

TERMINACION Y DESARROLLO DE POZOS EN CERRO PRIETO

B. Domínguez A.
Comisión Federal de Electricidad
Mexicali, Baja California, México

INTRODUCCION

En el Campo Geotérmico de Cerro Prieto se han perforado a la fecha 55 pozos, con un poco más de 80,000 M.L., cifra moderada ante las perforaciones petroleras, la construcción de estos pozos se ha desarrollado en casi 18 años, pudiendo subdividir este tiempo en seis etapas, que además del factor tiempo implica cambios de una a otra por modificaciones en especificaciones, tendientes estos cambios a optimizar los resultados obtenidos en cada una de las etapas precedentes o simplemente corregir las fallas y problemas detectados que en gran medida consideramos se han originado por la característica distintiva de los pozos geotérmicos, la temperatura.

En 1964 al iniciar la perforación de los primeros cuatro pozos exploratorios profundos, se proyectó y operó de acuerdo a la técnica petrolera cuyas normas API establecen un límite de 160°C. (320°F.); en Cerro Prieto es común rebasar los 300°C. (572°F.) frente a las zonas productoras, precisamente este parámetro físico a la postre ha originado varios de los problemas que adelante detallaremos, obligando a cambios muy significativos.

Dichos cambios han sido principalmente en las especificaciones de las tuberías de ademe, tratando de lograr una explotación satisfactoria del reservorio geotérmico.

En estas notas se contemplan comentarios generales sobre las terminaciones de los distintos pozos perforados en cada una de las etapas, procedimientos utilizados en el calentamiento y desarrollo de los pozos hasta el momento de su explotación formal, se incluyen asimismo ciertos aspectos de mantenimiento y reparación, considerando que existe una relación directa entre el aspecto constructivo, los daños sufridos por los pozos y sus reparaciones; finalmente se mencionan algunos aspectos sobre la evolución de parámetros como son temperatura, presión, volúmenes obtenidos, etc., en función del tiempo transcurrido y que consideramos señalan la evolución del reservorio.

PERFORACION Y TERMINACION DE POZOS

En el período ya señalado se han perforado 40 pozos de explotación y 15 de exploración, que podemos agrupar en seis etapas ya mencionadas, y señalar detalles ge-

nerales trascendentes en la terminación y explotación de los pozos; la localización de estos pozos (Figura 1) está distribuida en los Bloques I, II y III, estos bloques son divisiones virtuales que relacionan profundidades de los estratos productores, en el Bloque I de 600 a 1300 m. y esta zona es la que se ha estado explotando desde 1973. El Bloque II está al Sur del anterior, en donde la zona productora está aproximadamente de 1400 a 1700 m., esta zona alimentará la ampliación que actualmente se construye de la Planta Cerro Prieto I. El Bloque III cuya zona productora queda entre 1800 a 2500 m. y que está al Oriente de las dos anteriores, está programado para suministrar vapor al grupo de turbinas de la Planta Cerro Prieto II.

ETAPA I

Esta etapa se desarrolló en 1961, perforándose 3 pozos (Tabla 1) con severos accidentes mecánicos y descontrol (Pozo 1-A), confirmándose sobre todo la existencia de una fuente importante de energía geotérmica. En estos pozos se trató de seguir en forma rudimentaria el sistema de perforación petrolera; la información que se recabó fue pobre, se utilizaron tuberías sin costura con roscas API, redondas de 8 hilos por 2.54 cm., el lodo utilizado fue de tipo bentonítico tratado con quebracho y sosa cáustica, no se reportó información de registros eléctricos y el cemento que se utilizó fue Portland Tipo V, la máxima temperatura de fondo detectada fue de 140°C., a 475 m. en el pozo 1-A. Además de este pozo se perforaron los pozos P-2 y P-2A (Figura 2).

Esta etapa se caracteriza por escasos elementos, pobre información, dos problemas de "pesca" (Pozo 2 y 2-A), y un descontrol en el pozo 1-A, que en resumen únicamente se confirmó la existencia de vapor en el subsuelo.

ETAPA II

Se realizó en 1964, construyéndose 4 pozos del tipo exploratorio, 3 en Cerro Prieto y uno a 18 kms. al Noroeste de Cerro Prieto (M-4). Los pozos en Cerro Prieto fueron el M-3, M-5 y M-6, Figura 2.

En esta etapa se siguieron fielmente las normas establecidas por la tecnología petrolera, instalándose tuberías sin costura, normas API, con coples y roscas de

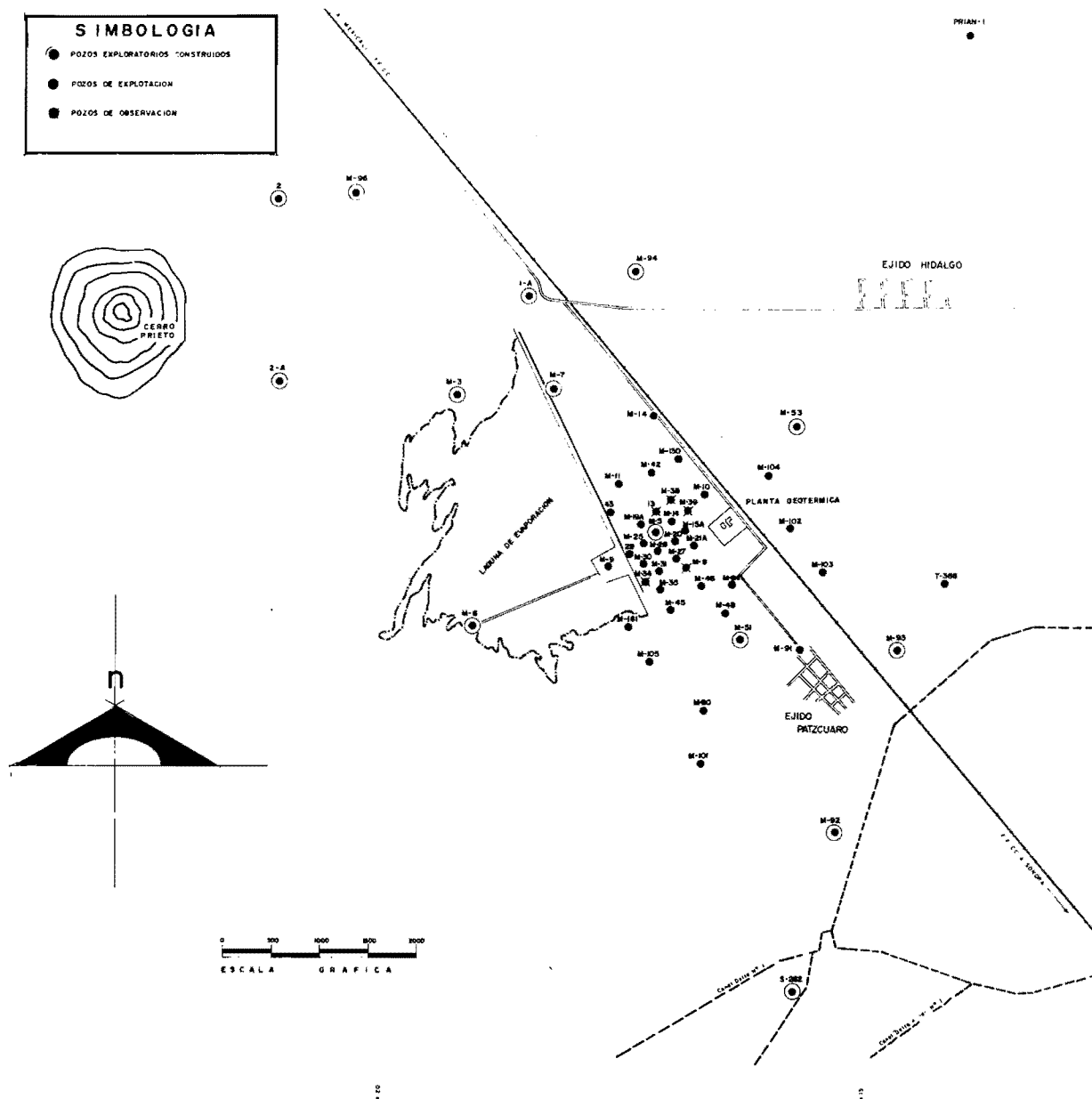


Figura 1. Localización de pozos perforados en Cerro Prieto. XBL 7812-14131

8 hilos por 2.54 cm. En el pozo M-5 se tuvo una severa pérdida de circulación y atrapamiento de la herramienta de perforación al llegar a los 1295 m. de profundidad.

El lodo de perforación fué de base bentonítica, tratado con sosa cáustica, diesel, antiespumantes y material obturante. Se obtuvieron registros de resistividad, potencial natural y microcalibración, registros de "echados", sónicos y de coples para revisiones de las tuberías de 11 3/4" ϕ en el pozo M-5, que se fracturó a los 417.56 m., como consecuencia de un calentamiento súbito originándose un choque térmico, fractura situada abajo del cople en la rosca redonda; esto obligó a utilizar en las siguientes programaciones, roscas tipo Buttress, API, para incremen-

tar la capacidad de las juntas, como la del cuerpo del tubo, a los esfuerzos de tensión y compresión originados por las dilataciones axiales de las tuberías de ademe, al calentarse.

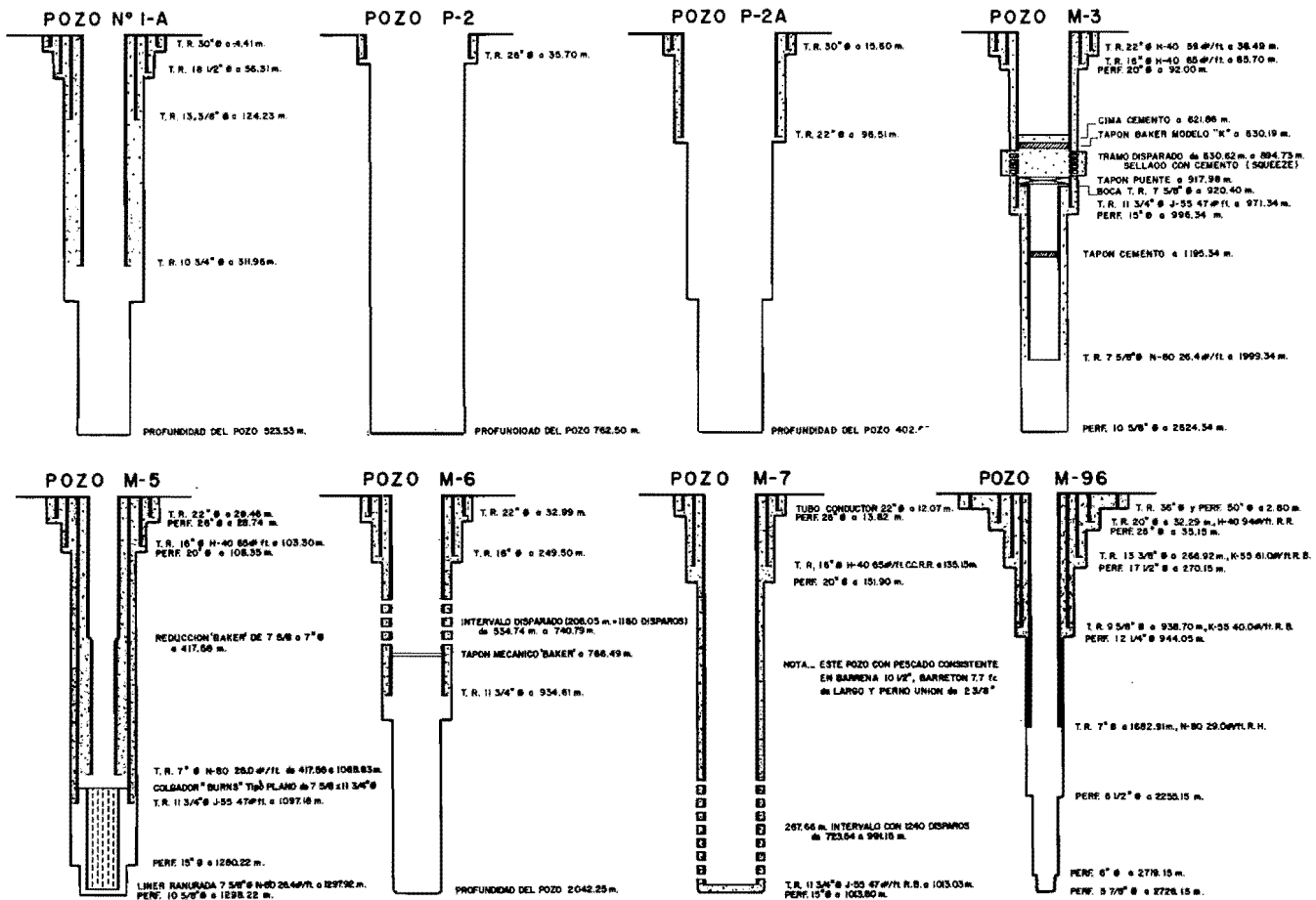
En las cementaciones se utilizaron cementos Portland tipo I y cementos tipo G, API, modificado, con harina de sílice y puzolana activada, en unos casos y en otros con perlita; las temperaturas fluctuaron entre los 130° y 156°C.

En esta etapa se realizó la terminación con disparos en el pozo M-3, en el M-5 se instaló un liner ranurado de 7" ϕ , colgándose de la tubería de 11 3/4" ϕ . Posteriormente se harán comentarios más detallados en el criterio de terminación seguido en esta etapa; el problema más grave que se presentó en esta etapa fué la frac-

Tabla 1. Resumen de datos técnicos generales de perforación y terminación de pozos geotérmicos de Cerro Prieto.

ETAPA DE - A	NUMERO Y TIPO DE POZOS PERFORADOS		ACCIDENTES MECANICOS GRAVES	MODIFICACIONES EN ESPECIFICACIONES O PROCEDIMIENTOS	TIPO DE LODO DE PERFORACION Y ADITIVOS	REGISTROS ELECTRICOS	TIPO DE CEMENTO Y ADITIVOS	TEMPERATURA EN PERFORACION °C
	EXPLORATORIOS	PRODUCCION						
I 1961	3 - 1687		a). _PESCADOS b). _NO SE TERMINARON LOS POZOS DE ACUERDO A LO PROGRAMADO	a). _POCA INFORMACION b). _SISTEMA DE PERFORACION CONVENCIONAL c). _ESPECIFICACION DE ADEME Y ACCESORIOS PUE CONVENCIONAL ROSCA REDONDA 8 HILOS / PULGADA	BENTONITICO QUEBRACHO Y SOSA CAUSTICA		a). _CEMENTO PORTLAND TIPO I	140
II 1964	4 - 1965		a). _PERDIDAS DE CIRCULACION AL PERFORAR b). _COMATO DE DESCONTROL c). _FRACTURA DE TUBERIA DE 11 3/4" Ø	a). _PROYECTO POZOS CON BASE TIPO PETROLERO b). _TUBERIAS DE ADEME Y PRODUCCION CON ROSCA REDONDA 8 HILOS / PULGADA c). _TERMINACION CON DISPAROS Y LAINER	BENTONITICO SODA ASH SOSA CAUSTICA CARBONOX O.M.S. DIESEL OBTURANTES ANTI-ESPUMANTE TANEX.	a). _RESISTIVIDAD b). _POTENCIAL NATURAL c). _ECHADOS d). _MICRO CALIBRACION e). _SONICO f). _COPLÉS	a). _CEMENTO PORTLAND TIPO I b). _CEMENTO TIPO "g" CON HARINA DE SILICE Y PUZO-LANA ACTIVADA c). _PERLITA	130 - 154
III 1966-1968		13 - 20,35	a). _PERDIDAS DE CIRCULACION b). _ATRAPAMIENTO DE LA TR II 3/4" Ø c). _PERDIDAS DE CIRCULACION DE LECHADA d). _FRACTURA TUB. PRODUCC. e). _ARENAMIENTO POZOS f). _COLAPSOS g). _DESCONTROL h). _CORROSION EN ARBOL VALV.	a). _TERMINACION CON LAINER COLGADO b). _DISPAROS PARA TERMINACION c). _CAMBIO TIPO DE ANCLAJE DE ARBOL DE NAVIDAD d). _CAMBIO A ROSCA BUTTRES EN TUBERIA PRODUCCION	BENTONITICO UNICAL MIL FLO SOSA CAUSTICA SODA ASH LIGCON DIESEL LUBRI FILM MATERIAL OBTURANTE	a). _RESISTIVIDAD Y POTENCIA NATURAL b). _MICRO-CALIBRACION c). _SONICO	a). _CEMENTO PORTLAND TIPO V b). _CEMENTO "g" CON HARINA DE SILICE Y PERLITA	130 - 145
IV 1972-1974	2 - 3599	11 - 14990	a). _PERDIDAS DE CIRCULACION b). _COMATO DESCONTROL c). _PERDIDA DE CIRCULACION DE LECHADA DE CEMENTO d). _DERRUMBES	a). _ELIMINA LAINER COLGADO Y CEMENTA EN DOS ETAPAS USANDO CANASTAS METALICAS b). _MODIFICA ANCLAJE DEL ARBOL DE NAVIDAD c). _TUBERIAS DE ADEME Y PRODUCCION CON ROSCAS BUTTRES	BENTONITICO UNICAL MIL FLO SOSA CAUSTICA SODA ASH SUPER COL. LIG. CON DIESEL LUBRI FILM MATERIAL OBTURANTE	a). _RESISTIVIDAD b). _POTENCIAL NATURAL c). _ d). _MICRO CALIBRACION e). _DUAL INDUCCION f). _NEUTRON g). _GAMMA h). _REGISTRO COMPUTADO i). _ECHADOS	a). _CEMENTO PORTLAND TIPO V b). _CEMENTO TIPO "g" CON HARINA DE SILICE Y PUZOLANA ACTI- VADA	140 - 165
V 1977-1978	5 - 14616	13 - 19778	a). _PERDIDAS DE CIRCULACION (SEVERAS) b). _PERDIDAS DE CIRCULACION DE LECHADA (SEVERAS) c). _DERRUMBES GRAVES d). _PROBLEMAS DE PESCA	a). _INCREMENTO DEL POZO DE LAS TUBERIAS DE ADEME Y PRODUCCION b). _MODIFICACION EN EL ANCLAJE AL ARBOL c). _SE PROFUNDOIZA LA TUBERIA DE ANCLAJE d). _TUBERIA DE PRODUCCION CON ROSCA HYDRILL SUPER E. U.	a). _BENTONITICO b). _SODA ASH c). _SOSA CAUSTICA d). _UNICAL e). _LIG. CON f). _DIESEL g). _MIL FLO h). _LUBRI-FILM i). _MATERIAL OBTURANTE	a). _DUAL INDUCCION b). _MICRO CALIBRACION c). _SONICO d). _TEMPERATURA e). _REGISTRO DE COPLÉS Y ADHERENCIAS f). _CALIBRACION 4 BRAZOS g). _REGISTRO DE ECHADOS	a). _CEMENTO TIPO V b). _CEMENTO TIPO "g" CON PUZOLANA ACTIVADA Y HARINA DE SILICE c). _CEMENTO TIPO "g" CON HARINA DE SILICE Y PERLITA	145 - 170
VI 1978 EN PROCESO	1 - 2728	1 - 2015	a). _PROBLEMA SEVERO DE PESCA Y DESVIACION DEL POZO b). _PERDIDAS DE CIRCULACION	a). _CAMBIO DE DIAMETRO EN TUBERIAS DE ADEME Y PRODUCCION b). _CAMBIO DE GRADO GRADO EN LA TUBERIA DE PRODUCCION c). _PESO CONVENCIONAL DE LAS TUBERIAS	a). _BENTONITICO b). _SODA ASH c). _SOSA CAUSTICA d). _UNICAL e). _MIL Y E.M.P. f). _DIESEL g). _LUBRI-FILM.	a). _DUAL INDUCCION b). _CALIBRACION DE CUATRO BRAZOS c). _SONICO d). _GAMMA e). _TEMPERATURA f). _ECHADOS	a). _CEMENTO TIPO V b). _CEMENTO TIPO "g" CON PUZOLANA ACTIVADA Y HARINA DE SILICE c). _CEMENTO TIPO "g" HARINA DE SILICE Y PERLITA	146 - 173

XBL 7812-14125



XBL 7812-14122

Figura 2. Perfiles tubulares de pozos de Cerro Prieto.

tura por choque térmico de la tubería de 11 3/4" Ø, como ya lo hemos mencionado, decidiéndose a partir de esta fecha y en las futuras terminaciones, instalar la tubería de producción con roscas Buttress, API, y reducir este tipo de problemas mecánicos.

ETAPA III

En esta etapa se construyeron 15 pozos todos del tipo de producción, habiéndose presentado la mayor cantidad de problemas en la construcción y terminación de estos pozos, algunos que originaron taponamiento y abandono definitivo de algunos de ellos.

Esta etapa se realizó entre 1966 y 1968, totalizándose algo más de 20,000 m. perforados que se iniciaron con la construcción del M-7, Figura 2, y con los pozos que se ilustran en la Figura 3, hasta el M-38 de la Figura 4, exceptuando los pozos M-96 (Figura 2) y M-19A (Figura 4) que se construyeron en las etapas VI y IV, respectivamente.

Como ya hemos señalado en el grupo de pozos construidos en esta etapa se tuvieron la mayor cantidad de fallas que a la fecha se han detectado, ya que de hecho se requirió la reparación del 100% de este

grupo de pozos. Los problemas principales fueron pérdidas de circulación, tanto durante la perforación como en las cementaciones, colapsos y fracturamientos en las tuberías productoras, en por lo menos 75% de esos pozos y en algunos inclusive en la tubería de ademe, como es el caso de los pozos M-38, M-21 y M-13. Un resumen de los problemas detectados con detalle se indica en la Tabla 3. Además, y asociado a las fracturas se presentaron arenamientos severos, un descontrol en el pozo M-13 originado precisamente por fracturamiento en la tubería de producción a los 200 m., aproximadamente, y corrosiones graves en la tubería de anclaje por la instalación de bridas prensa-estopa que pretendían sellar espacios anulares como se señala en la Figura 16.

