

2.3 PERFORACION DE POZOS EXPLORATORIOS

2.3.1 POZO AMJ-1

1. ACTIVIDADES

De acuerdo a lo estipulado en el documento para la "Licitación para la perforación de un pozo exploratorio en Amatitlan", el cual fue preparado en el año fiscal 1998, la reunión internacional pre-licitación y la negociación del contrato se llevó a cabo en la Ciudad de Guatemala, en agosto de 1999 para el contrato de perforación del pozo exploratorio AMJ-1. Luego del proceso de licitación, la empresa Simmons Drilling International, quien tiene bastante experiencia de perforaciones geotérmicas en el campo geotérmico de Berlin en El Salvador, fue seleccionada como ganador del concurso.

Las operaciones de perforación se iniciaron el 23 de diciembre de 1999 y finalizaron el 5 de febrero del 2000 con una profundidad total de 1700.5m. Las pruebas de pozos se llevaron a cabo después de correr la tubería de 7-5/8", liberándose el equipo el día 10 de febrero del 2000.

La ubicación del pozo es la siguiente.

	Coordenadas	Altitud	Profundidad Total
AMJ-1	X=757,737 Y=1,593,207	1,885.00m	1,700.50m

2. PERFORACION

La movilización e instalación del equipo de perforación finalizó el 22 de diciembre de 1999. Después de perforar el agujero de rata y ratón, se inició la perforación del agujero con barrena de 17-1/2" a las 16:30 del 25 de diciembre. Durante la perforación de esta etapa, se encontraron dos zonas de pérdida a 2m y a 8m, siendo tratada la primera con LMC, la segunda fue tratada con dos tapones de cemento. Se continuó la perforación con barrena de 17-1/2" encontrándose a 10m una formación de gran dureza, por lo que se optó por perforar un agujero guía de 12-1/4" de 10 m a 32m el cual se perforó en condiciones normales de circulación. Luego se amplió el agujero hasta 32 m con barrena de 17-1/2", ampliándose posteriormente desde la superficie de acuerdo al programa a 26". Durante la ampliación a 26" se encontró una zona de pérdida total de circulación a 11.4m. y erosión y lavado de la formación en la zapata de la tubería conductora de 30", por lo que se colocó un tapón de cemento para prevenir la formación de cavernas en el agujero. Luego de rimar el cemento del tapón a 11.4m, se corrió y cementó la tubería de 20" a 10.8m el 1 de enero del 2000. Luego de esperar el fraguado del cemento por 20 horas, se cortó la tubería conductora de 30" y el casing de 20", instalándose el cabezal de 20" y el preventor de 21-1/4"-2000#, así como las líneas de flujo.

Luego de las pruebas de presión (apertura y cierre) del preventor (BOP) anular se metió barrena de 17-1/2" y se chequeó la cima de cemento a 7m comenzándose a rebajar el cemento el 3 de enero. Luego de rebajar el cemento y reperfurar a 32m con barrena de 17-1/2", se comenzó a perforar la

formación con la misma barrena. Durante la perforación de esta etapa, se encontraron dos zonas de pérdida parcial a 83m y a 151m, siendo tratadas exitosamente con obturantes (LCM), continuándose la perforación hasta una profundidad de 300.2m sin problemas. Luego de finalizar la perforación a esta profundidad, se realizó un viaje de reconocimiento a la zapata de 20" para revisar la condición del agujero. El 9 de enero, se corrió la tubería de 13-3/8" hasta una profundidad de 295.7m para ser cementada. Durante la operación de cementación, se presentó una pérdida parcial de circulación en el agujero abierto. Luego de esperar el fraguado por 24 horas, se llevó a cabo una recementación en el espacio anular entre las tuberías de 20" y de 13-3/8" debido al descenso de la cima de cemento. Luego de tres operaciones de cementación, se cortó el casing de 13-3/8", y se le soldó un cabezal de 13 3/8"-2000#, sobre el cual se instaló un preventor anular de 13 5/8"-5000# y un preventor de doble ram.

El 12 de enero, después de la prueba de presión en el sistema de preventores, a 600 psig. durante 15 minutos, se armó y bajó la barrena de 12-1/4" para chequear la cima de cemento, la cual se encontró a 275m. Se comenzó a perforar formación luego de rebajar el cemento a 300.2m continuándose hasta 807.2m sin problemas. Al llegar a los 807.2m, se llevó a cabo el primer registro de presión y temperatura para evaluar este intervalo, corriéndose posteriormente la tubería de producción de 9-5/8" a una profundidad de 803.3m y se cementó el 20 de enero. Luego de esperar fraguado de cemento por 24 horas, se cortó el casing de 9- 5/8" debajo del cabezal de 13-3/8", instalándose una válvula maestra 10"-600# y preventores en el cabezal del pozo.

