

CAMBIOS FISICOS Y TERMODINAMICOS OBSERVADOS EN EL YACIMIENTO GEOTERMICO DE CERRO PRIETO

F. J. Bermejo M., C. Cortéz A., y A. Aragón A.
Comisión Federal de Electricidad
Mexicali, Baja California, México

La Comisión Federal de Electricidad inició la generación de electricidad en la Planta Geotermoeléctrica de Cerro Prieto, en abril de 1973, empleando dos turbinas, acopladas a generadores de 37.5 MW, para lo cual utiliza vapor en una cantidad de 730 Ton/hr.

El vapor utilizado para el movimiento de las turbinas es proporcionado por pozos geotérmicos, los cuales extraen del yacimiento una mezcla agua-vapor en diferentes proporciones que, una vez en la superficie, es separado el vapor del agua por medio de equipo de separación centrífugo tipo "Webre" y conducido por medio de tuberías de diferentes diámetros a la planta de generación. El flujo de vapor es medido a través de orificios instalados en estas tuberías (Fig. 1); el agua que resulta de la separación es introducida en un silenciador vertical, el cual descarga a un canal en donde está instalado un vertedor que nos sirve para medir el gasto de agua. El número de pozos utilizados para producción de va-

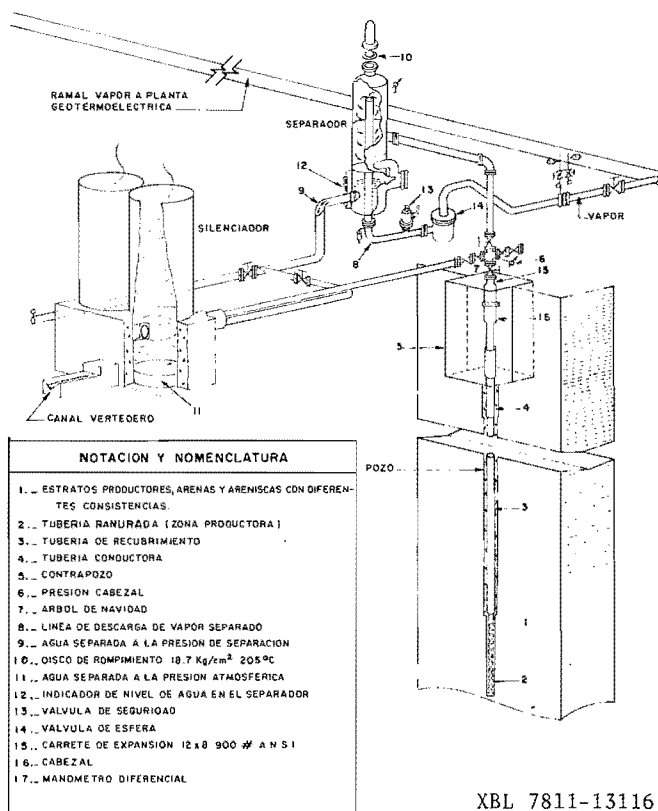
por, necesario para mover las turbinas ha sido de 13 a 17 pozos.

Al iniciar la generación de electricidad - en abril de 1973, no fue con la totalidad de 75 MW, sino que la generación fue incrementándose gradualmente hasta llegar a 75 MW, en febrero de 1974; esto fue conforme se fueron poniendo pozos a producción, por lo cual, como se puede observar en la Fig. 2, en los primeros meses la extracción de mezcla en Ton/hr es baja y va incrementándose conforme se ponen pozos a producción.

La extracción de mezcla agua-vapor por los pozos ha provocado en el yacimiento unos cambios físicos y termodinámicos, los cuales son detectados también con pozos de observación, localizados en diferentes zonas del campo geotérmico. Por medio de éstos se ha detectado abatimiento del nivel de espejo de agua, lo cual nos refleja la caída de presión del yacimiento explotado.

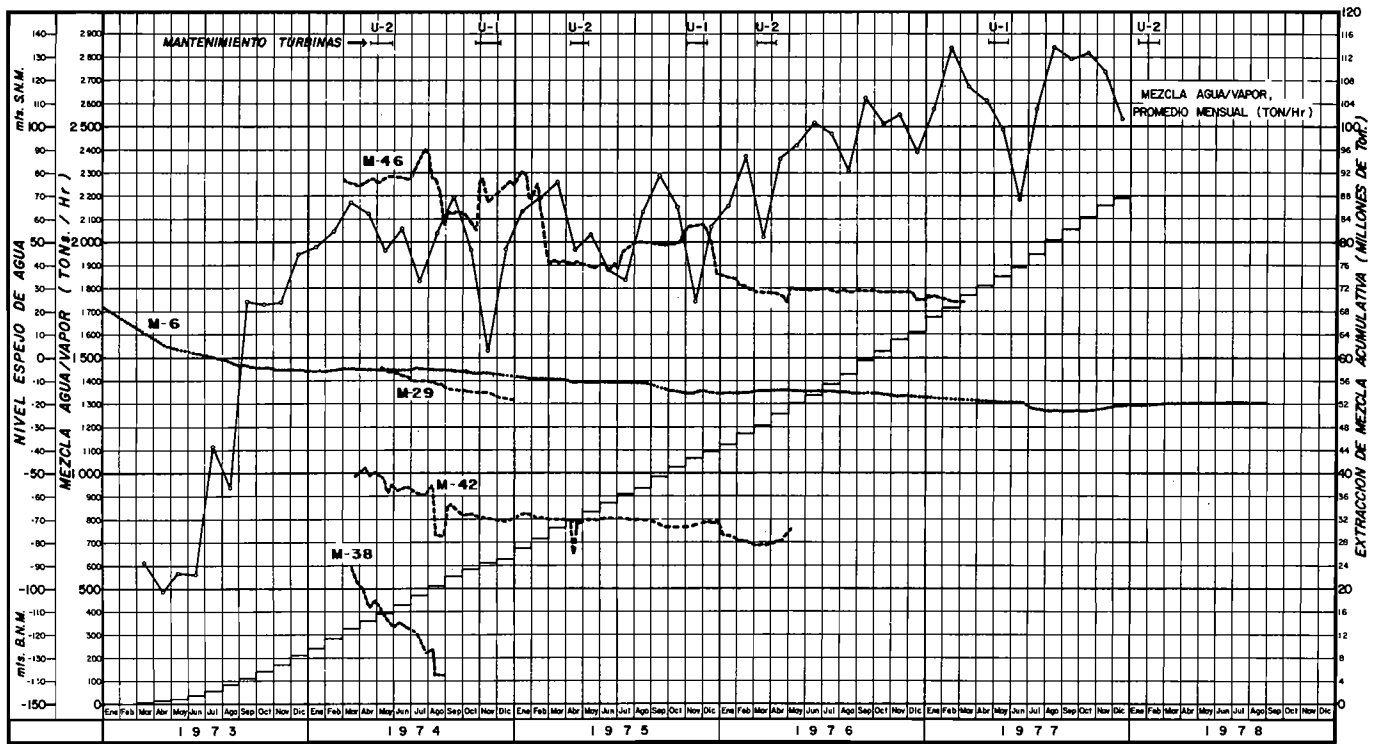
Como nos lo indica la Fig. 2 en el pozo M-6, el nivel de espejo de agua bajó 41 m., de enero de 1973 a junio de 1978; el pozo M-46 bajó 53.4 de marzo de 1974 a marzo de 1976; el pozo M-42 bajó 23 m. de marzo de 1974 a mayo de 1976; en el pozo M-29 bajó 14 m. de mayo a diciembre de 1974; así también el pozo M-38 disminuyó el nivel 46 m., de marzo a agosto de 1974. Como se aprecia en ésta (Fig. 2), los pozos descendieron su nivel de espejo de agua rápidamente en los primeros años de explotación del campo y actualmente es menor su disminución de nivel, tendiendo a establecerse.

La extracción de mezcla agua-vapor por los pozos (Fig. 2), que actualmente se acerca a las 2800 Ton/hr y 120,000,000 Ton., de extracción total, ha provocado como se dijo, la disminución de presión del yacimiento lo cual trajo como consecuencia una evaporación del agua contenida en los estratos, por tal motivo después de abril de 1973, la mayor parte de los pozos al iniciar su producción aún por diámetros reducidos extraen del yacimiento mezcla agua-vapor, como lo muestran las gráficas de registros efectuados en los pozos M-21A, M-27, M-14, M-45, M-46 (Fig. 4). Como se puede observar en los registros, no existe semejanza en la presión de fondo a las mismas profundidades y esto puede ser debido a su posición relativa con el área de explotación (Fig. 3), así como también a la fecha en que se efectuó el registro en el pozo.



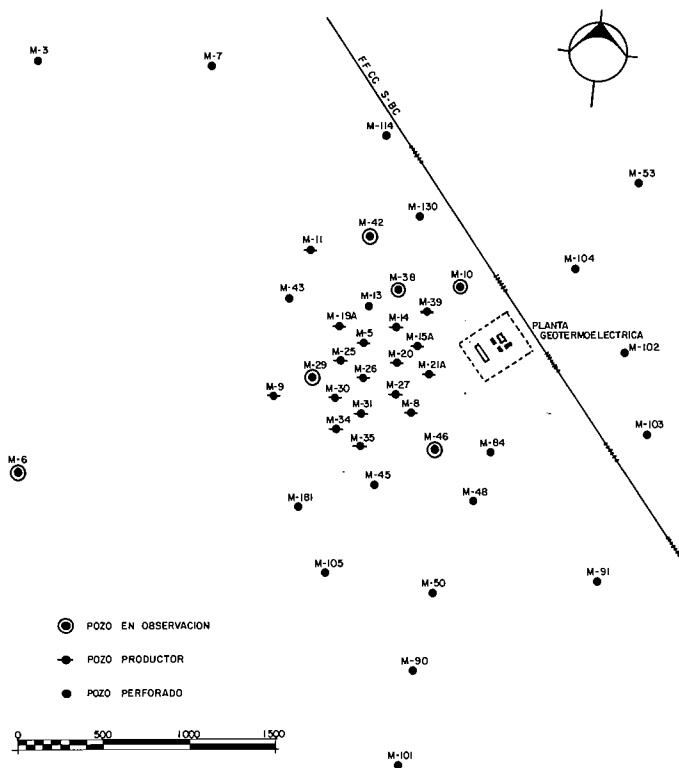
XBL 7811-13116

Figura 1. Arreglo típico de instalaciones superficiales de un pozo geotérmico en Cerro Prieto.



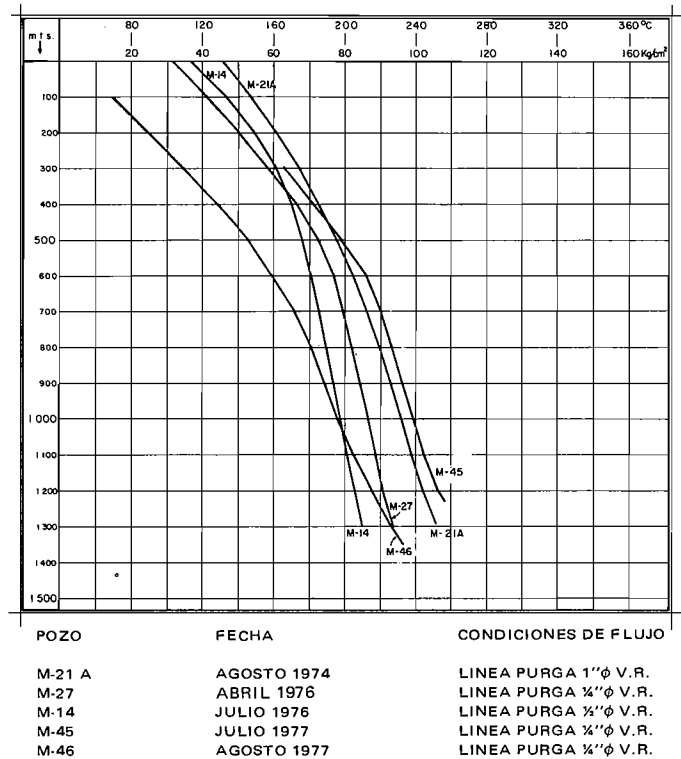
XBL 7811-13146

Figura 2. Cerro Prieto, producción de mezcla vapor-agua, y variación del nivel de agua en pozos de observación.



XBL 7811-13145

Figura 3. Distribución de pozos en el campo geotérmico de Cerro Prieto.



XBL 7811-13154

Figura 4. Registros de presión, pozos M-21A, M-27, M-14, M-45, y M-46.

La disminución de presión del yacimiento - explotado, es también comprobado a través de una serie de registros de presión, efectuados en un mismo pozo, indicativos de la disminución de la presión del yacimiento - con respecto al tiempo que lleva en explotación el campo.

En los registros de presión del pozo M-25, fluyendo por purga de 2"Ø V.R. efectuados de mayo de 1973 a marzo de 1976, se apreciaba una disminución de presión de fondo de 24.8 Kg/cm². En los registros P-6 al P-10, descargando el pozo por orificio de 3"Ø, efectuados de noviembre de 1974 a mayo de 1977, se observa una disminución de presión de fondo de 22.3 Kg/cm²; además que bajo estas condiciones de flujo el pozo extrae mezcla agua-vapor del yacimiento (Fig. 5).

En los registros de presión y temperatura efectuados en el pozo M-30, fluyendo éste por purga de 2"Ø V.R., llevados a cabo de noviembre de 1973 a marzo de 1976, correspondientes a los registros P-1 a P-4, se apreciaba una disminución total de presión - de 13.0 Kg/cm² y 9°C de temperatura; así mismo en los registros efectuados con descarga de 3"Ø, llevados a cabo de diciembre de 1974 a marzo de 1976, del P-5 a P-7 se observa una caída de presión total de 5.5 Kg/cm² (Fig. 6).

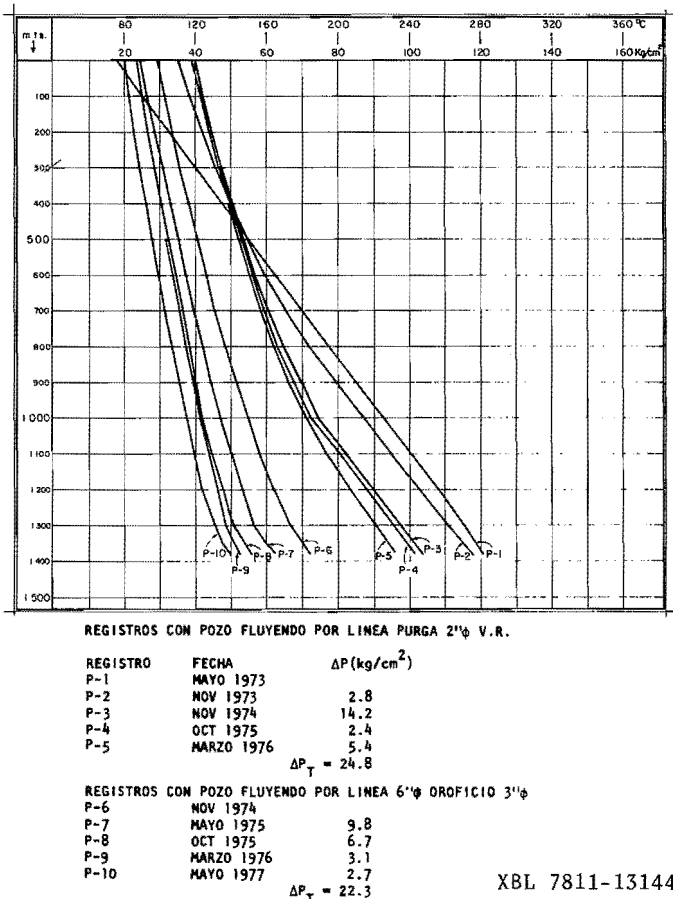


Figura 5. Registros de presión, pozo M-25.

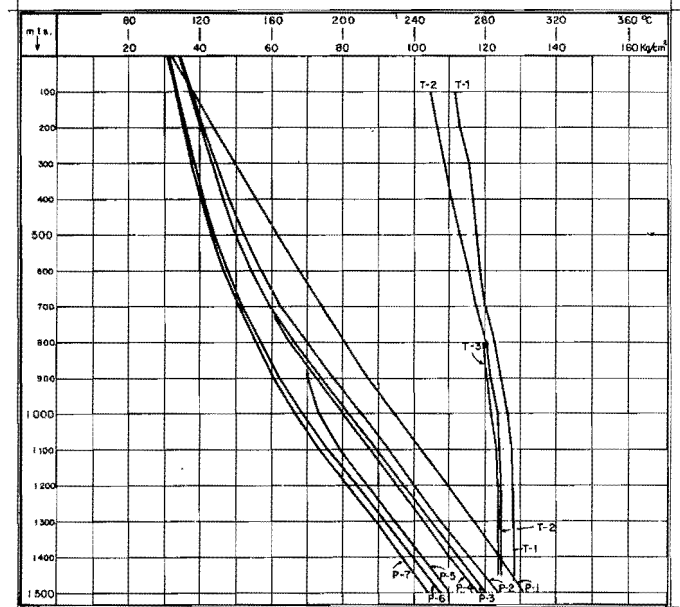


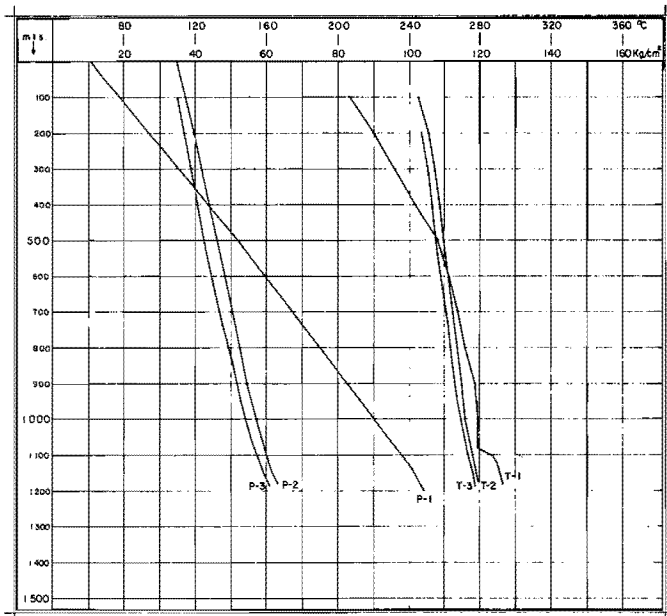
Figura 6. Registros de presión y temperatura, pozo M-30.