En esta etapa se utilizaron en las tuberías productoras, roscas tipo Buttress, API, en lugar de roscas redondas, se cambió el tipo de anclaje y en lugar de utilizar disparos para la terminación del pozo, se escogió la colocación de liners colgados. El desarrollo en estos pozos fue prácticamente inmediato, después de eliminar el lodo con agua y lavar el pozo, lo que indudablemente provocó en algunos

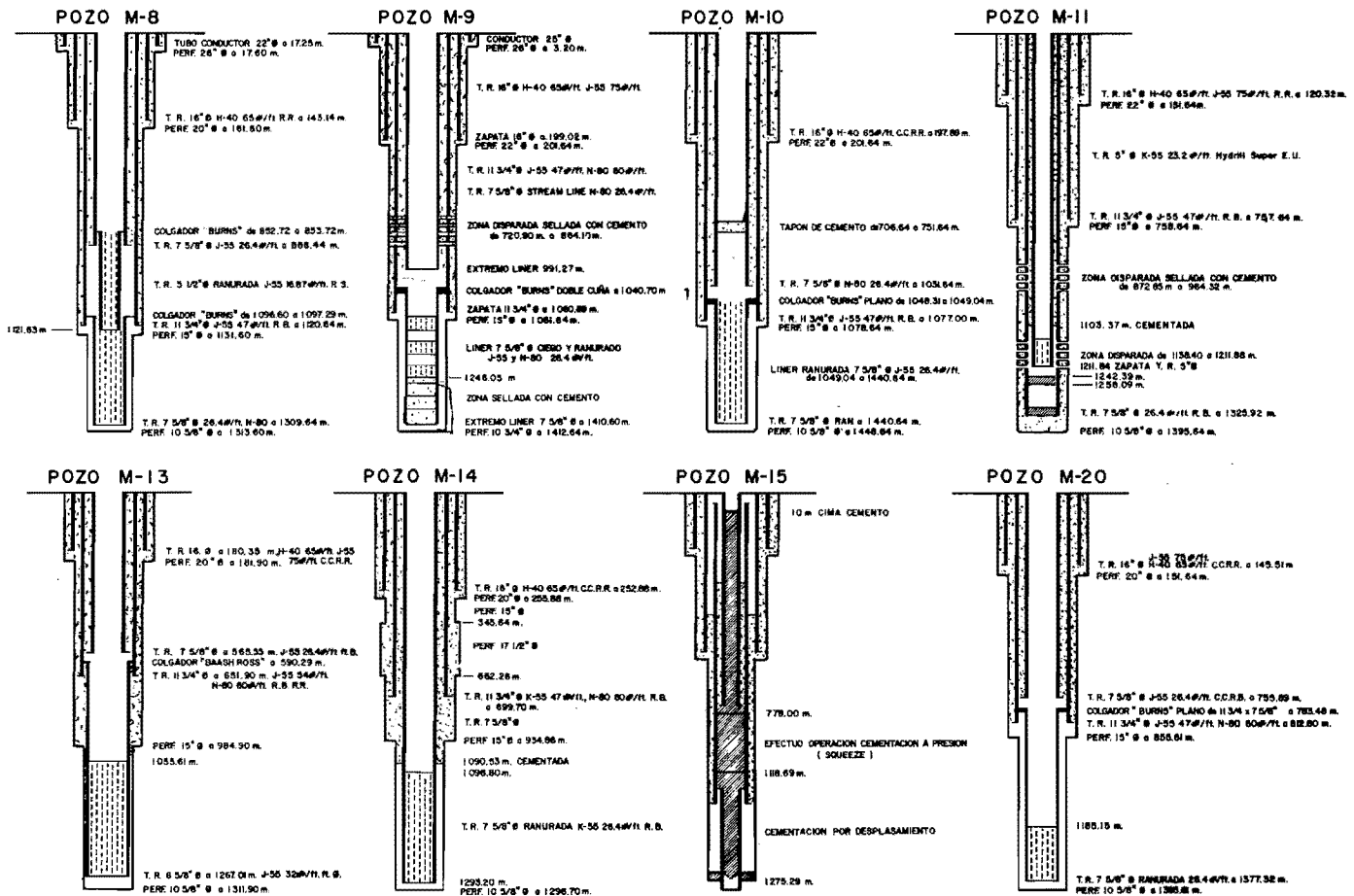
Tabla 2. Datos constructivos de los pozos de Cerro Prieto.

ORDEN	POZO Nº	FECHA CONST.	TUBERIA CONDUCTORA					TUBERIA SUPERFICIAL					TUBERIA INTERMEDIA					TUBERIA DE PRODUCCION					LINER RANURADO (PRODUCCION)					
			Ø	PESO	GRADO	TIPO	MTS.	Ø	PESO	GRADO	TIPO	MTS.	Ø	PESO	GRADO	TIPO	MTS.	Ø	PESO	GRADO	TIPO	MTS.	Ø	PESO	GRADO	TIPO	MTS.	
1	3	MAYO 1964	22"	59 ^{lb} / _P	H-40	SOLD.	36.49	16"	65 ^{lb} / _P	H-40	CCRR	85.70	—	—	—	—	—	11 3/4"	47 ^{lb} / _P	J-55	CCRB	971.34	7 5/8"	244 ^{lb} / _P	N-80	CCRB	920.40 1,999.34	
2	5	AGOSTO 1964	22"	65.2 ^{lb} / _P	"B"	SOLD.	28.46	16"	65 ^{lb} / _P	H-40	CCRR	103.30	11 3/4"	47 ^{lb} / _P	J-55	CCRB	1,097.18	7 5/8"	264 ^{lb} / _P	N-80	E.L.	1,065.83	7 5/8"	264 ^{lb} / _P	N-80	E.L.	1,076.03 1,297.92	
3	8	JULIO 1966	22"	65.2 ^{lb} / _P	"B"	SOLD.	17.23	16"	65 ^{lb} / _P	H-40	CCRR	143.14	11 3/4"	47 ^{lb} / _P	J-55	CCRB	1,119.93	7 5/8"	264 ^{lb} / _P	J-55	CCRB	1,120.64	7 5/8"	264 ^{lb} / _P	N-80	CCRB	1,096.60 1,309.64	
4	9	ENERO 1967	25"	65.2 ^{lb} / _P	"B"	SOLD.	7.20	16"	65 ^{lb} / _P	J-55 H-40	CCRR	199.02	11 3/4"	47 ^{lb} / _P	J-55 N-80	CCRB	1,060.89	7 5/8"	264 ^{lb} / _P	N-80	E.L.	991.27	7 5/8"	264 ^{lb} / _P	N-80	CCRB	1,040.70 1,410.60	
5	11	MAYO 1967	—	—	—	—	—	16"	65 ^{lb} / _P	J-55 H-40	CCRR	120.32	11 3/4"	47 ^{lb} / _P	J-55	CCRB	757.64	7 5/8"	264 ^{lb} / _P	J-55	CCRB	1,325.92	—	—	—	—	—	—
6	13	ABRIL 1968	22"	65.2 ^{lb} / _P	"B"	SOLD.	13.20	16"	65 ^{lb} / _P	J-55 H-40	CCRR	180.30	11 3/4"	47 ^{lb} / _P	J-55 N-80	CCRB	650.90	7 5/8"	264 ^{lb} / _P	J-55	CCRB	565.55	8 5/8"	36 ^{lb} / _P	J-55	CCRB	590.21 1,267.01	
7	14	MARZO 1974	—	—	—	—	—	16"	65 ^{lb} / _P	H-40	CCRR	252.88	11 3/4"	47 ^{lb} / _P	K-55 N-80	CCRB	699.70	7 5/8"	264 ^{lb} / _P	K-55	CCRB	1,293.20	—	—	—	—	—	—
8	15	JULIO 1967	—	—	—	—	—	16"	65 ^{lb} / _P	J-55 H-40	CCRR	151.07	11 3/4"	47 ^{lb} / _P	J-55	CCRB	732.40	7 5/8"	264 ^{lb} / _P	J-55	CCRB	1,165.42	5 1/2"	168 ^{lb} / _P	J-55	S.F.J.	1,121.05 1,275.27	
9	15-A	ABRIL 1974	24"	65.2 ^{lb} / _P	"B"	SOLD.	2.00	16"	65 ^{lb} / _P	H-40	CCRR	254.94	11 3/4"	47 ^{lb} / _P	K-55	CCRB	886.79	7 5/8"	264 ^{lb} / _P	K-55	CCRB	1,100.57	—	—	—	—	—	—
10	19-A	ABRIL 1972	28"	—	—	SOLD.	2.95	16"	65 ^{lb} / _P	H-40	CCRR	54.65	11 3/4"	47 ^{lb} / _P	J-55	CCRB	702.15	7 5/8"	264 ^{lb} / _P	J-55	CCRB	1,054.15	—	—	—	—	—	—
11	20	OCT 1967	—	—	—	—	—	16"	65 ^{lb} / _P	J-55 H-40	CCRR	145.50	11 3/4"	47 ^{lb} / _P	J-55 N-80	CCRB	812.60	7 5/8"	264 ^{lb} / _P	J-55	CCRB	755.89	7 5/8"	264 ^{lb} / _P	J-55	CCRB	782.50 1,377.30	
12	21	DIC. 1967	—	—	—	—	—	16"	65 ^{lb} / _P	J-55 H-40	CCRB	175.70	11 3/4"	47 ^{lb} / _P	J-55 N-80	CCRB	1,086.60	—	—	—	—	—	8 5/8"	36 ^{lb} / _P	J-55	CCRB	1,044.88 1,480.19	
13	26	SEPT 1967	—	—	—	—	—	16"	65 ^{lb} / _P	J-55 H-40	CCRB	148.10	11 3/4"	47 ^{lb} / _P	J-55	CCRB	723.70	7 5/8"	264 ^{lb} / _P	J-55	CCRB	1,140.40	5 1/2"	168 ^{lb} / _P	J-55	RSYFD	1,125.70 1,266.40	
14	27	OCT 1973	—	—	—	—	—	16"	65 ^{lb} / _P	H-40	CCRR	265.65	11 3/4"	47 ^{lb} / _P	K-55	CCRB	890.08	7 5/8"	264 ^{lb} / _P	J-55	CCRB	1,293.91	—	—	—	—	—	—
15	29	MAYO 1968	22"	65.2 ^{lb} / _P	"B"	SOLD.	8.64	16"	65 ^{lb} / _P	H-40	CCRB	180.62	11 3/4"	47 ^{lb} / _P	J-55 N-80	CCRB	1,040.70	7 5/8"	264 ^{lb} / _P	K-55	CCRB	1,295.35	—	—	—	—	—	—
16	31	FEB. 1968	—	—	—	—	—	16"	65 ^{lb} / _P	J-55 H-40	CCRR	171.00	11 3/4"	47 ^{lb} / _P	J-55 N-80	CCRB	1,062.30	7 5/8"	264 ^{lb} / _P	J-55	CCRB	1,001.05	8 5/8"	32 ^{lb} / _P	J-55	CCRB	1,033.80 1,217.90	
17	34	FEB 1973	22"	65.2 ^{lb} / _P	"B"	SOLD.	5.20	16"	65 ^{lb} / _P	J-55 H-40	CCRB	170.63	11 3/4"	47 ^{lb} / _P	J-55 N-80	CCRB	972.90	7 5/8"	264 ^{lb} / _P	J-55	CCRB	1,513.35	—	—	—	—	—	—
18	38	DIC. 1967	—	—	—	—	—	16"	65 ^{lb} / _P	J-55 H-40	CCRS	166.05	11 3/4"	46 ^{lb} / _P	J-55 N-80	CCRB	289.96	8 5/8"	32 ^{lb} / _P	J-55	CCRB	1,086.59	5 1/2"	17 ^{lb} / _P	J-55	E.C.B.	1,064.50 1,299.10	
19	39	ABRIL 1968	22"	65.2 ^{lb} / _P	"B"	E.S.	12.64	16"	65 ^{lb} / _P	J-55 H-40	CCRR	177.83	11 3/4"	47 ^{lb} / _P	J-55 N-80	CCRB	1,104.20	8 5/8"	32 ^{lb} / _P	J-55	CCRB	1,453.54	8 5/8"	32 ^{lb} / _P	J-55	CCRB	1,084.40 1,453.50	
20	45	JULIO 1973	—	—	—	—	—	16"	65 ^{lb} / _P	H-40	CCRR	192.39	11 3/4"	47 ^{lb} / _P	J-55 N-80	CCRB	732.50	7 5/8"	264 ^{lb} / _P	K-55	CCRB	1,390.22	—	—	—	—	—	—
21	46	MAYO 1973	—	—	—	—	—	16"	65 ^{lb} / _P	H-40	CCRR	194.17	11 3/4"	47 ^{lb} / _P	J-55 N-80	CCRB	843.07	7 5/8"	264 ^{lb} / _P	K-55	CCRB	1,415.10	—	—	—	—	—	—
22	48	AGOSTO 1977	—	—	—	—	—	16"	65 ^{lb} / _P	J-55 H-40	CCRR	192.05	11 3/4"	47 ^{lb} / _P	J-55 N-80	CCRB	964.79	7 5/8"	45.3 ^{lb} / _P	K-55	RSEU	1,392.71	—	—	—	—	—	—
23	53	SEPT 1974	—	—	—	—	—	16"	65 ^{lb} / _P	H-40	CCRR	227.54	11 3/4"	47 ^{lb} / _P	K-55	CCRB	1,093.69	7 5/8"	264 ^{lb} / _P	K-55	CCRB	1,571.29	5"	18 ^{lb} / _P	P-110	E.L.	1,474.34 1,995.69	
24	84	MARZO 1977	22"	65.2 ^{lb} / _P	"B"	SOLD.	20.00	16"	75 ^{lb} / _P	K-55	CCRB	251.50	11 3/4"	65 ^{lb} / _P	K-55	CCRB	943.49	7 5/8"	45.3 ^{lb} / _P	K-55	RSEU	1,691.35	—	—	—	—	—	—
25	105	NOV 1977	22"	65.2 ^{lb} / _P	"B"	SOLD.	14.45	16"	75 ^{lb} / _P	K-55	CCRB	244.06	11 3/4"	65 ^{lb} / _P	K-55	CCRB	933.22	7 5/8"	45.3 ^{lb} / _P	K-55	RSEU	1,672.60	—	—	—	—	—	—

XBL 7812-14126

Tabla 3. Datos de pozos reparados en Cerro Prieto.

ORDEN	POZO	FECHA	FALLA	MOTIVO	DETECCION	REPARACION	RESULTADO	TEMPERATURA MAX. DE FONDO	EDAD DEL POZO	OBSERVACIONES
1	3	14-VII-78	DEGRADACION DEL CEMENTO CORRISION Y FRACTURA EN T.R. 11 3/4"	EDAD DEL POZO	ANALISIS QUIMICOS REGISTROS DE CALIBRACION Y ELECTRICOS	DESINCRUSTACION REVISIONES Y PRUEBAS A LA T.R. DE 11 3/4"	NEGATIVO (TAPONADO)	226 °C.	14 AÑOS	POZO DE EXPLORACION OBSERVACION Y ESTUDIOS.
2	5	15-VIII-64	FRACTURA EN TUB. DE PRODUCCION DE 11 3/4" Ø A 468.58 MTS.	INDUCCION, CALENTAMIENTO DEL POZO TIPO DE TERMINACION.	IMPRESIONES Y REGISTROS ELECTRICOS	INSTALO T.R. 7 3/4" y 7" Ø N-80 26.4 1/2" EXTREME LINE	POSITIVO (EN PRODUCCION)	305 °C.	14 AÑOS	POZO DE EXPLOTACION Y PRODUCCION PARA U-1 y 2.
3	8	7-III-67	ANCLAJE DEL ARBOL DE VALVULAS Y DEL LINER 7 3/8" Ø	DISEÑO DE INSTALACION SUPERFICIAL DEL POZO.	DESCONTROL DE POZO DURANTE OPERACION DE APERTURA LATERAL DE FLUJO DE VAPOR	CONTROL DEL POZO INSTALO Y CEMENTO T.R. 7 3/8" J-55-26.4 1/2" Ø R.B.	POSITIVO (EN PRODUCCION)	219 °C.	11 AÑOS	POZO DE EXPLOTACION Y PRODUCCION PARA U-1 y 2.
4	9	14-VII-78 14-VII-78	INCRUSTACION T.R. DE 7 3/8" Ø	INTERVALO PRODUCTOR 1060-1410 M. INTERVALO PRODUCTOR 720-840 M.	REGISTROS DE TEMP Y CALIBRACION	DESINCRUSTACION	MEJORA SU PRODUCCION DURANTE 5 MESES	217 °C.	11 AÑOS	POZO DE EXPLOTACION Y PRODUCCION PARA U-1 y 2. REGIMEN DE DESINCRUSTACION CADA 6 MESES
5	11	5-III-69 13-V-76	BAJA PRODUCCION DE VAPOR FRACTURAS EN T.R. 7 3/8" Ø	ZONAS DE PRODUCCION TIPO DE TERMINACION	REGISTROS DE TEMPERATURA CALIBRACION Y ELECTRICOS.	INSTALO T.R. 7 3/8" Ø	NO ENTRO A PLANTA POR BAJA PROD. VAPOR POSITIVO MEJORA ENTALPIA NO SE INCRUSTA	283 °C.	11 AÑOS	POZO DE EXPLOTACION Y PRODUCCION PARA U-1 y 2.
6	13	8-IV-72 23-I-74	ROTURA EN TUB. DE PROD. 11 3/4" Ø A 200.00 M. TIPO DE TERMINACION	ESFUERZOS MECANICOS, DE TENSION Y COMPRESION	DESCONTROL DEL POZO POR FUERA DE LAS TUBERIAS	INSTALO T.R. 7 3/8" Ø	NEGATIVO	297 °C.	6 AÑOS	ESPERA REPARACION
7	14	26-III-76	T.R. 7 3/8" COLAPSADA DURANTE EL CALENT. DEL POZO PROBABLE ROTURA EN T.R. 7 3/8" Ø	PROBABLES FUENTES DE AGUA EN CEMENTACION DE LA T.R. 11 3/4" Ø	INCREMENTO SUBITO DE PRESION REGISTROS DE TEMPERATURA Y CALIBRACION	AMPLIO COLAPSOS CONTROLADORES	POSITIVO (EN PRODUCCION)	295 °C.	4 AÑOS	POZO DE EXPLOTACION Y PRODUCCION PARA UNIDADES 1 y 2. NO FLUYE A TODA SU CAPACIDAD ARRASTRA ARENA POR FRACT.
8	15	12-VI-70 23-VII-77	COLAPSOS EN LA T.R. DE PRODUCCION DE 7 3/8" Ø	CEMENTACION DE 7 3/8" Ø NO AFIORO METODO DE INDUCCION Y CALENT	REGISTROS DE CALIBRACION TEMPERATURA Y ELECTRICOS	SE MOLIERON LOS COLAPSOS INST. TUB. DE 5" Y CEMENTO SIN EXITO	NEGATIVO (TAPONADO)	248 °C.	3 AÑOS	ABANDONADO
9	15-A	15-III-78	INCRUSTACION T.R. DE PRODUCCION DE 7 3/8" Ø	ZONA DE PRODUCCION ACTUAL Y PROBABLES FRACTURAS EN T.R. 7 3/8" Ø	DECLINO PRODUCCION DE VAPOR REGISTROS DE TEMP Y CALIB.	DESINCRUSTACION	POSITIVO (EN PRODUCCION MEDIA)	278 °C.	4 AÑOS	POZO DE PRODUCCION U-1 y 2 PROGRAMADO PARA PROFUNDIZARSE
10	19-A	6-XI-73	BAJA PRODUCCION DE VAPOR	FILTRACION DE AGUA FRIA EN ZONA DE PRODUCCION.	REGISTROS DE TEMPERATURA CALIBRACION Y ELECTRICOS	SELLO CON CEMENTO ZONA DE 1,488.6 A 1,263.3 MTS.	EN PRODUCCION MEJORO SU PRODUCCION	311 °C.	6 AÑOS	POZO DE PRODUCCION U-1 y 2
11	20	20-III-73	FRACTURA A 252.00 MTS. EN T.R. DE PRODUCCION DE 11 3/4" Ø	TIPO DE TERMINACION	REGISTROS DE TEMPERATURA CALIBRACION Y ELECTRICOS	INSTALO Y CEMENTO T.R. 7 3/8" Ø J-55 26.4 1/2" Ø A 755.89 MTS.	POSITIVO (EN PRODUCCION)	246 °C.	11 AÑOS	POZO DE PRODUCCION U-1 y 2
12	21	12-III-70 11-2-73	FRACTURAS Y DESPRENDIMIENTOS DE T.R. 11 3/4" Ø	TIPO DE TERMINACION	ARENA EN FLUJO DE VAPOR REGISTROS DE TEMPERATURA CALIBRACION Y ELECT.	NOTA: T.R. 7 3/8" COLAPSO EN SUP. SIN CEMENTAR TIPO REPARA FRACTURAS Y COLAPSO EN 5" SIN EXITO	NEGATIVO (TAPONADO)	209 °C.	3 AÑOS	ABANDONADO
13	26	19-VI-73 VII-75	CORROSION EN T.R. 11 3/4" ANCLAJE CABEZAL FRACTURA EN LINER RANURADO 5 1/2" Ø	PRENSE ESTOPAS INSTALADO EN CABEZAL ESFUERZO MECANICO DE TENSION Y COMPRESION	VISUAL	SE REPARO ANCLAJE PROGRAMADO PARA REPARAR	POSITIVO (EN PRODUCCION)	296 °C.	11 AÑOS	POZO DE EXPLOTACION Y PRODUCCION PARA U-1 y 2
14	27	5-II-76	CEMENTACION DE T.R. DE PRODUCCION DE 7 3/8" Ø	CEMENTACION 2 ETAPAS NO FRAGUO Y SE COLGO 1a ETAPA	NO AFORO EL CEMENTO REGISTRO ELECT. TRICO DE ADHERENCIA Y PUNTO LIBRE	CORTO T.R. 7 3/8" LONGITUD SUFICIENTE PARA CRECIMIENTO LIBRE DE LA TUBERIA	POSITIVO (EN PRODUCCION)	286 °C.	5 AÑOS	" "
15	29	12-XII-75	INCRUSTACIONES Y FRACTURAS EN T.R. DE PRODUCCION DE 11 3/4" Ø	TIPO DE TERMINACION	REGISTROS DE TEMPERATURA CALIBRACION Y ELECTRICOS	PROFUNDIZACION BUSCANDO OTRA ZONA DE PRODUCCION INST. TUB. DE PROD. 7 3/8"	PRODUCCION MENOR NO SE INCRUSTA LA TUB. DE PROD. 7 3/8"	266 °C.	10 AÑOS	" "
16	31	27-III-73	FRACTURAS Y DESPRENDIMIENTOS EN T.R. DE 11 3/4" Ø	TIPO DE TERMINACION	ARENA EN EL FLUJO DE VAPOR REGISTROS DE TEMPERATURA CALIBRACION Y ELECT.	INSTALO T.R. 7 3/8" Ø	POSITIVO (EN PRODUCCION)	276 °C.	11 AÑOS	" "
17	34	22-II-73 22-II-76	BAJA PRODUCCION DE VAPOR	INTERVALO PRODUCT. EXPLOTADO	ALTO % AGUA BAJA ENTALPIA	TAPERO INTERVALO PRODUCTOR EN 11 3/4", PROFUNDIZO Y TAPERO TUB. PROD. 7 3/8" Ø ARRASTRO TAPERO ANTERIOR INTERVALO PRODUCTOR, DESP. PARA PASAR 3000	NEGATIVO BAJA PRODUCCION DE VAPOR POSITIVO MEJORA TEMPERATURA FONDO	248 °C.	11 AÑOS	DURANTE LA OPERACION DE INDUCCION A PRODUCCION, SE COLAPSO LA T.R. DE 7 3/8" Ø ESPERA REPARACION
18	38	23-X-73	FRACTURAS Y COLAPSOS EN TUBERIA DE PRODUCCION DE 8 3/8" Ø	TIPO DE CEMENTO, OPERACION DE CEMENTACION TIPO DE TERMINACION	DESARROLLO ANORMAL ALTO % DE ARENA REGISTROS DE TEMPERATURA	INSTALACION TUBERIA DE PRODUCCION DE 5 1/2" Ø	NEGATIVO POR CANALIZACION DE CEMENTACION	216 °C.	11 AÑOS	POZO DE OBSERVACION Y ESTUDIO
19	39	11-IX-75	BAJA ENTALPIA INCRUSTACION EN T.R. PROD. DE 7 3/8" Ø Y LINER RANURADO DE 8 3/8" Ø	TIPO DE TERMINACION INTERVALO PRODUCTOR EXPLOTADO	PRODUCCION DE VAPOR REGISTROS DE TEMPERATURA Y CALIBRACIONES	DESINCRUSTACION	TRABAJO EN PRODUCCION DURANTE 6 MESES, INCRUSTANDOSE NUEVAMENTE	243 °C.	10 AÑOS	POZO PROGRAMADO REPARACION
20	45	6-IX-76	FRACTURA Y APLASTAMIENTO DE LA TUB. DE PRODUCCION DE 7 3/8" Ø	CORROSION GALVANICA	COMPORTAMIENTO ANORMAL REGISTROS DE TEMPERATURA CALIBRACION Y ELECT.	INSTALO TUBERIA DE 5" EN LA PROF. DANADA DE 7 3/8" Ø	POSITIVO (EN PRODUCCION)	315 °C.	5 AÑOS	POZO DE EXPLOTACION Y PRODUCCION PARA U-1 y 2
21	46	11-VII-77	COLAPSOS EN TUB. PROD. 7 3/8" Ø	CALENTAMIENTO SUBITO	IMPRESIONES	ROLADO DE COLAPSOS	POSITIVO (EN PRODUCCION)	243 °C.	5 AÑOS	" "
22	48	IX-78	CEMENTACION DE LA T.R. PROD. DE 7 3/8" Ø	FALLO EL FRAGUADO, SE COLGO LA 1a. ETAPA DE CEMENTACION LA 2a. SE CANALIZO	REGISTROS ELECTRICOS Y DE PUNTO LIBRE	ARENAMIENTO DEL ESPACIO ANULAR DE 7 3/8" Ø	EN PROCESO	327 °C.	5 AÑOS	POZO DE EXPLOTACION Y PRODUCCION PARA U-3 y 4
23	53	5-IV-78	COLAPSOS, FRACTURAS, APLASTAMIENTO E INCRUSTACIONES EN T.R. DE PROD. 7 3/8" Ø	ESFUERZOS DE TENSION, COMPRESION, CORROSION GALVANICA Y TERMINACION POZO	COMPORTAMIENTO ANORMAL REGISTROS DE TEMP. ELECTRICOS DE CALIB. Y MECAN.	ROLAMIENTO DE LA T.R. 7 3/8" Ø INST. DE CAMISA DE 5 1/2" Ø	POSITIVO (EN PRODUCCION)	343 °C.	4 AÑOS	POZO DE EXPLOTACION Y PRODUCCION PARA U-1 y 2
24	84	22-XI-77	CEMENTACION DE LA T.R. DE PRODUCCION DE 7 3/8" Ø	1a. ETAPA SATISFACTORIA 2a. ETAPA CANALIZADA	REGISTROS ELECTRICOS	INSTALO CONEXIONES SUP PARA PERMITIR CRECIMIENTO DE LA T.R. 7 3/8" Ø EMPACA ESPACIO ANULAR CON ARENA	SATISFACTORIO	350 °C.	5 AÑOS T.R. 16" Ø 11 3/4" Ø 1 AÑO T.R. PROD. 11 3/4" Ø	POZO DE EXPLOTACION Y PRODUCCION PARA U-3 y 4
25	105	8-VI-78	CEMENTACION DE LA T.R. DE PRODUCCION DE 7 3/8" Ø	1a. ETAPA SATISFACTORIA 2a. ETAPA CANALIZADA	REGISTROS ELECTRICOS		SATISFACTORIO	316 °C.	1 AÑO	" "