La prueba de presión en el sistema de cabezal se llevó a cabo a 600 psig durante 15 minutos, luego se armó y bajó la barrena de 8-1/2" para chequear la cima de cemento, la que se encontró a 777m el 23 de enero. Luego de rebajar el cemento a 807.2m se comenzó a perforar formación, encontrándose la primera zona de pérdida de circulación a 1,011m. El volumen de pérdida fue de 3m³/hr, continuándose la perforación con un lodo de baja viscosidad. Se encontraron otras zonas de pérdida a las profundidades de 1,168m y 1,231m, sin embargo, se trató de pérdidas parciales, atravesándose finalmente a 1,493m una zona de pérdida total. Se continuó perforando con pérdida total, sin embargo la pérdida fue disminuyendo gradualmente hasta los 20m³/hr o menos. Después de perforar hasta 1,700.5m con pérdida parcial, se realizó el segundo registro para evaluar el pozo y se determinó la finalización del mismo de acuerdo a los resultados de la reunión entre el personal de INDE y el equipo de JICA. Luego de perforar hasta los 1,700.5m de profundidad, se corrió y colgó el liner de 7- 5/8", desde los 756.9m hasta 1,690.0m, incluyendo 294.26 metros de liner ranurado y 637.25 metros de tubería ciega,. Luego de colocado el liner de 7-5/8", se realizaron tres pruebas de hidrofracturamiento con el propósito de incrementar la permeabilidad del pozo, obteniéndose una mejora en el mismo. Se realizó la prueba de pérdida de agua y pruebas de abatimiento de presión con herramientas Kuster el 10 de febrero. El mismo día, se cerró la válvula maestra de 10", liberándose finalmente el equipo.

3. RESUMEN

Los resultados de la perforación del pozo AMJ-1 se resumen de la siguiente forma.

- 1) La profundidad total perforada fue de 1,700.5m comparada con la profundidad inicial programada de 1,500m.
- 2) Se encontró un reservorio geotérmico de alta temperatura debajo de los 1,500m.
- 3) La temperatura final de recuperación de la formación se estimó cercana a los 300°C.
- 4) La permeabilidad de la formación no es muy alta.
- 5) No se encontraron muchas zonas de pérdida de circulación.

2.3.2 Pozo AMJ-2

1. Actividades

De acuerdo a lo estipulado en el documento para la “Licitación para la perforación de un pozo exploratorio en Amatitlán”, el cual fue preparado en el año fiscal 1999, la reunión internacional pre-licitación y la negociación del contrato se llevó a cabo en la Ciudad de Guatemala, en junio del 2000 para el contrato de perforación del pozo exploratorio AMJ-2. Luego del proceso de licitación, la empresa Perforaciones Integrales Térmicas, S.A. (PITSA), quien tiene bastante experiencia de perforaciones geotérmicas en los campos geotérmicos de Zunil y Amatitlán en Guatemala, fue seleccionada como ganador del concurso.

Las operaciones de perforación se iniciaron el 26 de agosto del 2000 y finalizaron el 4 de noviembre del 2000 con una profundidad total de 1700.5m. Las pruebas de pozos se llevaron a cabo después de correr la tubería de 7-5/8”, liberándose el equipo el día 13 de noviembre del 2000.

El pozo exploratorio AMJ-2 fue perforado en la falda norte del Cerro Chino, tal como se muestra en la Fig. 3-5. Este pozo fue perforado direccionalmente hasta los 1,705 m, justo al lado del pozo AMJ-1, a 450 m de distancia del pozo AMF-2, en dirección WSW.

	Coordenadas	Altitud	Profundidad Total
AMJ-2	X=757,732 Y=1,593,213	1,885.00m	1,705.00m

2. PERFORACIÓN

La movilización e instalación del equipo de perforación se finalizó el 25 de agosto del 2000. Después de perforar el agujero de rata y ratón, se inició la perforación del agujero con barrena de 17-1/2” a las 24:00 del 26 de agosto. Durante la perforación de esta etapa, no se encontraron zonas de pérdida, perforándose con barrena de 17-1/2” hasta 8m de profundidad, en donde se

encontró una formación de gran dureza. Después de ampliar con barrena de 26" hasta 8 m, se corrió y cementó el casing de 20" el 27 de agosto. Después de esperar el fraguado de cemento durante 24 horas, se cortó la tubería conductora de 30" y el casing de 20", instalándose el cabezal de 20" y el preventor de 21-1/4"-2000# , así como las líneas de flujo.