En los registros de presión y temperatura del pozo M-31, efectuados de julio de 1973 a noviembre de 1975, con flujo a través de purga de 2"Ø V.R., se apreciaba una baja de presión de 42.2 Kg/cm² y 15°C de temperatura, observándose además que el pozo extrae agua en 1973 y en 1975 extrae mezcla agua-vapor (Fig. 7).

En los registros de presión y temperatura en este mismo pozo, con descarga a través de orificio de 3"Ø, efectuados de marzo de 1970 a marzo de 1976, se apreciaba una caída de presión de fondo de 23.3 Kg/cm² y 21°C en el flujo extraído; observándose también que en 1970 el pozo extraía agua del yacimiento y posteriormente extrajo mezcla agua vapor (Fig. 8).

En los registros de presión efectuados en el pozo M-21A, con descarga por orificio - de 3"Ø, se apreciaba una disminución de presión de fondo de 4.5 Kg/cm², en abril de - 1975 a mayo de 1977 (Fig. 9).

En 1970, antes de la explotación del campo geotérmico, existían pozos en los cuales - era semejante la presión de fondo y además extraían agua caliente del yacimiento, como lo muestran los registros efectuados en los pozos M-13 y M-5, por flujo a través - de orificio de 2 1/2"Ø (Fig. 10).

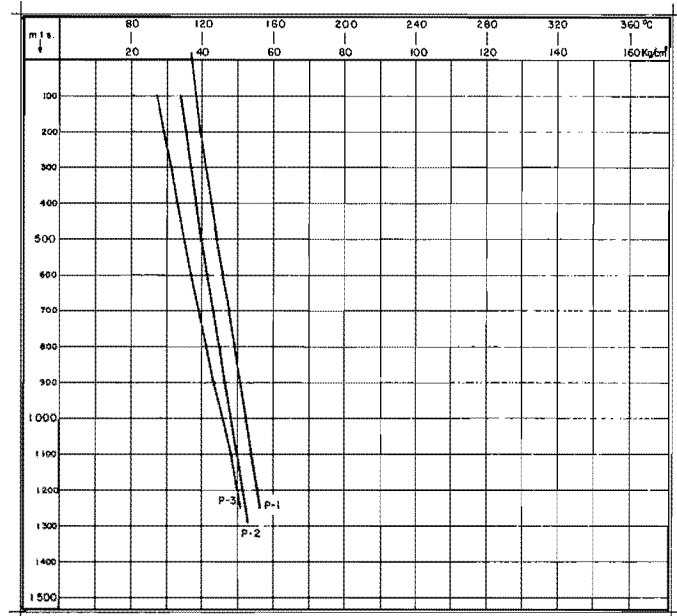


Pozo fluyendo por purga 2" V. R.

REGISTRO	FECHA	ΔP (kg/cm²)	ΔT (°C)
P-1, T-1	Julio de 1973	40.0	13
P-2, T-2	Abril de 1975	22	2
P-3, T-3	Nov de 1975	$\Delta P_T = 4.22$	$\Delta T_T = 15$

XBL 7811-13153

Figura 7. Registros de presión y temperatura, pozo M-31.

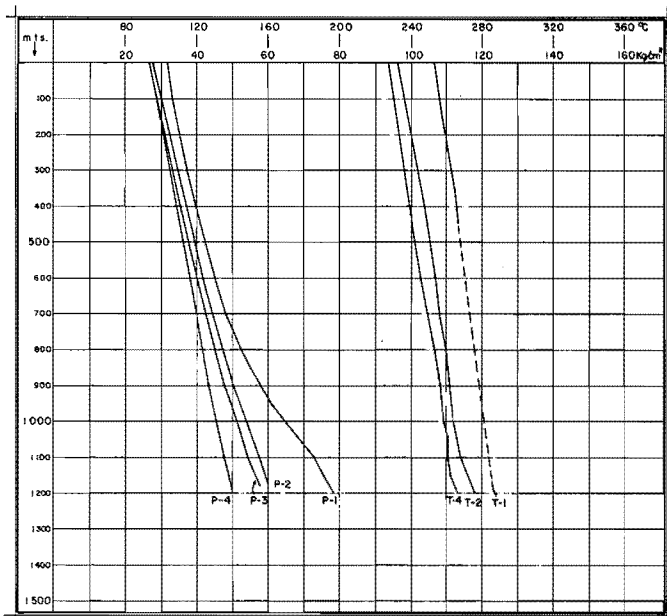


REGISTROS CON POZO FLUYENDO POR LINEA 6"φ, ORIFICIO 3"φ

REGISTRO	FECHA	ΔP (kg/cm²)
P-1	ABRIL 1975	
P-2	NOV. 1975	3.0
P-3	MAYO 1977	1.5
		$\Delta P_T = 4.5$

XBL 7811-13151

Figura 9. Registros de presión, pozo M-21A.

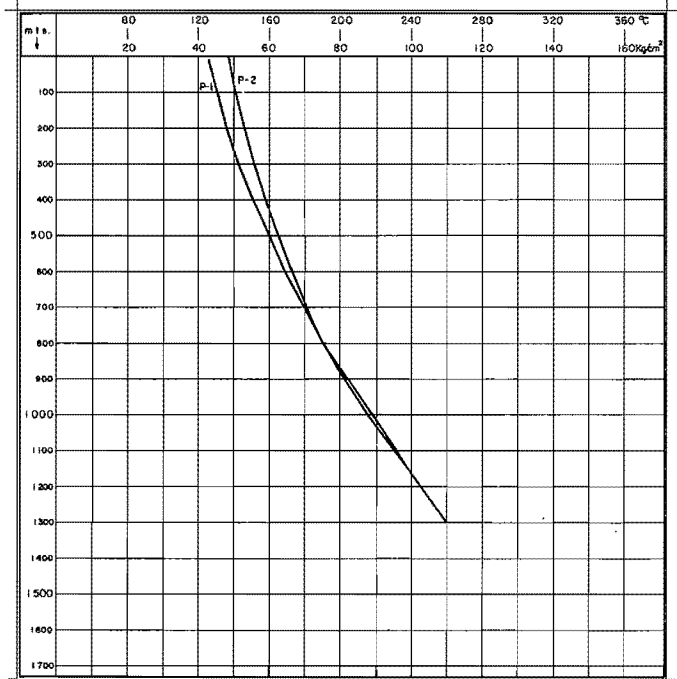


Pozo fluyendo por línea 6"φ con orificio 3"φ

REGISTRO	FECHA	ΔP (kg/cm²)	ΔT (°C)
P-1, T-1	Marzo de 1970	12.1	11
P-2, T-2	Abril de 1975	4.1	-
P-3	Nov. de 1975	7.1	10
P-4, T-4	Marzo de 1976	$\Delta P_T = 23.3$	$\Delta T_T = 21$

XBL 7811-13152

Figura 8. Registros de presión y temperatura, pozo M-31.



POZO	REGISTRO	FECHA	CONDICIONES DE FLUJO
M-13	P-1	MAYO 1970	LINEA 6"φ, ORIFICIO 2 1/4"φ
M-5	P-2	ABRIL 1970	LINEA 6"φ, ORIFICIO 2 1/4"φ

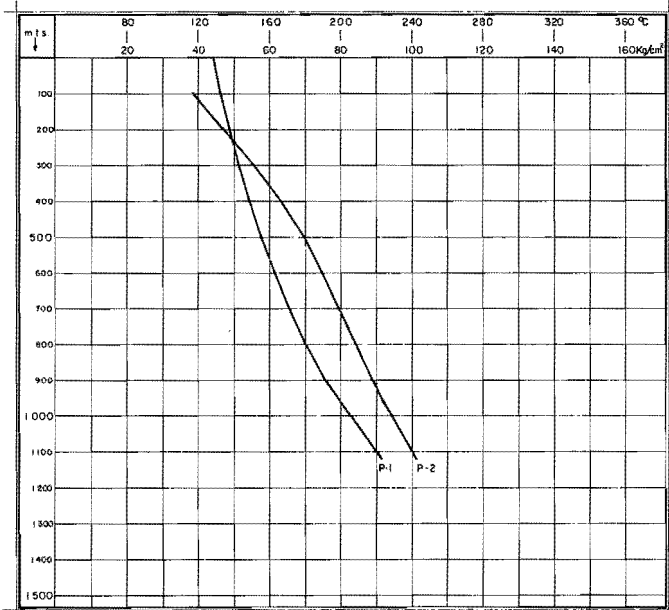
XBL 7811-13150

Figura 10. Registros de presión, pozos M-13 y M-5.

Así también, los registros de presión en el pozo M-8 en 1970, con descarga de 2 1/2"Ø, nos señalan que el pozo extraía agua caliente del yacimiento y posteriormente en 1973, el registro con flujo a través de purga - 2"Ø, nos indica que el pozo extrae mezcla agua-vapor del yacimiento (Fig.11).

En la actualidad, únicamente los pozos más alejados de la zona explotada, (como por ejemplo M-53, M-50, M-90 y M-84), extraen agua del yacimiento, como se aprecia en los registros de presión que, aunque pudieran ser afectados por la caída de presión, aún se llega a extraer mezcla bajó las condiciones de descarga por purga de 2"Ø (Fig. 12). El más afectado dentro de este grupo, (como se aprecia en los registros) que tiene la evaporación de agua más cercana a la zona ranurada es el M-84, quizá por ser el más cercano a la zona de explotación. En los registros de presión en los pozos M-51 y M-84, efectuados descargando por orificio de 2" y 3"Ø, se aprecia la extracción de mezcla agua-vapor del yacimiento (Fig. 13).

Es conveniente aclarar que la caída de presión en la formación, debido a la extracción de agua caliente, se provoca una evaporación en la vecindad del pozo, esto es si el punto de equilibrio termodinámico de presión y temperatura están cercanos en el pozo sin fluir, y será más la caída de presión conforme sea mayor el flujo del pozo y la porosidad sea menor en la formación, la cual aumenta la evaporación del agua en la misma.

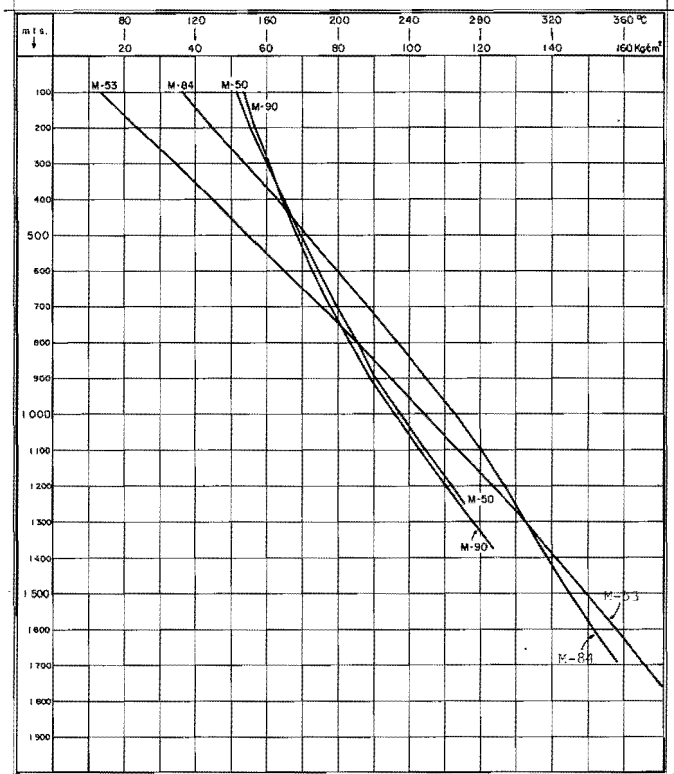


REGISTROS CON POZO FLUYENDO POR LINEA 6"Ø, ORIFICIO 2"Ø

REGISTRO	FECHA
P-1	ABRIL 1970
P-2	REGISTRO CON POZO FLUYENDO POR LINEA PURGA 2"Ø
	JUNIO 1973

XBL 7811-13149

Figura 11. Registros de presión, pozo M-8.

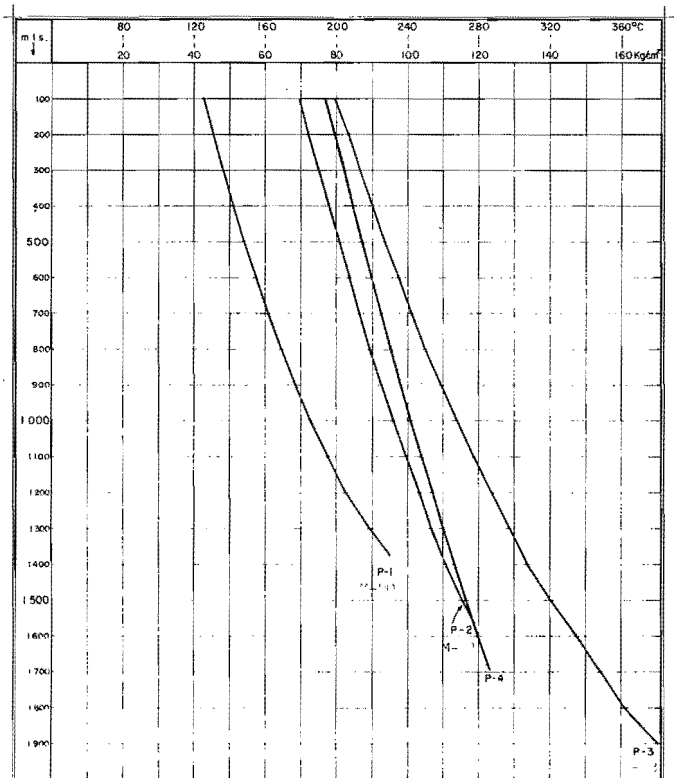


REGISTROS DE PRESION

POZO	FECHA	CONDICIONES DE FLUJO
M-50	ABRIL DE 1978	LINEA PURGA DE 2"Ø V.R.
M-90	ABRIL DE 1978	LINEA PURGA DE 2"Ø V.R.
M-53	MAYO DE 1978	LINEA PURGA DE 1"Ø V.R.
M-84	JUNIO DE 1978	LINEA PURGA DE 1/4"Ø V.R.

Figura 12. Registros de presión, pozos M-50, M-90, M-53, y M-84.

XBL 7811-13142



REGISTRO	POZO	FECHA	CONDICIONES DE FLUJO
P-1	M-90	FEB 1978	LINEA 8"Ø, ORIFICIO 3"Ø
P-2	M-51	FEB 1978	LINEA 8"Ø, ORIFICIO 2"Ø
P-3	M-53	ENE 1975	DOBLE LINEA 2"Ø

Figura 13. Registros de presión, pozos M-90, M-51, M-53, y M-84.

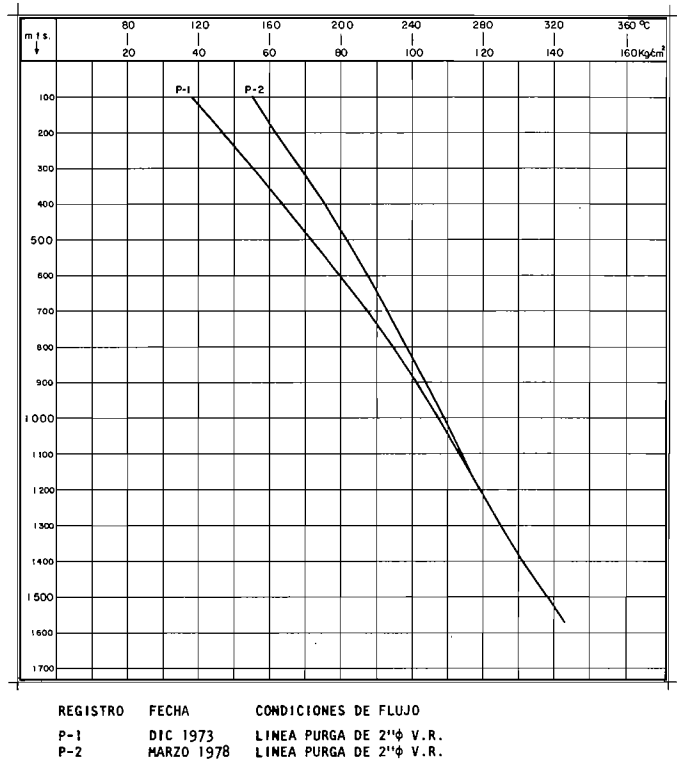
XBL 7811-13141

En el pozo M-51, no se ha reflejado la caída de presión, como lo muestran los registros de 1973 y 1978, (Fig. 14), aunque podrían estar afectando únicamente algunos estratos pequeños de su zona de producción (Fig. 15 y 16).

CARACTERISTICAS DE PRODUCCION DE LOS POZOS

Durante el tiempo de producción de los pozos, éstos se han comportado por lo general disminuyendo su entalpia y disminuyendo -- las producciones de vapor y agua, tal como se aprecia en la tabla de la Figura 17, la cual se elaboró en base al comportamiento de las curvas de producción de vapor y agua separados. Los pozos en los cuales se -- aprecia este comportamiento son: M-5 (Fig. 18), M-8 (Fig.19), M-25 (Fig.20), M-30 -- (Fig.21), M-31 (Fig.22), M-34 (Fig.23), -- M-35 (Fig.24).

Una ligera variación en este comportamiento, es que en algunos pozos, en vez de disminuir la cantidad de agua, ésta ha aumentado, es decir, la disminución de entalpia ha sido más considerable que en los pozos anteriores. Estos pozos se caracterizan -- por tener, al iniciar su producción, entalpia bastante elevada; como ejemplo tenemos los pozos M-21A (Fig.25), M-27 (Fig. 26), M-45 (Fig.29), M-46 (Fig.28).



XBL 7811-13148

Figura 14. Registros de presión, pozo M-51.

