

MINISTERIO DE INDUSTRIA Y ENERGIA
SECRETARIA DE LA ENERGIA Y RECURSOS MINERALES

CONVENIO CON ENADIMSA PARA EL DESARROLLO DE
TRABAJOS DE INVESTIGACION GEOTERMICA DENTRO
DEL PROGRAMA 234. OTRAS FUENTES DE ENERGIA.
AÑO - 1984.

TECNOLOGIA DE PRUEBAS DE PRODUCCION EN YACI
MIENTOS GEOTERMICOS.

- INFORME FINAL -



INSTITUTO GEOLOGICO Y MINERO DE ESPAÑA

00885

I N D I C E

	<u>Págs.</u>
1.- PRESENTACION	1
2.- ALMACENES GEOTERMICOS	4
2.1.- TIPOS DE ALMACENES GEOTERMICOS	5
2.1.1.- Almacenes de Agua con temperatura moder <u>a</u> da	5
2.1.2.- Almacenes de Agua muy caliente	6
2.1.3.- Almacenes de dos fases con predominio de la fase líquida	6
2.1.4.- Almacenes de dos fases con predominio de de la fase vapor	7
2.2.- PARAMETROS DE UN ALMACEN	10
2.2.1.- Porosidad	11
2.2.2.- Comprensibilidad	12
2.2.3.- Permeabilidad	13
2.2.4.- Saturación	13
2.2.5.- Conductividad térmica	14
2.2.6.- Capacidad térmica	14
2.2.7.- Entalpía	15
3.- PRUEBAS DE PRODUCCION	
3.1.- OBJETIVOS	18
3.1.1.- Características del almacén	18
3.1.2.- Interferencia almacén	19
3.1.3.- Características del pozo	19
3.1.4.- Utilización del fluido	19
3.1.5.- Reinyección	19
3.2.- PLANIFICACION DE PRUEBAS: PROBLEMAS	20
3.2.1.- Dañado de pozos y almacenes	20

	<u>Pags.</u>
3.3.- OPERACIONES PREVIAS A LA PRODUCCION	22
3.3.1.- Etapa de observación	22
3.3.2.- Etapa de inducción	23
3.3.3.- Etapa de Calentamiento	25
3.3.4.- Etapa desarrollo	27
3.4.- INSTALACIONES UTILIZADAS	30
3.4.1.- Cabeza de pozo	30
3.4.2.- Separadores	33
3.4.3.- Silenciadores	35
3.4.4.- Instrumentos de Medida	36
3.4.4.1.- Medida de presión	39
3.4.4.2.- Medida de temperatura	39
3.4.4.3.- Medidas de Caudal	42
3.4.4.4.- Medidas de pH	43
3.4.4.5.- Medida de Entalpía con Calorí- metro	46
4.- POTENCIAL DE UN POZO	49
4.1.- MONTAJES Y MEDIDAS A REALIZAR	50
4.2.- METODO DE RUSSELL JAMES	57
5.- ESTUDIO DE LAS CARACTERISTICAS DEL ALMACEN	63
5.1.- METODOS DE UN POZO	64
5.2.- PRUEBAS DE INTERFERENCIAS	75
5.3.- PRUEBAS DE DOS FLUJCS	80
5.4.- ANALISIS DE PRESIONES PARA POZOS DE DOS FASES, LI- QUIDO Y VAPOR	81
6.- MUESTREO DURANTE PRUEBAS DE PRODUCCION	91
7.- BIBLIOGRAFIA	99

1.- PRESENTACION.

Este informe, analiza y expone la metodología de pruebas de producción para pozos de media y alta entalpía empleada en el mundo con vistas a una posible utilización de las mismas en los campos geotérmicos que se descubran en España.

Debemos agradecer las facilidades dadas por la Confederación Nacional de Electricidad de Méjico y la compañía americana - Vetter Research por los documentos aportados para la realización del presente trabajo.

En él se analizan entre otros puntos los siguientes:

- Tipos de almacenes geotérmicos y características que definen un almacén.
- Pruebas de producción, sus objetivos y planificación.
- Operaciones previas a las pruebas de producción
- Métodos de estimación del potencial de un pozo y características de los almacenes.
- Sistemas de muestra durante las pruebas.

Para la elaboración del presente informe se ha efectuado una visita a los campos geotérmicos de California (Imperial Valley) en Estados Unidos y de Prieto y los Azufres en México.

El trabajo ha sido efectuado por el ingeniero de minas - D. Javier Sigüenza Amichis de ENADIMSA bajo la supervisión del - Ingeniero del IGME, director del proyecto D. Celestino García de la Noceda.

2.- ALMACENES GEOTÉRMICOS

2.1.- TIPOS DE ALMACENES GEOTERMICOS

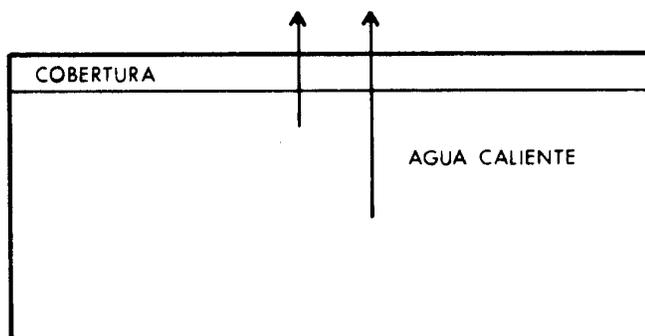
Las clasificaciones de almacenes geotérmicos pueden realizarse según distintos criterios. Un criterio adoptado ha sido el comparar la cantidad de vapor producida con la cantidad de agua que contiene el almacén.

2.1.1.- Almacenes de Agua con temperatura moderada.

Aunque pueden existir temperaturas suficientes para producción de electricidad, normalmente este tipo de almacenes producen aguas con aprovechamiento energético para procesos de calentamiento, ejemplo, calefacción urbana.

Las temperaturas en estos sistemas son lo suficientemente bajas de forma que permanecen en fase líquida durante toda la explotación, incluso cuando se realiza una gran producción, que produce una caída de presión que podría inducir a la ebullición del agua.

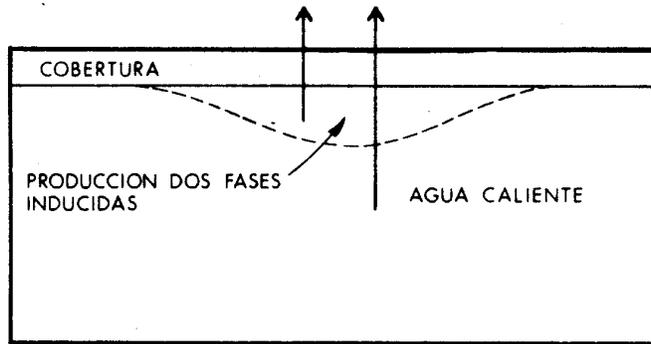
De éste tipo de almacén de agua caliente se pueden citar entre otros los existentes en la Cuenca de Madrid, Valles, Orense, etc. (Fig. nº 1).



2.1.2.- Almacenes de agua muy caliente.

Este sistema es también de una sola fase (líquida). Las temperaturas son lo suficientemente elevadas de manera que si se realiza una fuerte producción, la caída de presión induce a la ebullición del agua y evolución a fase vapor en el almacén.

Los campos de Saltón Sea en Imperial Valley (California) son de éste tipo. (Fig. nº 2).



2.1.3.- Almacenes de dos fases con predominio de la fase líquida.

Estos almacenes están caracterizados por regiones de dos fases, conteniendo una mezcla de agua líquida y vapor. Estos almacenes al ponerlos en explotación producen vapor con una gran cantidad de agua. A profundidad media, existe fase líquida. (Fig. nº 3).

Ejemplos de estos almacenes, se presentan en Cerro Prieto (Méjico) y Wairakei (Nueva Zelanda).

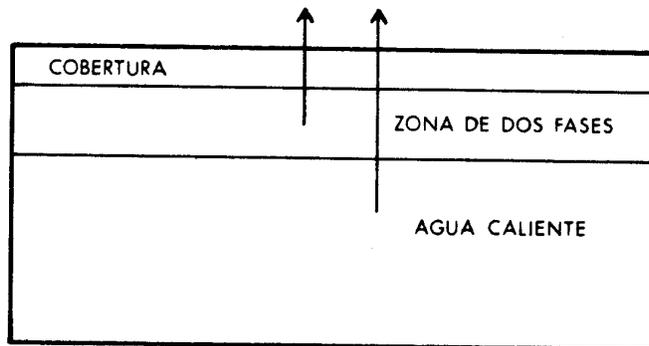


Figura 3

2.1.4.- Almacenes de dos fases con predominio de la fase vapor.

Estos almacenes también contienen dos fases. En este caso, sin embargo, la fase líquida es muy dispersa e inmóvil de forma tal, que los pozos producen casi exclusivamente vapor.

Cuando se realiza una perforación en este tipo de almacenes, se ve que existen bajas presiones en el fondo del pozo. A muy grandes profundidades existiría fase líquida.

Ejemplos de estos almacenes, se presentan en Larderello, (Italia) y The Geysers (USA).

En la figura nº 4, se puede observar el esquema de este tipo de almacén.

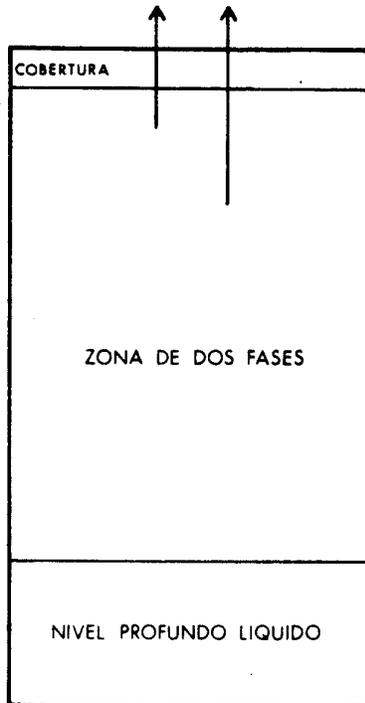


Figura 4

La figura nº 5 representa el punto de ebullición en función de la profundidad del almacén (presión), curva de saturación (A).

Si la medida de temperatura en un sondeo a todas sus profundidades, es bastante menor que la que le corresponde al punto de ebullición, según la curva A, entonces se tiene un almacén de agua caliente con temperatura moderada.

Si las medidas de temperatura son inferiores a las de la curva A de punto de ebullición pero próximas a ellas en algunos puntos, se tiene un almacén de agua muy caliente. En caso de sobrepasar las temperaturas en algunos puntos a la curva A de punto de ebullición, se tiene un sistema de dos fases líquido-vapor.

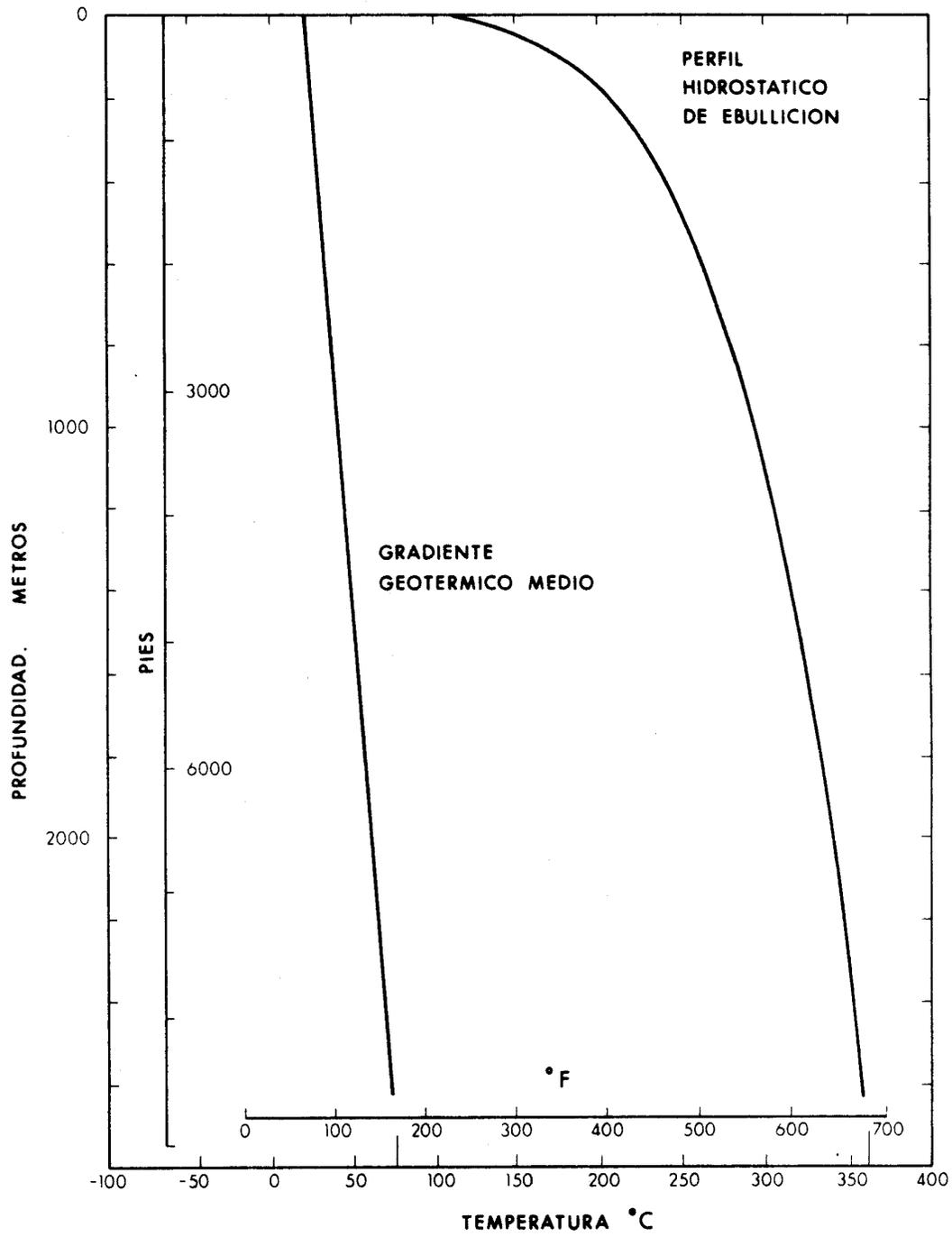


Figura 5

2.2.- PARAMETROS DE UN ALMACEN.

Los parámetros necesarios para evaluar los recursos energéticos geotérmicos son:

- Temperatura, del pozo y de la formación
- Presión, hidrostática en el sondeo, en la formación y gradiente de presión
- Caudal determinado en pruebas de producción
- Permeabilidad y parámetros asociados, sistemas fracturados, - arcillosidad del almacén, velocidad del fluido, porosidad interconectada, clases de poros o fracturas.
- Datos hidrogeoquímicos, sólidos, gases disueltos y no disueltos, PH, EH, densidad del fluido, composición química y compresibilidad.
- Porosidad, interconectada, aislada, eficaz, primaria y secundaria.
- Tuberías, problemas de corrosión y deposición.
- Cementación, aislamiento de fluidos, canales, propiedades de los cementos y microanulus.
- Propiedades geológicas, espesor del almacén, tipo de roca, estratigrafía, orientación, composición mineralógica y discontinuidades.
- Flujo calorífico y conductividad térmica.

Supuestos conocidos algunos de estos parámetros, nos vamos a centrar en los fundamentales para la evaluación del potencial geotérmico según las pruebas de producción.

Parámetros del medio

Porosidad
Conductividad térmica
Capacidad calorífica
Conductividad eléctrica
Compresibilidad
Saturación
Permeabilidad

Parámetros del fluido

Solubilidad
Densidad
Presión de vaporización
Compresibilidad
Entalpía
Capacidad calorífica
Viscosidad
Conductividad térmica

Parámetros del sistema

Flujo de fluido
Flujo calorífico

2.2.1.- Porosidad.

Viene expresada por la relación:

$$\phi = \frac{V_p}{V_t}$$

V_p = volumen de los poros

V_t = volumen total

La determinación de porosidad se realiza por los siguientes métodos:

- Medida sobre testigos en laboratorio
 - Métodos directos
 - Métodos de expansión de gas
 - Métodos de inyección de mercurio
 - Métodos de densidad
 - Métodos estadísticos

- Medidas de los registros de pozos
 - Acústicos
 - Neutrón
 - Densidad
 - Eléctricos

2.2.2.- Compresibilidad.

Existen tres clases de compresibilidad

- De la matriz (C_s)

$$C_s = -\frac{1}{V_s} \frac{\partial V_s}{\partial P}$$

- De la roca (C_B)

$$C_B = -\frac{1}{V} \frac{\partial V_B}{\partial P}$$

- De los poros

$$C_p = -\frac{1}{V_p} \frac{\partial V_p}{\partial P}$$

2.2.3.- Permeabilidad.

Viene definida por la ley de Darcy

$$K = \frac{q \mu}{A (\Delta P/L)}$$

donde

K es la permeabilidad en darcies o cm^2

q es el caudal en cm^3/s

μ es la viscosidad del fluido en cp

A es la sección en cm^2

ΔP es la presión diferencial en Atm

L es la longitud en cm

La determinación de permeabilidad puede realizarse de:

- Testigos
- Pruebas de producción

2.2.4.- Saturación en fluidos.

Se define como la fracción del volumen de poros ocupados por el fluido considerado.

La determinación de éste parámetro se puede realizar por:

- Métodos de balance volumétrico
- Métodos de pesada
- Métodos de resistividad eléctrica
- Métodos de observación de rayos X
- Medidas de presión capilar

2.2.5.- Conductividad térmica.

Viene definida por la siguiente ecuación:

$$Q = -K A \frac{dT}{dD}$$

donde

Q = transferencia de calor por unidad de tiempo (cal/s)

A = área de la sección (cm²)

$\frac{dT}{dD}$ = gradiente térmico (°C/cm)

K = conductividad térmica (cal/s cm °C)

En el caso de un almacén poroso la conductividad térmica viene influenciada por la conductividad de la roca y la del fluido.

$$K_M = (1-\phi) K_R + K_W$$

donde

ϕ = porosidad

K_R = conductividad de la roca

K_W = conductividad del fluido que llena los poros (agua)

2.2.6.- Capacidad térmica.

Es la cantidad de calor necesaria para producir un cambio de un grado centígrado en un gramo de sustancia.

$$C = \frac{Q}{M (T_2 - T_1)}$$

donde

C = capacidad térmica (cal/°C)

Q = cantidad de calor (cal)

M = masa (gr)

T₂ = temperatura final (°C)

T₁ = temperatura inicial (°C)

En el caso de un medio poroso viene definida por:

$$C = \frac{\phi \gamma_w C_w + (1-\phi) \gamma_R C_R}{\phi \gamma_w + (1-\phi) \gamma_R}$$

donde

γ_R y γ_w son los pesos específicos de la roca y agua respectivamente.

2.2.7.- Entalpía.

La entalpía de un fluido es una medida del contenido de energía del fluido por unidad de masa relativa a condiciones de 0°C, estando representada por el símbolo H. Considerando una masa de un gramo de agua fría mantenida a una presión fija (por ejemplo 25 bares), si el contenido energético (entalpía) del fluido es aumentado por calentamiento la temperatura aumentará, cuando alcanza 100°C, 421 julios de energía han sido añadidos, de forma tal que la entalpía es 421 julios/gramo. En este estado, el volumen de un elemento de un gramo habrá aumentado desde su forma original (0.999 cm³) a 1.042 cm³ de forma tal que la densidad pasa a 0.960 gramos/cm³. Debido a la presión elevada - en el agua no se produce la ebullición, la curva de saturación, de ebullición fig. 5, indica que las condiciones de ebullición,

para 25 bares no se alcanzarán hasta que la temperatura alcanza 224 °C. Como se añade más calor, la temperatura y volumen continúan aumentando, después de añadir 962 julios/gr la temperatura, alcanza la saturación (224°C) y el volumen habrá aumentado a - 1198 cm³/gr.

Una vez que las condiciones de saturación han sido alcanzadas, la adición de más calor no produce aumentos de temperatura, en ese momento el fluido empieza a vaporizarse.

Imaginando el almacén geotérmico de agua muy caliente, al perforado, el agua sube lentamente desde el fondo a la superficie disminuyéndose la presión hidrostática, entonces puede producirse la vaporización. En los campos geotérmicos de Wairakei, se emplea la siguiente fórmula para calcular la profundidad a la que se produce la ebullición.

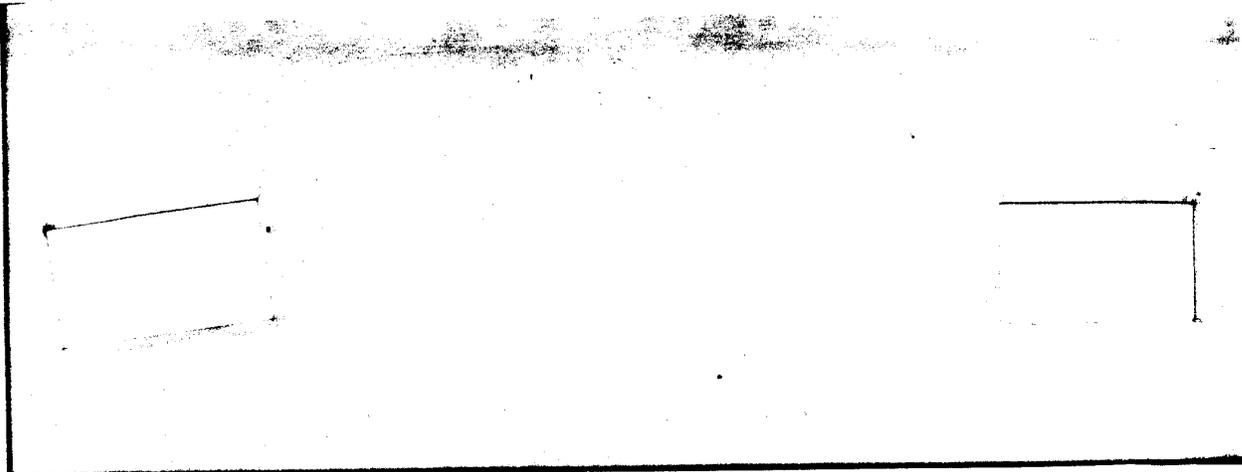
$$C = 54.3 H^{0.2085}$$

donde

C es la temperatura en °C a la que se produce la ebullición H la profundidad medida en pies desde la superficie.

Esta ecuación se ha aplicado para profundidades comprendidas entre 100 y 10.000 pies.

3.- PRUEBAS DE PRODUCCION



3.1.- OBJETIVOS.

Las pruebas de producción geotérmicas en pozos, han sido desarrolladas la mayor parte de las veces por las compañías petrolíferas, sin tener en cuenta las diferencias inherentes entre pruebas de producción petrolíferas y geotérmicas.

El objetivo de las pruebas geotérmicas, es la definición, de las características de los distintos medios de un sistema geotérmico.

3.1.1.- Características del almacén.

- Temperatura, presión estática, propiedades del fluido en el almacén.
- Transmisividad y permeabilidad
- Coeficiente de almacenamiento
- Tipo de almacen:
 - Fracturado
 - Matricial
 - Mezcla
- Efectos debidos a:
 - Fallas
 - Cambios laterales de facies
 - Comunicaciones entre almacenes
- Eficiencia del pozo (productividad)
- Reservas
 - Calor en el medio
 - Calor recuperable

3.1.2.- Interferencia almacén.