XBL 7812-14118

Figura 3. Perfiles tubulares de pozos de Cerro Prieto.

de ellos, choques térmicos que fueron la causa en parte, de los colapsos y fracturas en la tubería de producción.

El lodo de perforación utilizado fue a base de bentonita del tipo cromolignosulfonado, usándose como reactivos químicos sosa cáustica, soda ash, diesel, dispersores de arcillas y materiales obturantes. Se obtuvieron los mismos tipos de registros que se han señalado en la Etapa II. En igual forma se utilizaron las mismas fórmulas de cementos modificados ya utilizados anteriormente; la temperatura máxima detectada durante la etapa de perforación fue entre 130°C. y 145°C.

Los resultados obtenidos en los pozos construidos en esta etapa, se pueden resumir en los siguientes:

1o.- Todos los pozos en los que se utilizó una tubería haciendo funciones de ademe y producción, fallaron.

2o.- Deficiencias en la construcción o el uso de cementos modificados exageraron o aumentaron los problemas de colapsos y fracturas en las tuberías.

3o.- Un arranque rápido o súbito provocaron choques térmicos favoreciendo los daños en las tuberías, sobre todo colapsos.

ETAPA IV

En esta etapa se construyeron 11 pozos de producción y 2 exploración, pozos que al final se utilizaron como productores, totalizando casi 18,000 m. de perforación. En esta etapa hubo una considerable reducción de los problemas que en la etapa anterior se tuvieron, sin embargo, se detectaron pérdidas severas de circulación al perforar algunos de los pozos como el M-35, requiriéndose un tapón de fondo de cemento.

Este grupo de pozos se inició con la construcción del pozo M-19A ya antes mencionado, Figura 4, y se terminó continuándose con los pozos que se señalan en la Figura 5, para terminar con el M-51 de la Figura 6.

Además podemos señalar como problemas importantes derrumbes y atrapamientos de la sarta de perforación, pérdidas de circulación al cementar y aún conatos de descontrol como el que se presentó en el pozo M-46, al haberse dañado uno de los anillos que formaba los asientos de la compuerta de la válvula maestra que se instaló en este pozo, ya que dicho anillo

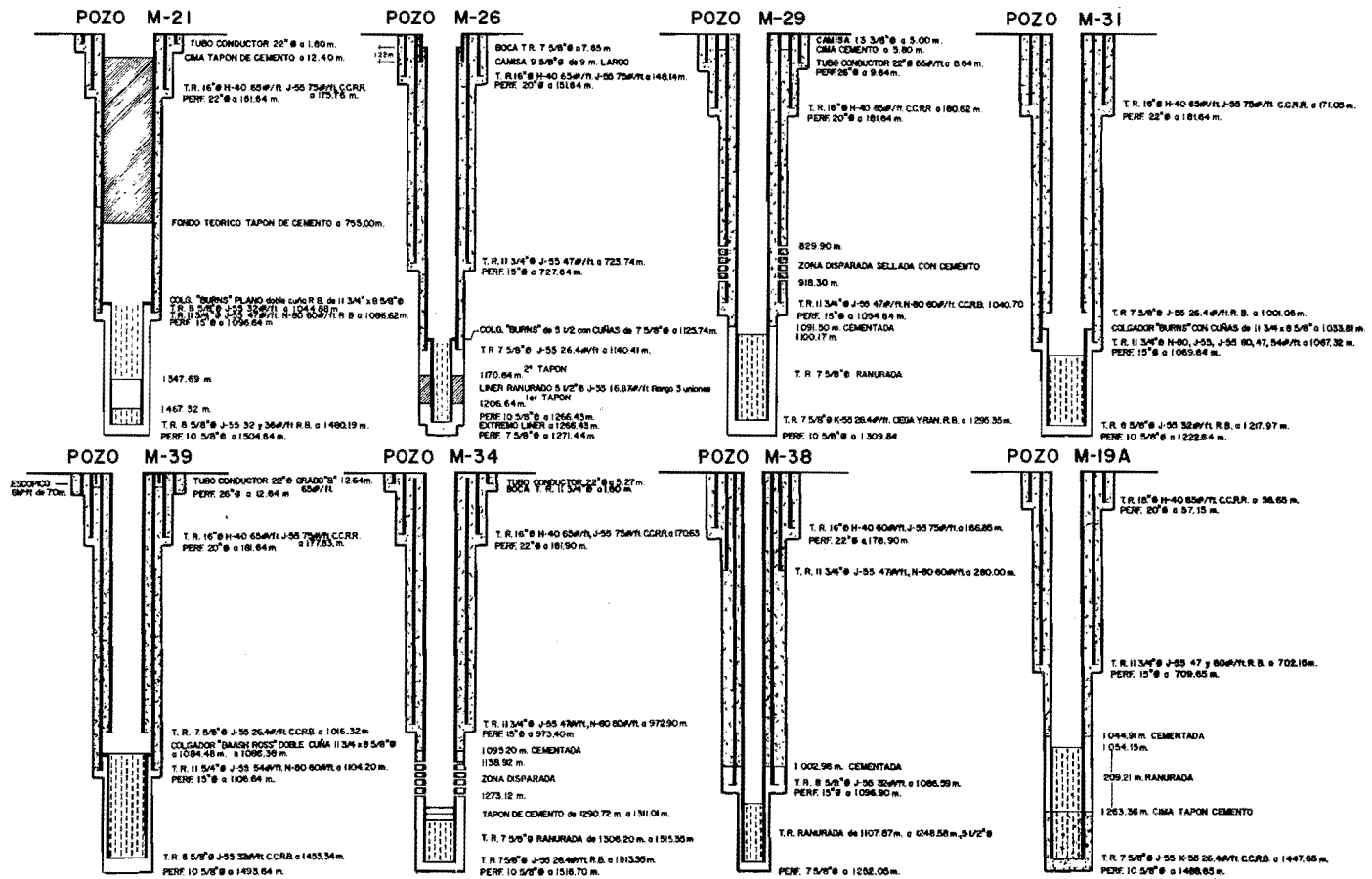


Figura 4. Perfiles tubulares de pozos de Cerro Prieto.

XBL 7812-14120

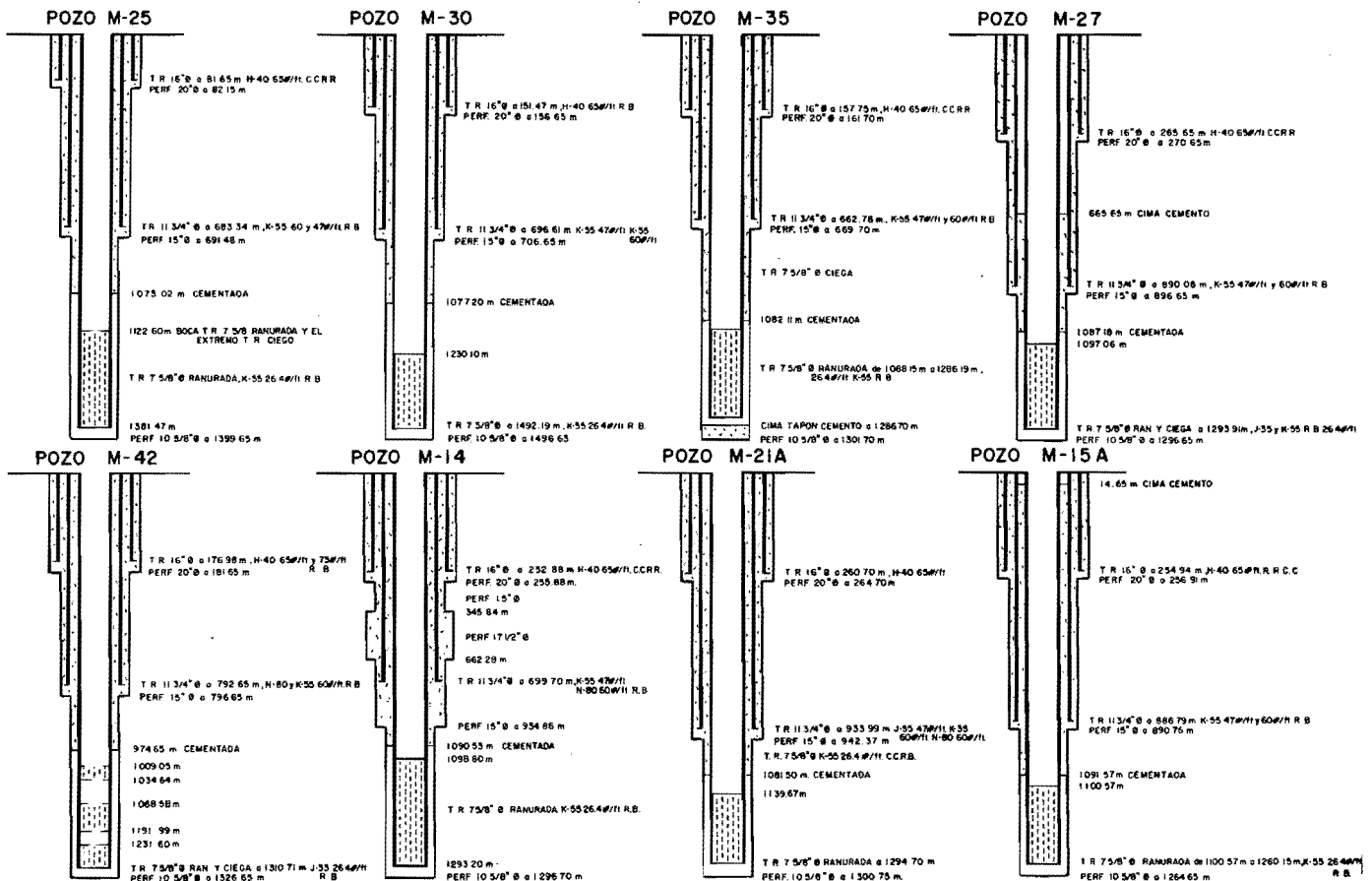


Figura 5. Perfiles tubulares de pozos de Cerro Prieto.

XBL 7812-14117

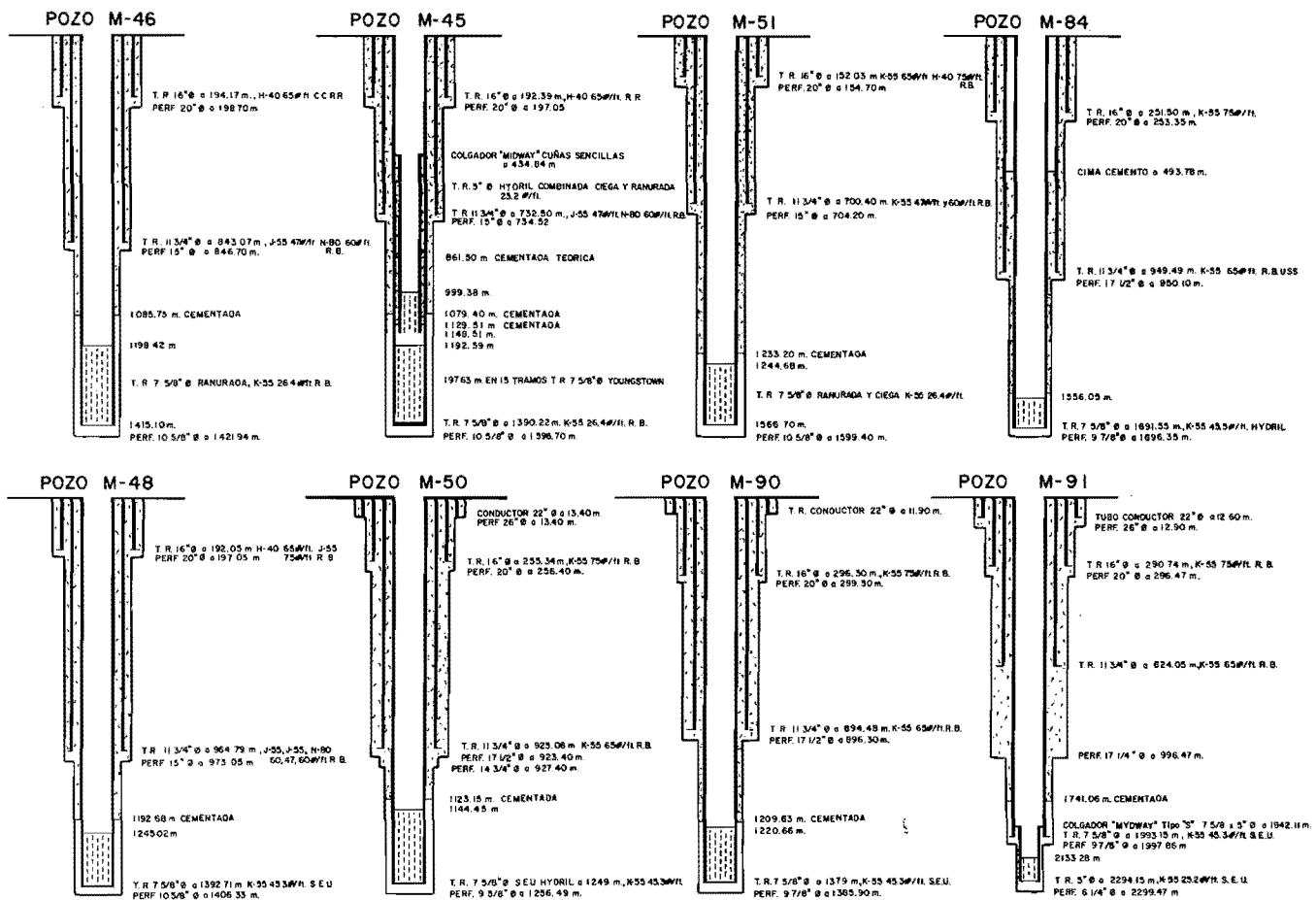


Figura 6. Perfiles tubulares de pozos de Cerro Prieto.

XBL 7812-14119

no esta soldado como es la norma establecida, impidiéndose el cierre efectivo -- cuando este pozo fluyó, sin estimulación, dada la alta temperatura que acusó en el yacimiento; afortunadamente se pudo realizar un control rápido sustituyéndose la válvula dañada; no obstante, posteriormente se detectó un colapso en la tubería de 7 5/8" ϕ , que se atribuyó al choque térmico ocasionado por el conato de descontrol. También se presentaron algunas pérdidas de circulación al perforar y sobre todo al cementar la tubería de producción.

Modificaciones

En esta etapa se intentó eliminar los liners colgados e instalar la tubería de producción (7 5/8" ϕ) desde la superficie hasta el yacimiento, ranurando en forma selectiva la última parte de dicha tubería, y realizando la cementación desde la cima de estas ranuras hasta la superficie, con el objeto de evitar el descenso de la lechada hacia la zona productora se ideó -- realizar dicha cementación en dos etapas, la primera apoyándose con canastas metálicas inmediatamente arriba de las ranuras, y con una longitud de 80 a 100 m. máximo, el objetivo de esta cementación fue el formar un apoyo o "empacador" para so-

portar con toda seguridad la segunda etapa de cementación, cuya longitud podría ser de más o menos 1100 m., el sistema -- funcionó en forma satisfactoria.