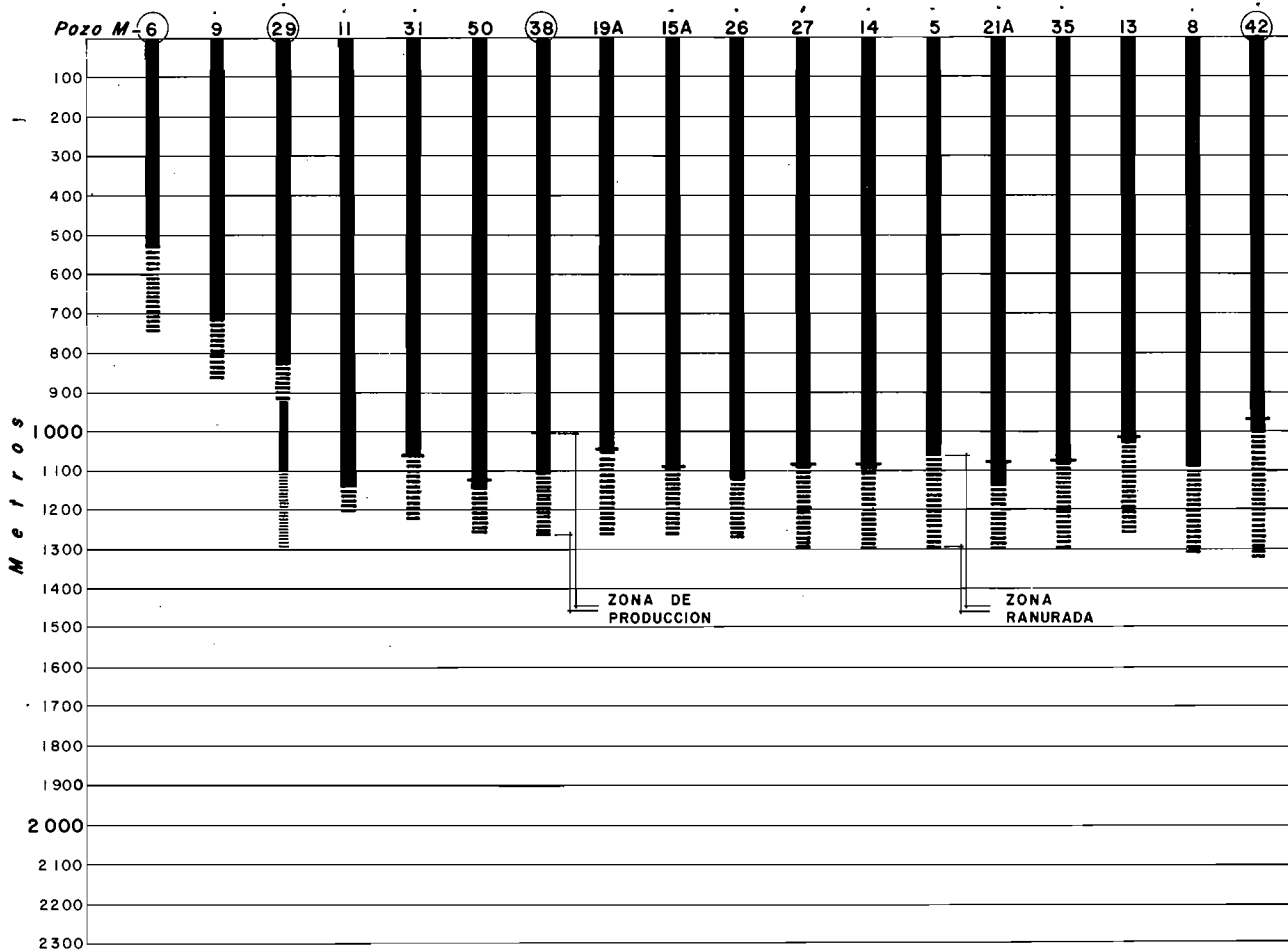
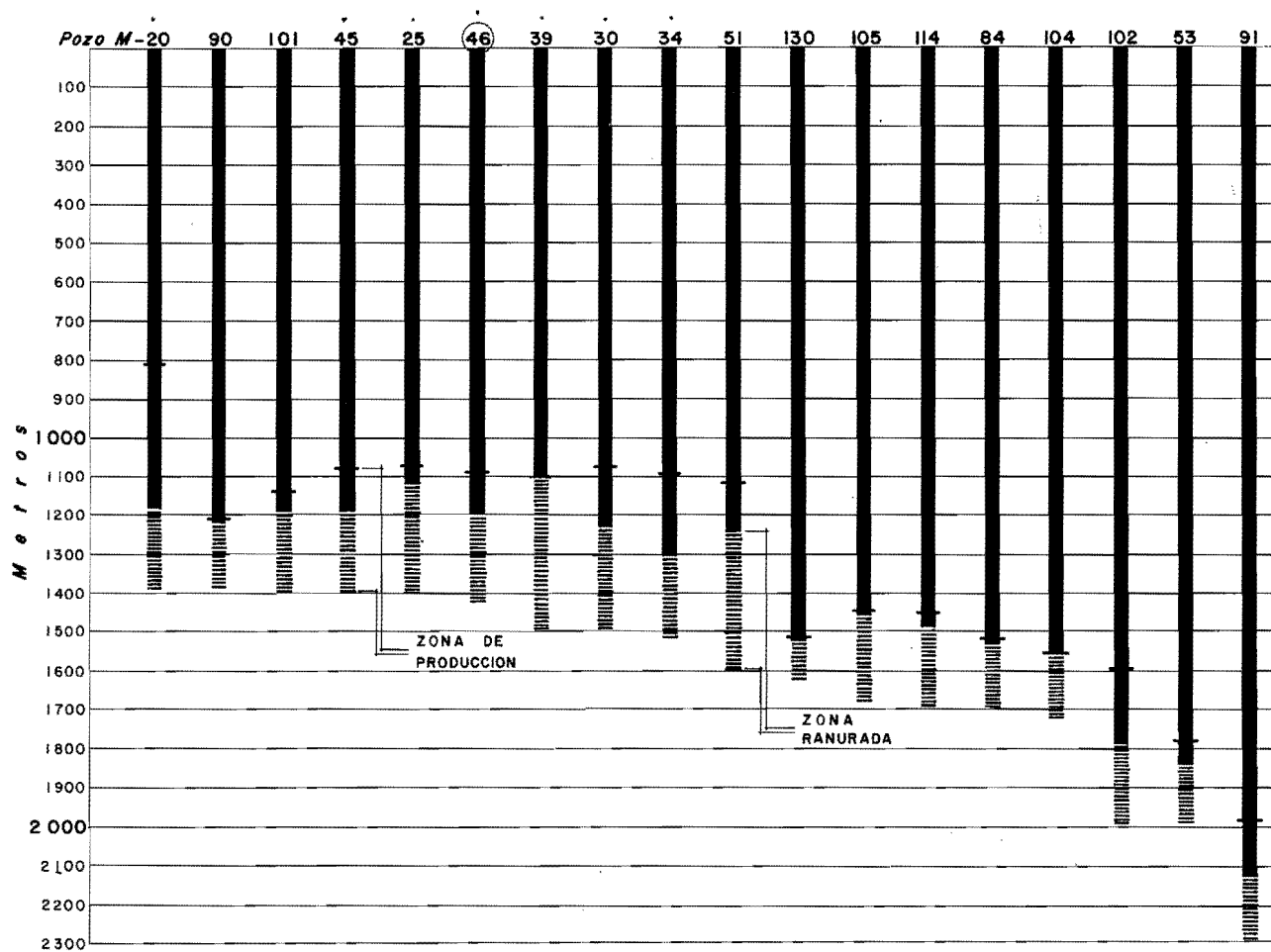


Figura 15. Zonas de producción de los pozos de Cerro Prieto.

XBL 7811-13140



XBL 7811-13139

Figura 16. Zonas de producción de los pozos de Cerro Prieto.

H = ENTALPIA, Kg/cm

V = VAPOR, TON / Hr

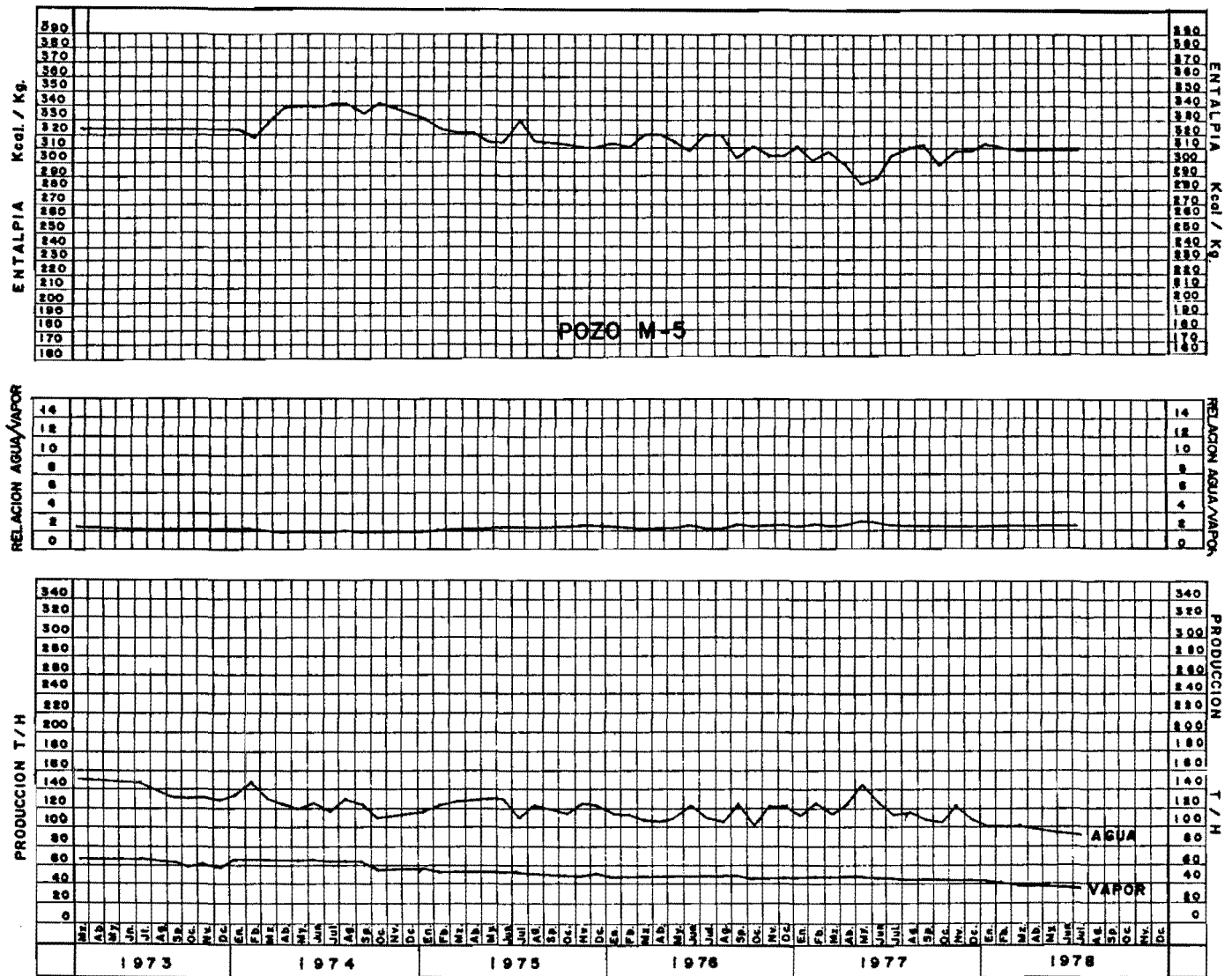
A = AGUA SEPARADA, TON/Hr

well M-9 } not included in
M-39 }
M-42 here but not in
production charts

POZO	FECHA INICIO PRODUCCION	PARAMETRO	CONDICIONES INICIALES	VARIACION EN 1973	VARIACION EN 1974	VARIACION EN 1975	VARIACION EN 1976	VARIACION EN 1977	VARIACION EN 1978	VARIACION TOTAL	CONDICIONES ACTUALES
M-5	3-73	H	340	-1	-9	-20	-2	0	0	-32	308
		V	65	-1	-7	-8	-4	-3	-6	-51	34
		A	150	-15	-12	-3	-4	-13	-11	-56	92
M-8	6-73	H	336	0	+14	-22	-6	-11	0	-25	311
		V	75	-3	-6	-11	-25	-5	+17	-33	42
		A	142	-2	-34	-6	-40	-2	+70	-14	128
M-11	3-73	H	306	-1	-21		+16	+28	+12	+34	340
		V	54	-20	+6		-23	0	-1	-36	16
		A	152	-54	+30		-67	-6	-4	-121	31
M-14	6-78	H	346				-43	-21	+5	-66	286
		V	71				-14	-5	-5	-24	47
		A	133				+13	+21	-6	+26	159
M-15A	6-74	H	310		-20	-16	-2		-5	-45	265
		V	92		-32	-16	-27		+13	-64	28
		A	227		-32	-26	-101		-56	-105	122
M-19A	2-78	H	295				+47	-28	-5	+15	310
		V	56				+5	-4	-5	-5	53
		A	151				-33	+9	+12	-7	144
M-20	6-73	H	310	-1	-5	-6	-8	+78	+50	+110	420
		V	75	-24	-11	-7	-7	-14	-4	-67	8
		A	198	-71	-32	-9	-12	-54	-7	-165	13
M-21A	9-74	H	300		-56	-55	-40	-18	-1	-172	326
		V	100		-10	-9	-16	-1	-1	-39	61
		A	32		+23	+44	+15	+13	+4	+99	131
M-25	12-73	H	305		+13	-1	-4	-3	0	+5	310
		V	68		-22	-11	-3	-4	-1	-41	27
		A	180		-60	-16	-9	-2	-5	-112	66
M-26	6-73	H	328	-2	-3	+67	-75	-7	-3	-33	295
		V	28	+1	+1	+67	-12	-6	-3	+36	64
		A	55	+3	+5	+97	+40	+6	-3	+148	203
M-27	6-76	H	447				-67	-38	-2	-107	340
		V	55				-12	-10	-3	-25	30
		A	34				+24	+2	-7	+19	53
M-29	3-73	H	285	0			-13	0	+14	+1	286
		V	54	-27			+5	-6	0	-28	26
		A	175	-95			+31	-11	-16	-93	82
M-30	12-73	H	312		-1	0	-2	-4	-5	-12	300
		V	83		-14	-9	-5	-1	-4	-33	50
		A	221		-51	-22	-7	-1	0	-61	140
M-31	6-73	H	338	+1	+5	-14	-10	-7	-3	-26	310
		V	65	-4	-9	-11	-5	-7	-2	-36	47
		A	165	-6	-14	-10	-122	-1	0	-44	121
M-34	7-73	H	245	0	0						
		V	23	-2	-6						
		A	116	-2	-25						
M-35	3-74	H	344		-4	-9	-5	-3	-2	-23	321
		V	120		-14	-13	-9	-10	-4	-50	70
		A	226		-20	-14	-12	-17	-9	-72	154
M-42	11-76	H	250				+30	+10	-2	+38	286
		V	72				-2	-10	-6	-16	54
		A	290				-44	-55	-13	-115	175
M-45	6-77	H	452				-47	-17	-64	366	
		V	34				-5	-4	-9	25	
		A	24				+6	-1	+5	26	
M-46	9-77	H	442							-65	373
		V	36							0	36
		A	30							+21	51

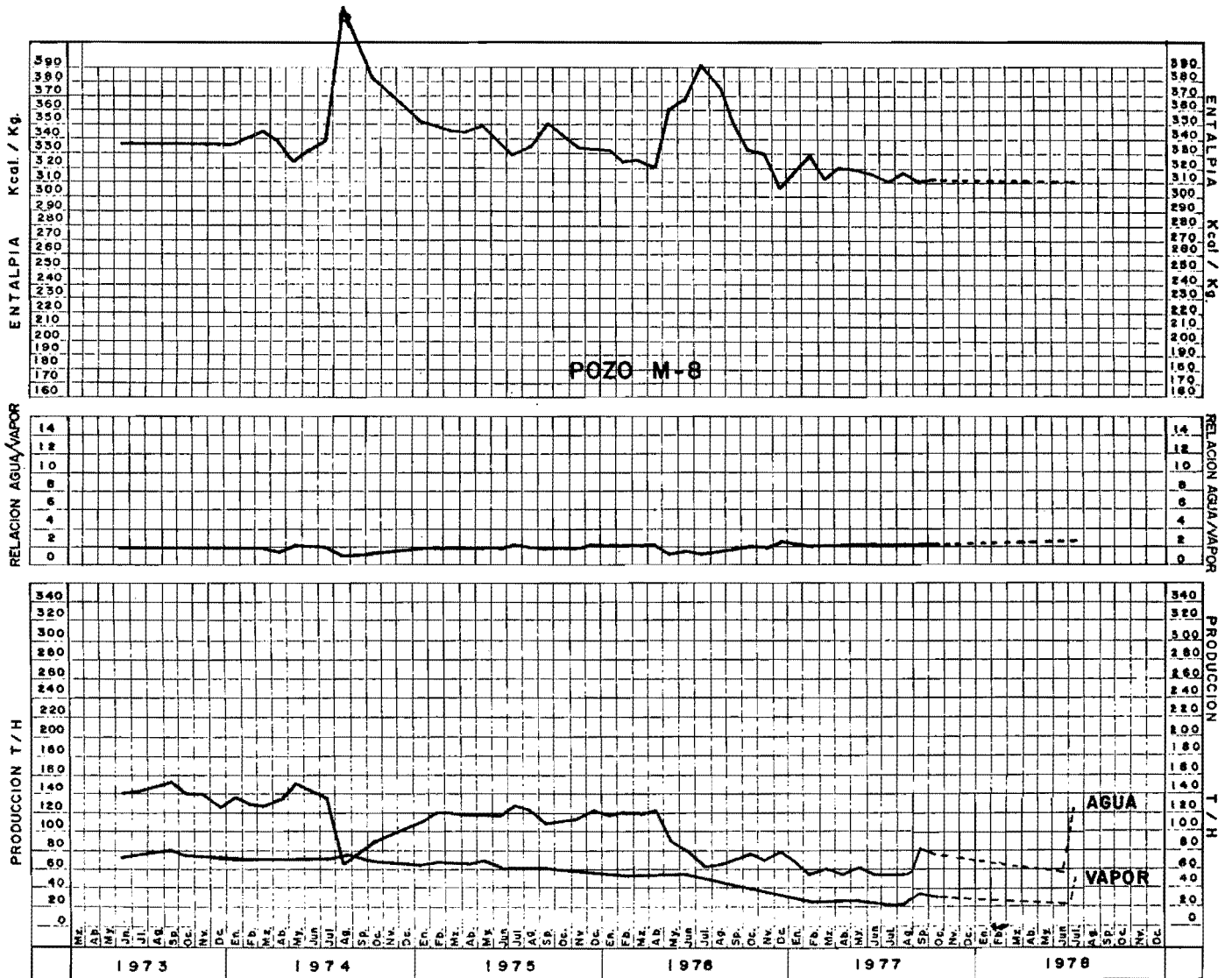
XBL 7811-13138

Figura 17. Cerro Prieto variación durante la producción de los pozos.