- Productividad teórica del pozo
- Disminución de productividad debido a la perforación
- Disminución de productividad debido a la producción:
 - Dañado debido a propiedades del fluido (deposición)
 - Dañado debido a sólidos de formación (arenas, arcillas, - etc)
 - Dañado causado durante la estimulación

3.1.3.- Características del pozo.

- Problemas causados por perforación
- Problemas inducidos por trabajos en el pozo
- Problemas inducidos por los fluidos
- Problemas inducidos por la temperatura
- Problemas inducidos por el flujo

3.1.4.- Utilización del fluido.

- Comportamiento físico y químico del fluido en función de la - temperatura, presión, caudal y tiempo.
- Flujo dinámico
- Medio ambiente
- Adaptabilidad de los fluidos a alteraciones físicas y químicas

3.1.5.- Reinyección.

- Pozo
- Interfase pozo-almacén
- Almacén
- Condicionantes en el fluido para la inyección

3.2.- PLANIFICACION DE PRUEBAS: PROBLEMAS.

La realización de pruebas inadecuadas, puede dar lugar a la no obtención de los datos críticos necesarios para el desarrollo de un proyecto geotérmico.

3.2.1.- Dañado de pozos y almacenes.

No es raro el realizar pruebas de producción y medidas en fondo, las cuales pueden causar daños irreparables en los pozos o almacenes. Cuando un almacén o pozo es probado por primera vez, los fluidos pueden formar unas costras (deposiciones minerales) en el mismo almacén, pozo o superficie, dependiendo de las condiciones de flujo. Los operadores deberían investigar esta posibilidad de dañado lo antes posible para evitar tales problemas. Los flujos grandes causan más dañado que los pequeños por dos razones:

- A mayor cantidad de fluido producido en un periodo de tiempo , mayor cantidad de sólidos pueden ser depositados.
- Las caídas de presión y temperatura, debidas a la vaporización de los fluidos en el pozo o incluso en el almacén, están directamente relacionadas con los caudales de producción. Esto significa que para estos caudales se tienen mayores caídas de presión y temperatura entre los valores estáticos y las medias en el fluido de producción en la cabeza del pozo en condiciones de flujo. Por tanto más sólidos pueden ser precipitados por unidad de volumen de fluido producido.

Los pozos deben ser probados en principio con caudales pequeños pero teniendo en cuenta que si el flujo es muy pequeño se tienen problemas de mantener el flujo sin métodos artificiales. El fluido en el pozo con pequeños caudales, se puede enfriar rápidamente debido al intercambio de calor con el pozo. Al mismo tiempo el punto de burbuja (zona de vaporización) subirá llenando, la tubería con un fluido más frío y denso, que tenderá a matar el pozo. Este efecto de enfriamiento debido, a las pérdidas de calor también aumenta la tendencia de las deposiciones sólidas.

Por las razones mencionadas debe de determinarse un flujo pequeño que mantenga las incrustaciones al mínimo y que no produzca la muerte del pozo.

3.3.- OPERACIONES PREVIAS A LA PRODUCCION

Una vez terminada la perforación y lavado del pozo se siguen las siguientes etapas:

- Etapa de observación
- Etapa de inducción
- Etapa de calentamiento
- Etapa de desarrollo

3.3.1.- Etapa de observación.

Durante la misma se conectan a la válvula maestra manómetros registradores de presión, para que en forma continua se reúna la información necesaria que permita juzgar su evolución. Simultánea a dicha instalación se colocan el indicador y la escala adecuada para medir el crecimiento de las tuberías de acabado, como resultado de la expansión longitudinal por efecto térmico.

Se realizan una serie de registros térmicos que definirán en el tiempo, las temperaturas del almacén y además localizarán, las zonas productivas.

Discontinuaente se harán perfiles del diámetro de tuberías, que puede variar por efecto térmico.

En ésta etapa se realiza un control continuo del nivel piezométrico del agua en el pozo, el mismo está relacionado con la mayor o menor capacidad energética del yacimiento y con el -

porcentaje de gases que fluyen en la superficie.

En la cabeza de pozo se deja una línea de purga de 1/4 de pulgada para eliminar gases como el CO_2 y SH_2 .

Los registros de presión en fondo son necesarios para determinar las presiones originales del yacimiento.

3.3.2.- Etapa de inducción.

En base a los datos obtenidos en los registros de fondo , variaciones del nivel piezométrico y crecimiento del árbol, se obtiene la pauta a seguir en el periodo de inducción.

En un pozo puede darse el caso de que se produzca la descarga natural, esto ocurre al irse calentando el pozo con el tiempo después de la perforación. Al alcanzarse la temperatura de saturación el agua se vaporiza e incrementa su volumen específico, rompiendo el equilibrio estático del sistema, entonces la columna adquiere un movimiento ascendente debido al potencial que se induce entre la sección productora y la cabeza del pozo, la columna caliente y emulsificada es expedida violentamente iniciando la etapa de descarga.

En el caso de que no se produzca descarga natural, hay que proceder a la inducción que tiene como objetivo extraer el agua de la columna hidrostática (de mayor peso específico) y reemplazarla con agua de mayor temperatura (menor peso específico), lo que trae como consecuencia que el nivel dentro del pozo, suba hacia la superficie hasta el momento en que fluye por sí sólo.

Los métodos a usarse y la velocidad de inducción depen--

den de varios factores, tipo de formación, presión y temperatura del fondo, acabado de pozo, cementaciones, etc.

Es necesario efectuar registros durante la inducción para conocer el grado de calentamiento que ha tenido el pozo.

Se utilizan varios métodos de inducción, entre los que se pueden citar los siguientes:

- Presurización por gases: Este método puede aplicarse ya sea utilizando los mismos gases producidos por el almacén o inyectando otros. En ambos casos el objetivo es de desplazar la columna de agua hasta las formaciones calientes y posteriormente despresurizar en forma controlada con lo cual se logra inducir al pozo.
- Pistoneo: En este procedimiento se hace uso de pistones. Normalmente se introduce una tubería de 6 5/8" ó 4½" dependiendo del diámetro de la entubación, se baja a 200 ó 300 metros por debajo del nivel del agua y se introduce un pistón por dentro de la tubería mediante un cable.
- Cuchareo: Este método utilizado en pozos de agua subterránea, se basa en la extracción de agua mediante una cuchara. Con este sistema se puede llegar a producir una inducción súbita si no se aplica correctamente.
- Bombeo: Se utiliza una bomba superficial o sumergida dependiendo del nivel piezométrico y temperatura del agua. En la actualidad las bombas para alta temperatura necesitan ser bombas petrolíferas especiales de costes elevadísimos.
- Inyección de fluidos geotérmicos: Consiste en inyectar flui-

dos de otro pozo geotérmico cercano, de forma tal que obliga al agua fría de la columna a desplazarse hasta el fondo, calentándose y represurizándose de tal forma que se produzca el flujo natural.

- Inyección de aire: Se puede hacer de dos formas, por la misma tubería o por el espacio anular entre la tubería de inyección, y de producción. Su objetivo es extraer agua para aligerar la columna hidrostática y provocar la entrada de agua caliente del almacén.

- Inyección de nitrógeno: En el caso de no poderse utilizar aire por causar daño importante en el almacén debido a una posible oxidación, lo que se hace es inyectar nitrógeno en estado líquido (-196°C), al inyectarse en el pozo donde hay temperatura mucho más elevada, se produce una gasificación violenta descargando la columna de líquido a la superficie.

La inyección del nitrógeno se realiza con una tubería de 1 1/4" de diámetro.

3.2.3.- Etapa de Calentamiento.

La fase de calentamiento se inicia con los primeros flujos extraídos durante la inducción, después se procede a calentar gradualmente las tuberías y la formación geológica circundante al pozo, evitando dentro de lo posible que los esfuerzos mecánicos por cambios térmicos drásticos originen fallas mecánicas en las tuberías que constituyen el pozo.

Es importante también que el calentamiento se inicie lo antes posible después de haberse terminado el pozo, para intentar evitar problemas de corrosiones en tuberías, ya que los ata-

ques por SH_2 en los cristales de acero son mayores a bajas temperaturas.

El volumen del flujo de agua al iniciarse el calentamiento será en tal cantidad, que permita el desplazamiento por lo menos en dos días del volumen total del agua contenida en toda la columna del pozo. Incrementándose después la descarga para así - obtener aumentos de presión en cabeza de pozo. Estos incrementos de presión serán pequeños al principio (10/20 psi/día), aumentándose al irse calentando el pozo hasta llegar a la presión máxima en un cierto tiempo.

Para llevar el control del pozo y de sus tuberías es indispensable un conocimiento completo del comportamiento interior del mismo, para lo cual se efectuarán registros de fondo (temperatura, presión y calibración). Las acciones a tomar dependerán, de los resultados obtenidos con estos registros y así decidir en base a ellos, continuar o no con la siguiente etapa.

La expansión de las tuberías depende de muchos factores - variables, tales como la profundidad, las cementaciones, el incremento de temperatura a que se somete a las tuberías, etc.

Independientemente de las cementaciones, las dilataciones térmicas de las tuberías pueden ser calculadas por la siguiente relación:

$$\Delta L = \alpha \times L \times \Delta T$$

donde

ΔL = dilatación longitudinal, cm.

α = coeficiente de expansión térmica cm/cm°C

ΔT = variación de temperatura °C.

Normalmente se realizan correlaciones con las dilataciones térmicas calculadas y las medidas en el campo.

3.3.4.- Etapa desarrollo.

Después de calentarse y activarse el pozo, el fluido contiene muchas materias en suspensión, en parte debidas a las sustancias que se emplearon durante la perforación y en parte debidas a partículas del almacén, arenas y arcillas principalmente.

La producción en esta etapa se comienza con diámetros pequeños, incrementándose hasta llegar al diámetro total del pozo.

El periodo de desarrollo puede durar varios meses y durante el mismo se realizan diversas mediciones de presión y flujo de agua.

El desarrollo podrá ser vertical u horizontal dependiendo de su localización, previendo los daños ambientales que pudiera causar a los alrededores.

En el desarrollo vertical el pozo se descarga alternadamente, vertical por una serie de conos (Fig. nº 6) con diámetros variables y horizontal por una serie de purgas con orificios de diámetros variables equivalentes a los conos que se van a utilizar

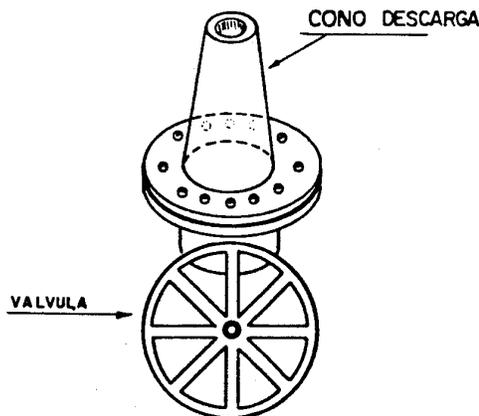


Figura 6

La etapa se inicia descargando el pozo por un orificio generalmente con diámetro menor a 2", después abriendo la válvula de operación con un cono de 2", instalado, descargará verticalmente a la atmósfera, cerrada la descarga lateral se cambia el orificio (Fig. nº 7) instalando uno de 2", para después pasar el flujo del pozo lateralmente. Hecha esta operación se procede a cambiar el cono instalado por uno de 2½", descargando, nuevamente en forma vertical y así en forma sucesiva se opera para los cambios posteriores de orificio y cono, llegando el máximo diámetro de descarga (8" ó 10").

ORIFICIO REDUCTOR

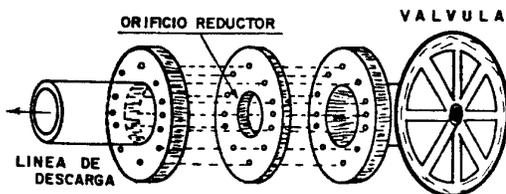


Figura 7

En el desarrollo horizontal, se descarga el flujo del pozo por las válvulas laterales alternadamente, con orificios de diámetro variable, normalmente se inicia con orificio de ½", hasta llegar al diámetro de la línea lateral (8" ó 10").

En los dos métodos de desarrollo, se muestrean las partí-

culas sólidas que arroja el pozo con el muestreador de la figura nº 8, las cuales podrían dañar las instalaciones de superficie.

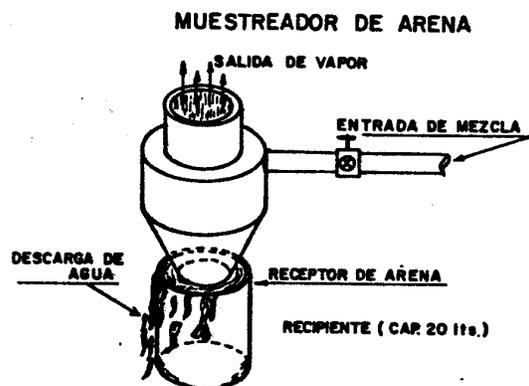


Figura 8

3.4.- INSTALACIONES UTILIZADAS.

3.4.1.- Cabeza de pozo.

Está constituido por el cabezal, carrete de expansión, - válvula maestra, cruz, válvulas de operación vertical y lateral.

Todos los elementos están diseñados para resistir con holgura las condiciones termodinámicas del flujo de pozo .

El cabezal es una terminal de la tubería de anclaje, la - cual sirve para acoplar el árbol de válvulas y todas las demás - instalaciones necesarias para la explotación del pozo, (Fig. nº9)

El carrete de expansión (Fig. nº10) se instala sobre la - brida del cabezal, teniendo como finalidad, absorber la dilatación que sufre la tubería de producción al calentarse el pozo, - ya que de no instalarse dicho carrete la tubería de producción - llegaría a la válvula maestra impidiendo las maniobras de ésta.

La válvula maestra se instala sobre el carrete de expansión, y es una válvula compuesta de cuña sólida, de la cual depende el control del pozo. Cuando el pozo se encuentra fluyendo, la válvula - permanece totalmente abierta para permitir la libre operación del mismo.

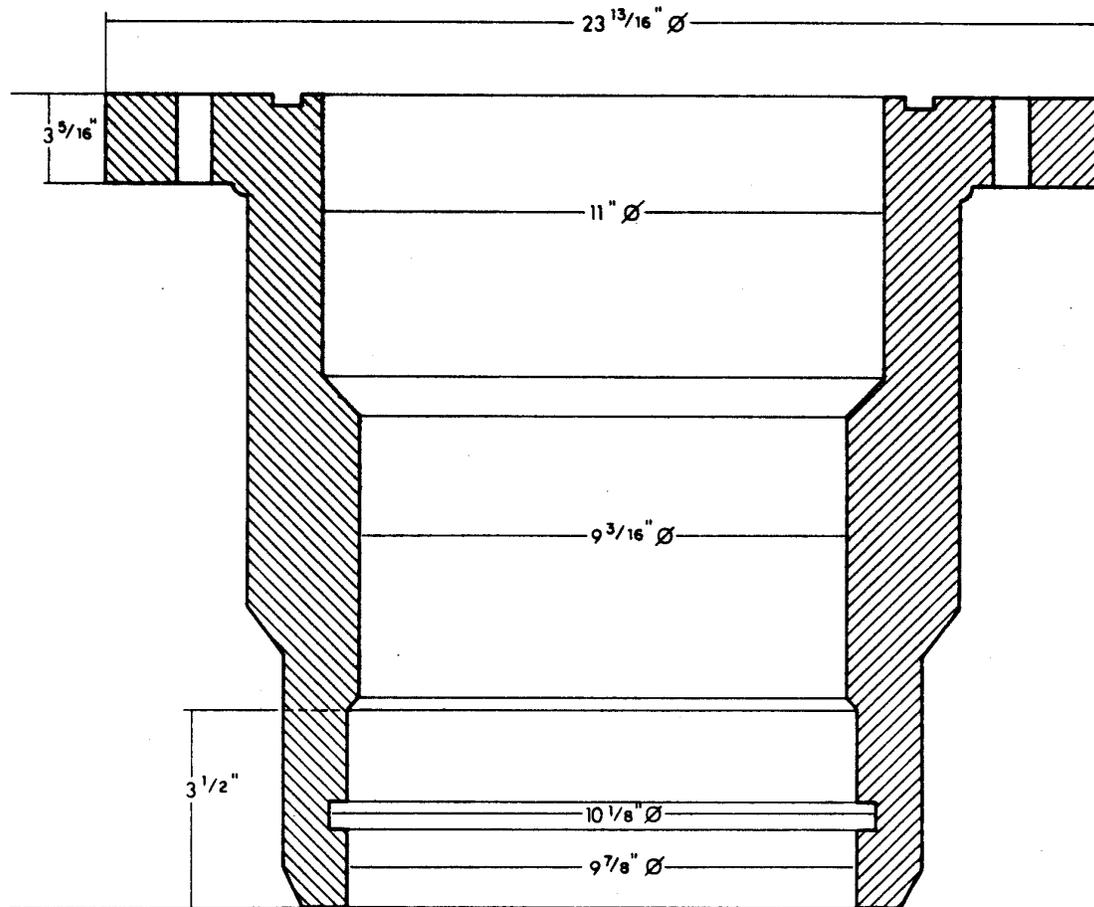


Figura 9

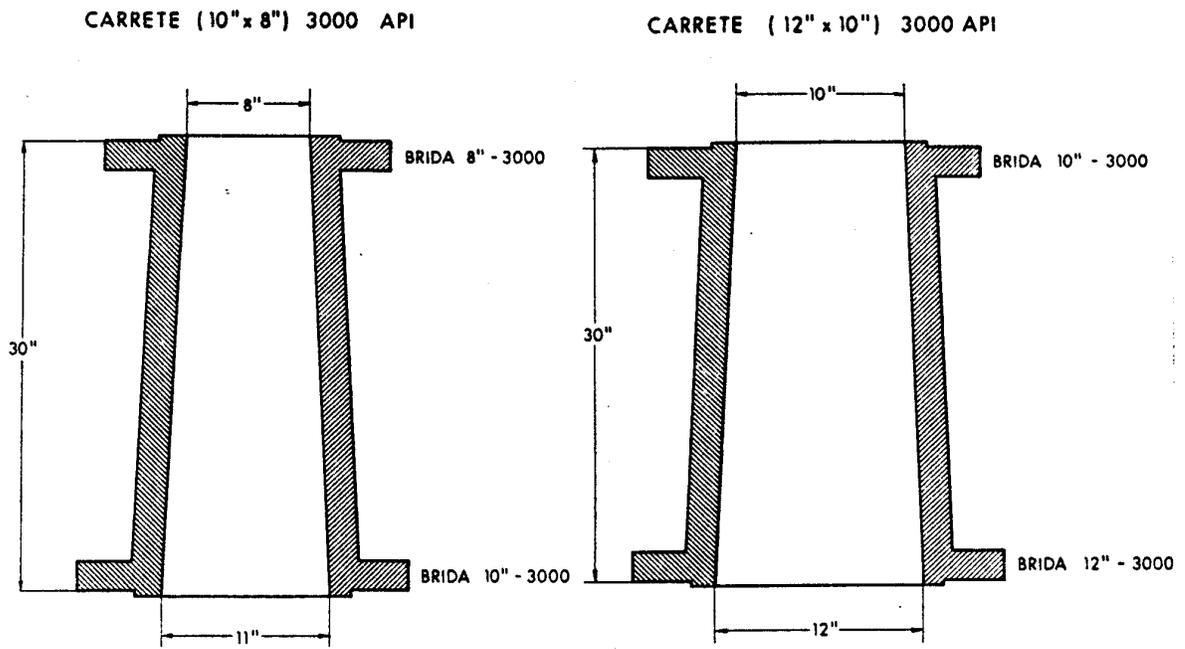


Figura 10

En la figura nº 11, se puede ver la distribución de la cabeza del pozo.

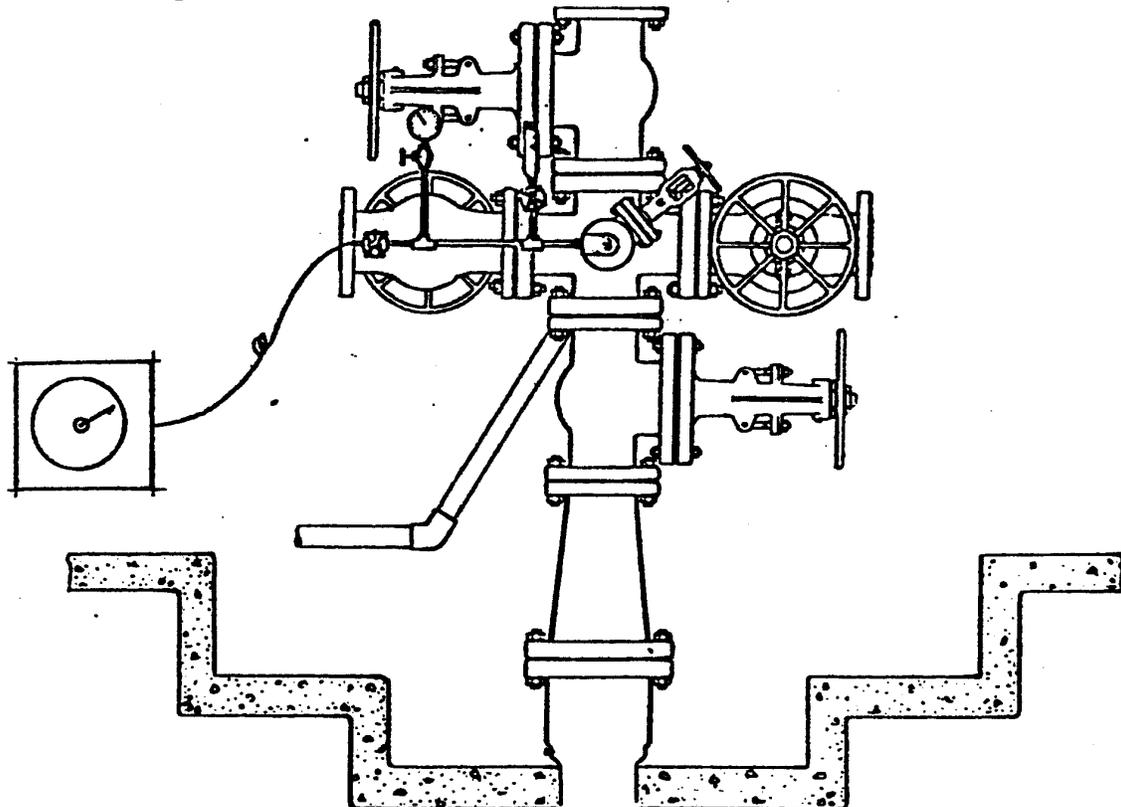


Figura 11

3.4.2.- Separadores.

Son utilizados cuando los pozos producen una mezcla de - agua y vapor. Dependiendo de la mezcla y presiones de producción se emplean distintos tipos de separadores.

Los más utilizados son los de tipo ciclónico, por poseer gran capacidad, ser económicos y fácilmente reemplazables.

Se pueden clasificar en base a la trayectoria que siguen las partículas de vapor en su interior y pueden ser:

- Centrífugos o ciclónicos.
- Ciclónicos tipo Webre.
- Centrífugos complejos.