Al eliminar los liners colgados se evitó el incremento de incrustaciones que se habían observado se formaban precisamente entre la boca del liner de 7 5/8" ϕ y la tubería de producción de 11 3/4" ϕ que anteriormente se utilizó, estas incrustaciones en gran parte de los pozos en que se instaló este arreglo, restringieron el diámetro hasta casi 2" reduciendo drásticamente la producción de dichos pozos.

También se modificó el tipo de anclaje en los árboles de navidad, eliminándose las bridas Prende que se usaron en la etapa III, y únicamente se dejaron los extremos de las tuberías cortadas sin contacto entre sí, como se indica en la Figura 16 en el esquema de anclaje de la etapa IV, la razón fué que se observó en las tuberías en que se ajustaban las bridas Prende una excesiva corrosión en la tubería de anclaje, poniendo en riesgo toda la instalación.

Finalmente en todos los casos se instalaron tuberías de producción de 7 5/8" ϕ ,

de anclaje de 11 3/4" Ø con roscas But-tress, dando así la máxima capacidad mecánica posible al sistema.

Lodos de Perforación

Se utilizaron lodos del tipo lignosulfonados con un alto contenido de diesel 8 a 10%, situación que originó ciertos problemas de presiones excesivas al cementar, gasificación de la columna de lodo, etc., atribuidos precisamente al elevado porcentaje de diesel, situación inconveniente.

Registros

Se obtuvieron registros térmicos, eléctricos, sobre todo la serie de registros necesarios para obtener el sistema computado "Saraband" en los pozos exploratorios, además se obtuvieron registros de "echados" y de microcalibración.

Cementos

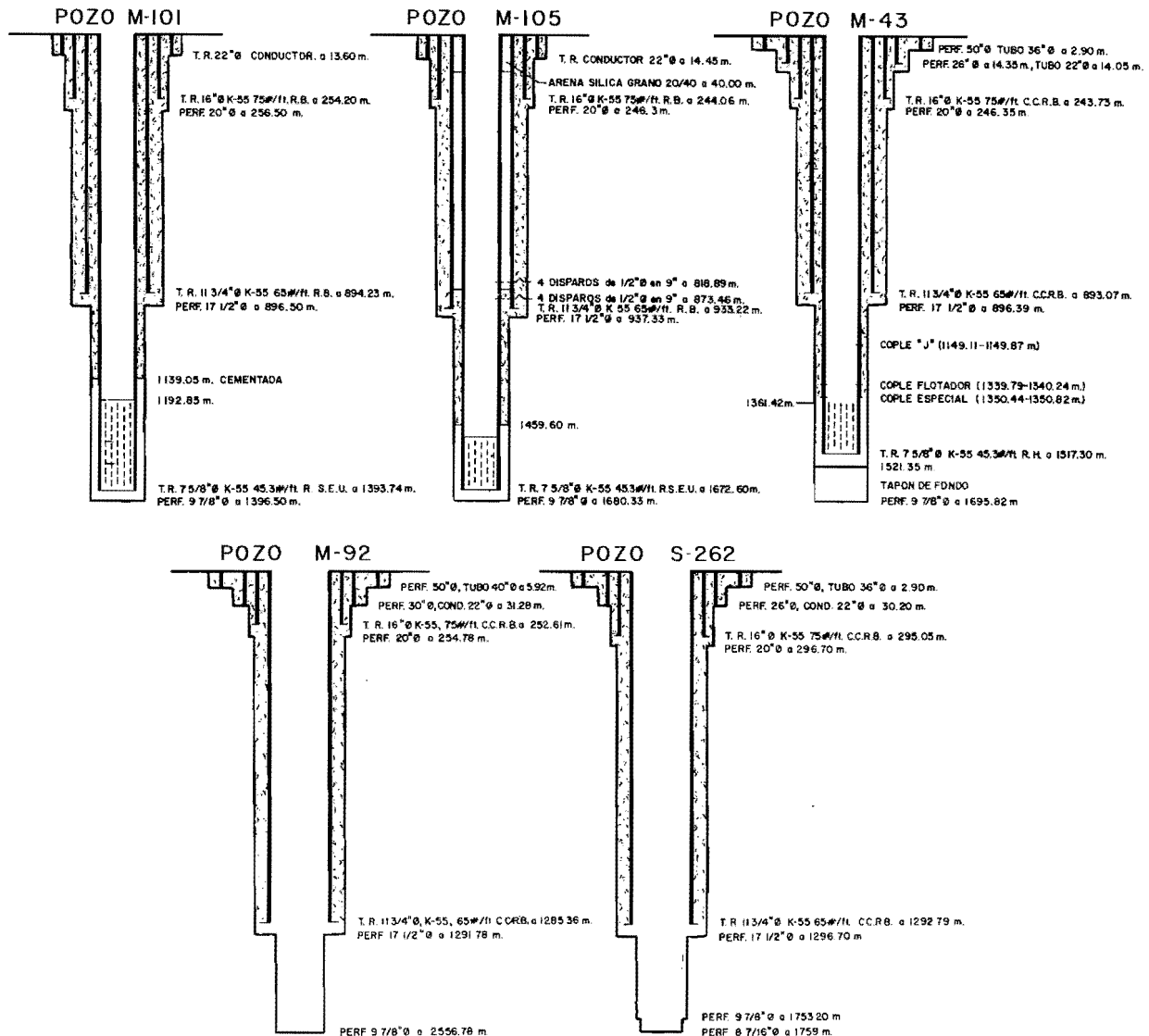
Para la tubería conductora de 16" Ø se utilizó cemento tipo V, resistente al

ataque de sulfatos; para la tubería de anclaje y de producción se utilizó cemento tipo G con un 40% de harina de sílice y puzolanas activadas.

Las temperaturas máximas de fondo al perforar fueron de 140° a 165°C., ya que en esta etapa la mayor parte de los pozos se construyeron en el Bloque I, con excepción del pozo M-51 que se perforó en el Bloque II, y el M-53 en el Bloque III, pozos más profundos y calientes, Tabla 1.

ETAPA V

Esta etapa se desarrolló de 1977 a 1978, perforándose 5 pozos de exploración y 13 de explotación. La mayor parte de los cuales se localizó en el Bloque II, alrededor del pozo M-51, y algunos otros en el Bloque III. En la Figura 6 y a partir del pozo M-84, se indican los esquemas de esta serie de pozos como son el M-48, M-50, M-90 y M-91.



XBL 7812-14121

Figura 7. Perfiles tubulares de pozos de Cerro Prieto.

En la Figura 7 tenemos los pozos M-101 M-43, M-92 y S-262; en la Figura 8 los pozos M-102, M-104, Prian I, M-94 y M-93.

De este grupo los pozos exploratorios son el M-92, S-262, M-94, M-93 y Prian I; además los pozos de reposición M-114, M-130 y M-181, Figura 9.

Dada la localización de estos pozos sus profundidades fueron significativamente mayores que las perforadas en el Bloque I, y variaron dentro de los 1500 a 3496.70 m. En algunos de estos pozos las temperaturas de fondo al perforar fluctuaron entre 145° y 170°C.

Por las condiciones antes mencionadas las pérdidas de circulación durante la perforación, y sobre todo en las cementaciones, fueron severas y causa de los problemas más graves en las terminaciones de estos pozos, asimismo se tuvieron derrumbes muy graves, como en el caso del M-92, que impidieron una adecuada terminación, e igualmente se originaron problemas de pesca como en el pozo M-94, impidiendo el estudio y evaluación precisa del fondo de este pozo.

Modificaciones Técnicas

Las modificaciones más significativas que en esta etapa se hicieron fué el aumentar el peso de las tuberías, tanto de anclaje como de producción, buscando así una mayor capacidad mecánica para evitar los colapsos y fracturas ocasionados por los esfuerzos de tensión y compresión, - originados por el calentamiento de los pozos. No obstante la gran cantidad de problemas en las cementaciones en varios de los pozos, como el M-84, M-105 y M-91, las cementaciones se hicieron en dos y - aún en tres etapas, se presentaron pérdidas de circulación durante las cementaciones haciendo incierta la calidad de las mismas; sin embargo, al calentar estos pozos hasta llevarlos a la etapa de producción, las tuberías no han acusado ninguna falla mecánica, ni cambios en sus calibres interiores, indicándonos esto una buena condición constructiva. Hasta esta etapa se conservó el grado K-55 en las tuberías, por ser el más resistente al efecto de la fragilización por sulfhídricos, y aún a las corrosiones concentradas. Igualmente se utilizaron los diámetros que tradicionalmente se habían venido utilizando.

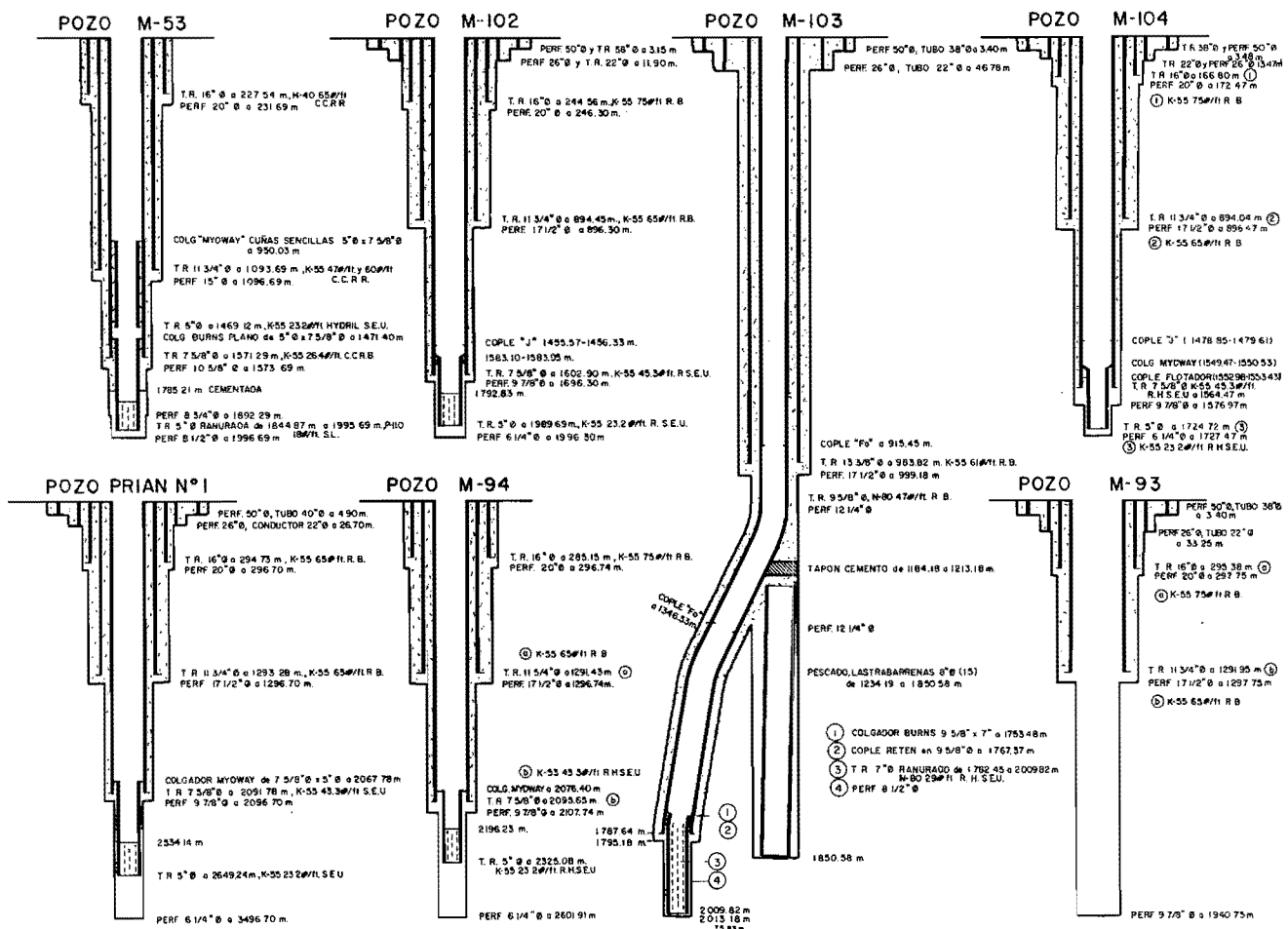
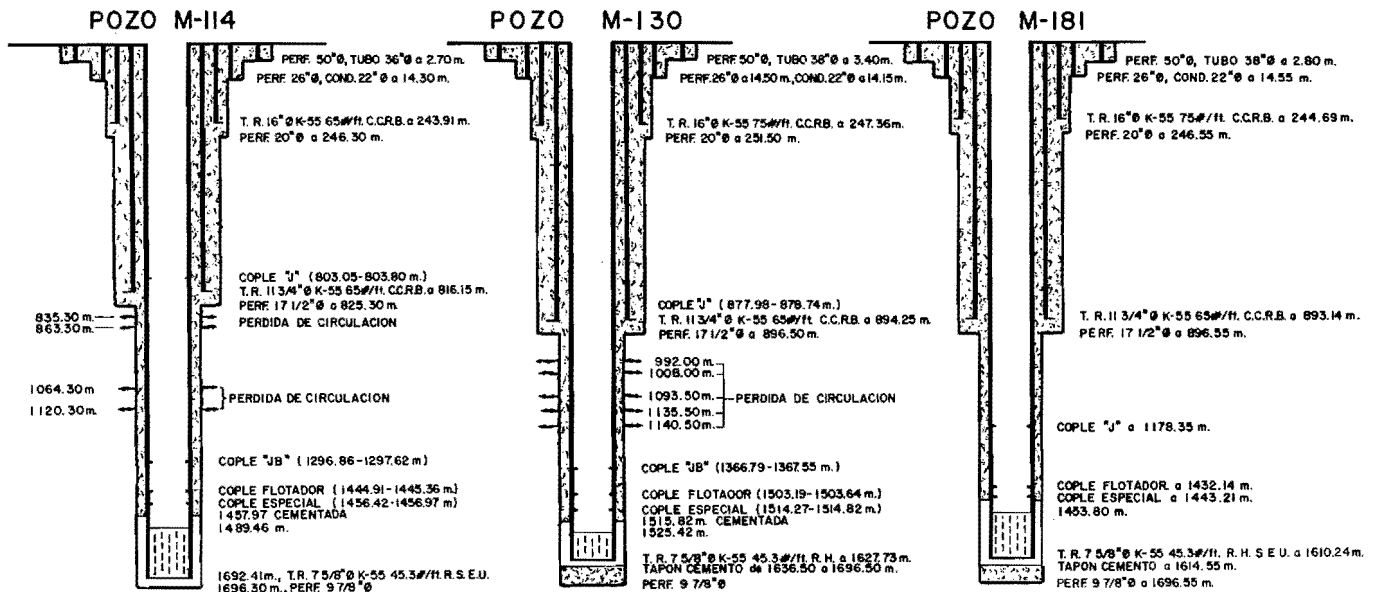


Figura 8. Perfiles tubulares de pozos de Cerro Prieto.

XBL 7812-14123



XBL 7812-14124

Figura 9. Perfiles tubulares de pozos de Cerro Prieto.

Asimismo se decidió profundizar la tubería de anclaje para cubrir por lo menos los primeros 1100 m. y reducir en lo posible los problemas de corrosión exterior que empezaron a detectarse en algunos de los pozos anteriormente construidos, en esta etapa se instaló tubería de producción con roscas Hydrill, S.E.U., con el objeto de tener el máximo sello posible en condiciones de temperaturas elevadas y eliminar cualquier posibilidad de erosión por cavitaciones o abrasiones en los coples, como pudiera ser el caso de coples tipo Buttress; sin embargo, estos coples se utilizaron en todas las tuberías de anclaje. Esta serie de pozos de hecho -- alimentará la ampliación de la planta, o sea a las turbinas 3 y 4 y consecuentemente, el tiempo nos confirmará las ventajas o desventajas de los cambios técnicos que ya hemos mencionado.

Lodos

Se continuó utilizando lodos lignosulfonados controlando con especial cuidado porcentajes de diesel y utilizando dispersantes de arcilla y lubricantes para facilitar la colocación de la tubería de ademe, dadas las profundidades relativamente mayores y mayor tiempo para colocación de estas tuberías. El problema más grave en el aspecto de lodos fue la excesiva sensibilidad de los lodos a flocularse, incrementándose su viscosidad por efectos térmicos y profundidades mayores que las anteriormente trabajadas, originándonos ésto en forma indirecta problemas de pérdida de circulación.

Registros

Se obtuvieron sistemáticamente registros de temperatura, tanto en lodos de perforación como verticales, y registros

de presión, suspendiéndose la serie de registros para obtener el sistema computado "Saraband" por considerarlo oneroso, sin embargo, se obtuvieron registros convencionales eléctricos para obtener densidades, calibraciones, registro de echados, y registros para verificar la calidad de las cementaciones, estos últimos fueron poco satisfactorios e inconsistentes, ya que aparentemente los fraguados de las lechadas requirieron de mayor tiempo que el convencional por los retardadores que se utilizaron y controlar el efecto térmico en las mismas, debido a gran parte de la lechada que quedó al final en zonas de poca temperatura, después de pasar por el yacimiento, y en tales circunstancias, el fraguado se tornó demasiado lento.

Cementos

Para la cementación de los conductores se utilizó cemento Portland tipo V, resistente a los sulfatos, para la tubería de anclaje se utilizó cemento tipo G con harina de sílice y puzolanas activadas, y para la tubería de producción se utilizó cemento tipo G con harina de sílice y perlita.

La utilización de cemento tipo G con perlita en la tubería de producción, tuvo por objeto dar mayor libertad a dicha tubería para su dilatación, menor densidad durante las cementaciones y el mayor aislamiento posible evitando los choques térmicos por temperaturas contrastantes entre el interior y exterior de dichas tuberías.

Como ya habíamos mencionado, dadas las profundidades que se perforaron en esta etapa, se obtuvieron temperaturas de fondo de pozo durante la perforación de 145° a 170°C., haciendo ésto más difícil el controlar las calidades reológicas de lo-

dos de perforación y dificultando enormemente las cementaciones que como decíamos fué el mayor problema detectado en esta etapa.

ETAPA VI

Esta etapa se inició este año y está en proceso, a la fecha se han perforado 1 pozo exploratorio que es el M-96, Figura 2 y el pozo de producción M-103, Figura 8.

En este último pozo se presentó un problema muy severo de pesca, decidiéndose -- desviarlo para alcanzar el yacimiento a -- los 2015 m., en conjunto, y como ya lo hemos anotado en la etapa anterior, el problema mayor son pérdidas de circulación al perforar y durante las cementaciones, ya -- que las columnas de lechada que deben manejarse, requieren de intentar la operación de cementación en tres etapas, aclarando -- que además de las pérdidas de circulación, el otro problema ha sido por fallas en los coples cementadores, sobre todo en la tercera etapa han fallado obligándonos a buscar algunas otras soluciones mecánicas, -- que están en proceso de aplicación y mejorar así esta operación, que al sumar las pérdidas de circulación de lechada con fallas mecánicas, el porcentaje de problemas es muy alto y es bien sabido que en este tipo de pozos al no obtener una operación satisfactoria de cementación, quedan comprometidas las condiciones constructivas y mecánicas de las tuberías de ademe, que en el calentamiento o desarrollo pueden colapsarse y fracturarse.

Modificaciones

En esta etapa es muy significativo -- destacar como modificaciones importantes -- el incremento de diámetros y la tubería de producción se ha instalado de 9 5/8" Ø, -- para la de anclaje de 13 3/8" Ø, y para el conductor 22" Ø, en el caso de los pozos de explotación; asimismo se ha cambiado el grado decidiéndose utilizar el grado API, N-80 o L-80, esperando que sean capaces de soportar el efecto del sulfhídrico; para los pozos de exploración también se han modificado los diámetros y la tubería final en este caso, es de 7" Ø, la de anclaje de 9 5/8" Ø, la superficial de 13 3/8" Ø, el conductor de 20" Ø, de grados semejantes a los utilizados en los pozos de explotación, que ya hemos mencionado.

Los diámetros de las tuberías se han escogido de acuerdo a los diseños convencionales tipo petrolero, de acuerdo a las profundidades programadas, cambiando así el criterio de sobrepeso que en la etapa anterior se utilizó. El anclaje del árbol de navidad quedó semejante al utilizado en la etapa anterior, Figura 16, Etapa IV.

Tanto en lodos de perforación como en registros y cementos, se ha utilizado y seguirá utilizándose lo que en la etapa IV se aplicó; hasta el momento las temperaturas detectadas en el fondo de los pozos es entre 146° y 173°C.

Habría que esperar a conocer el resultado en función del tiempo y manejo de los pozos, de las modificaciones que en esta etapa se han hecho, y así poder comparar los dos criterios distintos, el que se utilizó para los pozos construidos en la etapa IV y este nuevo criterio, con el objeto de poder, hacia el futuro, ajustar las -- normas hacia los resultados más convenientes que se obtengan.

CRITERIO DE TERMINACIONES

Los criterios para terminaciones de pozos geotérmicos en Cerro Prieto, han evolucionado, como todos los otros aspectos técnicos que ya hemos comentado. En los primeros pozos únicamente se utilizó la información que se obtuvo como registros -- eléctricos, registros de temperatura y columna litológica, ejemplo pozo M-5, Figura 10.