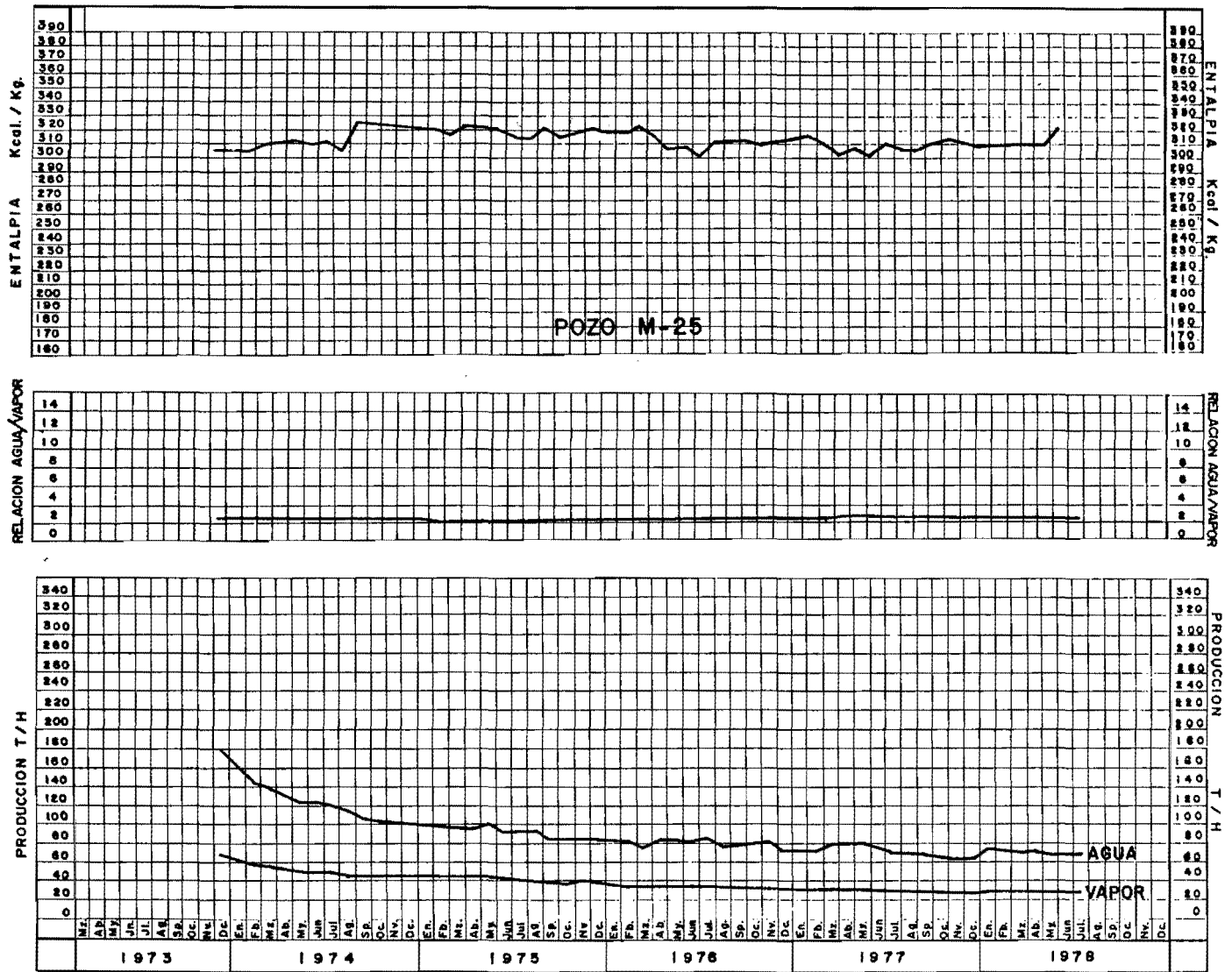
XBL 7811-13137

Figura 18. Gráficas de producción, pozo M-5.



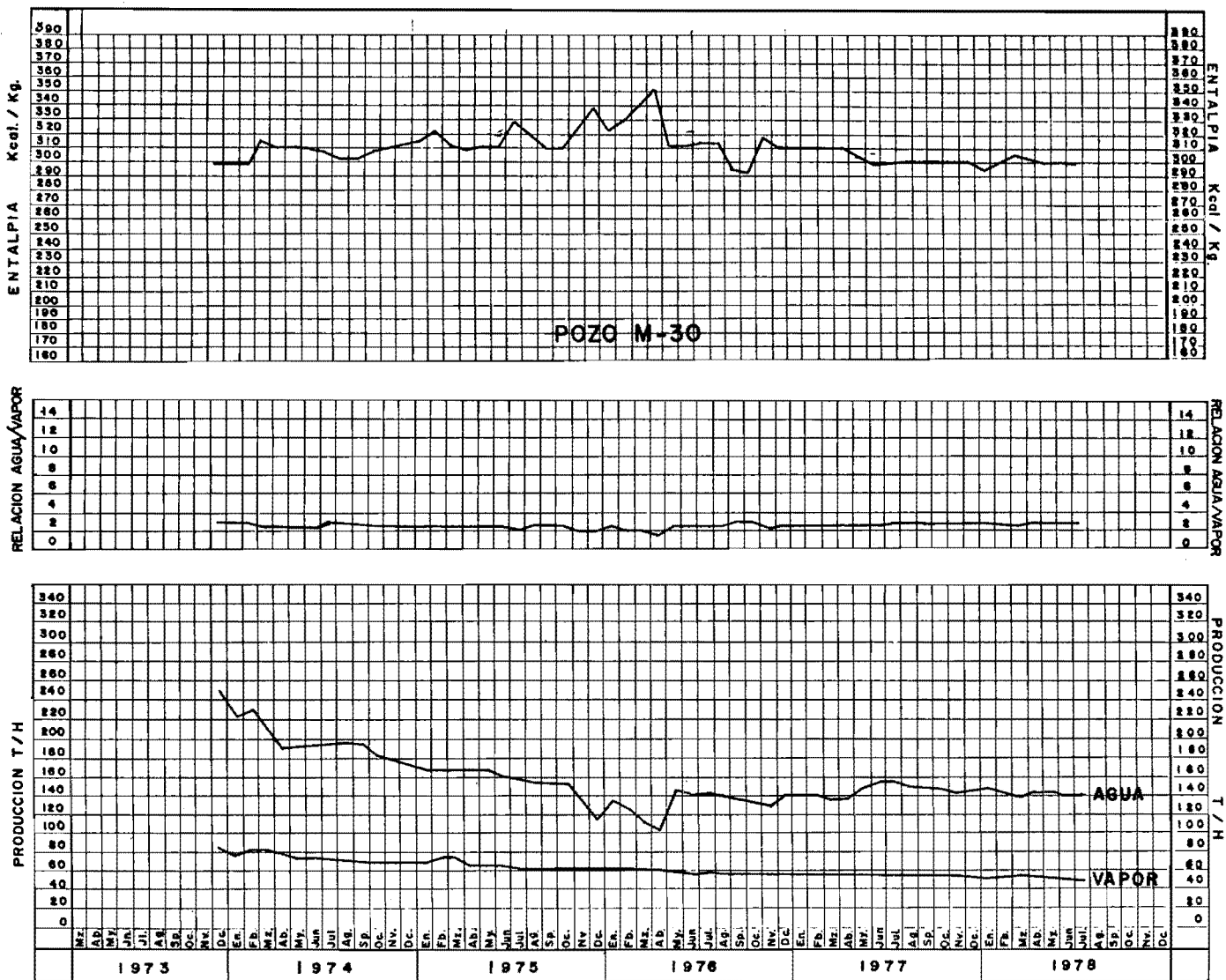
XBL 7811-13136

Figura 19. Gráficas de producción, pozo M-8.



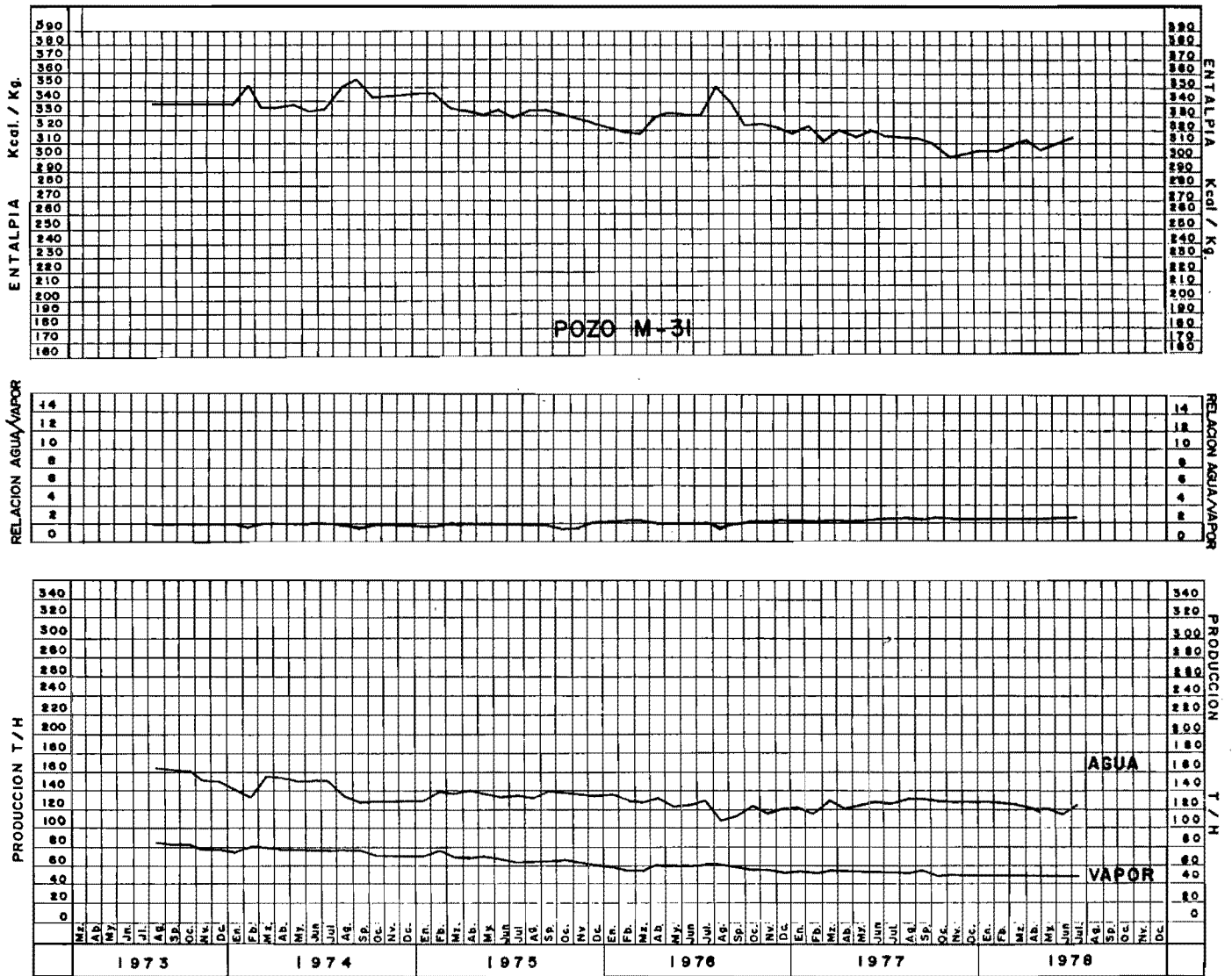
XBL 7811-13135

Figura 20. Gráficas de producción, pozo M-25.



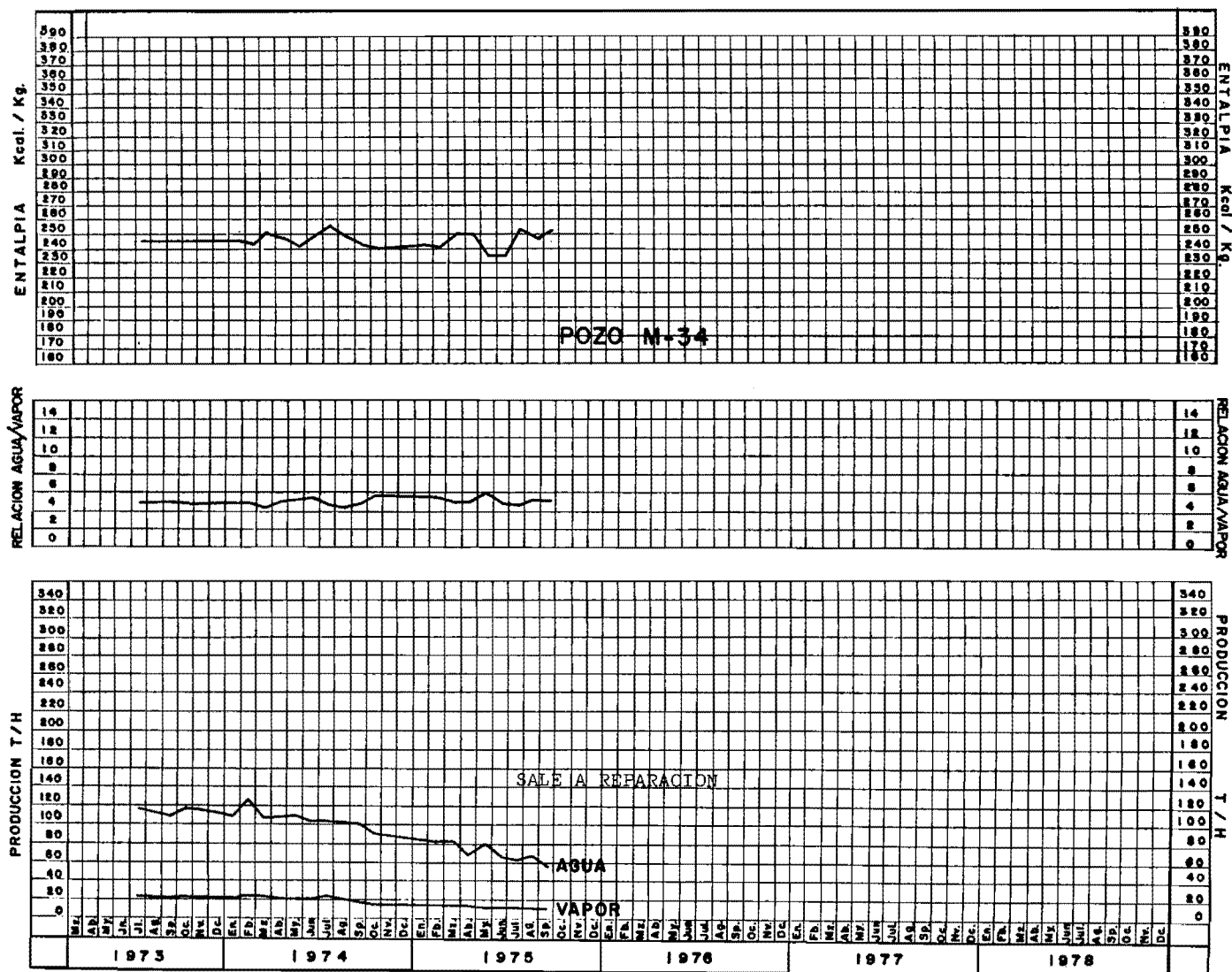
XBL 7811-13134

Figura 21. Gráficas de producción, pozo M-30.