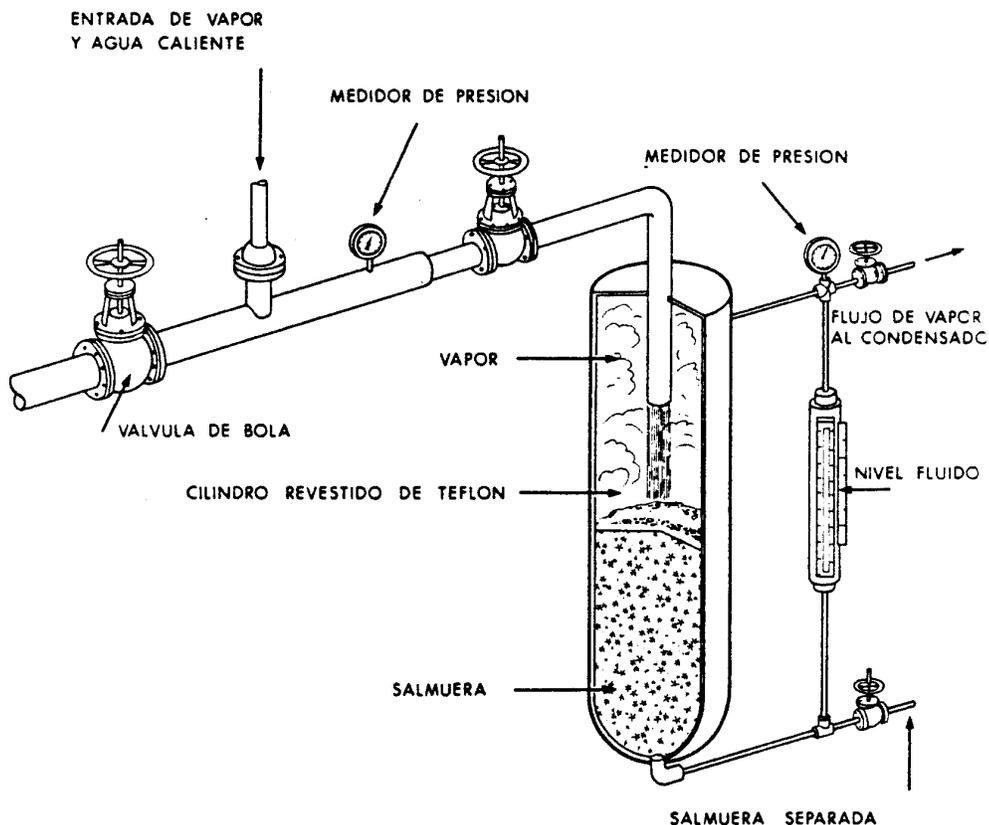


Figura 12
-33-

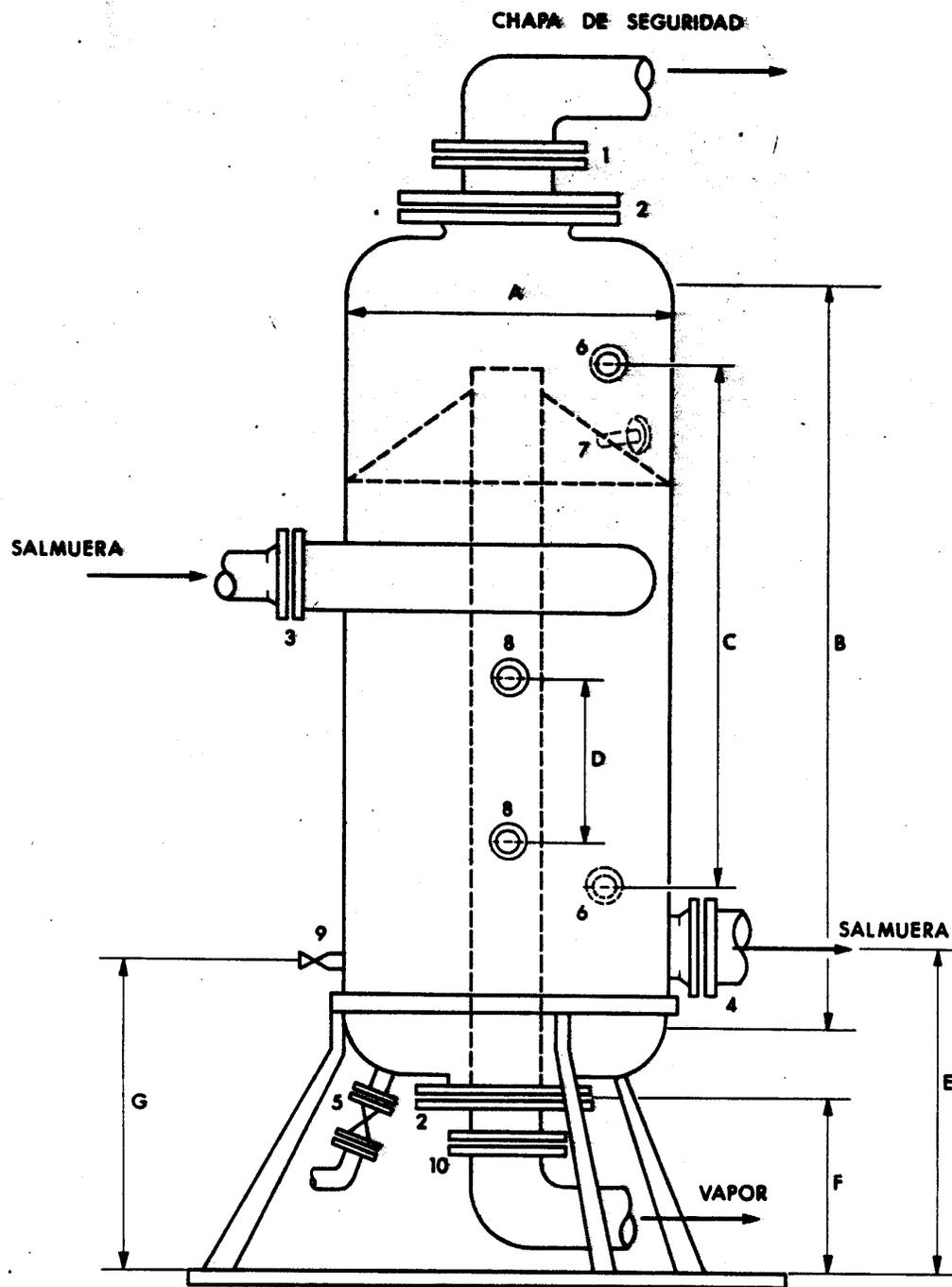


Figura 13

En todos los separadores ciclónicos, la separación se basa en la diferencia de densidades entre el agua y vapor.

En los separadores existen tomas de presión, muestreo de agua, instalación de niveles indicadores, registros de niveles, etc. Deben de estar protegidos contra las presiones mediante unos discos de rompimiento y válvulas de seguridad.

En las figuras 12 y 13, se pueden ver los separadores normalmente usados en las pruebas geotérmicas.

3.4.3.- Silenciadores.

Son aparatos destinados a eliminar el ruido que se produce al descargar los pozos directamente a la atmósfera, el ruido permisible para el ser humano es de 90 decibelios/8 hrs. Además, disminuyen la velocidad del flujo de mezcla.

Los silenciadores pueden ser horizontales y verticales.

Los silenciadores horizontales consisten en dos o más tubos conectados de menor a mayor diámetro, son poco empleados por que requieren grandes áreas de descarga y producen un bañado de las tierras circundantes.

Los silenciadores verticales según se pueden ver en la figura nº 14, son sencillos, con un par de tubos o torres verticales, que pueden ser de hormigón, si son fijos, o de hierro móviles para trasportarlos a distintos pozos con el equipo de prueba.

Las dimensiones pueden ser: 2 metros de diámetro cada tubo con alturas suficientes para que no escapen grandes cantidades de agua por la parte superior (5 metros).

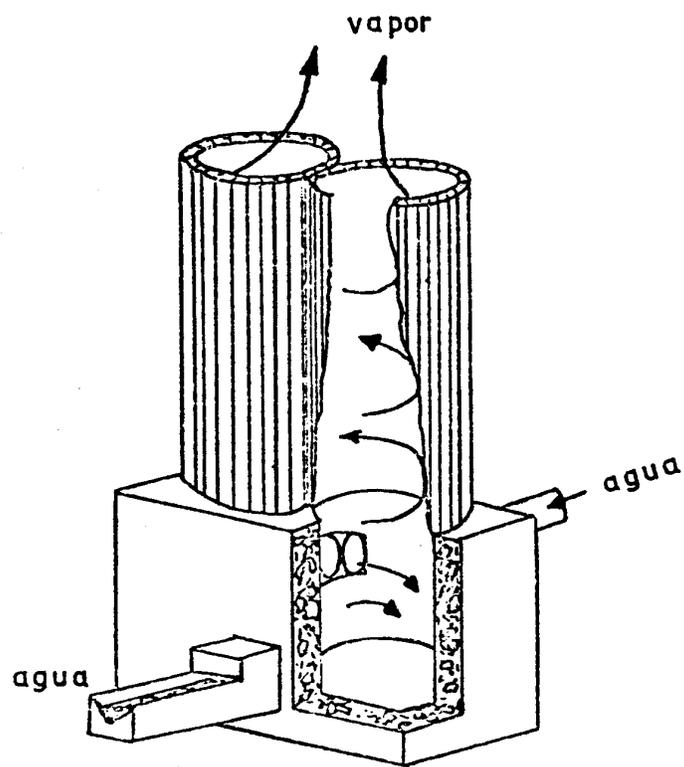


Figura 14

En la figura nº 15, se puede ver una instalación superficial para calentamiento, desarrollo y medición de pozos empleada en Cerro Prieto.

3.4.4.- Instrumentos de Medida.

Con los mismos se obtienen una serie de registros de los parámetros del almacén y de los fluidos, pudiéndose observar:

- a) Registros de fondo de pozo.
- b) Registros de superficie.

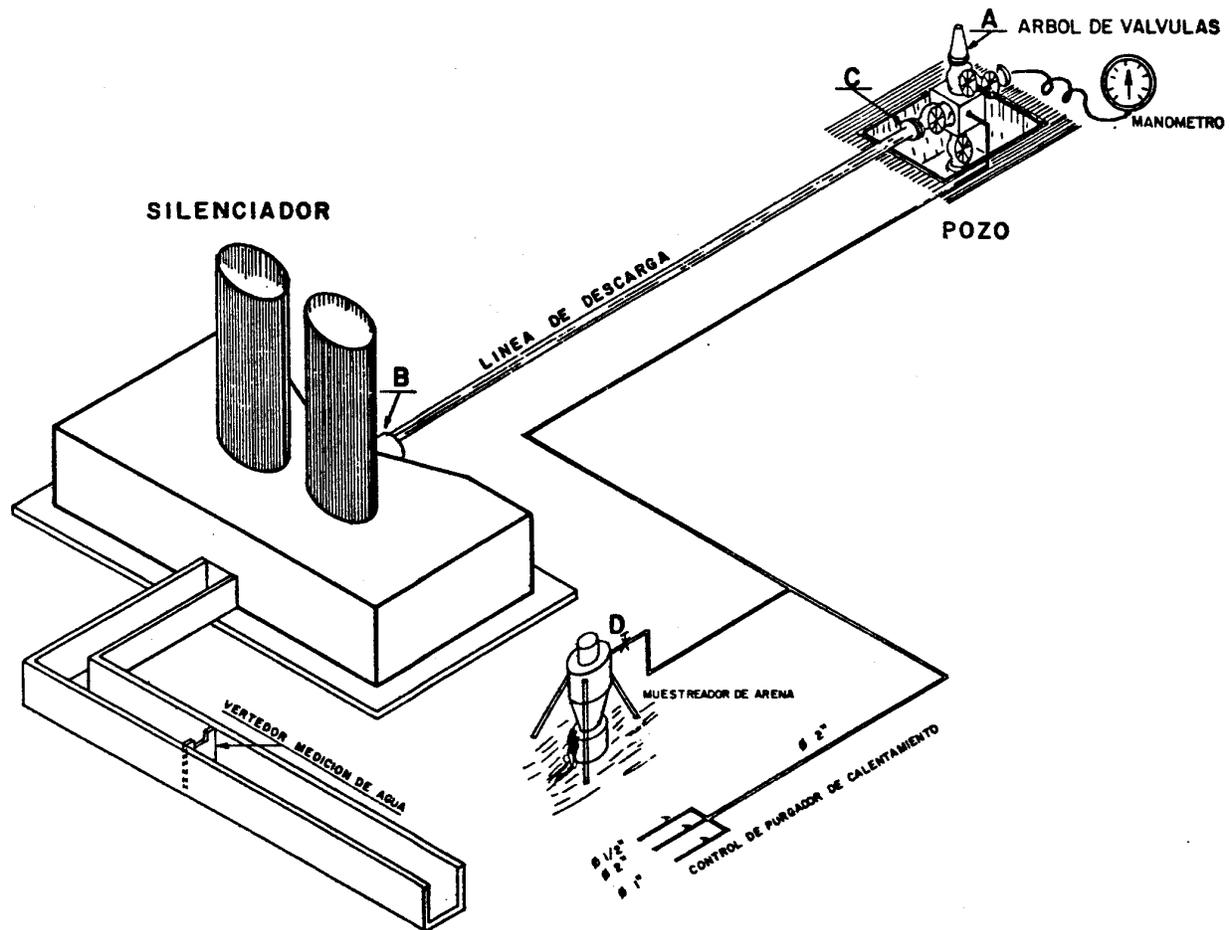


Figura 15

a) Registros de pozo.-

Se consideran no solamente los realizados en el fondo sino también los realizados a lo largo del mismo.

Las medidas realizadas son:

- 1.- Presión estática y temperatura antes de la producción.
- 2.- Presión dinámica y temperatura a varios caudales.
- 3.- Registros de flujo.
- 4.- Presión y temperatura al suspender la producción (periodo de cierre).

5.- Toma de muestras de fondo

6.- Diagrafias Rayos Gamma

Resistividad

Potencial espontáneo

Sónico

Densidad

Neutrón

Calibre

b) Registros de superficie

Los datos necesarios para la caracterización de las operaciones geotérmicas incluyen las medidas de los siguientes parámetros:

1.- Temperaturas

2.- Presiones y presiones diferenciales

3.- Caudales de gas, líquido y fase líquido-gas

4.- Velocidad lineal de los fluidos

5.- Caracterización de los sólidos en suspensión (clase, forma, concentración).

6.- Composición química de los fluidos incluyendo PH y contaminación de oxígeno.

7.- Localización y forma de las interfases

8.- Viscosidad y densidad de los fluidos

Existen distintos aparatos comerciales que sirven para medir los distintos parámetros, pero ninguno de ellos es específico para las medidas a grandes temperaturas. La utilización de estos aparatos se ve también trastornada por los problemas de incrustación y corrosión que se producen debido a los fluidos geotérmicos y partículas en suspensión.

Las medidas correctas de presión, temperatura y caudal - son críticas, puesto que pequeños errores pueden hacer considerar un proyecto geotérmico como favorable sin serlo y viceversa. Debe de tenerse en cuenta que factores como presión y temperatura, no solo afectan a la termodinámica de la planta geotérmica sino, también a la naturaleza y composición de los procesos de vaporización.

3.4.4.1.- Medida de presión.

Las medidas en fondo se pueden realizar con elementos de resorte, tubo llamado Bourdon, basado en que la presión del fluido provoca una rotación sobre el aparato, marcándose sobre una - carta distintas deflexiones proporcionales a las presiones ejercidas, (Figura nº 16), la casa Kuster fabrica estos elementos para altas temperaturas.

El empleo de transductores tales como los de las casas - Validyne y Sensotec han sido empleados paralelamente con los de tipo Bourdon, el error de estos apartados es del 0,5%,

3.4.4.2.- Medida de temperatura.

Existen en el mercado distintos tipos de elementos de temperatura, entre los que se pueden citar:

- Elementos basados en un sistema de fase líquido-vapor, conectado a un tubo de Bourdon, el cual gira debido al cambio de presión producido por el calentamiento del líquido que lleva este circuito cerrado, la rotación del tubo es transmitida a un elemento que registra sobre una carta una línea.
- Elemento de temperatura basado en el principio del bimetal he-

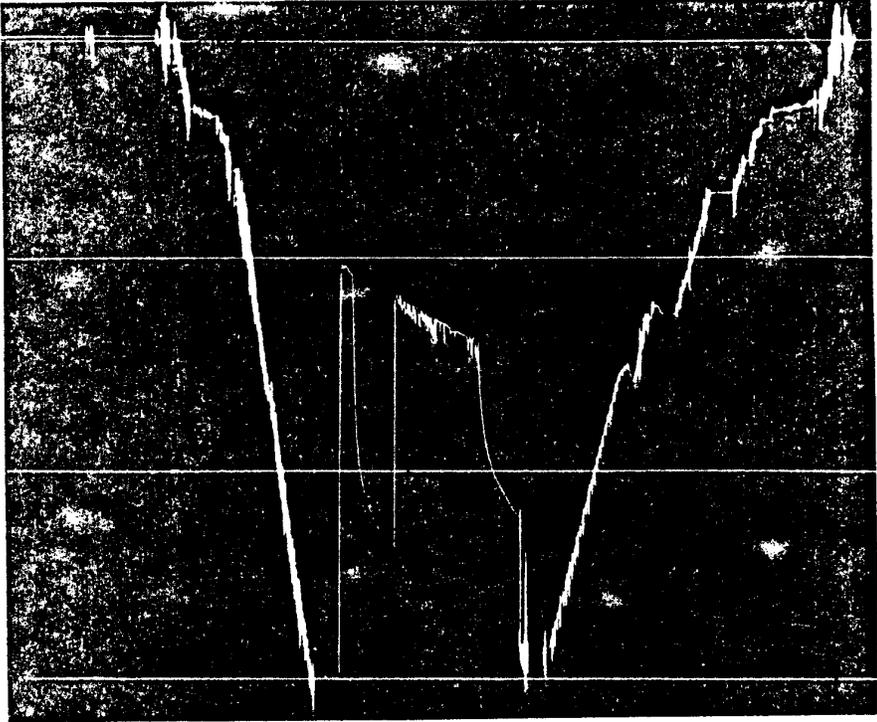
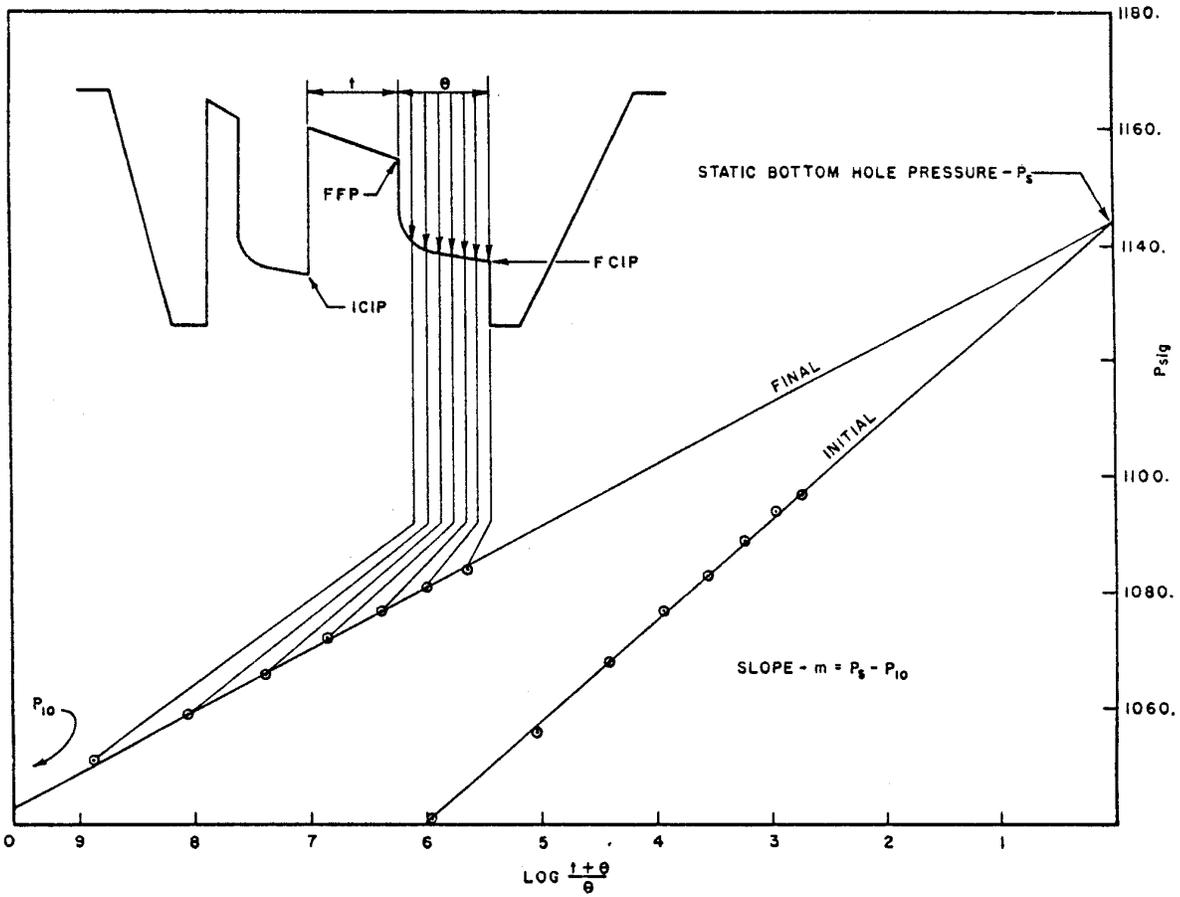


Figura 16



licoidal el cual es expandido por efecto de la temperatura, el movimiento también es transmitido directamente al registrador.

En la Figura nº 17 se puede ver un elemento de temperatura de la casa Kuster.

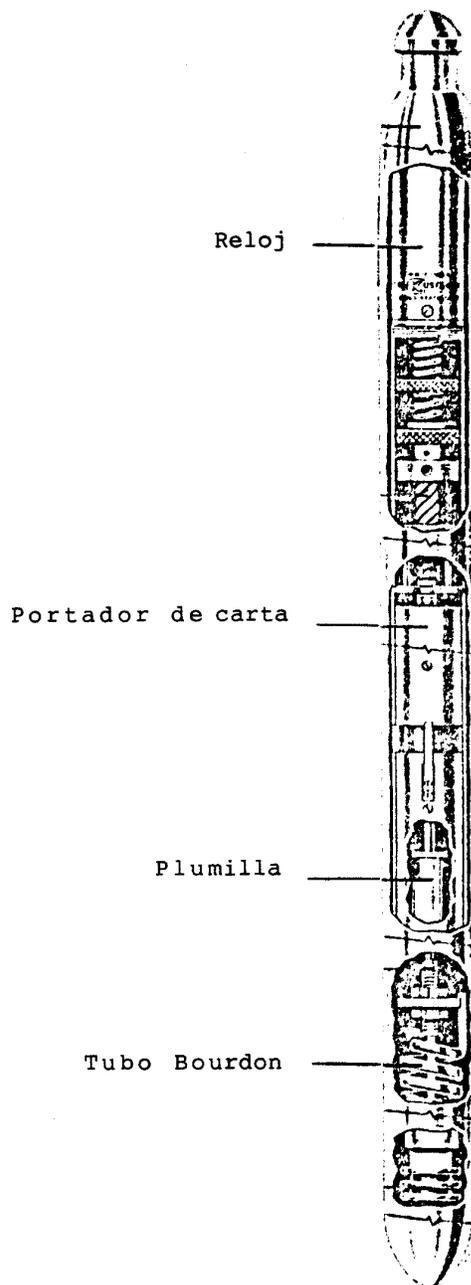


Figura 17

En superficie los medidores de temperatura, se insertan en termopozos que son agujeros que protegen a los medidores de los fluidos geotérmicos, pudiéndose extraer los mismos durante la producción, para su calibración sin tener que parar la misma.

