personal de campo pero solamente en cuanto a instrucciones de operación y mantenimiento se refiere, porque algunos requieren un conocimiento mayor sobre matemáticas y mecánica de fluidos para comprender su funcionamiento. La parte analítica será muy provechosa para personal técnico y profesional.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- R Amerada RPG-3 and RPG-4 Gauge Operator's Manual. Geophysical Research Corp., 1981.
- R International Standard 1430/1. Water Flow Measurement in Open Channel Using Weirs and Venturi Flumes. First edition, 1980.
- R Klyen Sub-Surface Sampler Instruction Manual. Forgan Jones Company Limited. New Zealand.
- R Medidor de Presión KPG, Instrucciones de Operación, mantenimiento y lista de partes. Kuster Company.
- R OM-5100 & OM-5200 Series Programmable Dataloggers Operator's Manual. "General Information and Especifications". Omega Engineering Inc.
- R PX725/PX726 Industrial Pressure Transmitters. "Transmitters Features", "Theory of Operation" and "Especifications". Omega Engineering Inc.
- R Syms, Peter and Stevens Lynell. Paper: Calibration of Downhole Temperature and Pressure Instruments. Wairakei, 1980.

CAPITULO IV

MEDICIONES GEOTERMICAS

Introducción

Las mediciones geotermicas que se realizan a los pozos en la etapa de explotación de un campo geotérmico (Perforación y Producción, son muy importantes porque proveen información valiosa de los pozos y del reservorio mismo, así como también permiten llevar un control de la cantidad de masa que se extrae del reservorio. Esto es muy importante porque es un recurso natural que hasta la fecha no se puede asegurar que sea un recurso renovable, y por lo tanto deben generarse programas de explotación adecuados para proteger el recurso de una sobreexplotación.

Para poder crear un buen programa de explotación, se necesita contar con una muy buena base de datos que permita conocer el comportamiento del campo durante la explotación. De ahí la importancia que tienen las mediciones geotérmicas, de que sean realizadas lo mejor posible y aporten datos lo mas cercanos posible al comportamiento real del reservorio. Es por eso que en este capitulo, se describe cada una de las mediciones que se realizan en los pozos geotérmicos tanto a nivel superficial como profundo de la manera mas clara posible, para que sea facilmente entendible y aplicable.

4.0 OBJETIVO DE LAS MEDICIONES Y PRUEBAS DE LOS POZOS

Los objetivos primarios de las mediciones y pruebas de los pozos varían de acuerdo al interés de los ingenieros o científicos involucrados. En la mayoría de circunstancias es posible diseñar un programa de pruebas que satisfaga los intereses especializados de todas las partes. Los resultados pueden ser entonces comparados críticamente e interpretados para dar un cuadro completo del funcionamiento del pozo, así como también alguna indicación de las propiedades locales de la estructura del reservorio alrededor del pozo.

Para el ingeniero de reservorios o hidrologistas geotérmico, el objetivo de la prueba es para determinar las propiedades del reservorio, y de los fluidos del reservorio, cerca del pozo. Ellos están también naturalmente interesados en la habilidad del pozo para liberar fluidos a la superficie, la cual se extenderá dependiendo de esas propiedades. Obviamente la prueba concluyente de esto es la demostración de una descarga sustancial sostenida,

pero la implementación inmediata de tal prueba puede resultar en la pérdida de otra información.

Mucha información vital puede ser obtenida solamente en el período durante e inmediatamente después de la perforación. Algunos datos, tal como el perfil local de temperatura del reservorio es totalmente difícil de medir una vez la transferencia de calor convectiva inicia en el pozo perforado, dejan de ser disponibles casi tan pronto como el pozo comienza a calentarse. La descarga significativa puede permanentemente ocultar o igual alterar tales propiedades.

Las propiedades locales del reservorio y fluido de mayor interés son:

- 1- El estado del fluido (Presión, Temperatura/Entalpía);
- 2- El estado del reservorio (Líquido dominante o vapor dominante);
- 3- La permeabilidad del reservorio;
- 4- La química del fluido (Salinidad, cationes y relación isotópica);
- 5- El contenido de gas no condensable.

Existen características asociadas de importancia, las cuales incluyen:

- 6- La localización de los puntos de alimentación del pozo;
- 7- Los cambios de permeabilidad cerca del pozo; y
- 8- La condición física de la tubería, liner, etc.

La obtención de este tipo de información es usualmente el principal objetivo de las mediciones geotérmicas. Esto es bastante natural desde el punto de vista de considerar el sistema geotérmico o reservorio geotérmico como el recurso a utilizar, y las propiedades del recurso son de mayor importancia que las condiciones de un pozo simple

- 1- La construcción geológica del campo geotérmico
- 2- El tamaño del reservorio
- 3- Las condiciones limitantes del reservorio
- 4- El tiempo de vida del reservorio
- 5- Propiedades químicas físicas y estructurales de las rocas del reservorio
- 6- Propiedades químicas y físicas del fluido
- 7- Procesos químicos y físicos dentro del sistema geotérmico

Los datos de fondo de pozo reflejan la mayoría de propiedades del reservorio solo indirectamente. Para extraer los parámetros del reservorio de las mediciones se requiere de una cuidadosa interpretación. La interpretación de muchas mediciones geotérmicas es grandemente práctica, basada en la experiencia mejor que en la teoría. Como consecuencia, las pruebas resultantes son algunas veces ininterpretables o contradictorias. Es deseable tener datos confirmatorios, para establecer consistencia cualitativa o cuantitativa.

4.1 MEDICIÓN GEOTÉRMICA.

La medición geotérmica consiste en la evaluación sistemática de las variables termodinámicas, o físicas las cuales están involucradas desde lo profundo del reservorio, hasta la llegada de dicho fluido a la Planta Geotérmica.

Las variables regularmente medidas son:

- Presión
- Temperatura
- Flujo de vapor
- Flujo de agua

La medición de todas las variables anteriores es necesaria para evaluar condiciones termodinámicas de los pozos, características de producción, y la evaluación de las condiciones operativas del Reservorio Geotérmico.

4.2 TIPOS DE MEDICIÓN GEOTÉRMICA.

Las mediciones que se realizan en un campo Geotérmico tienen diferentes clasificaciones, dependiendo de donde se ejecutan, si existe movimiento de fluido; tiempo de ejecución, etc.

Regularmente se clasifican de la siguiente manera:

a) Por el lugar donde se ejecuta puede ser:

i) Mediciones superficiales; cuando se realizan en instalaciones sobre el cabezal del pozo, o en las tuberías. Los principales tipos de medición que se ejecutan en la superficie de todo pozo son:

- a) Presión manométrica
- b) Flujo de vapor en tuberías
- c) Flujo de agua en canaleta
- d) Flujo de agua en tuberías

ii) Profundas, se efectúan dentro del pozo. Ejemplo: Perfil de temperatura, perfil de presión, pruebas transitorias de presión, etc.

b) Si implican movimientos de fluidos.

- Estáticas, cuando el pozo no fluye, o sea no existe movimiento de fluido a lo largo de todo el pozo.
- Dinámicas; el pozo se mantiene fluyendo.

c) Por el tiempo de duración

- Larga duración: estas involucran la medición durante un tiempo bastante largo, por lo general días o meses con el fin de conocer la evolución del pozo o pozos en función del tiempo.

- Mediana duración: son mediciones de relativa corta duración (horas), regularmente no interesa su comportamiento en función del tiempo.
 - Transitorias: son mediciones ejecutadas en tiempo relativamente corto (min., horas), durante los cuales se desea conocer la respuesta del pozo o Reservorio ante la aplicación de un estímulo.
- d) Por la etapa de desarrollo del pozo.
- i) Mediciones durante la perforación: Son las que se realizan durante los trabajos de perforación del pozo y que tienen como objetivo recolectar datos del pozo que nos permitan obtener sus características termodinámicas. Dentro de las mediciones que se realizan en esta clasificación están las siguientes:
- Temperatura estática de la formación: Esta medición se hace con el objetivo de determinar la temperatura de la formación del pozo antes de ser perforado y determinar el gradiente térmico de temperatura.
 - Perfiles dinámicos de temperatura: Se hacen con el objetivo de ubicar las zonas de pérdidas en la formación.
 - Control de cementación: Este tipo de medición se hace para determinar de manera indirecta la consistencia del fraguado del cemento con el cual se sujetan las tuberías de revestimiento.
 - Pruebas de inyectividad: Se hacen para determinar a groso modo la permeabilidad de la formación, y determinar los índices de inyectividad que dan una indicación aproximada de la características de producción del pozo..
- ii) Mediciones inmediatamente después de terminada la perforación: Son las mediciones que se realizan luego que se ha finalizado la perforación del pozo y que tienen como objetivo monitorear el comportamiento del pozo. Las mediciones que se realizan en esta etapa son las siguientes:
- Pruebas de inyectividad: Se hacen al finalizar la perforación para evaluar el completamiento del pozo, y comprobar sus características mecánicas.
 - Pruebas de recuperación térmica: Se hacen con el fin de monitorear el calentamiento del pozo luego de terminada la perforación, para determinar el instante en el cual se alcanza la temperatura normal del pozo y está en condiciones de poder hacerlo producir.
 - Aperturas de pozo: Se hacen después de haber dejado calentar el pozo un tiempo suficiente para que la formación alcance la temperatura antes de ser perforado el pozo y que tienen como objetivo principal (durante las primeras aperturas) limpiar el pozo de los residuos químicos que han quedado dentro del pozo después de terminada la perforación, y en posteriores aperturas evaluar la potencia que es capaz de producir el pozo. Durante esta prueba se realizan otras pruebas adicionales las cuales son las siguientes:
 - Build-up
 - Fall-off
 - Pruebas a varios flujos
 - Pruebas de interferencia.

iii) Mediciones para control de pozo: Estas se realizan cuando ya el pozo se encuentra en producción o en uso para el fin para el cual fue perforado, y que tienen como objetivo principal observar el comportamiento del pozo, y por ende del campo, debido a la extracción de los fluidos del reservorio. Las mediciones que se realizan durante esta etapa tenemos las siguientes:

- Perfil estático de temperatura
- Perfil estático de presión
- Pruebas de producción
- flujos de agua y vapor
- Monitoreo de presión
- Perfil dinámico de temperatura
- Perfil dinámico de presión
- Pruebas a varios flujos

Existen otros tipos de trabajos que se realizan y que no pueden ser incluidos en las clasificaciones anteriores, debido a que realmente no es una medición porque no se obtiene ningún tipo de información útil o que pueda considerarse como la medición de alguna variable de interés para el área de mediciones geotérmicas o porque constituyen una colaboración a otras dependencias, pero que sin embargo son realizadas por personal de mediciones, el equipo que se utiliza pertenece a mediciones y son incluidas dentro de las actividades de esta área. Estos trabajos se clasificarán por lo tanto como “Trabajos especiales” y serán presentados como tales en este documento. Entre ellos pueden mencionarse las inducciones de pozos, el muestreo químico profundo, calibración de tuberías, recuperación de equipos, etc.

Cada una de estas pruebas tienen sus objetivos específicos y serán vistos posteriormente cuando se traten en detalle cada una de las antes mencionada.

La clasificación que se seguirá es considerando el sitio donde se efectúan las mediciones.

4.3 MEDICIONES SUPERFICIALES

Las mediciones superficiales que se realizan en nuestros campos geotérmicos son:

- Medición de presión manométrica
- Medición de presión diferencial
- Medición de caudal de agua
- Mediciones de flujo de vapor
- Pruebas de producción

4.3.1 Medición de presión manométrica.

Esta medición consiste únicamente en tomar las lecturas de presión de un punto del sistema con respecto a la presión atmosférica del lugar. Para efectuarla se utilizan los manómetros tipo tubo bourdon, los cuales fueron discutidos en el capítulo anterior. Las presiones que más comúnmente se miden son:

- Presión en los equipos de separación
- Presión de cabezal de los pozos
- Presión en las líneas que conducen vapor
- Presión en las líneas que conducen agua residual
- Presión del vapor a la entrada de la turbina, etc.

Para conectar el manómetro en el punto donde se desea medir la presión se instalan las tomas de presión que consisten en niples de acople y válvulas tal como se muestra en la siguiente figura donde se muestra una toma de presión en una tubería.

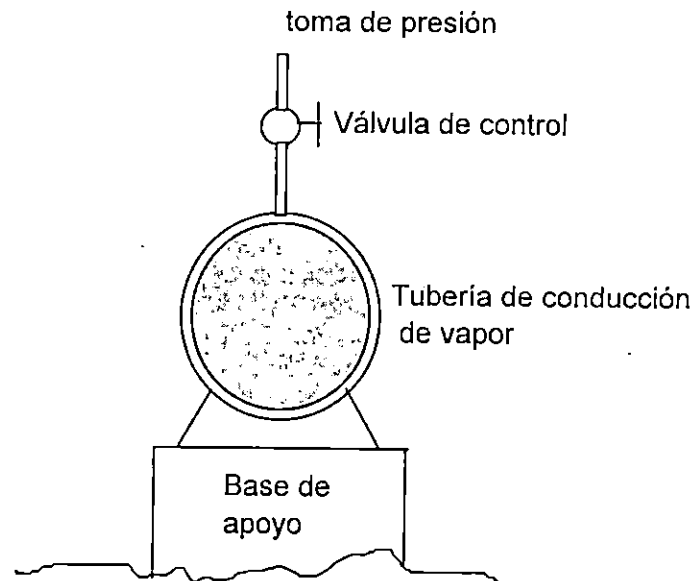


Figura 4.1 Arreglo típico para tomas de presión en tubería.

4.3.1.1 Procedimiento.

El procedimiento que se sigue es el que se describe a continuación:

1. Instalar el manómetro en la toma de presión
2. Abrir lentamente la válvula de control permitiendo que la presión incremente lentamente en el medidor
3. Cuando se haya tomado la lectura, cerrar la válvula de control antes de proceder a desconectar el medidor.

4. Lentamente comenzar a desenroscar el manómetro permitiendo que la presión escape lentamente a través de las roscas del manómetro y el niple de acople. Este procedimiento se sigue cuando el manómetro no se mantiene conectado todo el tiempo en el sitio donde se desea conocer la presión. En los equipos de separación y la turbina estos manómetros se encuentran conectados permanentemente.

4.3.1.2 Procesamiento de datos.

En los manómetros que se utilizan para este tipo de medición, las lecturas que se obtienen vienen expresadas en unidades de kg/cm^2 y lbs/plg^2 . Últimamente se tiende a estandarizar las unidades que se utilizan en los campos geotérmicos del país, prefiriendo utilizar las unidades del Sistema Internacional de Unidades (SI). La unidad escogida para expresar la presión es el bar ya sea manométrico o absoluto. Para obtener una lectura en bar absoluto, basta con sumar al valor de presión manométrica el valor de la presión atmosférica local, que para el Campo Geotérmico de Ahuachapán es de 0.923 bar.

El único procesamiento necesario de los datos es su conversión a unidades SI, y expresarlo en valores absolutos si así se desea. Para convertir de kg/cm^2 a bar, basta con multiplicar el valor obtenido por el factor 0.9807 y para convertir de lbs/plg^2 a bar, solamente se multiplica la lectura por 0.06895.

4.3.2 Medición de presión diferencial.

Para efectuar mediciones de este tipo se utilizan los manómetros en U que se discutieron en el capítulo anterior. La medición de presión diferencial se realiza como parte de las mediciones de flujo de vapor en tuberías. El arreglo típico para medir presión diferencial con manómetros en U es como el que se muestra en la figura 4.5, y representa el arreglo que se utiliza para medir presión diferencial en una tubería que tiene instalado un disco de orificio.

El procedimiento para la instalación y operación del manómetro diferencial será descrito cuando se trate la medición de flujo de vapor, puesto que prácticamente la medición de presión diferencial se realiza exclusivamente para calcular flujos de vapor.

4.3.2.1 Procesamiento de datos

El tipo de lectura que se obtiene en el manómetro en U, es la diferencia de alturas de las columnas de mercurio en los brazos del instrumento expresadas comúnmente en cm. Estas lecturas es necesario expresarlas en unidades de presión del SI, que como se dijo antes, se ha adoptado el bar. Para ello basta con dividir la lectura obtenida entre el

factor 75. Consultando tablas de conversión incluidas en el apéndice 1 se puede trasladar la lectura a las unidades que se deseen utilizar.

4.3.3 Medición de flujo de agua en canaleta

En nuestros campos geotérmicos la medición de agua en canaleta se efectúa para varios propósitos entre los cuales tenemos:

- Medir la cantidad de agua que produce un pozo
- En el campo geotérmico de Ahuachapán, para medir la cantidad de agua que se entrega a la central para la generación de vapor de baja presión.

En las pruebas de producción con descarga al silenciador (se verá en una sección posterior), la medición de flujo de agua en el vertedero es muy importante.

Para efectuar este tipo de medición se utiliza el medidor neumático remoto y un vertedero con contracción, ya sea rectangular o triangular. El principio de funcionamiento de estos equipos se discutió en el capítulo anterior, por lo tanto en esta parte solamente se discutirá el procedimiento para su utilización.

A manera de recordatorio y para facilitar seguir el procedimiento, el medidor neumático consta de las siguientes partes:

- Un cilindro de nitrógeno
- Una botella plástica con un tapón de hule
- Una regla graduada en milímetros sobre la cual se toman las lecturas que servirán posteriormente para hacer los cálculos del caudal de agua en el vertedero;
- Varilla capilar de acero inoxidable que se introduce dentro del vertedero;
- Un par de mangueras.
- Válvula con su juego de manómetros.

4.3.3.1 Procedimiento.

Para comenzar la medición es necesario instalar o armar el equipo medidor que consta de las partes anteriormente señaladas, para ello se sigue el procedimiento que se describe a continuación:

1. Se instalan los manómetros con su respectiva válvula al tanque de nitrógeno
2. Se conecta la botella al cilindro de nitrógeno y a la varilla metálica por medio de las mangueras.
3. Se introduce la varilla metálica al vertedero hasta donde se tomara la altura de la cresta del flujo de agua (Esta varilla se apoya en una base que se encuentra al mismo nivel de la contracción del vertedero).

4. Se abren las válvulas que dan paso al nitrógeno del cilindro hacia la botella y se espera a que comiencen a emerger burbujas de nitrógeno en la superficie del agua y que provienen del tope de la varilla capilar.
5. Se espera a que el sistema se estabilice. Cuando el sistema se estabiliza, se procede a tomar la lectura de la columna de agua en el tubo capilar, la cual puede ser leída sobre la regla graduada.
6. Si se desea se puede continuar tomando lecturas durante algunos minutos y luego sacar el promedio de estos valores y tomarlo como el valor más aproximado.
7. Además de las lecturas de la altura de la columna de agua en la botella, se toman las lecturas de la presión de separación y la presión de cabezal (Esto se hace en el campo geotérmico de Ahuachapán, cuando se realizan mediciones de las líneas de agua, es decir las líneas que entregan agua a la central para la generación de vapor de baja presión).
8. Con el valor de la altura de la cresta finalmente obtenido se procede a realizar el calculo del flujo de agua en el vertedero, mediante el procedimiento que se describe enseguida.

4.3.3.2 Procesamiento de datos

Los datos que se obtienen durante la medición es la altura de la cresta de agua en el vertedero. Generalmente se mide en centímetros. Dependiendo del tipo de vertedero que se tenga instalado, así se usará la formula correspondiente. Para los campos geotérmicos del país, se tienen ya calculadas estas fórmulas y lo que se hace es elaborar tablas con valores de flujo en litros por segundo y kilogramos por segundo para cada valor de altura de cresta, para cada pozo. Estas fórmulas sencillas resultan de hacer el análisis y calculo correspondiente a cada tipo de vertedero con las ecuaciones mostradas en el capítulo anterior.

En Ahuachapán y Berlín, se utilizan los siguientes tipos de vertederos:

1- Vertedero tradicional

Para este tipo de vertedero, podemos utilizar las ecuaciones establecidas en el capítulo 3. En nuestros campos lo que se ha hecho es calcular el coeficiente de descarga para varios valores de h , tomándose la media aritmética de estos valores como el valor del coeficiente de descarga. Luego se sustituye ese valor de C_d , y se obtiene una formula simplificada que es la que se utiliza para el calculo de flujo de agua. En los campos geotérmicos de Ahuachapán y Berlín la formula que se utiliza es la establecida por Francis A. Lencastre que al sustituir el ancho del vertedero y pasando a litros por segundo de obtiene:

$$Q = 2244.8h^{3/2} \quad (4.1)$$

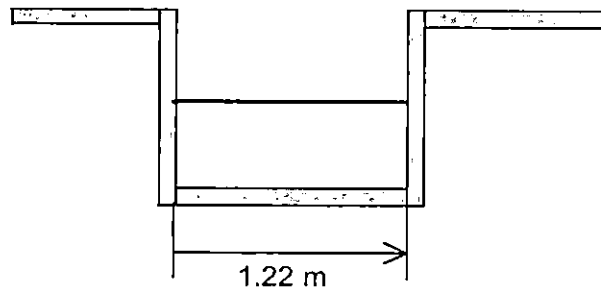


Figura. 4.2 Vertedero rectangular sin contracción lateral

2- Vertedero con contracción lateral

Al igual que para el vertedero anterior podemos utilizar las ecuaciones del capítulo anterior, para este tipo de vertedero. En los campos geotérmicos de Ahuachapán y Berlín la fórmula que se utiliza es la establecida por Francis A. Lencastre que al sustituir el valor del ancho del vertedero y pasando a litros por segundo se obtiene para contracción lateral de 0.3 m:

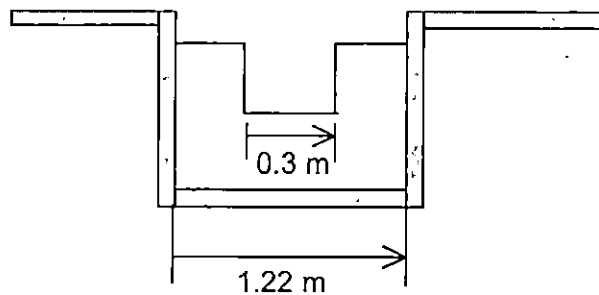


Figura. 4.3 Vertedero rectangular con contracción lateral

$$Q = 1840(0.3 - 0.2h)h^{3/2} \quad (4.2)$$

Para contracción lateral de 0.1 m, la fórmula es:

$$Q = 1840(0.1 - 0.2h)h^{3/2} \quad (4.3)$$

3- Vertedero con contracción triangular con $\alpha=120^\circ$

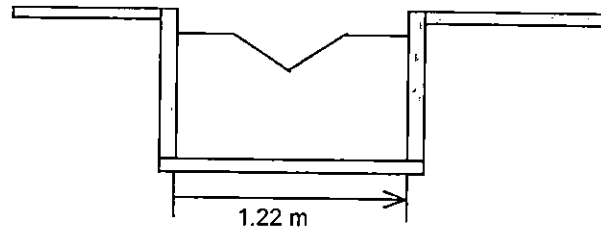


Figura. 4.4 Vertedero con contracción triangular

Su formula correspondiente es:

$$Q = 2414.1 h^{3/2} \quad (4.4)$$

4.3.4 Medición de flujo de vapor.

La medición de flujo de vapor es muy importante, porque permite conocer la producción de un pozo, y la cantidad de vapor que se entrega a la central para la producción de energía eléctrica.

Para efectuar este tipo de medición se utiliza el siguiente equipo:

- Un manómetro diferencial de mercurio
- Un recipiente de condensado
- Un disco de orificio
- Un par de mangueras
- Un par de válvulas
- Un manómetro tipo Bourdon
- Un embudo
- Agua.
- Cinta de teflón.

El arreglo que tiene el sistema de medición ya instalado es como se muestra en la figura 4.5.

4.3.4.1 Terminología empleada.

Para efectos de entendimiento de la descripción de la metodología que se sigue para efectuar la medición, se utilizará la terminología que a continuación se presenta.

Válvula principal: Se denominará con este nombre a la válvula que permite el flujo del vapor de la toma en la tubería hacia el compensador de vapor

Válvula del bourdon: Se denominara de la siguiente manera a la válvula que permite el paso del vapor hacia el manómetro tipo bourdon.

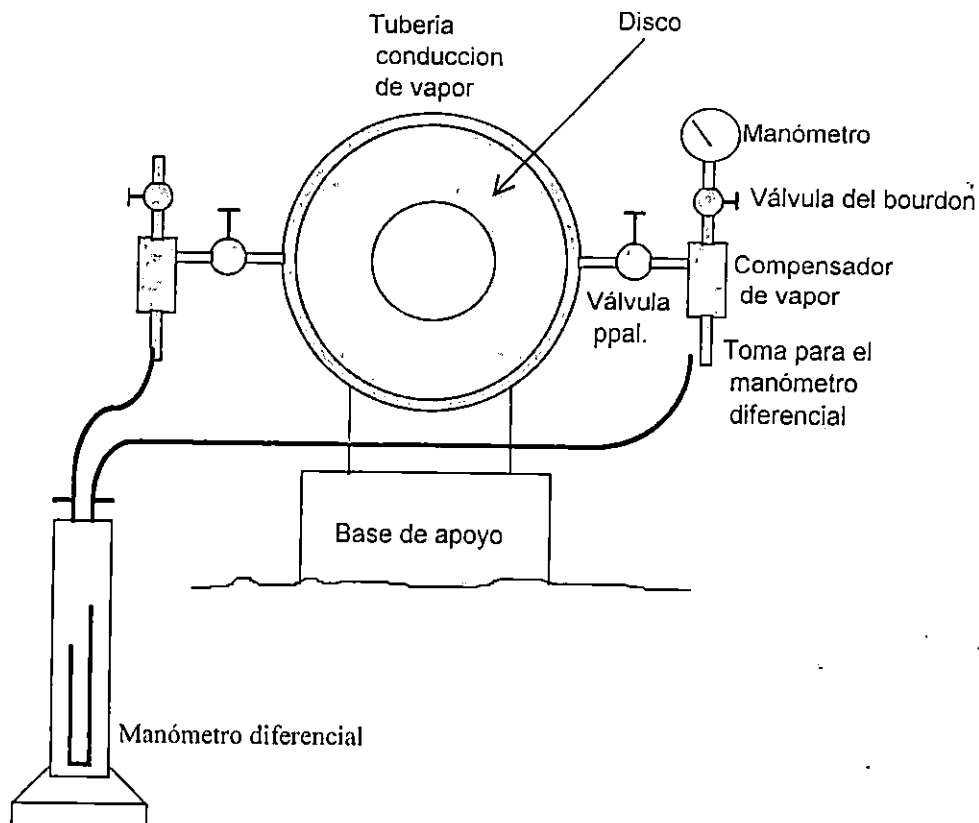


Figura 4.5 Arreglo típico para la medición de flujos de vapor en tuberías.

Válvula del diferencial: Se denominará así a las válvulas que posee el manómetro diferencial y que permiten el ingreso de los fluidos hacia los brazos del manómetro diferencial.

4.3.4.2 Procedimiento.

El procedimiento que se sigue es como se describe a continuación:

- 1- Los discos de orificio que se utilizan para medir el flujo se encuentran instalados permanentemente en la tubería de acarreo de vapor a una distancia igual a 10 veces el diámetro de la tubería, después del separador ciclónico. En estos discos se encuentran instalados unos tubos de diámetro pequeño que conectan a los compensadores de vapor, a los cuales se conectará el manómetro diferencial. Existen dos compensadores, instalados permanentemente, uno para la toma de

- presión en la entrada del orificio y el otro para la toma de presión después del disco, yendo del separador hacia la planta. Los compensadores se alimentan de vapor por medio de la apertura de las válvulas principales.
- 2- Se abren las válvulas principales para drenar vapor hacia los compensadores de vapor para limpiarlos de cualquier suciedad que estos pudieran tener.
 - 3- Luego se conectan las mangueras al manómetro diferencial, utilizando cinta teflón si fuera necesario para evitar fugas de presión. Durante el manejo del manómetro diferencial se deberá tener el cuidado de que sus válvulas se encuentren debidamente cerradas para evitar que el mercurio del mismo se derrame por alguna maniobra inapropiada. Estas válvulas podrán abrirse solamente cuando el manómetro se encuentre debidamente instalado en el sistema de medición, y no exista el peligro de que se le aplique presión solamente a un brazo del manómetro y por lo tanto el mercurio pueda ser expulsado ya sea al aire o dentro de la tubería.
 - 4- Después los extremos libres de las mangueras se conectan a la parte inferior de los compensadores de vapor.
 - 5- Una vez se tienen debidamente conectadas las mangueras se procede a vaciar agua en los compensadores de vapor con la ayuda del embudo.
 - 6- Seguidamente se abren nuevamente las válvulas principales para expulsar el agua extra que se encuentre en los compensadores de vapor (El agua es expulsada por la parte superior de los compensadores de vapor, es decir a través de las válvulas del bourdon), ya que el agua debe de quedar a un cierto nivel. Recuérdese que las válvulas del diferencial deben de permanecer cerradas.
 - 7- Posteriormente se procede a colocar las válvulas del bourdon en la parte superior de los compensadores de vapor, teniendo cuidado de que queden cerradas. Cuando ya se han instalado estas válvulas se pueden abrir las válvulas principales para llenarlos de vapor.
 - 8- Se instala el manómetro tipo bourdon que medirá la presión mayor, siempre utilizando cinta teflón si fuere necesario.
 - 9- Llegado a esta parte se tiene ya el sistema de medición instalado y si todo se ha realizado debidamente, se puede proceder a abrir las válvulas del diferencial. Se espera un tiempo prudencial para que el sistema se estabilice y entonces se puede comenzar a tomar lecturas del registro.
 - 10- Las lecturas del manómetro diferencial y de la presión mayor se toman cada minuto. La presión de separación y de cabezal se toman únicamente cuando en el manómetro diferencial se detecta una lectura máxima o una lectura mínima.

4.3.4.3 Procesamiento de datos.

Los datos que se obtienen al realizar esta medición son la diferencia de altura entre las dos columnas del manómetro diferencial, y la lectura de la presión mayor. Para obtener la lectura del flujo de vapor en la tubería, es necesario procesar estos datos. Para ello se utiliza una fórmula de la forma:

$$\dot{m}_v = k \sqrt{\Delta h(s-1)} \quad (4.5)$$

Esta formula procede de evaluar la siguiente a la que se llegó cuando se discutió los discos de orificio en el capitulo anterior.

$$\dot{m} = 0.1138 A \beta^2 C_d Y \left[\frac{2 g_c \gamma_{H_2O} \Delta h(s-1)}{(1-\beta^4) V_v} \right]^{1/2} \quad (4.6)$$

Donde:

\dot{m} : Flujo másico ton/hora

0.1138 : Factor de conversión a ton/hora.

A : Área de la tubería (m²)

β : Relación de diámetros (sin dimensiones)

C_d : Coeficiente de descarga (sin dimensiones)

Y : Factor de expansión (sin dimensiones)

g_c : Constante proporcionalidad 9.81 Kg m/kgf-s²

ρ : Densidad del agua (1000 Kg/m³)

Δh : Altura de la columna en mm

S : Densidad relativa del mercurio = 13.58

V_v : Volumen especifico (0.3115 m³/Kg)

El volumen especifico del vapor fue calculado para una presión absoluta de 60 kg/cm², por lo que si la presión mayor es diferente de ese valor de presión se tiene que corregir con un factor dependiendo de la lectura de la presión mayor, para lo cual se tienen valores ya tabulados y que se muestran en la tabla.

Para los pozos de nuestros campos geotérmicos, ya se tienen evaluadas los valores de k, de tal manera que los cálculos se realizan solamente introduciendo el valor de la diferencia de alturas. Por ejemplo tenemos los siguientes datos de campo para el pozo AH-27 del Campo Geotérmico de Ahuachapán:

k=1.8 $\Delta h = 3'' \text{ Hg} = 76.0 \text{ mmHg}$

$P_{mg} = 5.4 \text{ kg/cm}^2$ $P_{ma} = 6.34 \text{ kg/cm}^2$

entonces introduciendo los valores a la formula obtenemos:

V= 55.66 ton/hora

multiplicando por el factor de corrección de presión mayor:

V= 55.66x1.0271 = 57.17 ton/hora

pasando a kg/seg obtenemos:

V= 15.88 kg/s

Tabla 4.1 Factores de corrección para presión mayor.

P. mayor	V. leído	P. mayor	V. leído	P. mayor	V. leído	P.mayor	V.leído	P. mayor	V. leído
5.00	0.9192	5.41	0.9522	5.82	0.9853	6.23	1.0182	6.64	1.0511
5.01	0.9200	5.42	0.9531	5.83	0.9861	6.24	1.0190	6.65	1.0520
5.02	0.9208	5.43	0.9539	5.84	0.9869	6.25	1.0199	6.66	1.0528
5.03	0.9216	5.44	0.9548	5.85	0.9878	6.26	1.0205	6.67	1.0537
5.04	0.9225	5.45	0.9555	5.86	0.9885	6.27	1.0214	6.68	1.0544
5.05	0.9233	5.46	0.9563	5.87	0.9892	6.28	1.0221	6.69	1.0551
5.06	0.9241	5.47	0.9571	5.88	0.9901	6.29	1.0230	6.70	1.0560
5.07	0.9249	5.48	0.9579	5.89	0.9909	6.30	1.0238	6.71	1.0569
5.08	0.9257	5.49	0.9588	5.90	0.9918	6.31	1.0246	6.72	1.0575
5.09	0.9265	5.50	0.9595	5.91	0.9925	6.32	1.0255	6.73	1.0585
5.10	0.9273	5.51	0.9603	5.92	0.9933	6.33	1.0263	6.74	1.0593
5.11	0.9282	5.52	0.9611	5.93	0.9941	6.34	1.0271	6.75	1.0601
5.12	0.9289	5.53	0.9620	5.94	0.9950	6.35	1.0280	6.76	1.0609
5.13	0.9297	5.54	0.9627	5.95	0.9959	6.36	1.0286	6.77	1.0618
5.14	0.9305	5.55	0.9636	5.96	0.9966	6.37	1.0295	6.78	1.0624
5.15	0.9313	5.56	0.9644	5.97	0.9972	6.38	1.0301	6.79	1.0632
5.16	0.9322	5.57	0.9651	5.98	0.9981	6.39	1.0311	6.80	1.0641
5.17	0.9329	5.58	0.9660	5.99	0.9991	6.40	1.0319	6.81	1.0650
5.18	0.9337	5.59	0.9668	6.00	1.0000	6.41	1.0328	6.82	1.0658
5.19	0.9346	5.60	0.9676	6.01	1.0006	6.42	1.0335	6.83	1.0666
5.20	0.9353	5.61	0.9683	6.02	1.0013	6.43	1.0343	6.84	1.0673
5.21	0.9362	5.62	0.9692	6.03	1.0021	6.44	1.0351	6.85	1.0681
5.22	0.9370	5.63	0.9700	6.04	1.0029	6.45	1.0360	6.86	1.0689
5.23	0.9378	5.64	0.9703	6.05	1.0038	6.46	1.0368	6.87	1.0696
5.24	0.9385	5.65	0.9716	6.06	1.0045	6.47	1.0375	6.88	1.0704
5.25	0.9393	5.66	0.9724	6.07	1.0053	6.48	1.0383	6.89	1.0713
5.26	0.9402	5.67	0.9732	6.08	1.0061	6.49	1.0391	6.90	1.0721
5.27	0.9410	5.68	0.9741	6.09	1.0070	6.50	1.0399	6.91	1.0730
5.28	0.9418	5.69	0.9749	6.10	1.0078	6.51	1.0407	6.92	1.0738
5.29	0.9425	5.70	0.9756	6.11	1.0086	6.52	1.0415	6.93	1.0745
5.30	0.9434	5.71	0.9764	6.12	1.0094	6.53	1.0423	6.94	1.0753
5.31	0.9441	5.72	0.9772	6.13	1.0101	6.54	1.0431	6.95	1.0761
5.32	0.9451	5.73	0.9781	6.14	1.0111	6.55	1.0439	6.96	1.0770
5.33	0.9459	5.74	0.9789	6.15	1.0119	6.56	1.0440	6.97	1.0777
5.34	0.9466	5.75	0.9796	6.16	1.0126	6.57	1.0456	6.98	1.0785
5.35	0.9474	5.76	0.9805	6.17	1.0134	6.58	1.0463	6.99	1.0794
5.36	0.9481	5.77	0.9813	6.18	1.0142	6.59	1.0471	7.00	1.0802
5.37	0.9490	5.78	0.9821	6.19	1.0150	6.60	1.0480		
5.38	0.9499	5.79	0.9829	6.20	1.0158	6.61	1.0488		
5.39	0.9505	5.80	0.9837	6.21	1.0166	6.62	1.0496		
5.40	0.9515	5.81	0.9845	6.22	1.0174	6.63	1.0502		

4.3.5 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN

Esta prueba es de las primeras que se le realizan a un pozo después de su perforación y representa la base sobre la cual se toman decisiones respecto a futuras instalaciones superficiales que se deben construir para la explotación comercial del pozo. Estas pruebas se comienzan a efectuar después de finalizada la perforación del pozo y también durante la vida productiva del mismo. Entre los objetivos que se persiguen con esta prueba están:

4.3.5.1 Objetivos.

- 1- Limpiarlo de los químicos utilizados durante la perforación y remover el lodo remanente dentro del pozo para evitar el endurecimiento de este, de manera que no selle las zonas de aporte de fluidos. Este objetivo es el principal que se persigue en la primera prueba que se le realiza al pozo después que se termina la perforación y se ha dejado un período de calentamiento y estabilización.
- 2- Evaluar la capacidad productiva de vapor y energía térmica disponible que puede ser suministrada por el pozo. Objetivo secundario durante la primera prueba y el principal en pruebas posteriores.
- 3- Evaluar la evolución del campo geotérmico y de las características termodinámicas del pozo, debido a la extracción de fluidos.

Las pruebas pueden realizarse de dos maneras:

- 1- Abrir el pozo descargando directamente a la atmósfera ya sea en descarga vertical o descarga horizontal. Generalmente cuando se abre un pozo en estas condiciones, primero se descarga en forma vertical cambiando luego a forma horizontal.
- 2- Abrir el pozo descargando al silenciador.

La diferencia en ellas estriba en el factor de costo, dado que el silenciador se construye cuando se ha evaluado la factibilidad comercial de la energía geotérmica disponible del pozo, pudiéndose ejecutar una medición más exacta y confiable; en cambio en las descargas verticales u horizontales, la evaluación es bastante somera, pero su costo es relativamente bajo; realizándose regularmente durante las primeras pruebas después de perforado el pozo.

Para la realización de esta prueba es necesario que el pozo pueda ser descargado. Durante la primera prueba generalmente el pozo no puede ser descargado por sí mismo y se hace necesario inducirlo o estimularlo para que produzca, esta es otra prueba llamada prueba de inducción y que fue tratada anteriormente. En las pruebas que se realizan cuando el pozo ya se encuentra en explotación, el pozo descarga por sí mismo por las

condiciones termodinámicas que presenta (a excepción del campo geotérmico de Berlín donde siempre es necesario inducir los pozos).

Ahora vamos a describir en que consisten estas dos tipos de pruebas, pero antes se definirá cierta terminología empleada.

4.3.5.2 Terminología empleada.

Presión de cabezal (WHIP, well head pressure en inglés): Es la presión manométrica medida justamente abajo de la válvula maestra del pozo y se considera como la presión de salida del pozo.

Presión de labio (Lip Pressure en inglés): También llamada presión crítica, es la presión que se mide en el extremo por donde salen los fluidos geotérmicos en la tubería de descarga.

Presión de separación (P_s): Es la presión con la cual la mezcla agua-vapor es separada en el recipiente a presión centrífugo, llamado separador.

4.3.5.3 Prueba de producción con pozo descargando a la atmósfera.

Este método es bastante aproximado ya que se tienen que hacer ciertas suposiciones para obtener la capacidad productiva del pozo. Es la primera que se realiza después que un pozo ha sido perforado y se le ha permitido su período de calentamiento (warm-up) y se han evaluado sus condiciones termodinámicas de fondo para su apertura, se procede a ejecutar la descarga siguiendo los procedimientos recomendados para ese fin.

Los análisis a estudiarse en este apartado deberán ser hechos para evaluar condiciones de producción y determinar los requerimientos y especificaciones de los equipos superficiales a instalarse para la producción comercial del pozo. Dependiendo de los resultados de la primera apertura se puede calcular cual es la productividad del pozo y tomar la decisión en base a estos datos, de la construcción en primer lugar del silenciador, con el cual se puede evaluar con mayor exactitud las características de producción del pozo.

La descarga vertical como su nombre lo indica es aquella en la cual el flujo emergiendo del pozo, es descargado a la atmósfera, como se aprecia en la figura 4.6, en el mismo sentido del flujo, y suele ser la que se ejecuta primero, la ventaja es que no hay caída de presión en el cambio de dirección, como en la descarga horizontal, lo cual provoca que el flujo salga más libremente; su problema es que el daño ecológico por la

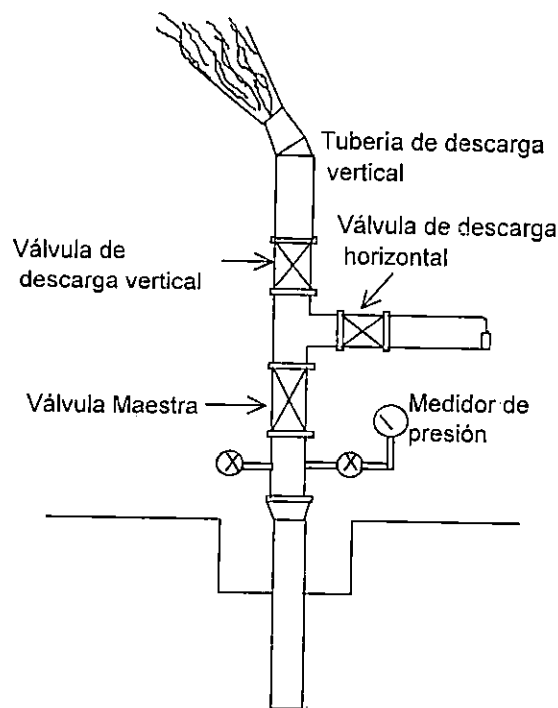
caída de agua geotérmica en los alrededores del pozo, puede afectar sembradíos cercanos.

En este tipo de prueba la potencia eléctrica de un pozo puede estimarse partiendo de la fórmula de Russell James desarrollada para este tipo de pruebas y que se expresa como sigue:

$$\frac{Gh^{1.102}}{P_c^{0.96}} = 184 \quad (4.7)$$

$$G = \frac{\dot{m}_t}{A} \quad (4.8)$$

- Donde:
- P_c : Presión absoluta de labio (critica) en bares
 - G : Flujo másico por unidad de área en $\text{kg}/\text{cm}^2 \text{ seg}$
 - h : Entalpía en kJ/kg
 - \dot{m}_t : Flujo másico en kg/seg
 - A : Área interna de la tubería de descarga en cm^2



.Figura 4.6 Pozo descargando directamente a la atmósfera.

Luego

$$\dot{m}_t = \frac{184 AP_c^{0.96}}{h^{1.102}} \quad (4.9)$$

Para descarga vertical se puede asumir una Entalpía fluyendo basada en la interpretación de datos de registros dentro del pozo.

Para determinar el flujo térmico, se aplica la ecuación:

$$Q = \frac{\dot{m}_t h}{10^3} \quad (4.8)$$

Sustituyendo:

$$Q = \frac{184 AP_c^{0.96}}{10^3 h^{1.102}} \quad (4.11)$$

Para un rango normal de entalpía de descarga (900-2800 kJ/kg), el valor de h (1.102) varía en muy poca cuantía. De tal forma que el cálculo de Q es obtenido con bastante exactitud para la entalpía esperada (± 300 KJ/Kg).

Como una guía preliminar el potencial de generación eléctrica del pozo puede ser estimada como un 10% de Q. Más adelante se tratará la manera de como se obtiene la generación eléctrica de un pozo geotérmico.

Metodología

La metodología a seguir si es la primera descarga es la siguiente:

- 1- Notificar a todas las partes involucradas en la apertura propuesta. En particular las siguientes personas serán notificadas:
 - Gerencia de Recursos Geotérmicos
 - Superintendencia de proyectos
 - Superintendencia de investigación y desarrollo de campos.
 - Laboratorio químico
 - Dueños de tierras aledañas.
- 2- Purgar el pozo por lo menos un día antes de la apertura, presurizar el pozo si es necesario.
- 3- Para descarga vertical, chequear la dirección del viento para minimizar daños en casas, cosechas, etc., debido al fluido geotérmico expulsado.
- 4- Medir la altura de la cabeza del pozo antes de la descarga, con el pozo en purga, durante la descarga y después de cerrado con el pozo purgado nuevamente.
- 5- Colocar un medidor de presión con carta rotatoria de 24 horas para controlar la presión de cabezal.

- 6- Se coloca descarga vertical y descarga horizontal la cual ha sido seleccionada basándose en los resultados de las pruebas de terminación del pozo. Se instalan tomas de presión y tomas de muestras.
- 7- Se descarga verticalmente el pozo abriendo la válvula vertical tan rápido como sea posible, permitiendo que el pozo descargue hasta que el flujo sea limpio. Se controla la presión de labio y presión de cabezal.
- 8- Se pasa el pozo a descarga horizontal y se controla la presión de labio y la presión de cabezal del pozo utilizando manómetros de superficie del tipo de Bourdon llenado con glicerina.
- 9- Se cierra y se procede a procesar la información recopilada utilizando el método de presión de labio de Russel James, el cual ha probado ser el más conveniente para medición de características de descarga de pozos geotérmicos los cuales producen mezcla de agua-vapor. La exactitud del método no es mejor que más o menos 20 kJ/kg para la entalpía y más o menos 4% en flujo másico.

4.3.5.4 Prueba de producción pozo descargando al silenciador.

Esta prueba de producción se realiza para confirmar de una manera más exacta el potencial del pozo y elaborar su curva de producción. Consiste en la evaluación de la extracción másica y entalpía de mezcla que un pozo puede aportar a diferentes aperturas o posiciones de la válvula maestra, variándose por consiguiente la presión de cabezal. La masa extraída en forma de mezcla es descargada directamente al silenciador. El arreglo para esta prueba puede apreciarse en la figura 4.7.