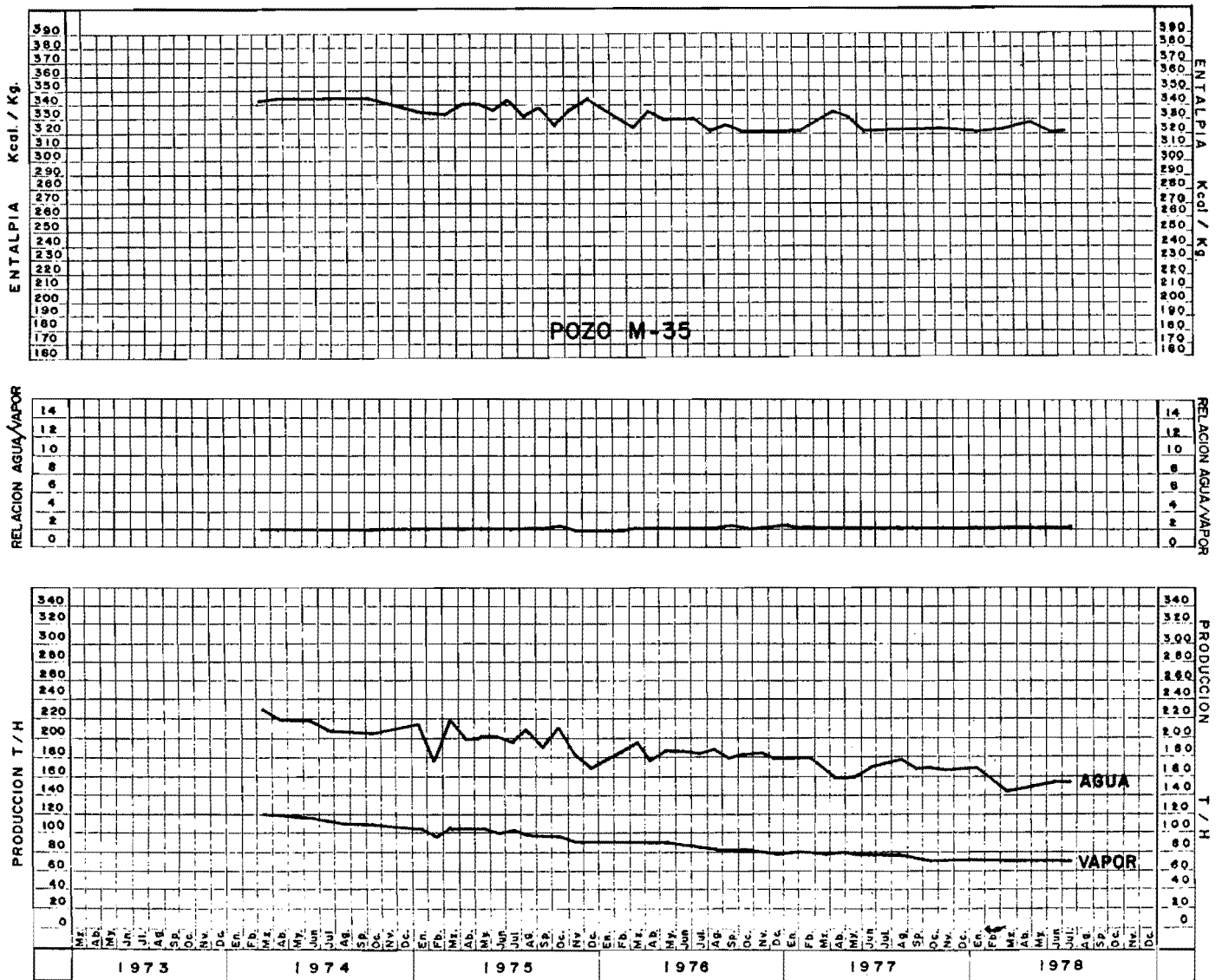
XBL 7811-13133

Figura 22. Gráficas de producción, pozo M-31.



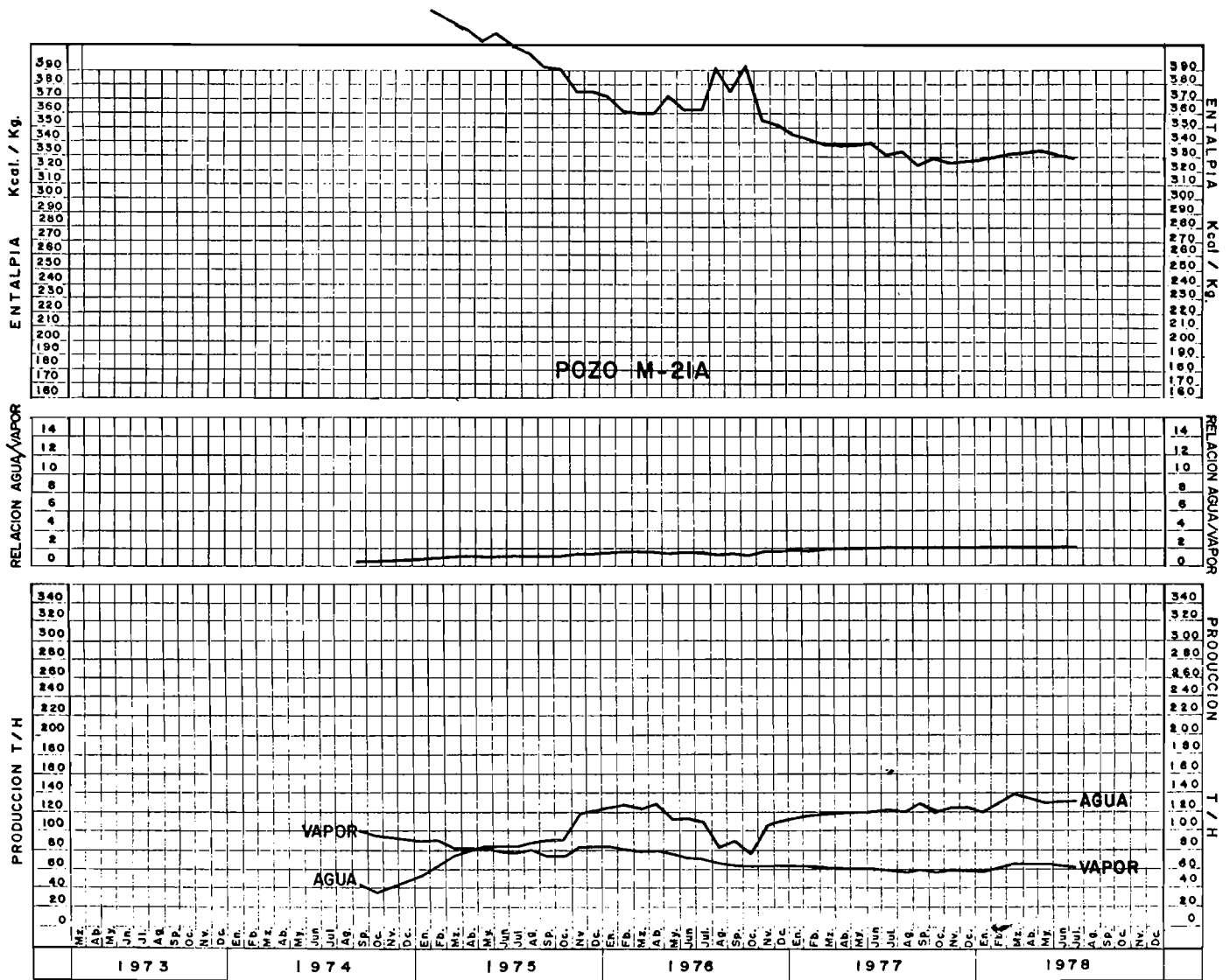
XBL 7811-13132

Figura 23. Gráficas de producción, pozo M-34.



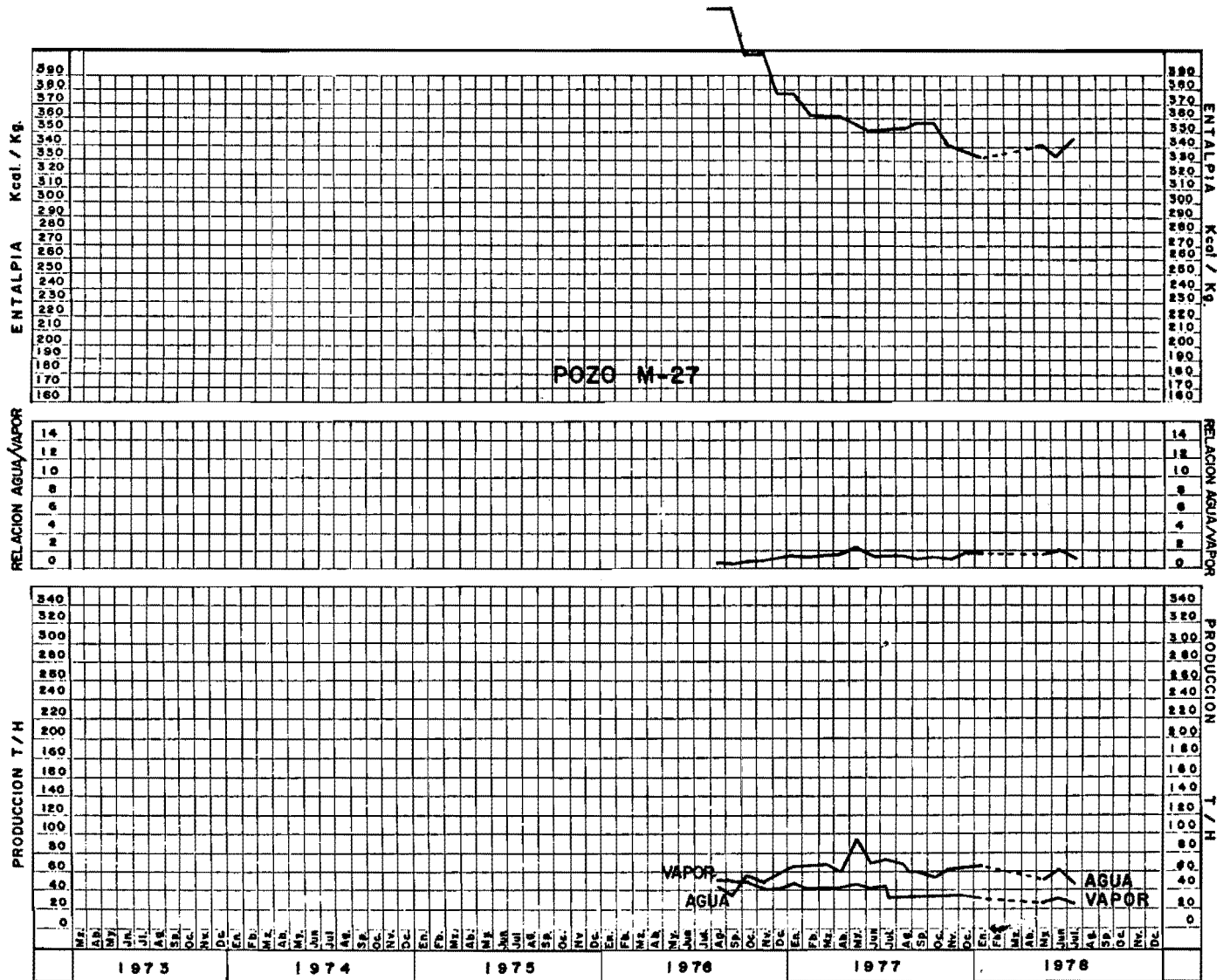
XBL 7811-13131

Figura 24. Gráficas de producción, pozo M-35.



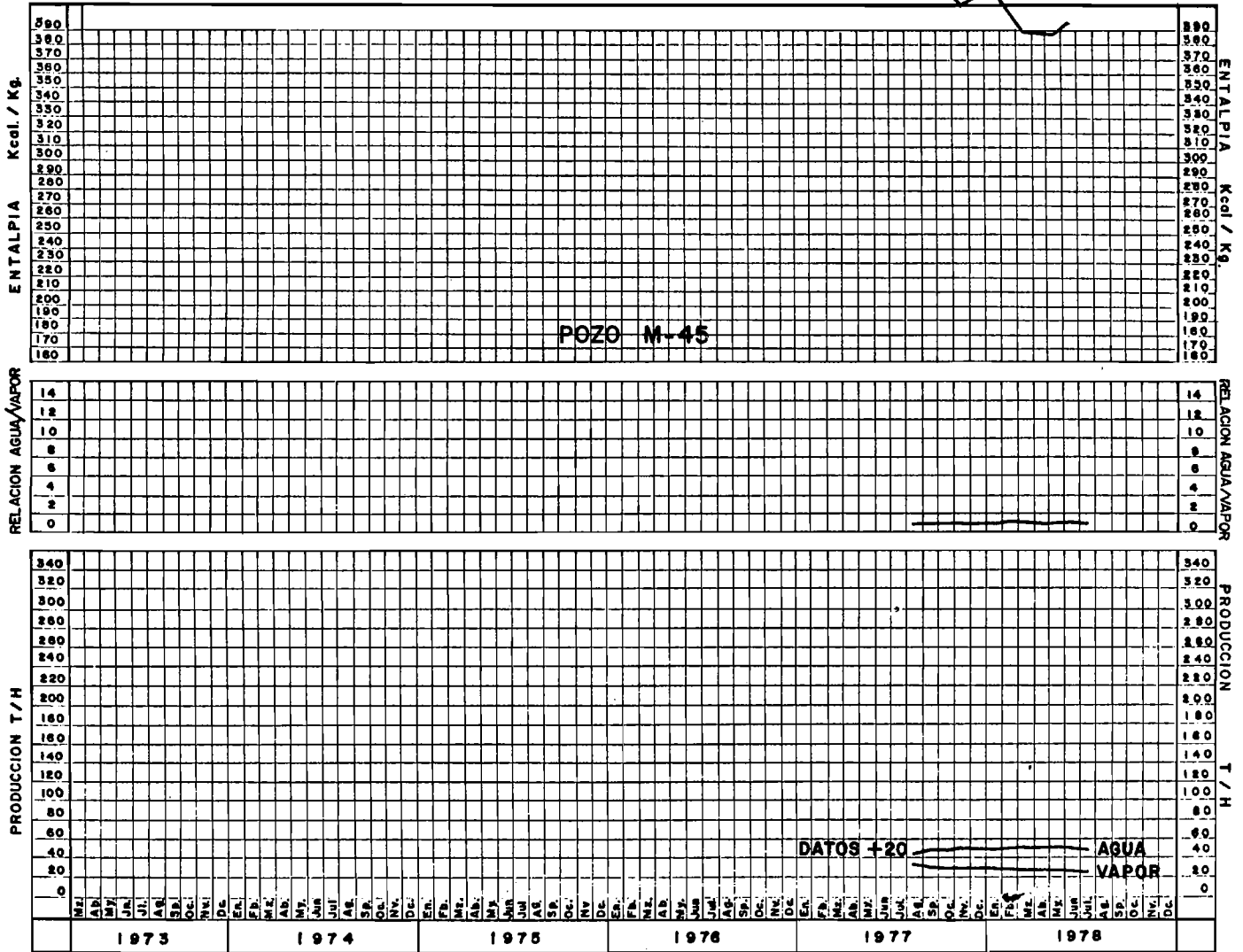
XBL 7811-13130

Figura 25. Gráficas de producción, pozo M-21A.



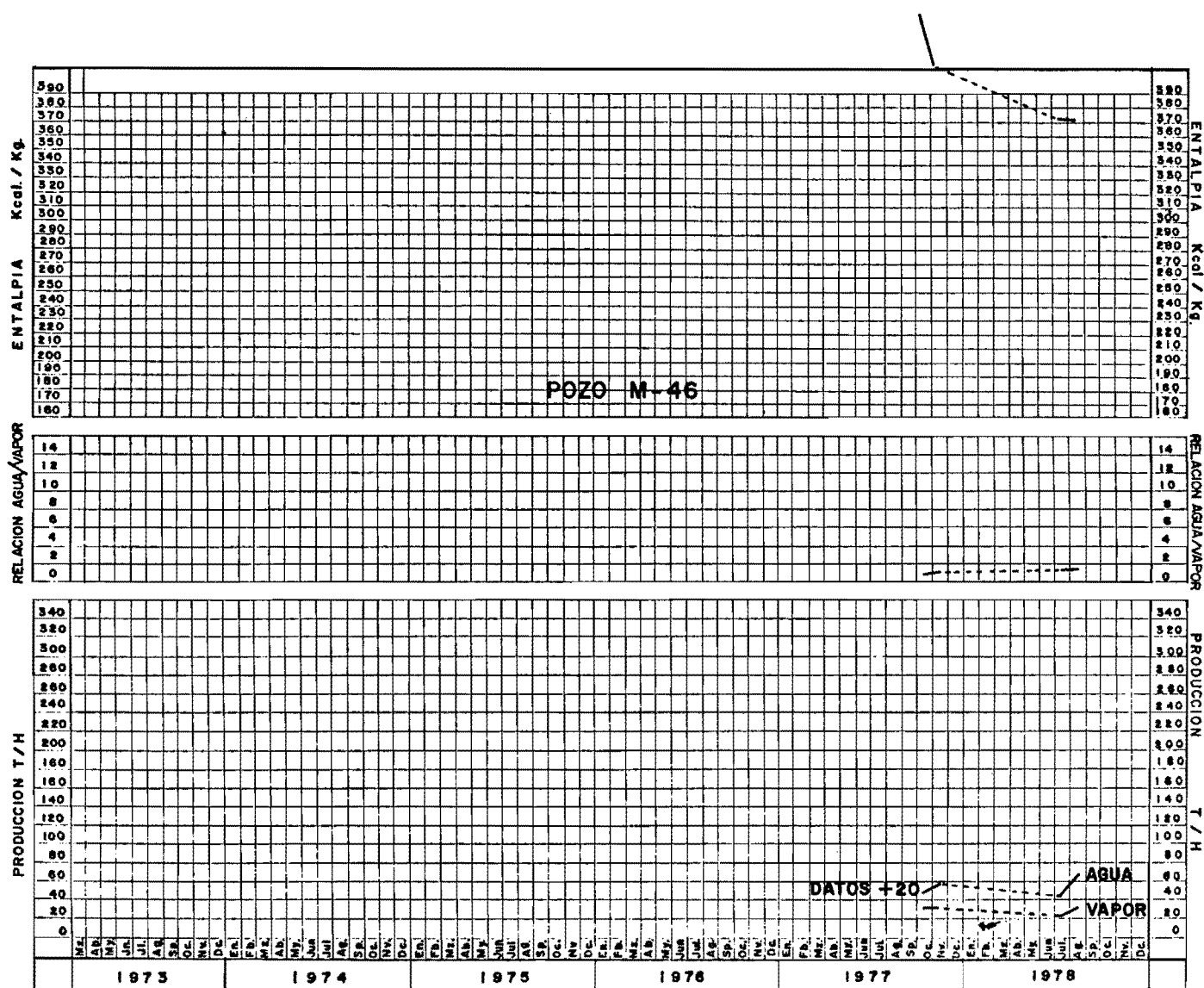
XBL 7811-13129

Figura 26. Gráficas de producción, pozo M-27.



XBL 7811-13128

Figura 27. Gráficas de producción, pozo M-45.



XBL 7811-13127

Figura 28. Gráficas de producción, pozo M-46.