El 29 de agosto se armó y metió la barrena de 12-1/4", encontrándose la cima de cemento a 7m, rebajándose el mismo hasta la profundidad de 8m y perforándose formación hasta los 13 m con la misma barrena. Luego de alcanzar esta profundidad, se sacó esta barrena, cambiándose por una de 17-1/2" para continuar la perforación con esta barrena. Durante esta etapa se encontraron dos zonas de pérdida parcial de circulación a 105m y la otra a 156m. La primera se selló con los recortes de perforación. Mientras se trataba la segunda zona, la sarta cayó al fondo del agujero con la barrena y otras herramientas. Inmediatamente se bajaron herramientas de pesca, tales como over-shot y canasta pescadora para tratar de recuperar el pescado, sin embargo, luego de varios intentos que resultaron infructuosos se decidió poner dos tapones de cemento desde el fondo hasta 119 m para llevar a cabo un side track en el pozo. El side track se comenzó exitosamente desde 119 m de profundidad, utilizándose motor de fondo. Luego de esta desviación, se continuó perforando hasta 300m con barrena de 17-1/2" sin problema. El 28 de septiembre, se corrió y cementó el casing de 13-3/8" a una profundidad de 293.4m. Durante la operación de cementación, se encontró una pérdida parcial de circulación. Luego de esperar el fraguado por 24 horas, se llevó a cabo la operación de recementación en el espacio anular entre la tubería de 20" y la de 13-3/8" debido al descenso de la cima de la cementación primaria. Luego de dos cementaciones secundarias, se cortó el casing de 13-3/8" y se le soldó un cabezal de 13 3/8"-2000# al casing de 13-3/8" sobre el cual se instaló un preventor anular de 13 5/8"-5000# y un preventor de doble ram.

El 3 de octubre, después de la prueba de presión en el sistema de preventores, a 600 psig. durante 15 minutos, se armó y bajó barrena de 12-1/4" para chequear la cima de cemento, la cual se encontró a 271m. Se inició a perforar formación luego de rebajar el cemento a 300m continuándose hasta 385m sin problemas, profundidad a la que se comenzó a perforar el pozo direccionalmente. La perforación direccional transcurrió sin inconvenientes hasta la profundidad programada de 1,000 m., corriéndose la tubería de producción de 9-5/8" hasta una profundidad de 996.3m , la cual se cementó el 18 de octubre. Luego de esperar fraguado de cemento por 36 horas, se cortó el casing de 9- 5/8" debajo del cabezal de 13-3/8", instalándose una válvula maestra 10"-600# y preventores en el cabezal del pozo. Se llevó a cabo una operación de recementación en el espacio anular entre la tuberías de 13-3/8" y de 9-5/8" debido a un descenso de la cima de la cementación primaria.

La prueba de presión del sistema del cabezal se llevó a cabo a a 600 psig durante 15 minutos, luego se armó y bajó la barrena de 8-1/2" para chequear la cima de cemento, la que se encontró a 966m el 22 de octubre. Luego de rebajar el cemento a 1,000m, se continuó perforando formación hasta una profundidad de 1,203m donde ocurrió una pegadura de la sarta de perforación. De inmediato se trató de sacar la sarta con fuertes tirones y baches de aceite o diesel. El bache de lubricante fue efectivo para recuperar la sarta. Se

continuó perforando encontrándose la primera zona de pérdida total de 1,539m a 1,542m, la pérdida disminuyó gradualmente hasta 20m³/hr, continuándose la perforación hasta la profundidad total de 1705m con pérdida parcial. Se corrió y colgó el liner de 7" de 961.1 m hasta 1,690.2 m, incluyendo 601.6 metros de liner ranurado y 126.6 metros de liner ciego. Después de instalar el liner de 7", se llevaron a cabo tres pruebas de hidrofracturamiento para incrementar la permeabilidad del pozo, obteniéndose efectivamente una mejora. El régimen de pérdida se incrementó de 53m³/hr a 126m³/hr. Se llevó a cabo prueba de pérdida de agua y de abatimiento de presión, usando herramienta Kuster del 8 al 13 de noviembre. El 13 de noviembre, se cerró la válvula maestra de 10" y se liberó el equipo de perforación.