Para la evaluación de la producción de un pozo descargando al silenciador se emplea el método de Russel James para pozos descargando al silenciador. Este método permite obtener la características de producción de un pozo por medio de la medición de la presión crítica de la descarga a la atmósfera y el caudal de agua producido.

A continuación se describirá este método, utilizando unidades del sistema internacional para todas las variables medidas y resultados obtenidos.

El método se basa en una formula que resulta de examinar una serie de valores experimentales. Es una formula empírica conocida como ecuación de Russell James, y se expresa como sigue:

$$\dot{m}_1 = \frac{1.444 \times 10^6 P_c^{0.96} D^2}{h^{1.102}} \quad (4.12)$$

- Donde:
- \dot{m}_1 : Flujo total en kg/s
 - P_c : Presión crítica en bar absolutos
 - h : Entalpía de la mezcla en kJ/kg
 - D : Diámetro interno de la tubería de descarga en m.

Para la selección del diámetro de la tubería de descarga se debe tomar en cuenta los resultados del completamiento del pozo o bien descargas anteriores, para las cuales se conozca el flujo térmico del pozo, la siguiente tabla presenta algunos de esos valores:

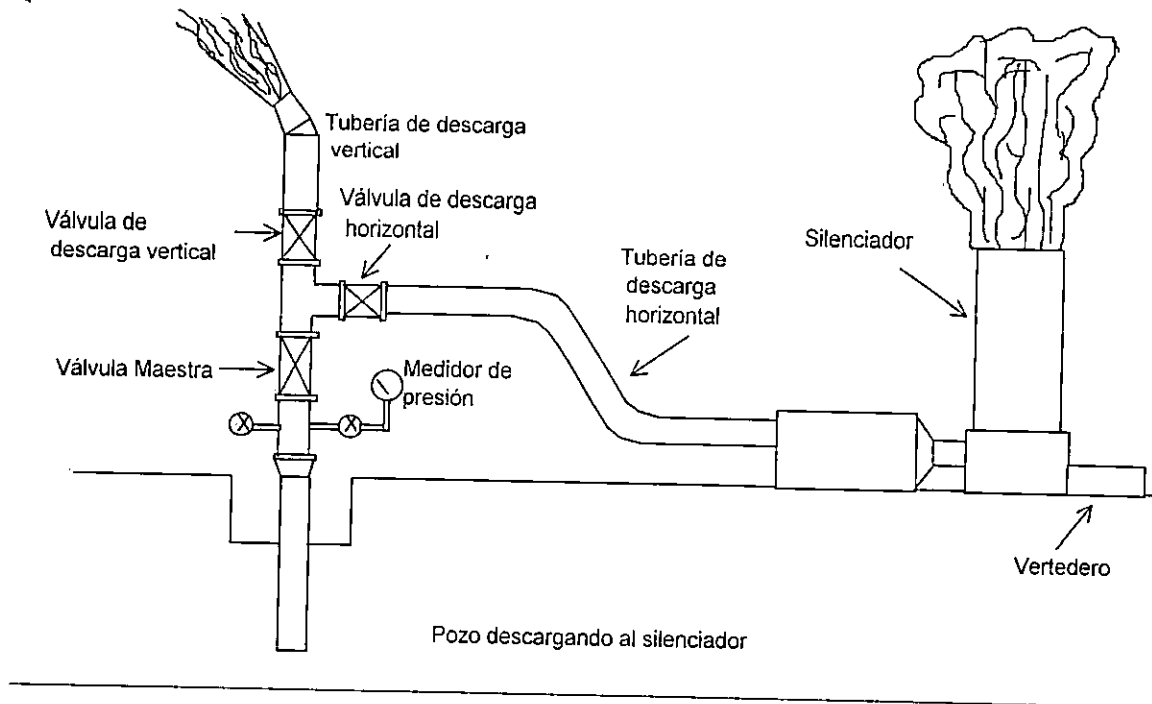


Figura 4.7 Instalaciones para realizar una prueba de producción horizontal.

Tabla 4.2 Selección de tubería de descarga

DIÁMETRO DE TUBERÍA		FLUJO TERMICO (Q) MW
(mm)	(pulgadas)	
75	3	5 - 15
102	4	10 - 30
127	5	20 - 40
152	6	30 - 70
203	8	más de 40

Además la toma de presión crítica debe ser de 6mm (¼") de diámetro y centrado a 6mm de la cara de la tubería de descarga. Para completar los cálculos se debe hacer balance de masa y energía en el silenciador:

$$\dot{m}_t = \dot{m}_l + \dot{m}_v \quad (4.13)$$

$$h \dot{m}_t = h_l \dot{m}_l + h_v \dot{m}_v \quad (4.14)$$

Donde \dot{m}_t : Flujo total (kg / s)

\dot{m}_l : Flujo de agua (kg / s)

\dot{m}_v : Flujo de vapor (kg / s)

h : Entalpía de mezcla (kJ/kg)

h_l : Entalpía del líquido (kJ/kg)

h_v : Entalpía del vapor (kJ/kg)

Ya que el silenciador descarga a presión atmosférica $h_l = 407.96$ kJ/kg y $h_v = 2671.93$ kJ/kg; luego resolviendo las ecuaciones se llega a:

$$\dot{m}_t = \frac{(h_v - h_l)}{(h_v - h)} \dot{m}_l \quad (4.15)$$

$$\dot{m}_t = \frac{2263.97 \dot{m}_l}{2671.93 - h} \quad (4.16)$$

Igualando las dos ecuaciones anteriores tenemos:

$$\frac{2263.97 \dot{m}_l}{2671.93 - h} = \frac{4.444 \times 10^6 P_c^{0.96} D^2}{h^{1.102}} \quad (4.17)$$

Finalmente reordenando términos llegamos a:

$$\frac{\dot{m}_l}{637.82 P_c^{0.96} D^2} = \frac{2671.93 - h}{h^{1.102}} \quad (4.18)$$

En la prueba, para un instante dado, se mide simultáneamente el flujo de agua, la presión crítica y la presión de cabezal. El valor de D se tiene ya medido para los pozos. Al introducir los datos en la ecuación anterior se obtiene una ecuación no lineal. Existen dos alternativas de solución para la ecuación no lineal:

1- Mediante una tabla de h en función del parámetro K definido como:

$$K = \frac{\dot{m}_1}{637.82 P_c^{0.96} D^2} \quad (4.19)$$

Esta es la Tabla 4.3 que se ha elaborado para valores de K entre 0.005 y 1.290, la cual proporciona valores de entalpía entre aproximadamente los 760 y 2600 kJ/kg que es el rango de valores entre el cual oscilan los pozos de Ahuachapán y Berlín. Cuando no se encuentre un valor exacto en la tabla para el valor de K calculado, puede ser necesario hacer una interpolación lineal. La figura 4.8 representa los resultados de la Tabla 4.3.

2. Utilizando un método matemático iterativo.

Esta es una forma más refinada y consiste en la aplicación del método iterativo de Newton, el cual se evalúa por aproximaciones sucesivas en la ecuación de la forma:

$$h_{n+1} = h_n - \frac{f(h_n)}{\frac{df}{dh_n}} \quad (4.20)$$

Este método requiere reescribir la ecuación 4.18, así:

$$k = \frac{\dot{m}_1}{637.82 P_c^{0.96} D^2} = \frac{2671.93 - h}{h^{1.102}} \quad (4.21)$$

$$kh^{1.102} + h - 2671.93 = 0 \quad (4.22)$$

En este método se establece la función:

$$f(h) = kh^{1.102} + h - 2671.93 \quad (4.23)$$

$$\frac{df(h)}{dh} = 1.102 kh^{0.102} + 1 \quad (4.24)$$

$$h_{n+1} = h_n - \frac{kh_n^{1.102} + h_n - 2671.93}{1.102 kh_n^{0.102} + 1} \quad (4.25)$$

Para determinar el valor de h, se debe introducir un valor inicial de h_0 el cual debe ser bien seleccionado para garantizar el buen uso del método y el tiempo de ejecución. Se puede usar cualquier valor de entalpía entre el rango común para los campos geotérmicos (200 - 600 Kcal/Kg ó 760-2600 kJ/kg).

Tabla 4.3 Valores de entalpia (h) en función de k para prueba de producción.

K	ENTALPIA	K	ENTALPIA	K	ENTALPIA	K	ENTALPIA	K	ENTALPIA	K	ENTALPIA
0.005	2642.2	0.220	1814.01	0.435	1398.45	0.650	1145.15	0.865	973.85	1.080	848.61
0.010	2613.61	0.225	1801.29	0.440	1391.18	0.655	1140.41	0.870	970.00	1.085	846.11
0.015	2585.49	0.230	1788.77	0.445	1384.00	0.660	1135.72	0.875	966.68	1.090	843.63
0.020	2558.03	0.235	1776.42	0.450	1376.90	0.665	1131.06	0.880	963.38	1.095	841.16
0.025	2531.19	0.240	1764.27	0.455	1369.87	0.670	1126.45	0.885	960.11	1.100	838.71
0.030	2504.97	0.245	1752.29	0.460	1362.92	0.675	1121.88	0.890	956.86	1.105	836.28
0.035	2479.34	0.250	1740.48	0.465	1356.04	0.680	1117.35	0.895	953.63	1.110	833.85
0.040	2454.28	0.255	1728.85	0.470	1349.24	0.685	1112.86	0.900	950.43	1.115	831.45
0.045	2429.77	0.260	1717.38	0.475	1342.52	0.690	1108.40	0.905	947.24	1.120	829.05
0.050	2405.79	0.265	1706.08	0.480	1335.86	0.695	1103.99	0.910	944.09	1.125	826.68
0.055	2382.32	0.270	1694.94	0.485	1329.27	0.700	1099.61	0.915	940.95	1.130	824.31
0.060	2359.35	0.275	1683.95	0.490	1322.76	0.705	1095.27	0.920	937.84	1.135	821.96
0.065	2336.85	0.280	1673.12	0.495	1316.31	0.710	1090.96	0.925	934.75	1.140	819.63
0.070	2314.82	0.285	1662.43	0.500	1309.93	0.715	1086.69	0.930	931.68	1.145	817.31
0.075	2293.25	0.290	1651.90	0.505	1303.62	0.720	1082.46	0.935	928.63	1.150	815.00
0.080	2272.10	0.295	1641.50	0.510	1297.37	0.725	1078.26	0.940	925.60	1.155	812.71
0.085	2251.38	0.300	1631.25	0.515	1291.18	0.730	1074.8	0.945	922.59	1.160	810.43
0.090	2231.07	0.305	1621.13	0.520	1285.06	0.735	1069.97	0.950	919.61	1.165	808.17
0.095	2211.15	0.310	1611.15	0.525	1279.00	0.740	1065.87	0.955	916.64	1.170	805.91
0.100	2191.62	0.315	1601.30	0.530	1273.00	0.745	1061.81	0.960	913.70	1.175	803.67
0.105	2172.46	0.320	1591.58	0.535	1267.06	0.750	1057.78	0.965	910.77	1.180	801.45
0.110	2153.66	0.325	1581.99	0.540	1261.18	0.755	1053.78	0.970	907.87	1.185	799.24
0.115	2135.22	0.330	1572.52	0.545	1255.36	0.760	1049.82	0.975	904.98	1.190	797.04
0.120	2117.11	0.335	1563.17	0.550	1249.59	0.765	1045.88	0.980	902.12	1.195	794.85
0.125	2099.34	0.340	1553.94	0.555	1243.89	0.770	1041.98	0.985	899.27	1.200	792.68
0.130	2081.89	0.345	1544.83	0.560	1238.23	0.775	1038.11	0.990	896.45	1.205	790.52
0.135	2064.75	0.350	1535.83	0.565	1232.64	0.780	1034.27	0.995	893.64	1.210	788.37
0.140	2047.92	0.355	1526.94	0.570	1227.09	0.785	1030.46	1.000	890.85	1.215	786.23
0.145	2031.38	0.360	1518.17	0.575	1221.60	0.790	1026.68	1.005	888.08	1.220	784.11
0.150	2015.13	0.365	1509.50	0.580	1216.17	0.795	1022.93	1.010	885.32	1.225	781.99
0.155	1999.16	0.370	1500.94	0.585	1210.78	0.800	1019.21	1.015	882.52	1.230	779.90
0.160	1983.47	0.375	1492.48	0.590	1205.45	0.805	1015.52	1.020	879.87	1.235	777.81
0.165	1968.03	0.380	1484.13	0.595	1200.16	0.810	1011.86	1.025	877.18	1.240	775.73
0.170	1952.86	0.385	1475.87	0.600	1194.93	0.815	1008.22	1.030	874.49	1.245	773.67
0.175	1937.94	0.390	1467.72	0.605	1189.74	0.820	1004.62	1.035	871.83	1.250	771.62
0.180	1923.27	0.395	1459.66	0.610	1184.60	0.825	1001.04	1.040	869.18	1.255	769.57
0.185	1908.84	0.400	1451.69	0.615	1179.51	0.830	997.48	1.045	866.55	1.260	767.54
0.190	1894.63	0.405	1443.82	0.620	1174.47	0.835	993.96	1.050	863.94	1.265	765.53
0.195	1880.66	0.410	1436.04	0.625	1169.47	0.840	990.46	1.055	861.35	1.270	763.52
0.200	1866.91	0.415	1428.35	0.630	1164.52	0.845	986.98	1.060	858.77	1.275	761.52
0.205	1853.37	0.420	1420.74	0.635	1159.61	0.850	983.54	1.065	856.20	1.280	759.54
0.210	1840.05	0.425	1413.23	0.640	1154.74	0.855	980.11	1.070	853.66	1.285	757.57
0.215	1826.93	0.430	1405.80	0.645	1149.92	0.860	976.72	1.075	851.13	1.290	755.60

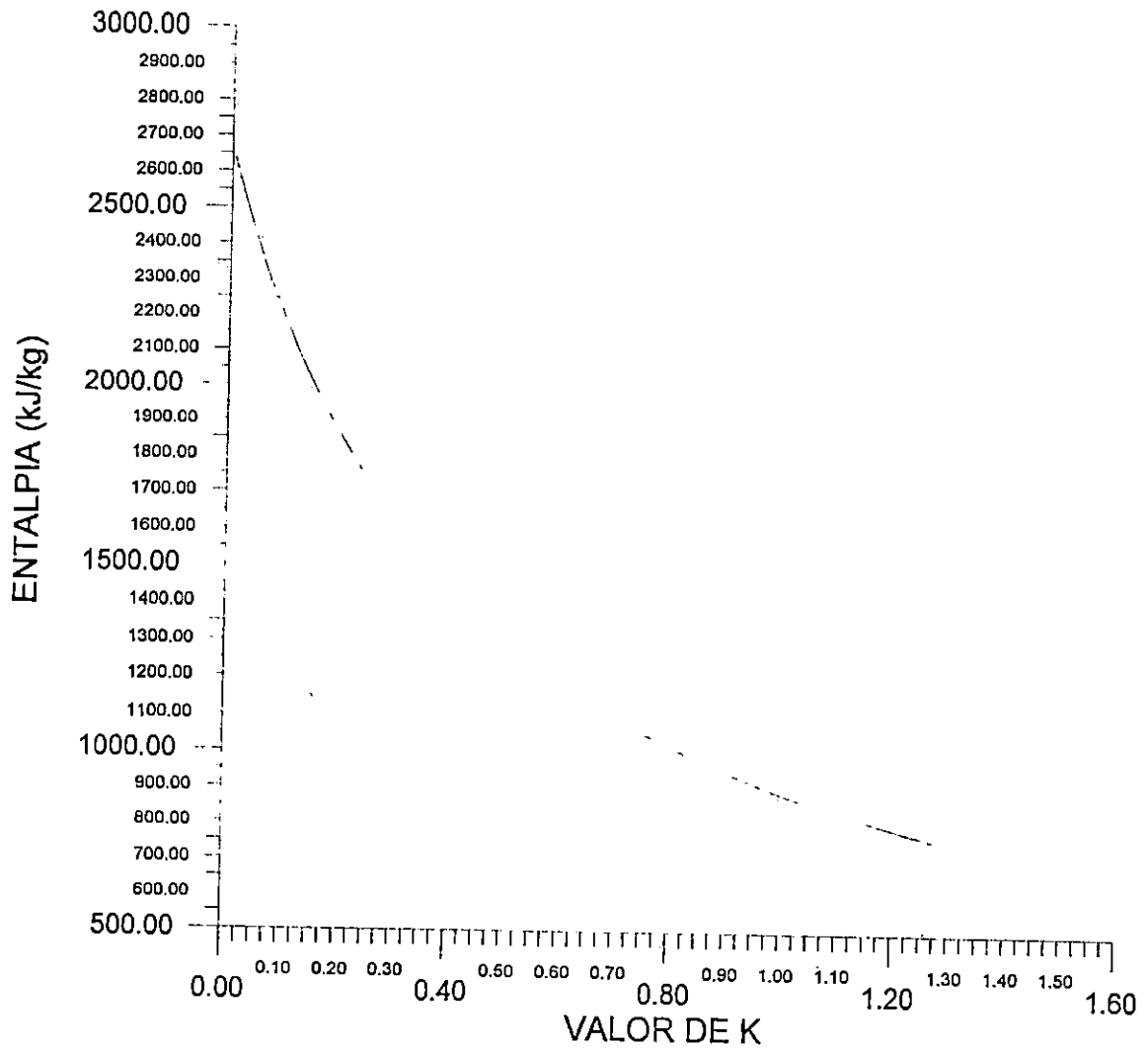


Figura 4.8 Entalpía en función del parámetro K

También es necesario definir un criterio para detener el cálculo iterativo cuando se considera que la respuesta es lo suficientemente correcta, para un margen de error aceptable "ε" en porcentaje de la respuesta. ε se define como:

$$\varepsilon = \frac{\text{Aproximación actual} - \text{Aproximación previa}}{\text{Aproximación actual}} * 100\% \quad (4.26)$$

Errores menores de 1-2% son considerados aceptables para la mayoría de los datos.

Al tener evaluada la entalpía (h) de mezcla se calcula el flujo total por la ecuación 4.12 ó 4.16, luego el flujo de vapor se obtiene por diferencia. Todos los cálculos realizados anteriormente son tomados con referencia a las condiciones atmosféricas a

la salida del silenciador. Considerando que es de suma importancia conocer la condición de producción a la salida del pozo, los datos encontrados se deberán procesar, tomando como referencia la presión de cabezal.

Con la presión de cabezal medida (WHP) en términos de presión absoluta, se busca en tablas de vapor el valor de la entalpía de vapor y del agua (h_v y h_l) o bien por ecuaciones matemáticas desarrolladas para presión o temperatura.

Haciendo balance de masa y energía en el cabezal, tenemos:

$$\dot{m}_t = \dot{m}_l + \dot{m}_v \quad (4.27)$$

$$h\dot{m}_t = h_l\dot{m}_l + h_v\dot{m}_v \quad (4.28)$$

en donde m_l y m_v son los caudales d agua y vapor respectivamente a presión de cabezal, mientras que \dot{m}_t y h son los mismos calculados anteriormente para el flujo total y la entalpía de la mezcla. Simultaneando 4.27 y 4.28 obtenemos:

$$\dot{m}_v = \frac{h - h_l}{h_v - h_l} \dot{m}_t \quad (4.29)$$

$$\dot{m}_l = \frac{h_v - h}{h_v - h_l} \dot{m}_t \quad (4.30)$$

Donde
del

\dot{m}_t : Flujo de masa total a la salida del pozo, o sea a la entrada del
silenciador.

h_v : Entalpía de vapor a presión de cabezal

h_l : Entalpía de líquido a presión de cabezal

h : Entalpía de la mezcla bifásica

$h_v - h_l$: Calor latente o h_{lv}

El flujo total y la entalpía de la mezcla son los mismos anteriormente calculados. Integrando todos los datos anteriores se obtiene para cada pozo las condiciones de caudales totales, agua, vapor, y entalpías; para cierta presión de cabezal, el cual depende de la apertura que tenga la válvula maestra. Por lo tanto cambiando la apertura de dicha válvula se tendrán diferentes condiciones de producción en función de la presión de cabezal.

Normalmente se elabora con los resultados un gráfico en un plano cartesiano en el que se grafica el flujo total, flujos de líquido y vapor a presión atmosférica y flujos de líquido y vapor a presión de cabezal en función de la presión de cabezal, similar al mostrado a continuación.:

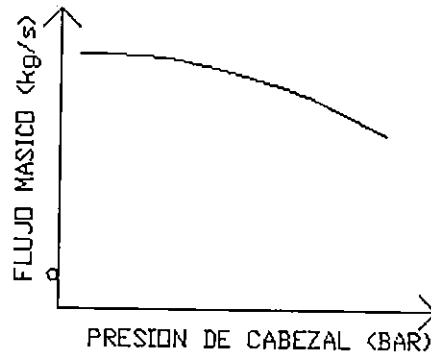


Figura 4.9 Característica de producción de un pozo

El análisis de estas curvas sirven para determinar entre otros:

- a) La capacidad de producción en función de la presión de cabezal.
- b) Evolución histórica de la producción del pozo.
- c) Aportar datos para el diseño de los equipos e instalaciones superficiales.

Del gráfico se puede observar que el flujo aumenta a medida que la presión de cabezal disminuye, o sea la válvula maestra esta más abierta, lo cual facilita la salida de flujo. En cambio al cerrar la válvula maestra se aumenta la presión de cabezal, el flujo disminuye hasta un valor de cero, cuando se tiene completamente cerrada la válvula, o bien hasta el umbral de producción. En este sector del umbral, la medición de agua y vapor tienden a ser propensas a errores en la lectura. Teóricamente el intercepto del valor de presión de separación igual al valor de presión de cabezal, determinará el caudal que saldrá del separador.

4.3.5.5 Generación eléctrica a partir de energía geotérmica.

El estimado de la potencia eléctrica de un pozo puede determinarse a partir de tres parámetros, los cuales son:

- Eficiencia térmica
- flujo
- Entalpía

La eficiencia térmica (η_t) se define como la relación existente entre la potencia eléctrica P_e generada y la potencia térmica o Flujo de energía extraída del pozo P_t . En términos matemáticos se puede escribir la eficiencia como:

$$\eta_t = \frac{P_e}{P_t} \quad (4.31)$$

Para una descarga de vapor seco el valor de la entalpía es aproximadamente 2804 kJ/kg (670 kcal/kg), con lo cual se puede calcular la eficiencia permitiendo así calcular un estimado de la potencia eléctrica disponible al medir el flujo. Para pozos con agua dominante se usa la presión de máxima descarga para determinar la entalpía.

4.3.5.6 Eficiencia térmica relacionada con la entalpía.

Para predecir en forma conservadora el estimado de la potencia eléctrica de un pozo se harán las siguientes consideraciones:

Asumiendo flasheo simple,

Presión de separación de 5.17 bar (5.3 kgf/cm²),

Presión de entrada a la turbina de 4.48 bar (4.6 kgf/cm²),

Presión a la salida de la turbina (presión de condensador) de 0.135 bar (0.138 kgf/cm²)

$$\eta_t = 0.1807 - \frac{112.6}{h} \quad (4.32)$$

Para $700 < h < 2800$ kJ/kg.

4.3.5.7 Entalpía de la descarga de pozos de agua caliente.

Russel James ha establecido una relación entre la temperatura T del agua caliente en grados celcius (°C) y la presión de máxima descarga P_m en bar de la siguiente manera:

$$T = 99.75 P_m^{0.283} \quad (4.33)$$

para $8 < P_m < 80$ bar

Una vez obtenida la temperatura del agua caliente, la entalpía puede encontrarse con ayuda de tablas o en forma aproximada por:

$$h = 1.475 T^{1.197} \quad (4.34)$$

Para $210^\circ\text{C} < T < 350^\circ\text{C}$

4.3.5.8 Estimación de la potencia eléctrica.

Si se multiplica la ecuación de Russell James (Ec. 4.12) por la entalpía en kJ/kg, se obtiene el flujo de energía en kJ/s o sea la potencia de energía térmica $(Pot)_t$ en kilovatios (kW) y si se divide entre 1000 se obtiene la potencia en megavatios (MW), así:

$$\dot{m}_t h = \frac{1.444 \times 10^6 P_c^{0.96} D^2}{1000 h^{0.102}} \quad (4.35)$$

$$P_t = \frac{1444 P_c^{0.96} D^2}{h^{0.102}} \quad (4.36)$$

Tomando en cuenta la eficiencia térmica se obtiene la potencia eléctrica P_e

$$P_e = \frac{1444 P_c^{0.96} D^2}{h^{0.102}} \left(0.1807 - \frac{112.6}{h} \right) \quad (4.37)$$

En donde: P_e : Potencia eléctrica en MW
 P_c : Presión crítica en bar absoluto
 h : entalpía en kJ/kg
 D : Diámetro de la tubería de descarga en m.

4.3.6 Calculo de características de producción de pozos productores.

La evaluación de las características de producción de un pozo consiste principalmente en la cuantificación de la masa extraída, la entalpía de mezcla, y la calidad de vapor. Estas pruebas se realizan regularmente a los pozos en etapa de explotación, en la cual se dispone de todas las instalaciones necesarias para separar la mezcla agua-vapor; tuberías, discos de orificio para medición de caudal de vapor, silenciador, vertedero y canaleta de desecho.

Los datos a utilizar y que son medidos con los instrumentos estudiados en el capítulo anterior son:

- a) Presión de cabezal (WHP, Well Head Pressure); que es la presión manométrica medida justamente abajo de la válvula maestra del pozo y se considera como la presión de salida del pozo.

- b) Presión de Separación (P_s), mide la presión con la cual la mezcla agua-vapor es separada en el recipiente a presión centrifugo, llamado Separador.
- c) Caudal de Agua (L) en fase líquida, la cual es medida a la salida del silenciador, precisamente en el vertedero instalado para ese fin.
- d) Caudal de Vapor (V), el cual es medido a través de un disco de orificio instalado y diseñado para las condiciones de operación.

Para los análisis a ejecutar se asumirán las siguientes condiciones:

- a) Existirán condiciones de saturación en todo el proceso desde la salida del pozo.
- b) La presión atmosférica debe ser estimada para el lugar de trabajo. Para el caso del Campo Geotérmico de Ahuachapán se considera el valor de 0.94 Kg/cm² (693 mmHg) para 400 m.s.n.m.
- c) Las entalpías a la salida del silenciador se obtienen de tablas de vapor para la presión atmosférica del lugar.

Para el Campo Geotérmico de Ahuachapán :

$$h_v = 638.18 \text{ Kcal/Kg}$$

$$h_l = 97.44 \text{ Kcal/Kg}$$

- d) La densidad del agua geotérmica para las condiciones del Campo Geotérmico de Ahuachapán se asume como 0.965 Kg/m³.

Para realizar este tipo de medición se necesita contar la instalación que es mostrada en la figura 4.10.

La operación que se realiza es como sigue:

La mezcla bifásica saliendo del pozo, es separada en agua y vapor por el separador ciclónico; el vapor pasa a través de un disco de orificio, con sus respectivas tomas de presión para medición de presión diferencial, y luego este vapor es transportado a la Central Generadora. El agua en condiciones de saturación y a presión de separación sale del separador hacia el Silenciador en donde descarga a condiciones atmosféricas, esta agua sufre una vaporización (flasheo), que provoca cierta cantidad de vapor que es descargada a la atmósfera, el agua en fase líquida se descarga en el vertedero hacia la canaleta de desecho. Debido a que el agua llegando a la canaleta (ml), no corresponde al agua saliendo del separador, ya que esta sufre Flasheo en el silenciador, o dicho de otra forma una expansión adiabática a la atmósfera; se deberá aplicar Masa y Energía para determinar el valor correcto de ese caudal.

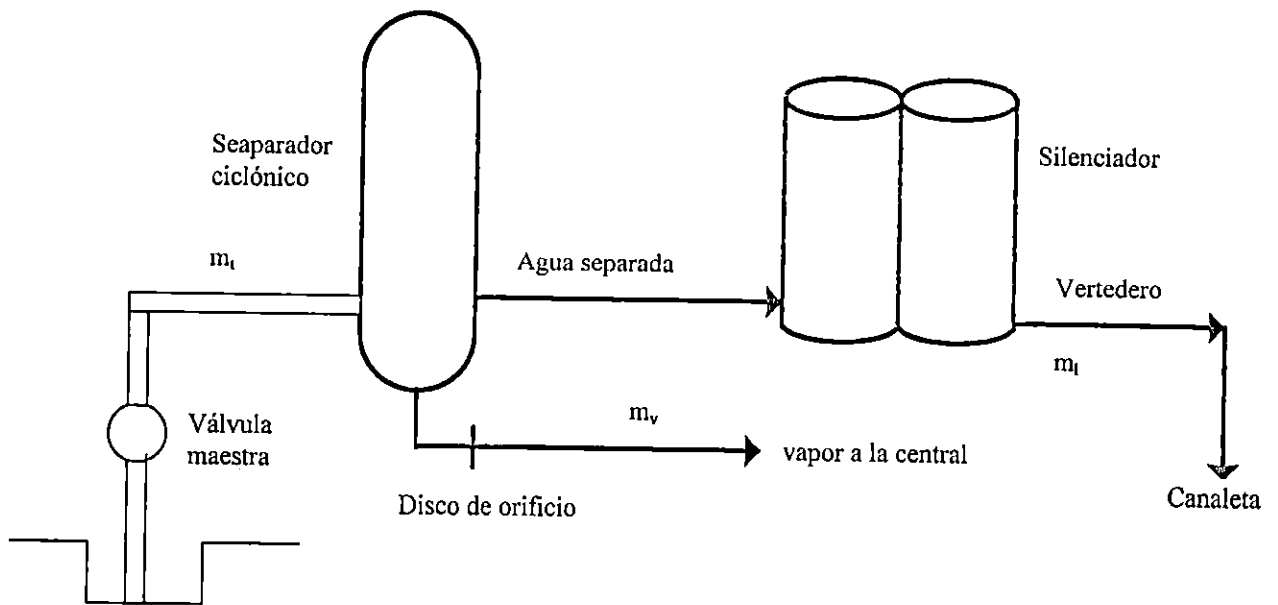
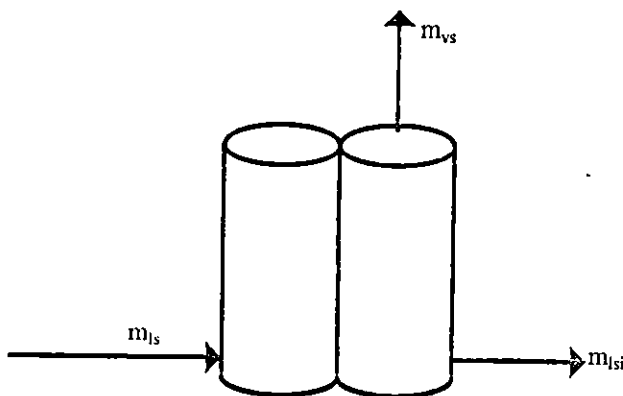


Figura 4.10 Instalaciones necesarias para medición de agua y vapor de un pozo.

Haciendo balance de masa y energía en el silenciador:



$$\dot{m}_{ls} = \dot{m}_{vsi} + \dot{m}_{lsi} \quad (4.38)$$

$$\dot{m}_{ls} h_{ls} = \dot{m}_{vsi} h_{va} + \dot{m}_{lsi} h_{la} \quad (4.39)$$

Figura 4.11 Balance de masa y energía en el silenciador

Obteniendo la entalpía del agua a la salida del separador (h_{ls}), a través de las Tablas de vapor, ya que esta se descarga a presión de separación (P_s), la cual puede ser medida; por lo tanto se tiene:

$$\dot{m}_{vsi} = \dot{m}_{ls} - \dot{m}_{lsi} \quad (4.40)$$

$$\dot{m}_{ls} h_{ls} = (\dot{m}_{ls} - \dot{m}_{lsi}) h_{va} + \dot{m}_{lsi} h_{la} \quad (4.41)$$

$$\dot{m}_{ls} h_{ls} = \dot{m}_{ls} h_{va} - \dot{m}_{lsi} h_{va} + \dot{m}_{lsi} h_{la} \quad (4.42)$$

Realizando los despejes correspondientes obtenemos:

$$\dot{m}_{ls} = \frac{(h_{la} - h_{va})}{(h_{ls} - h_{va})} \dot{m}_{lsi} \quad (4.43)$$

Conociendo el valor de m_{ls} y m_{vs} se puede determinar m_t y se requiere hacer otro balance en el separador para encontrar h_m .

Balance de masa y energía en el separador

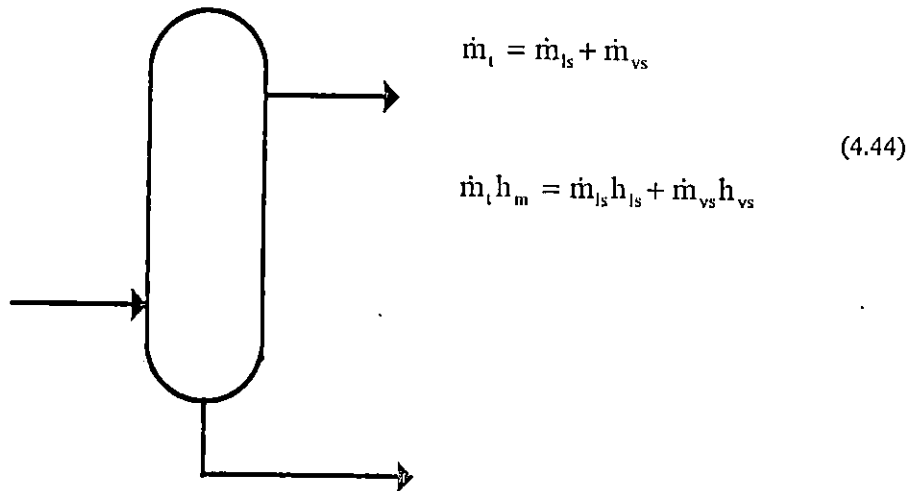


Figura 4.12 Balance de masa y energía en el separador

Ya que se conoce m_{ls} y m_{vs} se encuentra el valor de m_t despejando de la ecuación de energía, luego:

$$h_m = \frac{\dot{m}_{ls} h_{ls} + \dot{m}_{vs} h_{vs}}{\dot{m}_t} \quad (4.45)$$

La masa total extraída se obtiene multiplicando el flujo total extraído, por el tiempo que el pozo ha permanecido descargando hacia la planta.

$$M = 3.6 \dot{m}_t t \quad (4.46)$$

Donde: M : Masa total (Ton)
 \dot{m}_t : flujo total (kg/seg)
 t : Tiempo (horas)

Cuando se desea conocer la extracción energética de un pozo se deberá multiplicar la masa extraída por la entalpía de mezcla. Esto se puede ejecutar para todo el Campo Geotérmico evaluando las condiciones de extracción total de masa y energía, procedentes del reservorio geotérmico.

4.4 MEDICIONES PROFUNDAS

Las mediciones profundas son las que se realizan dentro del pozo y son requeridas para evaluar sus condiciones termodinámicas, evaluar el potencial energético, conocer la condición física del pozo y también para obtener algunas indicaciones de las propiedades locales de la estructura del reservorio alrededor de ellos.

Estas mediciones se ejecutan durante la perforación, el calentamiento, en pruebas de producción de corta o larga duración y durante el desarrollo o explotación del pozo. Hay que tomar en cuenta que los datos obtenidos de estas mediciones reflejan solamente de una manera indirecta las propiedades del reservorio; ya que en general un pozo no esta en equilibrio con el reservorio que penetra, o podría estarlo solamente en pocos puntos. Por lo tanto obtener parámetros del reservorio a partir de mediciones profundas, requiere de una cuidadosa validación e interpretación de los datos.

Los registros en pozos se clasifican en dos grandes grupos:

- a) Registros en tiempo Real (regularmente llamados registros eléctricos/electrónicos)
Son aquella en el cual se obtiene el dato en superficie en el mismo momento que se esta tomando la información dentro del pozo. Este tipo de registros involucran el transporte de la señal bajo medición (transformada a señal eléctrica), hacia la superficie a través de cables eléctricos para conexión, el cual debe estar debidamente protegido del ambiente geotérmico, por un apantallamiento de acero. La ventaja de estos registros es su rapidez, exactitud y la versatilidad para poder revisar puntos en detalle; pero involucran muy altos costos y elevada tecnología, la cual no es siempre accesible.
- b) Registros en tiempo Diferido.
Estas a diferencia del anterior, la información debe ser almacenada en dispositivos diseñados para ese fin, eliminándose la necesidad de conexión eléctrica entre la sonda y la superficie; necesitando únicamente cable de acero para su manejo dentro del pozo.

Los dispositivos de almacenamiento pueden ser desde cartillas ahumadas marcadas por un estilete, hasta memorias volátiles electrónicas. Este tipo de sondas son de bajo costo, no son de elevada tecnología ni requieren grandes instalaciones superficiales para su operación. Pero en cambio no son muy exactas y tienen la desventaja de obtener los datos hasta que la sonda se encuentra fuera del pozo, lo cual reduce la versatilidad para la ejecución de mediciones profundas.

Los tipos de medición profunda que se realizan en nuestros campos geotérmicos son las que se enuncian a continuación:

- Perfil de temperatura estático o dinámico
- Perfil de presión estático o dinámico
- Pruebas transitorias de presión
- Monitoreo de presión de reservorio
- Temperatura estática de formación

Los perfiles de presión y temperatura de un pozo se realizan exactamente de la misma manera, la única diferencia es el elemento medidor que se utiliza, y generalmente se hacen acoplados. Por lo tanto serán tratadas en conjunto.

4.4.1 PERFILES DE PRESION Y TEMPERATURA

Las mediciones de presión y temperatura se pueden realizar con el pozo fluyendo o no. Cuando el pozo se mantiene sin flujo alguno se le llaman mediciones estáticas y mediciones dinámicas en caso contrario. Cuando se realizan mediciones dinámicas es necesario aumentar el peso del equipo medidor para evitar que sea arrastrado por el flujo durante el registro, normalmente se utilizan barras de peso adecuadas para el equipo y el flujo dentro del pozo.

Este tipo de registro puede efectuarse con el pozo en cualquiera de las siguientes condiciones

- a) Pozos con presión en el cabezal con tuberías de vapor conectadas a la central geotérmica.
- b) Pozos con presión en el cabezal sin tubería de vapor a la central generadora.,
- c) Pozos sin presión de cabezal.

Los pozos que se encuentran conectados a la central se les puede realizar registros cuando estos son retirados de producción o con el pozo en producción si se cuenta con la instalación adecuada. El número de registros que se le realizan a un pozo varia del interés de los datos que se quieran obtener o la cantidad de información que se necesite para coordinar adecuadamente la explotación del campo.

El procedimiento en si del registro es básicamente el mismo para todos los pozos, pero en lo que difieren substancialmente es en su preparación para ser medidos, ya que los

que están conectados a la central hay que sacarlos de producción en una operación conjunta con la central y luego desmontarlos, es decir, quitar el codo de unión que hay entre el árbol de válvulas y el separador ciclónico (Esto no es necesario si se cuenta con una instalación que permita la introducción del elemento en la parte superior de la cola de camarón). A este tiempo se instala en el cabezal del pozo una brida de 10, 14 o 20 pulgadas dependiendo del diámetro de la válvula de by-pass con un tubo de recuperación, el cual tiene en su parte superior una polea (lubricador) sobre la cual pasará el cable que sostiene el lubricador. En los pozos que no tienen presión en el cabezal, solamente se usa un arreglo boca abierta, para instalar la polea en la parte superior del cabezal.

Para correr un registro de presión o temperatura es necesario considerar lo siguiente:

1. Objetivo del registro, ejemplo: Si es un pozo de perforación próximo a inducir o evaluar, etc.
2. Estudiar el expediente del pozo
 - a) Terminación del pozo, identificación de diámetros y accesorios de tuberías.
 - b) Registros anteriores si existen.
 - c) Comportamiento.
3. Selección adecuada del rango de los elementos. Para seleccionar el rango del elemento debe investigarse en primer lugar la profundidad del pozo y la temperatura o presión del registro anterior, tomando la precaución de utilizarlos siempre en el rango apropiado, cuidando de que no lo rebasen porque implicaría una descalibración del elemento.
4. Investigar las características para la operación del registro.
 - a) Selección de las profundidades de las estaciones
 - b) Selección de condiciones del flujo del pozo.
 - c) Selección del tiempo de estabilización de las estaciones
 - d) Selección de cargas de contrapeso.
 - e) Observar si existen los medios de seguridad para las maniobras tales como andamios.
 - f) Seleccionar el tamaño del lubricador y bridas campana, cuando las presiones sean mayores de 800 psi. En el cabezal deberá utilizarse brida de 1¼" de espesor mínimo con junta anular.
 - g) Cuando la presión sea superior a 30 psi debe instalarse todos los pernos en la brida.

4.4.1.1 Objetivos.

Las mediciones de presión y temperatura en un pozo se realizan atendiendo a los siguientes objetivos:

- Obtención de gradientes de presión o temperatura

- Comprobación de la recuperación o descenso de la presión en un punto específico con el transcurso del tiempo.
- Perfil de temperatura o presión vs profundidad
- Monitoreo de la recuperación térmica del pozo.

4.4.1.2 Equipos y herramientas necesarias para la medición.

Los equipos que es necesario utilizar son los que se enumeran a continuación:

- Una pluma
- Una polea
- Lubricador con su respectiva polea
- Tubería de recuperación
- Malacate provisto con el carrete y alambre para descender el equipo de medición.
- El equipo de medición de temperatura y presión (son dos equipos separados los que se utilizan pero se acoplan para efectuar el registro de presión y de temperatura simultáneamente).
- Llaves estilson y llaves inglesas

4.4.1.3 Procedimiento de campo

El procedimiento que se sigue es como se describe a continuación:

A. Preparación del equipo para el registro.

Antes de comenzar la medición es necesario cerciorarse que el cuerpo del instrumento este seco y libre de sustancias volátiles. La presencia de estas sustancias dentro del equipo medidor es una de las principales causas para descartar registros ya que ellas al calentarse se expanden con lo cual provoca una presurización del medidor, dando como consecuencia error en la medición. La humedad del ambiente tiene poco efecto pero hay que tener en cuenta que un volumen de agua tan pequeño como 1 mm^3 puede afectar en gran forma el registro.

Además es muy importante que la línea base al efectuar el registro sea marcada a la misma temperatura que se marco cuando el elemento fue calibrado. Especialmente, para los elementos de temperatura, la línea base debe ser puesta a una temperatura menor que la respuesta del elemento, Si la línea base es trazada mayor que la temperatura de respuesta, un error es introducido.

Los mismos argumentos se aplican al instrumento medidor de presión.

Preferiblemente, el instrumento debe ser siempre ensamblado y la línea base siempre marcada en un lugar a temperatura controlada. Esto algunas veces no es posible, pero se debe evitar marcar la línea base en el sol y luego referir los resultados de la carta a una línea base que ha sido calibrada en la sombra. Es recomendable siempre anotar cual es la temperatura a la que se marca la línea base.

Luego de haber observado las indicaciones anteriores se procede con la preparación del equipo como sigue:

- 1) Acoplar el elemento deseado al registrador, revisando minuciosamente lo siguiente:
 - El asiento del elemento, el cual puede estar dañado por ataque corrosivo. Si es así no debe utilizarse.
 - El empaque de hule o ring y el anillo metálico.
 - El estilete, que este asegurado al perno del elemento.
 - El elevador del porta carta, al subirlo hasta el tope sin el porta carta y con un ángulo de 45° al soltarse debe bajar suavemente. Si no baja normalmente, poniendo un poco de grafito en polvo sobre el tornillo sin fin se puede corregir el movimiento, si esto no ocurre deberá ser cambiado por uno en buenas condiciones.
- 2) Seleccionar relojes que estén en buenas condiciones de funcionamiento. Esto se determina dando cuerda al reloj y detener ligeramente su funcionamiento ajustando el botón del clutch y soltándolo. Cuando se desea verificar el funcionamiento en lugares donde existe bastante ruido en el cual es difícil escucharlo, se toma con las yemas de los dedos el botón del embrague del reloj y si esta funcionando se sienten las vibraciones.

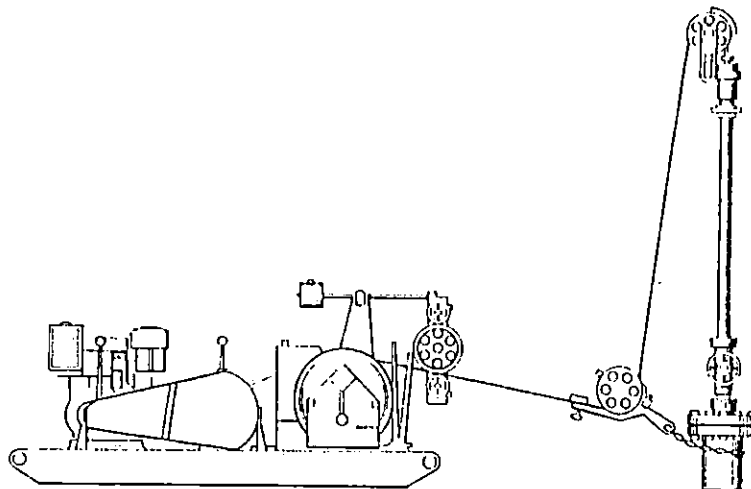


Figura 4.13 Esquema de instalaciones para correr un registro profundo.

- 3) Revisarse todas las cuerdas del instrumento del reloj y de los elementos, Una cuerda dañada puede dañar al ajustar todo el instrumento. Al hacer el apriete de los elementos y de la funda del instrumento registrador no se debe hacer palanca. El reloj debe ajustarse con la mano.
- 4) Revisar y probar el malacate.

5) Traslado de personal y equipos al área de medición.

B. Preparación de instalaciones para efectuar el registro.

- 1) Colocar el malacate en posición de alineado con el pozo aproximadamente 10 m de distancia en un área en la cual no estorben durante la maniobra (manerales, paso de vehículos líneas de energía, etc.).
- 2) Probar el encendido del malacate.
- 3) Instalación de andamios, en caso que no se encuentren permanentemente instalados.
- 4) Sujetar la polea a la pluma e instalar esta de tal manera que la polea quede sobre el cabezal del pozo. Esta pluma servirá para ayudar a la instalación de los equipos y accesorios necesarios para la prueba, que deban ser instalados o maniobrados sobre el cabezal. Antes de instalar la pluma se hace pasar por la polea un lazo el cual ayudará a la elevación y descenso del niple de acople, equipo medidor, y tubería de recuperación con el lubricador.