En la figura nº 18 se ve el aparato empleado para bajar los elementos de presión y temperatura al pozo.

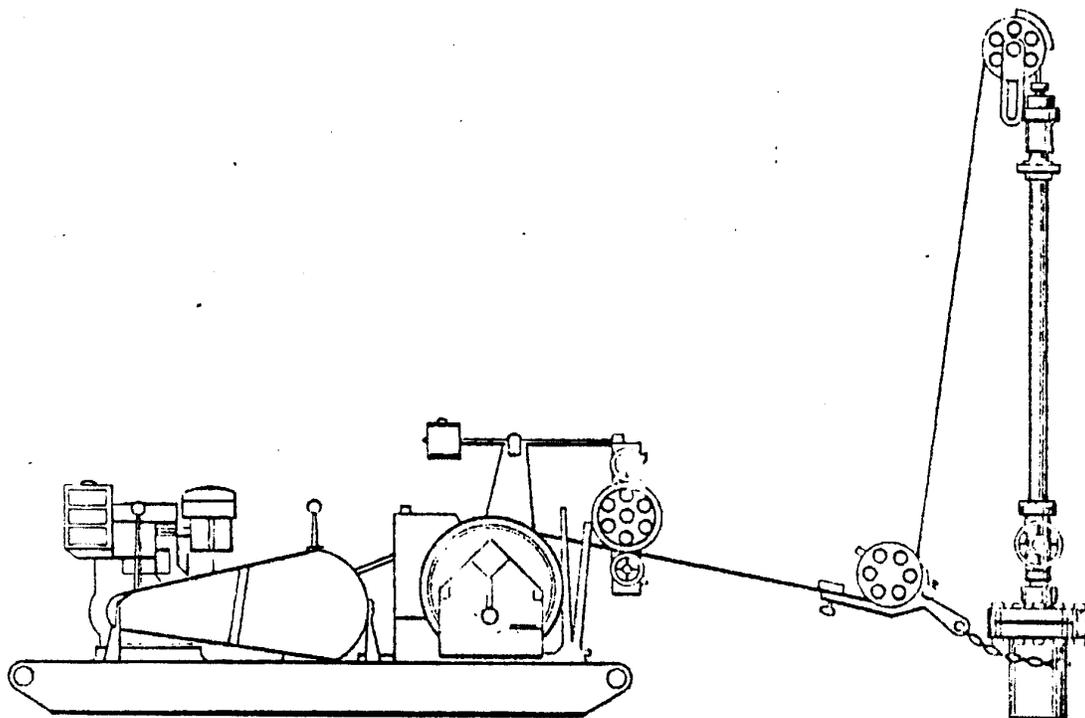


Figura 18

3.4.4.3.- Medidas de Caudal.

Las medidas exactas de caudal es uno de los mayores problemas que presentan las operaciones geotérmicas.

Existen varios tipos de aparatos de medidas de caudal:

- Caudalímetro en donde una hélice es expuesta al flujo de gas o líquido, se debe calibrar para cada tipo de fluido.
- Tubos de Pitot, en donde se relaciona las alturas de la columna de agua con los caudales.
- Caudalímetros ultrasónicos, en donde una señal acústica es enviada hacia el flujo de fluido en la tubería. La diferencia de tiempo entre la señal que se envía y la que se recibe en la otra cara de la tubería se relaciona con el caudal.
- Orificios, estos están basados en la caída de presión originada por un orificio instalado en la línea de flujo, (Figura nº 19).

Cada uno de estos cuatro métodos o tipos de instrumentos, tienen serios problemas y no resultan seguros.

3.4.4.4.- Medidas de pH.

Las medidas del PH tienen gran importancia para caracterización de los fluidos, problemas que pueden ocasionar, y tratamientos químicos que se deben de dar a los mismos.

El empleo de electrodos para medir el PH es muy inseguro, debido a que a temperaturas superiores a 130 °C la temperatura influye mucho en las medidas.

Es necesaria la medida continua de PH, en la figura nº 20 se puede ver la disposición para la medida.

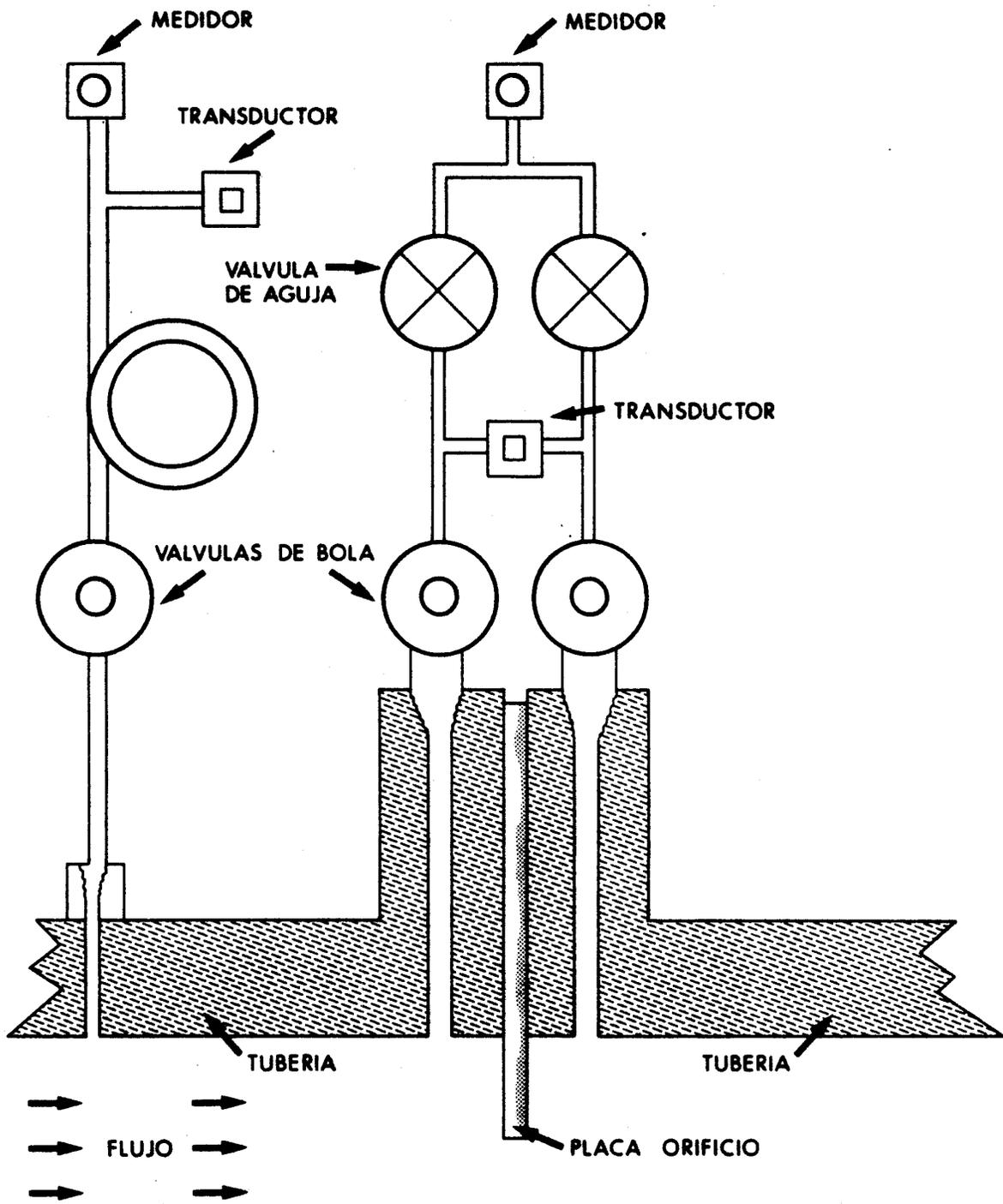


Figura 19

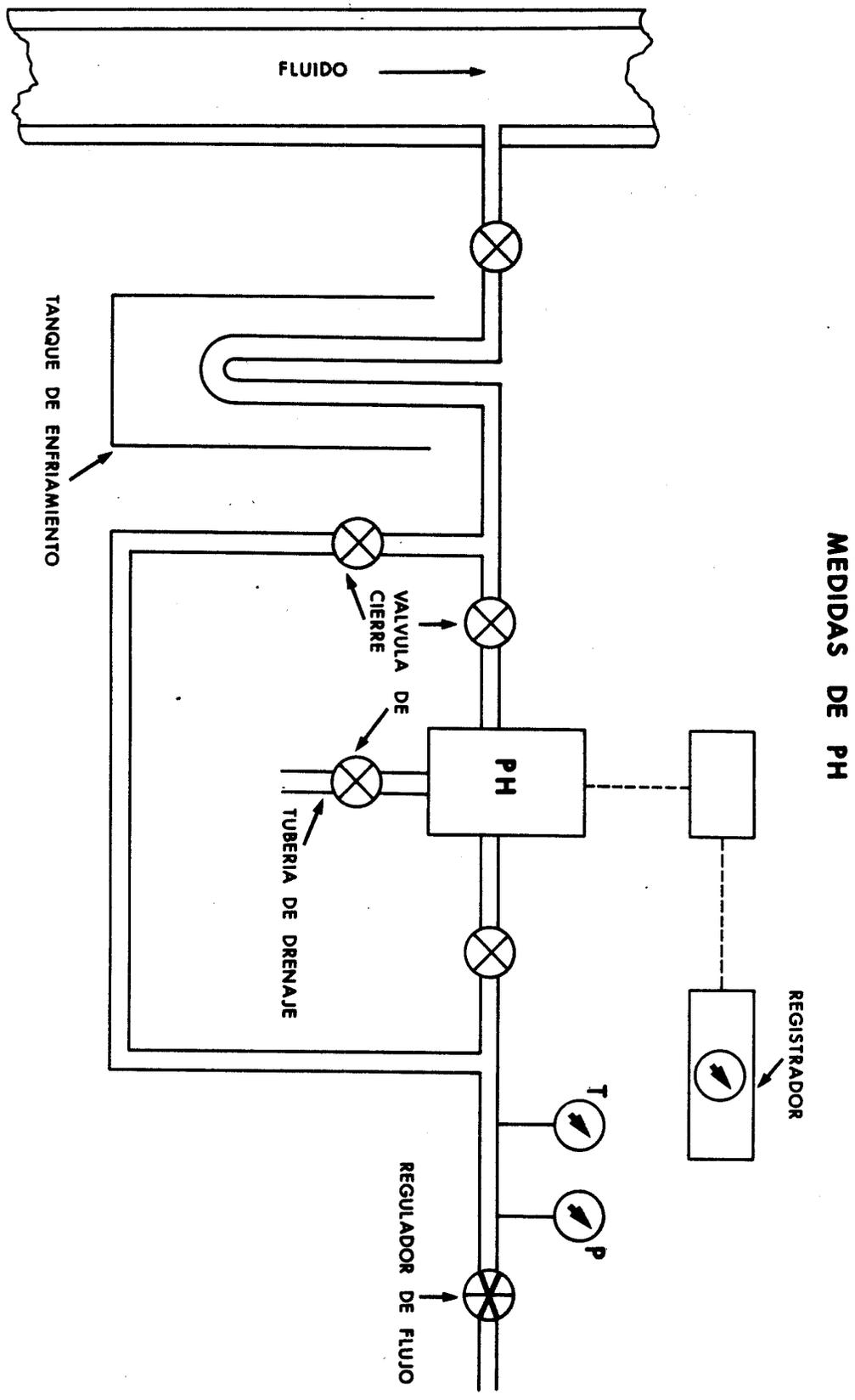


Figura 20

3.4.4.5.- Medida de Entalpia con Calorímetros.

Frecuentemente, la utilización de calorímetros es sugerida para determinar la entalpia de los fluidos durante las pruebas de producción de las operaciones geotérmicas. Sin embargo, no parece ser un método muy aconsejable.

En la figura no 21, se puede ver el esquema para medidas, que ha sido empleado en Cerro Prieto. A un tanque lleno de agua se descarga el flujo del pozo, con la variación de nivel y temperatura dentro del tanque se puede medir el caudal y el calor transferido.

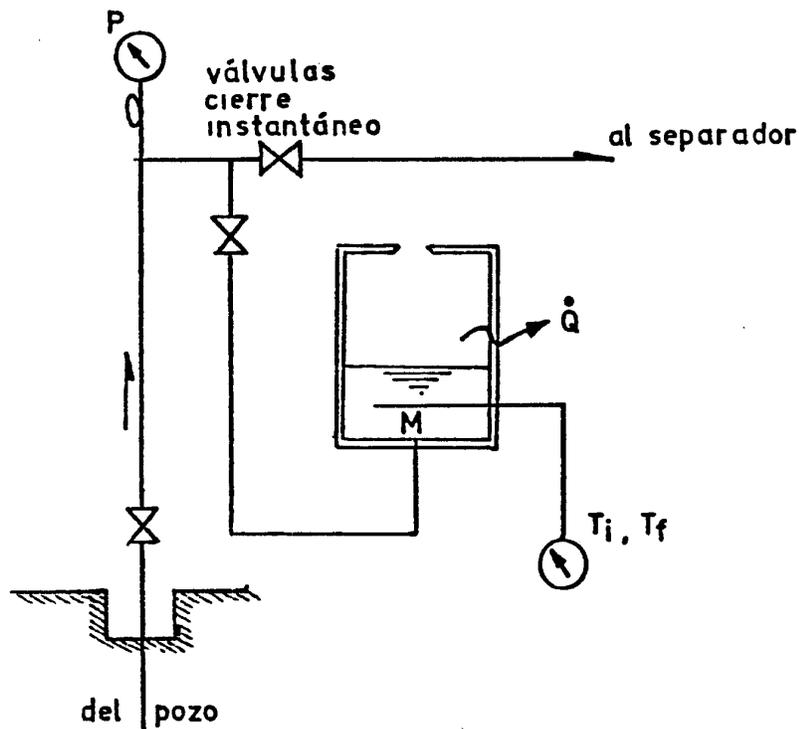


Figura 21

La entalpía de la mezcla H, viene definida según la relación siguiente:

$$H = \frac{M_f (T_f - T_o) - M_i C_p (T_i - T_o)}{M_f - M_i}$$

$$\text{El flujo} = (M_f - M_i)/t$$

$$H = H_f + X H_{fg}$$

$$X = (H - H_f)/H_{fg} = \text{calidad de la mezcla}$$

donde

P = presión del pozo (saturación)

t = tiempo de descarga

H = entalpía de la mezcla

H_{fg} = entalpía de vaporización (a presión P)

H_f = entalpía del agua (a presión P)

T_i = temperatura inicial del agua en el calorímetro

T_f = temperatura final del agua en el calorímetro

T_o = temperatura de comparación

M_i = masa inicial del agua en el calorímetro

M_f = masa final del agua en el calorímetro

Q = calor perdido

X = calidad de la mezcla

Las razones por las que no parece ser muy aconsejable la utilización de calorímetros para la definición de entalpías son:

- Imposibilidad de construir un calorímetro seguro para admitir todo el flujo del pozo.

- La formación de sólidos y gases dentro del calorímetro produce errores en las medidas.
- La información obtenida del calorímetro depende de las medidas de caudal y normalmente el flujo existe en dos fases.

4.- POTENCIAL DE UN POZO.

4.1.- MONTAJES Y MEDIDAS A REALIZAR.

Existen distintos tipos de montajes y unidades de estimación del potencial de los pozos geotérmicos. En esta fundamentalmente se deben hacer las siguientes mediciones:

- Fondo de pozo:

Temperatura (Kuster)

Presión (Amerada)

- Superficie:

Presión y temperatura en cabeza de pozo

Presión y temperatura en el separador

Flujo en línea de vapor

Flujo en línea de agua

Toma de muestras en líneas de vapor

Toma de muestras en línea de agua

En el caso de pozo que solo produzca agua en superficie , el flujo es medido mediante orificios, presión y temperatura, pueden ser medidos con instrumentos estandar ya sean mecánicos o eléctricos, también son medidos estos parámetros en el pozo. Las muestras químicas pueden ser difíciles de obtener, puesto que la temperatura del fluido puede estar por encima de las condiciones de ebullición, esto requiere un recipiente presurizado.

En la figura nº 22 se ve un esquema de las instalaciones superficiales con los puntos de muestreo.

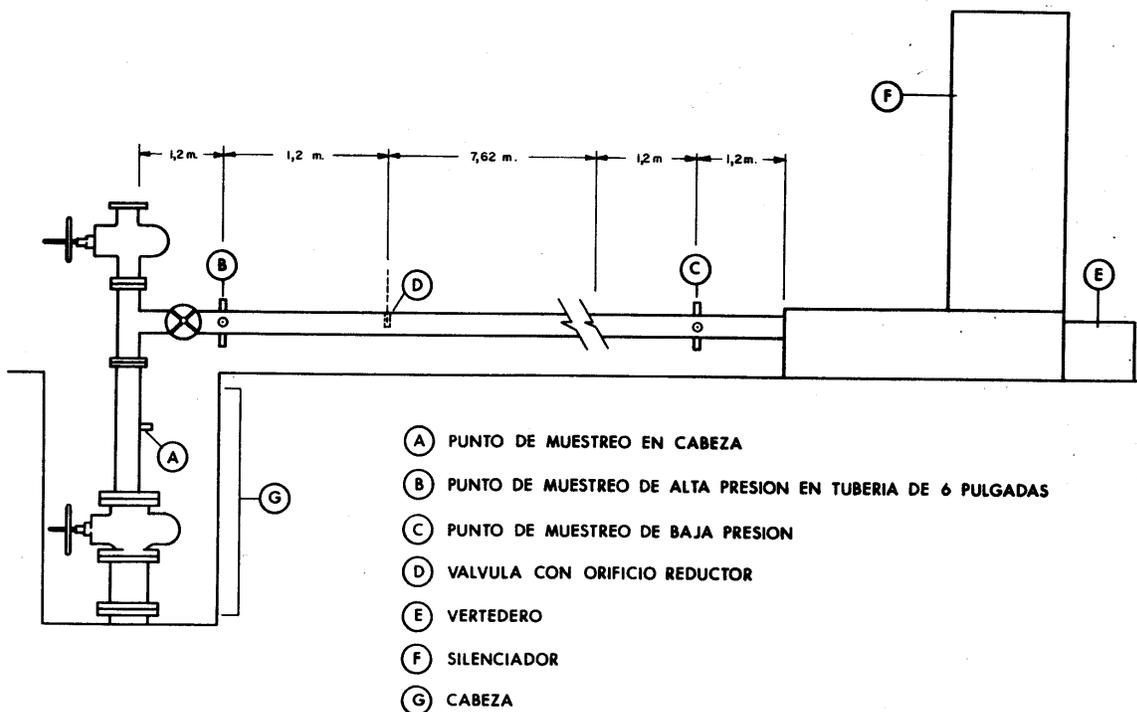


Figura 22

En el caso de pozos de vapor, las medidas con orificio de flujo pueden ser bastante seguras. La condensación del vapor en las líneas de instrumentos, pueden causar fluctuaciones en las medidas de presión, a menos que estas líneas tengan trampas de vapor llenas con agua o petróleo.

Las muestras de fluido para análisis químico requieren ser condensadas. En la figura nº 23, se puede ver el esquema para determinar el contenido de gases no condensables, el vapor es condensado y separado del gas y ambos son medidos utilizando orificios o capalímetros.

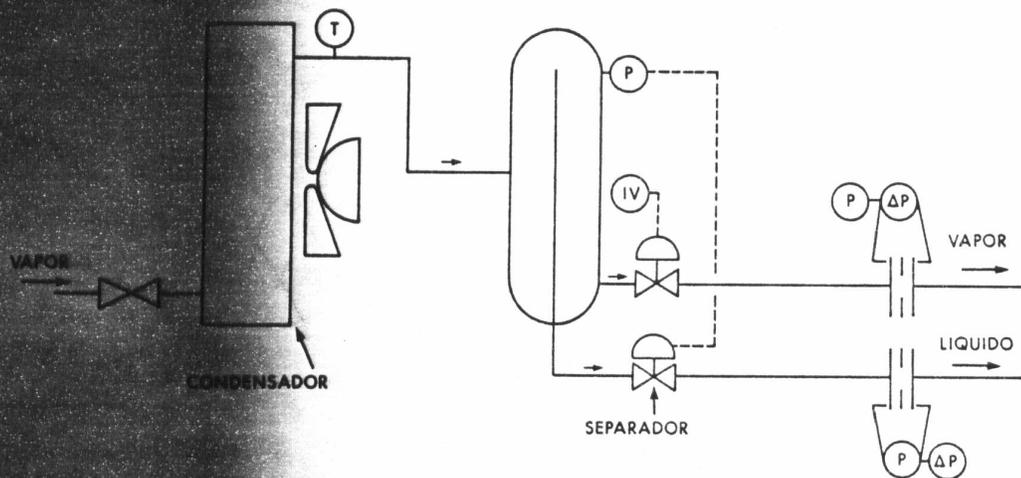
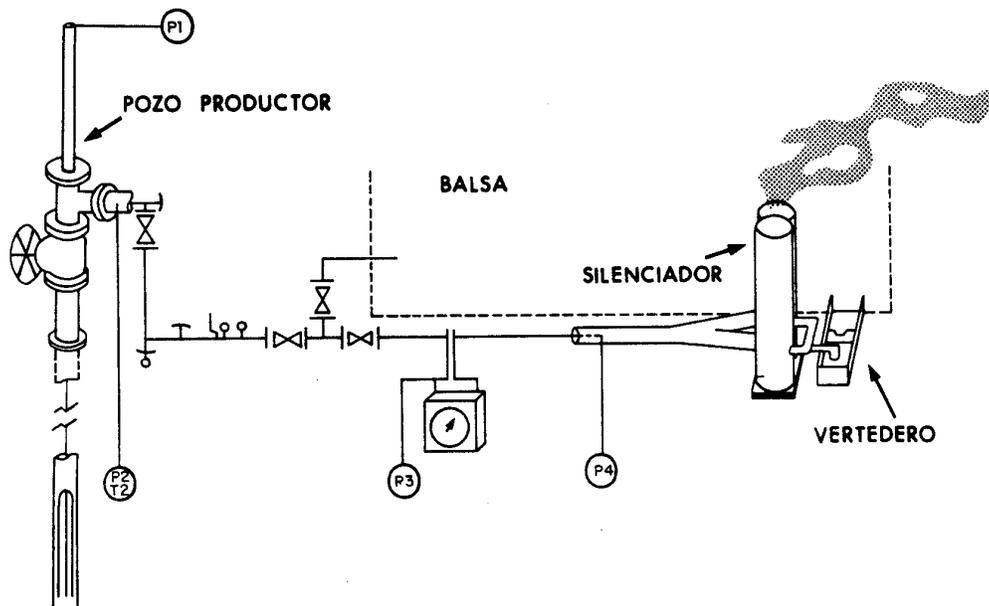


Figura 23

Para pozos con dos fases, es necesario obtener buenas medidas de superficie, ya que la presión y temperatura definen el

estado, no pudiendose medir directamente la entalpía. La forma más segura para medir las condiciones superficiales es usando un separador de vapor, midiendo ambas fases por separado.