En esta época el criterio interpretativo y correlativo de dicha información -- fué relativamente pobre, y así en varios pozos las terminaciones abarcaron estratos diferentes conteniendo mezcla agua/vapor con distintas composiciones químicas, además, dado que los registros de temperatura al realizarse por estaciones podrían incluir estratos con temperaturas menores, dando como resultado final una mezcla con menos contenido energético y tendencia a desarrollar en forma rápida, incrustaciones dentro de las tuberías de producción, como ejemplo de este problema señalamos -- la terminación del pozo M-11, Figura 11. En este caso la terminación fué con disparos en dos intervalos, uno de 872.85 a -- 964.32 m., y el segundo de 1138 a 1211.88 m.; la selección de estos intervalos se -- apoyó en los registros térmicos que no -- distinguieron claramente la zona más favorable; a la postre en este pozo hubo problemas severos de incrustación por las razones antes mencionadas, y requirió una -- reparación total, dejando únicamente -- abierto el estrato inferior que ofreció -- más capacidad energética; el análisis de la serie de registros térmicos que se -- tomó para su terminación, fueron poco significativos, por lo que indistintamente -- cualquier alternativa pudiera ser adecuada; sin embargo, los resultados finales -- no confirmaron esta conclusión, esto es -- un ejemplo de la insuficiencia de datos -- para precisar con mayor rigor la zona por explotar.

Un ejemplo un poco distinto y en donde únicamente apoyándose en columna litológica, registros eléctricos y registros de -- temperatura, se pudo desarrollar una terminación satisfactoria, corresponde al -- pozo M-35, Figura 12, ya que en este caso los contrastes térmicos entre la serie de registros tomados fué determinante, sobre todo al coincidir esta información con la zona de pérdidas de circulación, que en este caso fueron muy severas, y que indudablemente dieron una base sólida para la

POZO M-5

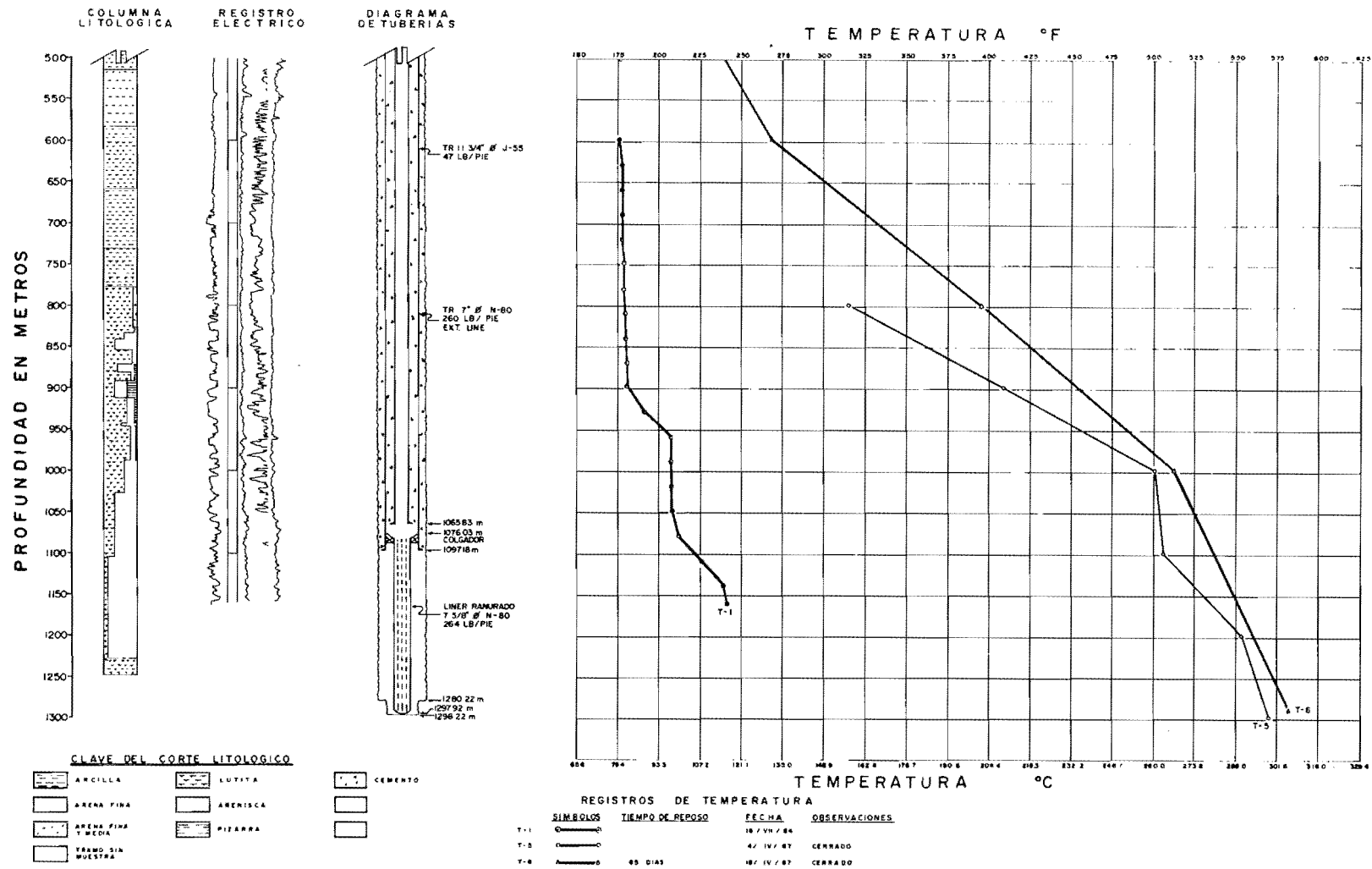


Figura 10. Características del pozo M-5.

XBL 7812-14128

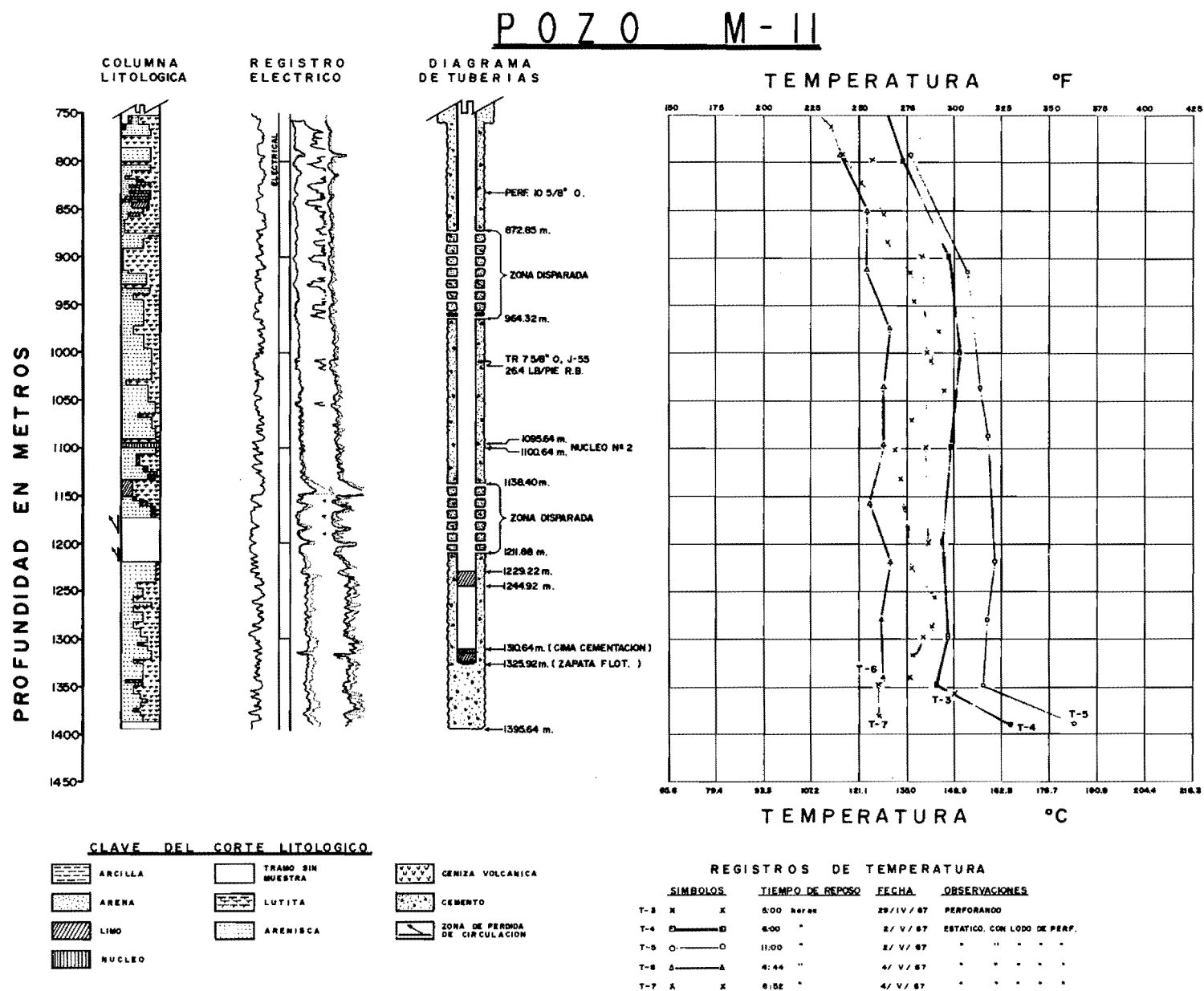


Figura 11. Características del pozo M-11.

XRI 7812-14127

P O Z O M - 35

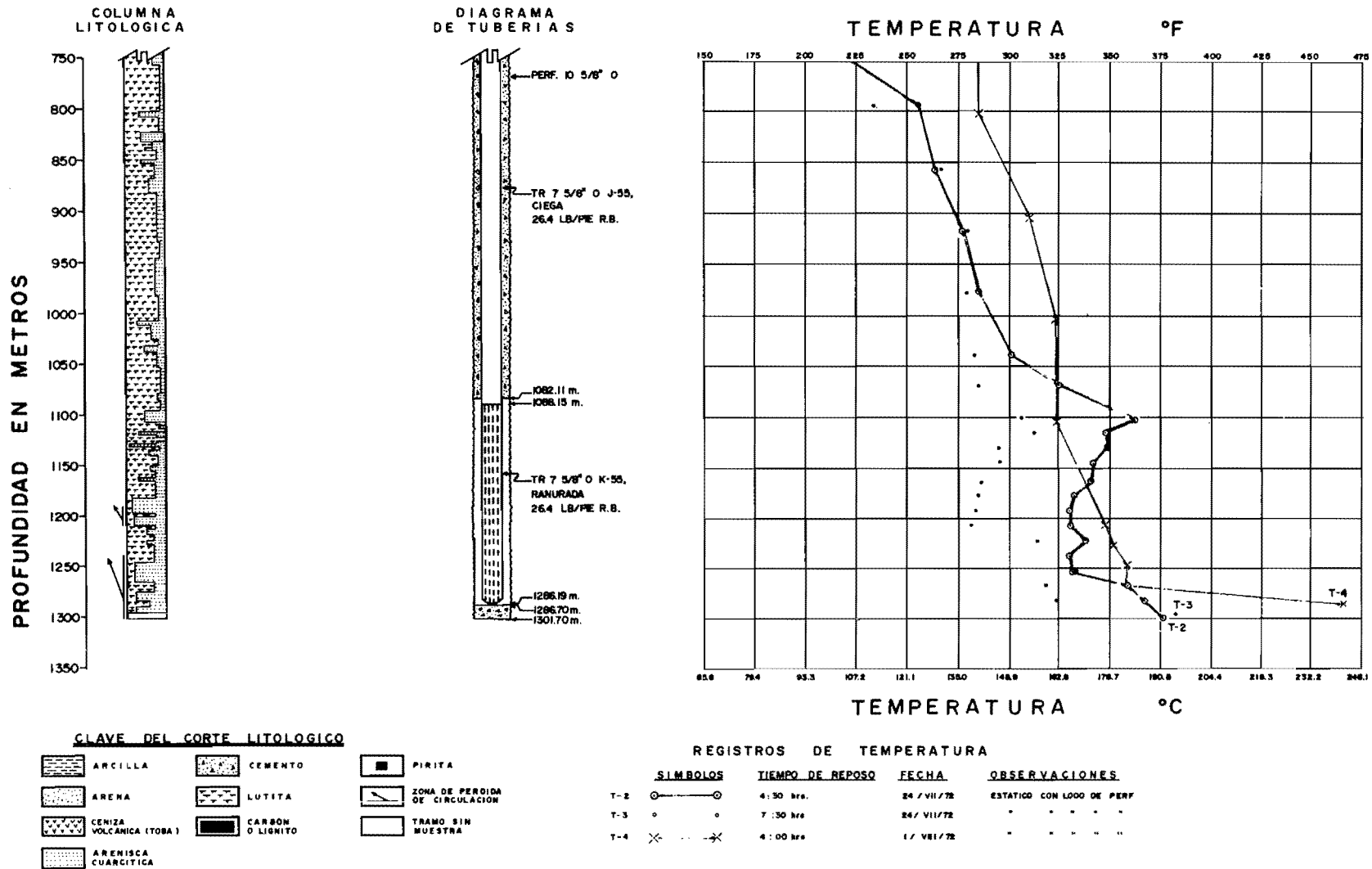


Figura 12. Características del pozo M-35.

XBL 7812-14133

terminación de este pozo, del que se obtuvo una producción de 100 ton/hr., en su época el de más alta producción y entalpía.

Un ejemplo más en el que las terminaciones se apoyaron en los parámetros ya antes mencionados, fue el M-53, Figura 13, dado que los contrastes en los registros térmicos fueron claramente determinantes -- abajo de los 1840 m., coincidentes a los registros eléctricos que en este caso no se pudieron tomar, ya que de 1900 a 2000 m. las sondas eléctricas no pudieron operar -- por la alta temperatura, siendo un indicativo de la potencialidad térmica del yacimiento en este lugar, situación que se confirmó cuando este pozo se sujetó a explotación.

Por lo antes expuesto, y dado que los resultados para las terminaciones eficientes, no siempre fueron tan satisfactorios como se esperó, se pensaron sistemas más refinados que los simples registros de temperatura y eléctricos, y así poder concentrar las terminaciones en los estratos más permeables y calientes, decidiéndose utilizar los siguientes parámetros de información:

- 1.- Columna litológica.
- 2.- Porcentaje acumulativo de areniscas porosas permeables de la zona caliente.
- 3.- Análisis mineralógicos por rayos X para distinguir los minerales cuya génesis está íntimamente ligada a altas temperaturas.
- 4.- Gráficas de temperatura de lodo de perforación a la entrada y salida del pozo.
- 5.- Registros eléctricos que permitirán confirmar los contrastes de zonas porosas permeables en la zona caliente.
- 6.- Por lo menos tres registros de temperatura de las primeras 24 horas después de terminada la perforación.

Ejemplos de la confrontación de los parámetros físicos antes indicados se realizó en los pozos M-114 y M-130, Figuras 14 y 15 respectivamente.

Con el sistema antes mencionado ha sido posible precisar con mayor rigor, los estratos más convenientes para su explotación, así se han reducido las longitudes de los liners ranurados, y precisar en forma más eficaz las cementaciones que permitan sellar con más efectividad las posibles conificaciones de agua proveniente de estratos superiores, menos calientes, indudablemente que uno de los aspectos más útiles en este sistema es la detección cuidadosa de los tipos de minerales asociados a las elevadas temperaturas, sin embargo, es importante subrayar que asimismo deben vigilarse aquellos minerales cuya génesis indica menor temperatura, ya que si en un caso dado se encuentran presentes -- junto con los de alta temperatura, implicaría tal vez invasiones posteriores a la formación de minerales correspondientes a altas temperaturas, que al explotarse re-

ducirían significativamente la producción, en otras palabras, habrá que hacer un análisis discriminatorio apoyándose en el resto de los parámetros mencionados.

En conjunto, el resultado más significativo ha sido el incremento energético -- promedio que se ha tenido en pozos terminados con los sistemas actuales, reduciéndose además los volúmenes de agua extraída y asimismo las incrustaciones con sales tanto en los pozos como en las instalaciones superficiales; indudablemente -- que este sistema deberá optimizarse sobre todo lo que corresponde a herramientas, -- para obtener registros de temperatura que sufran menos fallas a las temperaturas -- elevadas, impidiendo esto la obtención de registros térmicos continuos y con los contrastes térmicos más efectivos.

ANCLAJE DEL ARBOL DE NAVIDAD

Como ya hemos mencionado en algunos párrafos anteriores las instalaciones superficiales han sufrido evolución, asociados a las diferentes etapas de perforación, esto se ilustra en la Figura 16, tomando en cuenta factores tales como:

- 1.- Eliminación de vibraciones o golpes de ariete.
- 2.- Reducción de expansiones y dilataciones térmicas.
- 3.- Desvincular las instalaciones del árbol de navidad de las del separador, -- evitando esfuerzos mecánicos entre estas instalaciones.
- 4.- Sobre todo evitar instalaciones o acoplamientos que generen corrosiones del tipo "galvánico", como las que alguna vez se detectaron en las primeras instalaciones hechas.

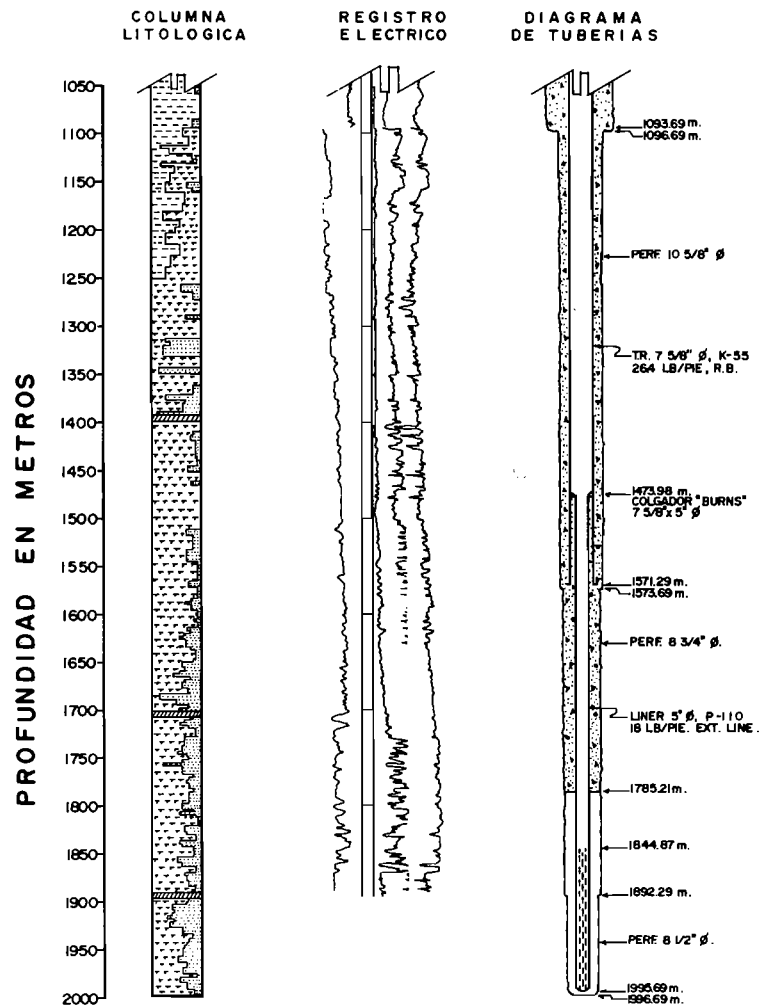
Un comentario particular podemos hacerlo en relación a bridas prensa-estopa para sellar espacios anulares que fácilmente pueden provocar corrosiones "galvánicas" en la parte exterior de las tuberías con las que se ajustan, y de las válvulas de 2" o menores colocadas en el cabezal de anclaje y carretes de expansión que en el 100% de los casos en Cerro Prieto, se han incrustado finalmente corroyéndose, originando esto graves problemas sobre todo cuando quedan abajo de la válvula maestra, ya que su eliminación implica el ahogamiento del pozo en que se encuentren.

REPARACION Y MANTENIMIENTO DE POZOS.

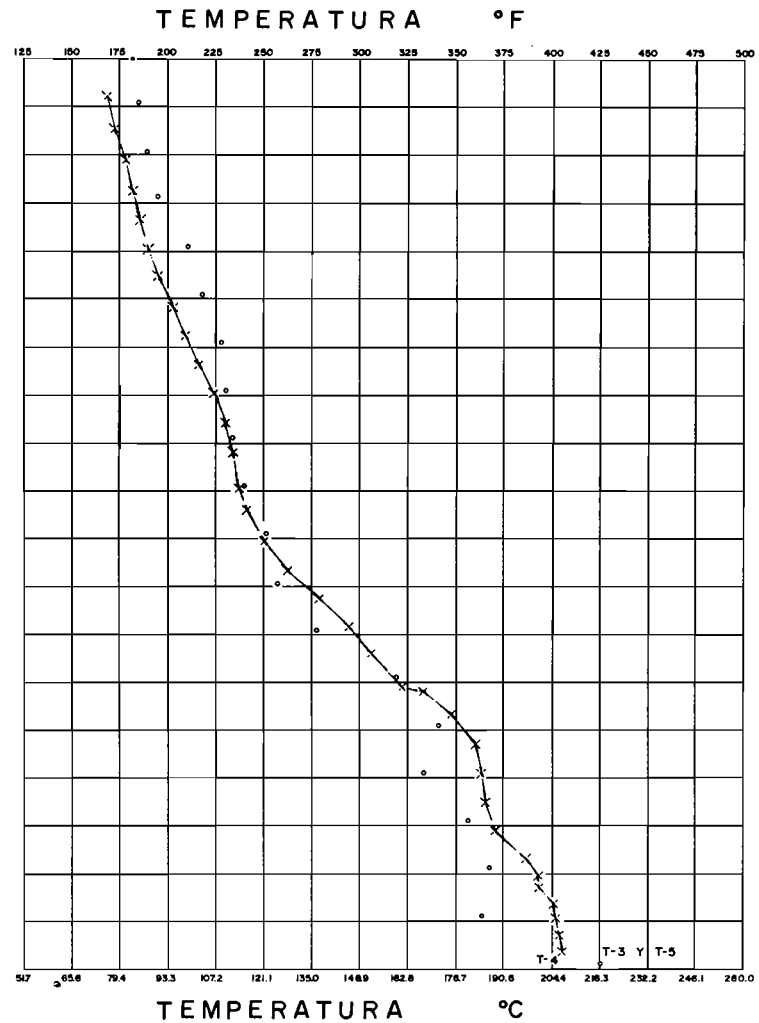
Considerando como parte importante el mantenimiento y reparación de pozos, que en el Campo de Cerro Prieto ha sido consecuencia de los aspectos constructivos y terminaciones, hacemos algunos comentarios a este respecto.