C. Instalación de equipos y herrajes, y realización de recorrido dentro del pozo.

1. Drenar toma de presión de cabezal e instalar manómetro para tomar la lectura durante el registro.
2. Acoplar lubricador en extremo superior de tubería de recuperación.
3. Hacer pasar el alambre que sujetará al equipo medidor a lo largo de la tubería de recuperación.
4. Elevar el arreglo tubería de recuperación-lubricador con el lazo previamente instalado para este fin, pero sujetando el alambre que sostendrá el equipo medidor para que permanezca al nivel de superficie.
5. Instalar la balanza para medir la tensión del alambre durante el recorrido.
6. Se arma el equipo medidor colocando las cartas, relojes y fundas de protección (tal como se describe en el capítulo anterior) dando su apriete apropiado. Cuando se instala la carta se hace el trazado de la línea base tomando la lectura de la temperatura ambiente cuando se realiza esta maniobra. Antes de instalar los relojes se les debe dar cuerda y se debe anotar la hora a la cual se le da cuerda al reloj y se instala.
7. Una vez se tenga el equipo armado se procede a acoplarlo al extremo del alambre que lo sujetará y que esta provisto con los accesorios adecuados para sostenerlo.
8. Se procede a elevar el equipo tirando del alambre desde el malacate en forma manual y se introduce al carrete sobre el cabezal. Luego se hace descender el arreglo tubería de recuperación-lubricador y se acopla al niple.
9. Después que se ha instalado la tubería de recuperación se procede a ajustar el medidor de profundidad para que marque cero. Para hacer esto se hace descender el equipo medidor hasta que toca la lenteja de la válvula maestra, una vez el equipo toca la lenteja se hace subir ligeramente el equipo medidor sobre

- esta y se le da un margen de 0.5 metros. Cuando se alcanza esto se ajusta el medidor de profundidad a cero.
10. Luego que se tiene el equipo a cota cero se procede a abrir la válvula maestra y se da inicio al registro, permaneciendo el equipo a esta profundidad por un período de 10 minutos. En cada estación hay que anotar la hora de llegada, tensión en la balanza y el tiempo de salida de la estación.
 11. Después de transcurrido el tiempo del equipo en la cota cero comenzar a descenderlo a las siguientes estaciones previamente establecidas (generalmente cada 50 m de profundidad), en las cuales el equipo permanecerá por un tiempo de 5 minutos. En las estaciones que corresponden a la mitad y el final del recorrido, el equipo se deja por un tiempo de 10 minutos como en la primera estación a cota cero para que sirvan como puntos de referencia a la hora de realizar la lectura de la cartilla. Durante el recorrido del equipo dentro del pozo, es muy importante tener en cuenta que a ciertas profundidades dentro del pozo existen obstrucciones que pueden dañar el equipo medidor ya sea por los cambios de diámetro de la tubería o material depositado en ella, porque así se tiene la precaución de pasar despacio por estas zonas y evitar que se vaya a dañar el equipo, e incluso que se pueda llegar a perder dentro del pozo. El paso por los topes se detecta en la balanza, cuando el cable que sujeta el equipo pierde tensión y luego la recupera.
 12. Al estar próximo a la profundidad total del pozo, el descenso deberá ser lento para detectar y no golpear los elementos.
 13. Luego de finalizado el recorrido en el pozo se procede a recuperar el equipo medidor. Para esto se hace uso del motor del malacate y se comienza a elevar el equipo muy lentamente (al inicio se puede enrollar el cable en forma manual si no se tiene la suficiente habilidad y experiencia en el manejo del malacate) para evitar que se vaya a romper el cable si el equipo se ha atascado en las paredes del pozo. Cuando se tiene la seguridad de que el equipo está libre para subirlo, se le da más velocidad al carrete, disminuyendo cuando el equipo se acerca a la superficie, y también cuando se esperan topes durante la subida (Algunos topes que se encuentran durante la bajada no molestan durante la subida). Al igual que para el descenso durante el ascenso hay que estar pendiente de la lectura de la balanza para detectar cualquier tope. El alambre que se recupere y se enrolle en el tambor del malacate deberá bañarse constantemente con aceite, para evitar su deterioro y prolongar su vida útil. Cuando el marcador de profundidad se acerque a la lectura cero, disminuir la velocidad del malacate para llegar lentamente a esta lectura. Cuando el marcador de profundidad presente una lectura cero, parar el motor y terminar de elevar el equipo en forma manual para recuperar la longitud extra del cable producto de la dilatación térmica. El equipo se encuentra totalmente dentro de la tubería de recuperación cuando se siente que el cable se tensa, entonces se pone freno al malacate y se puede proceder a cerrar la válvula maestra. Cuando no se tenga la seguridad de que el equipo se encuentra totalmente dentro de la tubería de recuperación, se puede recurrir a cerrar a medias la válvula maestra y hacer descender el equipo, si se

detecta que el equipo asienta sobre la lenteja de la válvula maestra se tiene la seguridad de que el equipo está por encima, y entonces se procede a elevarlo y a cerrar la válvula maestra.

14. Posteriormente se procede a abrir la válvula de drenaje de la tubería de recuperación, para que salga el vapor que ha quedado presurizado dentro de ella, así se evita que pueda ocurrir un accidente cuando se haga el desmontaje de la tubería de recuperación.
15. Se desmonta el manómetro que se instaló para medir la presión de cabezal, pero previamente se debe cerrar la válvula de la toma de presión. Para desmontar el manómetro se gira con cuidado al inicio, de tal manera que la aguja indicadora comience a disminuir el valor de la presión, haciendo un poco de fuerza hacia abajo para evitar que pueda salir disparado hacia arriba. Cuando la aguja del manómetro indica cero se puede quitar con toda seguridad el manómetro.
16. Después de realizado todo lo anterior, se puede proceder al desmontaje de la tubería de recuperación y lubricador para sacar el equipo de medición del pozo para su desensamble y obtención de las cartillas en las que viene impresa la información del registro.
17. Por ultimo se desmonta la pluma y andamios, procediéndose a guardar el equipo y las herramientas utilizadas.

Nota: Los medidores usados están calibrados de una presión baja a una presión alta y de una temperatura baja a una temperatura alta, por lo que es necesario efectuar la medición desde el cabezal hacia el fondo del pozo y nunca en sentido inverso; aunque pueden haber elementos que estén calibrados en diferente manera.

Luego que se finaliza con la medición en el campo se procede a realizar la lectura de la cartilla que permitirá obtener los datos que han sido medidos. El procedimiento para la lectura de la cartilla es el que se describe a continuación

4.4.1.4 Procedimiento para la lectura de la cartilla

Para leer la cartilla se hace uso de un lector de cartas bidireccional con lente microscópico, el cual esta provisto con una base para sujetar la carta, un microscopio con un retículo marcado en el lente y un mecanismo de desplazamiento del microscopio.

Descripción del aparato lector de cartas.

El lector de cartas consta principalmente de una base sobre las que lleva un sinfín en horizontal con una rueda graduada en centésimas de pulgada cuya escala máxima es de 6", un amplificador que correrá por toda la carta.

Paralelo al sinfín del lado central lleva el porta carta que Servirá para colocar en el la carta a leer.

El otro extremo lleva una escala de tiempo por el cual se moverá una sección terminal del eje que porta al amplificador.

También lleva un transportador para dotar de luz la sección explorada por la carta.

El procedimiento que se sigue es como sigue:

- 1- Se coloca la cartilla sobre la base sujetadora
- 2- Se coloca el indicador de posición de la perilla que provee la lectura de las deflexiones en la carta en cero y se coloca el seguro que evita que la lectura cambie. Aun con el seguro puesto, el microscopio se puede mover en la dirección izquierda derecha.
- 3- Como el microscopio se puede mover en la dirección izquierda derecha con el indicador en cero, se procede a ubicar la línea base en la cartilla. Se ubica el retículo al inicio de la línea base y se hace el recorrido a lo largo de ella. Si al final de la línea el retículo no coincide con la línea base; se debe proceder a corregir la posición de la cartilla; como primer intento. esto se puede hacer en forma manual ajustando con los dedos la posición de la cartilla, pero si con esto no se logra que el retículo recorra la línea base sin desviarse existe en el equipo una perilla provista para mover la base que sostiene la cartilla. Se hace uso de dicha perilla y la perilla de movimiento izquierda-derecha para efectuar este ajuste. Una vez que el retículo recorre toda la línea base sin desviarse se esta listo para iniciar la lectura de la cartilla.
- 4- Se libera el seguro del indicador de deflexiones y se coloca el retículo al inicio del trazo dejado en la cartilla por el estilete, que generalmente es un manchón de líneas que han sido trazadas por el estilete cuando este fue maniobrado para introducirlo en el pozo. Se comienza a recorrer la línea marcada hasta encontrar el siguiente manchoncito dejado por el estilete cuando vibra por el movimiento del equipo cuando se desciende hasta la siguiente estación. Cuando se observa el manchoncito se coloca el retículo al inicio de este con ayuda de la perilla para el desplazamiento izquierda-derecha y la perilla para el desplazamiento en la escala de tiempo, cuando se ha logrado esto se toma la lectura que indica el marcador de deflexiones, y esta indica la deflexión de la lectura registrada por el instrumento respecto a la línea base que se trazo al inicio del registro. Esta deflexión servirá para efectuar el cálculo de la temperatura o presión registrada por el instrumento. Este procedimiento se continua hasta que se ha leído el ultimo manchoncito registrado en la cartilla.
- 5- Habiendo tomado la lectura de las deflexiones en la cartilla se procede a efectuar los cálculos de la temperatura o presión. Esto se realiza en los campos geotérmicos del país con ayuda de hojas de calculo, en la cual solo es necesario introducir los valores de las deflexiones y automáticamente se realizan los cálculos, presentándolos en el formato preestablecido para presentación de datos. Luego solamente hay que actualizar la información que se refiere al tipo de medición, fecha, hora ,tipo de elemento utilizado, etc. e imprimir la hoja con lo cual queda ya finalizado el proceso de medición ya sea de temperatura o de presión. El procedimiento que se realiza para calcular la temperatura o presión a partir de las deflexiones leídas se verá posteriormente.

Nota: El equipo lector de cartillas esta provisto con un perilla que permite controlar el desplazamiento del microscopio de abajo hacia arriba, con un indicador que nos da lecturas con las cuales se puede calcular la hora a la que se efectuó el registro; pero en el proceso de lectura este indicador no se ajusta a lectura cero porque cuando se realiza el registro en el campo se lleva una cuidadosa anotación de la hora de inicio y final a la cual se realiza el registro a una profundidad determinada

4.4.1.5 Procesamiento de datos.

Luego de haber realizado el procedimiento de campo y haber leído la cartilla, se tienen datos del registro de presión o temperatura en forma de deflexiones en centésimas de pulgada, es necesario traducir estas deflexiones a datos de presión o de temperatura. Para ello deberá conocerse anticipadamente la ecuación que caracteriza el instrumento. Los fabricantes en sus manuales explican que la traducción de las deflexiones a datos de presión o de temperatura se pueden calcular mediante una ecuación lineal que se calcula por medio de una regresión lineal de los datos; pero en base a la experiencia se ha determinado que la mejor aproximación para el calculo de los datos se logra mediante un polinomio de cuarto grado que se encuentra por medio de una regresión polinomial de cuarto grado en el proceso de calibración, y que tiene la forma siguiente:

$$Y = a_0 + a_1x + a_2x^2 + a_3x^3 + a_4x^4 \quad (4.47)$$

En donde la variable Y representa la lectura de la presión o de la temperatura y la variable X representa el valor de las deflexiones leídas en la cartilla. Las constantes desde a_0 hasta a_4 , son constantes de calibración y son calculadas en el proceso de calibración. Esta ecuación es la que se utiliza en las hojas de cálculo que se mencionaron anteriormente.

En el proceso de calibración también se crean tablas de calibración en la cual se dan las deflexiones y su correspondiente lectura de presión o de temperatura, en pasos de 2 centésimos de pulgada. Estas tablas son muy útiles cuando se desean obtener datos en el sitio de operación y no se cuenta con la ayuda de una computadora o calculadora.

Además de obtener los perfiles de presión y temperatura del pozo, se puede obtener información adicional del pozo con los datos de presión y temperatura obtenidos. Esta información adicional es la que se muestra a continuación junto con las fórmulas que nos permiten obtener dicha información.

- Nivel del agua dentro del pozo en metros (N_a): El nivel del agua puede ser determinado mediante el uso de la siguiente ecuación:

$$N_a = \frac{(P_0 - P_1)\Delta H}{(P_2 - P_1)} + h_1 \quad (4.48)$$

- Temperatura al nivel del agua (T_{N_a}) en C:

$$T_{N_a} = \left(\frac{T_1 - T_2}{\Delta H} \right) (h_1 - h_{N_a}) + T_1 \quad (4.49)$$

- Presión al nivel del agua (P_{N_a})

$$P_{N_a} = \frac{P_0 - P_1}{\Delta H} (h_1 - h_{N_a}) + P_1 \quad (4.50)$$

- Temperatura de saturación (T_s). Conociendo la presión al nivel del agua, podemos encontrar la temperatura de saturación así:

$$T_s = \frac{P_{N_a} - P^-_{N_a}}{P^+_{N_a} - P^-_{N_a}} + T^- \quad (4.51)$$

En donde $P^-_{N_a}$ es la presión inferior a P_{N_a} en tablas de vapor a la cual corresponde una temperatura T^- , y $P^+_{N_a}$ es la presión superior en tablas de vapor a P_{N_a} .

- Error de calibración (E_c)

$$E_c = T_{N_a} - T_s \quad (4.52)$$

- Gradiente de presión (m)

$$m = \frac{P_1 - P_0}{\Delta H} \quad (4.53)$$

En todas las ecuaciones, $\Delta H = h_2 - h_1$

4.4.2 Pruebas transitorias de presión.

Estos tipos de prueba se realizan generalmente en la etapa de perforación del pozo para obtener parámetros del pozo mismo o del reservorio. Se realizan con ayuda de los elementos de presión, elementos de temperatura y el equipo de bombeo de perforación.

Estos tipos de pruebas se realizan cuando se presentan los siguientes parámetros:

A) Pérdida de circulación considerable (mayor de $40\text{m}^3/\text{h}$)

Las pérdidas de circulación se definen como la pérdida total o parcial del fluido de control (lodo de perforación) hacia una formación muy permeable. Este problema es común en la perforación de pozos y se manifiesta cuando por el espacio anular no retorna parte o todo el lodo bombeado por la tubería de perforación. Esto se detecta observando el nivel de las presas de lodo.

Para que se presente la pérdida de circulación se requiere de dos condiciones principales:

- 1- Que la formación sea muy permeable para aceptar el paso del lodo.
- 2- Que exista una presión diferencial a favor del pozo; es decir, que la presión hidrostática sea lo suficientemente mayor que la presión de la formación para que se produzca el flujo hacia la formación.

Las causas más comunes de pérdida de circulación son:

- a) Causas naturales. Las causas naturales que originan pérdidas de circulación son todas aquellas que no tienen control humano, como la presencia de cavernas o fracturas en la formación.
- b) Causas inducidas. Las causas inducidas de las pérdidas de circulación son todas aquellas provocadas por la intervención del hombre, como bajar la tubería de perforación o de ademe en forma muy rápida con lo cual se genera un respresionamiento, que puede fracturar las formaciones.

Otras causas que pueden incrementar considerablemente la presión sobre las paredes del pozo son el incremento inadecuado de la densidad del lodo, iniciar el bombeo con una presión alta, etc.

Las pérdidas de lodo se pueden clasificar de acuerdo a la cantidad de lodo perdido en:

- Pérdidas parciales. Una pérdida parcial se manifiesta cuando por el espacio anular no retorna parte del lodo bombeado por la tubería de perforación lo cual se puede detectar observando el nivel de las presas de lodo, además se puede cuantificar las pérdidas en un intervalo de tiempo y así poder evaluar la pérdida.
- Pérdidas totales. Una pérdida total se tiene cuando por el espacio anular no retorna nada del lodo bombeado por la tubería de perforación.

De acuerdo a la profundidad se clasifican en:

- Pérdidas superficiales. Generalmente se producen en formaciones no consolidadas que se encuentran a poca profundidad y se caracterizan por la aceptación de grandes cantidades de lodo
- Pérdidas Profundas. Se dan en formaciones más duras pero con grandes fisuras o cavernas.

B) Temperatura de interés

C) Alteración de la roca

Durante la perforación de pozos geotérmicos se efectúan registros de presión y temperatura. Los registros se toman de acuerdo a los problemas que se presenten o cuando se requiere información ya sea de presión o temperatura.

Las pruebas transitorias de presión mas comúnmente realizadas son:

- Pruebas de inyektividad
- Pruebas de recuperación de presión
- Pruebas de caída de presión
- Pruebas de interferencia

En estas pruebas se pretende estimar parámetros del reservorio mediante la interpretación de los cambios de presión registrados utilizando un registrador mecánico, el cual es ubicado a una profundidad tal que se encuentre fuera de la tubería ciega y unos metros arriba del punto de máximo interés en lo que a alimentación se refiere. Se registra por un tiempo aproximado de 30 minutos las condiciones de presión a esa profundidad sin flujo en movimiento y luego se inyecta o descarga el pozo según sea el tipo de prueba a realizar, a un caudal determinado o a varios gastos dependiendo de lo que se desea obtener. Este período de tiempo es de 3 horas como mínimo dependiendo de la respuesta obtenida del pozo, suspendiendo luego la inyección o descarga del pozo y registrando por un período igual o superior la recuperación de las condiciones del pozo a ese punto. Luego se recupera el equipo y se lee la carta obtenida.

La finalidad de estas pruebas es el conocimiento de las condiciones medias prevalecientes en la parte del reservorio drenada por el pozo. La información obtenida de estas pruebas es la transmisibilidad o conductividad espesor (kh, producto permeabilidad-espesor), presión inicial y media en el volumen de drene del pozo, factor de daño, etc.

A continuación se describen los diferentes tipos de pruebas.

4.4.2.1 Prueba de inyektividad.

En esta prueba, un flujo de agua es inyectada al pozo hacia el reservorio, a una razón de flujo constante y conocido, el cual se incrementa periódicamente a intervalos de tiempo similares. Esta prueba gruesa nos puede aportar datos preliminares y aproximados de la productividad del pozo durante la fase de perforación y se considera únicamente como la primera aproximación para el valor de la permeabilidad y puede usarse para una primera aproximación de la descarga máxima esperada. En esta prueba se obtiene el índice de inyektividad (I_i), la presión de fracturamiento (si la hay) y se puede obtener un valor aproximado de la transmisividad del reservorio interceptado. Para este caso se mide la presión en un punto representativo dentro del pozo, siendo el más apropiado aquel localizado frente a la zona de mayor alimentación o de pérdidas,

las cuales son evaluadas durante registros previos o de análisis petrológicos de núcleos y recortes de la formación.

Si el punto de medición es seleccionado en un lugar inadecuado, y particularmente arriba de la zona de interés, los resultados obtenidos serán erróneos. Esto usualmente se identifica como oscilaciones de la traza en la cartilla registrada por el equipo medidor que se utiliza, cuando esta se lee. Esto es debido al movimiento de fluidos de densidad variable dentro del pozo; lo cual causa diferentes presiones entre los niveles al variar el tiempo.

Un mínimo de cuatro regímenes de caudal es suficiente pero es preferible considerar algunos más. El tiempo de inyección para cada régimen de flujo es normalmente de 30 min, para formaciones de alta permeabilidad y debe ser mayor de 1 Hora para formaciones de baja permeabilidad (Grant et al); y así obtener una presión estabilizada para cada flujo. En la figura 4.14 se muestra el comportamiento de la prueba de inyectividad para el régimen de flujo y de la presión.

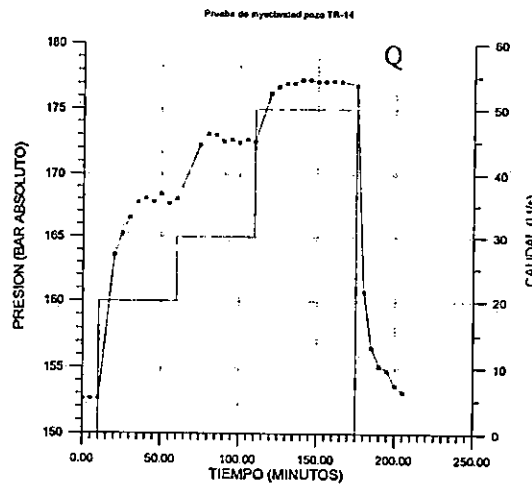


Figura 4. 14 Comportamiento de la presión y el caudal durante prueba de inyectividad.

La presión estabilizada al final de cada inyección, cuando se grafica contra el régimen de inyección, usualmente presenta segmentos de líneas rectas, como se muestra en la figura 4.15. El índice de inyectividad es dado por la pendiente del segundo segmento de la línea en unidades de $I = Q/P$ (Lts/Kg.cm2.sec). La existencia de la segunda línea recta es una indicación de que la formación ha sido fracturada debido a la inyección de agua dentro del pozo. Esto también puede indicar la rotura (breakdown) de la adhesión del cemento; esto últimamente puede ser revisado disminuyendo el régimen de flujo después de la prueba.

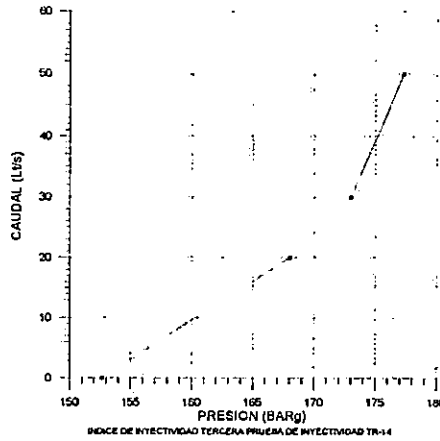


Figura 4.15 Comportamiento de la presión vrs caudal inyectado

La pendiente de la línea recta que puede ser deducida de esta prueba adicional usualmente continuará abajo de la presión de fractura, si la adhesión del cemento falla (Earlougher 1977).

En algunos casos el perfil esperado puede ocurrir por ejemplo como en la figura 4.16.

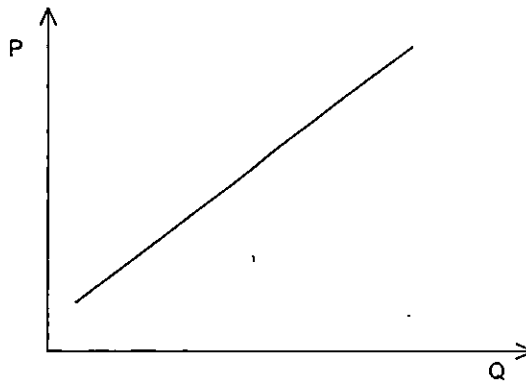


Figura 4.16 Perfil de presión vrs caudal para un pozo de alta permeabilidad.

Para este caso el pozo puede aceptar todo el fluido inyectado sin fracturar la formación, esto regularmente se presenta en formaciones de alta permeabilidad. Para efectuar el análisis se utiliza la ecuación de línea recta definida por:

$$\frac{P_i - P_w}{q_n} = m' \sum_{j=1}^n \left[\frac{(q_i - q_{j-1})}{q_n} \log(t_n - t_{j-1}) \right] + b' \quad (4.54)$$

el gráfico de

$$\frac{p_i - p_w}{q_n} \text{ vrs } \sum_{j=1}^n \left[\frac{(q_i - q_{j-1})}{q_n} \log(t_n - t_{j-1}) \right] \quad (4.55)$$

deberá dar una línea recta con pendiente m' , donde

$$m' = 1.83 \times 10^5 \frac{B \mu_r}{Kh} \quad (4.56)$$

La transmisividad y el efecto "piel" (skin) viene dado por:

$$Kh = 1.83 \times 10^5 \frac{B \mu_r}{m'} \quad (4.57)$$

$$S = 1.1513 \left[\frac{b'}{m'} - \log \left(\frac{K}{\phi \mu_r c_t r_w^2} \right) + 5.09 \right] \quad (4.58)$$

4.4.2.2 Prueba de recuperación de presión (Build-Up)

En esta prueba se le permite al pozo producir a un flujo constante por un período largo de tiempo con el fin de estabilizar la distribución de presión antes de cerrarlo. Durante la prueba de recuperación de presión, la presión en el fondo del pozo es medida en la fractura productora. Los datos deben ser corregidos por la densidad del fluido.

La figura 4.17 presenta las curvas ideales del comportamiento del flujo y la presión durante la prueba:

La curva presente después del tiempo t_p , es la que se utiliza para efectuar los análisis. La ecuación de flujo transitorio es:

$$P_{ws} = P_i - \frac{10^6 q B \mu_r}{2\pi Kh} \left[P_d(t_p + \Delta t)_d - P_d(\Delta t_d) \right] \quad (4.59)$$

Donde P_{ws} : Presión en la zona de interés con el pozo cerrado.
 P_i : Presión inicial
 P_d : Presión sin dimensiones
 t_d : Tiempo sin dimensiones.

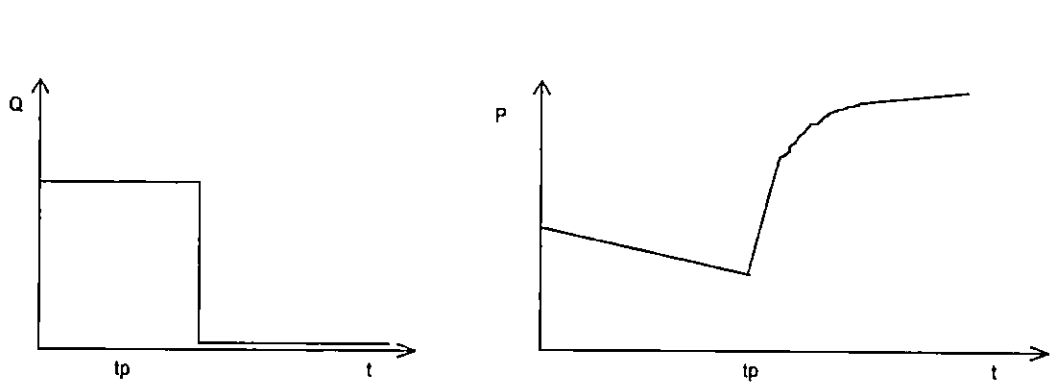


Figura 4.17 Comportamiento de la presión durante la prueba de Build-Up.

Para un tiempo infinito después que el efecto de almacenamiento ha sido reducido y asumiendo no mayores fracturas inducidas; la presión sin dimensiones P_d puede ser reemplazada por la aproximación logarítmica para la integral exponencial.

$$P_D = \frac{1}{2}(\ln t_D + 0.80907) \quad (4.60)$$

Donde

$$t_D = 5.988 \times 10^{-8} \frac{Kt}{\phi \mu_r c_i r_w^2} \quad (4.61)$$

Luego tenemos:

$$P_{ws} = P_i - m \log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right) \quad (4.62)$$

Cuando t_d sea mayor que 100, lo cual se logra después de unos minutos de que haya comenzado la prueba; esta ecuación describe una línea recta, teniendo una pendiente m y un intercepto en P_i .

La pendiente es dada por

$$m = 1.83 \times 10^5 \frac{q B \mu_r}{Kh} \quad (4.63)$$

Donde q : Flujo (Lts/seg)
 B : Factor de volumen de formación
 μ_r : Viscosidad dinámica del reservorio (Pa.s)
 K : Permeabilidad (Darcy)
 h : Espesor de la zona permeable.

Al graficar P_{ws} contra $\text{Log} \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right)$, se obtiene una línea recta con una pendiente m , según muestra la figura 4.18.

Este gráfico es comúnmente conocido como gráfico "Horner"; la pendiente encontrada es utilizada para estimar la transmisividad del pozo, de acuerdo a la ecuación:

$$Kh = 1.83 \times 10^5 \frac{q B \mu_r}{m} \quad (4.64)$$

El problema para el desarrollo de este método, radica en la obtención del tiempo correcto de producción t_p , en la practica actual el valor de t_p a una razón constante de producción es difícil de estimar. Una estimación de t_p fue desarrollada por Horner (1951) y es dada por:

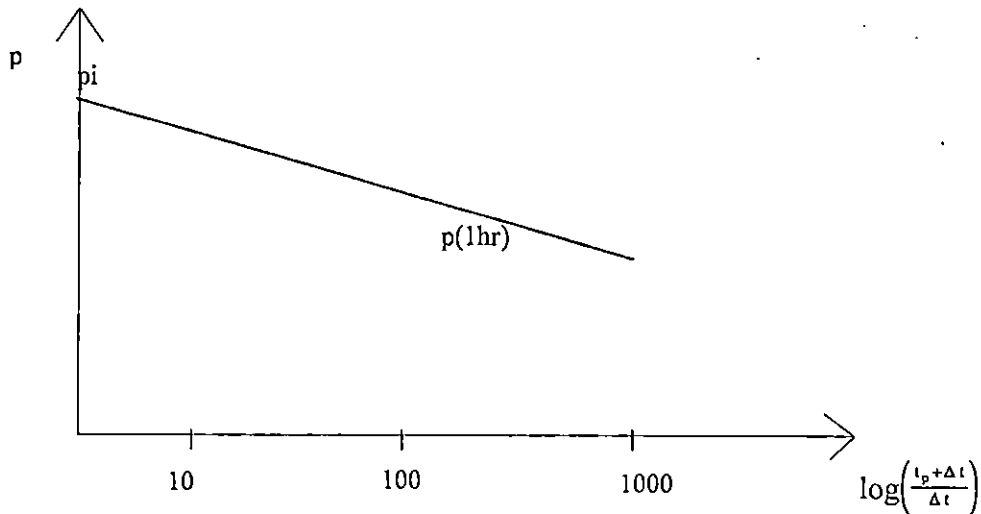


Figura 4.18 Comportamiento de la presión con el tiempo logarítmico

$$t_p = 1.67 \times 10^{-2} \frac{V_p}{q} \quad (4.65)$$

Donde V_p : Volumen acumulado producido
 q : Flujo constante justamente antes de cerrar el pozo.

El intercepto P_i puede ser estimado por extrapolación a $(t_p + \Delta t)/\Delta t = 1$ para un tiempo infinito de cierre.

Para reservorios en desarrollo o finitos, la presión inicial extrapolada en el reservorio infinito no es una buena aproximación de P_i , por lo cual se denomina como "presión falsa o aproximada" P^* ; y es usualmente mayor que la presión promedio en el instante de cerrado.

Luego usando P^* en lugar de P_i , tenemos:

$$P_{ws} = P^* - m \log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right) \quad (4.66)$$

Cuando P_{ws} es graficado contra $\log((t_p + \Delta t)/\Delta t)$, producirá una línea recta con pendiente $(-m)$.

Luego el efecto "piel" puede ser estimado como:

$$S = 1.1513 \left[\frac{P_{1hr} - P_{wf(Dt=0)}}{m} - \log\left(\frac{k}{\phi \mu_r c_t r_w^2}\right) + 5.09 \right] \quad (4.67)$$

Donde $P_{wf}(t=0)$: Presión de fondo del pozo fluyendo justamente antes de cerrarlo (Kpag).

P_{1hr} : Presión extrapolada de la línea recta con pendiente m en KPag.

m : Pendiente del gráfico semilogarítmico Kpa/ciclo

Regularmente o en muchos casos los datos de presión no dan una línea recta a una hora (1hr), lo cual se debe a efectos de almacenamiento en el pozo, que permiten un flujo posterior dentro del pozo; o bien se puede deber a grandes factores negativos del efecto "piel" resultados del fracturamiento inducido. En este caso P_{1hr} es extrapolado de la línea semilogarítmica con pendiente "m" a una hora.

Otros parámetros tales como k , ϕ , μ_r y c_t son siempre desconocidos y por lo tanto deberán ser asumidos.

Estos cuatro parámetros están relacionados con otro denominado Difusividad Hidráulica.

Reordenando las ecuaciones tenemos:

$$\frac{K}{\phi\mu_r c_t} = \frac{1}{5.9880 \times 10^{-8} \frac{r_w^2 t_D}{t}} \quad (4.68)$$

$$\frac{K}{\phi\mu_r c_t} = 1.672 \times 10^7 \frac{r_w^2 t_D}{t} \quad (4.69)$$

Donde r_w : Radio efectivo del pozo (m)
 t_D : Tiempo sin dimensiones
 t : Δt al punto ajustado

Los parámetros t_D y t son obtenidos usando el método de ajuste de curvas-tipo (type-curve matching). También este método puede ser empleado para estimar la transmisividad usando los parámetros siguientes, que pueden ser deducidos de este método tal como P_d y Δt :

$$Kh = \frac{10^6 qB\mu_r (P_d)_m}{2\pi(\Delta P)_m} \quad (4.70)$$

Donde (ΔP) : P ajustada KPa.
 $(P_d)_m$: Presión ajustada sin dimensiones

Este método sin embargo no aporta un claro resultado, debido a la elección del mejor ajuste de la curva estándar. García-Rivera y Raghavan (1979) introdujeron un método para obtener el valor aproximado del coeficiente sin dimensiones del almacenamiento del pozo C_d , el cual es de gran ayuda. La ecuación es dada como:

$$\frac{m_1}{m} = 0.834 \log C_d + 0.7322 S + 0.7426 \quad (4.71)$$

$$C_d = \log^{-1} \left[\frac{\left(\frac{m_1}{m}\right) - 0.7322 S + 0.7426}{0.834} \right] \quad (4.72)$$

Donde m_1 : Pendiente de la línea recta justo antes de la correcta línea semilogarítmica.
 m : Pendiente de la correcta línea semilogarítmica.

Un efecto "piel" asumido S , dará un coeficiente de almacenamiento sin dimensiones C_d .

4.4.2.3 Prueba de caída de presión (Fall-Off).

La prueba de caída de presión (Fall-Off) es análogo al de recuperación de presión (Build-Up), en la cual la razón de caudal de inyección equivale al de producción y además la razón de inyección debe ser constante hasta que el pozo es cerrado al tiempo t_i .

La figura 4.19 muestra el comportamiento ideal para esta prueba.

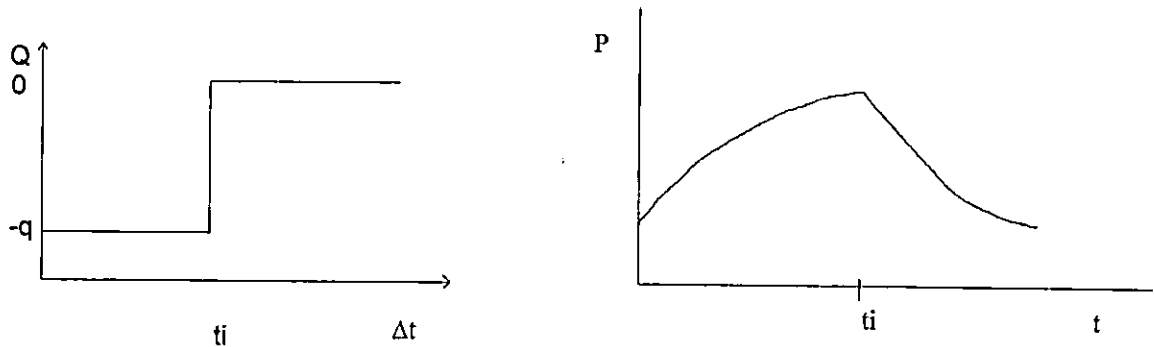


Figura 4.19 Comportamiento de la presión durante la prueba de caída de presión.

Similar que el Buil-Up, para un sistema infinitamente activo:

$$P_{ws} = P_i - m \log \left[\frac{t_i + \Delta t}{\Delta t} \right] \quad (4.73)$$

La ecuación anterior indica que un gráfico P_{ws} vs. $\log (t_i + t)/\Delta t$ formará una línea recta con pendiente m , la cual es definida por:

$$m = 1.83 \times 10^5 \frac{qB\mu_r}{m} \quad (4.74)$$

Para una presión inicial P_i y un tiempo infinito de cierre $(t_i + \Delta t)/\Delta t = 1$; reordenando la ecuación, la transmisividad es:

$$Kh = 1.83 \times 10^5 \frac{qB\mu_r}{m} \quad (4.75)$$

Un gráfico LOG-LOG deberá ser probado primero para ayudar para la elección de la correcta línea semilogarítmica.

Después que la línea es dibujada, la ecuación anterior suministra el valor de transmisividad. Luego el efecto "piel" es calculado usando la siguiente ecuación:

$$S = 1.1513 \left[\frac{P_{wf(\Delta t=0)} - P_{1hr}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu_r c_t r_w^2} \right) + 5.09 \right] \quad (4.76)$$

Donde $\frac{K}{\phi \mu_r c_t}$ es conocida como la Difusividad Hidráulica.

El valor para la Difusividad puede ser estimada usando los parámetros deducidos del ajuste tipo-curva, de acuerdo a la ecuación siguiente:

$$\frac{K}{\phi \mu_r c_t} = 1.672 \times 10^7 \frac{r_w^2 t_D}{\Delta t} \quad (4.77)$$

La pendiente de la línea semilogarítmica puede ser obtenida ya sea utilizando Horner o MDH.

4.4.2.4 Pruebas de interferencia

Existen dos formas de probar el comportamiento de una sección significativa de un reservorio geotérmico; la primera es la observación de los cambios largos que pueden ocurrir mientras el reservorio este siendo explotado. La otra forma es llevar a cabo la medición del efecto de la descarga de un solo pozo o grupo de pozos, sobre otro cercano o de observación.

Ambos casos se pueden considerar como pruebas de interferencia en la cual la salida de fluido de algunos pozos afectan la presión en otros. En la practica el término prueba de interferencia es normalmente aplicable al segundo caso.

Esta es la prueba más importante disponible para definir las propiedades de un reservorio sobre una extensa distancia.

En una prueba de interferencia se mide la caída de presión en un pozo de observación causado por la descarga de otros pozos. Los resultados básicos obtenidos de las pruebas de interferencia son la transmisividad, el almacenamiento, y el patrón de continuidad del reservorio.

La transmisividad es usualmente convertida a permeabilidad-espesor casi de inmediato, multiplicando por la viscosidad del agua a la temperatura apropiada.

En reservorios productores los valores de kh usualmente encontrados son del orden de 10 d-m o más; y en algunos casos conocidos puede alcanzar hasta 100 d-m.

Si son obtenidos valores menores, la habilidad para aportar fluidos por los pozos, puede ser una limitación para el desarrollo. El almacenamiento puede ser convertido a

porosidad-espesor dividiendo entre la compresibilidad del agua en fase líquida. Este valor de porosidad-espesor debe ser chequeado para consistencia con valores anticipados de espesor del reservorio o la profundidad del mismo.

Un alto valor de porosidad-espesor puede indicar la presencia de algún vapor en el sistema, en lugar de un reservorio muy grueso.

Por esta razón a menos que la temperatura del reservorio sea baja y las condiciones del líquido sean garantizadas; es preferible mantener el término de almacenamiento y no convertirla a porosidad-espesor, la cual puede ser incorrecta.

Alguna prueba de la continuidad del reservorio es obviamente obtenida de esta prueba; sin embargo las dificultades se pueden incrementar al haber vapor. Esta prueba también da indicios de conexiones, barreras y fronteras para el reservorio.

4.4.3 Temperatura estática de formación

Los sistemas convencionales de fluidos de lodos de perforación asociados con la perforación de pozos geotérmicos distorsionan la temperatura estática de la formación próxima al agujero del pozo, porque la temperatura del lodo circulante es normalmente mucho menor que la temperatura estática de la formación. Como resultado, una temperatura del pozo registrado durante las operaciones de perforación no reflejan la condición estática de la formación.

Dada la gran importancia que reviste el conocimiento de las temperaturas y su distribución en el yacimiento, se efectúan series de registros de presión y temperatura antes de cementar tuberías de revestimiento. Con los datos de temperatura se puede calcular la temperatura estabilizada o temperatura que tenía la formación antes de introducir un disturbio.

Con el análisis de los registros podemos establecer los gradientes de presión y temperatura que se tienen en el pozo y detectar las variaciones que se presentan desde el inicio del pozo hasta su terminación.

Una temperatura estática de la formación confiable es valiosa para determinar la profundidad a la que se dejará la tubería de revestimiento del pozo, estableciendo el gradiente geotérmico, analizando los registros y estimando el fluido potencial para el reservorio geotérmico.

La temperatura puede ser medida durante la perforación, y cualquier suspensión de esta puede ser aprovechada para chequear la recuperación de la temperatura. Es posible estimar la temperatura final que será obtenida en la recuperación completa, previendo que no haya circulación de fluidos dentro del pozo durante el período de la prueba y que

la profundidad a la cual la recuperación es observada no sea una zona de pérdidas de circulación.

El método que se utiliza para determinar la temperatura estática de la formación, es por medio del uso de curvas tipo temperatura de Horner sin dimensiones. Con estas se puede determinar de una manera confiable la temperatura estática de la formación bajo condiciones normales de perforación geotérmica.

Existirá una zona de la formación que ha sido enfriada por la circulación del fluido de perforación. A un instante dado decidimos suspender la perforación y tomar un registro de temperatura, la situación es la siguiente.

Una vez suspendida la perforación o circulación de fluidos, la formación tiende a alcanzar las condiciones de equilibrio térmico que habíamos destruido para una profundidad determinada. Graficamos la temperatura registrada vrs el tiempo y obtendremos el comportamiento mostrado en la figura 4.20.

Si mantenemos el pozo cerrado por un tiempo lo suficientemente largo, alcanzaremos la temperatura original de la formación. Para obtener la temperatura estática de la formación a partir de datos obtenidos en un corto tiempo se necesita obtener un modelo matemático.

Para evaluar reservorios geotérmicos, se necesita establecer la temperatura de la formación tan exacta como sea posible. Un conocimiento de la verdadera temperatura estática de la formación es requerida para la estimación del contenido de calor del reservorio. La interpretación de registros eléctricos, requiere resistividades de formación exactas. Una fiable temperatura estática es importante en el diseño de programas de completamiento y para establecer gradientes geotérmicos.

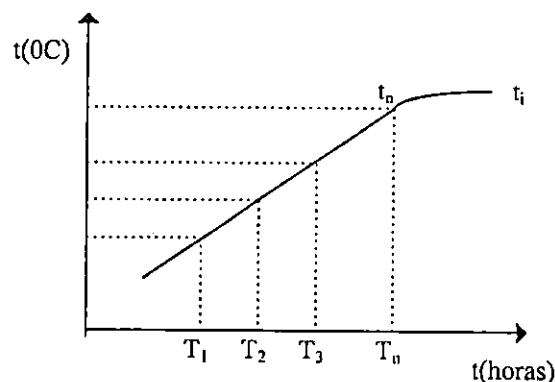


Figura 4.20 Comportamiento de recuperación temperatura de la formación

Sin embargo, las temperaturas registradas durante las operaciones de perforación son usualmente mas bajas que la temperatura estática. Estas bajas temperaturas son causadas por el efecto de enfriamiento del lodo durante la circulación. Tan pronto como la circulación cesa, la temperatura al rededor del pozo comienza a aumentar. La

recuperación completa de la temperatura en un nuevo pozo puede tomar desde unas pocas horas hasta meses, dependiendo de la formación, característica del pozo y el tiempo de circulación del lodo. Un largo tiempo de espera para la recuperación completa de la temperatura causaría un regular incremento en los costos de perforación; por lo tanto se necesita un método que no requiera mucho tiempo para calcular la temperatura estática de la formación usando datos transitorios.

La estimación de temperaturas de formación estable, de datos de pruebas transitorias ha llegado a ser una herramienta muy útil para programas de exploración geotérmica. El método tiene aplicaciones en un rango de circunstancias, entre las cuales se pueden mencionar:

- Para determinar la profundidad apropiada en la cual poner la tubería de producción, ie para asegurar que la temperatura de formación son suficientemente alta; para la mayoría de campos con alta temperatura una temperatura mínima en la tubería de producción muestra estar alrededor de 230 C.
- Para chequear temperaturas de fondo de pozo cuando la perforación prosigue, para verificar inversiones de temperatura etc.
- Como una indicación inmediata de temperaturas final en una nueva área de exploración,
- Donde vapor es encontrado en la zona de producción, las temperaturas mas superficiales no pueden ser medidas después del completamiento -como el pozo se llena con vapor: La prueba de elevación de temperatura puede proveer información acerca de las formaciones mas superficiales en esta situación.

Varias técnicas han sido desarrolladas para obtener temperaturas de formación verdaderas de datos transitorios. La mayoría de métodos antiguos requieren períodos de cierre largo para obtener predicciones precisas.

Previo a la descripción de los métodos se presentara la teoría básica sobre la cual se basan.

4.4.3.1 Comparación de recuperación de temperatura y recuperación de presión.

Recuperación de presión

La ecuación que describe el comportamiento de la presión en cada punto en cualquier tiempo en el área de drenaje del pozo es:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \left(\frac{1}{r}\right)\left(\frac{\partial P}{\partial r}\right) = \left(\frac{\phi \mu c}{k}\right)\left(\frac{\partial P}{\partial t}\right) \quad (4.78)$$

Consideremos el caso de un pozo produciendo a una razón constante y localizado en un reservorio infinitamente largo. previendo que la presión inicial del reservorio es constante, podemos escribir la siguiente ecuación inicial y las condiciones limites:

$$P=P_i \text{ a } t=0 \text{ para todo } r \quad (4.79)$$

$$\left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right)_{r_w} = 141.2 \left(\frac{qB\mu}{kh} \right) \quad (4.80)$$

$$P \rightarrow P_i \text{ cuando } r \rightarrow \infty \text{ para todo } t. \quad (4.81)$$

Al combinar estas condiciones con la ecuación 4.78 da:

$$P_{wf} = P_i - \frac{162.6 qB\mu}{kh} \left(\log \frac{kt}{\phi\mu cr_w^2} - 3.23 \right) \quad (4.82)$$

donde:

$$\frac{kt}{\phi\mu r_w^2} \geq 94,805 \quad (4.83)$$

y P_{wf} es la presión del pozo fluyendo después de cualquier tiempo de producción t . Es significativo notar que la condición de una razón de producción constante requiere que el gradiente de presión en el pozo sea constante.