En las figuras nos 24, 25, 26 y 27, se pueden ver distintos esquemas de las instalaciones de pruebas.



- ① DENTRO DEL POZO
- ② CABEZA DE POZO
- ③ ORIFICIO REDUCTOR
- ④ LABIO

Figura 24

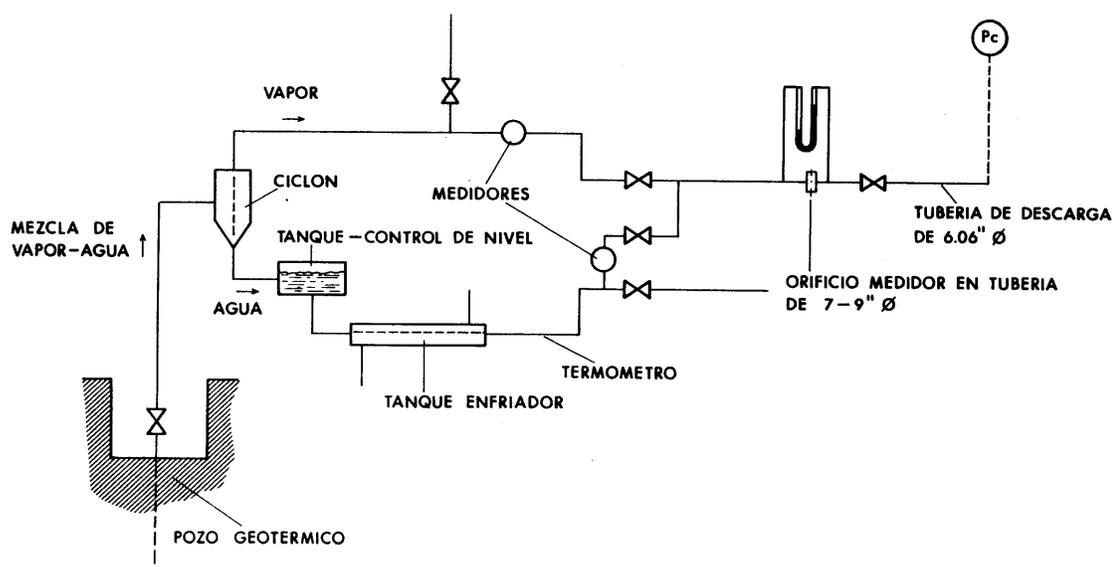
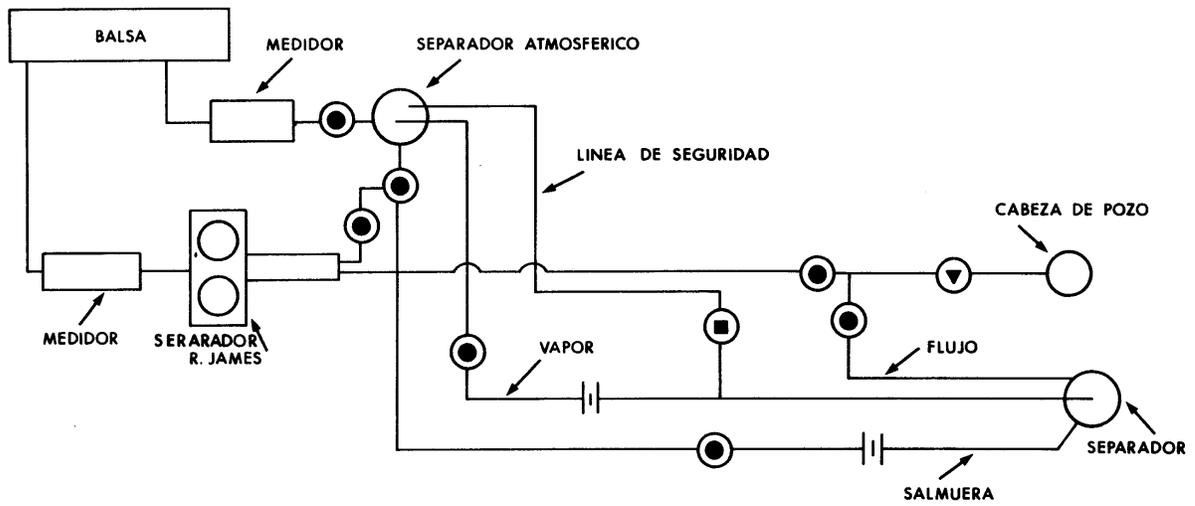


Figura 25



- VALVULA DE CIERRE
- VALVULA DE SEGURIDAD
- ▼ VALVULA DE CONTROL
- ||| MEDIDOR

Figura 26

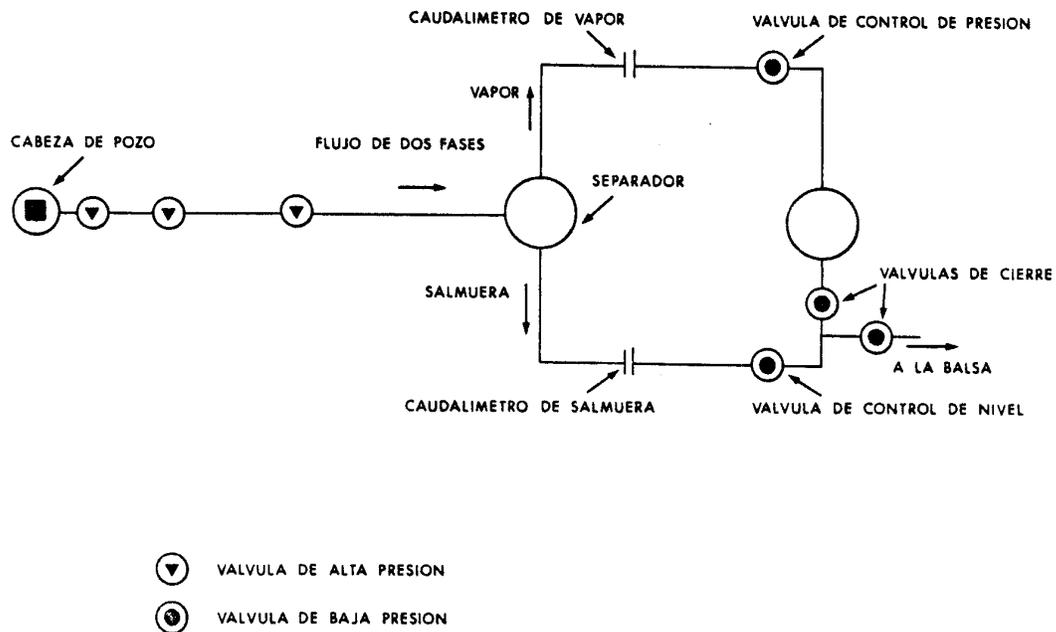


Figura 27

Cuando un flujo moderado de un fluido compresible pasa a través de una tubería con descarga a la atmósfera, la presión disminuye progresivamente a lo largo de la misma, pero más rápidamente cerca de la salida, donde la velocidad del fluido se incrementa a un máximo. Además el flujo arrojado es casi paralelo, a la pared de la tubería.

La presión poco antes del final de la tubería, será la misma que la de la atmósfera, o sea que un manómetro en esa posición registrará cero. Sin embargo si el flujo se incrementa pro-

gresivamente, podrá eventualmente apreciarse una presión en el manómetro; cuando esto ocurre, el flujo no deja la tubería, sino que toma la forma de una parábola con un tamaño proporcional a la presión de salida. El fluido deja la tubería con esta forma, debido a la repentina expansión, al pasar de una presión alta dentro de la tubería a la presión atmosférica.

La indicación de presión en el manómetro muestra que la velocidad del fluido ha alcanzado un máximo posible (tal límite, es impuesto por la velocidad del sonido en el fluido) y el único ajuste inherente que permite un aumento de flujo, es por el incremento de densidad, para efectuar esto, la presión a la salida necesita incrementarse.

4.2.- METODO DE RUSSELL JAMES

El método de cálculo desarrollado por Russell James en el campo geotérmico de Wairakei, muestra como mediante la medida de presión en el borde del extremo de una tubería descargando fluido geotérmico a la atmósfera, bajo las condiciones usuales de flujo crítico (mezcla a la velocidad del sonido), se puede hacer una estimación bastante precisa de la cantidad de fluido geotérmico que el pozo genera.

Este método se aplica tanto a pozos cuyos flujos provienen de yacimientos de vapor seco, como a los que se basan en sistemas de agua caliente bajo presión.

Se realizaron las primeras pruebas para determinar la cantidad de agua y vapor descargando de un pozo y la entalpía de la mezcla en el campo geotérmico de Wairakei (Nueva Zelanda), los diámetros de las tuberías utilizadas fueron 3, 6 y 8 pulgadas. Con la presión crítica y entalpía se puede definir el flujo.

La fórmula empleada es:

$$G_{ho}^{1.102} = 11400 P_1^{0.96}$$

donde

G = masa velocidad lb/ft²seg

ho = entalpía de la mezcla agua-vapor BTU/lb

P₁ = presión crítica en el labio lb/in²

Si el diámetro de la tubería de descarga es dc (in):

$$W = 224000 P_1^{0.96} d_c^2 / ho^{1.102} \text{ lb/h}$$

La determinación de la entalpía se hace con la ayuda de gráficas elaboradas por medio de una serie de pruebas hechas con mezclas de entalpía y flujos conocidos, a diferentes valores de la relación de diámetros de orificios y tuberías y diferentes caídas de presión en el orificio, la figura nº 28 muestra las curvas de Russell James.

Una forma fácil y rápida para medir el flujo descargado de un pozo geotérmico, es mediante el uso de una línea de descarga. Es un método desarrollado por Russell James y que ha sido aplicado en muchos campos geotérmicos.

El flujo total o mezcla agua-vapor proveniente del pozo, se hace pasar a través de una tubería, la cual descarga a un si-

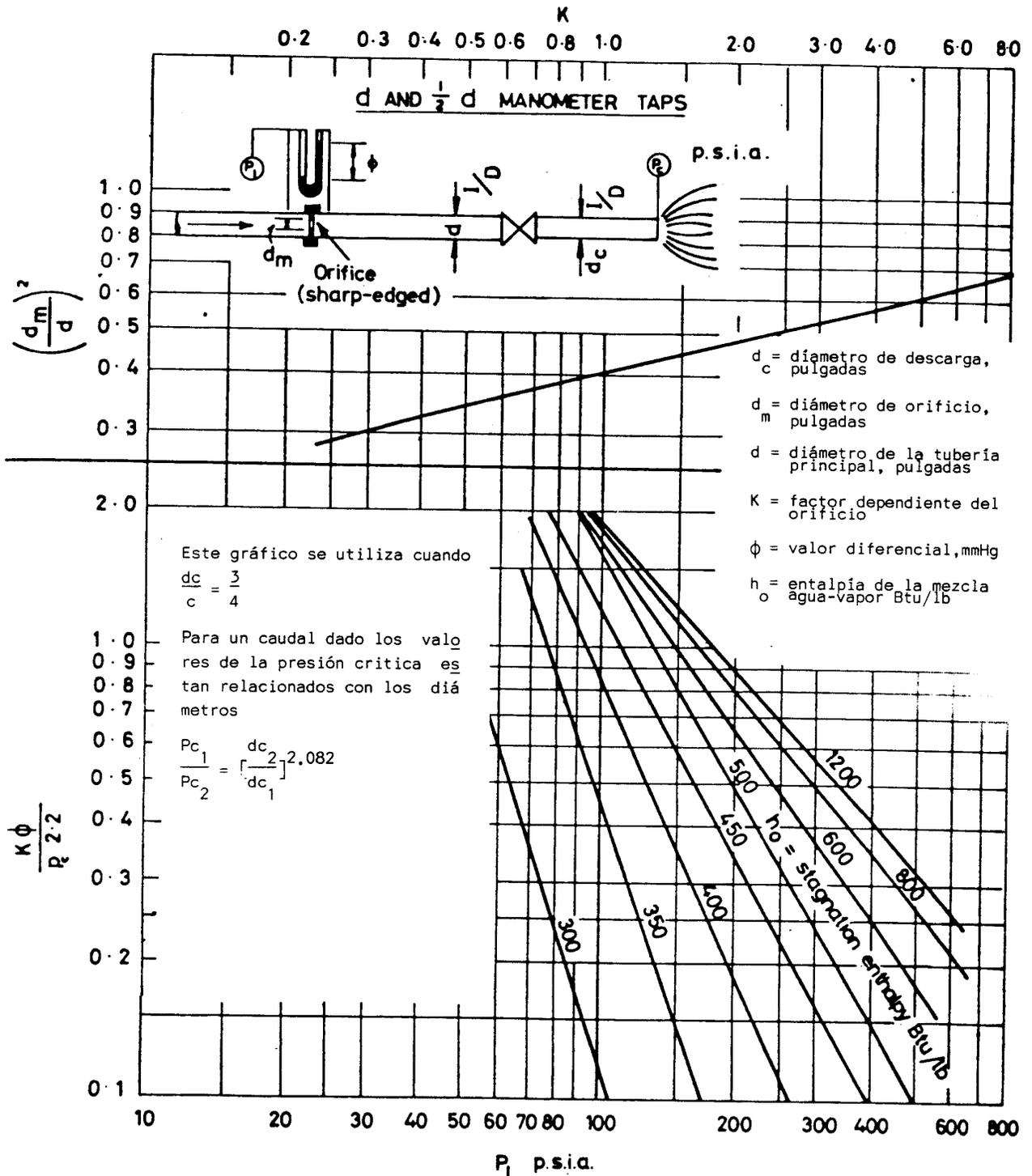


Figura 28

lenciador vertical doble y este a la atmósfera (Fig nº 24).

Las presiones críticas se miden en un agujero de 1/4" a 1/4" desde su centro al extremo final de la tubería (presión de labio). En la parte externa se pone una boquilla de 3/8" y con una tubería se acondiciona la toma de manómetro, fuera del silenciador vertical doble, con una válvula de aguja a la entrada del manómetro.

El flujo de agua a la presión atmosférica descargando del silenciador vertical doble se mide por medio de un vertedero.

$$Gh_0 = W_v h_v + W_l h_l$$

donde

G = mezcla total

h_o = entalpía de la mezcla

W_v = caudal del vapor

h_v = entalpía del vapor a presión atmosférica

W_l = caudal del agua medido con el vertedero

h_l = entalpía del líquido a presión atmosférica

X = fracción de vapor

h_{fg} = calor latente de vaporización a presión atmosférica

$$h_o = h_l + Xh_{fg}$$

$$X = (h_o - h_l) / h_{fg} \quad (1)$$

$$G = W_l + W_v$$

$$h_{fg} = h_v - h_l$$

$$h_v = h_{fg} + h_1 \quad (2)$$

$$W_1 = (1-X) G \quad (3)$$

Sustituyendo (1) en (3)

$$W_1 = \frac{(1-h_o-h_1) G}{h_{fg}}$$

$$W_1 = \frac{(h_{fg}-h_1+h_o) G}{h_{fg}}$$

$$W_1 = \frac{(h_{fg}+h_1-h_o) G}{h_{fg}} \quad (4)$$

Sustituyendo (2) en (4)

$$W_1 = \frac{(h_v-h_o) G}{h_{fg}}$$

Despejando G de la ecuación anterior

$$G = \frac{W_1 h_{fg}}{h_v-h_o}$$

Entonces se obtiene

$$1.052 \frac{P_c^{0.96} d^2}{h_o^{1.02}} = \frac{W_1 h_{fg}}{h_v-h_o}$$

Despejando h_o

$$h_o^{1.102} = \frac{1.052 P_c^{0.96} d^2}{W_1 \lambda} (h_v - h_o)$$

Donde

h_o = entalpía de la mezcla (kcal/kg)

P_c = presión crítica (kg/cm²)

d = diámetro de la tubería de descarga (mm)

W_1 = caudal de agua medido en el vertedero (Ton/hr)

λ = calor latente de vaporización a presión atmosférica (kcal/kg)

h_v = entalpía del vapor a presión atmosférica (kcal/kg)

h_l = entalpía del líquido a presión atmosférica (kcal/kg)

5.- ESTUDIO DE LAS CARACTERISTICAS DEL
ALMACEN

5.1.- METODOS DE UN POZO

Las técnicas de evaluación de almacenes han sido desarrolladas desde su inicio por las compañías petrolíferas, recientemente se han realizado adaptaciones para el campo de la geotér_umia.

Ya en 1935 Theis publicó el análisis de las recuperaciones de presión, que consistía en analizar las presiones obtenidas después de que un pozo hubiera estado produciendo a flujo constante durante un cierto tiempo, al cortar la producción.

A partir de 1950 aparecen una serie de publicaciones que son las bases de los métodos de análisis de pozos, entre ellas se encuentran las de Horner, Miller, Dyes y Hutchinson.

Los estudios de Miller, Dyes y Hutchinson, indican que la presión durante el periodo de cierre en un pozo, debe ser representada en función del logaritmo del tiempo de cierre, $P, \log \Delta t$.

El método de Horner se basa en la representación de la presión de cierre con el logaritmo del cociente entre el tiempo total (apertura + cierre) y el tiempo de cierre $P, \log \frac{t+\Delta t}{\Delta t}$.

Los métodos vistos indican que la representación de presiones y logaritmos de tiempos se deben adaptar a líneas rectas, siendo la pendiente proporcional a la permeabilidad de la formación.

La validez de estos métodos ha sido muy analizada y como indica Cobb (1971) el método de Horner parece ser más fiable.

En la figura nº 30, se representa la interpretación por el método de Miller-Dyes-Hutchinson para un pozo en el centro de un cuadrado existiendo una recarga total

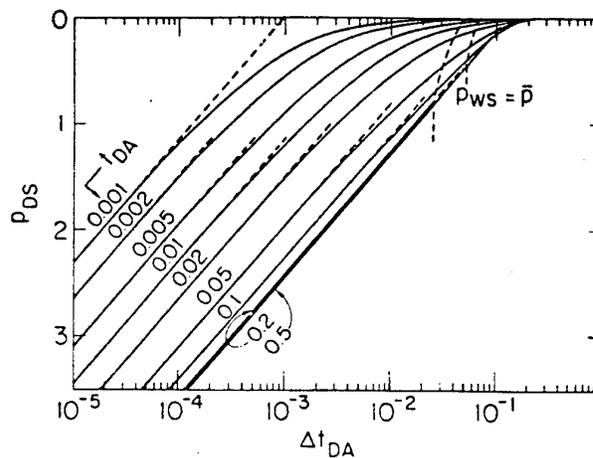


Figura 30

De aquí se obtiene

$$P_{Ds} = \frac{kh (P_i - P_{ws})}{0.4568 v_{sc} q B u} \quad \text{para flujo de líquido (1)}$$

$$P_{Ds} = \frac{Mkh (P_i^2 - P_{ws}^2) (0.01291)}{q \mu z t} \quad \text{para flujo de vapor o gas (2)}$$

$$t_D = \frac{0.3604 kt}{\phi \mu C_t r_w^2} \quad (3)$$

$$t_{DA} = \frac{0.3604 kt}{\emptyset \mu C_t A} = t_o (r_w^2/A) \quad (4)$$

donde

k = permeabilidad efectiva, darcies

h = espesor útil, m

P = presión kg/cm²

v_{sc} = volumen específico en condiciones estandar cc/gr

q = caudal de producción, Tons/hr

B = factor volumétrico de formación

μ = viscosidad del fluido, centipoise

M = peso molecular gr/gr.mol

Z = factor de la ley de gases reales (PV = ZnRT)

n = gr mol

R = 84.78 (cm³.kg/cm²) (molok)

T = temperatura de formación ok

P_D = presión dimensional

T_D = tiempo dimensional

∅ = porosidad

C_t = compresibilidad isotérmica total (kg/cm²)⁻¹

r = distancia radial, m

r_w = radio del pozo, m

A = área de drenaje, m²

t = tiempo, hr

m = pendiente del gráfico semilogarítmico

s = factor de daño o efecto skin, adimensional

FE = eficiencia de flujo

P* = presión en método de Horner cuando (t+Δt)/Δt = 1

C = coeficiente de almacenamiento, tons/(kg/cm²)

La relación entre la pendiente y la permeabilidad viene -
reflejada por las relaciones siguientes:

$$K = 0.5258 \frac{v_{sc} q B \mu}{mh}, \text{ para líquidos (5)}$$

$$K = 0.3210 \frac{q \mu Z T}{mh}, \text{ para vapor o gas (6)}$$

Según el método de Horner, se obtiene el gráfico de la fi-
gura nº 31.

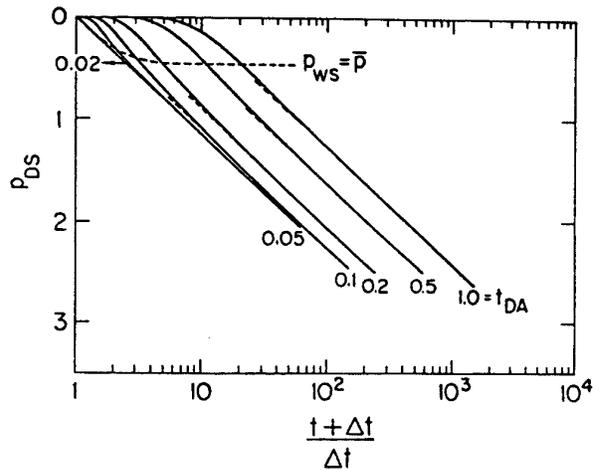


Figura 31

En el caso de un pozo en un cuadrado cerrado sin recarga, las líneas que se obtendrán de la representación de Horner, se ven en la figura nº 32.

En éste caso para un tiempo infinito de cierre, no se obtendría una presión cero $P_{DS} = 0$.

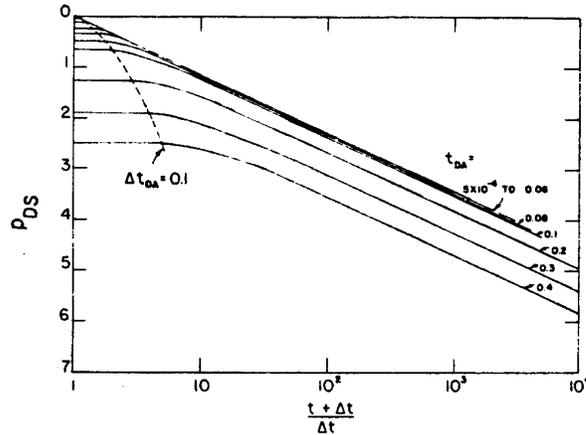


Figura 32

Una aplicación importante de estos gráficos, es la estimación de porosidad. Si la presión inicial P_i es conocida, valores de campo de P_{DS} pueden ser calculados por:

$$P_{DS} = \frac{P_i - P_{ws}}{0.87 m} \quad (7)$$

De la ecuación (4), $\phi C_t A$ pueden ser calculadas porque k podría ser conocida por la pendiente de las curvas de cierre y t_{DA} podría ser tomada como un parámetro.