Antecedentes

Se han reparado a la fecha 25 pozos que representan casi el 50% de los pozos construidos, los antecedentes constructivos de dichos pozos se ilustran en la Tabla 2; los problemas más graves que requirieron revisiones y reparaciones, fue-



CLAVE DEL CORTE LITOLOGICO



REGISTROS DE TEMPERATURA

SÍMBOLOS	TIEMPO DE REPOSO	FECHA	OBSERVACIONES
T-3	7.00 hrs.	3/ VIII / 74	ESTATICO, C/LODO DE PERF. ABIERTA.
T-4	15:00 hrs.	4/ VIII / 74	" " " " "
T-5	7.00 hrs.	3/ VIII / 74	" " " " "

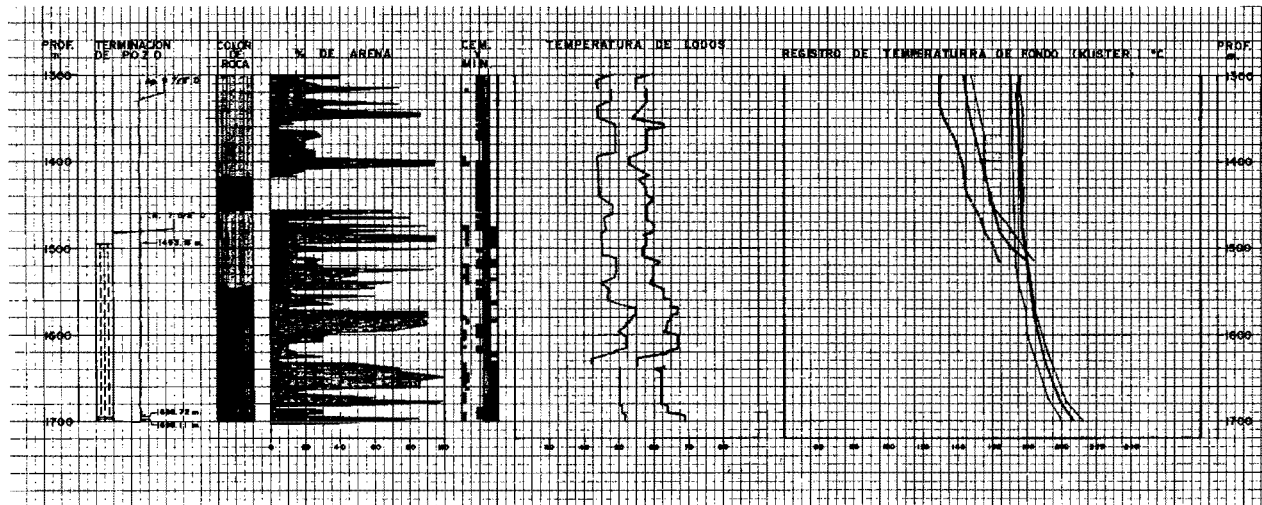
Figura 13. Características del pozo M-53.

XBL 7812-14114

POZO M-114

LUTITAS	
	CAFE Y CAFE CLARO
	CAFE A GRIS
	GRIS CLARO Y MEDIO
	GRIS MEDIO CON MINERALES COLOR VERDE
	GRIS OSCURO
	GRIS MEDIO Y GRIS OSCURO
	PIRITA
	CUARZO LECHOSO
	CEMENTANTE PIRITA
	CEMENTANTE CaCO ₃
	CEMENTANTE SILICE
	MINERALES DE COLOR VERDE

	20 HRS. DE REPOSO	POZO ABIERTO T-1
	3:50 HRS. DE REPOSO	POZO ABIERTO T-3A
	6 HRS. DE REPOSO	POZO ABIERTO T-4
	8 HRS. DE REPOSO	POZO ABIERTO T-5
	13 HRS. DE REPOSO	POZO ABIERTO T-
	15 HRS. DE REPOSO	POZO ABIERTO T-
	17 HRS. DE REPOSO	



REGISTRO ELECTRICO

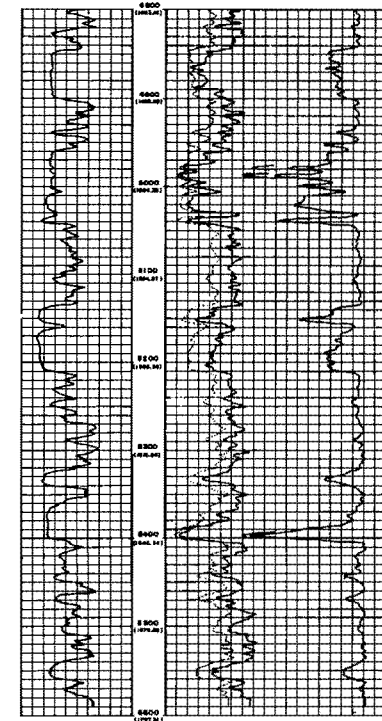
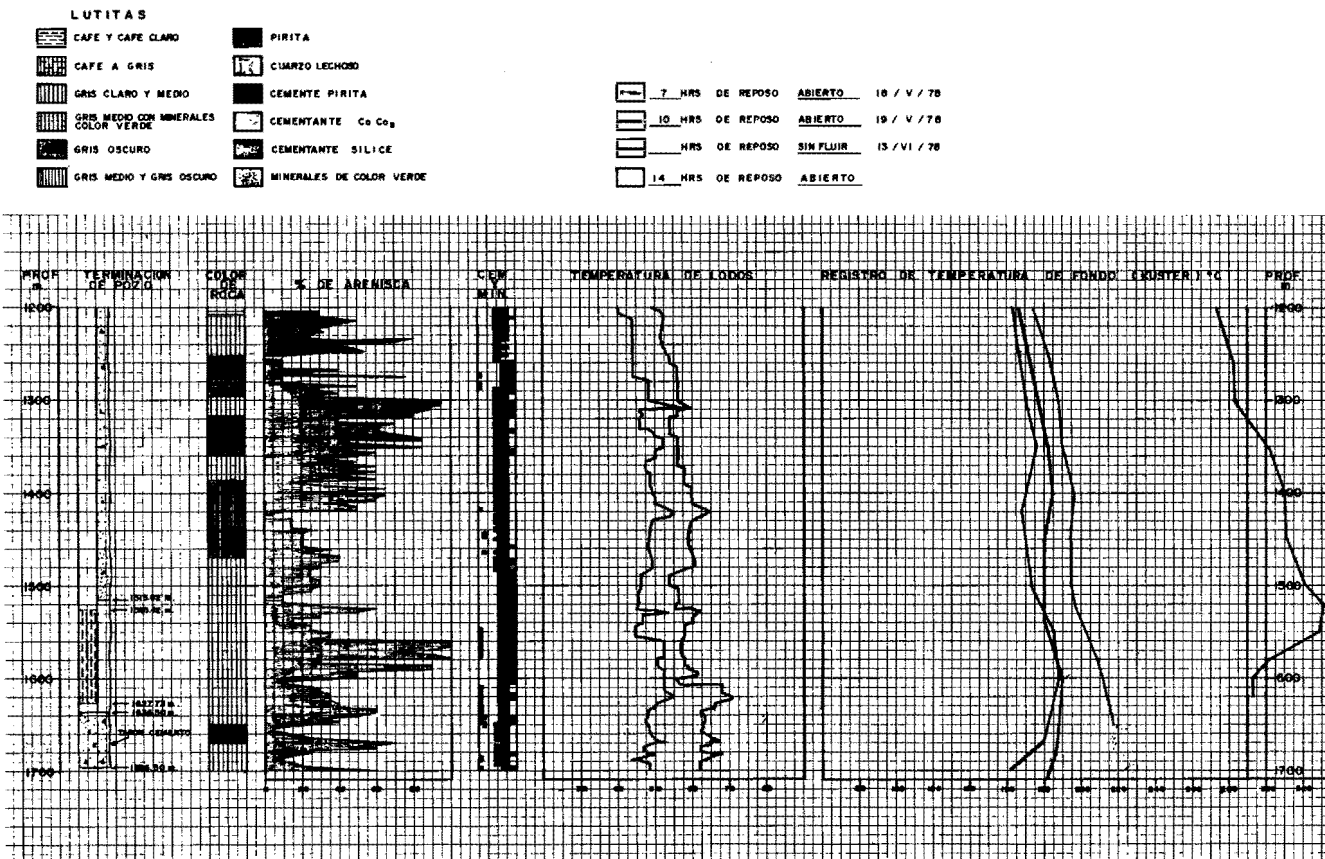


Figura 14. Registros del pozo M-114.

XBL 7812-14116

P O Z O M-130



REGISTRO ELECTRICO

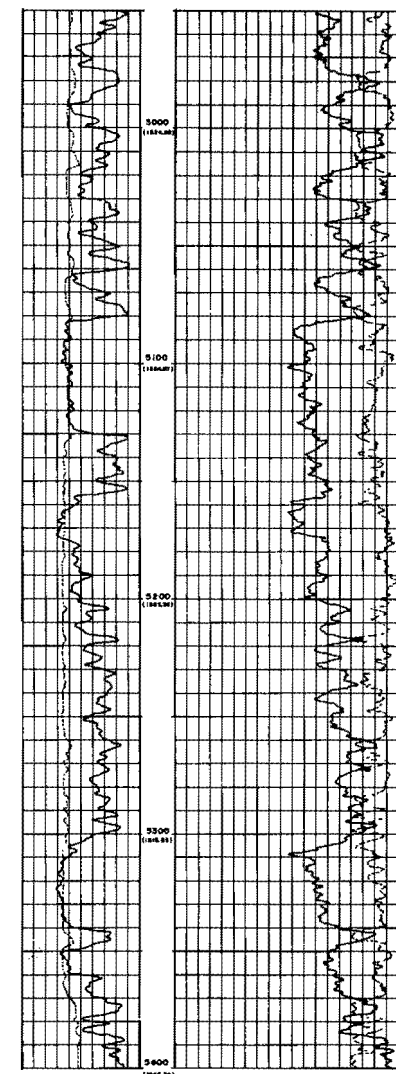
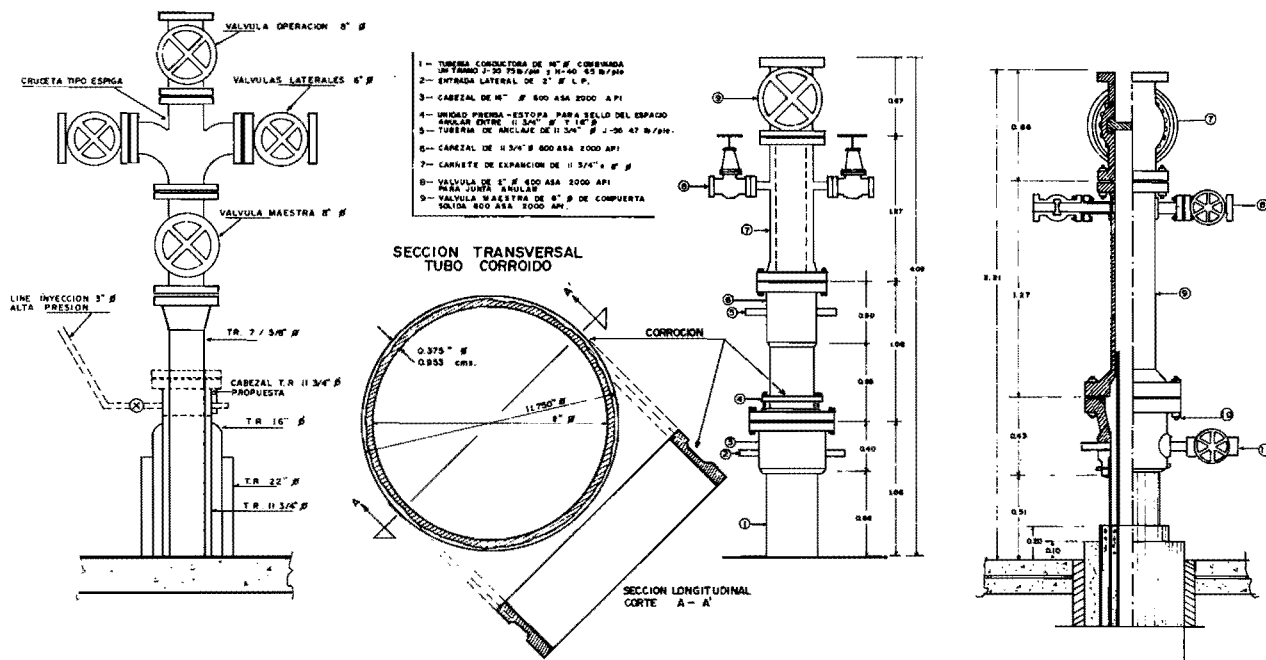


Figura 15. Registros del pozo M-130.

XBL 7812-14115



EVOLUCION DE ARBOLES DE NAVIDAD EN POZOS GEOTERMICOS DE CERRO PRIETO

- 7- VALVULA MAESTRA INFERIOR DE 6" Ø CUENTA SALIDA 600 ASA 2000 A.P.I.
CON BRIDA PARA JUNTA ANULAR
- 8- VALVULA DE CUENTA SOLIDA DE 2" Ø 600 ASA 2000 A.P.I. CON BRIDAS
PARA JUNTA ANULAR Y BRIDA ROSCADA A RIPLE DE 2" Ø Y 6" Ø DE LONG.
- 9- CARRETE DE EXPANSION DE 12" Ø X 11 3/4" Ø 600 ASA 2000 A.P.I. CON BRIDAS
PARA JUNTA ANULAR Y DOBLE SALIDA LATERAL DE 2" Ø (ROSCADA)
- 10- CARTEL SOLDADO DE 12" Ø X 11 3/4" Ø 600 ASA 2000 A.P.I. CON DOBLE
SALIDA LATERAL ROSCADA
- 11- VALVULA DE CUENTA SALIDA DE 2" Ø 600 ASA 2000 A.P.I. CON BRIDA
ROSCADA A RIPLE DE 2" Ø

- 4- VALVULA MAESTRA 8" Ø S-8000 PSI A 11 S.I.
- 5- CARRETE DE EXPANSION DE 12" Ø X 6" Ø 3000 A.P.I.
- 6- CARTEL DE 11 3/4" Ø 3000 A.P.I.
- 7- T.R. 7 5/8" Ø 26.4 10/100
- 8- T.R. 11 3/4" Ø 11-53 47 10/100
- 9- T.R. 16" Ø 11-40 47 10/100
- 10- EMPAQUE METALICO
- 11- ANILLO GUIA DE LA TUBERIA DE PRODUCCION

XBL 7812-14132

Figura 16. Evolución de árboles de navidad en pozos geotérmicos de Cerro Prieto.

ron colapsos y fracturas en las tuberías de producción, y en algunos casos en la de ademe, asimismo problemas de incrustaciones y aún descontrol. No podemos olvidar los problemas que se originaron asociados a la corrosión interna y aún a la externa, pudiendo resumir como causas de esta serie de problemas, las siguientes:

- 1.- Deficiencias constructivas sobre todo en la etapa de cementaciones.
- 2.- Incapacidades mecánicas de las tuberías utilizadas, por esfuerzos generados bajo las altas temperaturas obtenidas en Cerro Prieto.
- 3.- Apertura súbita en los primeros pozos, sin haberse tenido un calentamiento adecuado y un desarrollo cuidadoso.

Las diferentes fallas se han detectado por medios mecánicos, registros eléctricos y pruebas hidráulicas, pudiendo decir que las revisiones, utilizando todos estos medios de información, han permitido definir con toda claridad las situaciones reales en cada una de las partes de los pozos con problemas para fundamentar las reparaciones que ofrecieron garantía de seguridad o el taponamiento y abandono definitivo, cuando no fue así. El resumen de las reparaciones realizadas se ilustra en la Tabla 3.

A partir de la Etapa V, que ya antes hemos mencionado, y con los cambios o mejoras tanto en roscas como en sistemas y procedimientos de cementación, los problemas se redujeron substancialmente, y de hecho casi la totalidad de los pozos contruidos en la Etapa V no han acusado problemas tan graves como en los anteriores, sin embargo, cuando en los últimos pozos de la Etapa VI se ha perforado a 2000 o más metros de profundidad, los problemas de pérdidas de circulación sobre todo en la cementación, han sido severos, situación que actualmente se está buscando la solución más eficiente, ya que esto pudieran originar problemas futuros de reparación.

Un mantenimiento rutinario en los pozos sujetos a explotación es la periódica limpieza de incrustaciones, operación que se realiza con los pozos fluyendo, evitándose enfriamientos y choques térmicos en las tuberías productoras que pudieran originar o favorecer colapsos o fracturas en las mismas.

PRODUCCION

Por último, hacemos algunos comentarios de la aplicación que se hace de los registros de temperatura, presión y calibración, sobre todo para la terminación de los pozos en perforación, en la etapa de observación y calentamiento de pozos nuevos, ya que a través de esta investigación es posible detectar:

- 1.- Zonas porosas permeables con alta temperatura.
- 2.- La evolución del calentamiento de las zonas con más energía térmica de los pozos en perforación.

3.- Los cambios mecánicos en las instalaciones del subsuelo y superficial, correlacionándolos a registros térmicos y de calibración.

4.- Detección de anomalías graves en la tubería de producción, tales como fracturas, ocasionadas por alta temperatura -- asociadas a problemas de corrosión externa.

En la Tabla 4 se resumen las aplicaciones para registros: térmicos, presión y calibración, relacionándolos con cada uno de los eventos principales entre la terminación de los pozos y el arranque de los mismos, para llevarlos a su producción; -- asociado a esta etapa son muy importantes los equipos especiales o las instalaciones que en plataforma se utilizan para el control tanto en la observación, calentamiento, desarrollo y evaluación del pozo.

Esto se ilustra en la Figura 17, destacándose las instalaciones en el árbol de navidad, las instalaciones en silenciador y elementos para cuantear arena o muestreador de arena, y el sistema de purgas para el calentamiento; con el debido manejo de esas instalaciones es posible llevar a cada pozo a la máxima presión y temperatura de que es capaz, y así con toda seguridad iniciar su apertura hasta el diámetro total para a continuación poder medirlo por el sistema Russell James, utilizando para esto el silenciador y finalmente todas las verificaciones de registros térmicos, presión y calibración, que permitan confirmar las condiciones satisfactorias de las instalaciones mecánicas en el subsuelo, y sobre todo poder aclarar la potencialidad en cada caso.

Las figuras 18 y 19 ilustran algunos casos de registros tanto de presión y temperatura de fondo obtenidos en algunos de los pozos, después de su etapa de desarrollo.

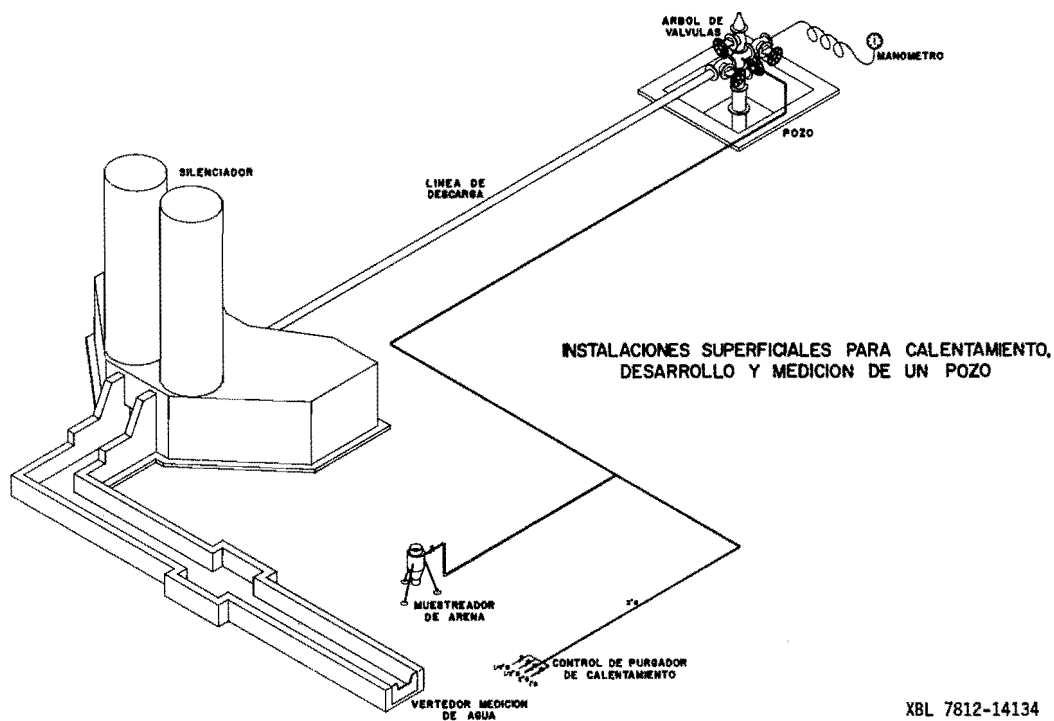
VARIACIONES EN LAS CARACTERISTICAS DE PRODUCCION DEL CAMPO GEOTERMICO DE CERRO PRIETO.