Horner mostró que la ecuación 4.82 puede usarse junto con el concepto de superposición para desarrollar la ecuación que describe la recuperación de presión del pozo, P_{ws} , para el caso de una razón de producción constante en un pozo localizado en un reservorio infinitamente largo, el resultado es:

$$P_{ws} = P_i - \frac{162.6 qBm}{kh} \left(\log \frac{t+\Delta t}{\Delta t} \right) \quad (4.84)$$

Así una gráfica de P_{ws} vs $\log(t+\Delta t/\Delta t)$ debe formar una línea recta. Además, una extrapolación de la línea al tiempo unitario ($t+\Delta t/\Delta t=1$), producirá la presión inicial del reservorio.

Hay dos puntos importantes considerando las ecuaciones 4.82 y 4.84. Antes del cierre, el gradiente de presión del pozo es constante y posee un valor diferente de cero. Después del cierre, el gradiente de presión del pozo es cero.

Recuperación de temperatura

Por la aparente similitud entre la curva de temperatura Horner y el método de recuperación de presión -un aumento en presión vs un aumento de temperatura- se ha sugerido que el aumento de la temperatura en el fondo del pozo después que la

circulación cesa sea analizada en la misma forma que la recuperación de presión. Tal análisis sugiere que el aumento de temperatura sea descrito por una ecuación similar a la ecuación 6. El resultado es:

$$T_{ws} = T_i - C \log \frac{t_k + \Delta t}{\Delta t} \quad (4.85)$$

Si se gráfica T_{ws} vs $(t_k + \Delta t / \Delta t)$ en papel semilogarítmico dará una línea que puede ser extrapolada a una relación de tiempo igual a la unidad para encontrar T_i . Existen muchos casos donde este tipo de gráficas produce resultados aceptables, pero de igual forma existen casos donde se obtienen resultados inaceptables. De acuerdo a estos casos se han definido condiciones bajo las cuales una gráfica semilogarítmica tipo Horner puede utilizarse para determinar la temperatura estática de formación.

Considerando la historia de la temperatura del fondo del pozo. La ecuación que describe la temperatura en el pozo y el punto en el área de drenaje es

$$\frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \left(\frac{1}{r}\right) \left(\frac{\partial T}{\partial r}\right) = \left(\frac{C_{pf} \rho}{k_{hf}}\right) \left(\frac{\partial T}{\partial t}\right) \quad (4.86)$$

La ecuación 4.86 es similar a la ecuación 4.78, en la que el término de temperatura reemplaza el término de presión. Además, el término $(\phi \mu c / k)$ de la ecuación 4.78 y el término $(C_{pf} \rho / k_{hf})$ de la ecuación 4.86 frecuentemente son llamados la difusividad. En algunos casos, estos términos de difusividad son funciones de la presión y la temperatura. Sin embargo en muchas condiciones del reservorio de práctica insignificancia, pueden ser tratados como constantes.

La solución de la ecuación 4.86 requiere apropiadas condiciones iniciales y limitantes. Inicialmente puede asumirse que la temperatura es uniforme y constante por todas partes del área de drenaje. Esto es,

$$T = T_i \text{ en } t = 0 \text{ para todo } r. \quad (4.87)$$

Además, a grandes distancias del pozo, la temperatura es igual al valor inicial. Esto físicamente significa que la temperatura del lodo de circulación no ha afectado en la temperatura estática a lo lejos del pozo. Esta otra condición limitante puede ser expresada como:

$$T = T_i \text{ cuando } r \rightarrow \infty \text{ para todo valor de } t. \quad (4.88)$$

Note en particular que las condiciones iniciales, ecuaciones 4.79 y 4.87 y las condiciones limitantes exteriores, ecuaciones 4.81 y 4.88 son similares. Las condiciones limitantes interiores para el caso de la temperatura no son equivalentes al caso de la presión, sin embargo. Durante el período de circulación del lodo, la

temperatura del fondo del pozo es igual a la temperatura del lodo, la cual, para propósitos prácticos, puede tratarse como constante. Es evidente que el gradiente de temperatura es una función del tiempo. Como un resultado, el gradiente de temperatura del pozo no es constante. Por lo tanto, durante los períodos de circulación, las condiciones limitantes internas pueden expresarse como:

$$T=T_m \text{ para } r=r_u \text{ para todo valor de } t_k \quad (4.89)$$

Así, para las condiciones limitantes internas para el caso de la temperatura no son análogas a las condiciones limitantes internas de la ecuación 4.80 para el caso de la presión. Por esta razón, la ecuación 4.85 no es correcta teóricamente. Sin embargo, para la mayoría de consideraciones prácticas, el gradiente de temperatura cambia muy lentamente. Así, si la circulación del lodo es corto, el gradiente de temperatura del pozo puede ser tratado como constante. De acuerdo a esto, la ecuación 4.85 provee un muy confiable estimado de la temperatura estática de la formación.

4.4.3.2 Evaluación por la técnica de Horner.

Edwardson, numéricamente resolvió la ecuación que describe la recuperación de temperatura en el pozo y en ocho localizaciones adicionales a lo lejos del pozo. Nuestro estudio fue restringido a un valor de r/r_w igual a la unidad (esto es, el pozo). La figura 4.21 presenta una familia de gráficas de temperatura Horner sin dimensiones. el tiempo de circulación es el parámetro. El parámetro graficado en el eje semilogarítmico es la relación de la suma del tiempo de circulación (t_c) más el tiempo de recuperación (Δt) al tiempo de recuperación. Una temperatura sin dimensiones es graficado en la escala lineal. El numerador del término de temperatura, $\Delta T(\Delta t)$, es la diferencia entre la temperatura estática de la formación y la temperatura evaluada del pozo a cualquier tiempo post-circulación, Δt . El denominador, $T(0)$, es la diferencia entre la temperatura estática de la formación y la temperatura del pozo al final de la circulación. La temperatura sin dimensiones puede visualizarse como una constante multiplicada por la caída de la temperatura real del pozo.

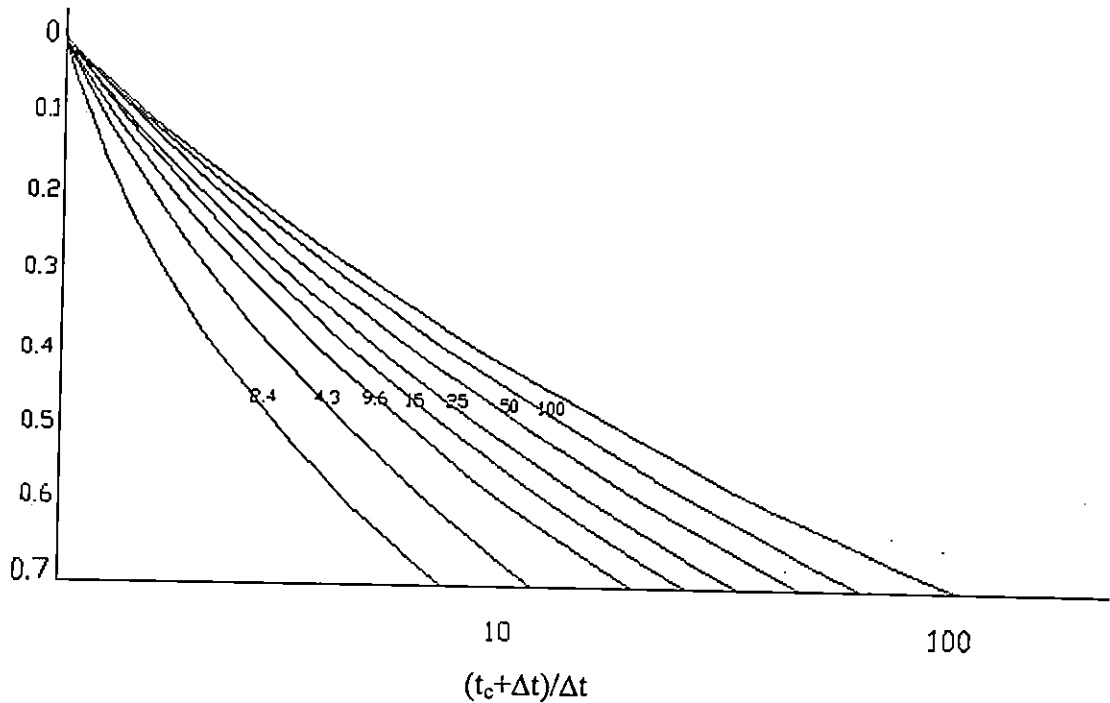


Figura 4.21 Recuperación de Temperatura Teórica Horner.

Una inspección cercana de estas gráficas puede ser muy reveladoras. Note que todas las gráficas son no lineales. Esto es porque el gradiente de temperatura, durante el período de circulación del lodo cambia lentamente. Por ejemplo, considere el caso donde el tiempo de circulación del lodo es un valor típico de 2.4 horas. Una temperatura de cierre (que es la temperatura registrada después que la circulación de lodo cesa) leídas a 4.8 y 9.5 horas producirán un tiempo Horner de 1.5 y 1.25 respectivamente. Estos puntos son graficados en la figura 4.22. Una línea recta a través de estos dos puntos y extrapolado hasta un tiempo igual a la unidad producirá un valor de 0.02. Esto significa que la temperatura estática es $0.02\Delta T_{(0)}$ veces mas grande que la temperatura evaluada a una relación de tiempo unitario. Así, la temperatura evaluada a una razón de tiempo unitario de una gráfica convencional de Horner es un poco menor que la temperatura estática de la formación.

Supóngase que la diferencia entre la temperatura estática de formación y la temperatura del lodo circulante es 100°F . Además asuma que el tiempo de circulación es 2.4 horas y que las propiedades térmicas de las rocas son igual a las utilizadas por Edwardson. Una línea recta Horner a través de los dos valores de temperatura registrados después de un tiempo de cierre de 4.8 y 9.6 horas extrapolan un valor de temperatura que es bajo por $(0.02)(100^{\circ}\text{F})=2^{\circ}\text{F}$.

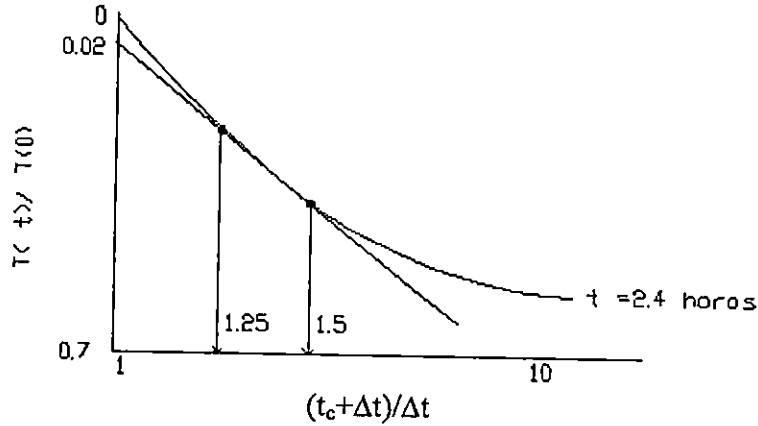


Figura. 4.22 Gráfico de temperatura Horner para un pozo con 2.4 horas de circulación de lodo.

La gráfica teórica de Horner de la figura 4.24 están basadas en un valor de $(k_{hf} / C_{pfr} r_w^2)$ igual a 0.4. Edwardson apunta que estas curvas pueden ser adoptadas para reservorios con diferentes propiedades térmicas.

Para explorar los efectos del tiempo de circulación en el análisis de recuperación de temperatura, consideremos un caso donde el tiempo de circulación es de 50 horas. La gráfica Horner para este caso también es mostrada en la figura 4.21 y es reconstruida para mayor claridad en la figura 4.23. Asumiendo que las temperaturas de cierre son otra vez registradas después de 4.8 y 9.6 horas. Estos tiempos corresponden a un tiempo Horner de 11.4 y 6.20 respectivamente. Una línea recta a través de estos dos puntos, cuando es extrapolada al tiempo unitario, da un valor de 0.11. La temperatura registrada por lo tanto será $(0.11)\Delta T_{(0)}$ mas baja. Si la diferencia entre la temperatura estática y la temperatura del lodo circulando es 100°F , el valor calculado de temperatura de la gráfica de Horner es baja por $(0.11)(100^\circ\text{F})$, o 11°F .

Estos dos ejemplos sugieren que un análisis Horner de recuperación de temperatura siempre producirá valores de temperatura estática que son menores. Además, cuando otros parámetros son iguales, pero los tiempos de circulación son mayores se producen errores mayores en el valor de temperatura estática estimada.

EJEMPLOS

Como ejemplo tenemos un registro de temperatura corrido el 8 de marzo de 1994 en el pozo TR-14, para evaluar la temperatura estática de la formación a una profundidad de 1593 m. Los datos necesarios para la construcción de la gráfica Horner, se presentan en la Tabla 4.4. Los resultados son graficados en una gráfica Horner en la figura 4.24. Como puede verse, una línea recta a través de los puntos extrapolados a un tiempo unitario sugiere que la temperatura estática es aproximadamente 234°C . Un registro de temperatura corrido a 22 días de recuperación del pozo, posterior a su completamiento indica una temperatura estática de formación de 237°C .

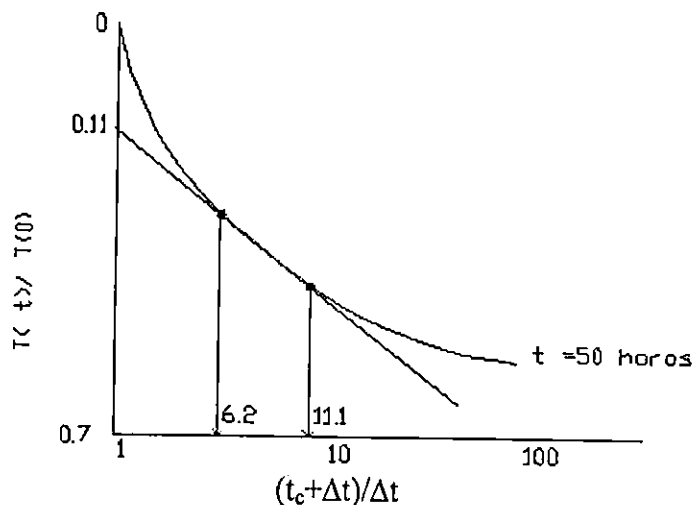


Figura 4.23 Gráfico de temperatura Horner para un pozo con 50 horas de circulación de lodo.

Dibujando la mejor línea recta a través de los puntos de los datos será suficiente para extrapolar la temperatura estática de la formación. En cualquier evento, este estudio indica que para tiempos de circulación de unas pocas horas, la gráfica Horner puede utilizarse para obtener una excelente aproximación de la temperatura estática. En retrospectiva, para tiempos de circulación cortos, el gradiente de temperatura del pozo no cambia dramáticamente y puede asumirse constante. De acuerdo a esto la ecuación 4.85 puede usarse para estimar la temperatura estática.

En 1979, Roux publicó un método donde estimaciones fiables de temperaturas finales serían obtenidas usando datos medidos sobre unas pocas horas durante un paro en la perforación. Los procedimientos recomendados por Menzies, usando el método de Roux ha sido probado en muchos campos y se encontró simple y efectivo.

La teoría detrás del método hace las siguientes suposiciones:

1. Existe simetría cilíndrica, con el pozo como el eje
2. Flujo de calor solamente por conducción
3. Propiedades térmicas de la formación no varían con la temperatura
4. La formación puede ser tratada como radialmente infinita y homogénea con respecto al flujo de calor
5. No existe flujo de calor vertical en la formación
6. La presencia de lodo en el pozo es despreciada
7. La temperatura en la superficie de la formación es instantáneamente caída a algún valor y es mantenida a ese valor durante el período de circulación
8. Después que la circulación cesa, el flujo de calor radial acumulativo en el pozo es despreciable.

Tabla 4.4 Estimación de temperatura estática de pozo TR-14

Profundidad: 1593 m Hora cese perforación: 15:00 horas. Hora cese circulación: 16:00 horas. Tiempo de circulación: 1.92 horas			
Hora de registro	Tiempo de recuperación	Tiempo Horner	Temperatura registrada (°F)
20:43	4.72	1.4071	155.6
20:48	4.80	1.4000	158.1
20:53	4.88	1.3932	159.0
20:58	4.97	1.3866	159.4
21:03	5.05	1.3802	159.9
21:08	5.13	1.3740	160.5
21:13	5.22	1.3680	161.1
21:18	5.30	1.3622	161.3
21:23	5.38	1.3566	161.4
21:28	5.46	1.3512	161.7
21:33	5.55	1.3459	161.9
21:43	5.72	1.3358	162.1
21:48	5.80	1.3310	162.3
21:53	5.88	1.3263	163.4
21:58	5.97	1.3218	164.4
22:03	6.05	1.3173	165.6
22:08	6.13	1.3130	166.5
22:13	6.22	1.3088	167.3
22:18	6.30	1.3047	167.6
22:23	6.38	1.3008	168.3
22:28	6.46	1.2969	168.8
22:33	6.55	1.2931	169.6
22:38	6.63	1.2894	170.4



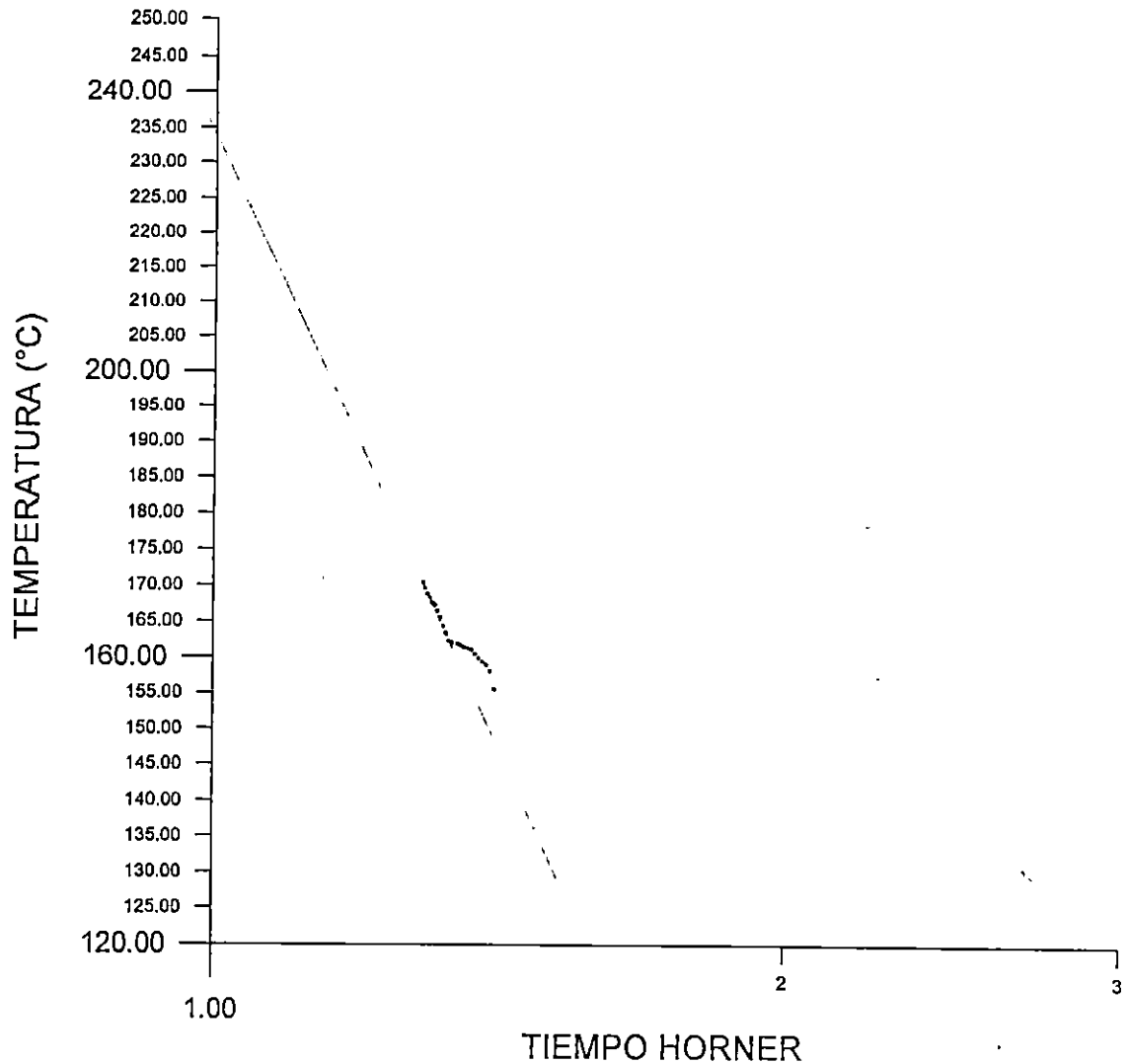


Figura 4.24 Determinación temperatura estática.

La asunción 7 implica una temperatura del lodo constante la cual es también tomada como la temperatura en la superficie de la formación durante la circulación. Para simplificar la complejidad del problema, Edwardson asumió que la diferencia entre la temperatura estática y la temperatura del lodo se mantiene constante durante los períodos de circulación.

En términos prácticos esto significa que el método sería usado en las siguientes circunstancias:

- La prueba sería realizada alguna distancia arriba del fondo del pozo, digamos 50 m mínimo.
- La prueba sería en una sección impermeable del agujero, transferencia de calor conductivo solamente.

- Allí no debe haber movimiento de fluido en el pozo, ya sea por flujo interzonal, circulación interna o cruce de flujo. En algunas circunstancias el fluido puede ser drenado del pozo si hay una gran diferencia entre el pozo y las presiones de la formación.
- La circulación (al frente de la perforación) y los tiempos de calentamiento sería aproximadamente igual, usualmente 15 a 20 horas es suficiente.
- La prueba sería en pozo abierto.
- Las pruebas no deben ser realizadas a profundidades donde han habido múltiples ciclos de enfriamiento.

Resguardos adicionales para asegurar la fiabilidad de los datos de la prueba pueden hacerse, corriendo mediciones de temperatura en tandem, para evitar pérdida de datos si uno de los instrumentos falla o usando un sistema de registro eléctrico con lector en la superficie. Esto es también útil para correr simultáneamente inspección de presión, o medición del nivel agua/lodo durante el estudio de build up para verificar que la presión del pozo es constante. Frecuentemente la formación es sobre presurizada durante la perforación, y después que la circulación se detiene hay una pequeña fuga de fluido del pozo a la formación. Donde la pérdida de fluido está abajo de la zona de medición, el movimiento de fluido resultante dentro del pozo invalida los datos de temperatura.

Las pruebas pueden hacerse en pozos que han encontrado pérdida de fluido sustancial tan largo como los datos de subida de temperatura son colectados de secciones del pozo abajo de las zonas de pérdida de fluido.

EJEMPLO

El pozo WK4 ha sido perforado y revestido con tubería de 9⁵/₈" a 651 m de profundidad. La perforación ha continuado con un diámetro de 8¹/₂" a 1054 m con una velocidad de 8m/h. Una prueba de recuperación de temperatura es programada para verificar la temperatura de la formación. La perforación alcanza 1054 m a las 15:00 horas del 5 de abril, la circulación fue detenida y la tubería de perforación se saca del pozo. Una serie de mediciones de temperatura se hacen a 934 m como sigue:

PROCEDIMIENTO

1. Calcular el tiempo de circulación (t_c) a la profundidad de la prueba. Este es el tiempo que la zona ha sido enfriada por el fluido de perforación. Este tiempo puede ser mejor obtenido de los registros de perforación. En este caso el momento fue a 934 m a 5 minutos antes de la medianoche, 23:55 horas del 4 de abril. Por lo tanto el tiempo de circulación fue $(15:00+00:05)= 15$ horas y 5 minutos. Por lo tanto $t_c = 15.08$ horas.

2. Calcular el tiempo de recuperación (Δt). Este es el tiempo desde que la circulación fue detenida y es igual a la hora de observación menos la hora a la que se detiene la circulación de lodo.
3. Calcular el tiempo sin dimensiones de Horner $\frac{t_c + \Delta t}{\Delta t}$

Tabla 4.5 Datos de recuperación de temperatura en pozo WK4

TIEMPO t_{obs} (HH:MM)	TEMPERATURA DEL POZO (C)
17:46	43
18:35	49
19:44	50
20:34	59
21:46	64
22:34	72
00:15	75
01:00	81
02:15	82
02:54	86.5

4. Grafique los resultados en papel semi logarítmico, encuentre la sección de línea recta de los datos graficados y calcule la pendiente (m °C por ciclo). Intercepte la línea recta T_{ws}^* en el tiempo Horner igual a uno. En este ejemplo el intercepto, T_{ws}^* es 132°C y la pendiente, m es 132°C por ciclo (usualmente estos dos valores no son los mismos).
5. Calcule el factor de corrección, porque el intercepto da un valor menor que la temperatura final de la formación. La temperatura final estable de la formación, T es calculada por:

$$T = T_{ws}^* + mt_{db}(t_{pd}) \quad (4.90)$$

Donde m es la pendiente de la línea recta de Horner y t_{db} es el termino de corrección sin dimensiones, el cual depende de t_{pd} (el tiempo de circulación sin dimensiones). El valor t_{pd} es calculado del tiempo de circulación, características térmicas de la formación y de las medidas del pozo. Para calcular t_{pd} :

$$t_{pd} = \frac{K}{C\rho r_w^2} t_c \quad (4.91)$$

Tabla 4.6 Datos para construcción de grafica Horner

HORA DE OBSERVACION t_{obs} (Horas:Minutos)	TIEMPO DE RECUPERACION Δt (Horas Decimales)	TIEMPO HORNER $\frac{t_c + \Delta t}{\Delta t}$ Sin Dimensiones	TEMPERATURA DEL POZO $T(^{\circ}C)$
17:46	2.77	6.44	43
18:35	3.58	5.21	49
19:44	4.73	4.19	50
20:34	5.57	3.71	59
21:46	6.77	3.23	64
22:34	7.58	2.99	72
00:15	9.25	2.63	75
01:00	10.03	2.50	81
02:15	11.15	2.35	82
02:54	11.90	2.27	86.5

Las unidades son en horas a la menos uno.

Donde K es la conductividad térmica de la formación, C es el calor específico y ρ la densidad. Algunas propiedades típicas para rocas volcánica en ambiente geotérmico tomadas del campo Wairakei son:

Para la formación de Waiora en Wairakei y usando un diámetro del pozo de 8.5” ($r_w=0.11$ m) y multiplicando por 3600 para convertir de segundos a horas:

$$\frac{K}{C\rho r_w^2} = \frac{1.56 \times 3600}{0.18 \times 4186 \times 1600 \times 0.11^2} = 0.466 \quad [hr^{-1}] \quad (4.92)$$

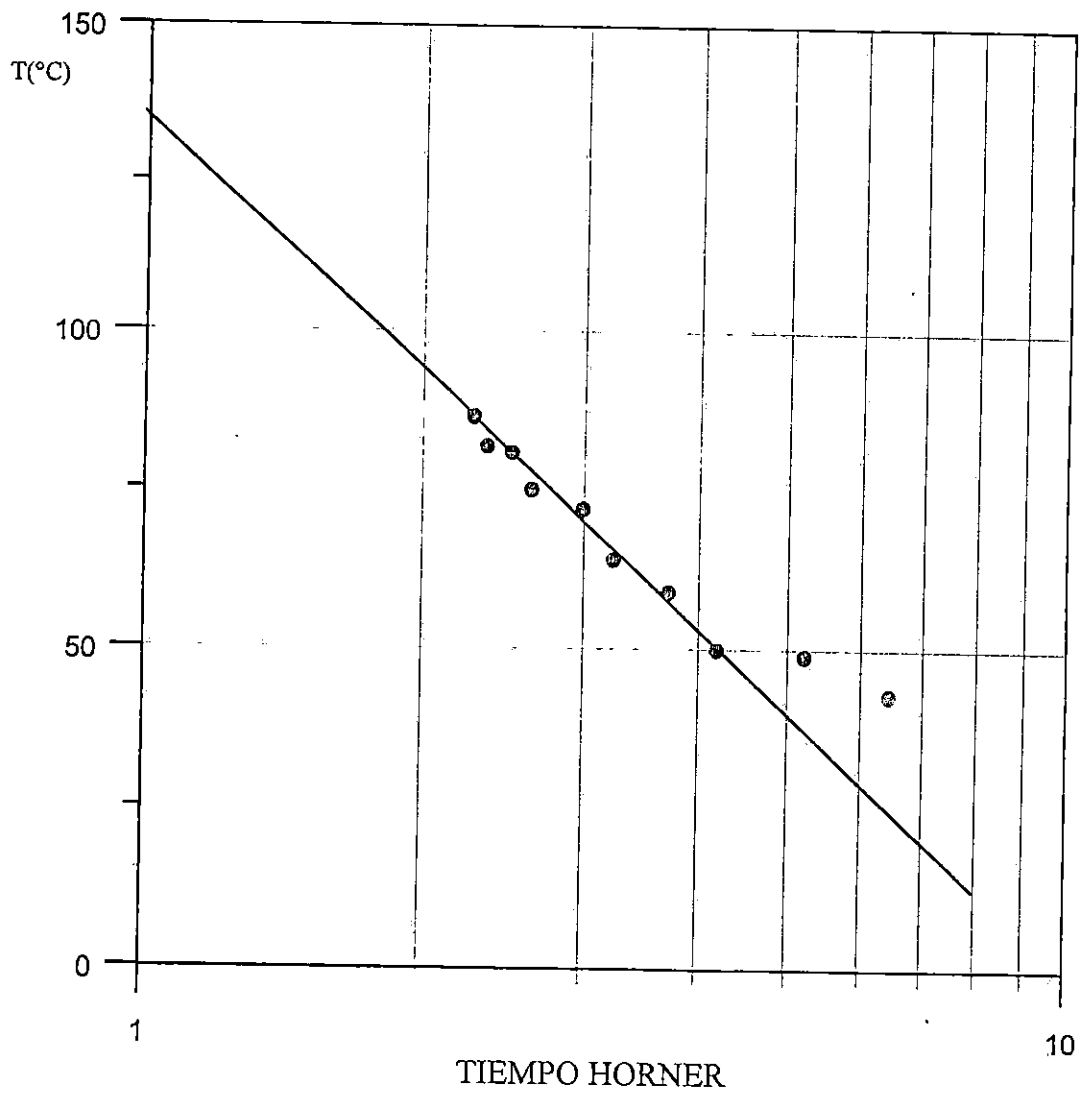


Figura 4.25 Gráfico de Horner de recuperación de temperatura a 934 m pozo WK4

Para Wairakei Ignimbrite:

$$\frac{K}{C\rho r_w^2} = \frac{2.11 \times 3600}{0.19 \times 4186 \times 2200 \times 0.11^2} = 0.434 \quad [\text{hr}^{-1}] \quad (4.93)$$

Así para la mayoría de pozos geotérmicos, perforados a 8.5" de diámetro, un valor de 0.4 sería satisfactorio.

Tabla 4.7 Propiedades térmicas de las formaciones de Wairakei e Ignimbrite

FORMACION	CONDUCTIVIDAD TERMICA K[W°K ⁻¹ m ⁻¹]	CALOR ESPECIFICO C[Jkg ⁻¹ °K ⁻¹]	DENSIDAD ρ[kgm ⁻³]
Waiora	1.56	0.18*4186	1600
Wairakei Ignimbrite	2.11	0.19*4186	2200

Para calcular el factor del tiempo de circulación sin dimensiones t_{pd} :

$$t_{pd} = \frac{K}{C \rho r_w^2} t_c \quad (4.94)$$

Entonces: $t_{pd} = 6.03$

Usando la figura 4.30 obtenemos t_{db} usando el valor de t_{pd} para el rango apropiado del tiempo Horner: En este caso la línea recta Horner está sobre el rango $\frac{t_c + \Delta t}{\Delta t} = 2 - 3.5$, por lo tanto de la figura 4.26, escogemos la curva del centro donde $\phi = 2$.

5. Leyendo de la gráfica o calculando el valor t_{db} ;

$$t_{db} = 0.276 t_{pd}^{-0.403} \quad (4.95)$$

$$t_{db} = 0.134 \quad (4.96)$$

Por lo tanto la temperatura estable de la formación predicha a 934 m en el pozo K04 es 150°C.

Después que el pozo fue completado y tubo un calentamiento, la predicción de los cálculos de recuperación de temperatura y la temperatura estable de la formación pueden ser comparadas. Si no hay circulación interna o flujo interzonal en el pozo, los resultados pronosticados serían aproximados a las mediciones actuales. Cualquier diferencia grande (más de 10°C) pueden indicar condiciones no ideales antes o durante la prueba de subida de temperatura, o a que hay algún movimiento interno de fluido después del completamiento.

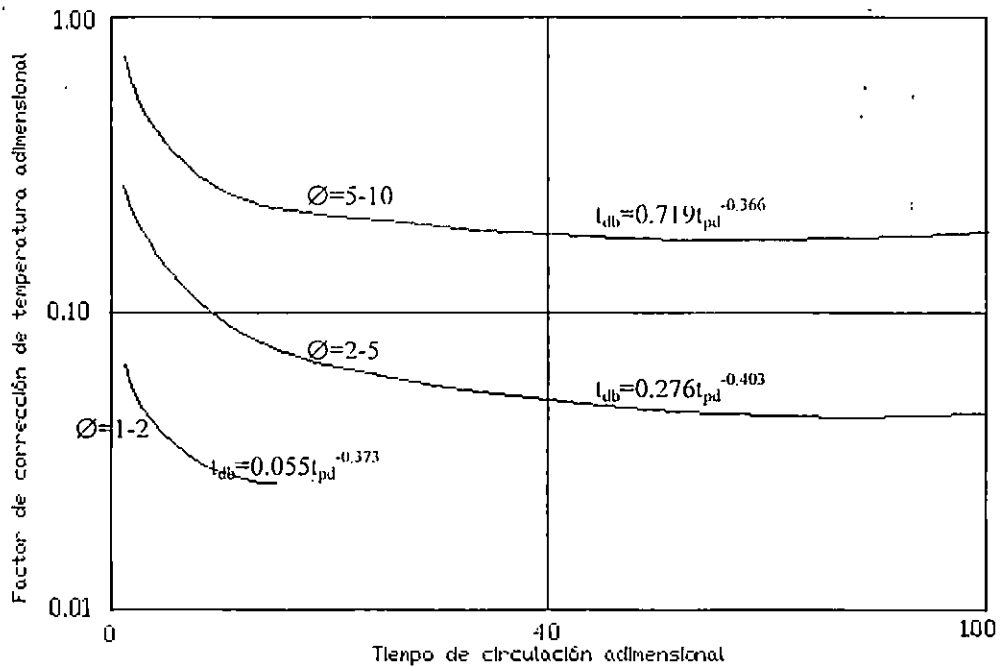


Figura 4.26 Curvas para corrección de la temperatura.

4.4.4 Medición continua de presión de reservorio desde superficie.

La medición de presión desde superficie sin necesidad de electrónica de fondo, ha sido ampliamente desarrollada y regularmente se utiliza para efectos de monitoreo de presión o medición de presión por relativos largos períodos de tiempo, pruebas transitorias de presión y de interferencia. Esta medición consiste en la colocación de una cámara de acero de cierto volumen, la cual se coloca dentro del pozo; a esta cámara se le aplica presión de un gas regularmente nitrógeno, a través de un tubo capilar de acero inoxidable de diámetro interior conocido y constante. Al cesar de aplicar el gas las presiones de la cámara, así como del punto de medición entran en un proceso de equilibrio, de tal forma que los cambios de presión aplicados a la cámara son transferidos a la columna de gas desde la cámara hasta la superficie, obteniendo arriba una señal de presión equivalente a la de fondo; lógicamente las propiedades físicas y termodinámicas del gas afectarán la medición, por lo que se tiene que calcular ciertas constantes para obtener la medición correcta.

Debido al tipo de operación requerida por este método, no es posible realizar perfiles dentro del pozo, sino que únicamente en un solo punto de interés. Este tipo de equipo llamado regularmente Sistemas de Transmisión de Presión (PTS), trabaja básicamente de acuerdo a la ecuación:

$$P_f = P_s + P_h \quad (4.97)$$

Donde: P_f : Presión de fondo
 P_s : Presión en superficie
 P_h : Presión hidrostática del gas

La exactitud de este sistema cuenta con el conocimiento del peso de la columna del gas inerte dentro del capilar. La cámara es requerida para generar una interface entre líquido-gas para evitar que el fluido penetre en la columna del gas y genere distorsiones en el peso de dicha columna lo cual provocaría errores en la medición. El volumen de la cámara es calculada para cubrir el rango encontrado durante cualquier período de pruebas. Bajo circunstancias normales la diferencia entre la máxima y mínima presión de la instalación puede ser acomodada por el volumen de la cámara, la cual es requerida para cualquier período de pruebas en particular.

Normalmente se construyen las cámaras para un volumen estandard permitiendo grandes márgenes de seguridad; Sin embargo si la variación de presión es muy grande, deberá ser adicionado gas extra al sistema, el cual permitirá el monitoreo de esas grandes variaciones.

El volumen de la cámara estandard es calculada a partir de la ecuación de gases ideales:

$$V_c = \left[\frac{P_{\max} V_t}{P_{\min}} \right] - V_t \quad (4.98)$$

Donde: V_c : Volumen de la cámara
 V_t : Volumen del capilar
 P_{\max} : Presión máxima
 P_{\min} : Presión mínima

Los fabricantes construyen cámaras de tres tipos diferentes:

- a) Cámara concéntrica
- b) Cámara expansible
- c) Cámara de suspensión

Las dos primeras forman parte integral del completamiento del pozo y no suelen aplicarse en geotermia, a excepción de la cámara de suspensión, la cual es ampliamente utilizada. En la cámara de suspensión el tubo capilar sirve de sostenimiento directo y la cámara cuelga o se encuentra suspendida dentro del pozo a la profundidad deseada.

El tamaño normal de las cámara son de 10'x1.66", con un volumen de 176 Pulg cúbicas. La figura 4.27, presenta la disposición más utilizada para instalaciones de cámaras de suspensión.

Si dentro del pozo se tiene presión de cabezal, al sistema se le adiciona un lubricador a la entrada del pozo o un BOP (preventor de descargas), con el fin de evitar salidas la atmósfera del vapor geotérmico.

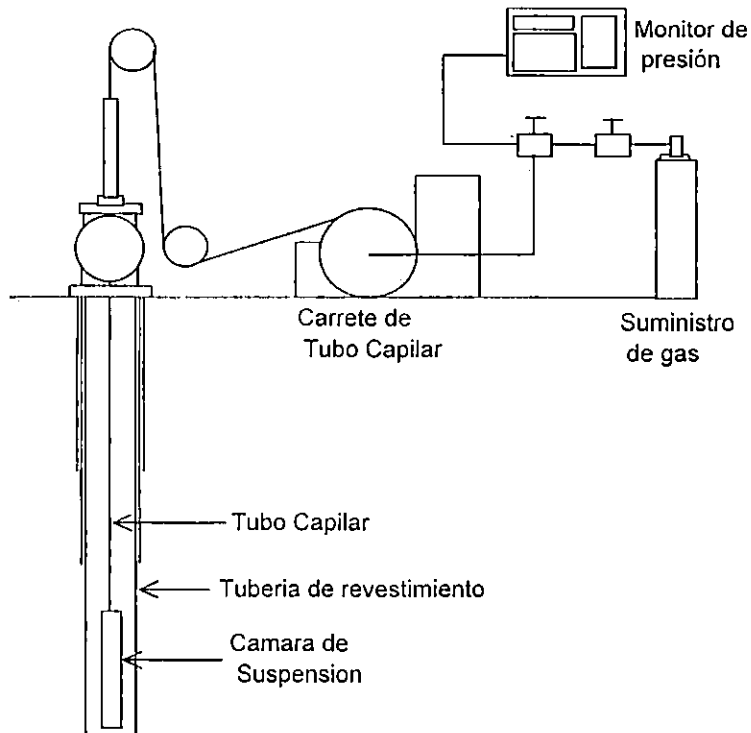


Figura 4.27 Sistema de Suspensión para Monitoreo Presión de Reservorio

4.4.4.1 Calculo de los factores de corrección.

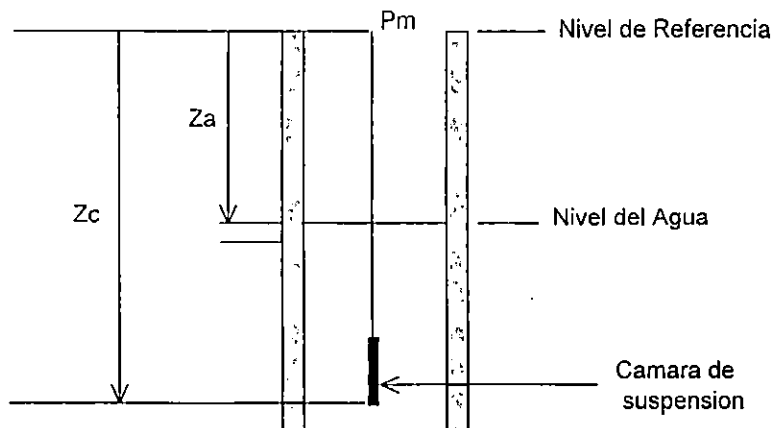


Figura 4.28 Esquema ilustrativo montaje cámara de suspensión.

La lectura de presión en el punto de medición es igual a:

$$P_c = (P_m + D)C \quad (4.99)$$

Donde: P_c : Presión corregida
 P_m : Presión medida
 D : Valor inicial
 C : Multiplicador

Considerando que la presión a medir es transferida a la columna del gas, se hace necesario determinar constantes de corrección que involucren entre otros: compresibilidad del gas, temperatura de operación, gradiente hidrostático y rangos de presión.

El cálculo de las constantes se realiza de la siguiente forma:

a) Dado los valores de profundidad del nivel de agua (Z_a) y la profundidad a la cual estará la sonda (Z_c), se calcula la presión teórica en la cámara debida a la columna de agua así:

$$P_0 = \Delta P(Z_c - Z_a) - P_a \quad (4.80)$$

Donde: ΔP : Gradiente presión
 P_a : Presión al nivel del agua

b) Encontrar los valores de presión máximo y mínimo a medir:

$$P_1 = P_0 - P_d \quad (4.81)$$

$$P_2 = P_0 + P_d \quad (4.82)$$

c) Calcular los factores de corrección por la compresibilidad del gas :

$$X_1 = \frac{GZ_c}{Z_1 T_{av}} \quad (4.83)$$

$$X_2 = \frac{GZ_c}{Z_2 T_{av}} \quad (4.84)$$

Donde: $G = 0.0181765$ (N2)
 Z_1 y Z_2 : Factores de compresibilidad del gas a P_1 y P_2
 T_{av} : Temperatura media (°K)

d) Encontrar las variables intermedias F_1 y F_2 de la siguiente forma:

$$F_1 = \frac{2 + X_1}{2 - X_1} \quad (4.85)$$

$$F_2 = \frac{2 + X_2}{2 - X_2} \quad (4.86)$$

e) Calcular el factor multiplicador (C), como:

$$C = \frac{F_2 P_2 - F_1 P_1}{P_2 - P_1} \quad (4.87)$$

f) Calcular el valor inicial o sumador (D), así:

$$D = \frac{P_1}{C} (F_1 - C) \quad (4.88)$$

4.5 TRABAJOS ESPECIALES

En esta parte como se explico al inicio del capitulo serán considerados todos aquellos trabajos que se realizan y que no pueden clasificarse como un tipo de medición para el área de las mediciones geotérmicas, debido a que no aportan información sobre la medición de alguna variable termodinámica de interés o la información es obtenida por otras áreas de la geotermia.

4.5.1 Pruebas de inducción o estimulación de pozos.

Después que un pozo se ha completado, usualmente se permite que este caliente por un cierto período de tiempo antes de intentar que este fluya. Este período típicamente es de dos semanas a dos meses dependiendo de la razón de subida de la temperatura, y algunas veces, de la urgencia que el pozo sea descargado. En cualquier caso, la meta final para cualquier campo geotérmico es tener sus pozos descargando, ya sea para probar su salida y encontrar sus características o para suministrar fluido para uso adicional. Las estrategias de exploración y desarrollo de estaciones de potencia son basadas en los datos disponibles obtenidos de las descargas de los pozos.

Antes de que se pueda hacer cualquier medida de flujo de un pozo geotérmico, se debe obviamente tener una descarga. Para muchos pozos esto no es problema. El cabezal está bajo presión y abriendo la válvula maestra del pozo se inicia la descarga del pozo. Este es el caso de los pozos del campo geotérmico de Ahuachapán.

Pero en algunos pozos, y prevalentemente en algunos campos como el Campo Geotérmico de Berlín, puede ser más difícil iniciar un flujo. Con las válvulas de control completamente abiertas el pozo puede permanecer con un nivel de agua alguna distancia abajo del cabezal, o el pozo puede tener una presión de gas en el cabezal, así que cuando

las válvulas de control son abiertas el gas es liberado pero el fluido ebullendo en lo más profundo del pozo no alcanza el cabezal.

Para entender porque un pozo es rehacio para fluir, primero consideraremos un pozo fluyendo. El pozo provee un conducto entre le nivel de producción y la superficie de la tierra. Cuando el pozo está fluyendo, este contiene una columna en ebullición, en la parte alta solamente. Esta columna es de una densidad menor que una columna de líquido, de tal manera que ahí puede ser presurizado el cabezal y bajar los niveles de producción.

Un pozo cerrado que no descarga espontáneamente contiene una columna de agua fría a alguna profundidad. Las temperaturas en la columna de agua normalmente reflejan las temperaturas en la formación en la sección cerrada del pozo y posiblemente temperaturas de flujo interno entre puntos de alimentación. Para crear una descarga se requiere fluido ebullendo en el pozo, y el problema de iniciar una descarga, es el problema de hacer que el agua ebullo. El agua fría debe por lo tanto ser removida y reemplazada por agua caliente, de tal manera que la ebullición pueda comenzar y el fluido pueda ser desplazado del pozo.