La figura nº 33 representa los gráficos de Muskat que son del caso de un pozo en el centro de cuadrado con presión constante. Las pendientes de las líneas paralelas están relacionadas con la porosidad del sistema.

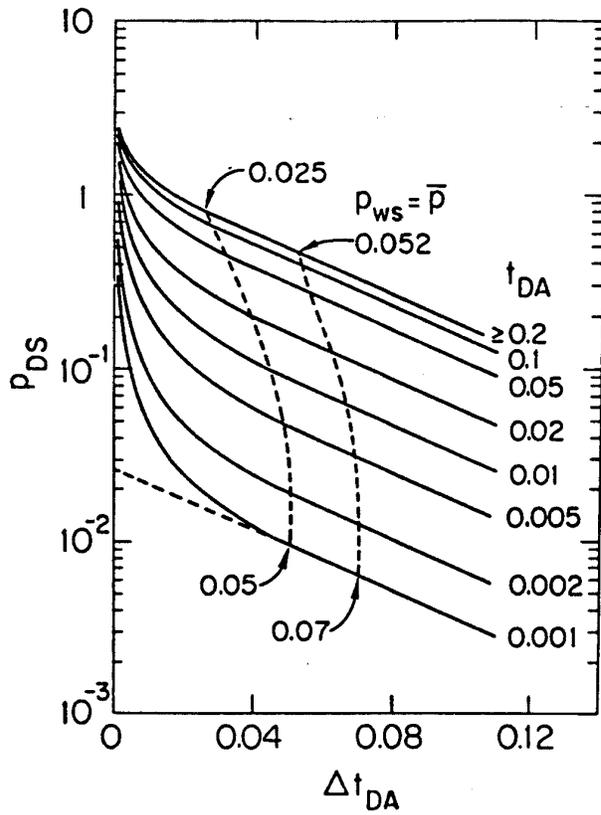


Figura 33

Los métodos precedentes han sido aplicados a pozos geotérmicos con resultados satisfactorios (Ramey 1970; Ramey y Gringarten 1975; y Barelli en 1975). La figura nº 34, representa un gráfico de Horner del periodo de cierre para un pozo geotérmico en The Geysers.

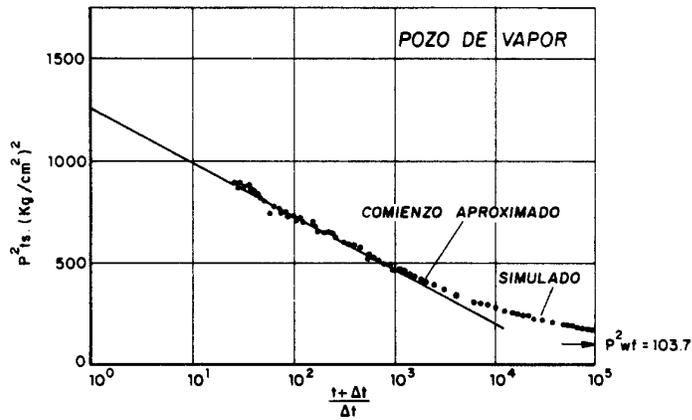


Figura 34

Sin embargo este tipo de gráficos que se adaptan perfectamente a líneas rectas no son muy corrientes, se suelen presentar muchos casos como el de la figura nº 35, en donde hay varios tramos que se adaptan a líneas rectas.

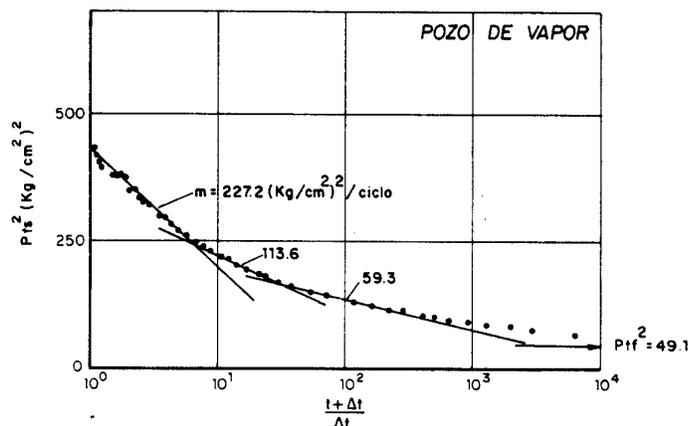


Figura 35

Nuevos métodos han sido desarrollados para la interpretación de éste tipo de gráficos. Trabajos como los de Van Everdigen y Hurst en relación al efecto skin y sus consecuencias en el dañado de pozo y desarrollo de pozo han sido de gran interés.

El factor de daño o efecto skin es de gran importancia en los pozos geotérmicos, viéndose que las líneas producidas por la representación semilogarítmica de periodo de cierre estaban desplazadas, la razón es que existe una resistencia al flujo en el almacén en relación al pozo (efecto skin).

$$\frac{kh (p_i - p_{wf})}{0.4568 v_{sc} q_{Bu}} = P_{DW+S} \quad (8)$$

Esta ecuación (8) es para líquidos, pero se puede escribir análogamente para vapor partiendo de la ecuación (2).

El factor de daño, S, puede ser calculado combinando la presión de flujo P_{wf} en el instante en que se produce el cierre, y la presión obtenida del gráfico semilogarítmico durante el cierre al cabo de una hora P_{1hr} . Esta presión puede ser leída en la línea recta del gráfico o en su prolongación.

$$S = 1.151 \left[\frac{P_{1hr}^2 - P_{wf}^2}{m} - \log_{10} \frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} + 0.0919 \right] \quad (9)$$

La pérdida de presión causada por el factor de daño es:

$$\Delta P_{skin} = 0.87 ms \quad (10)$$

Con ésta pérdida de presión normalmente se define la eficiencia del pozo.

$$FE = \frac{P^* - P_{wf} - \Delta p_{skin}}{P^* - P_{wf}} \quad (11)$$

El factor de daño tiene la siguiente interpretación:

- S > 0 pozo dañado
- S = 0 pozo sin dañar
- S < 0 pozo estimulado

Se puede ver el factor de daño en los gráficos semilogarítmicos en la parte inicial de las rectas de recuperación. Si el pozo está estimulado y tiene por tanto factor de daño, los primeros puntos se encuentran por encima de la recta de recuperación, (Fig. nº 34). Si los primeros puntos se encuentran por debajo de

la recta de recuperación, nos muestran el caso de un pozo dañado como se ve en el ejemplo de la figura no 36 en The Geysers.

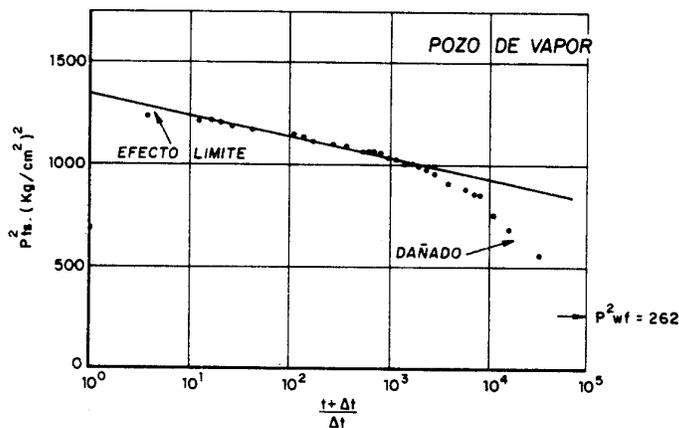


Figura 36

Otro fenómeno importante que puede causar una curva de cierre en los primeros puntos tal como el del caso del pozo dañado, es el llamado flujo de después del cierre. Se debe a que el almacén no responde en el mismo instante al cierre producido en cabeza de pozo. Si un pozo es abierto instantáneamente la respuesta del flujo no es inmediata, el primer flujo se debe a la expansión de los fluidos del pozo, si el pozo es cerrado instantáneamente el flujo del fluido continua pasando desde el almacén al pozo. Ambos efectos son el resultado del volumen de almacenamiento del pozo.

Muchos son los fenómenos que producen el factor de daño, por ejemplo, penetración parcial del almacén, cementación de las ranuras o aberturas de la tubería de producción a nivel de almacén, inclinación del pozo desde la vertical, fracturación hidráulica, acidificación, ebullición de líquidos, condensación de líquidos de los gases producidos y efectos de flujos a altas velocidades.

Estudios más recientes del efecto de pozo y factor de daño, fueron realizados por Ramey, Agarwal y otros en 1970, utilizando curvas logarítmicas en ordenadas y abcisas, en la figura nº 37, se ve una representación bilogarítmica de las medidas de presión en un pozo con factor de daño.

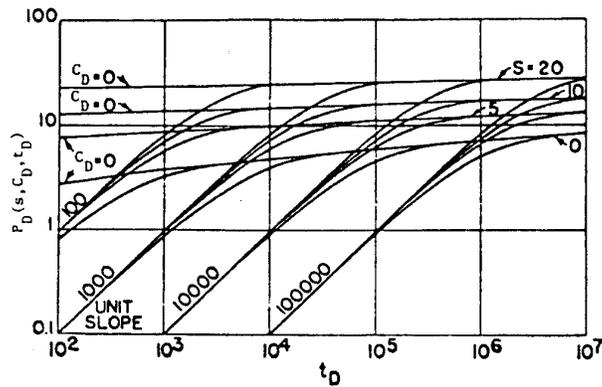


Figura 37

Cuando las líneas de transición alcanzan la porción plana entonces las interpretaciones semilogarítmicas clásicas son aplicables.

El tiempo para aplicar los métodos semilogarítmicos viene expresado por

$$t_D = C_D (60 + 3.55)$$

donde

$$C_D = \frac{CB \ vsc}{2\pi\phi h C_t r_w^2} \quad \text{para líquidos.}$$

$$C_D = \frac{27 C' Z T}{M\phi h C_t r_w^2} \quad \text{para gases}$$

Este tipo de curvas ha permitido ver que sirven para la obtención de la permeabilidad y además para la obtención del factor de daño.

De los estudios realizados se ha llegado a la conclusión de que es necesario conocer la naturaleza física del factor daño, puede darse el caso de que en pozo acidificado con una zona anular de alta permeabilidad cerca del pozo, podría tener el mismo factor de daño negativo como el que se presentaría como un pozo fracturado con una gran fractura vertical. Los efectos de las fracturaciones, han sido estudiados por autores como Gringarten, y Ramey posteriormente analizando las zonas de factor de daño.

Las figuras nº 38 y 39 representan las curvas bilogarítmicas para fracturas verticales y horizontales. En la representación de presiones y tiempos se ve que las fracturas se caracterizan porque la pendiente de la recta al llegar a la fractura es la mitad de la normal.

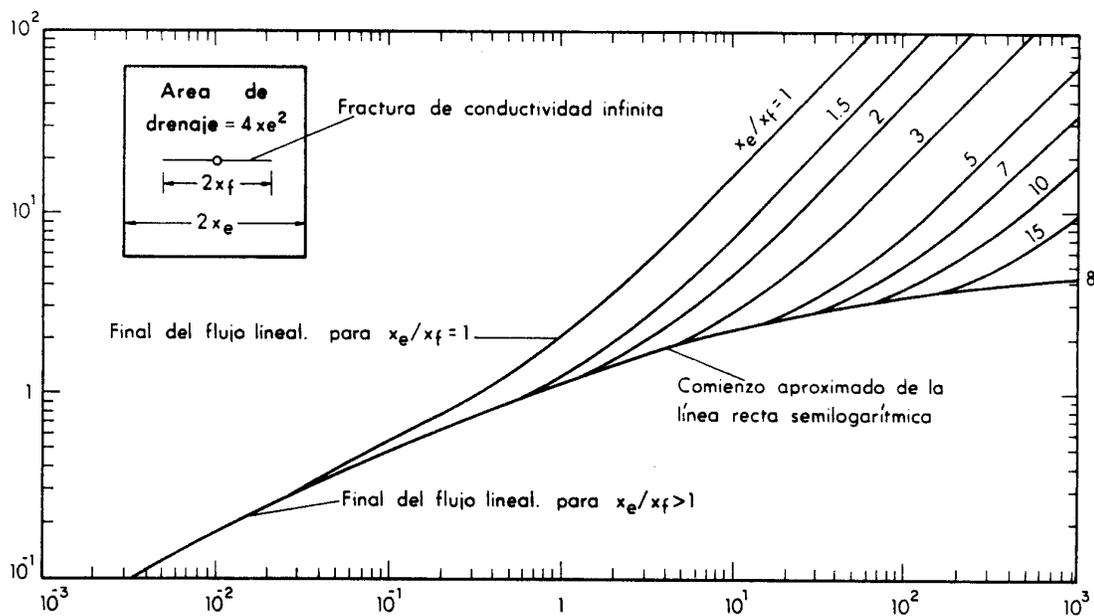


Figura 38

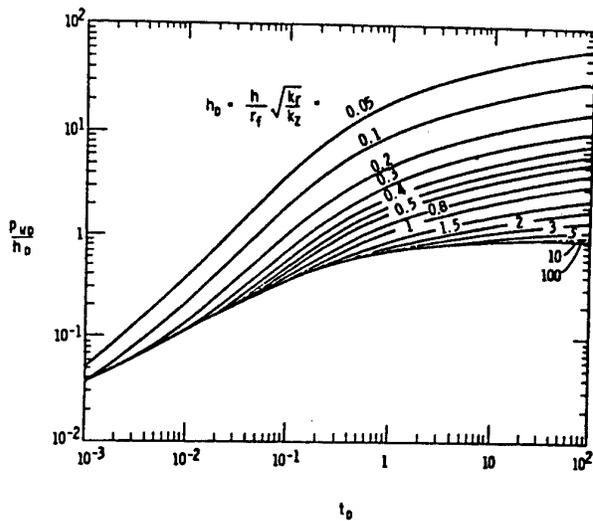


Figura 39

5.2 .- PRUEBAS DE INTERFERENCIA

Se basan en la medición de presiones en un pozo cerrado - cuando existe otro pozo produciendo en el yacimiento.

Este tipo de pruebas, pueden proporcionar información sobre las propiedades del yacimiento que no pueden ser determinadas con pruebas ordinarias, como lo son las de incremento y abatimiento de presión vistas en el apartado anterior.

Entre otras propiedades, se pueden obtener:

- Influencia de la explotación de un pozo sobre los demás
- Direcciones de flujo y velocidades
- Porosidad efectiva

Se utiliza un pozo de observación, en donde se instala un elemento de presión en el fondo.

Posteriormente se pone en producción uno o varios pozos ,
midiendo los caudales.

La interpretación del método, se basa en la superposición de
efectos de cada uno de los pozos productores sobre el pozo de ob-
servación.

La presión en el pozo de observación, debida a las produc-
ciones de los demás, está dada por:

$$P_{ws} = P - 162.6 \frac{q\mu B}{2 nkh} \log \left(\frac{t+\Delta t}{\Delta t} \right) + 70.6 \frac{q\mu B}{k h} \left[\sum_{j=1}^{nw} \frac{q_j}{q} \right. \\ \left. \left\{ E_i \left(\frac{-\phi \mu C d_j^2}{0.00105K (t_j+\Delta t_j)} \right) - E_i \left(\frac{-\phi \mu C d_j^2}{0.00105 K t_j} \right) \right\} \right]$$

donde

q = caudal de producción del pozo de observación antes de ser ce-
rrado, B/D

q_j = caudal de producción del pozo j .

t_j = tiempo de producción del pozo j antes de cerrarse el pozo de
observación, horas

Δt_j = incremento en el tiempo de producción del pozo j subsecuen-
te al cierre del pozo de observación

nw = número de pozos de interferencia

d_j = distancia del pozo de observación al pozo de interferencia ,
pies

t = producción acumulada del pozo de observación
caudal de producción antes del cierre

Δt_1 = incremento de producción del pozo 1 despues de haber cerrado el pozo de
observación
caudal medio durante la prueba de interferencia

La aplicación es buena cuando los caudales de producción, de estos pozos, son constantes durante la prueba de interferencia.

Un ejemplo de una prueba de interferencia realizada en México se muestra en la figura nº 40. Se trata del caso de un solo pozo productor y uno de observación.

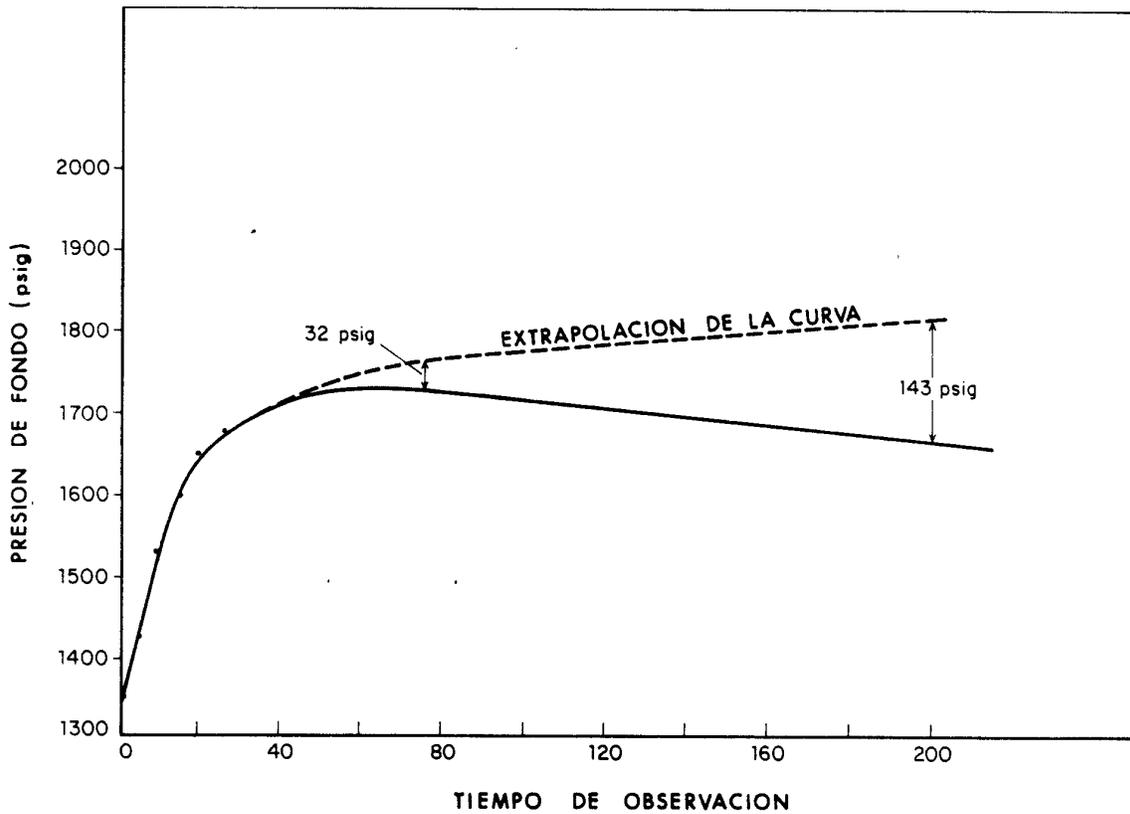


Figura 40

En la misma gráfica se presenta una línea llamada extrapolación de incremento de presión y se obtiene extrapolando la presión lineal de la gráfica logarítmica, como se ve en la figura nº 41.

De la ecuación anterior se ve que la diferencia entre la curva extrapolada y la presión observada es la suma de las funciones E_i :

$$\left(P - 162.6 \frac{q \mu B}{k h} \log \frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right) - P_{ws} = -70.6 \frac{q \mu B}{k h} \left[\sum_{j=1}^{n_w} \frac{q_j}{q} \right] \left\{ E_i \left(\frac{-\phi \mu C d_j^2}{0.00105 K (t_j + \Delta t_j)} \right) - E_i \left(\frac{-\phi \mu C d_j^2}{0.00105 K t_j} \right) \right\}$$

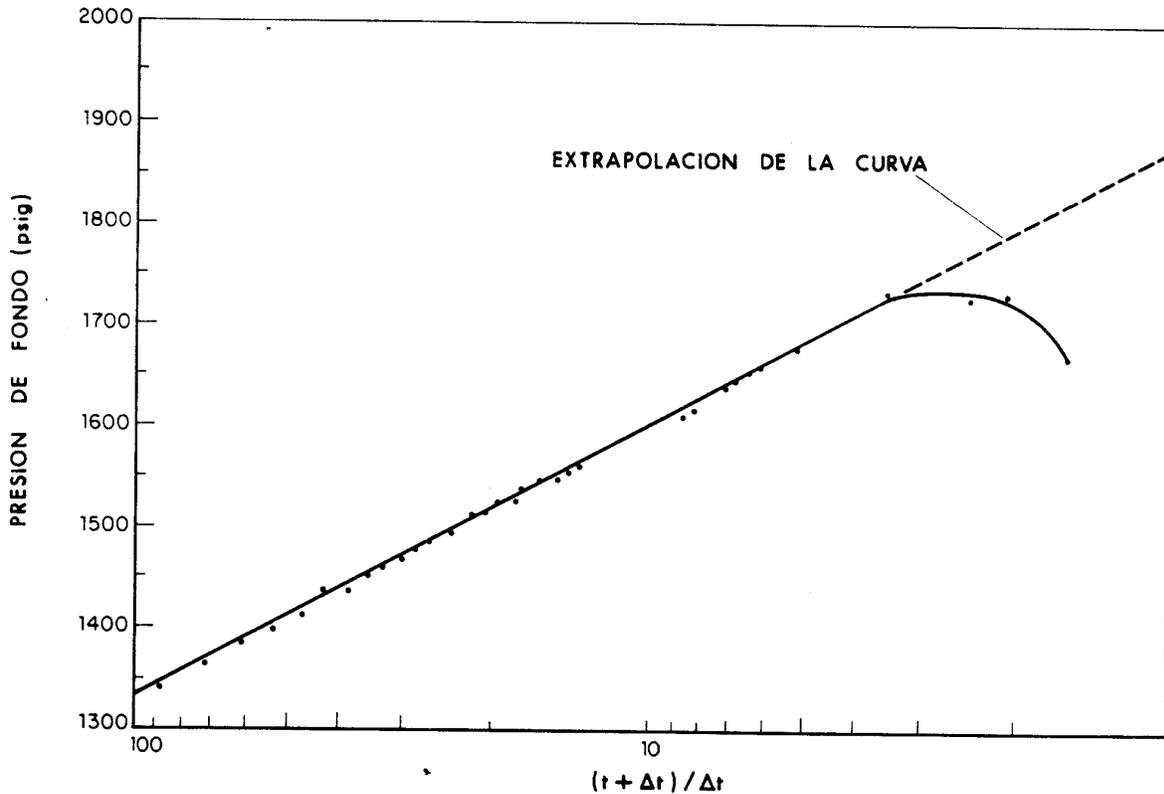


Figura 41

Aquí los dos primeros términos de la izquierda de esta ecuación representan la extrapolación de la línea recta en la figura nº 41 y el tercer término P_{ws} , representa la presión observada, pudiéndose escribirse:

$$P_{ext} - P_{obs} = \frac{-m}{2.303} \left[\sum_{j=1}^{nw} \frac{q_j}{q} \left(\frac{-\phi \mu c d_j^2}{0.00105 K (t_j + \Delta t_j)} \right) - E_i \left(\frac{-\phi \mu c d_j^2}{0.00105 K t_j} \right) \right]$$

Los términos de la derecha de esta ecuación, representan, la caída de presión calculada del pozo de observación, debida a la producción de los pozos 1, 2 h.