3. RESUMEN

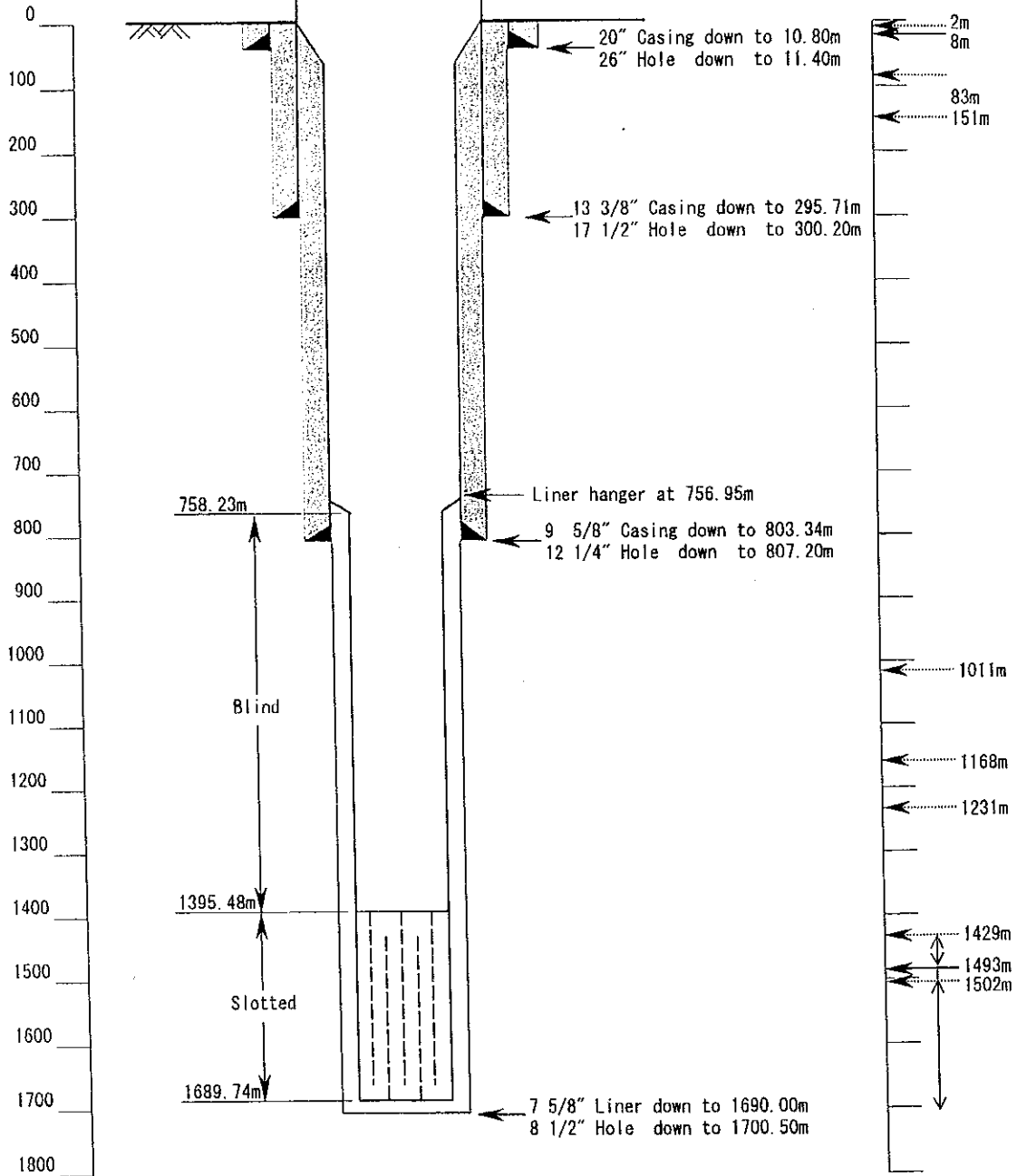
Los resultados de la perforación del pozo AMJ-2 se resumen a continuación.

- 1) La profundidad total perforada fue de 1,705m comparada con la original programada de 1,700m.
- 2) Se encontró un reservorio geotérmico de alta temperatura debajo de los 1,539m.
- 3) La temperatura de recuperación final de la formación se estimó en unos 300°C.
- 4) La permeabilidad de la formación en este pozo fue mayor que la encontrada en el AMJ-2.
- 5) El total de días de perforación fue de 80 días, comparado con una programación original de 70 días. La principal causa de este retraso se debió a las operaciones de pesca realizadas.
- 6) No se encontraron muchas zonas de pérdida de circulación.