Ocasionalmente un pozo aunque en reposo, puede estar muy próximo a un punto de ebullición a alguna profundidad. Bajo tales circunstancias cualquier pequeño disturbio tal como tirar una piedra dentro del pozo o golpeando en el cabezal, puede iniciar la formación de burbujas y la descarga. Pero no es así en la mayoría de los casos.

Para estos existen otros métodos, que serán discutidos a continuación, y son los siguientes:

- 1- Presurización con aire
- 2- Elevación del aire
- 3- Inyección de fluido bifásico.
- 4- Inyección de nitrógeno

4.5.1.1 Presurización con aire.

La estimulación de aire comprimido (figura. 4.29) opera sobre la idea que el nivel de agua es empujado hacia abajo del pozo a un nivel de más alta temperatura en la cual la condición es equilibrada. Cuando la presión es liberada, el fluido haciende a su nivel original con una temperatura más alta y por lo tanto con más energía, y, si la relación temperatura/energía es suficiente, el agua continuará subiendo, flashando cuando se mueve hacia arriba, hasta que se obtiene una descarga (figura. 4.30).

Este método es usado donde la superficie del agua puede ser empujada a un nivel tal que la curva BPD del nivel de agua disminuida intersecte el perfil de temperatura estable del pozo. El aire es inyectado en el cabezal para bajar el nivel del agua en el

pozo. Una presión crítica es mantenida por algún tiempo para permitir que la temperatura del pozo se recupere. Abriendo de súbito las válvulas de control del cabezal se permite la descarga del aire comprimido, seguido por el fluido geotérmico ebulviendo si el procedimiento es exitoso. En la figura 4.31 se muestra esquemáticamente el mecanismo responsable. La presión estable cerrada es mostrada por ABC, con el correspondiente perfil de temperatura. En ninguna parte el perfil de temperatura excede las temperaturas BPD (curva XZ, dibujada del nivel de agua estable cerrado).

Cuando el pozo es presurizado con aire, resulta el perfil de presión DBC. Aquí la columna líquida ha sido empujada hacia abajo del pozo y sacada a la formación en los puntos de alimentación. Si imaginamos que el aire presurizado es liberado instantáneamente y B es reducido a presión atmosférica creando el perfil de presión B'C', la temperatura de ebullición en esta columna está entonces representada por el perfil BPD de la profundidad del nivel de agua disminuida mostrada como el perfil X'Y'Z'. Como se muestra las temperaturas exceden la ebullición sobre el intervalo Y'Z', por lo tanto el fluido en este segmento bullirá, si el exceso de temperatura es suficientemente grande y/o el segmento ebulviendo lo suficientemente grande, el líquido más frío sobre este será elevado fuera del pozo y la descarga comenzará. El mínimo requerimiento de este método es que el nivel de agua puede ser disminuida lo suficiente para asegurar que un segmento de la columna de agua ebullición cuando la presión es liberada.

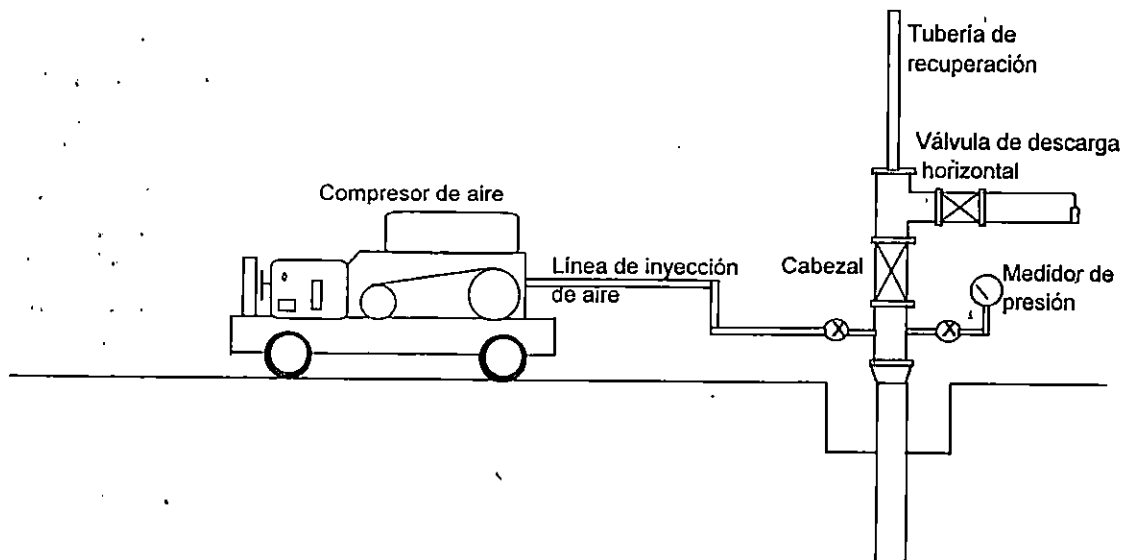
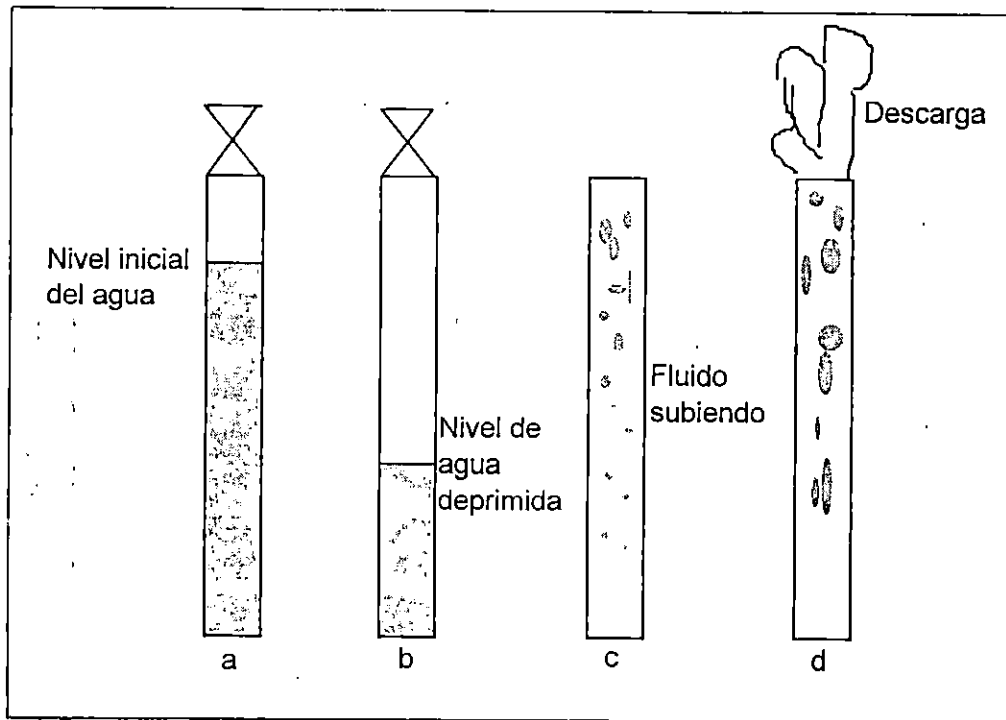


Figura 4.29 Instalación Mecánica para inducción por compresión con aire



- Condición estática previo a la estimulación del pozo
- El nivel del agua es deprimido durante la compresión de aire
- El fluido sube cuando la ebullición ocurre después de liberar la presión
- La descarga es exitosa cuando el fluido alcanza la superficie

Figura 4.30 Diagrama esquemático del proceso de estimulación por compresión de aire

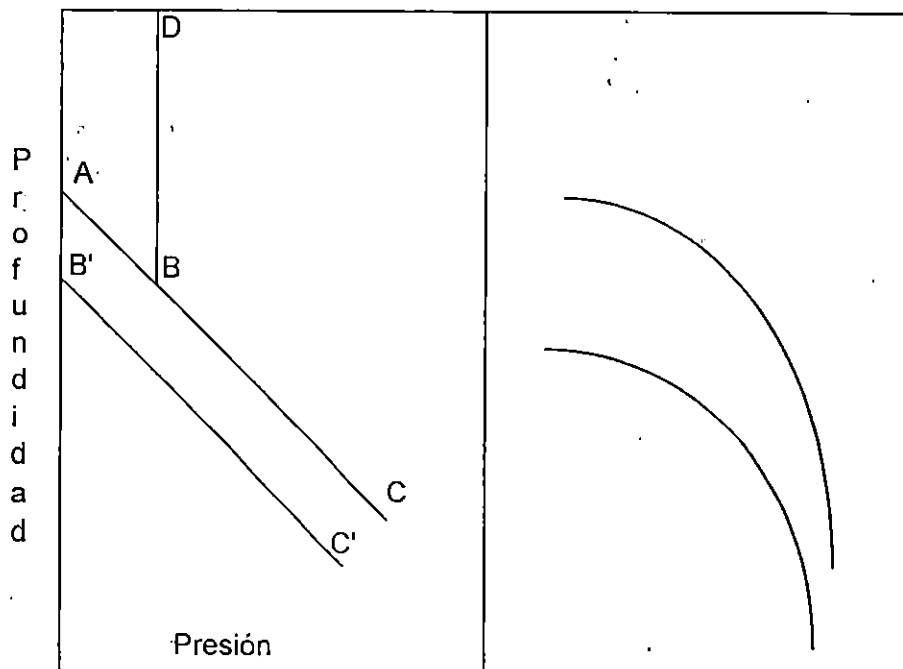


Figura 4.31 Perfil de un pozo presurizado con aire

Cuando el aire comprimido es liberado, el fluido en el pozo no se mantiene estático. La columna de fluido comenzará a moverse hacia arriba del pozo y el agua comenzará a fluir hacia adentro del pozo en el punto de alimentación. El nivel actual de ebullición será controlado por la temperatura alimentada y la cantidad de agua deprimida. Puede ser que no se presurice el pozo lo suficientemente para obtener el nivel de agua deseado. La presión disponible es limitada por la capacidad de la bomba, y de igual manera con las bombas de alta presión, el nivel de agua no puede disminuirse una vez se alcanza el primer punto de alimentación abajo de la zapata de la tubería, porque este punto de alimentación simplemente aceptará todo el aire inyectado.

Este método de iniciar una descarga tiene una desventaja en común con todos los métodos de inducción. La desventaja es que resultan altos esfuerzos en la tubería cementada debido a los rápidos cambios de temperatura. Este método trabaja satisfactoriamente para iniciar niveles de agua abajo de los 300 a 400 metros, pero para niveles de agua más profundos, el fluido ebullición surgiendo hacia arriba del pozo puede ser enfriado por la tubería que condensa el vapor y la descarga no alcanza la superficie.

4.5.1.2 Elevación con aire.

Como con cualquier pozo geotérmico, el flujo puede ser obtenido en pozos geotérmicos por elevación con aire. En este método es insertada tubería dentro del pozo a una profundidad apropiada y un gas elevador es iniciado por medio del bombeo de aire hacia abajo de la tubería.

Una torre será normalmente requerida para insertar y para remover (bajo presión) la tubería una vez el pozo ha comenzado a fluir. Para elevación con aire poco profundo puede usarse tubería de caucho. Esta puede rápidamente ser recobrada del pozo mientras el flujo es pequeño. La capacidad del compresor de aire usado limitará el sistema de elevación de aire. Por ejemplo, la máxima capacidad de un compresor de 250 cfm (0.1 m³/s) produciendo aire a 1 Mpa, limitará su uso a pozos con un nivel de agua estático menos de 200 m abajo del cabezal.

El resultado de la elevación por aire será producir un flujo de aire-agua en el cabezal. El fluido reemplazando fluirá hacia dentro del pozo en el punto de alimentación y previendo que tiene suficiente entalpía, ebullición en algún punto en el pozo iniciando una auto descarga. Si no hay una significativa disminución el nivel de ebullición inicial estará en el punto donde la temperatura del fluido de la formación intersecta una curva BPD abajo del nivel de agua estático.

Este método puede fallar si hay un punto de alimentación de agua fría en la parte alta del pozo.

4.5.1.3 Inyección de fluido bifásico.

Este método (figura 4.32) hace uso de fluido bifásico caliente (agua y vapor) ya sea de una caldera portátil o de un pozo vecino que fluye. El fluido es inyectado en el pozo a ser descargado, con ello se incrementa la temperatura de la columna de agua al mismo tiempo que se calienta la tubería de revestimiento superior, hasta que este alcanza un punto donde suficiente energía ha sido conseguida por el pozo para producir la descarga.

Para este tipo de inducción, es necesario primero realizar un estudio económico para considerar estimular un pozo usando un pozo vecino, lo cual significa tener que diseñar y construir una ruta de tubería entre los dos pozos, o instalar una caldera portátil y encontrar una buena fuente de alimentación capaz de dar un suministro continuo de vapor.

4.5.1.4 Inyección de nitrógeno.

En este método es inyectado nitrógeno líquido a través de un tubo de pequeño diámetro, ebulviendo en el pozo, y crea un gas de elevación para elevar el fluido del pozo. Es requerido mucho equipo especializado, y por lo tanto el método puede solamente ser usado donde compañías de servicio apropiado están disponibles. El principio es el mismo que la elevación por aire, pero el nitrógeno líquido es más fácilmente bombeado debido a su pequeño volumen.

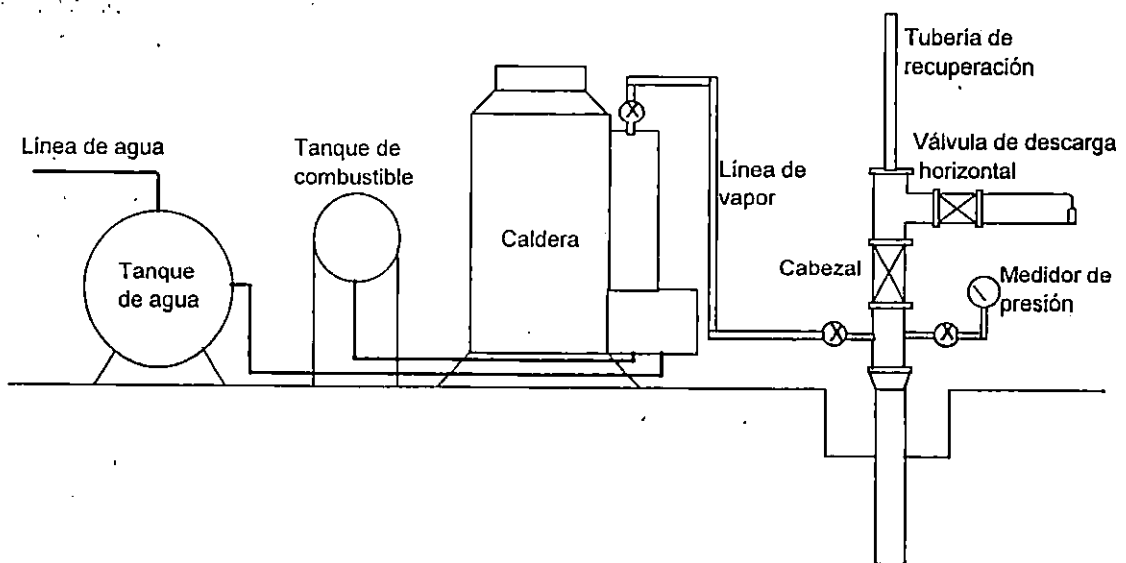


Figura 4.32 Instalación necesaria para inyección de fluido bifásico con caldera

Estos son cuatro métodos comúnmente empleados, pero en los campos geotérmicos del país se utilizan solo los primeros dos métodos. En el Campo Geotérmico de Berlín se emplea exclusivamente el método de presurización con aire y por lo tanto será el que se describirá su procedimiento en lo que sigue.

4.5.1.5 Procedimiento.

1. Se prepara la toma de presión en la cual se conectará el compresor
2. Se cierran todas la válvulas del árbol de cabezal del pozo
3. Se conecta el compresor a la toma de presión
4. Se inicia la presurización del pozo.
5. Alcanzado un cierto valor de presión, se revisa cuidadosamente cada una de las válvulas para detectar alguna fuga de aire. Generalmente lo que se hace es preparar agua jabonosa la cual se hecha a las válvulas y si se hacen burbujas es un indicativo de que la válvulas tienen fuga. Si alguna válvula resulta con fuga, se procede a ver de que manera se elimina esta fuga.
6. A medida que se inyecta aire al pozo, se van tomando los valores de presión del cabezal
7. Se deja de inyectar aire hasta que el compresor no pueda inyectar más aire (si no se tiene un conocimiento previo del pozo, con que presión puede inducirse), o hasta que se alcance la presión con la que se conoce de antemano que el pozo se induce, o hasta alcanzar una presión determinada en base a cálculos con la cual se establece un nivel del agua al cual se espera que al liberar la presión del pozo esta iniciará la ebullición.

4.5.2 Calibración de tubería del pozo.

La calibración de la tubería puede hacerse por diversos métodos que van desde los mas sencillos hasta los mas complejos que utilizan alta tecnología. El uso de ellos dependerá de los resultados que se pretendan o el grado de exactitud de la calibración que se requiera.

Los métodos frecuentemente utilizados son:

- 1- Calibración con esferas.
- 2- Registros eléctricos.

Este tipo de medición se efectúa persiguiendo los objetivos que se mencionan en seguida.

4.5.2.1 Objetivos.

- Verificar que el pozo se encuentre libre de obstrucciones.
- Que la tubería no se encuentra colapsada.
- El estado de la tubería de revestimiento del pozo.

4.5.2.2 Calibración con esferas.

Este tipo de calibración generalmente se realiza después que un pozo que no se encuentra en producción se somete a una prueba de producción, para verificar si no sucedió colapso de la tubería (debido al sometimiento de la tubería a esfuerzos) o quedo material atrapado en algún punto a lo largo de la tubería. Las corridas de registros de calibración de pozos se efectúan de la siguiente manera:

1. Verificar la terminación del pozo
2. Seleccionar el diámetro de las esferas que se utilizaran de acuerdo con los antecedentes.
3. Instalar la pluma con su correspondiente polea para ayudar a la instalación de los equipos
4. Una vez que se tiene la brida y el lubricador acoplados al árbol sobre la válvula maestra, se procede a elaborar el nudo del amarre del soquet para conectar la barra de contrapeso con el globo seleccionado en el otro extremo de esta.
5. Para sujetar al globo con la barra se hace pasar un tornillo sobre los barrenos hechos tanto en la barra como en dos coples que lleva este en sus polos.
6. Recuperar cable hasta que penetra el globo en la brida y lubricador.
7. Girar la brida hasta que se encuentre sobre la brida superior de la válvula de operación.
8. Apretar pernos.
9. Cerrar purga de brida-lubricador.
10. Abrir válvula maestra.
11. Bajar lentamente haciendo estaciones a diferentes profundidades, cuidando en todo momento una posible localización de obstrucción.
12. Al localizar una obstrucción, o llegar a la terminación de la tubería subir lentamente.
13. Tener las mismas precauciones al subir como al cerrar la válvula de operación que en el registro de presión y temperatura.
14. Abrir la purga de la brida-lubricador
15. Aflojar los pernos
16. Girar la brida-lubricador
17. Aflojar el alambre para sacar la barra de calibración
18. Verificar si el globo salió dañado y quitarlo, tomando nota de todo lo observado.
19. Todo el procedimiento anterior se repite cuando se cambia la esfera, para calibrar otro tamaño de tubería

Nota: En pozos que no poseen presión de cabezal, la tubería de recuperación no es necesario. En este caso solamente se utiliza la pluma y el lubricador con el pozo totalmente abierto a la atmósfera.

4.5.3 Muestreo profundo en pozos.

El muestreo profundo se emplea para recolectar muestras de fluido de la subsuperficie. Con estos muestreos se recolecta agua y gas a profundidades seleccionadas, utilizando muestreadores especialmente diseñados para estas operaciones. Estos instrumentos son los muestreadores Kuster y el muestreador Klyen. El más utilizado en nuestros campos geotérmicos y que proporciona mejores resultados es el muestreador Klyen, el cual puede operar a temperaturas superiores a los 300°C y presiones de 22400 Kpa. Este equipo está constituido por un recipiente muestreador que está fijado a la parte inferior con una válvula de expulsión, la cual está normalmente cerrada y una válvula de flujo hacia adentro con no retorno en la parte superior. Un tubo pyrex quebrable es localizado arriba y sellado en serie con la válvula de no retorno. El recipiente muestreador está sellado contra presión externa y para muestreo de gases podría ser evacuado a través de la válvula de expulsión. Un mecanismo inercial es provisto para activar el martillo que quiebra el pyrex a la profundidad deseada rompiendo el sello en el recipiente muestreador.

Para determinar las profundidades de interés a muestrear en cada pozo se toma en cuenta la información obtenida durante la perforación y la recuperación térmica.

El procedimiento para introducir el elemento al pozo es igual que para los registros de presión y temperatura. En la estación de muestreo, el cable suspendido es sacudido de tal manera que activa el mecanismo de inercia rompiendo el tubo pyrex. La válvula de no retorno es abierta por la presión del fluido geotérmico el cual penetra en el recipiente. El equipo es recuperado del pozo y enfriado si es necesario, para prevenir que la muestra presurizada ebulle cuando la válvula de expulsión es abierta. Se toma la muestra en un recipiente plástico

Antes de efectuar un muestreo profundo en un pozo se recomienda lo siguiente:

1. Determinar antes del muestreo las condiciones de presión y temperatura para un adecuado programa de muestreo.
2. Hacer un registro en el pozo con una barra de peso para determinar la limpieza del agujero para localizar cualquier obstrucción.
3. La cantidad de muestra (Volumen) puede variar dependiendo de la presión y la temperatura del fluido. Si la presión del agua-vapor está cerca de la presión hidrostática, se obtendrá una pequeña cantidad de muestra.

4. Bajo condiciones de alta presión y temperatura, el gas en la cámara en el instante del muestreo estará en forma de solución en la muestra líquida o en un estado comprimido.
5. Puede dar lugar a contaminación si en una zona profunda es encontrada una presión mayor que la contenida en el muestreador.

4.5.3.1 Procedimiento cuando se utiliza el muestreador KUSTER

1. Quitar la punta de la cámara de muestreo.
2. Sacar la válvula y la espada, ambas ensambladas.
3. Chequear todos los O-RINGS, reemplazándolos si están estirados o rotos.
4. Chequear la malla de entrada, limpiarla si es necesario,
5. Reemplazar el diafragma.
6. Chequear el resorte superior e inferior de la válvula para su libre acción
7. Limpiar totalmente todo lo que se requiera.
8. Lubricar todas las roscas.
9. Ensamblar el equipo con las llaves requeridas por el equipo.
10. Chequee y reemplace el O-RING de la válvula de admisión si es necesario.
11. quitar el compartimiento del reloj.
12. Activar el mecanismo de apertura del recipiente para toma de la muestra.
13. Programar el reloj, colocarlo en el compartimiento y ensamblar con las respectivas llaves.
14. Engrilletar el equipo al malacate.
15. Introduzca el muestreador en el pozo a la profundidad requerida.
16. Esperar el tiempo programado en el reloj más 10 minutos para coleccionar la muestra, luego sacar el equipo.
17. Enfriar con agua el muestreador en donde fuera necesario.
18. Quitar el compartimiento del reloj y colocar el reloj en su caja.
19. Instalar el extractor y romper el diafragma para extraer la muestra.
20. Desarmar todo el mecanismo y limpiar el interior.
21. Aplicar lubricante 930AA en todas las roscas.

4.5.3.2 Procedimiento utilizando el muestreador KLYEN.

1. Quitar la caperuza (E) de la punta
2. Cerrar la válvula (D)
3. Colocar nuevamente la caperuza.
4. Quitar la válvula de ensamble (B)
5. Chequear las partes (B1), (B3), (B4), (B5) y (B6)
6. Colocar las partes (B3), (B4), (B5) y (B6)
7. Montar sobre el recipiente (C) las partes (B3), (B4) y (B6)
8. Engrase ligeramente el sello (B3)

9. Colocar la laminita sello (B2)
10. Fijar el mecanismo de inercia
11. Atomillar la tapa de comprensión
12. Engrilletar el muestreador al cable del malacate
13. Introducir el muestreador en el pozo a la profundidad requerida
14. Activar el mecanismo de inercia, agitando el cable del malacate
15. Sacar el muestreador después de 10 minutos
16. Enfriar con agua el muestreador en la sección de la cámara de muestra
17. Aferrar horizontalmente el muestreador
18. Quitar la caperuza
19. Quitar el mecanismo de inercia (A)
20. Inclinar el recipiente, más arriba de la válvula (D)
21. Purgar la presión residual a través de la válvula (D)
22. Cierre la válvula (D)
23. Aflojar la Válvula (B)
24. Mantener verticalmente el recipiente y trasladar la muestra al frasco
25. Quitar la válvula (B)
26. Abrir la válvula (D)
27. Recibir la muestra en el frasco

Limpiar totalmente el equipo y ensamblar nuevamente para el próximo muestreo.

CONCLUSIONES CAPITULO IV

1. Con los temas tratados en este capítulo, se cubre totalmente las mediciones efectuadas a los pozos en la etapa de explotación, aunque se realizan mediciones con nombres especiales pero son una combinación de las mediciones aquí tratadas.
2. En este capítulo se recopila la mayor parte de la experiencia de los trabajadores del campo, puesto que los procedimientos para realizar las mediciones se han descrito tal y como se realizan por la observación directa realizada, y las precauciones y cuidados que se mencionan son las que expresaron los trabajadores de acuerdo a su experiencia.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- R Bodvarson, G. S and Witherpoom, P. A. Geothermal Reservoir Engineering Part I. Estados Unidos: Publicaciones Gordon and Breach S. A., 1989.
- R Bolton, R. S. Reporte: A Commentary on Well Measurement and Measurement programmes. San Salvador, 1971.
- R Campos Villafuerte, Tomas. Reporte: Indices de Inyectividad en el Campo Geotérmico de Ahuachapán. San Salvador, 1980.
- R Dowdle, W. L. and Cobb, W. M. Paper: Static Formation Temperature from Well Logs- An Empirical method. Society of Petroleum Engineers of AIME.
- R Escobar Bruno, Carlos A. Reporte: Reservoir Engineering at Ahuachapán. Geothermal Institute University of Auckland, 1985.
- R Gonzales, V y Villalobos, Catalina. Manual de Procedimientos Geotérmicos. Instituto Costarricense de Electricidad. San José, 1994.
- R Grant, Malcolm A.; Donaldson, Ian G. and Bixley, Paul. Geothermal Reservoir Engineering. United Kingdom: Academic Press, Inc. Ltd.
- R Hernández, José Miguel. Cálculos en Pruebas de Producción Campo Geotérmico de Ahuachapán. Ahuachapán, 1990.
- R James, Russel. Paper: Power Potential of Initial Bore Discharge. Chemistry Division DSIR, Wairakei.
- R Menzies, A. J. Paper: Static Formation Temperature Test and Evaluation. KRTÁ(Geothermal)/PNOC-EDC.
- R Miranda M., Carlos. Reporte: Terminación de Pozos Geotérmicos. Los Azufres, México.
- R O'Sullivan, Michael J. and McKibbin, Robert. Geothermal Reservoir Engineering. University of Auckland, 1988.
- R Roux, Brian; Sanyal, Subik K. and Brown, Susan L. Paper: An Improved Approach to Estimating True Reservoir Temperature from Transient Temperature Data. Society of Petroleum Engineers of AIME.

CAPITULO V

ANALISIS E INTERPRETACION DE DATOS GEOTERMICOS

Introducción

La presentación final de los resultados obtenidos en las mediciones geotérmicas es en la mayoría de los casos en forma gráfica, y es sobre las cuales se realiza la interpretación de resultados, por lo tanto en este capítulo, se presenta una serie de gráficas con su respectivo interpretación.

Se han clasificado en interpretación de registros de temperatura y en interpretación de registros de presión. Algunas de las gráficas aquí mostradas se han obtenido de datos del campo geotérmico de Berlín y otros de datos provenientes de otros campos geotérmicas del mundo mayormente de Italia y Nueva Zelandia, por no contarse en el país con datos que muestren los fenómenos que pueden presentarse en un registro. Esto es debido a que no todos los campos geotérmicos del mundo son de igual naturaleza y algunos fenómenos que hasta la fecha se conocen son particulares de un campo geotérmico, pero que son una fuente valiosa de información y conocimiento

5.0 VALIDACION DE RESULTADOS

Para validar correctamente los datos obtenidos, se debe de tomar en cuenta los siguientes consideraciones:

1. Que el elemento que se utilice para realizar la medición se encuentre en perfecto estado de funcionamiento y bien calibrado.
2. Para traducir las lecturas obtenidas de los elementos se utilicen las tablas de conversión adecuadas.
3. El procedimiento seguido para efectuar la medición.
4. Tener un conocimiento previo del comportamiento del pozo.

5.1 INTERPRETACION DE RESULTADOS

En esta parte se presenta una interpretación de algunos registros que se han realizado en pozos tanto de los campos geotérmicos del país como de otros países y a través de los cuales se puede conocer y aprender como dar una adecuada interpretación de los datos y gráficas obtenidos en las mediciones que se realizan en nuestros campos geotérmicos. Para cada tipo de medición se presenta su respectivo análisis e interpretación.

5.1.1 Pruebas de inyectividad.

En esta prueba el resultado que se obtiene es un perfil de presión para cada uno de los flujos inyectados. La forma de este perfil es como el que se muestra en la figura 5.1. Con el dato de presión estabilizada para cada uno de los flujos inyectados se puede trazar una gráfica que presenta segmentos de recta de la cual se puede obtener el índice de inyectividad del pozo. Esta gráfica es como la que se muestra en la figura 5.2. El índice de inyectividad se encuentra como la pendiente del último segmento de la gráfica, que en este ejemplo es de 4.65 Lts/s barg.

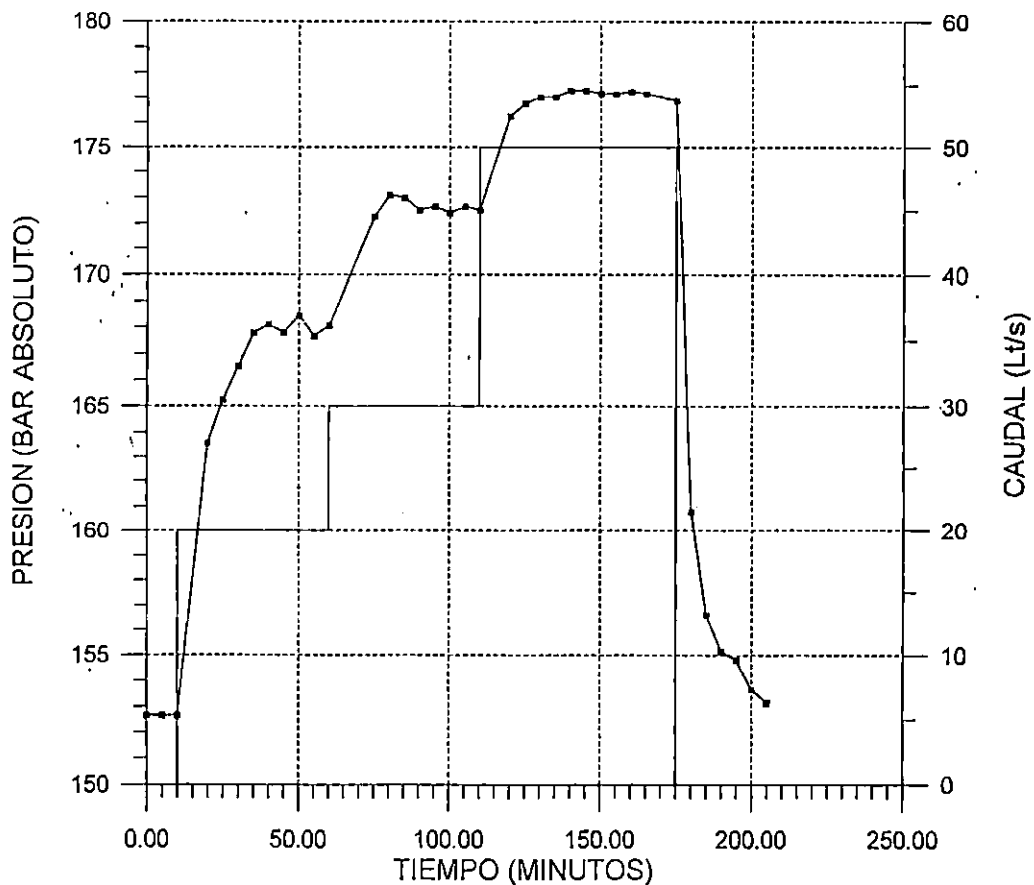


Figura 5.1 Prueba de Inyectividad pozo TR-14 (Berlín)

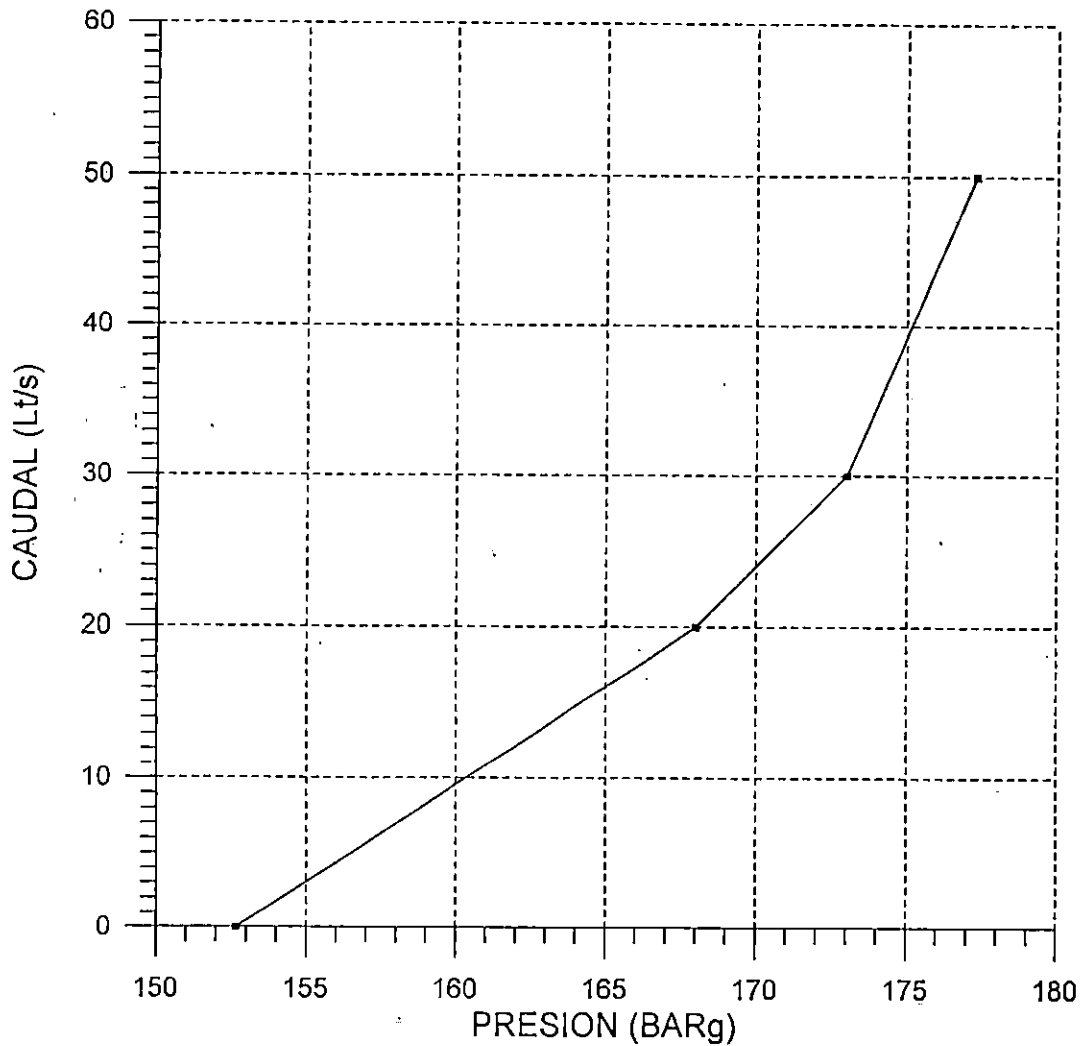


Figura 5.2 Grafica para calcular indice de inyektividad prueba en pozo TR-14.

5.1.2 Interpretación de registros de temperatura.

En esta parte veremos varios registros de temperatura y sus interpretaciones. Primeramente recuerde que los registros de temperatura raramente muestran la temperatura real de las rocas que rodean el pozo, el registro de temperatura muestra la temperatura dentro del pozo y el valor registrado no necesariamente es el de las rocas circundantes. Como muestra la figura 5.3, la temperatura usualmente incrementa con la profundidad, pero realmente pueden ocurrir diferentes perfiles. Examinaremos esos tipos de perfiles de temperatura y veremos lo que ellos pueden decirnos.

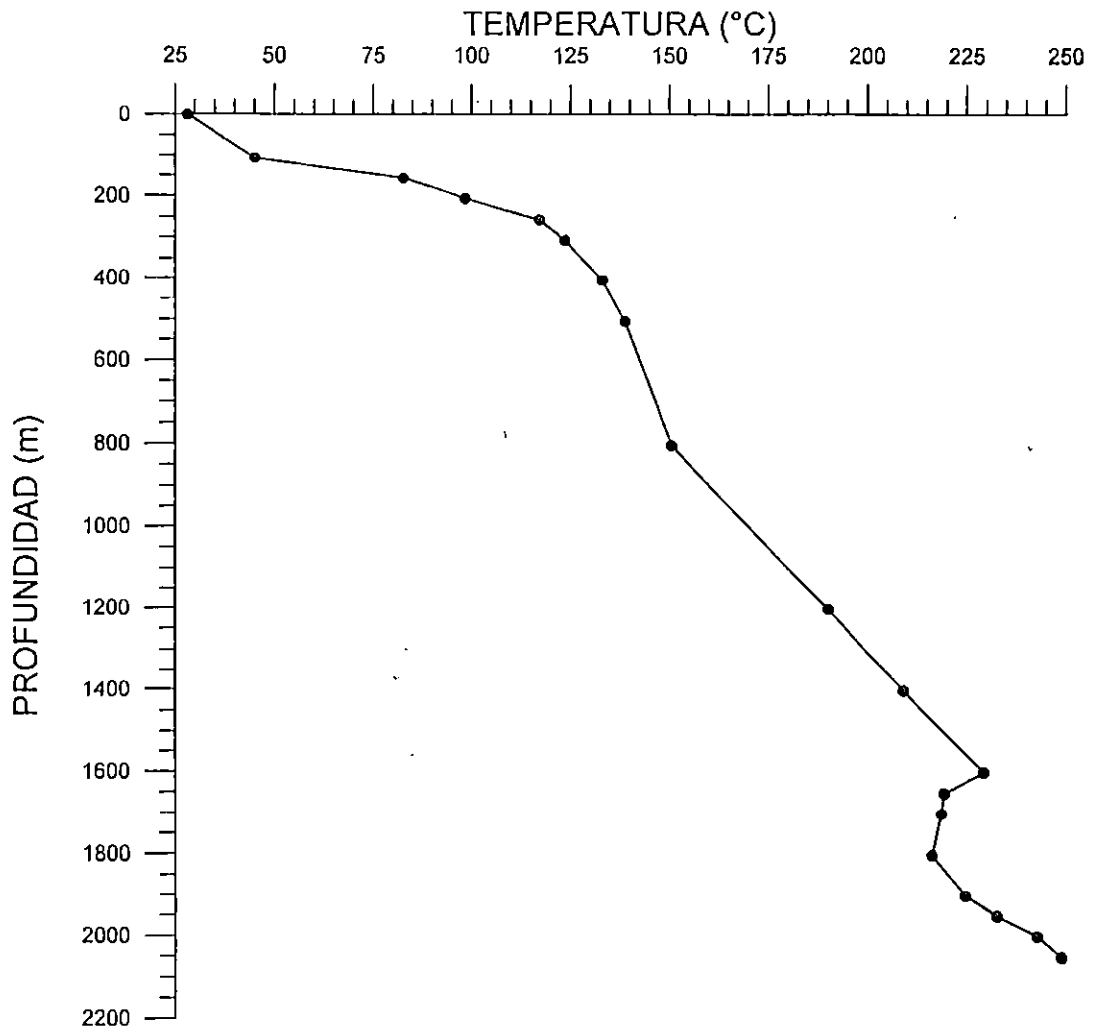


Figura 5.3 Registro de temperatura en pozo TR-14 (Berlín) a 168.8 horas de recuperación.

5.1.2.1 Localización de acuíferos.

Durante la perforación la circulación de fluidos cambia la temperatura considerablemente. Si la circulación se detiene los disturbios comenzaran a desaparecer, pero aunque el pozo se mantenga libre de circulación por un largo tiempo no hay garantía que todos los disturbios desaparecerán. Los disturbios causados por la circulación, inyección de agua y otras operaciones de transferencia de calor dan por otro lado valiosa información sobre la localización de entradas de agua y zonas de pérdida de circulación. En la figura 5.4 se muestran cuatro ejemplos de perfiles de temperatura para un pozo con tres acuíferos. Para cada ejemplo se usa un perfil de temperatura lineal de la roca como referencia. Ambos casos A y B pueden observarse

en los pozos durante la inyección, dependiendo de si el fluido inyectado es perdido en los acuíferos o si hay una entrada de fluido adicional en alguno de los acuíferos. Una zona de pérdida de fluido se puede observar en el registro de temperatura como un cambio en el gradiente de temperatura, mientras que la entrada de fluido aparecen como un salto discontinuo en la temperatura misma. Una cantidad estimada de la cantidad de fluido perdido o ganado en el acuífero es posible si el flujo de calor a través de las paredes del pozo pueden ser consideradas constantes en todo el pozo (el flujo de calor junto con el flujo definen el gradiente de temperatura entre dos zonas de pérdida) o si la temperatura original del fluido entrando al pozo en un acuífero es conocida.

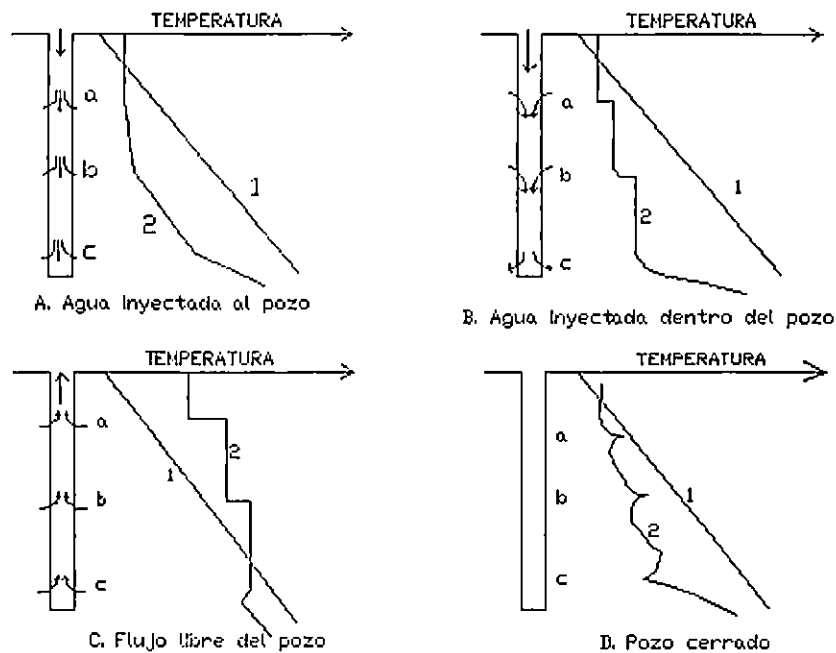


Figura 5.4 Perfiles de temperatura de pozo con tres acuíferos.

En caso de una entrada de fluido, vea figuras 5.5 y 5.6, el flujo hacia adentro del pozo "q" a una temperatura T_1 es dada por la formula:

$$q = Q_0 \frac{T - T_0}{T_1 - T_0}$$

donde Q_0 y T_0 representan el flujo y la temperatura arriba de la entrada al acuífero respectivamente, y T es la temperatura abajo del acuífero.

En el caso B en la figura 5.4 se debe notar que la entrada de flujo en el acuífero "a" y "b" no parará inmediatamente y la recuperación térmica será gobernada por el flujo entre acuíferos al menos al comienzo del período de calentamiento.

La ecuación de arriba también se aplica a flujo libre de un pozo (caso C y figura 5.4) si las palabras abajo y arriba son intercambiadas en la definición de T y T_0 , Q_0). El disturbio de temperatura abajo del acuífero más profundo en 5.4c desaparecerá durante la recuperación y la temperatura tenderá hacia la temperatura verdadera de la roca.

Finalmente la figura 5.4d muestra que los acuíferos pueden visualizarse en el perfil de temperatura de un pozo cerrado, libre de flujo de fluidos, como una anomalía positiva o negativa en el registro de temperatura.

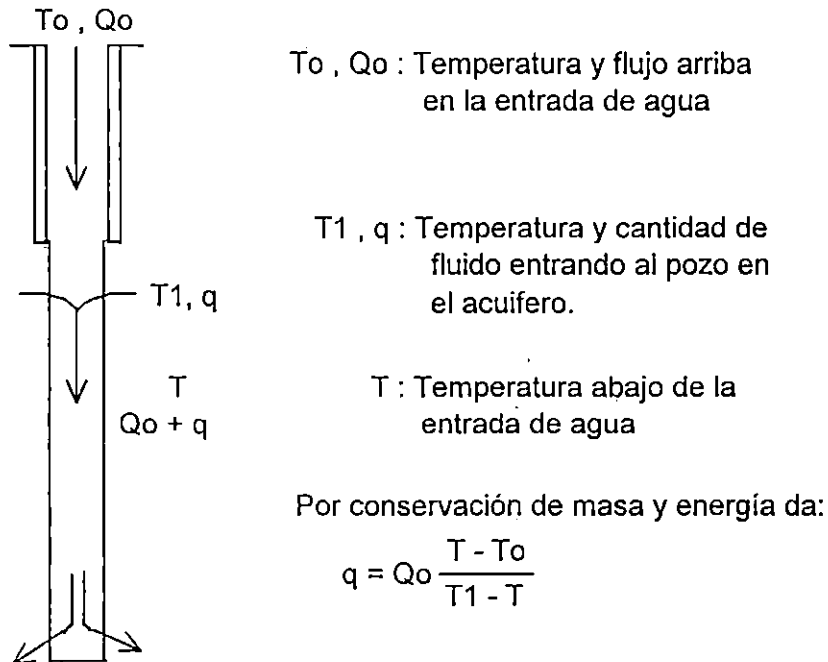


Figura 5.5 Esquema mostrando una entrada de agua en el pozo durante la inyección.