En el campo de los Azufres (Méjico) se utiliza el dispositivo de la figura nº 43, para medir los cambios de presión.

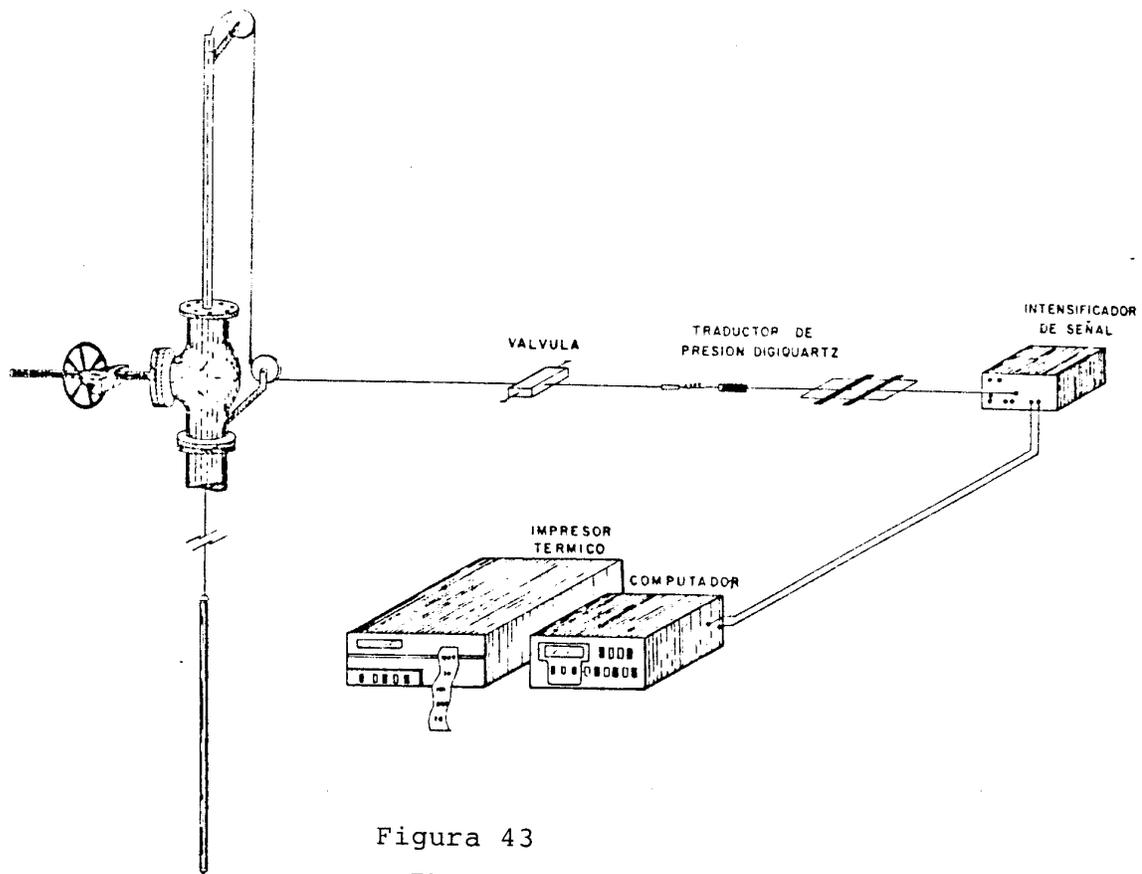


Figura 43

Un tubo de acero de pequeño diámetro (2.39 mm DE, 1.37 mm DI) con una cámara de burbujeo de 3.28 cm de largo y 42.1 mm DE, se llena por completo con gas nitrógeno para medir los cambios de presión dentro del pozo. El sistema de tubo cámara lleno de nitrógeno se conecta a un transductor de presión con sensibilidad, de 0.01 psi, colocado en superficie y alimentado por una batería de 12 voltios. Dicho transductor registra los cambios de frecuencia de resonancia de un cristal de cuarzo piezoeléctrico

5.3.- PRUEBAS DE DOS FLUJOS

Estas pruebas utilizadas para determinar los parámetros del almacén se llevan a cabo variando el caudal a un valor constante dos o más veces y después se miden las presiones de recuperación del periodo de cierre o producción.

Las ecuaciones de interpretación son:

$$P_{wf} = P_i - 162.6 \frac{Q_1 \mu B v_{sc}}{kh} \left[\log \frac{t + \Delta t'}{\Delta t'} + \frac{Q_2}{Q_1} \log \Delta t' \right] + \text{constante}$$

Si se representa en un gráfico en ordenadas P_{wf} y en abscisas $\log \frac{t + \Delta t'}{\Delta t'} + \frac{Q_2}{Q_1} \log \Delta t'$ se obtiene una recta, cuya pendiente es:

$$m = 162.6 \frac{Q_1 v_{sc} B \mu}{kh}$$

El efecto skin o factor de daño, viene dado por la expresión:

$$s = 1.151 \left[\left(\frac{Q_1}{Q_1 - Q_2} \right) \left(\frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m} \right) - \log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} + 3.23 \right]$$

5.4.- ANALISIS DE PRESIONES PARA POZOS DE DOS FASES, LIQUIDO Y VAPOR

El análisis de presión como se ha visto, es el método más común para la determinación de las propiedades del almacén. Ha habido un gran número de intentos de extender los métodos clásicos para el análisis de almacenes geotérmicos de dos fases, incluyendo análisis de presión en la producción por Garg, Grichel Grant y Moench y análisis de presiones en las recuperaciones realizadas por Sorey y otros.

Es necesario hacer una serie de simplificaciones, entre ellas suponer que la compresibilidad del fluido en almacenes es inicialmente uniforme y permanece uniforme durante toda la prueba. Con esta base, se puede ver que se obtiene una línea recta al representar la presión con el log de tiempo, la pendiente es inversamente proporcional a la movilidad cinemática k/v_T .

Cuando se hace una prueba es casi imposible mantener uniforme la distribución de saturación en el almacén, requerida para que los métodos sean aplicables. La compresibilidad tan alta de un fluido de dos fases crea un efecto de almacenamiento de pozo de muy larga duración y como los instrumentos para las pruebas usados en geotermia normalmente no permiten grandes duraciones, puede ser muy complicada la interpretación. Así que se deben utilizar técnicas de simulación numérica para determinar los mejores métodos de pruebas de producción para almacenes de dos fases.

Se han considerado cuatro ejemplos:

- 1.- Almacén de una fase agua, conectada a un pozo con dos fases.

- 2.- Almacén de una sola fase agua, que se transforma en dos fases durante las pruebas.
- 3.- Almacén con dos fases dominando la fase líquida.
- 4.- Almacén con dos fases dominando la fase vapor.

El problema con el análisis de variaciones de presión de un almacén de dos fases es que la ecuación de difusión describiendo la respuesta de la presión en el almacén no es lineal. Cuando la saturación de vapor varía en un medio poroso, el flujo relativo de las fases agua y vapor y la compresibilidad de la mezcla de ambos varía. A estas presiones la variación puede ser grande. Sin embargo la compresibilidad y la viscosidad cinemática son primeramente función de la saturación. Entonces se puede pensar, en una prueba tal que los cambios de presión ocurran en una zona en donde la saturación es relativamente constante y un valor razonable de $\frac{Kh}{vt}$ puede ser obtenido.

Para un almacén produciendo a caudal constante y asumiendo pequeños cambios en la saturación, la respuesta de presión del sistema se rige por la ecuación de difusión.

$$\frac{\partial P}{\partial t} = \frac{k/vt}{\phi \rho C_t} \left(\frac{i}{r} \phi \frac{\partial P}{\partial r} + \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} \right) \quad (1)$$

cuando $t > 35 \phi C_t r_w^2 (k/vt)$, la solución de esta ecuación es aproximadamente:

$$P_i - P(t) = \frac{w}{4 \pi (k/vt) h} \left\{ \ln \left[\frac{(k/vt)t}{\phi r_w^2 \phi C_t} \right] + 0.809 + 2S \right\} \quad (2)$$

donde S es el dañado de pozo o efecto skin. La representación de p(t) con lnt es una línea recta, de pendiente es inversamente proporcional a la transmisividad del almacén.

$$\frac{kh}{vt} = \frac{w}{4 \pi m} \quad (3)$$

Cuando el dañado de pozo, S , es expresado como $\ln (rw/re)$ donde re es el radio efectivo del pozo, se puede tener:

$$\phi C_t h_{re}^2 = 2.24 \frac{kh}{vt} C + (P_{is} - P_i)/m \quad (4)$$

Donde P_{is} es la presión en el primer segundo en la extrapolación de la línea semilogarítmica anterior, m viene expresada en unidades métricas.

Que la ecuación de difusión sea un línea, depende de que las variaciones en (k/vt) , ρ y C_t sean pequeñas. Como se ha mencionado, estas cantidades varían mucho cuando la saturación en vapor varía.

Cuando el caudal del almacén aumenta, la saturación alrededor del pozo cambia si el fluido es de dos fases.

Es posible tratar el cambio inicial en saturación de vapor en la misma manera como se trata el efecto de almacenamiento de pozo, se debe determinar la duración para la cual esta variación persiste y estar seguro de que todos los análisis de datos, se realizan después de los cambios y así no estar los datos influenciados. En el caso donde tales cambios no ocurren hasta bastante tiempo desde que han empezado las pruebas, los datos de presión tomados antes de estos cambios pueden ser analizados.

El problema es determinar a que tiempo $\frac{\partial S_v}{\partial r} \approx 0$

A partir de entonces las ecuaciones anteriores pueden ser aplicadas y mediante la pendiente de la línea recta del gráfico, $P, \log t$ puede calcularse kh/vt . Sin embargo cuando han ocurrido durante la prueba gran cantidad de cambios de saturación, la interpretación de la ecuación (4) para dar el efecto de pozo pier-

de su significado debido a que C_t es función de S y ha cambiado.

Por tanto la ecuación (4) es solamente aplicable para líquidos.

Utilizando la variable de semejanza , $\eta = r/\sqrt{t}$, ocurre - que:

$$\lim_{\eta \rightarrow 0} H_f/d\eta = 0 \quad (5)$$

donde:

$$H_f = \frac{K_{rl} H_l / \nu_l + K_{rv} H_v / \nu_v}{K_{rl} / \nu_l + k_{rv} / \nu_v} \quad (6)$$

Esto implica que a bastante tiempo, la saturación se aproxima a una constante debido a que la entalpía del fluido es una función de las curvas de permeabilidad, que son función de S_v .

Autores como O'Sullivan, han calculado S_v como una función de t/r^2 para un cierto número de casos. Un ejemplo de uno de los cálculos se ve en la figura nº 44, en donde la saturación líquida esta representada como función de η .

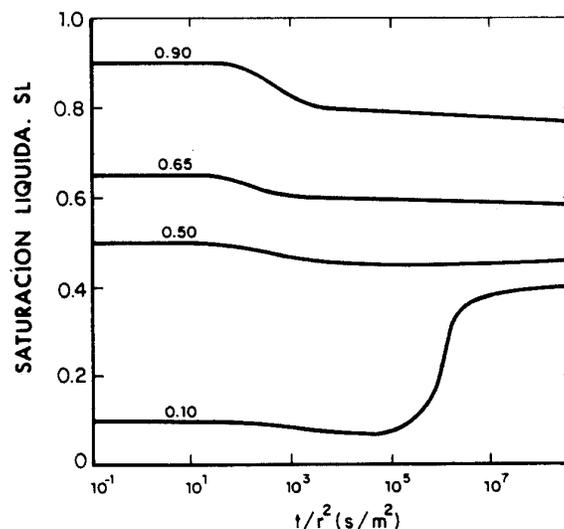


Figura 44

Para saturaciones de vapor altas, los cambios en saturación no ocurren hasta $t/r^2 = 10^5$ y no se completa hasta que $t/r^2 = 10^7$.

Un método de probar los almacenes geotérmicos, es produciendo primero a un caudal fijo pequeño hasta que la saturación del pozo es constante. El flujo inicial del pozo debe ser bastante duradero, de forma que los cambios de presión en el almacén que ocurren durante la prueba, penetrarán solo la región en donde la entalpía es aproximadamente constante. Pritchett ha definido un radio de investigación como $2\sqrt{Dt}$ donde $D = K/\phi C_t \rho v_t$. El caudal entonces deberá ser variado a otro estado constante. Teniendo el pozo fluyendo un cierto tiempo antes de que la prueba, es comenzada, es posible disminuir los efectos de cambios de temperatura en el pozo durante la prueba y las oscilaciones que ocurren cuando el pozo es abierto, asegurando $\frac{\partial s_v}{\partial r} \approx 0$ alrededor del pozo. Ahora es posible desarrollar una prueba de cierre de presiones, sin embargo como Sorey señala la zona alrededor del pozo se satura con líquido, entonces el entorno del pozo no será uniforme y se tiene el problema de que los datos son analizables.

Princhett sugiere que deben de representar las líneas de presión en la producción y en el cierre, $P, \log(t)$ y $P, \log(t+\Delta t)$ respectivamente. La transmisividad del almacén es determinada a partir de la media de los valores calculados con las dos líneas. La viscosidad cinemática depende de la saturación alrededor del pozo, también sugiere que se determine kh de una prueba de inyección y entonces a partir de este valor kh , calcular las permeabilidades en función de las entalpías:

$$K_{rl} = \frac{H_v - H_f}{H_v - H_l} \frac{W_{vl}}{4 \pi m} \frac{1}{kh}$$

$$K_{rv} = \frac{H_f - H_1}{H_v - H_1} \frac{W_{v,v}}{4\pi m} \frac{1}{kh}$$

Este método presenta muchas dificultades, tanto porque a veces no es posible realizar una prueba de inyección, como porque a veces no se obtienen líneas en el gráfico para poder definir la transmisividad.

La duración del almacenamiento de pozo puede verse en orden de magnitud por la diferencia entre la producción y la recuperación, porque en la recuperación el fluido en el pozo se separa en dos fases líquido y vapor. La compresibilidad de la mezcla es normalmente mayor que la compresibilidad de cada fase por separado.

Se pueden realizar, como método más recomendable, pruebas de cierre para determinar las características del almacén, pues con estas es posible establecer una región en donde $\frac{\partial S_v}{\partial r} \approx 0$ alrededor del pozo.

La presión en periodo de producción y la entalpía de flujo puede ser medidas en función del tiempo. La transmisividad del almacén se determina por la pendiente de la línea recta de la representación de P y log t. Entonces con el calor de kh/vt la duración del almacenamiento de pozo es calculado para determinar si los datos usados en el análisis están afectados por el almacenamiento de pozo.

El caso de almacenes de agua caliente con ebullición en el pozo durante las pruebas, se puede ver en el ejemplo de representación de presión con el tiempo en el periodo de flujo de la figura nº 45.

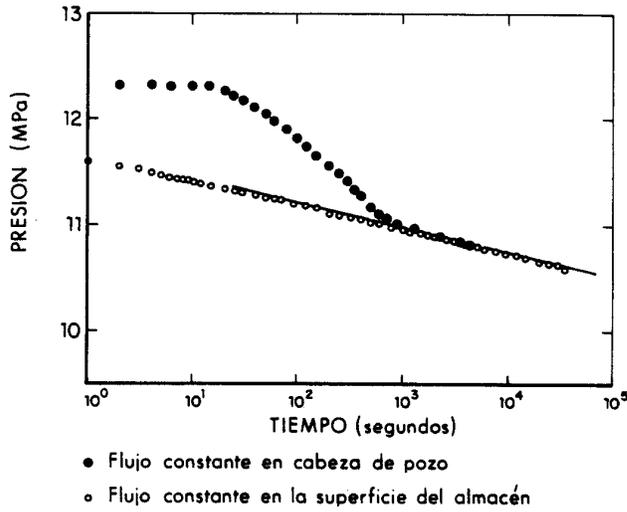


Figura 45

Es el ejemplo de un pozo produciendo a caudal constante - con medidas de presión en el fondo y en la cabeza de pozo. En este caso los parámetros del almacén, pueden ser calculados con más seguridad cuando las dos medidas se superponen y definen una sola recta ($> 10^3$ sg).

En la figura nº 46 se muestra una representación bilogarítmica de presión y tiempo.

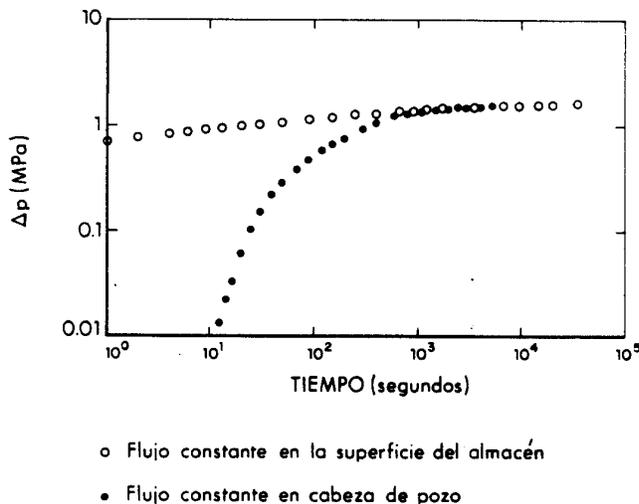


Figura 46

En el caso de Almacenes de agua caliente con ebullición , la presión inicial de formación es tan pequeña que se producen ebulliciones en el almacén alrededor del pozo. Una representación semilogarítmica de la presión en fondo y cabeza con el tiempo se ve en la figura nº 47.

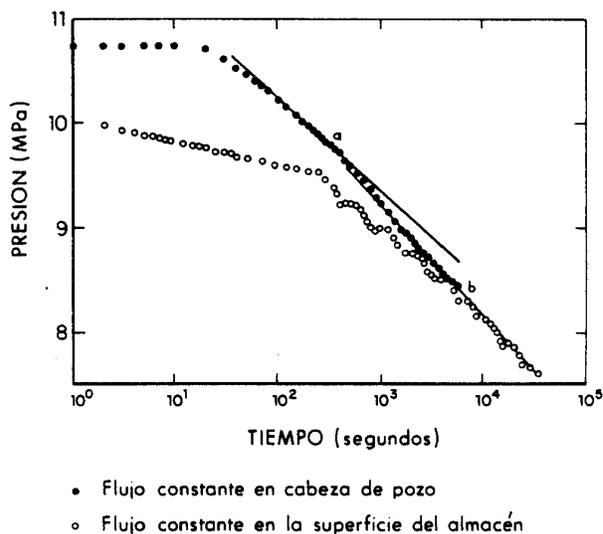
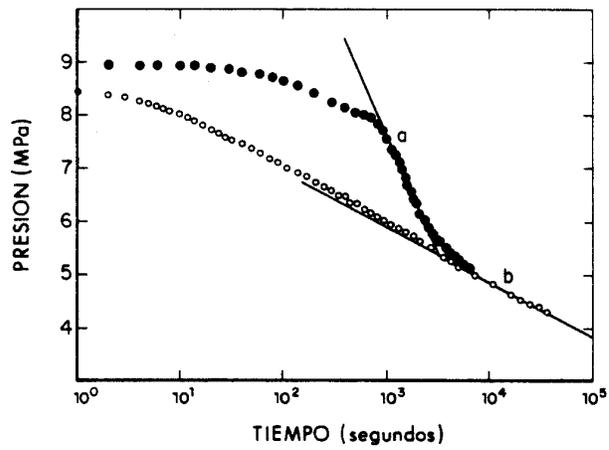


Figura 47

La presión de flujo para un caudal constante baja existiendo una sola fase, a 150 segundos aproximadamente empieza a producirse la ebullición.

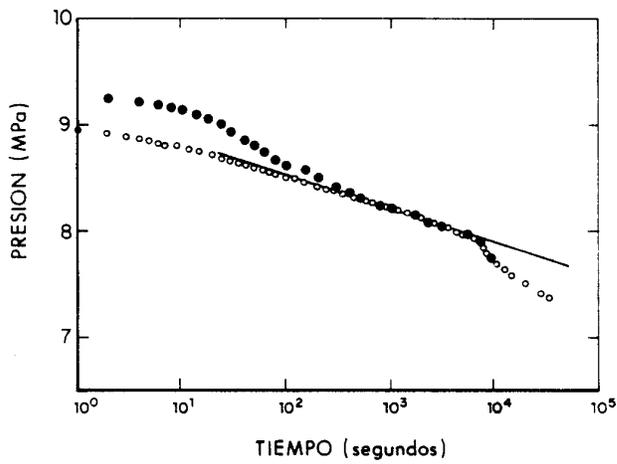
El cálculo de las características del almacén en este ejemplo debe de realizarse con la pendiente de la línea definida mediante los puntos posteriores a 1000 segundos.

El caso de Almacenes de dos fases con líquido dominante y con vapor dominante, se ve en las figuras nº 48 y 49 pudiendose observar la zona en donde se deben de interpretar las líneas para obtener las características del almacén.



- Flujo constante en cabeza de pozo
- Flujo constante en la superficie del almacén

Figura 48



- Flujo constante en cabeza de pozo
- Flujo constante en la superficie del almacén

Figura 49

Como conclusiones al análisis de pruebas con flujo de dos fases se pueden mencionar:

- El efecto de almacenamiento de pozo en una prueba de producción puede durar varias horas, durante ese tiempo la respuesta de presión está controlada por el flujo de la superficie del almacén.
- Si la prueba de producción está realizada correctamente, las variaciones de presión se rigen según una ecuación lineal y se puede realizar la determinación de la movilidad cinemática.
- Registros de la entalpía de flujo son necesarios para la interpretación de resultados.
- La relación de las permeabilidades para agua y para vapor K_{rl} , y K_{rv} pueden ser determinadas como una función de entalpía.

6.- MUESTREO DURANTE PRUEBAS DE PRODUCCION.

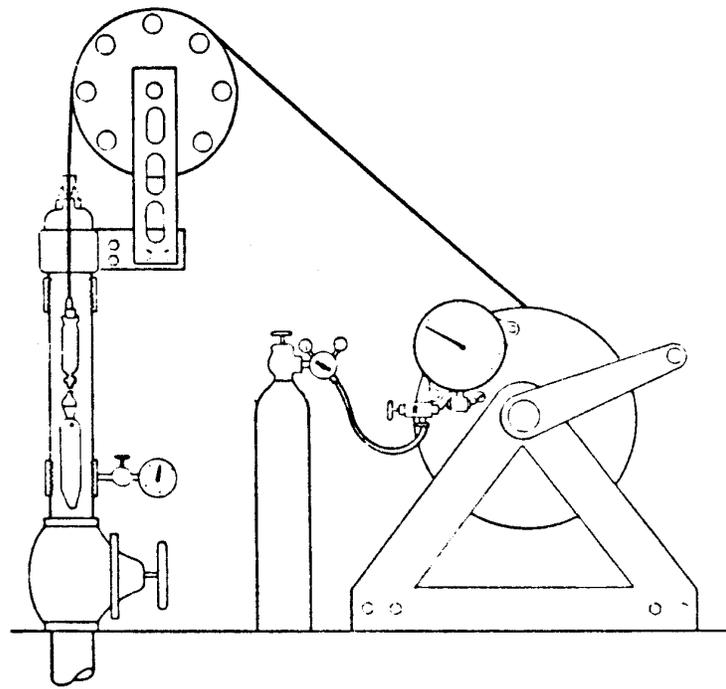
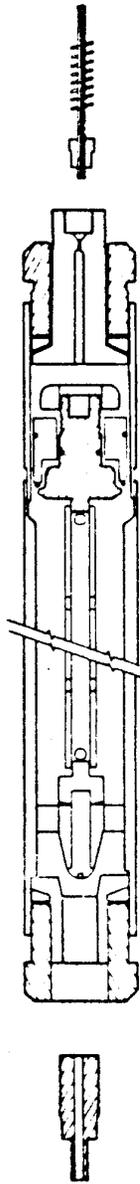
El objetivo del muestreo geotérmico en pozos, es el obtener la composición de las fases existentes en el almacén (agua , vapor, gas).