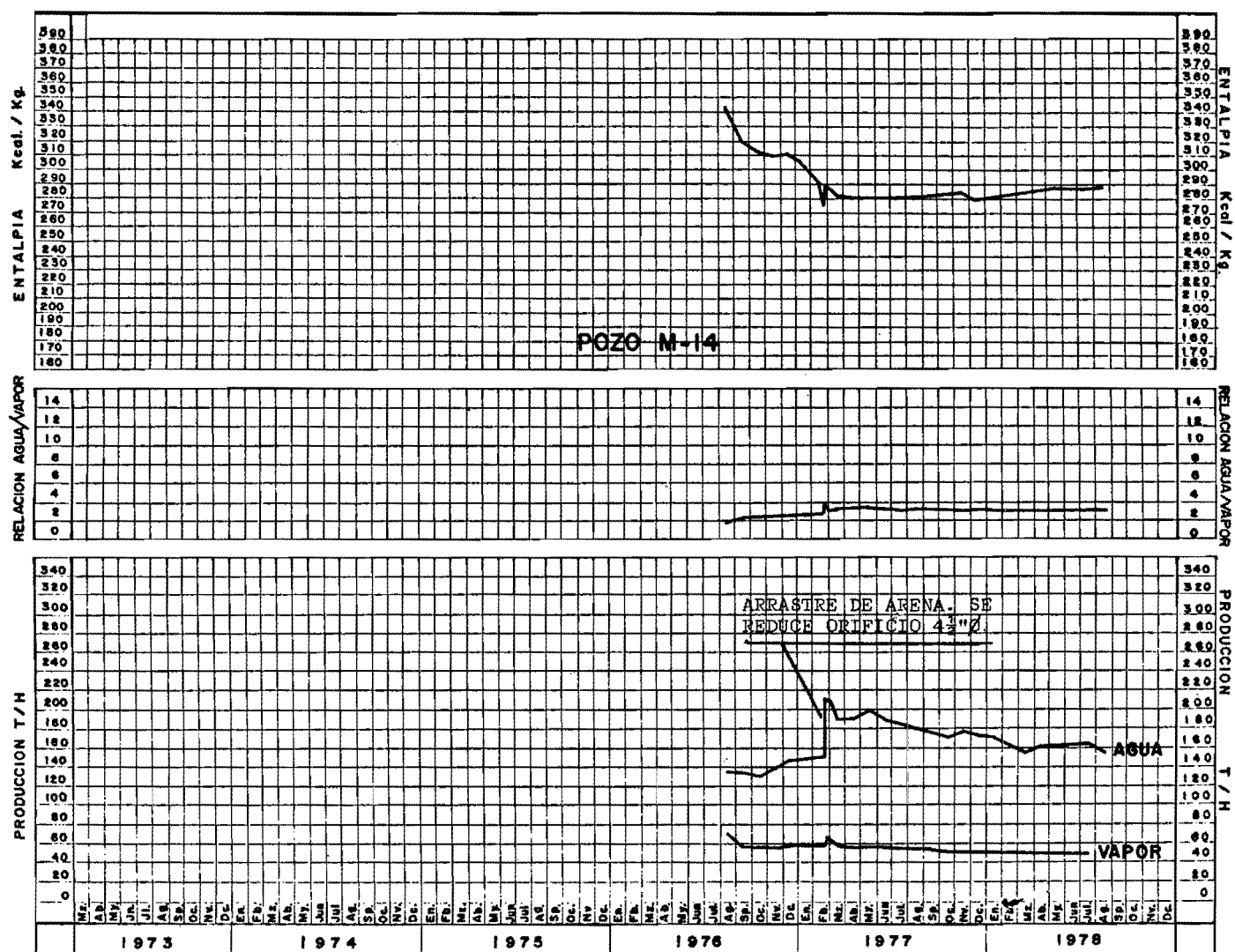
Este mismo comportamiento se aprecia en los pozos M-14 (Fig.29) y M-26 (Fig.30), en los cuales se presentó una aportación del yacimiento en estratos superiores, debido a roturas de tuberías, lo cual fue -- causa de un incremento en el porcentaje de agua extraída.

La regla general de comportamiento de disminución de entalpia en los pozos, está sujeta a ciertas excepciones claramente definidas como son por ejemplo los pozos M-11, M-19 y M-20, en los cuales se presenta un aumento de entalpia. El pozo M-11 (Fig. 31) entro a producir inicialmente con dos zonas abiertas, una inferior (1138-1211 m.) y otra superior (872-964 m.), causa por la cual el pozo se incrustó rápidamente. Se procedió a limpiarlo y obturar la zona superior, además de una rotura de tubería en contrada a 750 m. Esta operación se efec-

tuó introduciendo tubería de producción de 5"Ø, con lo cual el pozo quedó produciendo de la zona inferior y, aunque su producción fue menor, se incrementó su entalpia.

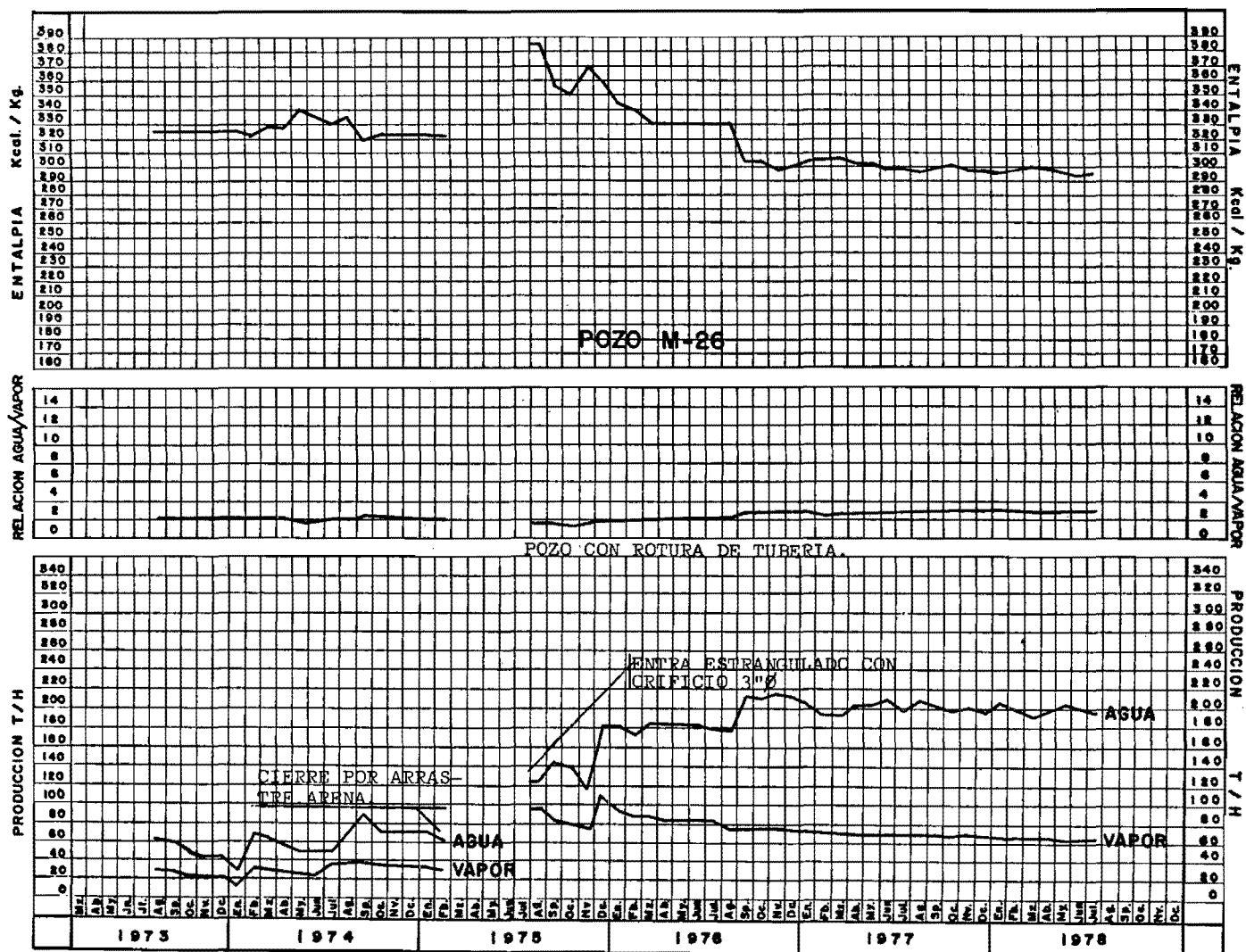
El pozo M-19A (Fig. 32), inició su producción teniendo obturado con cemento 200 m., de la parte inferior de la tubería ranurada; a los cinco meses de producción extrajo dicho cemento, aumentando su producción de vapor y su entalpia.

El pozo M-20 (Fig. 33), después de 4 años de producción e ir disminuyendo lentamente su entalpia y gasto de vapor, disminuyó súbitamente la producción de vapor y en mayor proporción el agua; por lo tanto, aumentó su entalpia. Esto se debió probablemente a la incrustación provocada por la entrada de flujo a través de las tuberías colgadas a 850 m.



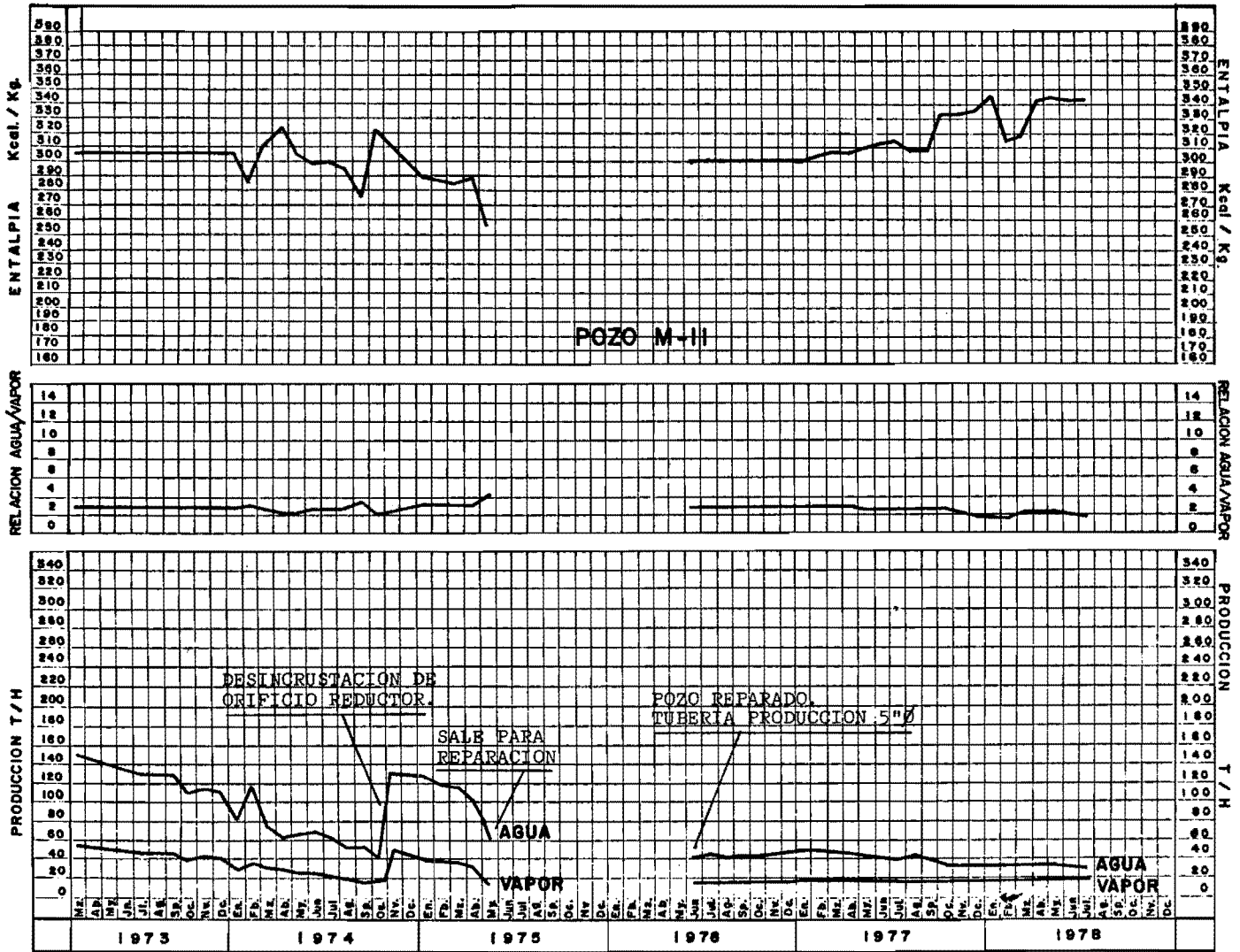
XBL 7811-13126

Figura 29. Gráficas de producción, pozo M-14.



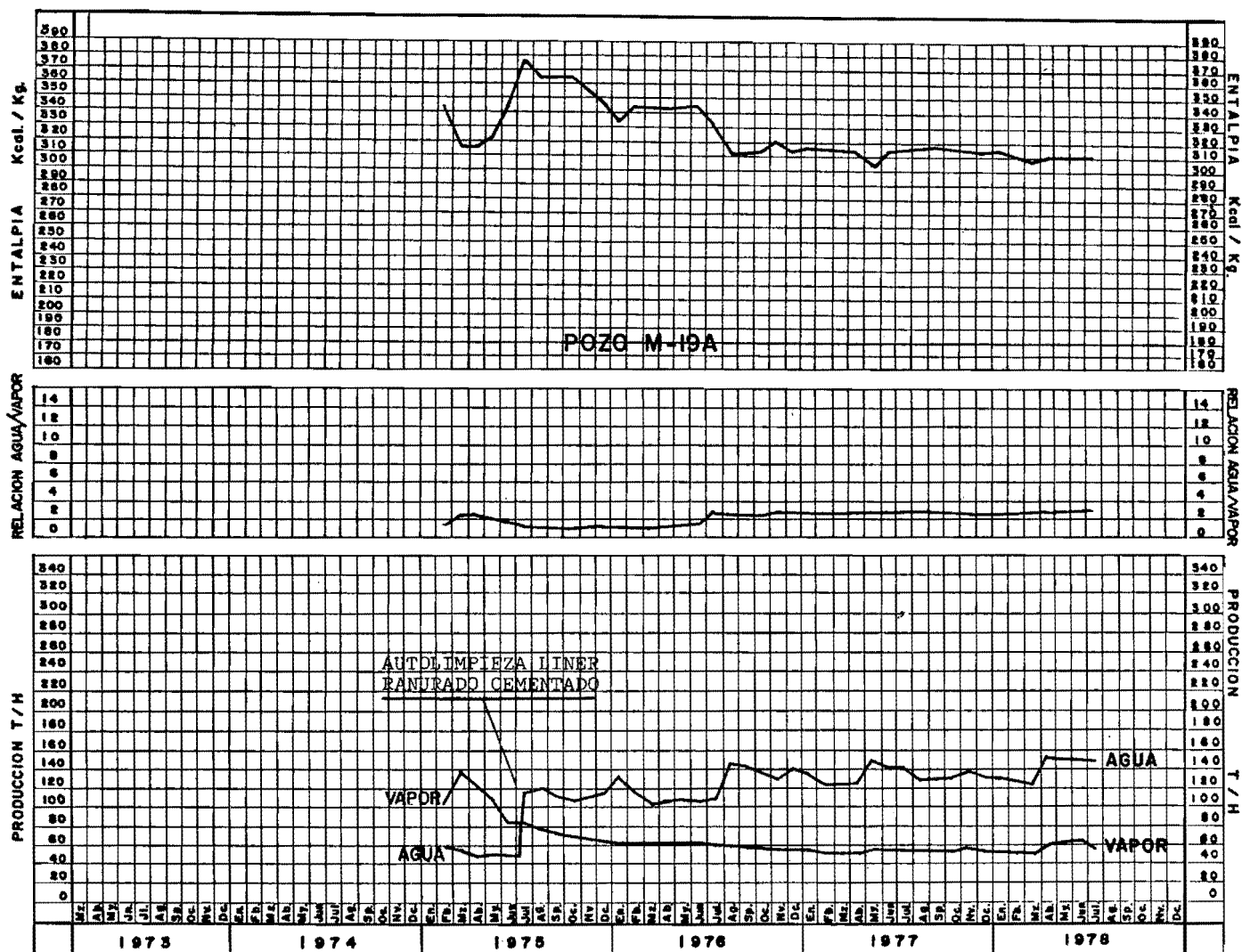
XBL 7811-13125

Figura 30. Gráficas de producción, pozo M-26.



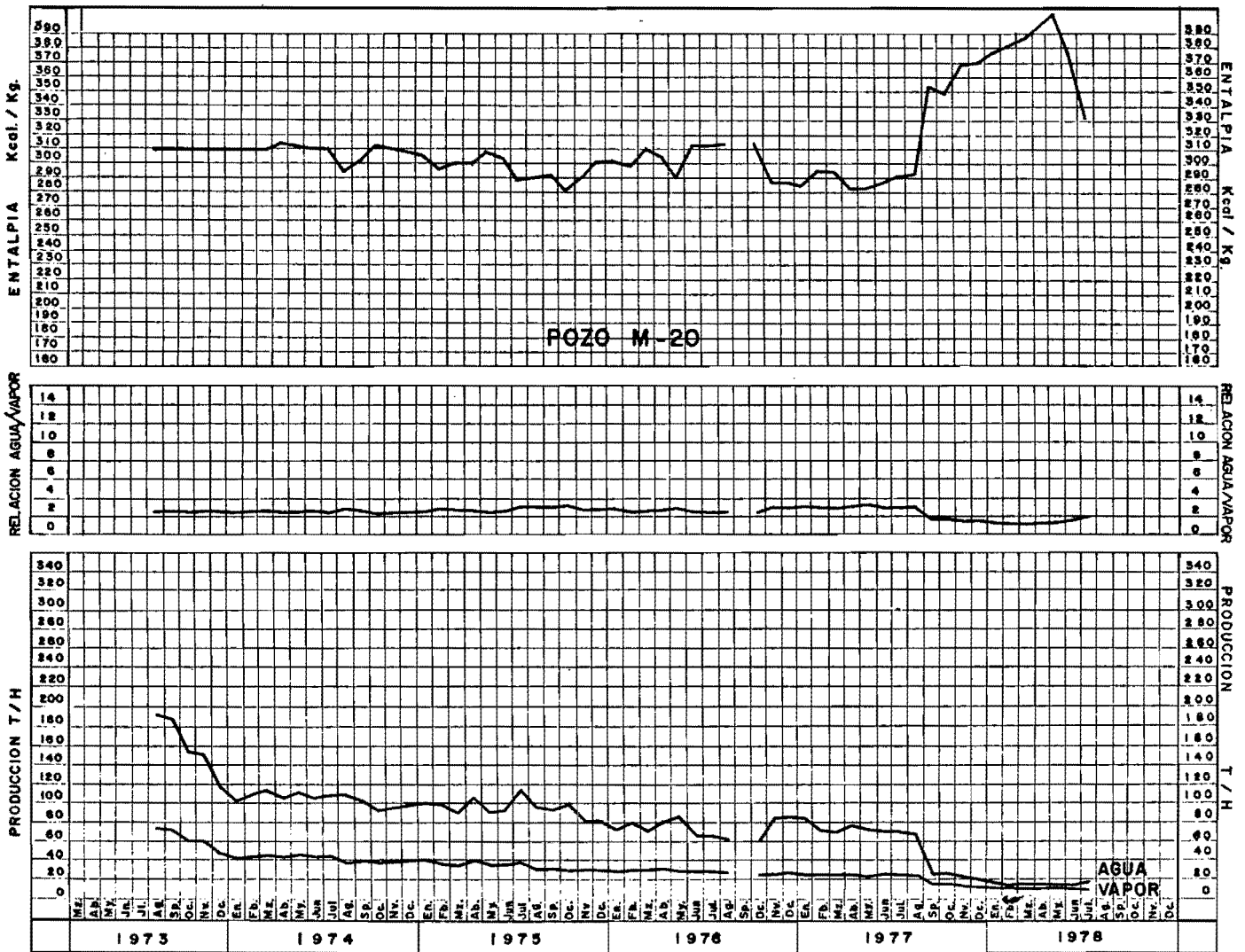
XBL 7811-13124

Figura 31. Gráficas de producción, pozo M-11.