La localización de los acuíferos es de interés general en la investigación geotérmica. La localización de zonas de pérdida junto con la cantidad de pérdida de fluido, durante la perforación, es una medida cruda del éxito de la operación de perforación, y puede en algunos casos determinar la profundidad final del pozo.

Los acuíferos también son de interés, cuando se prefiere cementar todas las zonas de pérdidas principales antes que la tubería de revestimiento sea introducida en el pozo y cementada. Esto se hace para minimizar el riesgo de mala cementación de la tubería.

Aunque el uso de los registros de temperatura durante la perforación hasta ahora solo se han mencionado como una herramienta para localizar acuíferos, la temperatura misma puede ser de interés, como se muestra en los dos ejemplos siguientes.

1. El lubricante usado en perforaciones ordinarias en ciertos tramos no puede permanecer a altas temperaturas del orden de 100 a 150°C. Si el pozo no puede ser enfriado por inyección de agua fría (por ejemplo después de la cementación de la tubería) un registro de temperatura mostrará a que profundidad en el pozo es seguro introducir el barreno. Antes de esto es necesario lentamente bajar e iniciar la circulación de agua fría para proteger el barreno.
2. Las válvulas del preventor de explosiones no pueden ser aplicadas para uno o dos días durante la introducción de una tubería de revestimiento o ranurada dentro del pozo. Aquí hay un riesgo potencial de explosión. Si la respuesta de temperatura del pozo es estudiada antes que la sarta del barreno se saque del pozo, el riesgo de reventón durante la operación de revestimiento puede ser estimada.

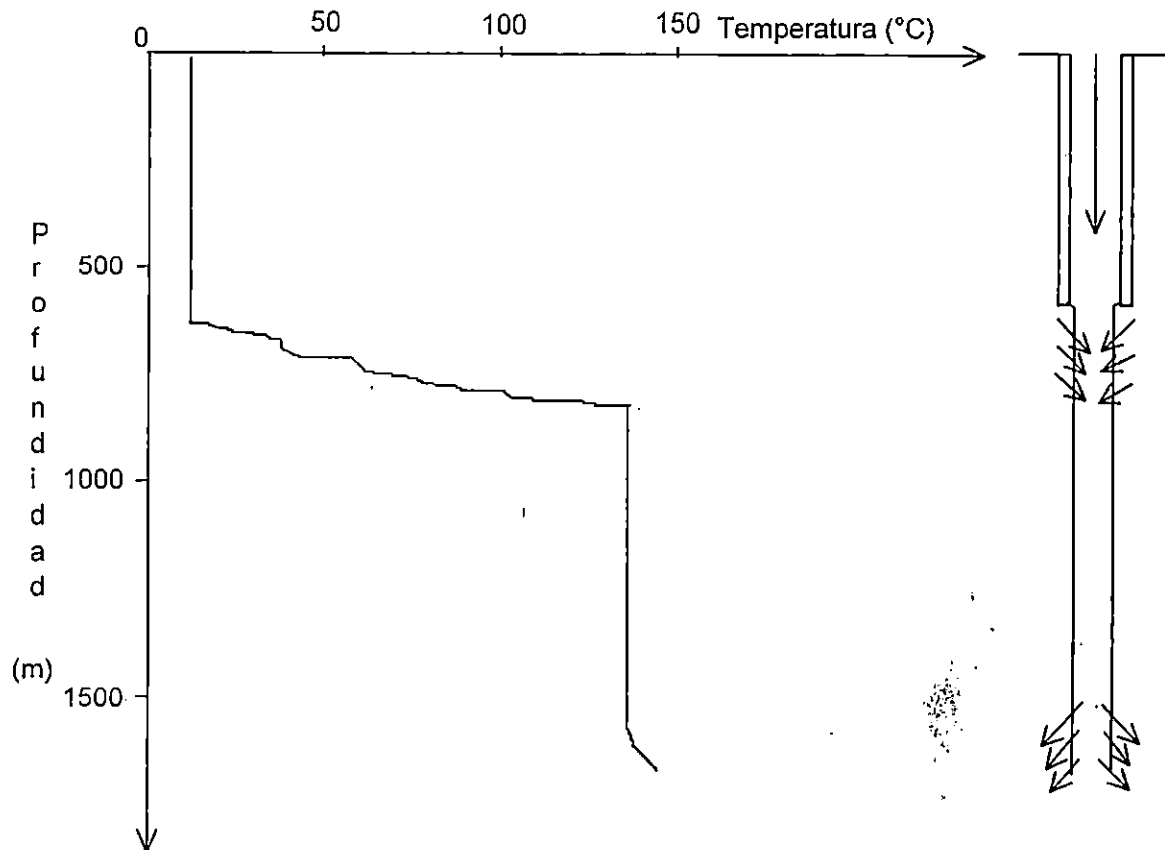


Figura 5.6 Perfil de temperatura medido durante la inyección en pozo SG-7 en Svartsengi, Islandia

La figura 5.7 muestra dos registros dinámicos de temperatura del pozo TR-14 realizados al final de la perforación, para ubicar la zona de absorción o aporte de

fluidos del pozo, en la cual se observa que esta se localiza de los 1900 a 2000 metros de profundidad.

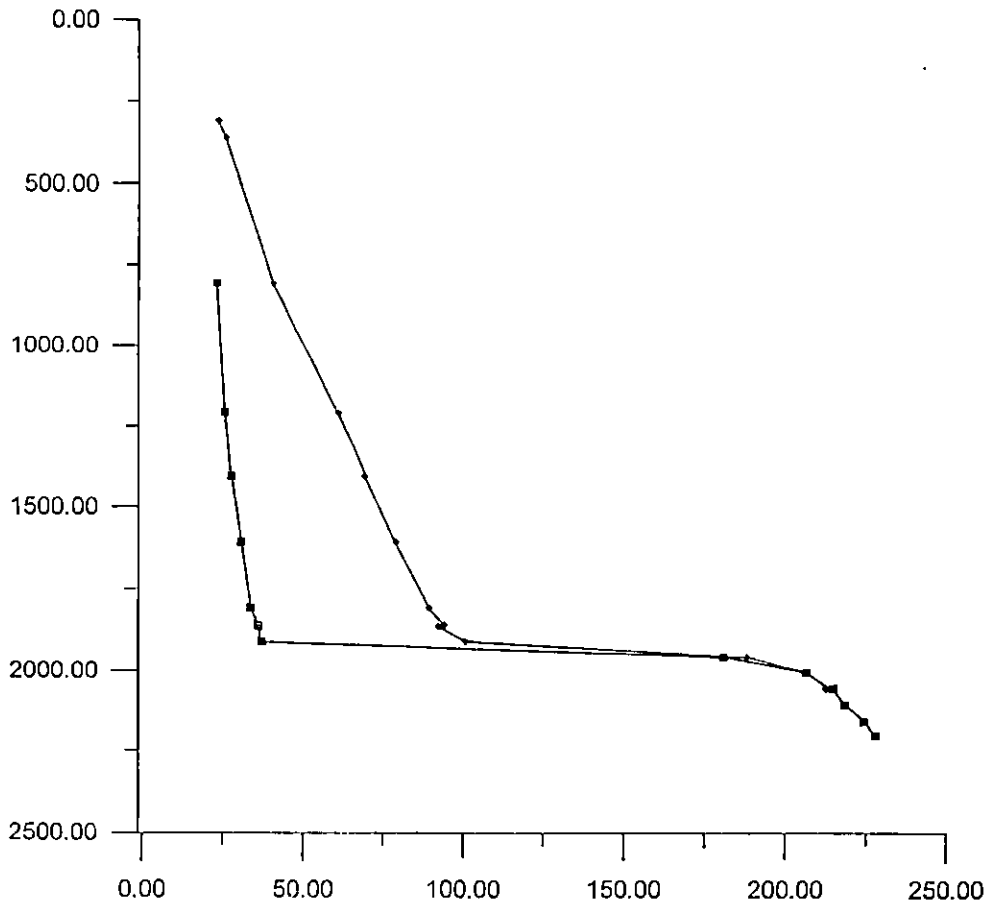


Figura 5.7 Registros dinámicos de temperatura de pozo TR-14.

5.1.2.2 Gradiente constante de temperatura.

Este tipo de registro de temperatura es probablemente y globalmente el más común perfil de temperatura que se mide, vea figura 5.8. Tales perfiles de temperatura son interpretados como el resultado de conducción de calor en la corteza, y que ese flujo de calor es gobernado por la conducción de calor solamente. El flujo de calor entonces sigue la ecuación:

$$Q = k \frac{\Delta T}{\Delta Z}$$

Como la conductividad térmica k de la roca es bastante constante, la temperatura será una función lineal de la profundidad:

$$T = T_0 + \alpha Z$$

Donde
Q= Flujo de calor
T= Temperatura
T₀ = Temperatura media anual en la superficie
Z= Profundidad
 α = Gradiente de temperatura
k = Conductividad térmica

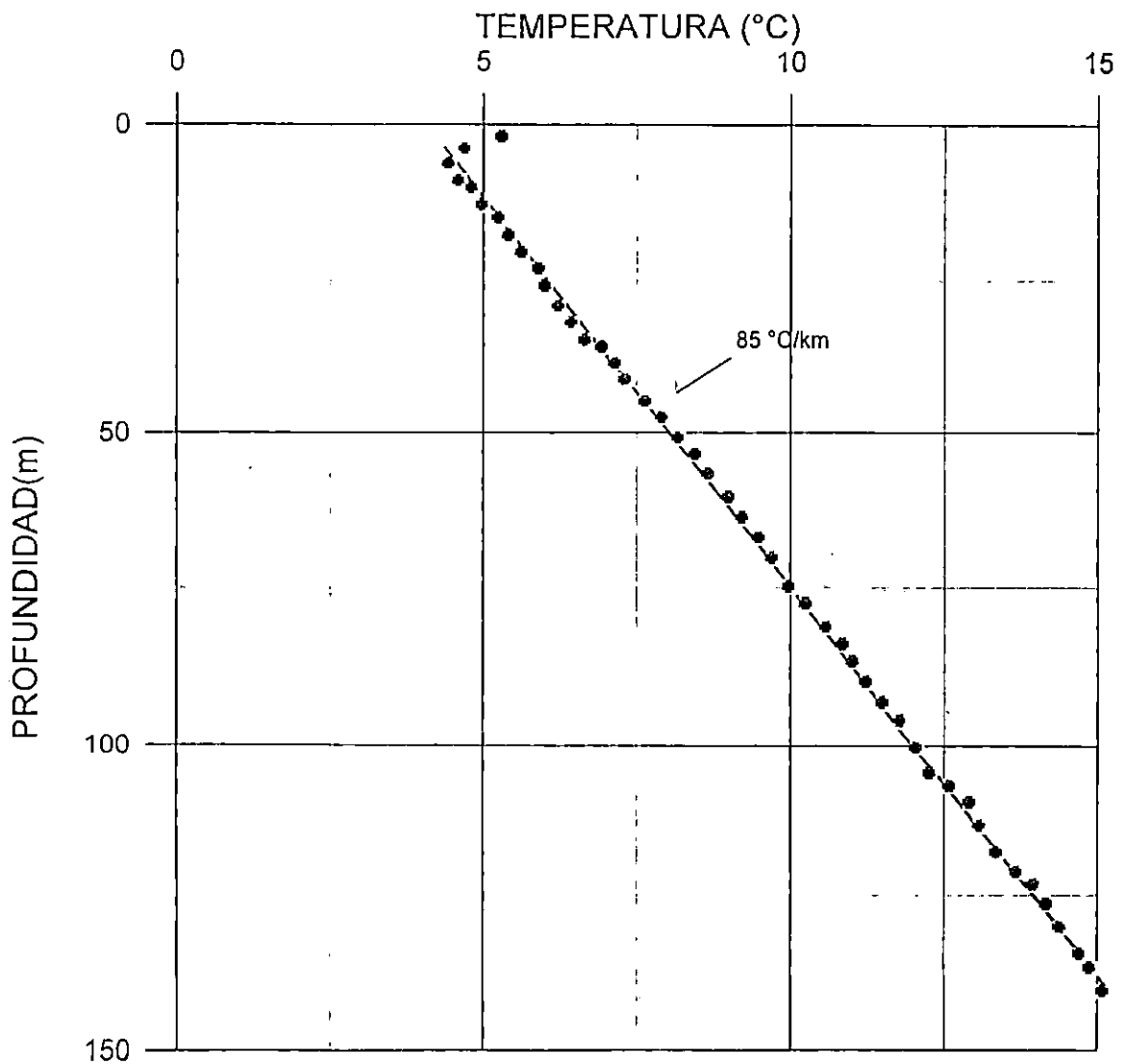


Figura 5.8 Registro de temperatura en el sudeste de Islandia, pozo No 58.

Para usar el gradiente de temperatura para estimar el flujo de calor, la conductividad térmica k debe ser conocida. La mayoría de valores de flujo de calor para el fondo del océano son calculados de perfiles de temperatura y datos de fondo

El flujo de calor o anomalías en el gradiente de temperatura se han usado por largo tiempo en la exploración de recursos geotérmicos. En el este de Islandia fue perforado un pozo profundo en 1978, y se encontró que el perfil de temperatura siguió el patrón mostrado en la figura 5.9. De estos registro de temperatura esta claro que el flujo de calor en el área es controlado por conducción de calor solamente antes de los 600 m de profundidad. Abajo de ese nivel el perfil de temperatura es no lineal con un relativo bajo gradiente promedio. Por lo tanto el flujo de calor abajo de los 600 m debe ser gobernado por flujo de agua caliente vertical y no por conducción. Este flujo de agua también explica el flujo de calor análogo en -el área, como demuestra la figura 5.10.

Por lo tanto, es bastante natural asumir que el gradiente de temperatura anómalo o valor de flujo de calor son debido a flujo de agua vertical en la parte alta de la corteza. Estas anomalías pueden ser más grandes o más bajas que los valores regionales. La figura 5.9 muestra el efecto general de circulación de agua en el gradiente de temperatura medido cerca de la superficie.

Adicionalmente, se puede mencionar que valores de flujo de calor bajos en anomalías locales medidas en cordilleras medio oceánicas son interpretadas como regiones de flujo descendente de sistemas hidrotermales en el piso del océano.

5.1.2.3 Periodo de calentamiento

Como el pozo y las rocas circundantes son enfriadas durante la perforación, el pozo toma algún tiempo para recuperar su temperatura inicial. Esto depende de las propiedades del pozo si el acuífero calienta más rápidamente que las rocas secas parte del pozo.

Cuando un pozo no esta fluyendo los acuíferos usualmente calientan más lentamente que el resto del pozo. Si por otro lado, existe un fluido en movimiento o en ebullición en el pozo, puede ocurrir fácilmente la situación inversa. En la figura 5.11 se muestra un ejemplo de un pozo donde los acuíferos a 290 m y a 450 m de profundidad calientan más rápidamente que la parte baja del pozo. El pozo esta fluyendo y la temperatura arriba de los acuíferos es disturbada por el flujo de agua.

Cuando no hay flujo en el pozo los acuíferos usualmente calientan más lentamente que la roca impermeable. Este comportamiento es explicado por la penetración de fluido circulante, durante la perforación, en los acuíferos (más permeables) causando más enfriamiento efectivo allí que en las rocas impermeables. Previendo que agua fría no fluirá de regreso dentro del pozo, el calor en la roca circundante es necesario para

calentar el agua fría. Por lo tanto los acuíferos calientan más lentamente que la roca impermeable.

Si al pozo en la figura 5.11 se les hubiera permitido una estabilización antes que se corriera un registro de temperatura, habría hecho mucho más difícil localizar los acuíferos.

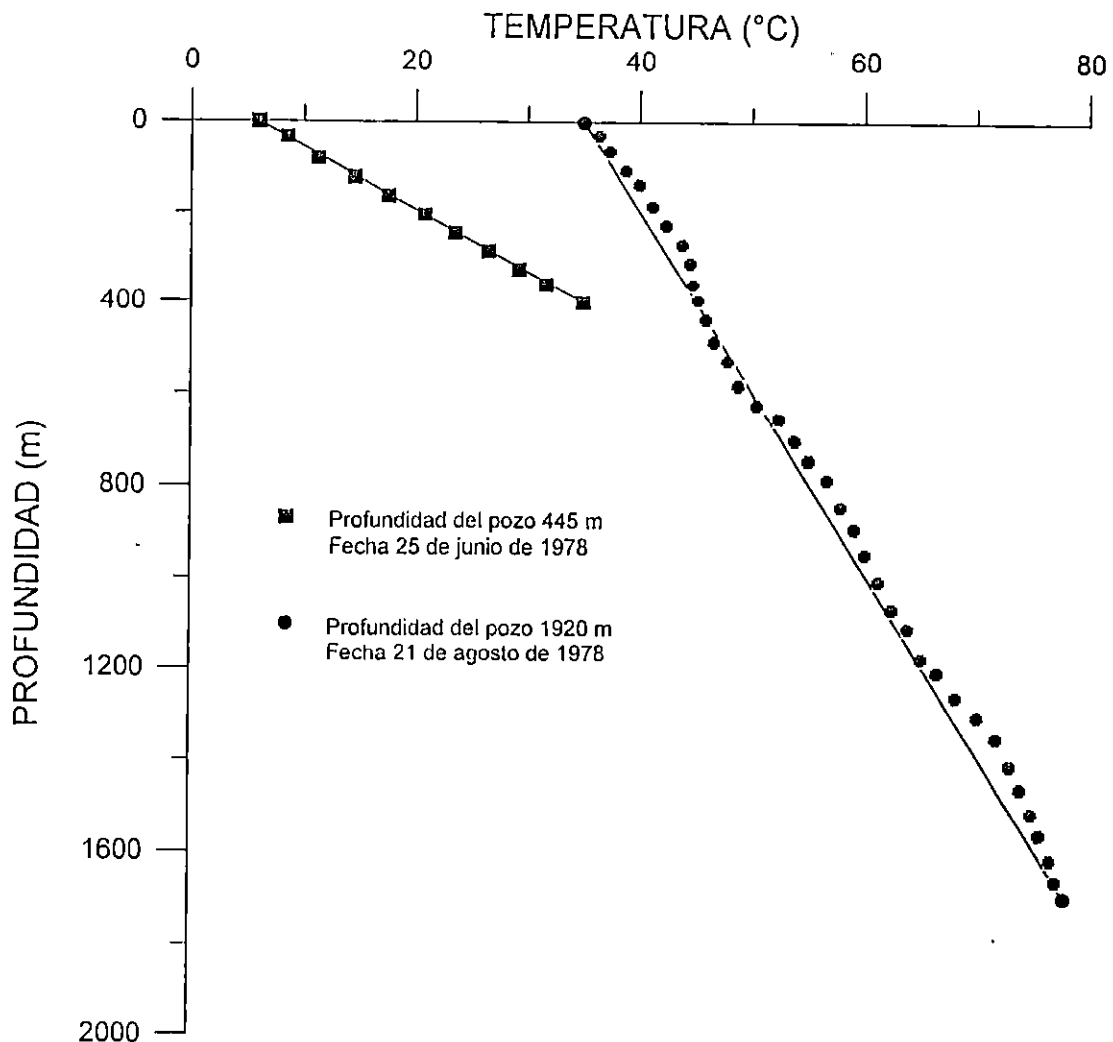


Figura 5.9 Perfiles de temperatura en el pozo IDR en Reyðarfjörður en Islandia.

Este es un ejemplo del uso de los registros de temperatura en diferentes tiempos para obtener información en los sistemas geotérmicos estudiados.

Un asunto relacionado es la determinación de la temperatura de las rocas en el fondo del pozo durante la perforación. Muchos métodos han sido sugeridos, pero todos sufren de desventajas por el tiempo de observación de la recuperación, que es usualmente inaceptable que sea largo por el costo riguroso que implica. Este tema puede verse en el capítulo anterior en Determinación de la Temperatura estática de la Formación.

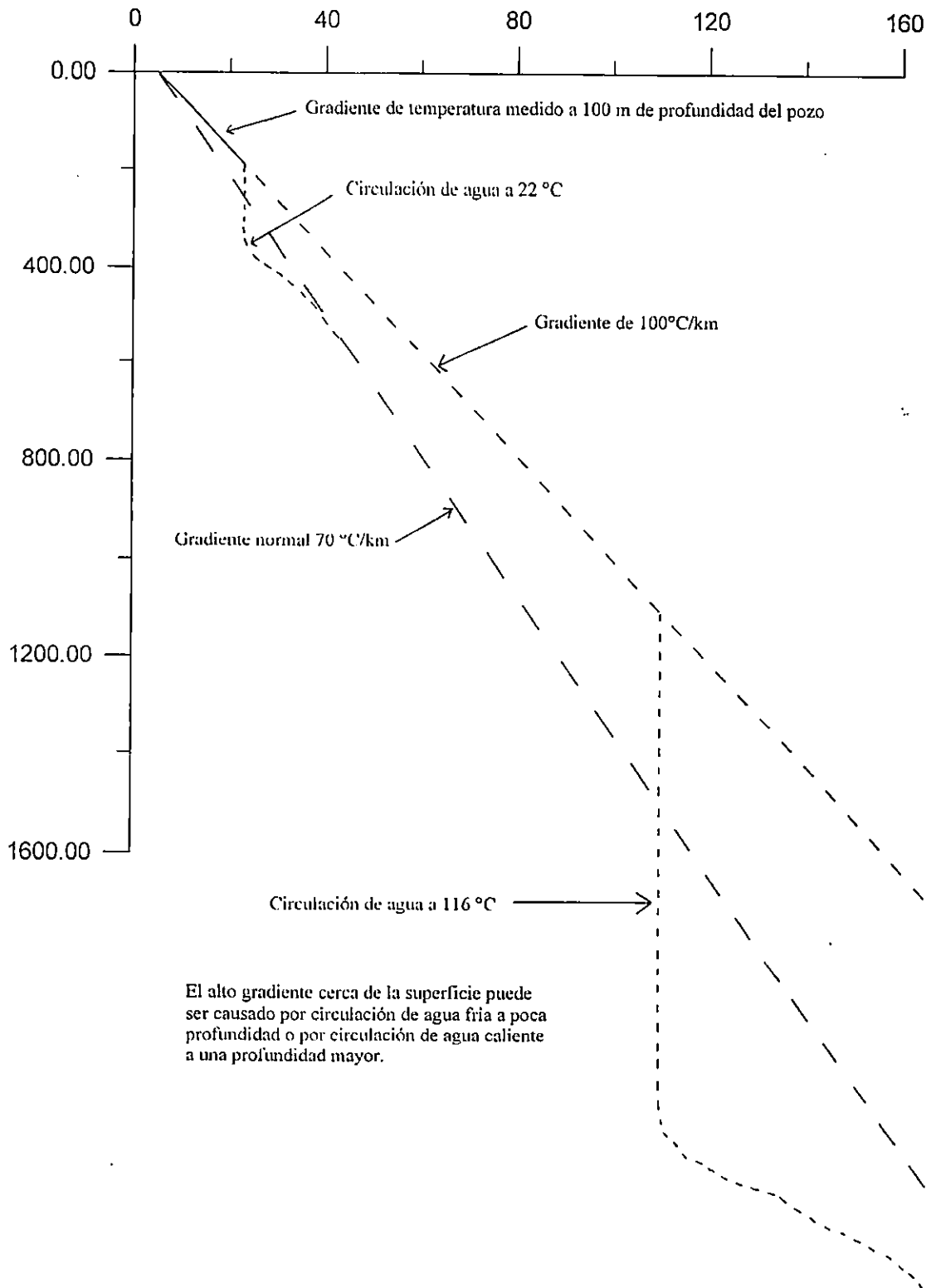


Figura 5.10 Gradiente de temperatura y circulación de agua.

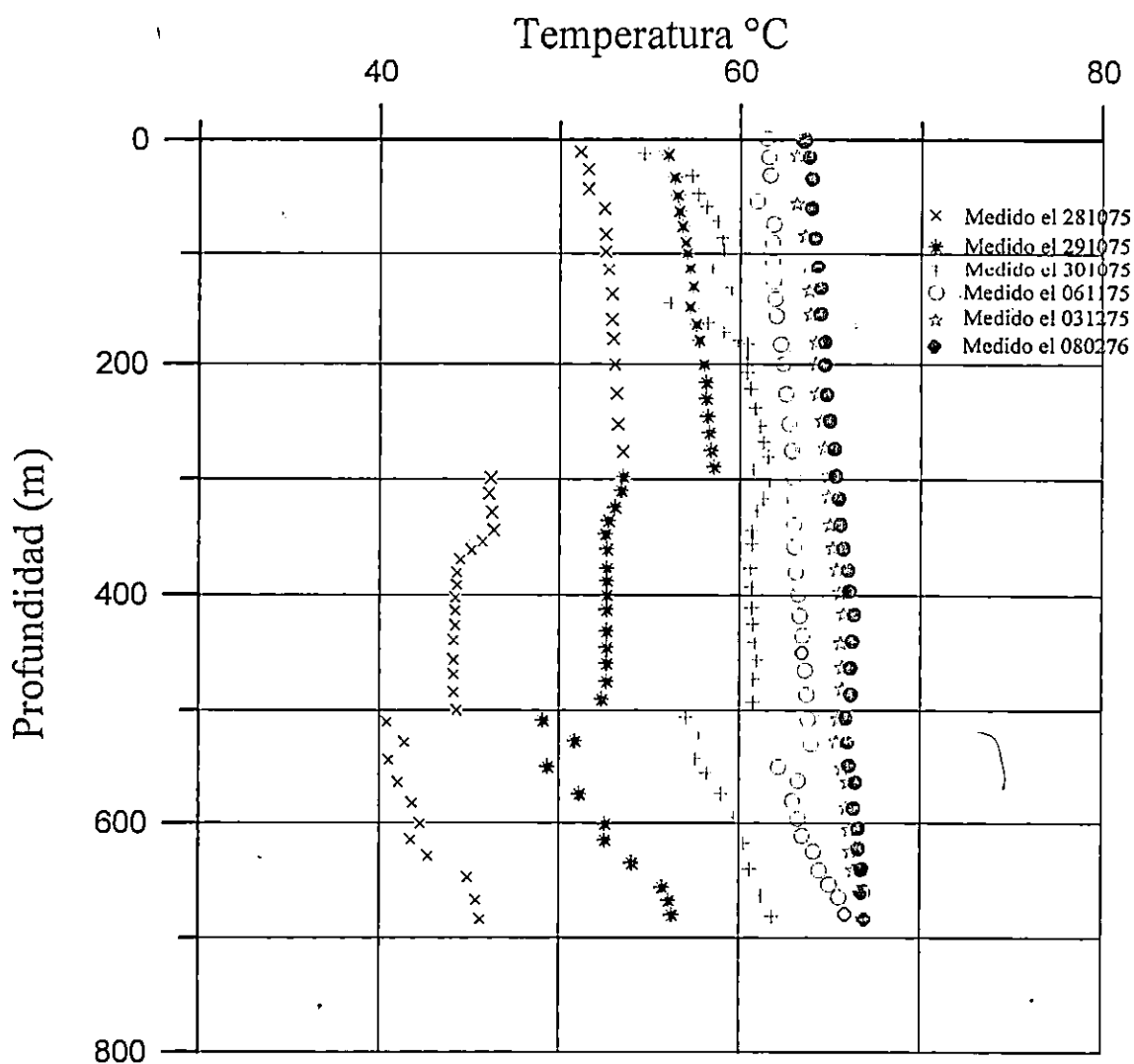


Figura 5.11 Registros de temperatura en pozo 2 en Laugar Sugandafjordur, Islandia.

5.1.2.4 Flujo entre diferentes acuíferos

El flujo entre diferentes acuíferos es común en pozos cerrados. Usualmente este es un flujo descendente de un acuífero superior a uno más bajo. El perfil de temperatura en tales casos es caracterizado por una temperatura bastante constante sobre un largo intervalo en el pozo. Un ejemplo es mostrado en la figura 5.12, donde varios perfiles de temperatura, medidos ambos durante el período de calentamiento y después que el pozo ha sido descargado.

La temperatura constante de 400 a 1100 m de profundidad en este pozo se ha hallado siempre por debajo de 185° C cuando el pozo esta cerrado. Durante la descarga la temperatura sin embargo sube a 195° C. La interpretación es que cuando el pozo esta cerrado el agua a 185° C de los acuíferos entre 300 y 400 m de profundidad fluye hacia abajo al acuífero a 1100 m de profundidad. Cuando el pozo es descargado el acuífero a 195° C a 1100 m de profundidad contribuye al flujo.

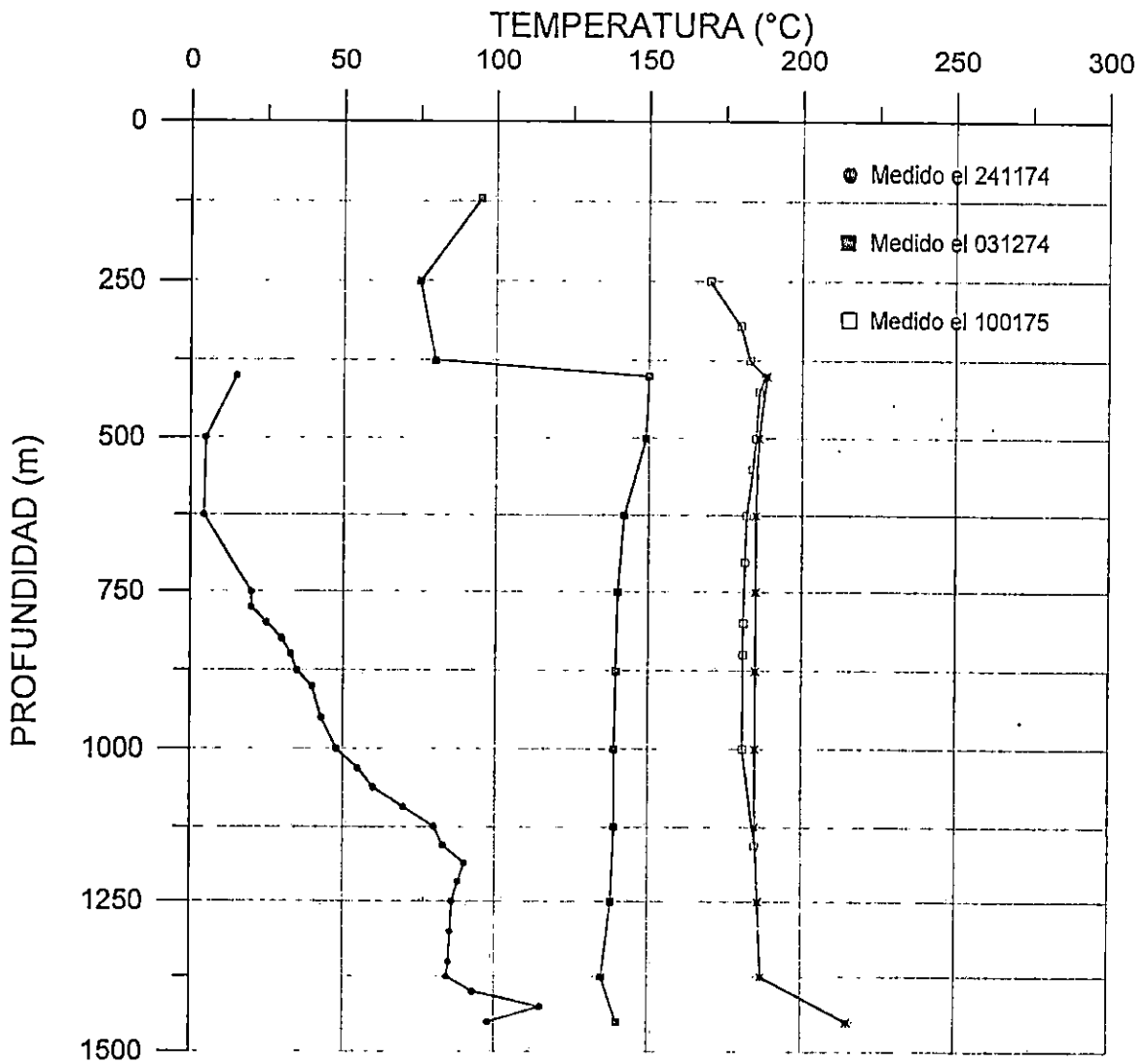


Figura 5.12 Registros de temperatura de pozo KW-2, Krafla Islandia.

5.1.2.5 Efecto de ebullición observado en perfiles de temperatura de pozos cerrados.

Cuando no hay flujo entre acuíferos, la temperatura en el pozo usualmente alcanzara el equilibrio con la roca circundante. Sin embargo, procesos como la ebullición acompañado por convección unidimensional puede disturbar el perfil de temperatura en el pozo.

Todos los pozos con alta temperatura que penetran un reservorio de más alta temperatura que 100°C . Por eso siempre estará presente en estos pozos ebullición y acumulación de vapor durante la descarga y algunas veces igual cuando se cierran.

El punto de ebullición del agua es definido por dos parámetros, temperatura y presión. A presión atmosférica el agua ebulle en el pozo a una temperatura conocida de 100°C . Si la presión es más alta, más alta temperatura es necesaria para alcanzar el punto de ebullición. La figura 5.13 muestra la curva de punto de ebullición del agua para temperatura y presión crítica.

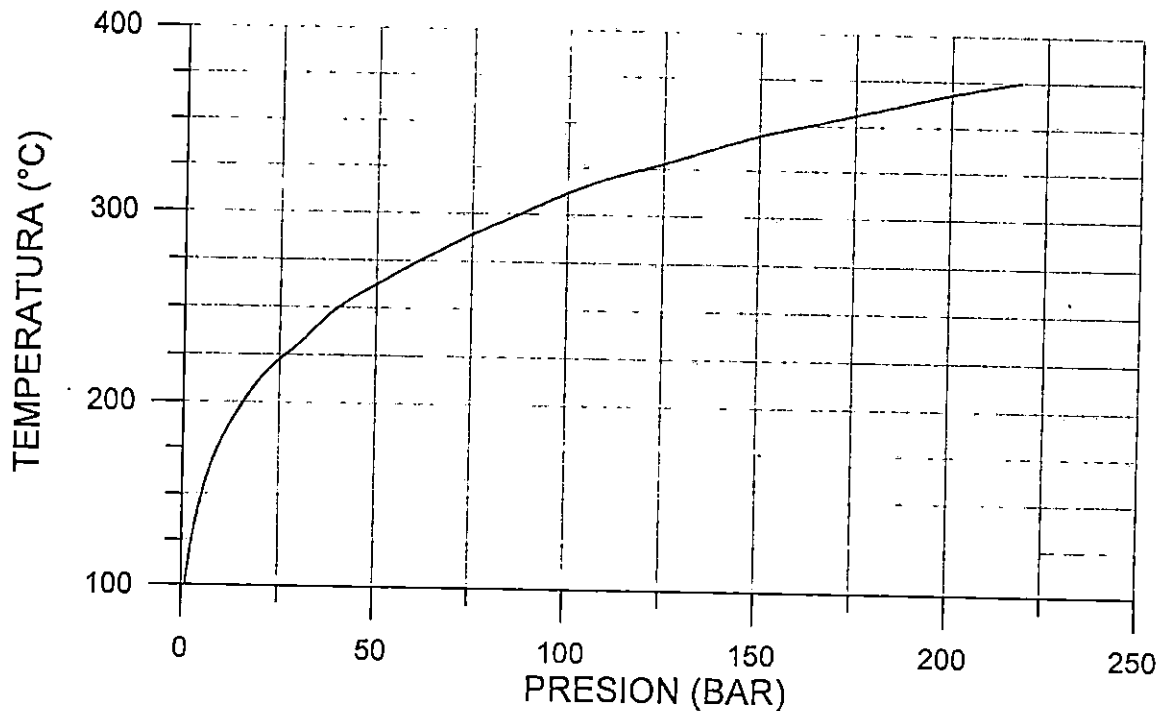


Figura 5.13 Relación entre temperatura de ebullición y presión para el agua.

Es común en interpretación de registros de temperatura comparar el perfil de temperatura medido en pozo cerrado con una curva de ebullición o más correctamente

con un perfil de punto de ebullición. Esta curva (perfil), vea figuras 5.14 y 5.15, son derivadas de los datos en la figura 5.13 asumiendo que la columna de agua en el pozo esta en el punto de temperatura de ebullición del nivel de agua abajo en el fondo del pozo. La comparación muestra inmediatamente en donde puede ocurrir la ebullición dentro del pozo.

En la figura 5.14 mostramos dos tipos de perfiles de temperatura para un pozo en equilibrio térmico. El primer perfil, A, muestra una temperatura relativamente constante de 200° C entre 300 y 1100 m de profundidad. Abajo de ese nivel la temperatura incrementa rápidamente a más de 300° C a 1300 m de profundidad. El otro perfil de temperatura, B, muestra un incremento de temperatura con la profundidad. En el fondo del pozo la temperatura es un poquito más baja que en el perfil A descrito arriba, pero arriba de 1200 m los valores de temperatura en el perfil B son más altos que en el perfil A. Después de un cuidadoso estudio se ha seleccionado el perfil A como el que muestra la temperatura de la formación sin disturbios.

Los registros de presión mostraron adicionalmente que abajo de los 1200 m de profundidad la columna de agua esta en el nivel de ebullición.

La razón para la transición del perfil A al perfil B es una caída de presión en el pozo y en el sistema geotérmico debido a la producción de pozos vecinos. Esta caída (la cual en este caso fue de 6 bar) baja el nivel de ebullición e intensifica la ebullición en parte del fondo del pozo. Burbujas de vapor acumuladas allí, se mueven hacia arriba del pozo, condensan y calienta el agua en la parte alta del pozo. Esta clase de transferencia de calor es llamada convección unidimensional y es observado en muchos pozos.

5.1.2.6 Gradiente negativo de temperatura.

Un gradiente negativo de temperatura significa que la temperatura disminuye con la profundidad en una parte del pozo. Esto ha sido observado en campos de alta temperatura así como en campos de baja temperatura. Vea la figura 5.16

En algunos casos ha habido discordancia acerca de la interpretación de un gradiente negativo de temperatura. Sin embargo, la explicación más aceptable parece ser la asociación del gradiente negativo con un flujo de agua horizontal en la formación.

El gradiente negativo en pozos puede ser usado para determinar la dirección horizontal del flujo si hay muchos pozos perforados en el campo.

5.1.2.7 Perfiles de temperatura de pozos con flujo de vapor.

Cuando un pozo de vapor en un campo de líquido dominante comienza a fluir, la ebullición comenzara en aquellas profundidades donde la temperatura y la presión corresponden a los puntos de saturación. Hasta que el equilibrio de temperatura y presión es alcanzado, el nivel de ebullición estará moviendose (generalmente abajo del

pozo). En equilibrio el nivel de ebullición divide el pozo en dos partes con flujo de puro líquido en la parte baja, y una mezcla de agua vapor arriba del nivel de ebullición. Un ejemplo de esta clase de flujo es mostrado en la figura 5.17 donde son presentadas la presión y temperatura para un pozo fluyendo. De acuerdo a los perfiles de presión y temperatura el nivel; de ebullición esta aproximadamente a 300 m de profundidad (debido a la caída de presión, la localización del nivel de ebullición dependerá del flujo de mása). En la zona bifásica arriba de los 300 m de profundidad la temperatura y presión están saturados. El gradiente de decremento de presión $\frac{dp}{dz}$ indica el incremento de la fracción vapor en el flujo de la mezcla hacia arriba y flashea para ajustar la temperatura a la curva de saturación.

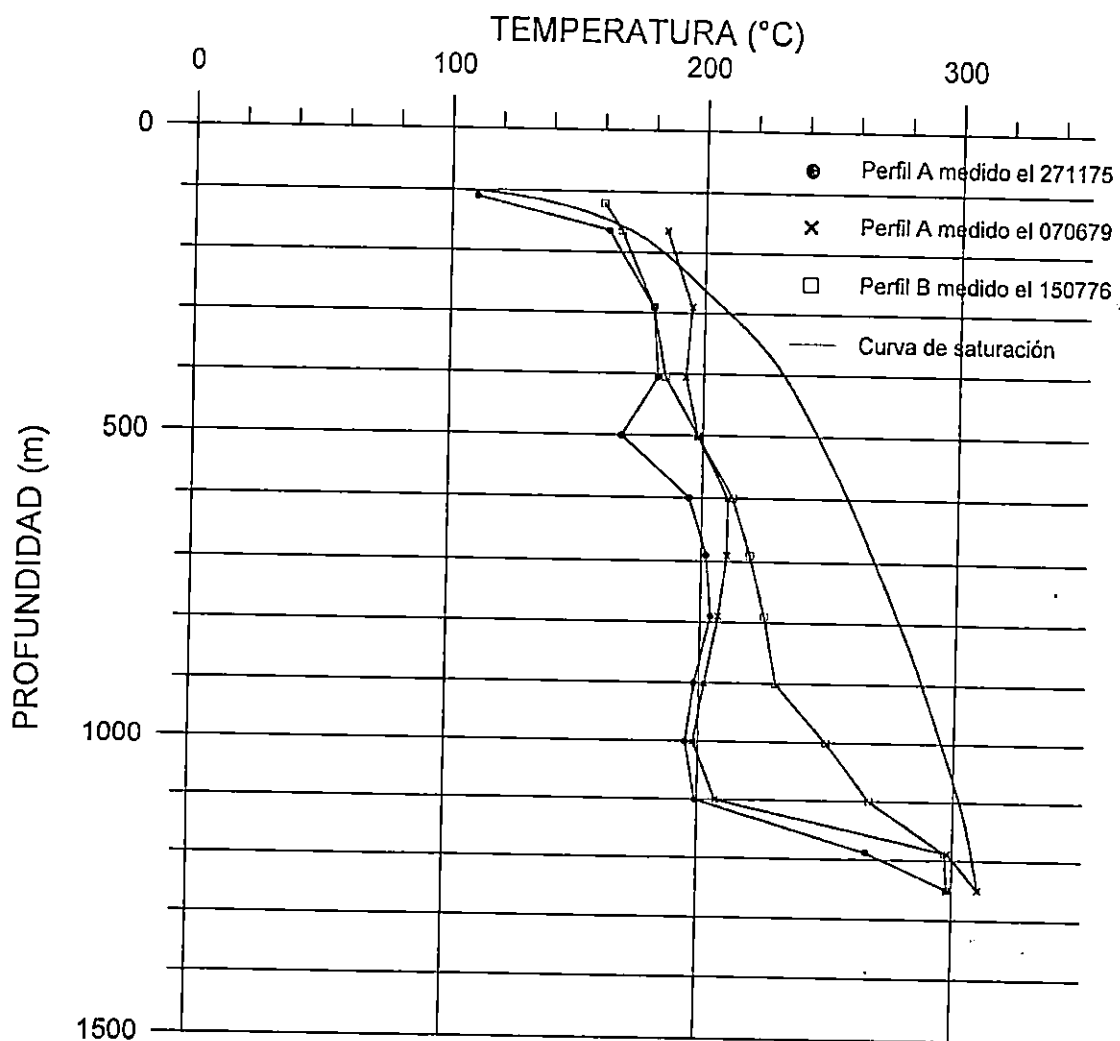


Figura 5.14 Mediciones de temperatura en pozo KG-5 Krafla, Islandia.

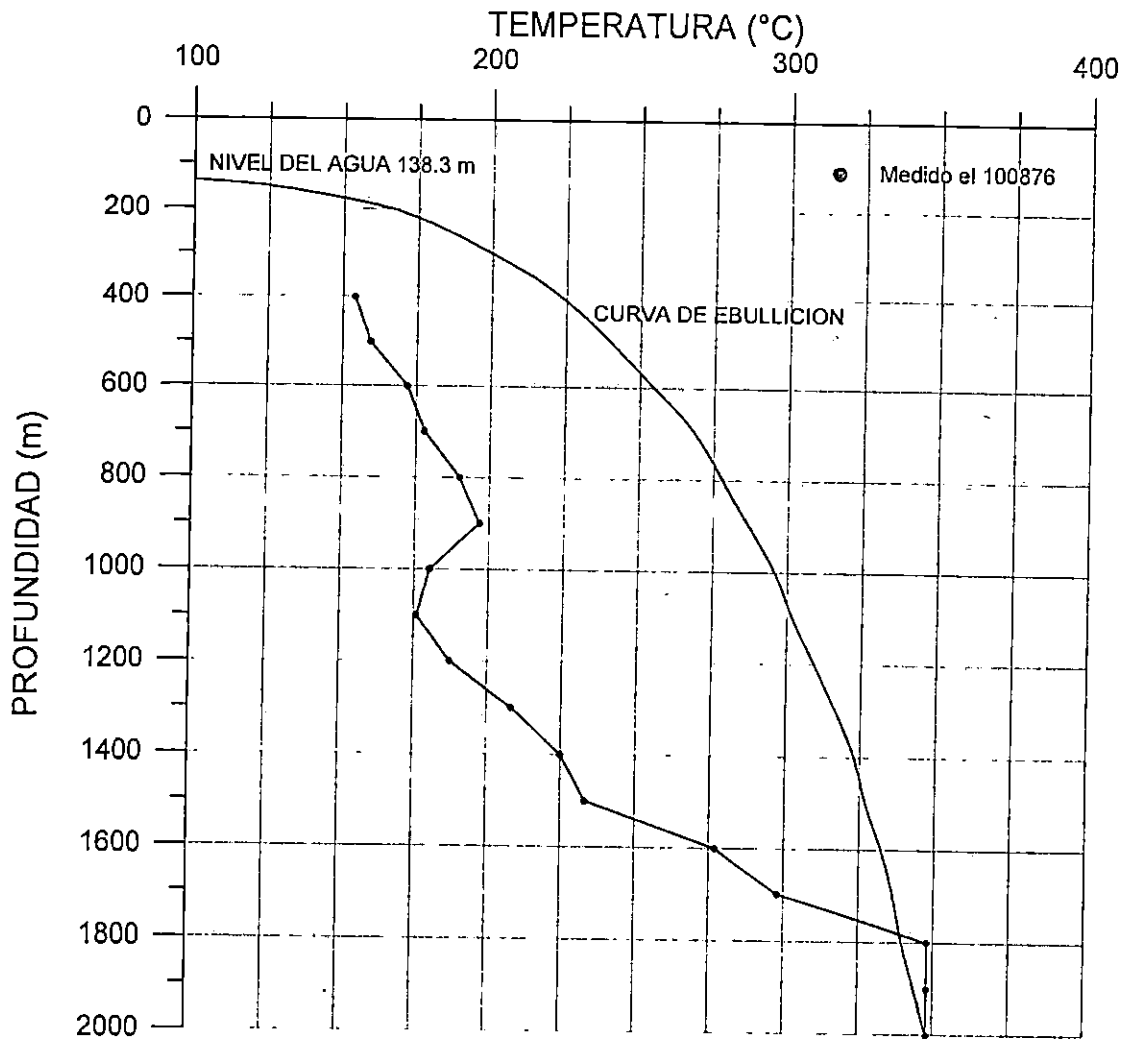


Figura 5.15 Perfil de temperatura en pozo KJ-6, Krafla Islandia.