Un aspecto que hemos querido incluir son la evolución de los parámetros físicos que en la superficie se han podido detectar al paso del tiempo, en los pozos que han estado sujetos a explotación, tales como presiones, temperaturas, producción tanto individuales como acumulativas, relacionándolos a cada pozo nos dan una idea de cual ha sido la evolución del yacimiento, Tabla 5 y Tabla 6, aceptando que las características constructivas, terminaciones y condiciones de los pozos, al cabo del tiempo, como sus reparaciones, pueden indudablemente influir en su situación actual.

Sin embargo, si dichos parámetros los correlacionamos con las observaciones que desde el inicio de la explotación a la fecha se han tenido, casi ininterrumpidas en el pozo de observación M-6, Figura 20, podemos visualizar con más claridad cuál

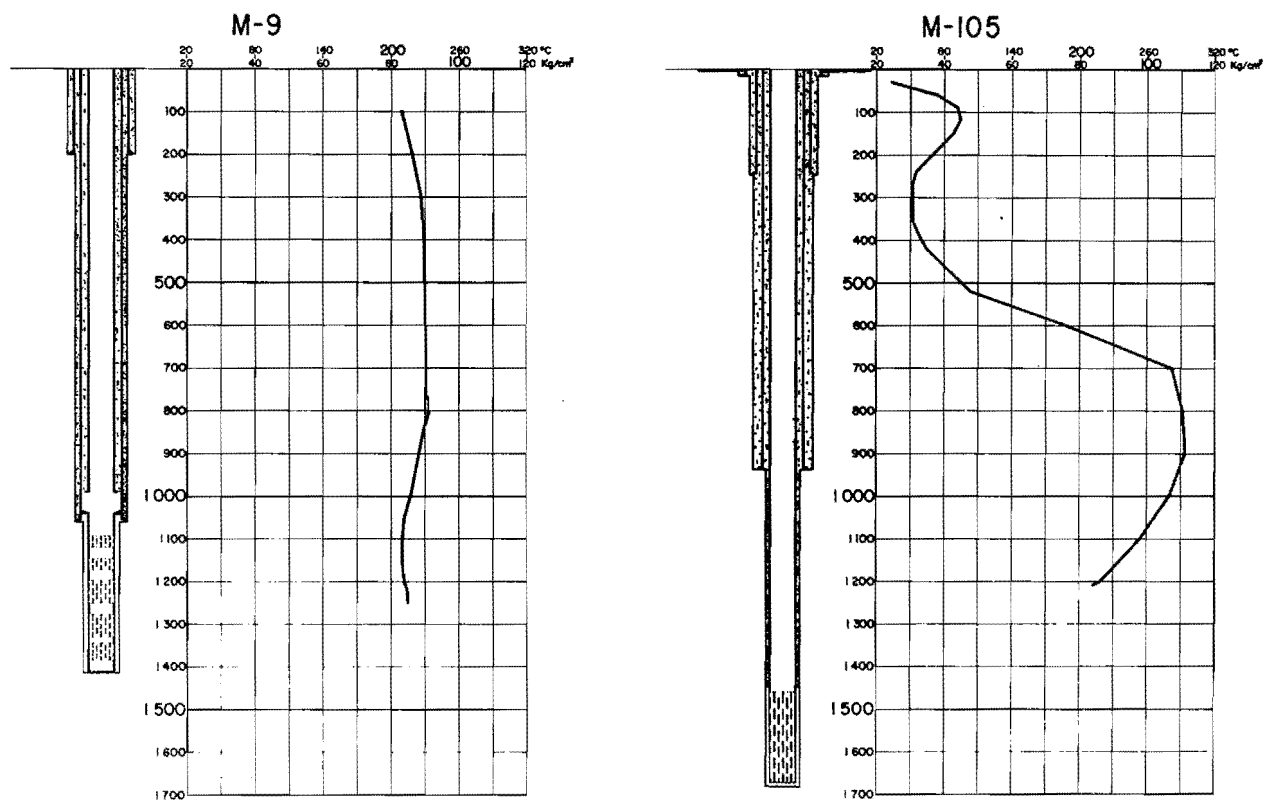
Tabla 4. Aplicación de registros de temperatura, presión y calibración.

PERIODO	REGISTRO DE TEMPERATURA	REGISTRO DE PRESION Y CALIBRACION
TERMINACION DE POZOS	A) CON REGISTROS EN EL LODO DE PERFORACION, A DIFERENTES TIEMPOS DE REPOSO, SE DETECTAN LOS INTERVALOS CALIENTES (PARA SU TERMINACION). B) SE PUEDEN DETERMINAR APROXIMADAMENTE LAS ZONAS DE MAYOR PERMEABILIDAD, PRIMARIA O SECUNDARIA. C) PARA PRECISAR SI SE REQUIERE PROFUNDIZAR O YA SE PERFORO LA ZONA MAS CALIENTE.	A) EVALUAR LAS CONDICIONES DE PRESION DEL ACUIFERO ANTES DE INICIAR SU EXPLOTACION.
OBSERVACION	A) YA TERMINADO Y LAVADO EL POZO SE CONFIRMARAN LOS ESTRATOS MAS CALIENTES Y PERMEABLES (DIFERENTES CURVAS).	B) CON LA CALIBRACION SE DETECTAN IRREGULARIDADES DEL DIAMETRO INTERIOR DE LA TUBERIA DE PRODUCCION.
CALENTAMIENTO	A) EVOLUCION TERMICA AL INCREMENTAR LA DESCARGA. B) PARA AJUSTAR EL REGIMEN DE CALENTAMIENTO DE ELEMENTOS MECANICOS DEL SUBSUELO Y SUPERFICIE.	A) EN ESTE PERIODO CON REGISTROS DE PRESION Y TEMPERATURA SE PUEDE DEFINIR EL TIPO DE FLUJO EN EL ACUIFERO. B) CON LA CALIBRACION SE PUEDEN DETECTAR COLAPSOS Y FRACTURAS, ETC.
DESARROLLO	A) SE CONFIRMAN LAS POSICIONES DE LOS ESTRATOS PRODUCTORES. B) VALORAR EN FORMA PRELIMINAR UNA PERMEABILIDAD RELATIVA.	A) CONFIRMAR LAS CONDICIONES SATISFACTORIAS DE LAS TUBERIAS DE PRODUCCION.



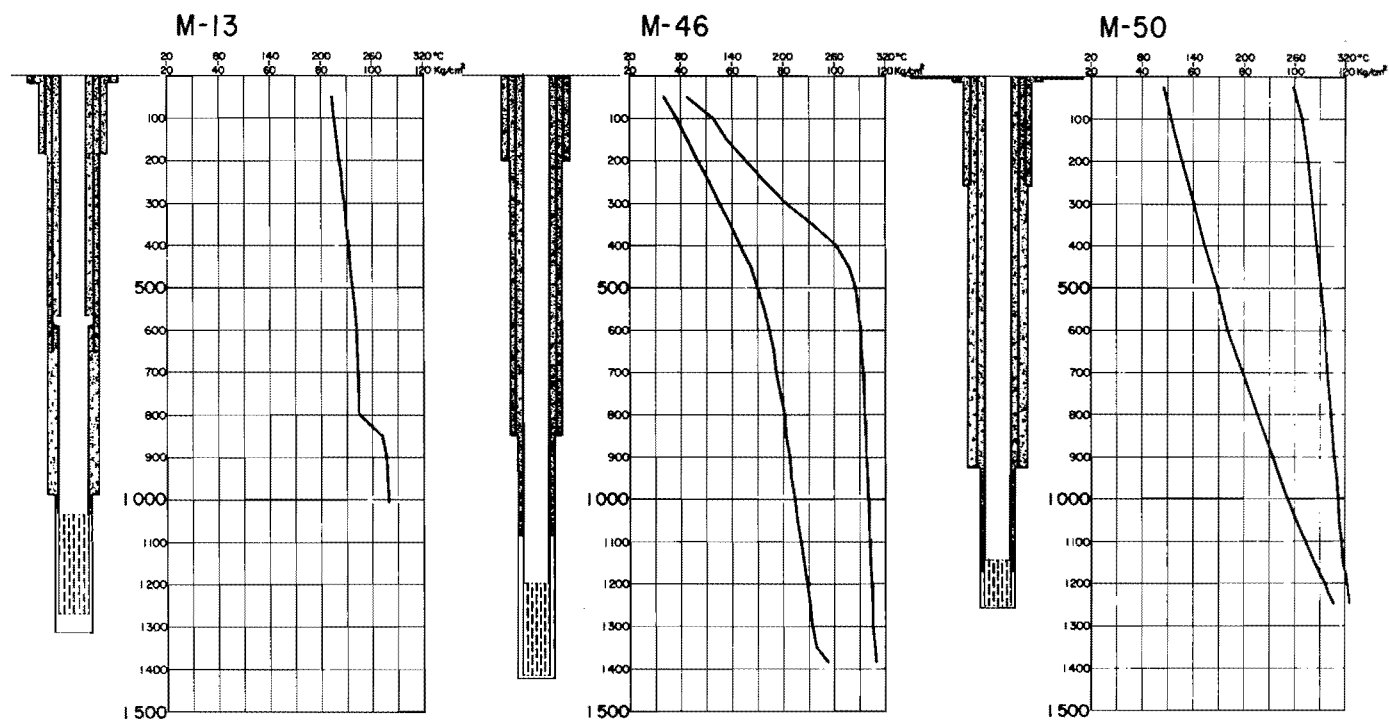
XBL 7812-14134

Figura 17. Instalaciones superficiales para calentamiento, desarrollo y medición de un pozo.



XBL 7812-14135

Figura 18. Registros de presión y temperatura de fondo. Pozos M-9 y M-105.



XBL 7812-14129

Figura 19. Registros de presión y temperatura de fondo. Pozos M-13, M-46 y M-50.

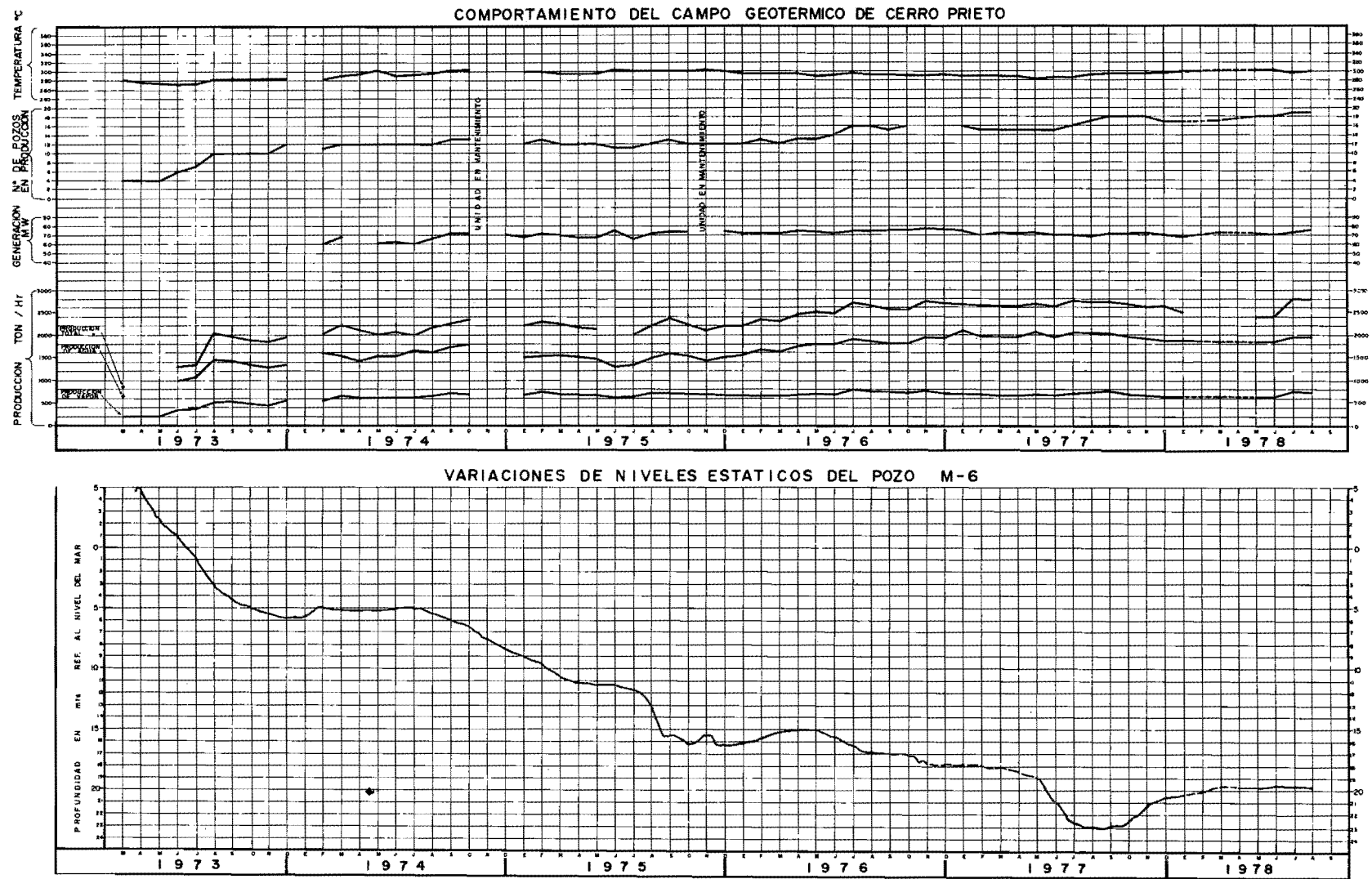
Tabla 5. Variaciones en las características de producción de los pozos (a Diciembre de 1977).

POZO	INICIAL	PRESION CABEZAL Psig		PRODUCCION VAPOR Ton/Hr		RELACION AGUA / VAPOR		TEMPERATURA DE FONDO °C		PRODUCCION ACU- MULATIVA MEZCLA MILLONES/TONS.
		INICIAL	FINAL	INICIAL	FINAL	INICIAL	FINAL	INICIAL	FINAL	
M-5	Ago./70	90	102	65.5	36.9	2.24	2.54	287	275	7,399,046.4
M-8	Feb/21/74	162	95	71.6	49.9	1.84	2.52	293		6,326,647.4
M-11	Mar/21/74	595*	87	30.0	17.9	2.48	1.79	290	293	3,393,496.8
M-14	Ago/06/76	112	303*	71.8	50.9	1.87	3.46	300	293	2,451,958.6
M-19-A	Feb/28/75	106	97	58.2	53.6	1.80	2.56	309	309	4,486,592.3
M-20	Feb/21/74	88	87	44.3	8.6	2.42	2.0	289	246	4,377,552.6
M-21-A	Sep/16/74	137	105	100.0	58.0	0.44	2.11	312	285	4,970,514.6
M-25	Feb/21/74	95	185*	59.0	30.4	2.48	2.23	300	295	4,618,230.4
M-26	Feb/22/74	90	283*	33.6	65.4	2.13	2.94	301	296	6,538,195.9
M-27	Ago/21/76	113	98	49.1	27.5	0.84	1.8	304		1,292,402.5
M-29	Feb/10/76	95	94	23.6	24.1	3.2	3.6	272	264	5,804,274.3
M-30	Feb/21/74	113	110	81.8	49.9	2.83	2.85	290	288	7,804,442.3
M-31	Mar/29/74	270*	102	79.5	47.1	1.68	2.7	292	276	7,285,233.4
M-35	Mar/29/74	160	123	120.0	69.7	1.90	2.2	305	301	9,330,483.1
M-42	Nov/29/76	219	213	74.4	55.9	1.62	3.2	296	292	2,274,158.0
M-45	Ago/10/77	109	98	33.9	25.0	0.75	1.1	315		206,612.4
M-46	Sep/30/77	155	162	36.8	36.7	0.82	1.41			103,147.2
M-1-A	Ago/70	65		0		0		156		
M-2	-	0		0		0		-		
M-2A	Dic/61	0		0		0		155		
M-3	Mar/2/65	200		72.0		7.6		536F		
M-4	Jul/11/64	0		0		0		144F		
M-6	Sep/10/64	0		0		0		306F	308	
M-7	Ago/23/66	200		56.8		6.6		481F		

Tabla 6. Variaciones en las características de producción de los pozos (a Diciembre de 1977).

POZO	INICIAL	PRESION CABEZAL Psig		PRODUCCION VAPOR Ton/Hr		RELACION AGUA / VAPOR		TEMPERATURA DE FONDO °C		PRODUCCION ACU- MULATIVA MEZCLA MILLONES/TON.
		INICIAL	FINAL	INICIAL	FINAL	INICIAL	FINAL	INICIAL	FINAL	
M-9	Mar/30/73	120		40.0	8.0	3.8	5.0	241	233	2,395,848.8
M-10	Feb/2/67	100*		90 *		2.0*		317		
M-13	Oct/69	100		72		2.56		300		
M-15A	Ago/22/74	114	97	92.5	28.4	2.28	4.2	304	242	4,934,131.5
M-34	Jul/20/73	85	85	23	11	5.1	5.1	312	301	2,183,015.2
M-38	Mar/69	100		72		2.0				
M-39	Jun/73-Oct/74	100	97	51	12	4.48	7.5	306		2,852,548.2
M-43		100		70*		2.5		300*		
M-48		200*		125*		1.0*		342*		
M-50	Feb/26/78	150		87		1.6		326		
M-51	Feb/8/78	200		135		1.0		331		
M-53	Jun/29/78	170	170	49.3	48.3	1.5	1.4	342		
M-84	Ago/4/78	280		113		0.9		344		
M-90	Feb/29/78	127		66		2.2		310		
M-91	Feb/8/78	200		100		2.16		325		
M-101	May/18/78	92		24		6.7		280		
M-94		70*		10*		10.0*		214		
M-102	Abril/78	200*		120*		1.5*		344		
M-103		200*		120*		1.4*		340		
M-104		200*		130*		1.3		339		
M-105	Ago/18/78	330		125		1.6		328		
M-114		100*		50*		3.5		276		
M-130		100*		80*		1.3*		331		
S-262		0		0		0		110		
Prian		0		0		0		108		

* Valores estimados.



XBL 7812-14113

Figura 20. Comportamiento del campo geotérmico de Cerro Prieto. Variaciones del nivel estático del pozo M-6.

ha sido la evolución del yacimiento, que en nuestro caso ha manifestado una leve tendencia en su declinación, a medida que se ha ido elevando la extracción de los volúmenes de mezcla agua/vapor, pudiendo pensar en principio, en una cierta tendencia a depresionar o conificar el área que

actualmente se explota y que en un momento pudiera realmente declinar en forma dramática, es indudable que estos aspectos deberán de precisarse con todo rigor a través de la Ingeniería de Yacimientos que actualmente estudia esta parte del campo.

WELL COMPLETION AND DEVELOPMENT AT CERRO PRIETO

INTRODUCTION

To date, 55 wells have been drilled in the Cerro Prieto geothermal field for a total of more than 80,000 linear meters, a moderate figure compared with that for oil wells. These wells were constructed over a period of almost 18 years, which could be divided into six stages. During this time modifications to specifications were made, which tended to optimize the results obtained in preceding stages or simply to correct faults and problems caused, in large part, by the high temperatures encountered--a distinctive characteristic of geothermal wells.

In 1964 the drilling of the first four deep exploratory wells was done with oil-well techniques for which the API standards establish 160°C (320°F) as a limit. At Cerro Prieto temperature at the production zones frequently exceeds 300°C (572°F), creating some of the problems discussed below and compelling significant changes in the operations. These changes were made mainly in the casing specifications, to obtain a satisfactory exploitation of the geothermal reservoir.

These notes present general comments on the completion of the different wells drilled in each stage and the methods used to heat up and develop the wells until the start of their formal exploitation. Some maintenance and repair aspects are also included since there is a direct relation between the construction characteristics, damage, and repair of the wells. To conclude, changes with time of temperature and pressure, and production volumes are discussed, indicating the evolution of the reservoir.

WELL DRILLING AND COMPLETION

In the 18-year period 40 production and 15 exploration wells have been drilled. These wells were developed in six stages, and details relevant to their completion and development can be identified. The wells are located in one of three blocks (I, II, and III; Figure 1) into which the field is divided. Each block is characterized by the depth of the producing layers. In Block I these layers are between 600 and 1300 m deep, and correspond to the zone exploited since 1973. In Block II, south of the first one, the production zone is at a depth of approximately

1400 and 1700 m; this zone will feed the units presently being installed in the Cerro Prieto I power plant. In Block III, east of the other two blocks, the producing layers are between 1800 and 2500 m deep; this area will supply steam to the turbines of the Cerro Prieto II power plant.

STAGE I

This stage was used in 1961, mainly confirming the existence of an important geothermal energy source. Three wells were drilled (Table 1) that had severe mechanical problems and loss of control (well 1-A). In these wells, oil-drilling methods were roughly followed. The data obtained were meager; seamless casings with round API threads, with 8 leads per inch, were used. The drilling mud was bentonitic, treated with quebracho and caustic soda. No well log data were obtained. The cement was Portland Type V, the maximum downhole temperature measured was 140°C at 475 m in well 1-A. Besides this well, wells P-2 and P-2A were drilled (Figure 2).

This stage is characterized by the limited resources, meager data, two "fishing" problems (wells 2 and 2A) and loss of control in well 1-A. In summary, only the existence of steam underground was confirmed.