XBL 7811-13123

Figura 32. Gráficas de producción, pozo M-19A.



XBL 7811-13122

Figura 33. Gráficas de producción, pozo M-20.

Dentro de los pozos en explotación, tenemos algunos que han declinado rápidamente su producción, encontrándose en éstos incrustada la tubería de producción, aparentemente por invasión de agua de menor temperatura. Estos pozos son el M-11 (Fig. 31), M-9 (Fig. 34), M-15A (Fig. 35), M-39 (Fig. 36) y el M-29 (Fig. 37) antes de re-perforarlo.¹

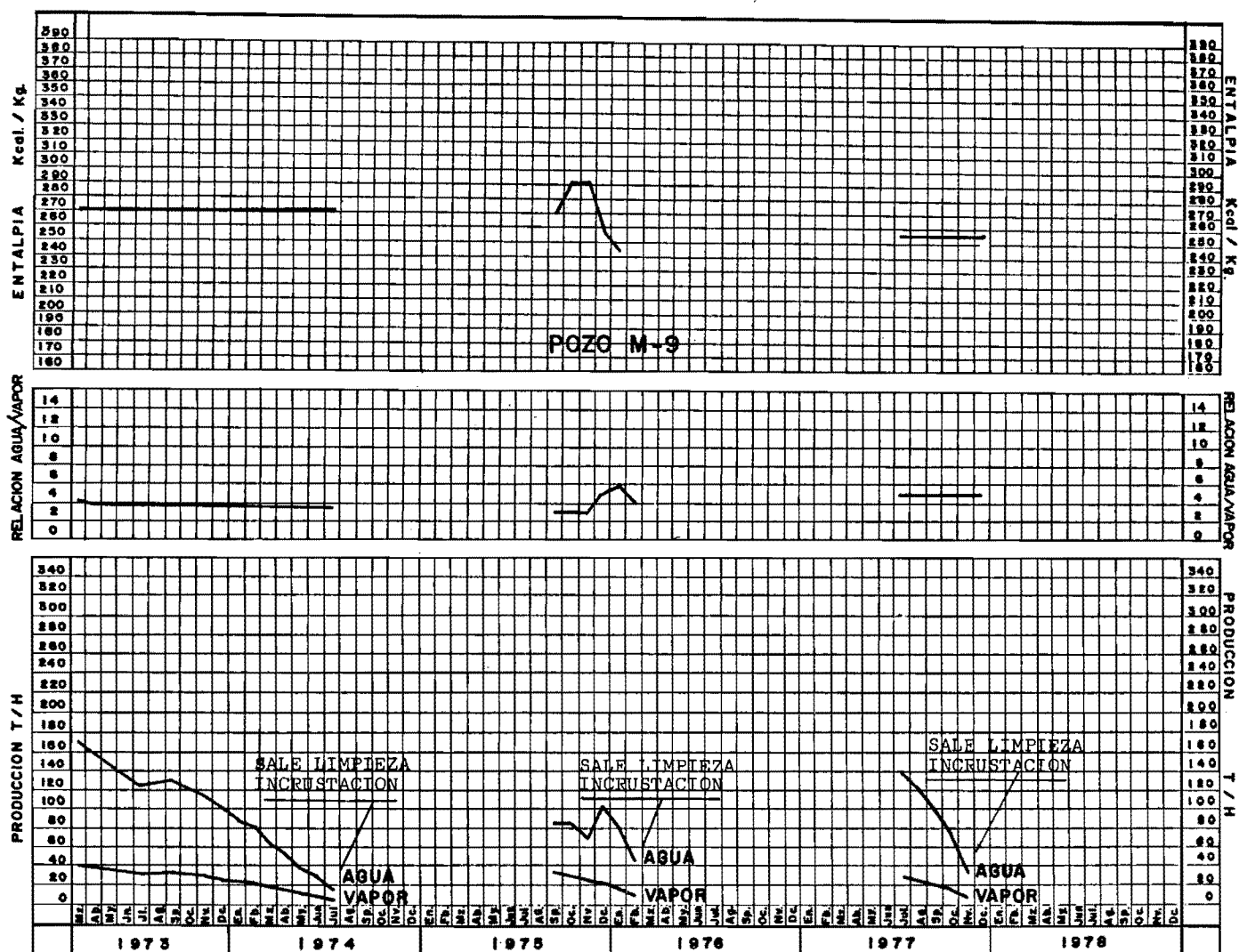
OBSERVACIONES GENERALES

Durante la perforación de pozos geotérmicos, es muy probable que se tengan mayores y más frecuentes pérdidas de lodos de circulación, siendo éstas de mayor proporción, conforme se acerque a la zona más explotada; asimismo será necesario un mayor cuidado durante las cementaciones de las tuberías, debido a la caída de presión del ya-

cimiento, ya que las columnas hidrostáticas que pueda soportar éstas serán menores.

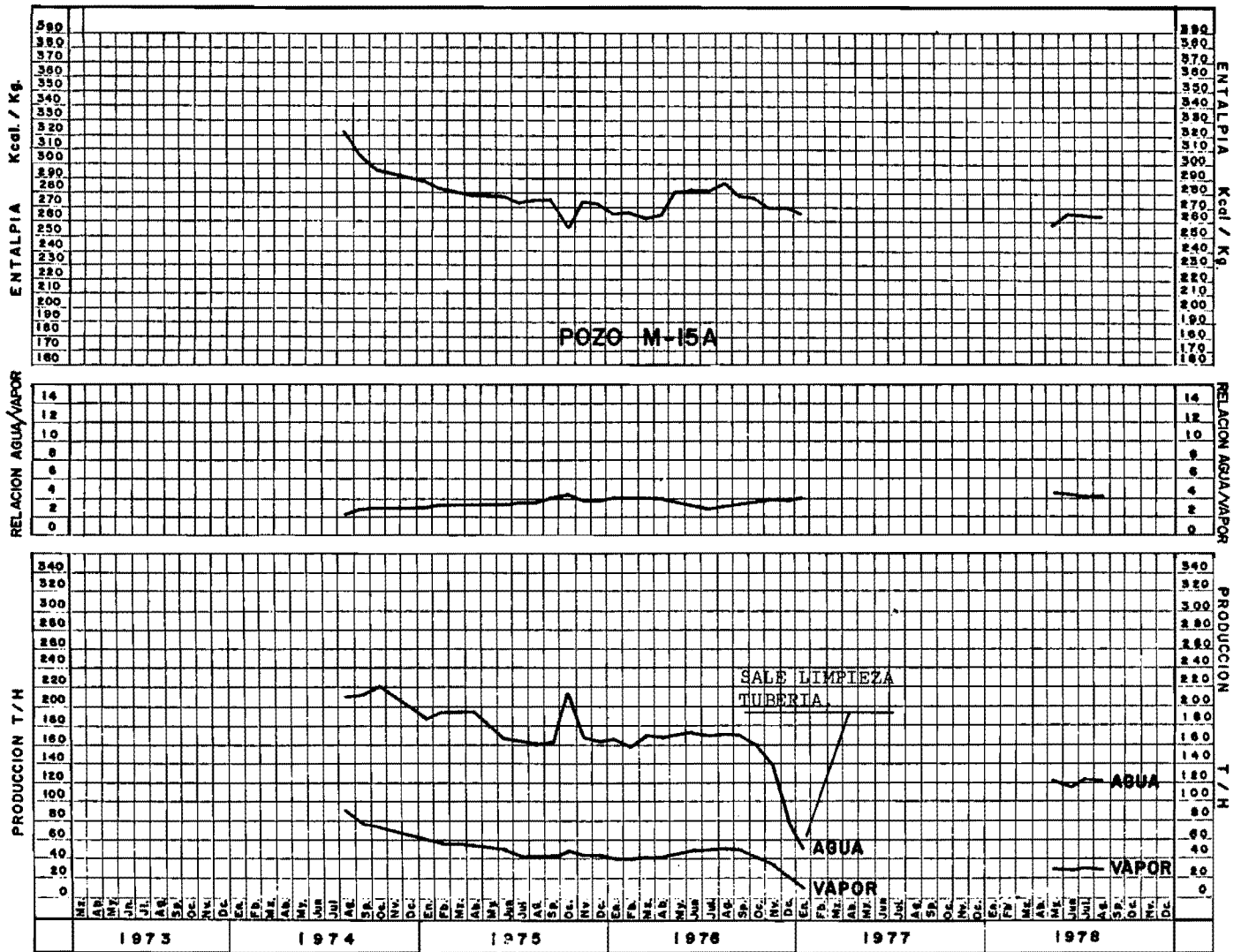
Durante la inducción de pozos, será necesario equipo de mayor capacidad, ya que la profundidad de los niveles de agua serán mayores, esto es, cuanto más cerca esté el pozo de la zona explotada mayor será la profundidad de los niveles de equilibrio del agua del pozo sin fluir.

La correlación de datos químicos para determinación de entalpia deberán ser tomados con reservas, ya que no todos los pozos extraen agua del yacimiento, sino mezcla y no será válida en aquellos pozos en donde la entalpia sea alta, o sea, es preferente el flujo de vapor al del agua en el yacimiento, ya que además puede haber un equilibrio en la fase líquida, con depositación de sales por evaporación de agua, por dis-



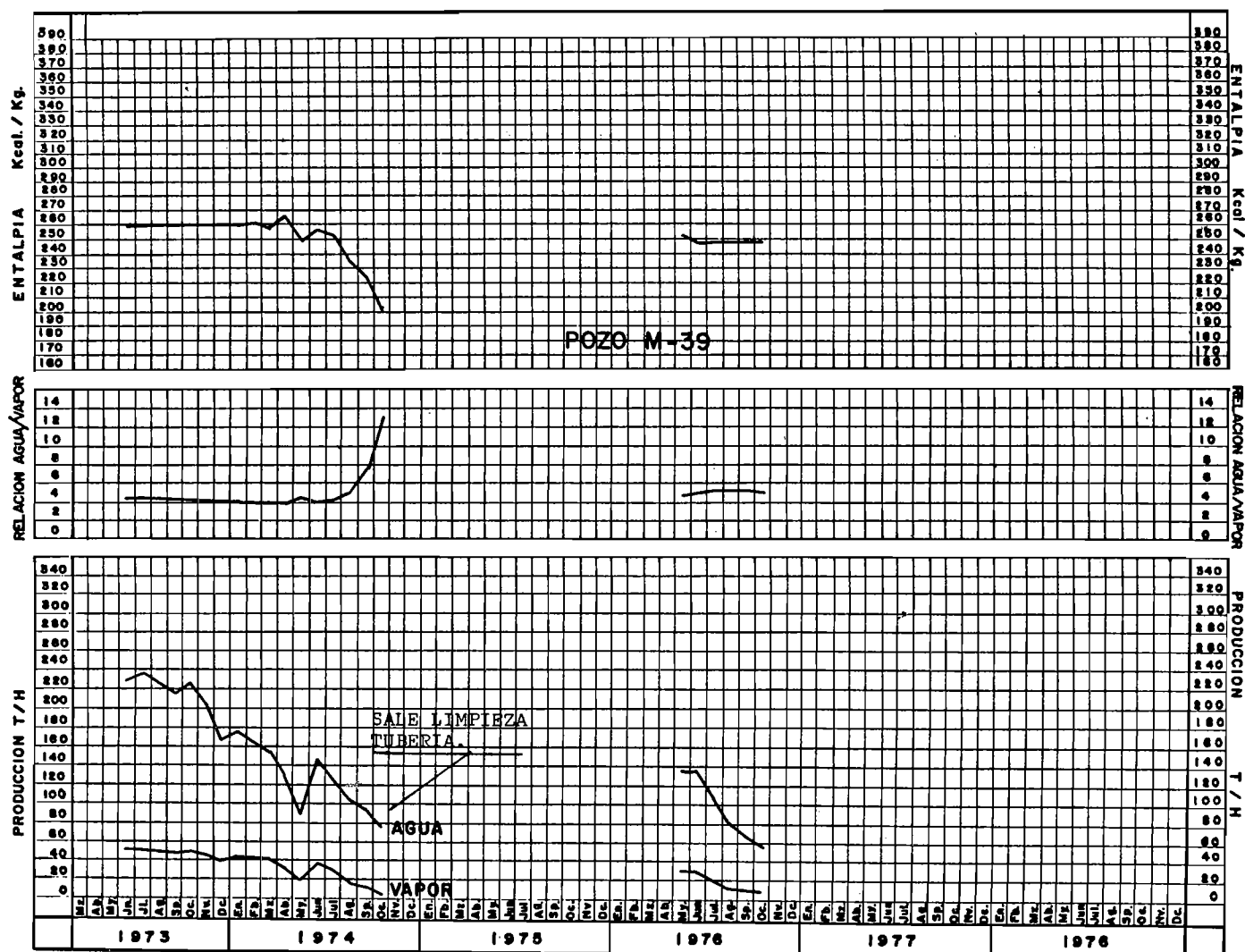
XBL 7811-13121

Figura 34. Gráficas de producción, pozo M-9.



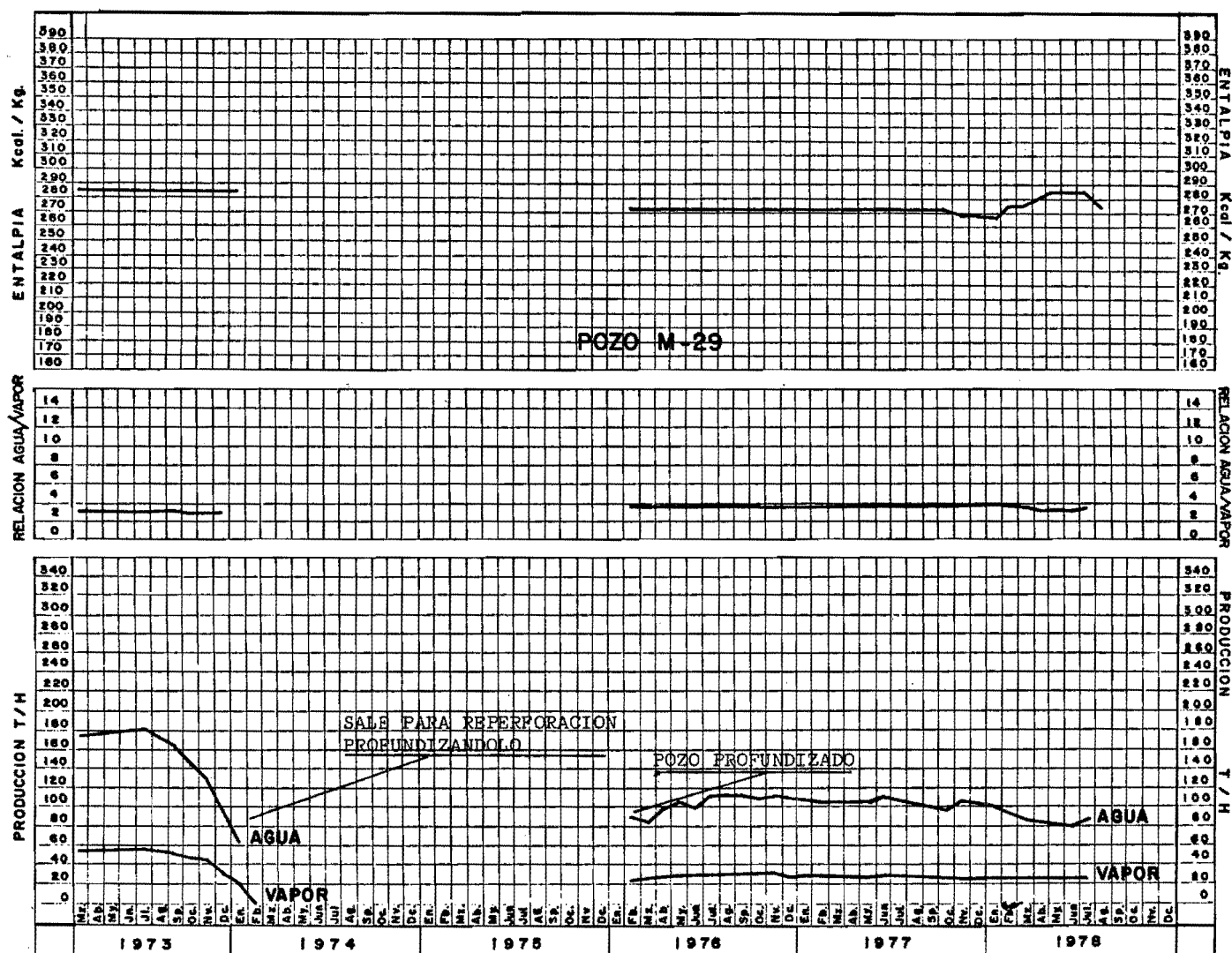
XBL 7811-13120

Figura 35. Gráficas de producción, pozo M-15A.