La fracción de vapor puede actualmente ser calculada a lo largo de la zona bifásica de los perfiles de presión o temperatura, si el pozo puede ser considerado adiabático arriba del nivel de ebullición. La condición adiabática en un pozo asume que no existe intercambio de calor entre el pozo y la formación. En un pozo fluyendo el intercambio de calor es solamente significativo en el sitio de los diferentes acuíferos. Así si no hay acuíferos arriba del nivel de ebullición la fracción de vapor es dada por la formula:

$$X = \frac{H_o - H_{(T,P)}}{Q_{(T,P)}}$$

donde: X: Es la fracción de vapor
 H_o : Es la entalpía del fluido en el nivel de ebullición
 $H_{(T,P)}$: Es la entalpía del fluido en el punto de saturación (T,P)
 $Q_{(T,P)}$: Es el calor latente de evaporación en (T,P)

En casos de temperatura próxima a la saturación o baja permeabilidad, el nivel de ebullición será alcanzado abajo del acuífero más hondo en el pozo. En este caso la ebullición inicia fuera del pozo y ambos la temperatura y presión medida en el pozo son bastante constante hacia abajo a través de la zona bifásica.

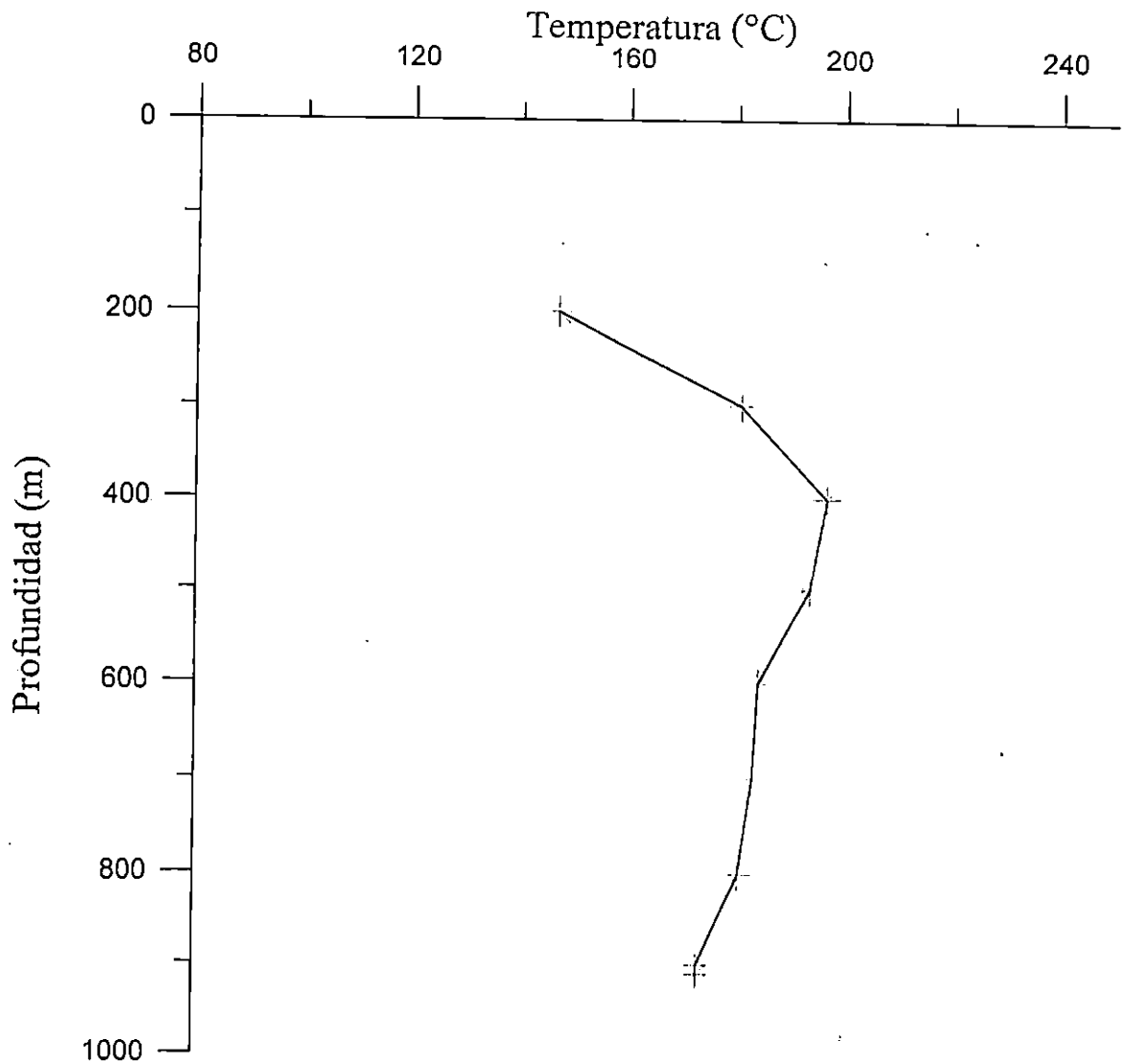


Figura 5.16 Registro de temperatura en pozo 8, Krisuvik Islandia. Muestra un gradiente negativo.

Los valores de temperatura son considerablemente más bajos que esos medidos en un pozo cerrado estabilizado. Efectos similares son observados si el reservorio esta ebullendo. Esto es si hay un estado bifásico existiendo en el reservorio sin disturbio, o si el flujo hacia adentro en el pozo es una fase líquida en un acuífero y una mezcla o pura fase vapor en otro. Mediciones de el pozo HGP-A en Hawaii son mostradas como un ejemplo en la figura 5.18. Los resultados han sido interpretados en términos de la explicación de arriba.

Un cuidadoso estudio del pozo y usualmente una prueba de largo tiempo es necesaria antes de escoger entre las posibilidades de arriba. La figura 5.19 muestra el perfil de temperatura de un pozo el cual ha sido demostrado que penetra fluido de un reservorio bifásico.

Una de las características de reservorios bifásicos es un incremento en la entalpía del fluido con el tiempo durante las primeras semanas a meses de descarga. El pozo mostrado en la figura 5.19, inicia a fluir como un pozo de líquido dominante, esta descarga consiste de una mezcla de vapor y agua. La entalpía del fluido descargado incrementó continuamente y dentro de una semana el pozo estuvo descargando vapor seco. La entalpía continuo incrementando y la descarga se desarrollo en vapor supercalentado como puede verse en la figura 5.19.

Registros de pozos geotérmicos de alta temperatura no es un procedimiento recomendable. El riesgo de perder o dañar las herramientas es mucho más grande que cuando el registro se hace con el pozo cerrado. A la fecha esta clase de registro ha sido exitoso solamente en pozos con relativamente poca descarga de mása. La presencia de vapor o las dos fases en el flujo hacia adentro del pozo, el cual es fácilmente visto en registros de un pozo fluyendo pueden ser detectadas por un cuidadoso estudio de registros hechos en pozos cerrados.

Como se mostró en las figuras 5.18 y 5.19 la característica notable de pozos intersectando un flujo bifásico o bolsas de vapor es la temperatura mucho menos equilibrada dentro del pozo durante el flujo comparado con la temperatura del reservorio. Si este tipo de pozo se descarga por un tiempo suficientemente largo, y es entonces cerrado, un registro de temperatura realizado inmediatamente después de cerrado sera influenciado por la temperatura fluyendo. Si la temperatura medida bajo tales condiciones es más baja que la temperatura medida después de un largo período de cierre este indica que el flujo hacia adentro del pozo no esta intersectando una zona de fase líquida pura, y las propiedades del pozo tan bien como las del reservorio serian investigadas teniendo esto en mente. La figura 5.20 muestra un ejemplo de tal ocurrencia.

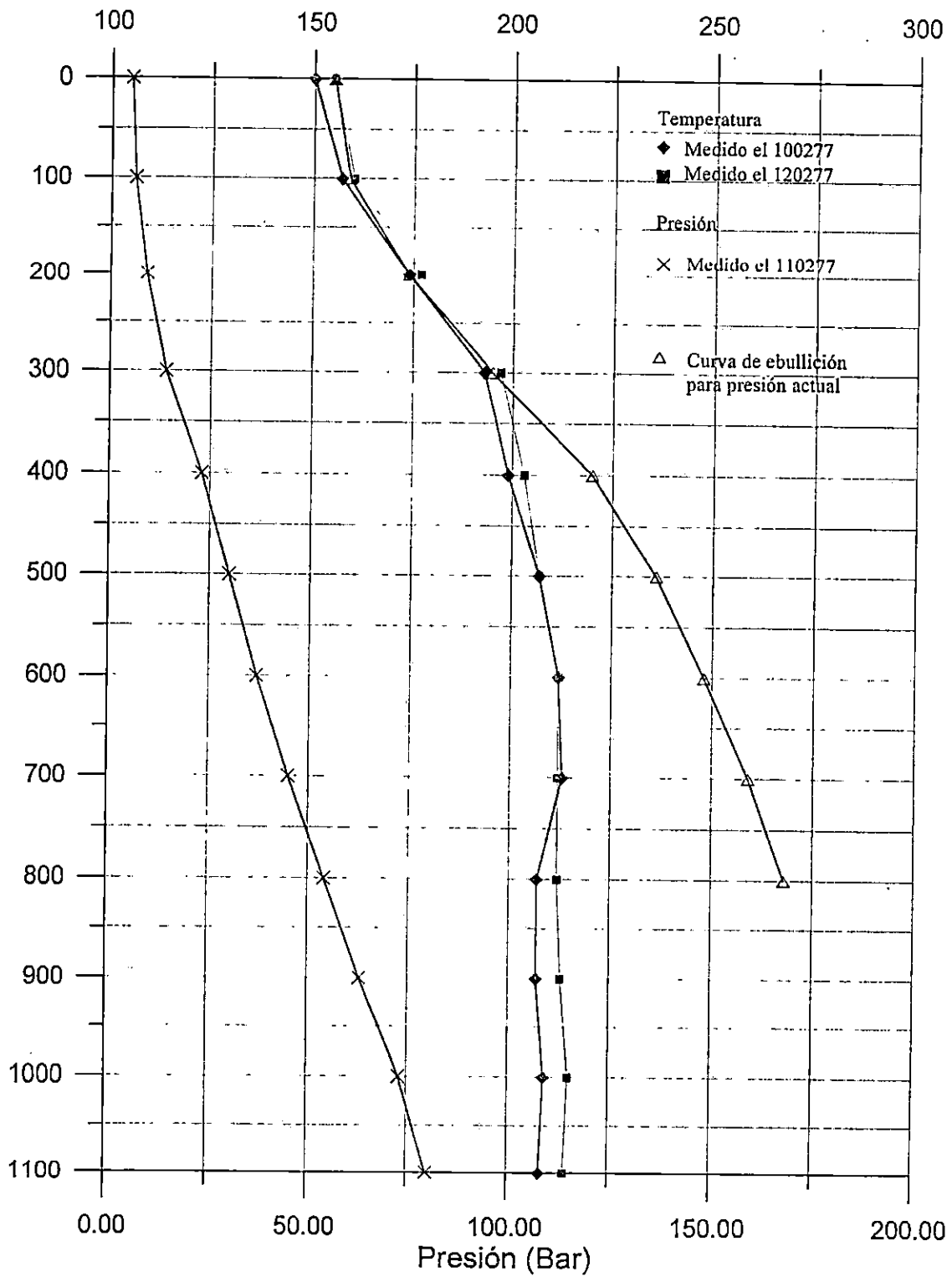


Figura 5.17 Presión y Temperatura medido durante la descarga del pozo KJ-9, Krafla Islandia.

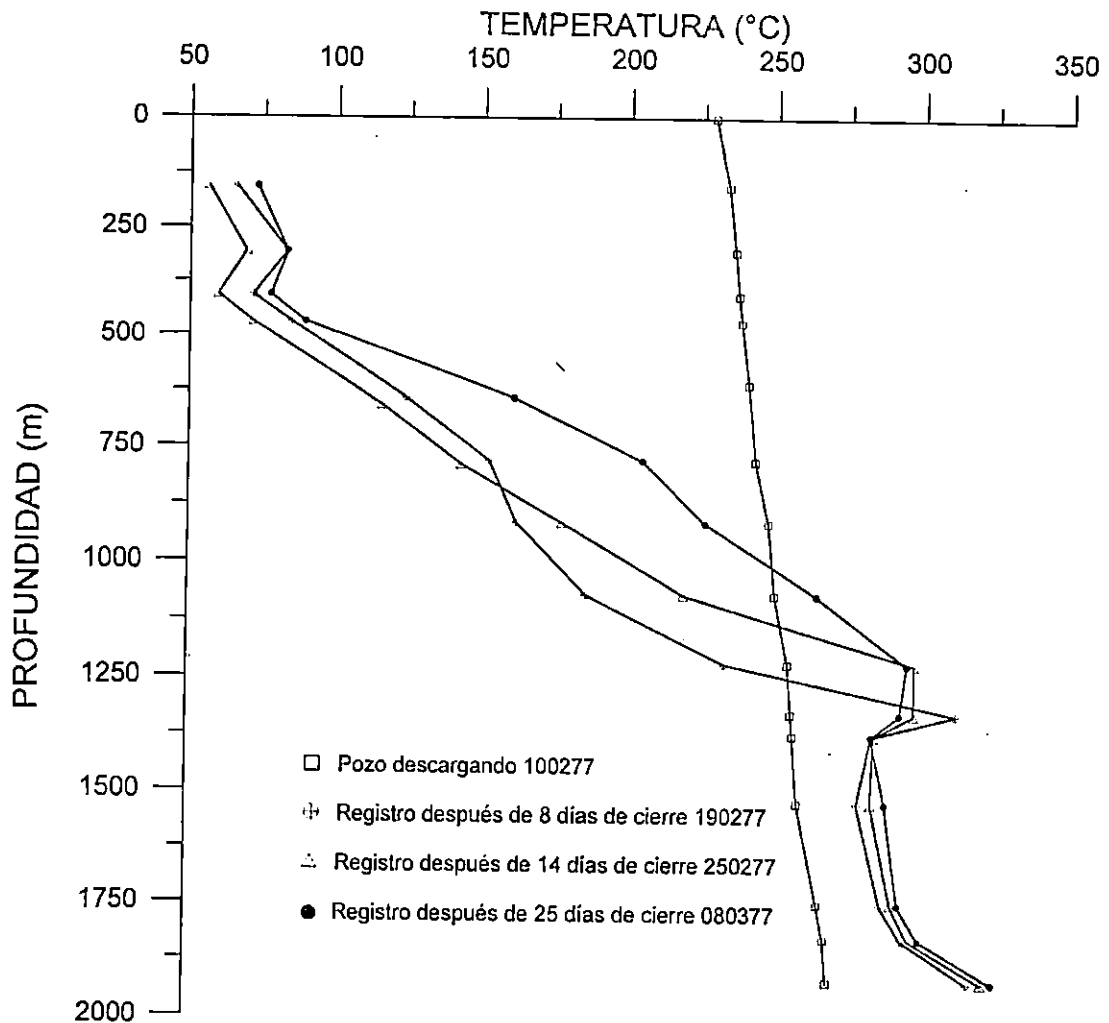


Figura 5.18 Perfiles de temperatura en pozo HGP-A, Hawaii USA.

La medición de 750812 fue hecha en un pozo cerrado pero la medición 751010 fue realizada inmediatamente después de cerrar el pozo después de casi dos meses de fluir. A primera vista estos resultados parecen contradecir lo anteriormente expuesto acerca de que la más baja temperatura se da justo después de cerrar. Sin embargo, la figura muestra dos efectos. Uno es el enfriamiento del flujo entre acuíferos cuando el pozo está cerrado, y el otro efecto superimpuesto es el efecto de enfriamiento debido al flujo bifásico hacia adentro del pozo durante la descarga. La temperatura de fondo es más baja después del período de descarga que en el pozo estático, debido al flujo bifásico a 1600 m de profundidad. En condiciones de cierre, el agua fluye del acuífero de 200° C a 900 m abajo al acuífero mucho más caliente a 1600 m. Una determinación exacta de la temperatura de este acuífero ha sido posible, pero hay indicaciones que la temperatura de los fluidos del reservorio a esa profundidad es del orden de 300 a 320 °C.

Un ejemplo adicional de los efectos causados por el flujo bifásico hacia adentro del pozo combinado con los efectos de ebullición y el flujo entre acuíferos es mostrados en la figura 5.21. En este caso la medición del 020573 es realizada inmediatamente después del cierre del pozo, pero aparte de que este fluyó continuamente durante este tiempo. La medición de 730724 fue hecha después de dos meses de cierre.

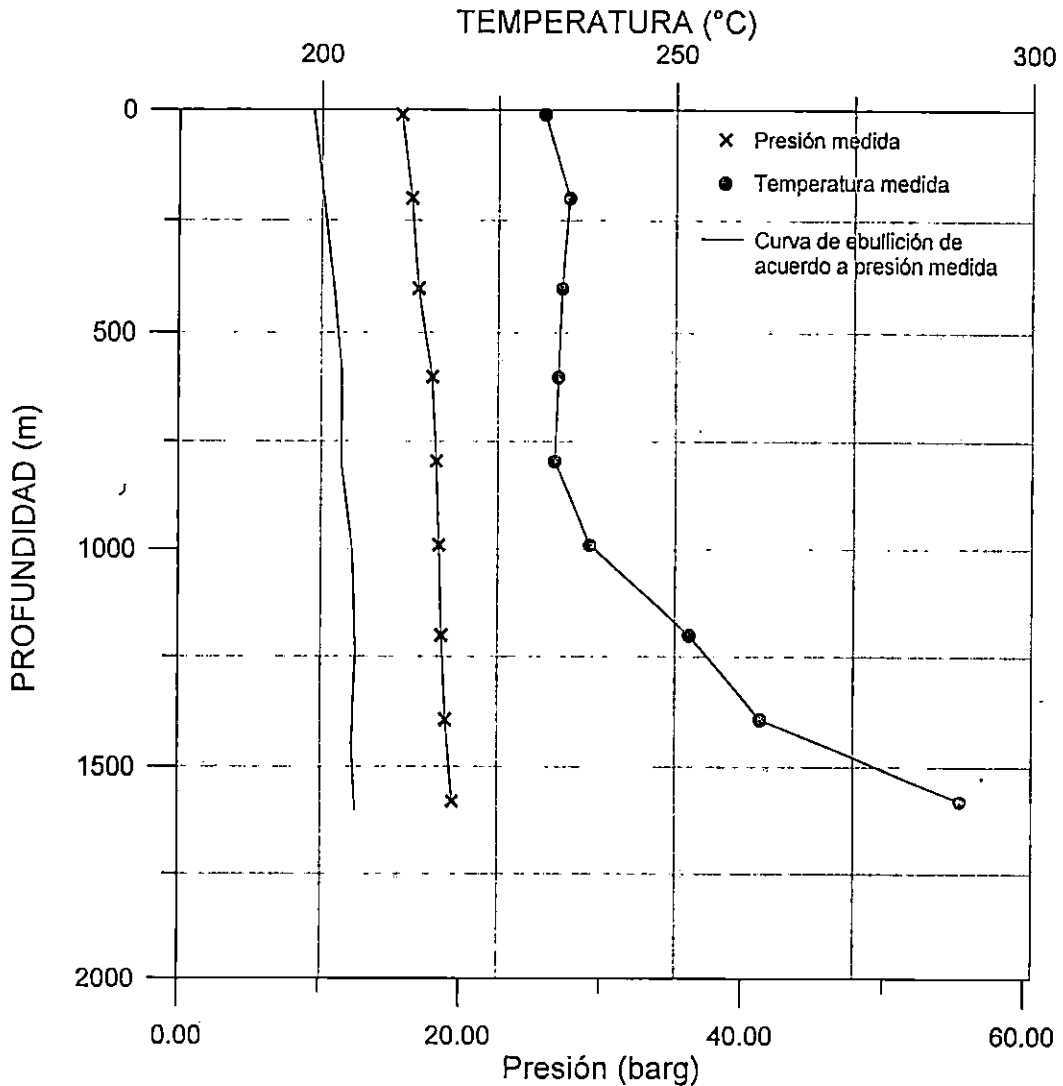


Figura 5.19 Temperatura y presión medida en pozo KG-12 cuando el pozo fluye, Krafla, Islandia. La descarga es vapor supercalentado.

Los perfiles de temperatura de este pozo simple muestra una pequeña confusión, y esto es debido a los varios efectos los cuales influyen el resultado.

Estos son:

- a) Introducción de fluido bifásico próximo al fondo del pozo durante la descarga.

- b) Flujo de un acuífero de agua dominante a 900 m de profundidad hacia abajo del pozo cuando este esta cerrado.
- c) Condensación de vapor en el pozo justo después del cierre, causa un transitorio de temperatura anómalo justo arriba en lo más alto del flujo de agua hacia adentro del pozo.

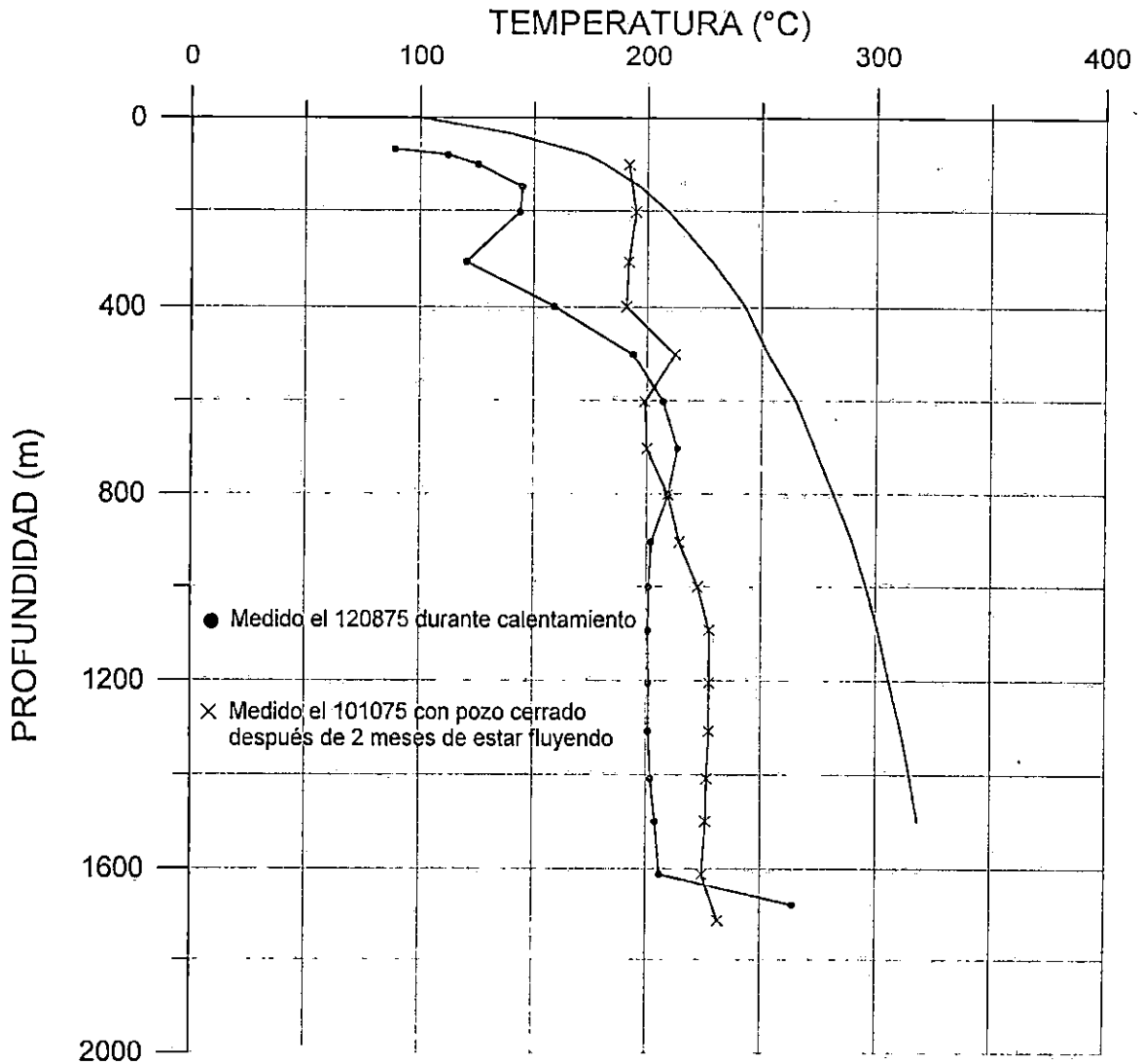


Figura 5.20 Perfiles de temperatura en pozo KG-3, Krafla Islandia.

Hagamos una mirada adicional a estos efectos. Se ha asumido que hay dos acuíferos principales en el pozo. Uno es líquido saturado a aproximadamente 900 m de profundidad con una temperatura de 270 °C, y el otro posiblemente bifásico o dominado por vapor a aproximadamente 1600 m de profundidad con una temperatura

alrededor de 300 a 320 °C. Durante las condiciones de cierre, el agua del acuífero a 900 m fluye hacia abajo del pozo al acuífero a 1600 m, como puede verse de la medición de 730724. Cuando el pozo esta fluyendo y entonces repentinamente cerrado para medición de temperatura, la temperatura próxima al acuífero más bajo varia debido a diferencias en las condiciones de flujo antes del cierre y el tiempo transcurrido del cierre hasta la medición. Además, la desviación de estos tres perfiles de temperatura de condiciones estabilizadas es más grande en el fondo del pozo que inmediatamente abajo del acuífero de los 900 m . La temperatura pico justo arriba del acuífero de los 900 m es interpretada como debido a la condensación del vapor presente en el pozo cuando este es cerrado. Esta temperatura pico seria más grande inmediatamente después del cierre del pozo en el cual el tiempo del efecto de enfriamiento en el fondo del pozo seria más prominente.

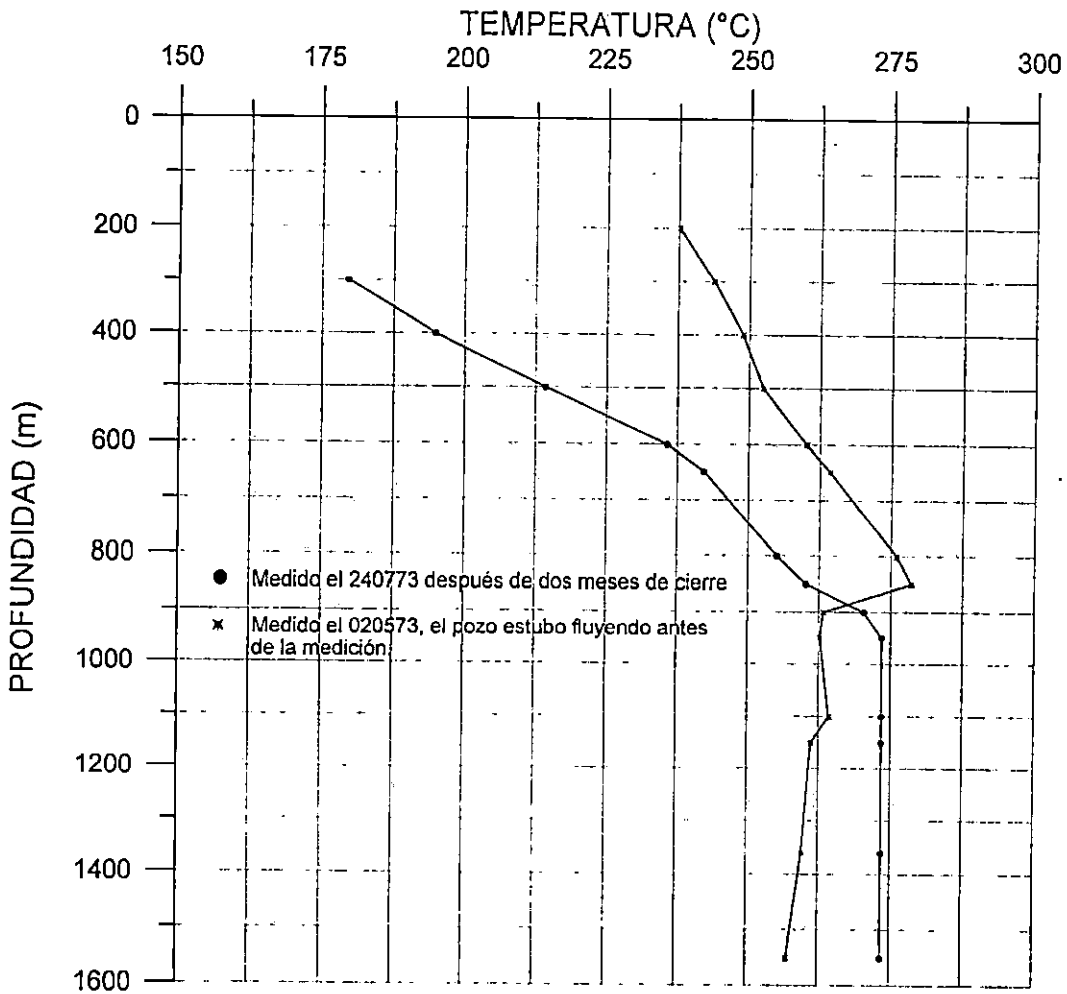


Figura 5.21 Registros de temperatura en pozo N-5, Nesjavellir Islandia.

La información ganada de los perfiles de temperatura mostrados en la figura 5.21 es:

- a) Hay un acuífero a 900 m de profundidad con una temperatura de 270 C el cual contiene agua líquida.
- b) Hay un acuífero bifásico a 1600 m de profundidad con una temperatura de 300 a 320 °C.

5.1.2.8 Temperatura en sistemas geotérmicos

La temperatura en la profundidad en sistemas geotérmicos es determinada por varias técnicas, pero la más directa es la medición de temperaturas en pozos perforados en el sistema. Hemos visto sin embargo, que varios efectos pueden disturbar la temperatura en el pozo, y frecuentemente la temperatura en los pozos son diferentes de la temperatura de las rocas circundantes.

La primera precaución es por consiguiente la búsqueda de indicaciones de diferencias entre mediciones de temperaturas del pozo y temperaturas de la roca. Cuando se ha hecho esto es muy útil dibujar una sección transversal vertical de los pozos perforados y dibujar líneas isotérmicas en el sistema geotérmico.

5.1.3 Interpretación de registros de presión.

La presión es un parámetro esencial en sistemas geotérmicos, y en el sentido de la ingeniería de reservorios puede ser considerada como el estudio de la distribución de presión en el reservorio.

A causa de su naturaleza, los registros de presión usualmente se llevan a cabo para conseguir información del sistema geotérmico entero, en lugar de la condición o funcionamiento de un pozo solo. Sin embargo, el efecto acoplado entre el pozo y el reservorio (llamado el efecto de piel), el cual es determinado por mediciones de presión dependientes del tiempo, pueden ser consideradas como una propiedad del pozo tan bien como del reservorio.

5.1.3.1 Período de calentamiento.

Como con los registros de temperatura, los registros de presión durante el período de calentamiento proporciona información valiosa. La figura 5.22 muestra dos registros de presión del período de calentamiento del pozo BJ-11 en el campo Námajfall en Islandia.

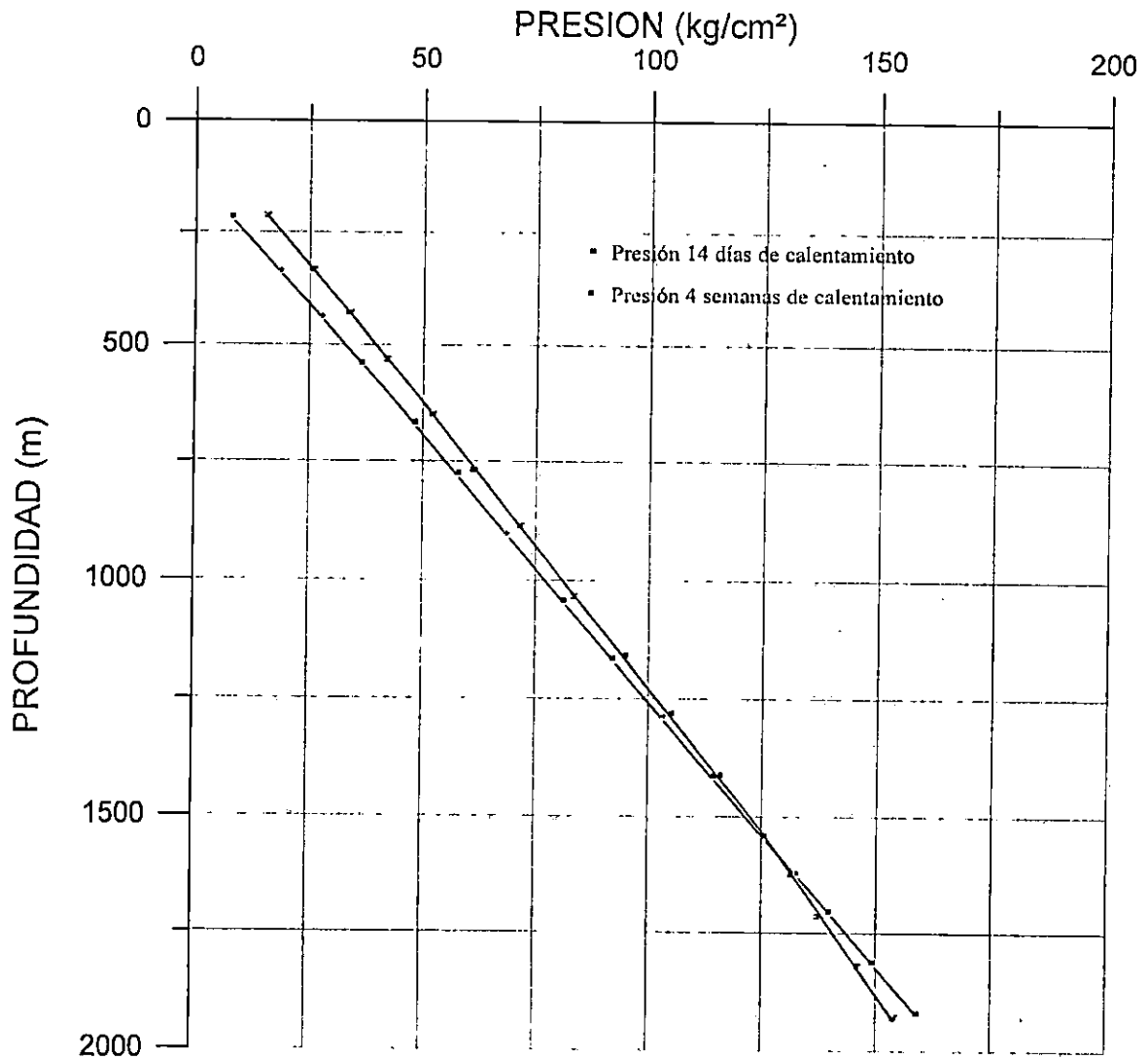


Figura 5.22 Registro de presión en pozo BJ-11 durante el período de calentamiento, Námafjall, Islandia

Como puede verse en la figura el nivel del agua en el pozo surge cuando el pozo calienta. Sin embargo, a 1400 m de profundidad la presión no cambia con el tiempo. Este nivel es la localización del acuífero más fuerte en el pozo, y la presión constante registrada es la presión sin disturbio de este acuífero previo a la perforación. La determinación de la presión durante el período de calentamiento es la mejor determinación de la presión inicial potencial en ese lugar del campo, un punto cero, el cual es difícil para determinar más tarde durante la operación del pozo.

5.1.3.2 Registros de presión en pozo estático.

La determinación de la distribución de presión dentro del reservorio revela propiedades básicas del reservorio geotérmico. La figura 5.23 muestra la distribución de presión en una sección transversal del campo Nesjavellir en Islandia. La figura muestra que una parte del campo esta sobrepresurizado.

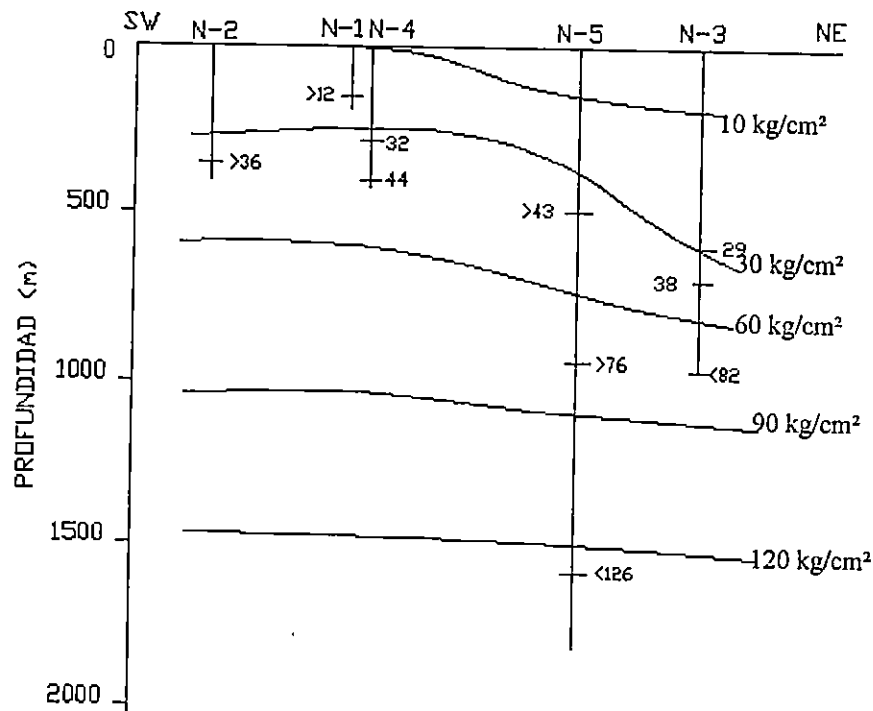


Figura 5.23 Distribución de presión en sección transversal del Campo Geotérmico Nesjavellir, Islandia.

La combinación de la información de presión y temperatura en el sistema geotérmico es valiosa como se muestra en la figura 5.24. Esta figura muestra las isolíneas de presión y temperatura en el fondo de la zona más alta en el campo Krafla en Islandia. Las direcciones del flujo en este nivel puede ser inferido de este cuadro. Note especialmente que las líneas isotérmicas tienden a ser normales a las líneas isobáricas.

5.1.3.3 Registro de presión en pozos fluyendo.

Como fue demostrado en el capítulo 4 ambos registros de presión y temperatura en pozos fluyendo muestran las condiciones bajo régimen de flujo del pozo. La caída de presión en un pozo geotérmico fluyendo es un parámetro importante desde un punto de vista operacional. La figura 5.25 muestra una caída de presión medida en

un pozo de alta temperatura de agua dominante. El pozo permaneció con flujo por una hora, luego entonces se cerró y se midió la recuperación. La caída de presión es aproximadamente 23 bar.

Como sera mostrado más tarde esta clase de información puede usarse para determinar el espesor de la permeabilidad del pozo.

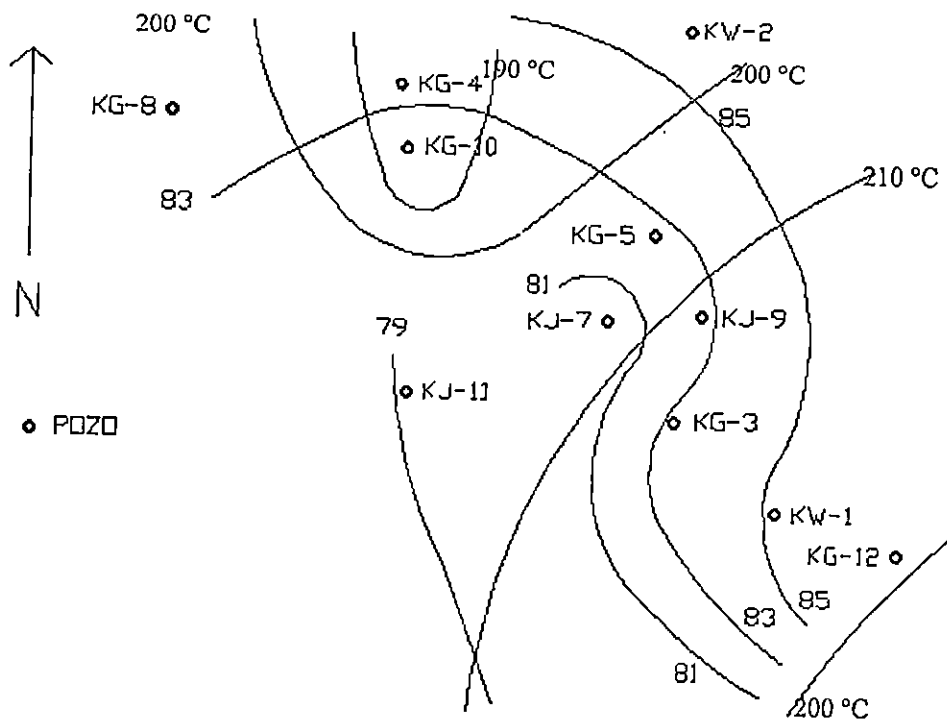


Figura 5.24 Temperatura y presión al nivel 500 m abajo del nivel del mar en Campo Geotérmico Krafla, Islandia.

5.1.3.4 Registros de presión dependientes del tiempo.

Como ha sido mencionado antes este tipo de mediciones son realizadas con la mira de determinar las propiedades del reservorio. La información en las variaciones de presión y el flujo de masa del reservorio o dentro del reservorio es necesaria para la determinación de parámetros tal como la permeabilidad.

En principio la inyección y pruebas de flujo son teóricamente procesos reversibles y darían similar información del reservorio geotérmico. Las trataremos, sin embargo, separadamente, como la experiencia practica ha mostrado que los resultados no están siempre de acuerdo con cada otro.

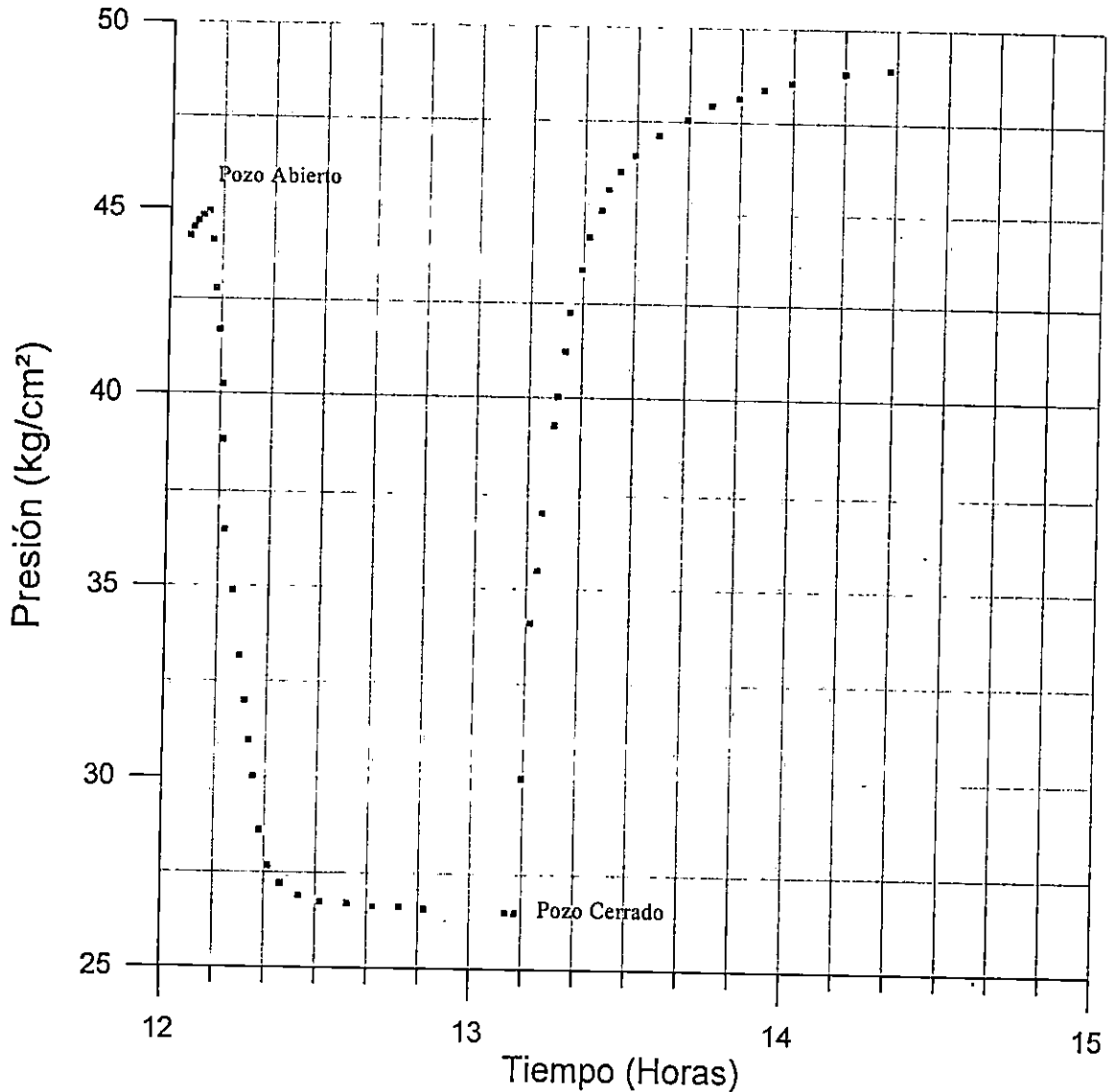


Figura 5.25 Presión a 600 de profundidad en pozo KG-8, Krafla Islandia.