STAGE II

This stage was carried out in 1964. Four exploration wells were drilled, three at Cerro Prieto (M-3, M-5, and M-6; Figure 2) and one 18 km northwest of Cerro Prieto (M-4).

During this stage, oil-industry standards were strictly followed. Seamless casings, with API collars and threads, 8 leads per inch, were installed. In well M-5 a severe loss of circulation was encountered and the drilling tool got stuck when it reached 1295-m depth.

The drilling mud was of bentonitic base, treated with caustic soda, diesel oil, antifoamants, and plugging materials. In well M-5, resistivity, self-potential, microcaliper, dipmeter, sonic, and collar logs were obtained to inspect the 11-3/4-in.-diam. casing. This casing fractured at 417.56-m depth due to sudden heating, which brought about a thermal shock. The casing was

broken below the collar at the round thread. This resulted in the use of API Buttress collars to increase the capacity of the joints and of the body of the casing to withstand tension and compression stresses created by the axial expansion of the casings as they heat up.

For cementing operations, Portland Type-I and modified API Type-G cements were used, in some cases with silica flour and activated pozzolan, and in others with perlite. The temperatures varied between 130° and 156°C.

During this stage different completions were used: well M-3 was completed with gun perforations; in M-5 a 7-in.-diam. slotted liner was hung from the 11-3/4-in.-diam. casing. Later, more detailed comments on the completion methods used during this stage will be given. As indicated before, the most serious problem encountered was the fracture of the 11-3/4-in.-diam. casing due to thermal shock. Since then it was decided to install production casings with API Buttress threads to reduce this type of mechanical problem.

STAGE III

During this stage, 15 wells were drilled, all of them production wells. The largest number of construction and completion problems occurred in these wells, in some of the cases resulting in their final plugging and abandonment.

This stage was carried out between 1966 and 1968, with a total of 20,000 m of borehole drilled. It began with well M-7 (Figure 2), followed by the wells shown in Figure 3, up to well M-38 of Figure 4, excluding wells M-96 (Figure 2) and M-19A (Figure 4) drilled during Stages VI and IV, respectively.

As indicated before, the wells constructed during this stage had the largest number of faults that have been found to this date. All the wells of this group required repairs. The main problems were circulation losses during drilling and cementing, collapse and fracture of the production casing (in at least 75% of the wells) and intermediate casing (as in wells M-38, M-21, and M-13). The problems detected are detailed in Table 3. Also associated with the fractures, severe sand invasions occurred. The loss of control in well M-13 was caused precisely by this factor, the production casing fractured at about 200 m depth. In addition severe corrosion of the anchoring casing occurred because of the use of stuffing box glands to seal annular spaces (Figure 16).

During this stage in the production casings, API Buttress instead of round threads were used. The type of anchorage was changed, and in completing these wells suspended liners instead of gun perforations were utilized. These wells were almost immediately developed, after cleaning out the mud with water and washing the wells. In some of them this undoubtedly produced thermal shocks which partly caused the collapse and fracture of the production casings.

The drilling mud was of bentonitic base of chromosulfonate lignitic type to which caustic

soda, soda ash, diesel oil, clay dispersants, and plugging materials were added. The same type of well logs as in Stage II were obtained. Also the same type of modified cements were used. During drilling the maximum temperatures were between 130° and 145°C.

The results obtained from the wells constructed during this stage can be summarized as follows:

1. Where casing was used for both production and shoring purposes all wells failed.
2. Faulty construction or the use of modified cements increased or magnified the casing collapse and fracture problems.
3. A rapid or sudden well start-up caused thermal shocks favoring casing damages, especially collapses.

STAGE IV

During this stage, 11 production and 2 exploration wells (that were later used for production) were built. A total of 18,000 m of wells was drilled. The problems encountered during the previous stage were considerably reduced. Nevertheless, severe circulation losses were detected while drilling some of the wells, as in M-35 where the bottom hole had to be plugged with cement.

This group of wells began with M-19 (Figure 4), was followed by the wells shown on Figure 5, and ended with M-51 (Figure 6).

We may indicate as important problems the cave-ins and stuck drill pipes, circulation losses during cementing, and some tendency of well control loss, as occurred in M-46. In this well one of the rings forming the seat of the master gate valve failed. That ring had not been properly welded, preventing an effective closure when, without stimulation, the well began flowing because of the high reservoir temperature. Fortunately control was quickly regained by changing the damaged valve. Nevertheless a collapse in the 7-5/8-in.-diam. casing was observed, attributed to the thermal shock resulting from the partial loss of control. Also, some circulation losses occurred during drilling and especially while cementing the production casing.

Modifications

During Stage IV the following changes were tried: elimination of suspended liners; installation of 7-5/8-in.-diam. production casings from the surface down to the reservoir; selective slotting of the lower part of this casing; and cementing from the top of these slots to the surface to avoid the cement slurry reaching the production zone. This cementing operation had two parts. The first, 80 to 100 m maximum length, rested on metal baskets installed immediately above the slots. Its purpose was to create a rest or "packer" to support safely the second part, which could be about 1100-m long. This system worked satisfactorily.

By eliminating the suspended liners the increase in scaling, observed between the top of the 7-5/8-in.-diam. liner and the 11-3/4-in.-diam. production casing, was avoided. In most wells where this arrangement was used, the scaling reduced the diameter to almost 2 in., drastically decreasing the production rates.

Also the anchorage of the Christmas trees was modified, eliminating the Prense flanges used in Stage III leaving the cut casing ends without touching each other. Figure 16 shows the anchorage used during Stage IV. The casings where the Prense flanges were tightened showed excessive corrosion in the intermediate casing, endangering the entire installation.

At the end in all cases 7-5/8-in.-diam. production, and 11-3/4-in.-diam. intermediate casings with Buttress threads were installed. In this way, the maximum mechanical capacity of the system was obtained.

Drilling Muds

Sulfonate lignitic type muds with high diesel-oil content (8 to 10%) were used. The high diesel-oil content created some problems and inconvenient situations, like excessive pressures during cementing, gasification of the mud column, and others.

Logs

Temperature, dipmeter, microcaliper, and other well logs were run. In the exploration wells the suite of logs needed to compute a Saraband log was also obtained.

Cements

For the 16-in.-diam. conduction casing, Type-V cement, which is resistant to sulfate attack, was used. For the intermediate and production casing, Type-G cement with 40% silica flour and activated pozzolan was utilized.

Because during this stage most of the wells were located in Block I, the maximum downhole temperatures encountered during drilling varied between 140° and 165°C. Wells drilled in Block II (M-51) and Block III (M-53) were deeper and hotter (Table 1).

STAGE V

This stage was carried out from 1977 to 1978. Five exploration and 13 production wells were constructed. Most of them were located in Block II, around well M-51, and some in Block III. In Figure 6, starting with well M-84, the design for this series of wells, such as M-48, M-50, M-90, and M-91, is given.

Figure 7 shows wells M-101, M-43, M-92, and S-262; Figure 8, wells M-102, M-104, Prian I, M-94, and M-93. In this group, M-92, S-262,

M-94, M-93, and Prian I are exploration wells; M-114, M-130, and M-181 are replacement wells (Figure 9).

Because of their location, the depths of these wells are significantly greater than those drilled in Block I, varying between 1500 and 3496.7 m. In some of the wells during drilling the bottom-hole temperatures were between 145° and 170°C.

Due to the conditions mentioned, during drilling and especially during cementing, the circulation losses were severe and caused the biggest problems during well completions. Important cave-ins, which prevented adequate completions (as in M-92) and a fishing problem (in M-94) also occurred. These hindered the precise analysis and evaluation of bottom-hole conditions.

Modifications

During this stage, the most significant modifications were the use of heavier intermediate and production casings. This increased their mechanical capacity to avoid collapses and fractures caused by tensional and compressional stresses resulting from the heating of the wells. In spite of the large number of cementing problems, in some of the wells (M-84, M-105, and M-91) the cementing was done in two and even three stages. Circulation losses occurred making doubtful the quality of the cementing jobs. Nevertheless when these wells were heated up to production stage the casings have shown neither mechanical failures nor changes in their internal sizes, thus indicating good construction conditions. Until this stage, grade K-55 casings were used since they are the most resistant to H₂S embrittlement, and even to concentrated corrosion. Likewise, the usual casing diameters were used.

Also it was decided to increase the length of the intermediate casing to reach a minimum depth of 1100 m and reduce, as much as possible, the corrosion problems on the casing exterior, which began to be detected in some of the wells drilled previously. In this stage, production casings with S.E.U. Hydrill threads were installed to obtain the best possible seal under high-temperature conditions and to avoid any possible erosion problems caused by cavitation or abrasion at the collars, as might occur with Buttress collars. Nevertheless, Buttress collars were used in the intermediate casings. This group of wells will supply steam to units 3 and 4. Time will show the advantages or disadvantages of the technical changes described.

Drilling Muds

Sulfonate lignitic muds were used, carefully controlling the percent of diesel oil. Clay dispersants and lubricants were used to expedite the casing installation because of the relatively larger depths and times required for this operation. The most severe problem with the drilling muds was their excessive sensitivity--causing them to flocculate and increasing their viscosity in

response to thermal effects and to depths larger than usual. This indirectly created circulation loss problems.

Logs

Drilling mud temperatures as well as temperature and pressure profiles were systematically obtained. The suite of logs for the Saraband log was discontinued. Conventional well logs were gathered to get densities, caliper readings, and dips and to check the quality of the cement jobs. These jobs were either unsatisfactory or inconsistent since apparently the setting of the slurry required longer than usual times because of the retardant used to control thermal effects on the muds. A large part of the slurry eventually remained in zones of low temperatures after passing by the reservoir. Under these circumstances the setting became very slow.

Cements

The conductor casings were cemented using sulfate-resistant Type-V Portland cements. For the intermediate casing Type-G cement with silica flour and activated pozzolan was utilized; for the production casing, Type-G cement with silica flour and perlite. The objectives of using Type-G cement with perlite for the production casings were to give the casing more freedom to expand, to have lower densities during cementing, and to have the largest possible insulation to avoid thermal shocks resulting from temperature differences between the inside and outside of the casings.

Because of the depths reached during this stage, the downhole temperatures reached between 145° and 170°C while drilling, making it more difficult to control the rheological qualities of the drilling muds and rendering the cementing jobs enormously difficult. This, as indicated before, was the biggest problem encountered during this stage.

STAGE VI

This stage began in 1978 and is still in progress. To date, one exploration (M-96, Figure 2) and one production well (M-103, Figure 8) have been drilled.

In M-103 a severe fishing problem was encountered. It was decided to deviate the hole, reaching the reservoir at 2015 m. The main problems are the circulation losses during drilling and cementing. The long slurry columns require the completion of cementing in three stages. Another important problem has been the failure of the cementing collars, especially during the third stage, requiring the search for other mechanical solutions. These are in the process of being applied to improve the operation. When the loss of slurry circulation is added to the mechanical failures, the percentage of problems is very high. It is clearly recognized that if, in this type of wells, no satisfactory cementing operations are developed the entire construction

and mechanical conditions of the casings are compromised. This could result in their collapse or fracture while heating or developing the wells.

Modifications

For this stage it is important to mention the following main modifications. In the production wells the casing diameters have been increased to: 9-5/8 in. (production), 13-3/8 in. (intermediate) and 22 in. (conductor). The casing grades have also been changed to API N-80 or L-80, hoping they will tolerate the H₂S effects. In the exploration wells the diameters were also changed, to 7 in. (lower casing), 9-5/8 in. (intermediate casing), 13-3/8 in. (surface casing), and 20 in. (conductor casing). Casing grades similar to those in the production wells were used.

The casing diameters have been chosen based on the design depths, following conventional oil-industry practices, therefore changing the extra weight criteria used in the previous stage. The anchorage of Christmas trees remained similar to those of the previous stage (Figure 16, Stage IV).

The drilling muds, well logs and cements that have been and will be used are equal to those of Stage IV. To date, the bottom-hole temperatures detected during drilling vary between 146° and 173°C.

It will be necessary to wait to determine the results of the modifications introduced during this stage, based on well operations and time elapsed. By analyzing the results from Stages IV and VI, it will be possible to adjust the construction specifications for future wells.

COMPLETION CRITERIA

As for other technical aspects already mentioned, the well-completion criteria have evolved with time. In the first wells (e.g., M-5, Figure 10) only the data from well logs, temperature logs, and lithologic columns were used.

At that time, the interpretation and correlation criteria based on that information were relatively poor. Therefore in several wells the completion comprised various layers producing steam-water mixtures of different chemical characteristics. Also, since the temperature logs were made in stages they could include strata of lower temperatures, finally resulting in mixtures of lower enthalpy, which tended to quickly scale the production casing. Well M-11 (Figure 11) is shown as an example. In this case the completion was made using gun perforations at two intervals, one from 872.85 to 964.32 m and the second from 1138 to 1211.88 m. The selection of these intervals was based on temperature logs that did not clearly show the most favorable zone. At the end, because of these reasons, severe scaling problems occurred in the well, requiring total repairs. Finally only the lower layer was left open because of its higher energy capacity. In the completion

of the well, the analysis of the temperature logs were of little significance since any of the possible alternatives could have been adequate. Nevertheless, the final results did not confirm this conclusion. This is one example of lack of needed data to precisely determine the zone to be exploited.

Well M-35 (Figure 12) is a somewhat different example. A satisfactory completion was obtained based only on the lithologic column, well logs, and temperature logs. This was because the contrast between temperature logs was decisive, particularly since the data coincided with a zone of severe circulation losses. This certainly gave a solid basis for the completion of this well; it produced 100 tonnes/hr, being at that time the well with the highest production and enthalpy.

Well M-53 (Figure 13) is another example in which the completion was based on the parameters mentioned before. Below 1840 m the contrasts in the temperature logs were clearly decisive, coinciding with the zone where no well logs could be obtained. From 1900 to 2000 m the electric sondes could not operate due to the high temperatures. This was an indication of the thermal potential of the reservoir in this area, and was later confirmed when the well began production.

Based on the above and because the results from efficient completions were not always as satisfactory as expected, a more sophisticated system than simple temperature and well logs was developed. To locate the completions in the hottest and most permeable layer it was decided to use the following data:

1. Lithologic column
2. Cumulative percentage of porous permeable sandstone in the hot zone
3. Drilling mud temperature logs taken when it entered and left the borehole
4. X-ray mineralogic analyses to distinguish minerals whose genesis is related to high temperatures
5. Well logs for the hot zones that will permit confirmation of the contrasts caused by porous permeable intervals
6. At least three temperature logs taken during the first 24 hours after completing the drilling operations.

Examples of the comparison of these physical parameters are given for wells M-114 and M-130 on Figures 14 and 15, respectively.

Using this system it was possible to determine more rigorously the most convenient production layers and to reduce the length of the slotted liners. This system is also utilized to establish the most efficient cementing job for effectively sealing off the possible cold-water influx from shallower layers. Certainly one of the most useful aspects of this procedure is the careful detection of types of minerals associated with

high temperatures. If minerals of lower-temperature origin appear with high-temperature minerals, it would imply that invasions have occurred after the formation of the latter. In other words, a discriminating analysis should be made based on the remaining parameters mentioned before.

In summary, the most significant result has been the increase in average energy production reached in the wells completed using the present system. In addition the volume of extracted water has been reduced as well as the scaling in the wells and surface installations. Certainly this system should be optimized--especially the temperature log tools. A reduction in tool failures at high temperatures will allow us to obtain continuous logs and more effectively determine thermal contrasts.

CHRISTMAS TREE ANCHORAGE

As was mentioned above, the surface installations have evolved together with the different drilling stages (see Figure 16). This is clear when the following factors are considered:

1. Elimination of vibrations or water hammers
2. Reduction in thermal expansions
3. Decoupling the Christmas tree and separator installations, avoiding mechanical stresses between them
4. Avoiding, above all, installations and connections which will generate galvanic corrosions (these were detected in the first installations made)

We can make a special comment on the stuffing box glands used to seal annular spaces. They can easily produce galvanic corrosions in the outer parts of the casings on which they are fitted, and in the 2-in. or smaller valves installed on the anchoring head and expansion spools. At Cerro Prieto, in 100% of the cases, they have shown scaling and finally corrosion. This creates severe problems especially when they are below the master valve, because then their loss will choke the well on which they are installed.

WELL REPAIR AND MAINTENANCE

Because of the importance of well maintenance and repair at Cerro Prieto, these factors have been considered in the construction and completion procedures. Some comments on this subject will be presented.

Antecedents

To date, 25 wells have been repaired. This represents almost 50% of all the wells constructed. The well construction details are given on Table 2. The most severe problems requiring inspections and repairs were the collapse and fracture of the production and other types of casings, scaling, and even loss of well control. We cannot forget

the problems associated with internal and external corrosion. We could summarize the causes of these problems as follows:

1. Construction deficiencies, mainly in the cementing stages
2. Inadequate mechanical capacities of the casings used, because of stresses developed by the high temperatures encountered at Cerro Prieto
3. Sudden opening of the first wells, without an adequate heating up period and a careful development

The various defects were detected using mechanical tools, well logs, and hydraulic tests. The inspection of the wells using all these methods has permitted us to clearly define the actual conditions of different parts of the wells where problems occur. This allowed us to carry out repairs to insure the safety of the wells. In other cases when repairs were not possible, plugging and final abandonment was necessary. A summary of repairs made is given in Table 3.

Starting with Stage V, mentioned above, and with the changes and improvements in threads and cementing systems and procedures, the problems were substantially reduced. In fact no wells built during Stage V have shown problems as severe as those constructed earlier. With respect to Stage VI, the wells have been drilled to depths of 2000 m or more and the circulation losses have been severe, especially during cementing. Presently an efficient solution is being sought, since these losses could create problems which may require repairs in the future.

Cleaning the scales is a routine maintenance operation in the production wells. It is done while the wells are flowing, avoiding the cooling and thermal shocks in the production casings which could cause or favor fractures or collapses.

PRODUCTION

To conclude, we will present some comments on the use of temperature, pressure, and caliper logs, especially during the completion of the wells being drilled and the observation and heating-up periods of new wells. The analysis of the logs will permit the detection of:

1. Porous permeable zones with high temperatures
2. Temperature evolution of high-enthalpy zones in wells being drilled
3. Mechanical changes in subsurface and surface installations, by correlating temperature and caliper logs
4. Severe anomalies in the production casings, like fractures resulting from high temperatures, associated with external corrosion problems.

On Table 4 the application of temperature, pressure and caliper logs is summarized and are correlated with each of the main events between the completion and start up of the wells to put them in production. Information is also given about the special control equipment or platform equipment used during the observation, heating, development, and evaluation of the wells.

Figure 17 shows the installations of the Christmas tree, silencers, sand samplers, and purger systems used during the heating-up period. With proper operation of these installations it is possible to reach the maximum possible pressure and temperature of a well. Then the well can be safely opened until the maximum diameter is reached. Later, using the silencer, the well output is measured applying Russell James' method. Finally, all needed temperature, pressure, and caliper logs are run to confirm the satisfactory conditions of the subsurface mechanical installations, and to determine the potential of the well.

Figures 18 and 19 show some downhole pressure and temperature logs obtained in wells after their development period.

CHANGE IN THE PRODUCTION CHARACTERISTICS OF THE CERRO PRIETO GEOTHERMAL FIELD

A subject we wanted to include is the evolution with time of the physical parameters of the production wells detected at the surface. These include pressure, temperature, single and cumulative production data. Relating these parameters to each well will give an idea about the evolution of the reservoir (Table 5 and 6). It is understood that the construction characteristics, completion, and condition of a well as time passes, as well as its repairs, could certainly affect its present situation.

Nevertheless, if those parameters are correlated with the data gathered in observation well M-6 (Figure 20) since the beginning of production, almost without interruptions until this date, it is possible to visualize more clearly the reservoir evolution. The reservoir has shown a slight declining tendency as the extraction of steam-water mixture increased. One could consider a certain drawdown or coning tendency in the area presently under production. Certainly the possibility of a dramatic decline is one of the subjects that should be carefully analyzed by the reservoir engineers presently studying this part of the field.

FIGURE CAPTIONS

Figure 1. Location of wells drilled at Cerro Prieto.

Figure 2. Casing profiles for Cerro Prieto wells.

Figure 3. Casing profiles for Cerro Prieto wells.

Figure 4. Casing profiles for Cerro Prieto wells.

Figure 5. Casing profiles for Cerro Prieto wells.

Figure 6. Casing profiles for Cerro Prieto wells.

Figure 7. Casing profiles for Cerro Prieto wells.

Figure 8. Casing profiles for Cerro Prieto wells.

Figure 9. Casing profiles for Cerro Prieto wells.

Figure 10. Characteristics of well M-5.

Figure 11. Characteristics of well M-11.

Figure 12. Characteristics of well M-35.

Figure 13. Characteristics of well M-53.

Figure 14. Well logs of well M-114.

Figure 15. Well logs of well M-130.

Figure 16. Evolution of Christmas trees of Cerro Prieto geothermal wells.

Figure 17. Surface installations used during heating; development and measurement of wells.

Figure 18. Downhole pressure and temperature logs, wells M-9, and M-105.

Figure 19. Downhole pressure and temperature logs, wells M-13, M-46, and M-50.

Figure 20. Behavior of the Cerro Prieto geothermal field. Water level changes in well M-6.

TABLES

Table 1. Summary of general technical data on drilling and completion of geothermal wells at Cerro Prieto.

Table 2. Construction data on Cerro Prieto wells.

Table 3. Data on repaired Cerro Prieto wells.

Table 4. Use of temperature, pressure, and caliper logs.

Table 5. Changes in well production characteristics (as of December 1977).

Table 6. Changes in well production characteristics (as of December 1977).