Normalmente en los puntos de muestreo para análisis, las condiciones existentes difieren de las del almacén, y si existe, más de una fase se analizan por separado, reconstruyendo la composición de los fluidos en el almacén con sus características de presión y temperatura.

La toma de muestras se puede realizar:

- En el pozo, mediante el equipo de la figura nº 50, se pueden obtener muestras a distintas profundidades.
- El recipiente en donde se va a alojar el fluido (líquido o gas) se baja abierto mediante un cable de acero hasta la profundidad deseada, el cierre se produce mediante un pistón con nitrógeno.
- En el circuito de superficie, que normalmente tiene varios puntos de muestreo.

En la figura nº 51, se puede ver la toma de muestras en la cabeza del pozo, en este punto se toma la mezcla de fluidos (vapor-líquido-gas) mediante unos cilindros conectados con una válvula al circuito, mediante válvulas se evita la contaminación, de la muestra con aire.



EQUIPO DE TOMA DE MUESTRAS

Figura 50

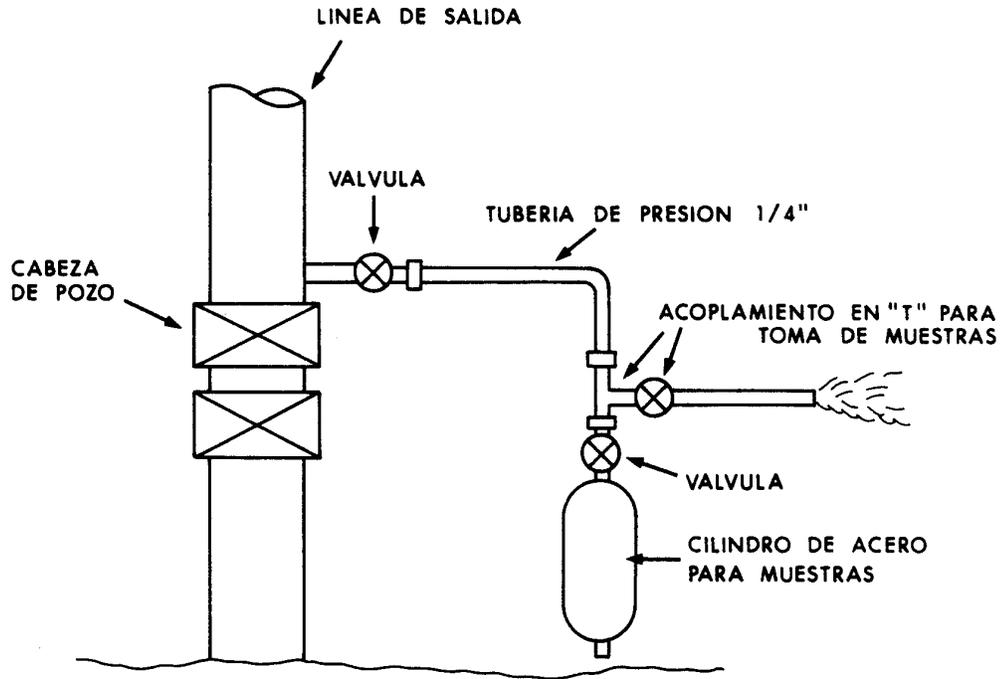


Figura 51

Se pueden obtener muestras de fluido a alta presión en la tubería antes del separador, en la figura nº 52 se puede ver el montaje empleado. Consta de un recipiente cilíndrico de acero - con varias válvulas y una línea de purgas.

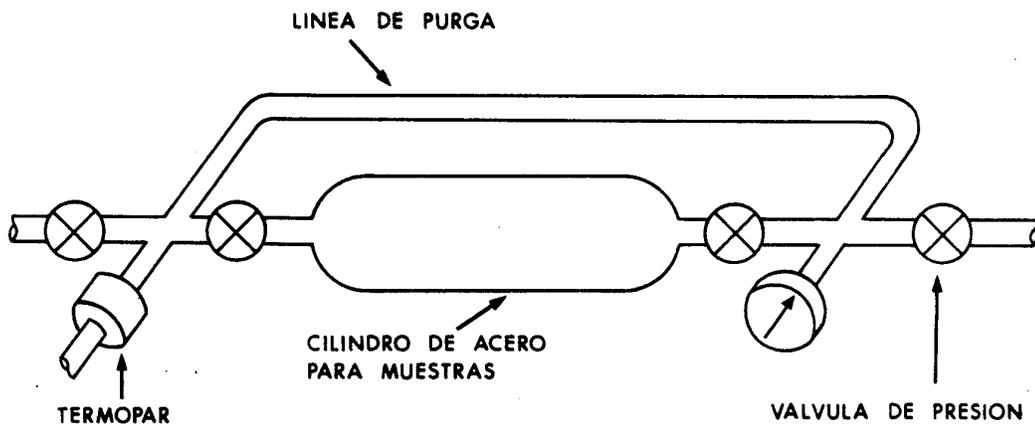


Figura 52

Otro punto de muestreo puede ser el silenciador, en este normalmente se hacen medidas para el CO_2 y SH_2 mediante un cono de acero o aluminio introducido en la parte alta, segun se ve en la figura nº 53. Para eliminar el aire se emplea una bomba, en el circuito existe una cápsula con arena y acetato que detecta la salida del SH_2 . Los gases se recogen en el compartimento de cristal lleno de hidróxido sódico.

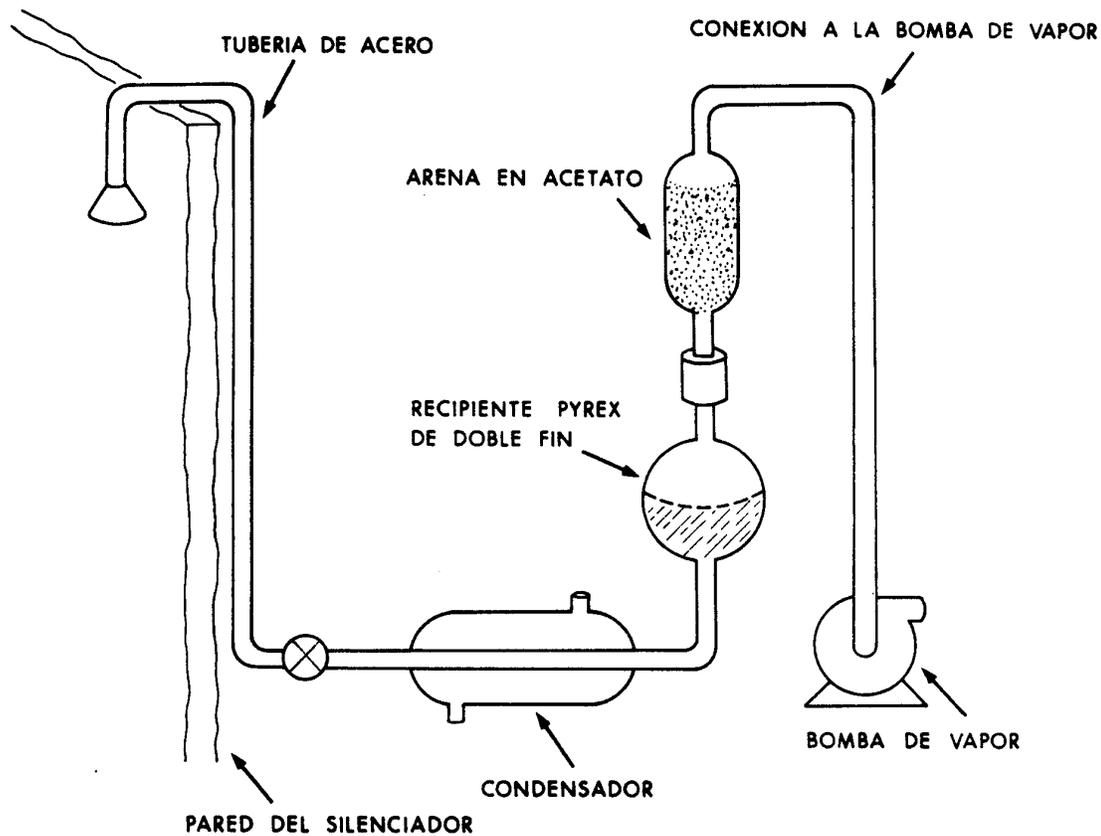


Figura 53

En la tubería de descarga de líquidos pueden tomarse muestras con el aparato de la figura nº 54.

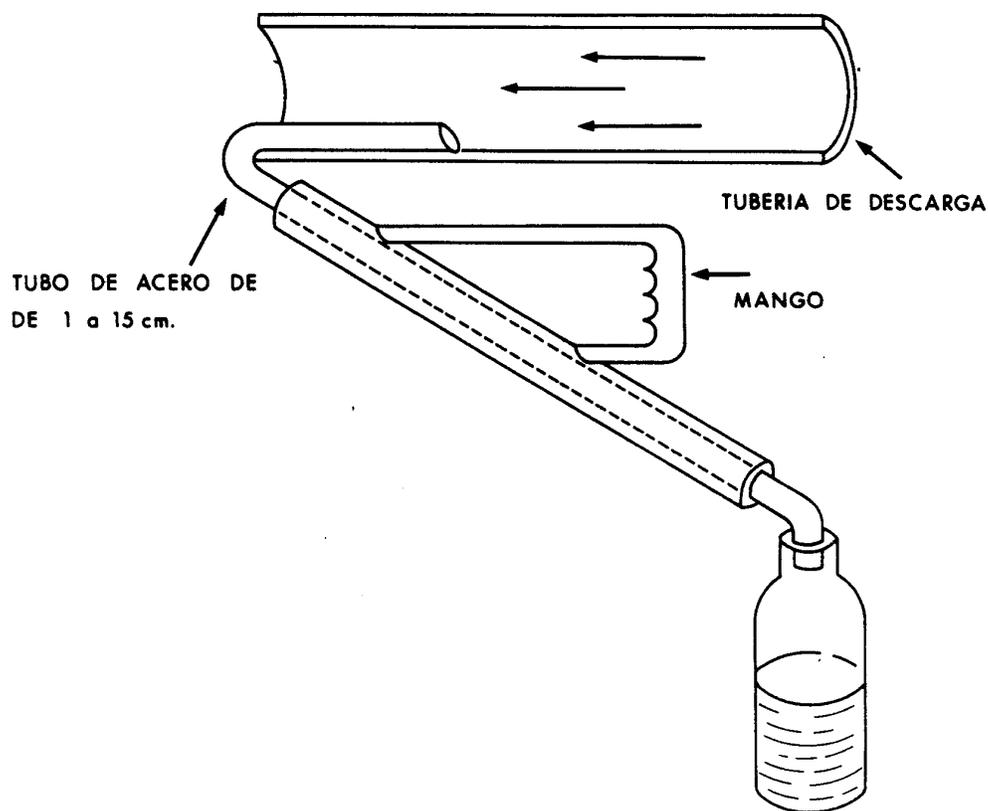


Figura 54

La toma de gases puede realizarse en la tubería de descarga de gas mediante el sistema de la figura nº 55. Después de enfriar y condensar el fluido es enviado a un separador y el líquido es descargado a un cilindro graduado. El gas es conducido a un cilindro invertido en donde se recoge.

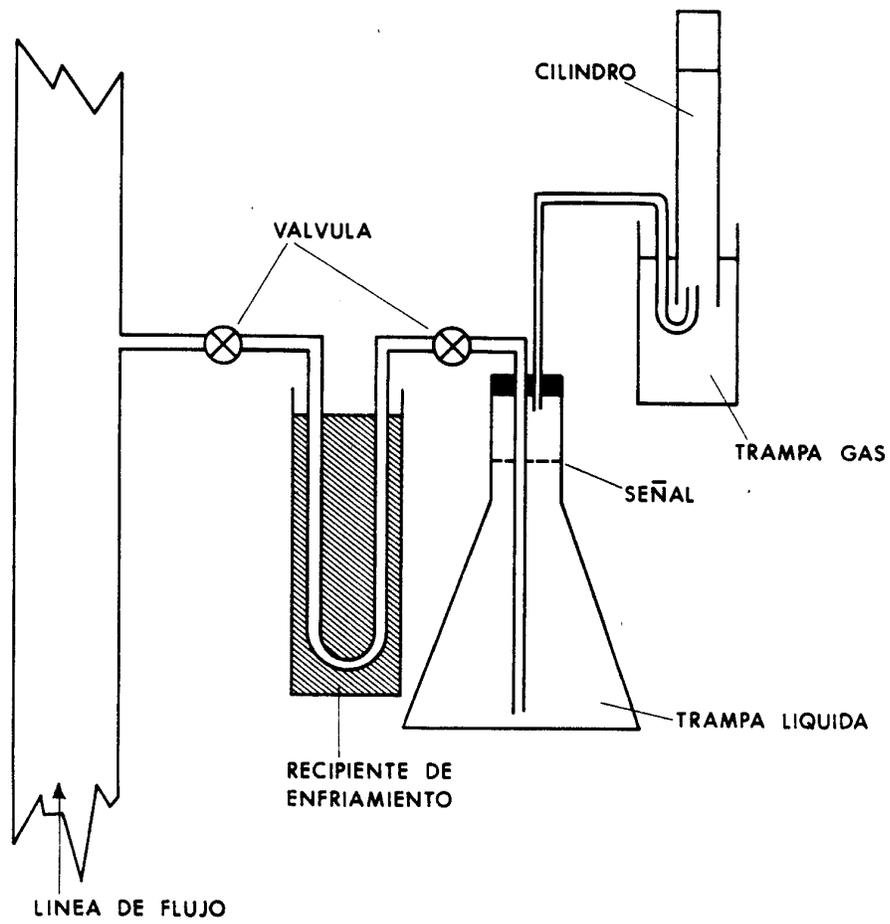
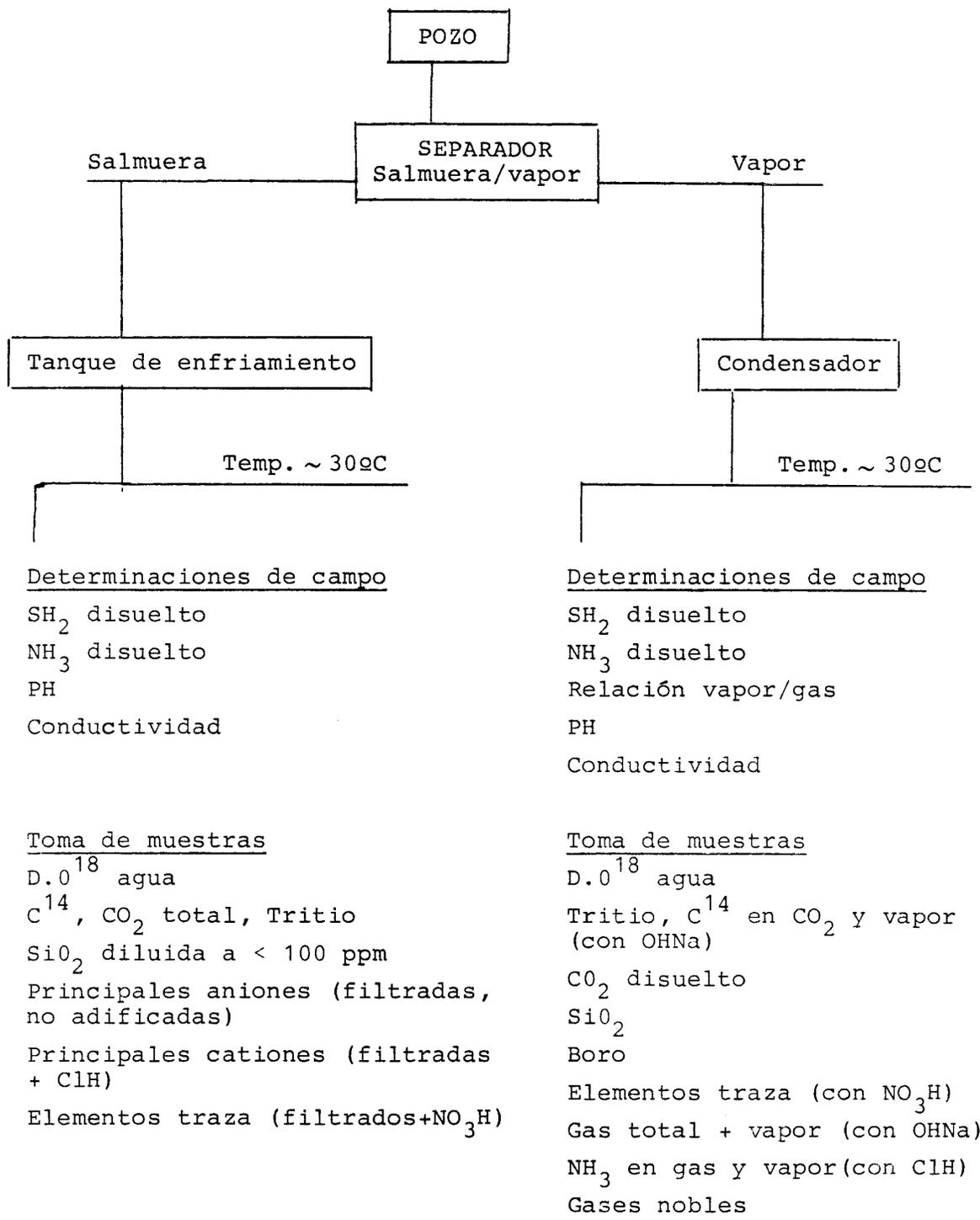


Figura 55

En el esquema de la página siguiente, se pueden ver los elementos medidos de los pozos de dos fases.



7.- BIBLIOGRAFIA

- BARELLI. A; CERON. P: 1982, On computer modeling of Travale geothermal field. International conference geothermal energy. Florence Italy.
- BABIONE. R: 1979; A technical evaluation of pumping vs. Naturally flashing geothermal well production, Geothermal resources council, transaction, vol 3.
- CIGNI. U; GIOVANNONI. A: 1970; Completion of producing geothermal wells, Geothermics special issue 2.
- CIOPPI. D; UNGEMACH. P: 1982; A new approach to geothermal production testing recent experiences in the USA and Italy International conference of geothermal energy, Florence Italy.
- CHEN. B.H.; YUEN. P.C., 1978: Well test results from HGP-A. Geothermal resources council, transactions, vol 2.
- DOMINGUEZ. A.B, 1973: Consideraciones al iniciar la generación comercial de la planta geotermoeléctrica de Cerro Prieto: Calafia, V-2.
- DOMINGUEZ, B., BERMEJO. J, 1978: Método actual para la apertura e inicio de explotación de pozos en el campo geotermico de Cerro Prieto, Baja California, México. Comisión Federal de electricidad, Mexicali.
- EARLOUGHER, R.C.: 1977, Advances in well test analysis, SPE Moviograph series vol. 5, Society of petroleum engineers, Dallas, Texas.

- EHLIG, C.A.: 1982, Analysis of a geothermal well test in a predominantly linear flow system. International conference on geothermal energy. Florencia Italy.
- EPPERSON, I.J., 1982: Beavawe Nevada, well testing: history and results, Geothermal resources council, transactions Vol, 6.
- GARG, S.V; PRITCHETT, J.W., 1981: Buildup analysis for two phase geothermal reservoirs, Geothermal resources council, transactions, Vol 5.
- GODARE, B., 1978: Geothermal wellheads - the heart of geothermal production systems, Geothermal resources council, transactions, Vol.2.
- JAMES, R., 1970: Factors controlling borehole performance, Geothermics, special issue 2.
- JAMES, R., 1976: Choke design for geothermal bores, Department of scientific and industrial research. Tampo, New Zealand.
- JOHNSON, W., 1978: An improved method of flashing and shocking geothermal wells, Geothermal resources council, transactions, Vol 2.
- MATTHEWS, C.S., 1952: A method for determination of average pressure in a bounded reservoir, Trans AIME, Vol 201.
- MOENCH, A., 1982: Geothermal well test analysis in horizontally stratified formations including well bore storage and skin effects, International conference on geothermal energy, Florencia Italy.

- NARASIMHAN, T.N.; WITHERSPOON, P.A., 1979: Geothermal well testing journal of hydrology, 43.
- LOPEZ, C.V., ECKSTEIN, Y., 1980: Six month production test at Momotombo, Nicaragua preliminary results. Geothermal resources council, transaction, Vol 4.
- RAMEY, H.J., 1973: Gas well test analysis under water drive conditions, Monograph american gas association.
- RAMEY, H.J., 1975: Pressure transient analysis for geothermal wells, second united nations symposium on the use and development of geothermal energy, San Francisco.
- RINEY, T.D., 1982: Analysis of productions test data from selected baca wells, geothermal resources council, transaction vol 6.
- RIVERA, J., 1978: Application of type curve procedures for the analysis of production data from geothermal wells, Geothermal wells, Geothermal resources council, transactions, Vol 2.
- ROBERTSON, D.E., 1978: Chemical characterization of gases and volatile heavy metals in geothermal effluents, Geothermal resources council, Transactions, Vol 2.
- RUSELL, D.G., 1962: Determination of formation characteristics by two-rate flow tests, J. Pet. Tech diciembre 1962.
- RYLEY, D.J., PARKER, G.J., 1982: Flowing geothermal wells, Cerro Prieto well M91 and Krsafila well KJ-9-1, computer analysis compared with experimental data. International Conference on geothermal energy. Florence Italy.

- VETTER, O.J., 1979: An integrated approach to geothermal well testing, Geothermal resources council, transaction vol 3.
- VETTER, O.J., 1981: Results of pit-test Mofete 1, Agip spa Mi la report.
- STOCKTON, A.D., 1982: Drilling technology in The Geysers geothermal field, International conference on geothermal energy Florence, Italy.
- VETTER, O.J. 1982: Integrated geothermal well testing part III Test experiences at MCR geothermal's Mercer 2, United States department of energy report.
- VETTER, O.J., 1982: Results of pit test Mofete 2, Agip spa Mi lan report.
- VETTER, O.J., 1982: Comparaison of Mofete wells based on pit testing A gip spa Milan, report.
- VETTER, O.J.; KANDARPA, V., 1982: Handling and reinjection of non condensable gases in geothermal operations, United States, department of energy, report.
- WIGLEY, D.M., 1970: Recovery of flash steam from hot bore wa ter, Geothermics special issul, Vol 2.