5.1.3.5 Pruebas de flujo.

Hay muchos métodos de medición de la presión como una función del tiempo cuando un pozo o pozos están fluyendo. La figura 5.25 muestra un corto tiempo de caída y una prueba de recuperación medida dentro del pozo. La transmisividad del pozo puede ser determinada graficando la presión como función logarítmica del tiempo.

La medición de presión en un pozo observatorio es, sin embargo, más fiable cuando otro pozo o pozos están fluyendo. Esto da un mejor valor para la caída general del sistema.

Durante la operación de un pozo geotérmico, la presión así como la mása total extraída es registrada regularmente.

5.3.4 Registros de calibración.

Los registros de calibración dan la localización de cavidades en el pozo. Durante la perforación los recortes se acumularan en todas las cavidades principales y causa un riesgo potencial que la sarta de perforación quede atrapada en el pozo. Antes que la situación desarrollada llegue lejos el geólogo quien analiza los recortes usualmente notifica el problema para que se tomen precauciones apropiadas. Esto incluye correr un registro de calibración del pozo para localizar las zonas de derrumbe y para definir el tamaño del problema. Si son encontradas cavidades grandes usualmente se prefiere cementarlas, a menos que un acuífero grande este en riesgo, entonces una tubería de revestimiento simulada puede solventar el problema.

CONCLUSIONES CAPITULO V

1. La interpretación de registros es una técnica muy útil que se utiliza casi exclusivamente durante la etapa de perforación de un pozo, porque constituyen la base sobre la cual se toman continuamente decisiones para seguir el curso de la perforación y cuales serán las acciones a realizar ante el apareamiento de un problema eventual o característica encontrada de la formación. Por lo tanto la información presentada en este capítulo constituye un muy buen soporte para este tipo de trabajo, puesto que cubre los casos que pueden presentarse durante y después de la perforación.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- R Bertani, Ruggero. Selection, processing and Integrated Interpretation of Geothermal Data Aimed at an Optimal Utilization of The Resource. CNR-IIRG International School and CEL, 1995.
- R Bodvarson, G. S and Witherpoom, P. A. Geothermal Reservoir Engineering Part I. Estados Unidos: Publicaciones Gordon and Breach S. A., 1989.
- R Grant, Malcolm A.; Donaldson, Ian G. and Bixley, Paul. Geothermal Reservoir Engineering. United Kingdom: Academic Press, Inc. Ltd.
- R Stefánsson, Valgardur and Steingrímsson, Benedikt. Reporte: Geothermal Logging I An introduction to Techniques and interpretation. Reykjavik, 1990.

CONCLUSIONES GENERALES

1. Los objetivos planteados para el desarrollo de este proyecto, fueron logrados puesto que este documento contiene información de equipos y procedimientos que se realizan en las mediciones de los campos geotérmicos de Ahuachapán y Berlín, y constituyen una buena base de aprendizaje, porque los temas son tratados lo más detallado y simple posible. Cualquier deseo de profundizar en los temas tratados puede hacerse consultando las referencias bibliográficas al final de cada capítulo.
- 2- Con la realización de este trabajo se logró poner información técnica de instrumentos y procedimientos de análisis y experimentación al alcance de personas sin estudios técnicos o profesionales, especialmente las que no poseen conocimientos del idioma inglés, porque la mayoría de información contenida en este documento ha sido traducida de manuales, libros y separatas escritas en idioma inglés.
- 3- Este documento reúne valiosa información de la experiencia del personal técnico y trabajadores de campo, que servirá de mucho a las personas que se les proporcione este documento, además de que hará conciencia para que realicen de la mejor manera posible su trabajo puesto que queda demostrado, con la información presentada en el capítulo V la importancia de obtener buenos resultados.
- 4- En este proyecto en la parte de instrumentos de medición, se trató solamente lo que se refiere a su funcionamiento, utilización y mantenimiento, y también como actualmente se esta en proceso de experimentación con equipos de medición de tecnología electrónica, no se tuvo la oportunidad de realizar una comparación entre los equipos para determinar los más convenientes para obtener mejores resultados.

RECOMENDACIONES

- 1- Actualmente para los cálculos de flujo de agua en vertedero en los Campos Geotérmicos de Ahuachapán y Berlín se utilizan formulas en las cuales se utiliza un valor estimado para los efectos del coeficiente de descarga y efectos de contracción en los bordes del vertedero (Establecidos por Francis A. Lencastre), el cual puede ser que no se adapte correctamente a las condiciones del ambiente geotérmico y la construcción de los vertederos, por lo tanto se recomienda una revisión y corrección de las formulas en base a los métodos establecidos en normas internacionalmente aceptadas para la medición de caudales de agua en vertedero.
- 2- Es recomendable realizar en un futuro un estudio de comparación entre los equipos de medición actuales y los nuevos equipos electronicos para establecer cuales son los más apropiados para el ambiente geotérmico en que se trabaja y así poder recolectar información más veraz. Estos estudios pueden ser propuestos como trabajos de investigación a estudiantes universitarios afines con la instrumentación.
- 3- Particularmente en el Campo Geotérmico de Ahuachapán, se recomienda que se establezca un programa de auto capacitación entre los trabajadores, técnicos y profesionales, en el cual se compartan las experiencias de trabajo de cada uno, mediante la implementación de un programa de charlas técnicas con la participación de todo el personal involucrado o no en las mediciones geotérmicas. Se recomienda especialmente en el Campo Geotérmico de Ahuachapán por tener muchos más años de estar funcionando y por lo tanto su personal posee mucha más experiencia. En el Campo Geotérmico de Berlín la recomendación es que se impulse con mayor interés este tipo de programa porque se inicio hace ocho meses pero a la fecha no se le ha dado el debido seguimiento y se esta perdiendo el interés. Esto ayudará a que la experiencia de los trabajadores no se pierda con el transcurso del tiempo en el cual algunas personas abandonaran su puesto de trabajo por diversos motivos y para que cada persona sepa la importancia que tiene su trabajo en el funcionamiento de un campo geotérmico.
- 4- Con la oportunidad de capacitación que tiene el personal de la empresa en el extranjero, continuamente se tiene nueva información disponible sobre técnicas y procedimientos de mediciones geotérmicas, por lo tanto es recomendable que no se considere un trabajo terminado este documento y se siga trabajando continuamente en el, de tal manera que en nuevas ediciones se posea un documento con una riqueza de información muy abundante y valiosa, que incluso puede proveerse a países vecinos en los cuales exista la explotación de los recursos geotérmicos.

ANEXO A

FACTORES PARA CONVERSION DE UNIDADES

Tabla A.1 Unidades de longitud

	cm	m	km	plg	pie	mi
1 Centímetro	1	10^{-2}	10^{-5}	0.3937	3.281×10^{-2}	6.214×10^{-6}
1 Metro	100	1	10^{-3}	39.3	3.281	6.214×10^{-4}
1 Kilómetro	10^5	1000	1	3.937×10^4	3281	0.6214
1 Pulgada	2.54	2.540×10^{-2}	2.540×10^{-5}	1	8.333×10^{-2}	1.578×10^{-5}
1 Pie	30.48	0.3048	3.048×10^{-4}	12	1	1.894×10^{-4}
1 Milla	1.609×10^5	1609	1609	6.336×10^4	5280	1

1 Braza= 6 pies

1 Yarda= 3 pies

1 Vara= 16.5 pies

Tabla A.2 Unidades de área

	m ²	cm ²	pie ²	plg ²	mil circular
1 Metro Cuadrado	1	10^4	10.76	1550	1.974×10^3
1 Centímetro cuadrado	10^{-4}	1	1.076×10^{-3}	0.155	1.974×10^{-5}
1 Pie cuadrado	9.290×10^{-2}	929	1	144	1.833×10^3
1 Pulgada cuadrada	6.452×10^{-4}	6.452	6.944×10^{-3}	1	1.273×10^5
1 Mil circular	5.067×10^{-10}	5.067×10^{-6}	5.454×10^{-9}	7.854×10^{-7}	1

Tabla A.3 Unidades de volumen

	m ³	cm ³	l	pie ³	plg ³
1 Metro Cúbico	1	10^6	1000	35.31	6.102×10^4
1 Centímetro Cúbico	10^{-6}	1	10^{-3}	3.531×10^{-5}	6.102×10^{-2}
1 Litro	1.000×10^{-3}	1000	1	3.531×10^{-2}	61.02
1 Pie cúbico	2.832×10^{-2}	2.832×10^4	28.32	1	1728
1 Pulgada cúbica	1.639×10^{-5}	16.39	1.639×10^{-2}	5.787×10^{-4}	1

1 Litro= 10^{-3} m³

Tabla A.4 Unidades de masa

	g	kg	slug	oz	lb	ton
1 Gramo	1	0.001	6.852×10^{-5}	3.527×10^{-2}	2.205×10^{-3}	1.102×10^{-6}
1 Kilogramo	1000	1	6.852×10^{-2}	35.27	2.205	1.102×10^{-3}
1 Slug	1.459×10^4	14.59	1	514.8	32.17	1.609×10^{-2}
1 Onza	28.35	2.835×10^{-2}	1.943×10^{-3}	1	6.250×10^{-2}	3.125×10^{-5}
1 Libra	453.6	0.4536	3.108×10^{-2}	16	1	0.0005
1 Tonelada	9.072×10^5	907.2	62.16	3.2×10^4	2000	1

Tabla A.5 Unidades de densidad

	slug/pie ³	kg/m ³	g/cm ³	lb/pie ³	lb/plg ³
1 Slug por pie ³	1	515.4	0.5154	32.17	1.862×10^{-2}
1 Kilogramo por metro ³	1.940×10^{-3}	1	0.001	6.243×10^{-2}	3.613×10^{-5}
1 Gramo por cm ³	1.940	1000	1	62.43	3.613×10^{-2}
1 Libra por pie ³	3.108×10^{-2}	16.02	1.602×10^{-2}	1	5.787×10^{-4}
1 Libra por plg ³	53.71	2.768×10^4	27.68	1728	1

Tabla A.6 Unidades de presión

	atm	dina/cm	cm Hg	pascal	lb/plg
1 Atmósfera	1	1.013×10^6	76	1.013×10^5	14.70
1 Dina por cm ²	9.869×10^{-7}	1	7.501×10^{-5}	0.1	1.450×10^{-5}
1 Centímetro de Hg	1.316×10^2	1.333×10^4	1	1333	0.1934
1 Pascal (Pa)	9.869×10^{-6}	10	7.501×10^{-4}	1	1.450×10^{-4}
1 Libra por pulgada ²	6.805×10^{-2}	6.895×10^4	5.171	6.895×10^3	1

1 bar = 10^6 dina/cm² = 0.1 MPa

ANEXO B

TABLAS DE VAPOR

SATURADO

TABLAS DE VAPOR SATURADO

t	T	p	v'	v''	kg/m	h'	h''	r	s'	s''
°C	°K	at	m/kg	m/kg	m ³ /kg	kcal/kg	kcal/kg	kcal/kg	kcal/kg°K	kcal/kg°K
0.00	273.15	0.006228	0.0010002	206.30	0.004847	-0.01	597.5	597.5	0.0000	2.1873
0.01	273.16	0.006233	0.0010002	206.20	0.004851	0.00	597.5	597.5	0.0000	2.1872
1	274.15	0.006696	0.0010001	192.60	0.005192	1.00	597.9	596.9	0.0036	2.1809
2	275.15	0.007194	0.0010001	179.90	0.005558	2.00	598.4	596.4	0.0073	2.1746
3	276.15	0.007724	0.0010001	168.20	0.005946	3.01	598.8	595.8	0.0110	2.1684
4	277.15	0.008289	0.0010000	157.30	0.006358	4.01	599.2	595.2	0.0146	2.1622
5	278.15	0.008890	0.0010000	147.20	0.006795	5.02	599.7	594.7	0.0182	2.1560
6	279.15	0.009530	0.0010000	137.80	0.007258	6.02	600.1	594.1	0.0218	2.1500
7	280.15	0.010209	0.0010001	129.10	0.007748	7.02	600.6	593.5	0.0254	2.1439
8	281.15	0.010931	0.0010001	121.00	0.008267	8.03	601.0	593.0	0.0290	2.1380
9	282.15	0.011698	0.0010002	113.40	0.008816	9.03	601.4	592.4	0.0325	2.1321
10	283.15	0.012512	0.0010003	106.40	0.009396	10.03	601.9	591.8	0.0361	2.1262
11	284.15	0.013375	0.0010003	99.91	0.010010	11.03	602.3	591.3	0.0396	2.1204
12	285.15	0.014290	0.0010004	93.84	0.010660	12.03	602.7	590.7	0.0431	2.1146
13	286.15	0.015260	0.0010006	88.18	0.01134	13.03	603.2	590.1	0.0466	2.1089
14	287.15	0.016288	0.0010007	82.90	0.01206	14.03	603.6	589.6	0.0501	2.1033
15	288.15	0.017375	0.0010008	77.98	0.01282	15.03	604.1	589.0	0.0536	2.0977
16	289.15	0.018526	0.0010010	73.38	0.01363	16.03	604.5	588.5	0.0570	2.0921
17	290.15	0.019743	0.0010012	69.09	0.01447	17.03	604.9	587.9	0.0605	2.0866
18	281.15	0.02103	0.0010013	65.09	0.01536	18.03	605.4	587.3	0.0639	2.0812
19	292.15	0.02239	0.0010015	61.34	0.01630	19.03	605.8	586.8	0.0674	2.0758
20	293.15	0.02383	0.0010017	57.84	0.01729	20.03	606.2	586.2	0.0708	2.0704
21	294.15	0.02534	0.0010019	54.56	0.01833	21.03	606.7	585.6	0.0742	2.0651
22	295.15	0.02694	0.0010022	51.49	0.01942	22.03	607.1	585.1	0.0776	2.0598
23	296.15	0.02863	0.0010024	48.62	0.02057	23.03	607.5	584.5	0.0809	2.0546
24	297.15	0.03041	0.0010026	45.93	0.02177	24.02	608.0	583.9	0.0843	2.0494
25	298.15	0.03228	0.0010029	43.40	0.02304	25.02	608.4	583.4	0.0877	2.0443
26	299.15	0.03426	0.0010032	41.03	0.02437	26.02	608.8	582.8	0.0910	2.0392
27	300.15	0.03634	0.0010034	38.81	0.02576	27.02	609.3	582.3	0.0943	2.0342
28	301.15	0.03853	0.0010037	36.73	0.02723	28.02	609.7	581.7	0.0977	2.0292
29	302.15	0.04083	0.0010040	34.77	0.02876	29.02	610.1	581.1	0.1010	2.0242
30	303.15	0.04325	0.0010043	32.93	0.03037	30.01	610.6	580.6	0.1043	2.0193
31	304.15	0.04580	0.0010046	31.20	0.03205	31.01	611.0	580.0	0.1075	2.0145
32	305.15	0.04847	0.0010049	29.57	0.03382	32.01	611.4	579.4	0.1108	2.0096
33	306.15	0.05128	0.0010053	28.04	0.03566	33.01	611.9	578.9	0.1141	2.0049
34	307.15	0.05423	0.0010056	26.60	0.03759	34.01	612.3	578.3	0.1173	2.0001
35	308.15	0.05732	0.0010060	25.24	0.03961	35.00	612.7	577.7	0.1206	1.9954
36	309.15	0.06057	0.0010063	23.97	0.04172	36.00	613.2	577.2	0.1238	1.9907
37	310.15	0.06398	0.0010067	22.76	0.04393	37.00	613.6	576.6	0.1270	1.9861
38	311.15	0.06755	0.0010070	21.63	0.04624	38.00	614.0	576.0	0.1303	1.9815
39	312.15	0.07129	0.0010074	20.56	0.04865	39.00	614.4	575.5	0.1335	1.9770
40	313.15	0.07520	0.0010078	19.55	0.05116	40.00	614.9	574.9	0.1366	1.9725
41	314.15	0.07931	0.0010082	18.59	0.05379	40.99	615.3	574.3	0.1398	1.9680
42	315.15	0.08360	0.0010086	17.69	0.05652	41.99	615.7	573.7	0.1430	1.9635
43	316.15	0.08809	0.0010090	16.84	0.05938	42.99	616.2	573.2	0.1462	1.9591
44	317.15	0.09279	0.0010094	16.04	0.06236	43.99	616.6	572.6	0.1493	1.9548
45	318.15	0.09771	0.0010099	15.28	0.06546	44.99	617.0	572.0	0.1525	1.9504
46	319.15	0.10285	0.0010103	14.56	0.06869	45.99	617.4	571.4	0.1556	1.9461
47	320.15	0.10821	0.0010107	13.88	0.07206	46.98	617.9	570.9	0.1587	1.9419
48	321.15	0.11382	0.0010112	13.23	0.07557	47.98	618.3	570.3	0.1618	1.9376
49	322.15	0.11967	0.0010117	12.62	0.07922	48.98	618.7	569.7	0.1649	1.9335
50	323.15	0.12578	0.0010121	12.05	0.08302	49.98	619.1	569.1	0.1680	1.9293
51	324.15	0.13216	0.0010126	11.50	0.08697	50.98	619.6	568.6	0.1711	1.9252
52	325.15	0.13881	0.0010131	10.98	0.09108	51.98	620.0	568.0	0.1742	1.9211
53	326.15	0.14575	0.0101360	10.49	0.09535	52.98	620.4	567.4	0.1773	1.9170
54	327.15	0.15298	0.0010140	10.02	0.09979	53.98	620.8	566.8	0.1803	1.9130
55	328.15	0.16051	0.0010145	9.579	0.1044	54.97	621.2	566.3	0.1834	1.9090
56	329.15	0.16836	0.0010150	9.159	0.1092	55.97	621.7	565.7	0.1864	1.9050
57	330.15	0.17654	0.0010156	8.760	0.1142	56.97	622.1	565.1	0.1894	1.9011
58	331.15	0.18505	0.0010161	8.381	0.1193	57.97	622.5	564.5	0.1925	1.8972
59	332.15	0.19391	0.0010166	8.021	0.1247	58.97	622.9	563.9	0.1955	1.8933
60	333.15	0.20313	0.0010171	7.679	0.1302	59.97	623.3	563.3	0.1985	1.8895
61	334.15	0.2127	0.0010177	7.353	0.136	60.97	623.7	562.8	0.2015	1.8857
62	335.15	0.2227	0.0010182	7.044	0.142	61.97	624.1	562.2	0.2045	1.8819
63	336.15	0.2331	0.0010188	6.749	0.1482	62.97	624.6	561.6	0.2074	1.8781
64	337.15	0.2438	0.0010193	6.469	0.1546	63.97	625	561	0.2104	1.8744

TABLAS DE VAPOR SATURADO

t	T	p	v'	v''	h'	h''	r	s'	s''	
°C	°K	at	m/kg	m/kg	kg/m	kcal/kg	kcal/kg	kcal/kg	kcal/kg°K	kcal/kg°K
65	338.15	0.255	0.0010199	6.202	0.1612	64.97	625.4	560.4	0.2134	1.8707
66	339.15	0.2667	0.0010205	5.948	0.1681	65.97	625.8	559.8	0.2163	1.867
67	340.15	0.2787	0.0010211	5.706	0.1752	66.97	626.2	559.2	0.2193	1.8634
68	341.15	0.2913	0.0010217	5.476	0.1826	67.97	626.6	558.6	0.2222	1.8598
69	342.15	0.3043	0.0010223	5.256	0.1903	68.97	627	558	0.2251	1.8562
70	343.15	0.3178	0.0010228	5.046	0.1982	69.98	627.4	557.5	0.2281	1.8526
71	344.15	0.3318	0.0010235	4.846	0.2063	70.98	627.8	556.9	0.231	1.8491
72	345.15	0.3463	0.0010241	4.656	0.2148	71.98	628.2	556.3	0.2339	1.8456
73	346.15	0.3615	0.0010247	4.474	0.2235	72.98	628.6	555.7	0.2368	1.8421
74	347.15	0.3769	0.0010253	4.3	0.2326	73.98	629	555.1	0.2397	1.8386
75	348.15	0.3931	0.0010259	4.134	0.2419	74.98	629.5	554.5	0.2425	1.8352
76	349.15	0.4098	0.0010266	3.976	0.2515	75.98	629.9	553.9	0.2454	1.8318
77	350.15	0.4272	0.0010272	3.824	0.2615	76.99	630.3	553.3	0.2483	1.8284
78	351.15	0.4451	0.0010279	3.68	0.2718	77.99	630.7	552.7	0.2511	1.825
79	352.15	0.4637	0.0010285	3.541	0.2824	78.99	631.1	552.1	0.254	1.8217
80	353.15	0.4829	0.0010292	3.409	0.2933	79.99	631.4	551.5	0.2568	1.8184
81	354.15	0.5028	0.0010299	3.283	0.3046	81	631.8	550.9	0.2597	1.8151
82	355.15	0.5234	0.0010305	3.162	0.3163	82	632.2	550.2	0.2625	1.8118
83	356.15	0.5447	0.0010312	3.046	0.3283	83	632.6	549.6	0.2653	1.8086
84	357.15	0.5667	0.0010319	2.935	0.3407	84.01	633	549	0.2681	1.8054
85	358.15	0.5894	0.0010326	2.829	0.3535	85.01	633.4	548.4	0.2709	1.8022
86	359.15	0.6129	0.0010333	2.727	0.3667	86.01	633.8	547.8	0.2737	1.799
87	360.15	0.6372	0.001034	2.63	0.3803	87.02	634.2	547.2	0.2765	1.7959
88	361.15	0.6623	0.0010347	2.536	0.3942	88.02	634.6	546.6	0.2793	1.7927
89	362.15	0.6882	0.0010354	2.447	0.4087	89.03	635	546	0.2821	1.7896
90	363.15	0.7149	0.0010361	2.361	0.4235	90.03	635.4	545.3	0.2848	1.7865
91	364.15	0.7425	0.0010369	2.279	0.4388	91.04	635.7	544.7	0.2876	1.7835
92	365.15	0.771	0.0010376	2.2	0.4545	92.04	636.1	544.1	0.2903	1.7804
93	366.15	0.8004	0.0010384	2.125	0.4707	93.05	636.5	543.5	0.2931	1.7774
94	367.15	0.8307	0.0010391	2.052	0.4873	94.05	636.9	542.8	0.2958	1.7744
95	368.15	0.8619	0.0010399	1.982	0.5045	95.06	637.3	542.2	0.2986	1.7714
96	369.15	0.8941	0.0010406	1.915	0.5221	96.06	637.7	541.6	0.3013	1.7685
97	370.15	0.9274	0.0010414	1.851	0.5402	97.07	638	541	0.304	1.7655
98	371.15	0.9616	0.0010421	1.789	0.5589	98.08	638.4	540.3	0.3067	1.7626
99	372.15	0.9969	0.0010429	1.73	0.578	99.08	638.8	539.7	0.3094	1.7597
100	373.15	1.0332	0.0010437	1.673	0.5977	100.09	639.2	539.1	0.3121	1.7568
101	374.15	1.0707	0.0010445	1.618	0.618	101.1	639.5	538.4	0.3148	1.7539
102	375.15	1.1092	0.0010453	1.566	0.6388	102.11	639.9	537.8	0.3175	1.7511
103	376.15	1.1489	0.0010461	1.515	0.6601	103.12	640.3	537.1	0.3202	1.7483
104	377.15	1.1898	0.0010469	1.466	0.6421	104.21	640.6	536.5	0.3229	1.7454
105	378.15	1.2318	0.0010477	1.419	0.7046	105.13	641	535.9	0.3255	1.7427
160	433.15	6.303	0.0011022	0.3068	3.26	161.33	658.4	497.1	0.464	1.6116
161	434.15	6.464	0.0011034	0.2995	3.339	162.37	658.7	496.3	0.4663	1.6096
162	435.15	6.63	0.0011046	0.2924	3.42	163.41	658.9	495.5	0.4687	1.6075
163	436.15	6.798	0.0011058	0.2856	3.502	164.45	659.2	494.7	0.4711	1.6055
164	437.15	6.97	0.001107	0.2789	3.586	165.49	659.5	494	0.4735	1.6034
165	438.15	7.146	0.0011082	0.2724	3.671	166.54	659.7	493.2	0.4758	1.6014
166	439.15	7.325	0.0011095	0.2661	3.758	167.58	659.9	492.4	0.4782	1.5994
167	440.15	7.507	0.0011107	0.26	3.847	168.62	660.2	491.6	0.4806	1.5974
168	441.15	7.693	0.0011119	0.254	3.937	169.67	660.4	490.8	0.4829	1.5954
169	442.15	7.883	0.0011132	0.2482	4.029	170.71	660.7	490	0.4853	1.5934
170	443.15	8.076	0.0011145	0.2426	4.123	171.76	660.9	489.1	0.4876	1.5914
182	455.15	10.703	0.0011302	0.1855	5.391	184.38	663.5	479.1	0.5156	1.5683
183	456.15	10.949	0.0011316	0.1815	5.509	185.44	663.7	478.3	0.5179	1.5664
171	444.15	8.274	0.0011157	0.2371	4.218	172.81	661.1	488.3	0.49	1.5895
172	445.15	8.474	0.001117	0.2317	4.316	173.85	661.4	487.5	0.4923	1.5875
173	446.15	8.679	0.0011183	0.2265	4.415	174.9	661.6	486.7	0.4947	1.5855
174	447.15	8.888	0.0011196	0.2215	4.515	175.95	661.8	485.9	0.497	1.5836
175	448.15	9.1	0.0011209	0.2165	4.618	177	662	485	0.4993	1.5817
176	449.15	9.317	0.0011222	0.2117	4.723	178.05	662.3	484.2	0.5017	1.5797
177	450.15	9.538	0.0011235	0.2071	4.829	179.1	662.5	483.4	0.504	1.5778
178	451.15	9.762	0.0011248	0.2025	4.937	180.16	662.7	482.5	0.5063	1.5759
179	452.15	9.991	0.0011262	0.1981	5.048	181.21	662.9	481.7	0.5086	1.574
180	453.15	10.224	0.0011275	0.1938	5.16	182.27	663.1	480.8	0.511	1.5721
181	454.15	10.462	0.0011289	0.1896	5.274	183.32	663.3	480	0.5133	1.5702
184	457.15	11.2	0.001133	0.1776	5.629	186.5	663.9	477.4	0.5202	1.5645

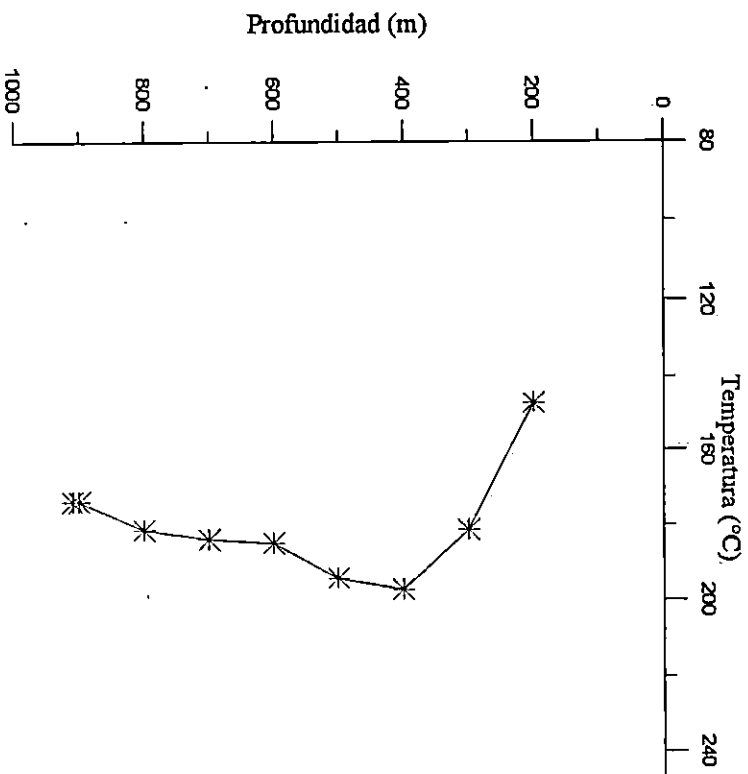
TABLAS DE VAPOR SATURADO

t	T	p	v'	v''	h'	h''	r	s'	s''	
°C	°K	at	m/kg	m/kg	kg/m	kcal/kg	kcal/kg	kcal/kg	kcal/kg°K	kcal/kg°K
185	458.15	11.455	0.0011344	0.1739	5.752	187.56	664.1	476.5	0.5225	1.5626
186	459.15	11.714	0.0011358	0.1702	5.877	188.62	664.3	475.7	0.5248	1.5608
187	460.15	11.978	0.0011372	0.1666	6.003	189.68	664.5	474.8	0.5271	1.5589
188	461.15	12.247	0.0011386	0.1631	6.132	190.74	664.7	473.9	0.5294	1.5571
189	462.15	12.521	0.0011401	0.1596	6.264	191.81	664.8	473	0.5317	1.5552
190	463.15	12.799	0.0011415	0.1563	6.397	192.87	665	472.1	0.534	1.5534
191	464.15	13.082	0.001143	0.1531	6.533	193.94	665.2	471.2	0.5362	1.5515
192	465.15	13.37	0.0011444	0.1499	6.671	195.01	665.4	470.3	0.5385	1.5497
193	466.15	13.662	0.0011459	0.1468	6.812	196.07	665.5	469.4	0.5408	1.5479
194	467.15	13.96	0.0011474	0.1438	6.955	197.14	665.7	468.5	0.5431	1.5461
195	468.15	14.263	0.0011489	0.1408	7.1	198.21	665.8	467.6	0.5453	1.5442
196	469.15	14.571	0.0011504	0.138	7.248	199.29	666	466.7	0.5476	1.5424
197	470.15	14.884	0.0011519	0.1352	7.398	200.36	666.2	465.8	0.5499	1.5406
198	471.15	15.203	0.0011534	0.1324	7.551	201.43	666.3	464.9	0.5521	1.5388
199	472.15	15.526	0.0011549	0.1298	7.706	202.51	666.5	464	0.5544	1.537
200	473.15	15.855	0.0011565	0.1272	7.864	203.59	666.6	463	0.5567	1.5352
201	474.15	16.19	0.0011581	0.1246	8.025	204.66	666.7	462.1	0.5589	1.5335
202	475.15	16.53	0.0011596	0.1221	8.188	205.74	666.9	461.1	0.5612	1.5317
203	476.15	16.875	0.0011612	0.1197	8.354	206.82	667	460.2	0.5634	1.5299
204	477.15	17.226	0.0011628	0.1173	8.522	207.9	667.1	459.2	0.5657	1.5281
205	478.15	17.583	0.0011644	0.115	8.694	208.99	667.3	458.3	0.5679	1.5264
206	479.15	17.945	0.001166	0.1128	8.868	210.07	667.4	457.3	0.5702	1.5246
207	480.15	18.314	0.0011676	0.1106	9.045	211.16	667.5	456.4	0.5724	1.5229
208	481.15	18.688	0.0011693	0.1084	9.225	212.24	667.6	455.4	0.5747	1.5211
209	482.15	19.068	0.0011709	0.1063	9.408	213.33	667.8	454.3	0.5769	1.5194
210	483.15	19.454	0.0011726	0.1042	9.593	214.42	667.9	453.4	0.5791	1.5176
211	484.15	19.846	0.0011743	0.1022	9.782	215.51	668	452.5	0.5814	1.5159
212	485.15	20.244	0.001176	0.1003	9.974	216.6	668.1	451.5	0.5836	1.5141
213	486.15	20.648	0.0011777	0.09834	10.17	217.7	668.2	450.5	0.5858	1.5124
214	487.15	21.058	0.0011794	0.09646	10.37	218.79	668.3	449.5	0.588	1.5107
215	488.15	21.475	0.0011811	0.09463	10.57	219.89	668.4	448.5	0.5903	1.5089
216	489.15	21.898	0.0011829	0.09283	10.77	220.99	668.4	447.5	0.5925	1.5072
217	490.15	22.328	0.0011846	0.09107	10.98	222.09	668.5	446.4	0.5947	1.5055
218	491.15	22.764	0.0011864	0.08936	11.19	223.19	668.6	445.4	0.5969	1.5038
219	492.15	23.206	0.0011882	0.08768	11.41	224.29	668.7	444.4	0.5991	1.5021
220	493.15	23.656	0.00119	0.08604	11.62	225.39	668.7	443.4	0.6014	1.5004
221	494.15	24.112	0.0011918	0.08443	11.84	226.5	668.8	442.3	0.6036	1.4987
222	495.15	24.574	0.0011936	0.08286	12.07	227.6	668.9	441.3	0.6058	1.497
223	496.15	25.044	0.0011954	0.08132	12.3	228.71	668.9	440.2	0.608	1.4953
224	497.15	25.52	0.0011973	0.07982	12.53	229.82	669	439.2	0.6102	1.4936
225	498.15	26.004	0.0011992	0.07835	12.76	230.94	669	438.1	0.6124	1.4919
226	499.15	26.494	0.001201	0.07691	13	232.05	669.1	437	0.6146	1.4902
227	500.15	26.992	0.0012029	0.0755	13.24	233.16	669.1	436	0.6168	1.4885
228	501.15	27.496	0.0012048	0.07412	13.49	234.28	669.2	434.9	0.619	1.4868
229	502.15	28.008	0.0012068	0.07277	13.74	235.4	669.2	433.8	0.6212	1.4851
230	503.15	28.528	0.0012087	0.07145	14	236.52	669.2	432.7	0.6234	1.4834
231	504.15	29.054	0.0012117	0.07016	14.25	237.64	669.3	431.6	0.6256	1.4817
232	505.15	29.588	0.0012127	0.06889	14.52	238.77	669.3	430.5	0.6278	1.48
233	506.15	30.13	0.0012147	0.06765	14.78	239.9	669.3	429.4	0.63	1.4784
234	507.15	30.679	0.0012167	0.06643	15.05	241	669.3	428.3	0.6322	1.4767
235	508.15	31.236	0.0012187	0.06525	15.33	242.1	669.3	427.2	0.6344	1.475
236	509.15	31.801	0.0012207	0.06408	15.61	243.3	669.3	426	0.6366	1.4733
237	510.15	32.373	0.0012228	0.06294	15.89	244.4	669.3	424.9	0.6388	1.4717
238	511.15	32.954	0.0012249	0.06182	16.18	245.6	669.3	423.8	0.641	1.47
239	512.15	33.542	0.001227	0.06073	16.47	246.7	669.3	422.6	0.6432	1.4683
240	513.15	34.138	0.0012291	0.05965	16.76	247.8	669.3	421.5	0.6454	1.4667
241	514.15	34.743	0.0012312	0.0586	17.06	249	669.3	420.3	0.6475	1.465
242	515.15	35.355	0.0012334	0.05757	17.37	250.1	669.3	419.1	0.6497	1.4633
243	516.15	35.976	0.0012355	0.05656	17.68	251.3	669.2	418	0.6519	1.4617
244	517.15	36.606	0.0012377	0.05558	17.99	252.4	669.2	416.8	0.6541	1.46
245	518.15	37.243	0.0012399	0.05461	18.31	253.6	669.1	415.6	0.6563	1.4583
246	519.15	37.889	0.0012422	0.05366	18.64	254.7	669.1	414.4	0.6585	1.4567
247	520.15	38.544	0.0012444	0.05272	18.97	255.9	669.1	413.2	0.6607	1.455
248	521.15	39.207	0.0012467	0.05181	19.3	257	669	412	0.6628	1.4533
249	522.15	39.879	0.001249	0.05092	19.64	258.2	668.9	410.8	0.665	1.4517
250	523.15	40.56	0.0012513	0.05004	19.99	259.3	668.9	409.5	0.6672	1.45

TABLAS DE VAPOR SATURADO

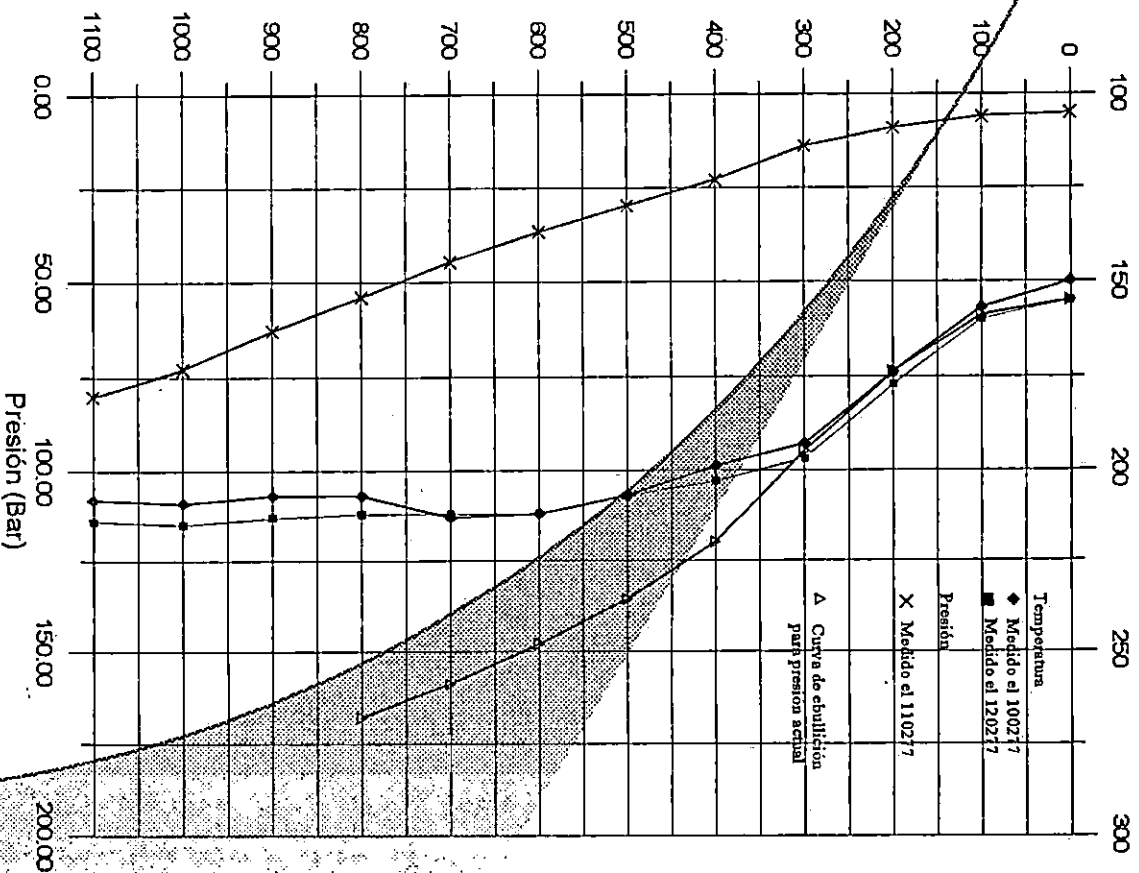
t	T	p	v'	v''	h'	h''	r	s'	s''	
°C	°K	at	m/kg	m/kg	kg/m	kcal/kg	kcal/kg	kcal/kg	kcal/kg°K	kcal/kg°K
251	524.15	41.25	0.0012536	0.04918	20.33	260.5	668.8	408.3	0.6694	1.4483
252	525.15	41.949	0.001256	0.04833	20.69	261.7	668.7	407.1	0.6716	1.4467
253	526.15	42.656	0.0012584	0.0475	21.05	262.8	668.6	405.8	0.6738	1.445
254	527.15	43.373	0.0012608	0.04669	21.42	264	668.6	404.6	0.6759	1.4433
255	528.15	44.099	0.0012632	0.0459	21.79	265.2	668.5	403.3	0.6781	1.4417
256	529.15	44.834	0.0012656	0.04511	22.17	266.3	668.4	402	0.6803	1.44
257	530.15	45.579	0.0012681	0.04435	22.55	267.5	668.3	400.7	0.6825	1.4383
258	531.15	46.332	0.0012706	0.0436	22.94	268.7	668.2	399.4	0.6847	1.4367
259	532.15	47.096	0.0012731	0.04286	23.33	269.9	668	398.1	0.6869	1.435
260	533.15	47.869	0.0012756	0.04213	23.73	271.1	667.9	396.8	0.689	1.4333
261	534.15	48.652	0.0012782	0.04142	24.14	272.3	667.8	395.5	0.6912	1.4316
262	535.15	49.444	0.0012808	0.04073	24.55	273.5	667.7	394.2	0.6934	1.43
263	536.15	50.246	0.0012834	0.04004	24.97	274.6	667.5	392.9	0.6956	1.4283
264	537.15	51.058	0.0012861	0.03937	25.4	275.8	667.4	391.5	0.6978	1.4266
265	538.15	51.88	0.0012887	0.03871	25.83	277	667.2	390.2	0.7	1.4249
266	539.15	52.713	0.0012914	0.03806	26.27	278.2	667.1	388.8	0.7021	1.4232
267	540.15	53.555	0.0012942	0.03743	26.72	279.5	666.9	387.4	0.7043	1.4215
268	541.15	54.407	0.0012969	0.0368	27.17	280.7	666.7	386.1	0.7065	1.4199
269	542.15	55.27	0.0012997	0.03619	27.63	281.9	666.5	384.7	0.7087	1.4182
270	543.15	56.144	0.0013025	0.03559	28.1	283.1	666.3	383.3	0.7109	1.4165
271	544.15	57.027	0.0013053	0.035	28.57	284.3	666.2	381.8	0.7131	1.4148
272	545.15	57.922	0.0013082	0.03442	29.06	285.5	666	380.4	0.7153	1.4131
273	546.15	58.827	0.0013111	0.03385	29.55	286.7	665.7	379	0.7175	1.4114
274	547.15	59.742	0.0013141	0.03329	30.04	288	665.5	377.6	0.7197	1.4096
275	548.15	60.669	0.0013171	0.03274	30.55	289.2	665.3	376.1	0.7219	1.4079
276	549.15	61.607	0.00132	0.0322	31.06	290.4	665.1	374.6	0.7241	1.4062
277	550.15	62.555	0.0013231	0.03166	31.58	291.7	664.8	373.2	0.7262	1.4045
278	551.15	63.515	0.0013261	0.03114	32.11	292.9	664.6	371.4	0.7284	1.4028
279	552.15	64.486	0.0013292	0.03063	32.65	294.2	664.4	370.2	0.7306	1.401
280	553.15	65.468	0.0013324	0.03013	33.19	295.4	664.1	368.7	0.7329	1.3993
281	554.15	66.461	0.0013356	0.02963	33.75	296.7	663.8	367.2	0.7351	1.3976
282	555.15	67.466	0.0013388	0.02914	34.31	297.9	663.5	365.6	0.7373	1.3958
283	556.15	68.482	0.001342	0.02867	34.88	299.2	663.3	364.1	0.7395	1.3941
284	557.15	69.511	0.0013453	0.0282	35.47	300.4	663	362.5	0.7417	1.3923
285	558.15	70.55	0.0013487	0.02773	36.06	301.7	662.7	361	0.7439	1.3906
286	559.15	71.602	0.001352	0.02728	36.66	303	662.4	359.4	0.7461	1.3888
287	560.15	72.666	0.0013554	0.02683	37.27	304.3	662	357.8	0.7483	1.387
288	561.15	73.741	0.0013589	0.02639	37.89	305.5	661.7	356.2	0.7506	1.3852
289	562.15	74.829	0.0013624	0.02596	38.52	306.8	661.4	354.6	0.7528	1.3825
290	563.15	75.929	0.0013659	0.02554	39.16	308.1	661	352.9	0.755	1.3817
291	564.15	77.041	0.0013695	0.02512	39.81	309.4	660.7	351.3	0.7572	1.3799
292	565.15	78.166	0.0013732	0.02471	40.48	310.7	660.3	349.6	0.7595	1.3781
293	566.15	79.303	0.0013769	0.0243	41.15	312	660	347.9	0.7617	1.3763
294	567.15	80.452	0.0013806	0.0239	41.83	313.3	659.6	346.3	0.764	1.3744
295	568.15	81.615	0.0013844	0.02351	42.53	314.6	659.2	344.6	0.7662	1.3726
296	569.15	82.79	0.0013882	0.02313	43.24	315.9	658.8	342.8	0.7684	1.3708
297	570.15	83.978	0.0013921	0.02275	43.96	317.3	658.4	341.1	0.7707	1.3689
298	571.15	85.179	0.01396	0.02238	44.69	318.6	657.9	339.4	0.773	1.3671
299	572.15	86.394	0.0014	0.02201	45.43	319.9	657.5	337.6	0.7752	1.3652
300	573.15	87.621	0.0014041	0.02165	46.19	321.3	657.1	335.8	0.7775	1.3634
301	574.15	88.862	0.0014082	0.02129	46.96	322.6	656.6	334	0.7798	1.3615
302	575.15	90.116	0.0014123	0.02094	47.75	324	656.2	332.2	0.782	1.3596
303	576.15	91.384	0.0014166	0.0206	48.54	325.3	655.7	330.4	0.7843	1.3577
304	577.15	92.665	0.0014208	0.02026	49.36	326.7	655.2	328.5	0.7866	1.3558
305	578.15	93.96	0.0014252	0.01993	50.18	328	654.7	326.7	0.7889	1.3539
306	579.15	95.269	0.0014296	0.0196	51.02	329.4	654.2	324.8	0.7912	1.352
307	580.15	96.592	0.0014341	0.01928	51.88	330.8	653.7	322.9	0.7935	1.35

Gradiente negativo de Temperatura



Registro de temperatura pozo 8 campo Krisuvik, Islandia.

Flujo bifásico en el pozo



Presión y temperatura medido durante descarga de pozo KJ-9, Krafla Islandia