XBL 7811-13119

Figura 36. Gráficas de producción, pozo M-39.



XBL 7811-13118

Figura 37. Gráficas de producción, pozo M-29.

minución de la presión en el yacimiento -- (Fig.38). Por lo tanto las correlaciones e índices Na/K, Si, Na-K-Ca no coinciden -- con las entalpías medidas.

La disminución de producción de vapor de -- los pozos, puede ser debido en parte, a la caída de presión de los estratos explotados, por ser menor la capacidad de aportación del yacimiento, respecto al fluido ex -- traído.

La disminución de entalpia de los pozos -- puede ser a la aportación de estratos superiores o inferiores de las explotadas de -- menor temperatura, y por la caída de presión de los estratos permite su aportación.

La vida útil de las tuberías de producción se verá acortada, debido a que la corrosión y temperatura reducen su capacidad al colapso o rotura, que aunado a la caída de presión

dentro del pozo por efecto de caída -- de presión del yacimiento, se obtienen diferenciales de presión entre el interior -- del pozo y los estratos no explotados, que tratarán de romper dichas tuberías. Afortunadamente, estos problemas serán principalmente en la parte profunda del pozo.

Estos problemas serán menores en los nuevos pozos, ya que actualmente se lleva a -- cabo un programa de instalación de tuberías de mayor capacidad a la rotura o colapso.

Como se ha observado en el comportamiento de los pozos en observación y explotación, éstos están llegando a un equilibrio, en -- el cual las variaciones de nivel, producción y entalpia ya no sufren grandes variaciones, como en el inicio de la explotación del campo (en el inicio de producción del -- pozo).

POZO	ENTALPIA MAXIMA	ENTALPIA INICIAL	ENTALPIA ACTUAL	REGISTRO DE FONDO.	
				ENTALPIA	T.MAX. °C
M-5	341	340	308	303	287
M-8	432	336	311	312	293
M-11	342	306	340	308	290
M-14	346	346	288	321	300
M-15A	310	310	265	326	304
M-19A	376	295	310	333	309
M-20	420	310	420	306	289
M-21A	510	500	328	337	312
M-25	318	305	310	319	300
M-26	380	328	295	323	301
M-27	447	447	340	326	304
M-29	286	285	286	290	272
M-30	350	312	300	308	290
M-31	355	338	310	311	292
M-34	255	245	245	337	312
M-35	344	344	321	305	328
M-42	294	250	288	316	296
M-45	452	452	388	342	315
M-46	442	442	373	333	309
M-53	398	398	374	548	342

XBL 7811-13147

Figure 38. Cerro Prieto variación de entalpía (kcal/kg) en pozos en producción.

Como se ha mencionado anteriormente, los pozos tienden a estabilizarse en sus características de producción, así como también en los niveles de los pozos de observación, lo cual nos indicaría que el área está llegando a un equilibrio entre el flujo extraído y el aportado por el área circundante.

Los cambios de condiciones de producción serán menores conforme localicen los pozos de producción a mayor distancia uno de otro, para no sobreexplotar una área reducida. La sobreexplotación provocaría mayor caída de presión en una área confinada, lo que a su vez provocaría infiltraciones de capas superiores o inferiores de menor temperatura.

Las caídas de presión también serán menores conforme se lleve a cabo una reinyección del agua extraída al yacimiento.

Como se ha podido apreciar en el presente trabajo, los cambios físicos y termodinámicos detectados son normales y producidos principalmente por una sobreexplotación de una área reducida y no por una declinación por falta de capacidad del campo geotérmico. Estas variaciones son detectadas en la mayoría de los campos geotérmicos en el mundo y no es una particularidad del campo geotérmico de Cerro Prieto.

AGRADECIMIENTO

Doy las gracias a las autoridades de C.F.E. por la invitación para participar en este Simposio, lo cual es una somera interpretación de los datos de campo, asimismo agradezco la cooperación de los Ingenieros de la Superintendencia de Producción, que sin la ayuda de ellos no hubiese sido posible la elaboración del presente trabajo.

BIBLIOGRAFIA

- 1) Bermejo M., F.J. Interpretación de registros, temperatura y presión en pozos del campo geotérmico. Primera Reunión de Intercambio Técnico, San Felipe, B.C. (1977).
- 2) Bermejo M., F.J. Primer Curso sobre Geotermia, Mexicali, B.C. (1976).
- 3) Domínguez A., B., Bermejo M., F.J. Método actual para la apertura e inicio de explotación de pozos en el campo geotérmico de Cerro Prieto. Proc. Second U.N. Symp. Develop and Use - Geoth. Resour., pp 1619-1628. (1976)

- 4) Domínguez A., B., Vital B., F. Reparación y Control de Pozos Geotérmicos en Cerro Prieto, B.C. Second U.N. Symp. Develop and Use Geoth Resour., pp. 1483-1495. (1976).
- 5) Cota T., J., Castillo B., F., De la Cruz, F. Reportes, registros de presión y temperatura de los pozos del campo - geotérmico de Cerro Prieto. Archivo C.F.E., Coordinadora C.P., Dpto. de Producción.
- 6) Navarro, F.J., Esquer, C.A., Castillo B., F. Reportes, mediciones agua y vapor de pozos geotérmicos de Cerro -- Prieto, B.C. Archivo C.F.E., Coordinadora C.P., Dpto. de Producción.

PHYSICAL AND THERMODYNAMIC CHANGES OBSERVED IN THE CERRO PRIETO GEOTHERMAL RESERVOIR

In April 1973, the Comisión Federal de Electricidad (CFE) began electric power generation at the Cerro Prieto geothermal plant using two turbines coupled to 37.5-MW generators, requiring 730 ton/hr of steam.

The turbine uses steam from geothermal wells, which extract from the reservoir a water-steam mixture whose proportions vary from well to well. At the surface, the steam is separated from the water by means of "Webre" centrifugal separators and conducted to the generating plant through different diameter pipes. The steam flow is measured using orifices installed in these pipes (Figure 1); the water resulting from the centrifugal separation is led into a vertical silencer, which discharges the water into a channel equipped with a weir to measure the water flow rate. From 13 to 17 wells have been used to produce the steam necessary for the operation of the turbines.

The full 75 MW were not produced when power generation began in April 1973, but was achieved gradually as wells were integrated into the system. A power generating capacity of 75 MW was reached in February 1974. As can be seen in Figure 2, the rate of mixture extraction was rather low during the first few months and increased as more wells went into production.

Physical and thermodynamic changes have occurred in the reservoir due to the extraction of the water-steam mixture. These changes can also be detected in observation wells located in different parts of the geothermal field. In these wells, the drop in water levels has been observed, reflecting the pressure reduction in the producing reservoir.

In well M-6 (Figure 2) the water level fell 41 m between January 1973 and June 1978; in well M-46 it fell 53.4 m between March 1974 and March 1976; in well M-42, 23 m between March 1974 and May 1976; in well M-29, 14 m between May and December 1974; and in well M-38, 46 m from March to August 1974. As shown in Figure 2, the water levels in all the wells fell rapidly during the first years of field exploitation, but, presently,

the rate of drawdown has abated and the water level seems to be stabilizing.

The production rate of the water-steam mixture from the wells (Figure 2) is now close to 2800 ton/hr (total extraction to date is about 120,000,000 tons) creating a decrease in reservoir pressure, which has caused the water in the strata to boil. Therefore, after the beginning of production in April 1973, most of the wells extracted a water-steam mixture from the reservoir even through reduced diameters. This is indicated by the downhole logs taken in wells M-21A, M-27, M-14, M-45, and M-46 (Figure 4). The logs show there are no similarities in the bottom-hole pressures measured at the same depth. This might be because of its position relative to the area under exploitation (Figure 3), and to the date the logs were run.

The decrease in pressure in the producing reservoir is documented by a series of pressure logs taken in one well. These logs indicate a drop in reservoir pressure since the field has been under production.

The pressure logs of well M-25, with fluids flowing through a 2-in.-diam. regulated valve purger, show a decrease of 24.8 kg/cm² in the bottom-hole pressure. (Logs were taken from May 1973 to March 1976.) Logs P-6 to P-10, obtained from November 1974 to May 1977, when the discharge was through a 3-in.-diam. orifice, show a decrease of 22.3 kg/cm² in the bottom pressure. In addition, under these flow conditions, the well produces a water-steam mixture from the reservoir (Figure 5).

The temperature and pressure logs (P-1 and P-4) obtained for well M-30 (when it flowed through a 2-in.-diam. regulated valve, from November 1973 to March 1976) showed a total pressure drop of 13.0 kg/cm² and a temperature reduction of 90°C. Likewise, the logs measured in P-5 to P-7 from December 1974 to March 1976 with a 3-in.-diam. discharge showed a total pressure drop of 5.5 kg/cm² (Figure 6).

The pressure and temperature logs of well M-31 show a pressure reduction of 42.2 kg/cm² and a temperature drop of 15°C. The logs were taken from July 1973 to November 1975 with the flow through a 2-in.-diam. regulated valve purger. Furthermore, in 1973 the well extracted water and in 1975 a water-steam mixture (Figure 7).

In the pressure and temperature logs taken from the same well from March 1970 to March 1976 and while flow was through a 3-in.-diam. orifice, decreases of 23.3 kg/cm² in bottom-hole pressure and 21°C in temperature of the produced fluids were observed. In 1970, this well produced water from the reservoir, but later produced a water-steam mixture (Figure 8).

The pressure logs of well M-21A, taken while the well discharged through a 3-in.-diam. orifice (from April 1975 to May 1977), show a bottom-hole pressure reduction of 4.5 kg/cm² (Figure 9).

In 1970, before exploitation of the geothermal field had begun, there were wells that had similar bottom-hole pressures and extracted hot water from the reservoir, as shown in the logs of wells M-13 and M-5, taken when the flow was through a 2 1/2-in.-diam. orifice (Figure 10).

Likewise, the pressure logs in well M-8 (with a 2 1/2-in.-diam. discharge) show that in 1970 the well produced hot water from the reservoir. In 1973, while discharging through a 2-in.-diam. purger, the logs indicated that the well extracted a water-steam mixture from the reservoir (Figure 11).

Presently, only the wells that are farthest away from the production area (for example M-53, M-50, M-90, and M-84) extract water from the reservoir. This can be seen in the pressure logs. Although the wells might be affected by the pressure drop, they have not yet extracted the steam-water mixture when discharging through a 2-in.-diam. purger (Figure 12). The most affect well within this group (see logs), with water boiling closest to the slotted casing, is M-84--perhaps because it is the nearest to the production area. The pressure logs of wells M-51 and M-84 show that when flowed through 2- and 3-in.-diam. orifices, respectively, a water-steam mixture is produced from the reservoir (Figure 13).

The pressure drop in the formation due to water production brings about boiling near the well, provided that under nonflowing conditions the well is near the thermodynamic equilibrium point of pressure and temperature. The drop in pressure will increase as the flow becomes greater and the formation porosity decreases, thus increasing the boiling in the formation.

The pressure drop is not reflected in well M-51, as the 1973 and 1978 pressure logs show (Figure 14). Nevertheless some minor strata in its production zone might be affected (Figures 15 and 16).

WELL PRODUCTION CHARACTERISTICS

During the time the wells were under production, there has generally been a decrease in

enthalpy and a reduction in water and steam output, as shown in Figure 17, which was based on the production curves of separated steam and water. The wells that show this decrease are: M-5 (Figure 18), M-8 (Figure 19), M-25 (Figure 20), M-30 (Figure 21), M-31 (Figure 22), M-34 (Figure 23), and M-35 (Figure 24).

In some wells there is a slight variation, with respect to the mentioned behavior. In them, the amount of water has diminished instead of increased. Therefore, the enthalpy reduction has been larger than in the other wells. These wells have rather high enthalpy at the beginning of production, for example: M-21A (Figure 25), M-27 (Figure 26), M-45 (Figure 29), and M-46 (Figure 28).

This same behavior is evident in wells M-14 (Figure 29) and M-26 (Figure 30), where an inflow from the reservoir in the upper layers occurred through fractures in the casing, causing an increase in the percentage of produced water.

The general rule of behavior regarding enthalpy reduction in the wells is subject to certain clearly defined exceptions--for instance, wells M-11, M-19, and M-20, where an increase in enthalpy is observed. Well M-11 (Figure 31) initially produced from two open zones--a lower one (1138-1211 m) and an upper one (872-964 m). This caused rapid scaling of the well. The well was cleaned, the upper zone was plugged in, and a break in the casing at 750 m was repaired. This operation was performed by installing a 5-in.-diam. production casing, as a result of which the well continued producing from the lower area. Even though the production decreased, the enthalpy was increased.

Well M-19A (Figure 32) began production with 200 m of the lower section of the slotted casing plugged with cement. Five months after the cement was removed, the well's steam production and enthalpy were increased.¹

After four years of production and a gradual decrease of enthalpy and steam output, well M-20 (Figure 33) suddenly showed a reduction in steam and (to a greater extent) water production, resulting in an enthalpy increase. This was probably caused by scaling brought about by the inflow through the casing hanging at 850 m.¹

Among the production wells, some have shown a rapid output reduction. In these wells, scaling in the production casings was found, apparently caused by the invasion of lower-temperature water. These wells are M-11 (Figure 31), M-9 (Figure 34), M-15A (Figure 35), M-39 (Figure 36), and M-29 (Figure 37) before it was re-drilled.¹

GENERAL OBSERVATIONS

During drilling of geothermal wells, loss of mud circulation is common. This generally increases as wells get closer to the most exploited zone. Due to the pressure drop in the reservoir, it will be necessary to cement the casing with great care since the hydrostatic columns they can withstand will be decrease. During the well induction, the use of equipment with higher capacity

will be necessary, since the water level will be deeper, depending on the well's proximity to the production area. In a nonflowing well, the closer the well is to the production area, the deeper the static water level will be.

The correlation of chemical data to determine enthalpy must be analyzed with caution, since not all wells extract water from the reservoir. Some wells extract a steam-water mixture, so that this correlation will not be valid in those wells where enthalpy is high. In other words, in the reservoir the steam flow occurs more readily than water flow. In addition, there might be an equilibrium in the liquid phase, with salt deposits due to boiling as a result of a reduction in reservoir pressure (Figure 38). Therefore, the correlations and the Na-K-Si and Na-K-Ca indices do not agree with the measured enthalpies.

The decrease in steam production might be due in part to the pressure drop in the exploited strata because of lower reservoir fluid production capacity.

The enthalpy decrease in the wells could be partly due to the inflow from colder upper or lower strata that are not directly exploited. This inflow is possible because of the pressure drop in the producing reservoirs.

The life span of the production casings will be shortened because corrosion and high temperature reduce their resistance to collapse and fracture. This and the reduction in pressure within the well (due to the drop in reservoir pressure) cause pressure differences between the inside of the well and the nonexploited strata and tend to break the casings. Fortunately, this will happen mainly in the deeper part of the well.

These problems will be reduced in the new wells, since presently a program has been implemented to install casings with higher capacity to withstand fracture and collapse.

As the behavior of observation and production wells has shown, they are reaching equilibrium. When the wells start producing, the variations in water level, production rate, and enthalpy are not as great as they were at the beginning of field exploitation.

As already mentioned, the production wells tend to stabilize their output characteristics. Likewise the water levels stabilize in the observation wells. This would indicate that the area is reaching an equilibrium between the fluid produced and the recharge from the surrounding area.

Changes in production conditions will be smaller as wells are drilled at greater distances from each other. Over-exploitation in a small area would otherwise occur, resulting in large pressure reduction and promoting infiltrations from colder upper or lower strata. The pressure drop will also be smaller if the water produced from the reservoir is reinjected.

SUMMARY

In this paper, we have shown that the physical and thermodynamic changes detected are normal and are mainly the result of an over-exploitation of a reduced area and not due to a decline in the capacity of the geothermal field. These variations are found in most geothermal fields throughout the world and are not a peculiarity of the Cerro Prieto system.

ACKNOWLEDGMENTS

We wish to thank the authorities of CFE for their kind invitation to participate in this symposium and present our interpretation of the field data. We also wish to thank the engineers of the CFE production department for their cooperation. Without their help, we would not have been able to prepare this paper.

FIGURE CAPTIONS

Figure 1. Typical surface installations at a Cerro Prieto geothermal well.

Figure 2. Production of steam-brine mixture and water level changes in observation wells at Cerro Prieto.

Figure 3. Location of wells in the Cerro Prieto geothermal field.

Figure 4. Downhole pressure logs, wells M-21A, M-27, M-14, M-45, and M-46.

Figure 5. Downhole pressure logs, well M-25.

Figure 6. Downhole pressure and temperature logs, well M-30.

Figure 7. Downhole pressure and temperature logs, well M-31.

Figure 8. Downhole pressure and temperature logs, well M-31.

Figure 9. Downhole pressure logs, well M-21A.

Figure 10. Downhole pressure logs, wells M-13 and M-5.

Figure 11. Downhole pressure logs, well M-8.

Figure 12. Downhole pressure logs, wells M-50, M-90, M-53, and M-84.

Figure 13. Downhole pressure logs, wells M-90, M-51, M-53, and M-84.

Figure 14. Downhole pressure logs, well M-51.

Figure 15. Producing intervals, Cerro Prieto wells.

Figure 16. Producing intervals, Cerro Prieto wells.

Figure 17. Changes observed during production.

Figure 18. Production history, well M-5.

Figure 19. Production history, well M-8.

Figure 20. Production history, well M-25.

Figure 21. Production history, well M-30.

Figure 22. Production history, well M-31.

Figure 23. Production history, well M-34.

Figure 24. Production history, well M-35.

Figure 25. Production history, well M-21A.

Figure 26. Production history, well M-27.

Figure 27. Production history, well M-45.

Figure 28. Production history, well M-46.

Figure 29. Production history, well M-14.

Figure 30. Production history, well M-26.

Figure 31. Production history, well M-11.

Figure 32. Production history, well M-19A.

Figure 33. Production history, well M-20.

Figure 34. Production history, well M-9.

Figure 35. Production history, well M-15A.

Figure 36. Production history, well M-39.

Figure 37. Production history, well M-29.

Figure 38. Enthalpy variations (kcal/kg) in Cerro Prieto production wells.