Total Depth 1700.50m
 Elevation 1885.00m
 Coordinates unknown
 Spud Date 25/12/1999
 Completion Date 07/02/2000

Depth (m)

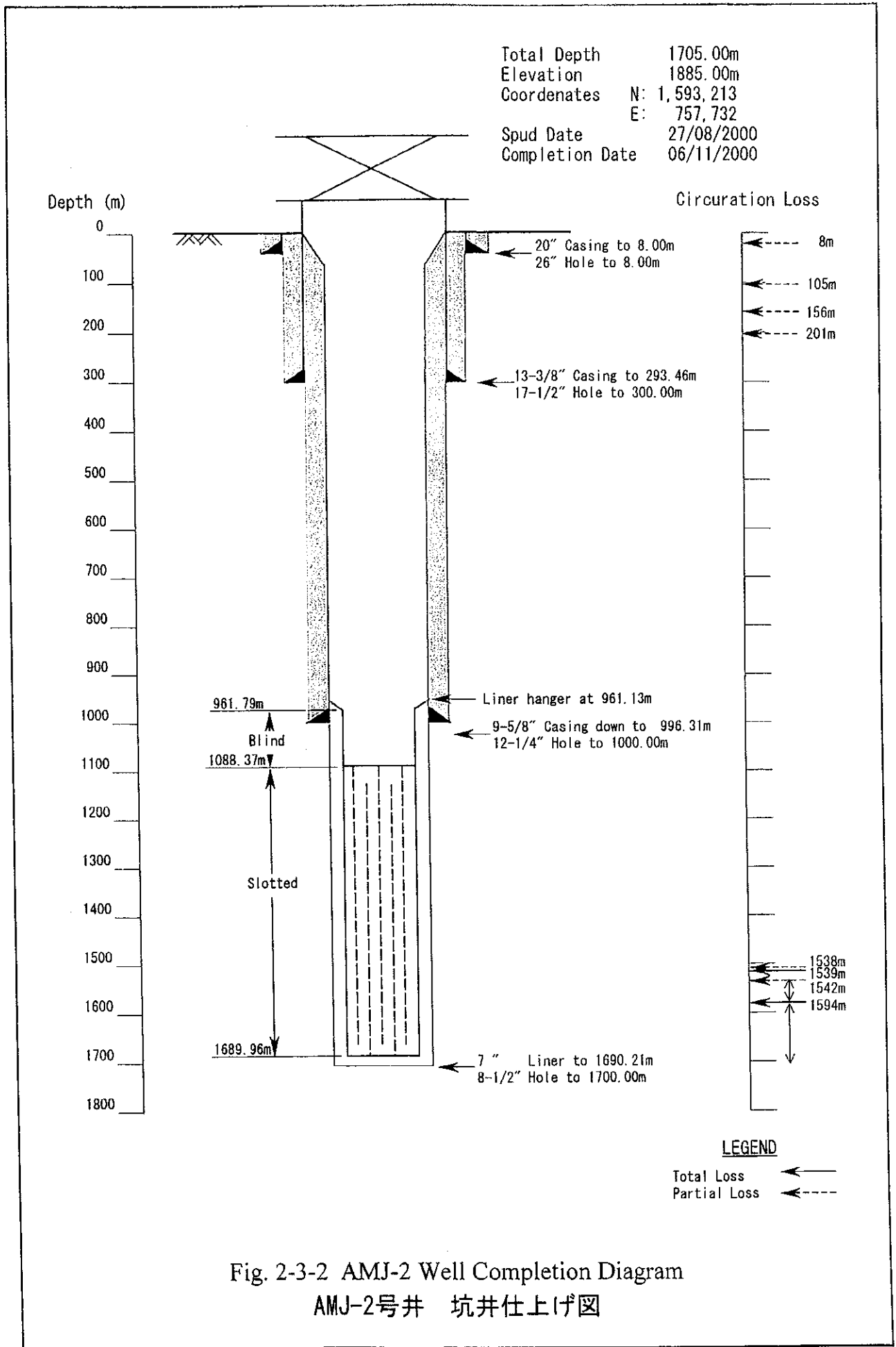
Circuration Loss



LEGEND

Total Loss ←
 Partial Loss ←

Fig. 2-3-1 AMJ-1 Well Completion Diagram
 AMJ-1号井 坑井仕上げ図



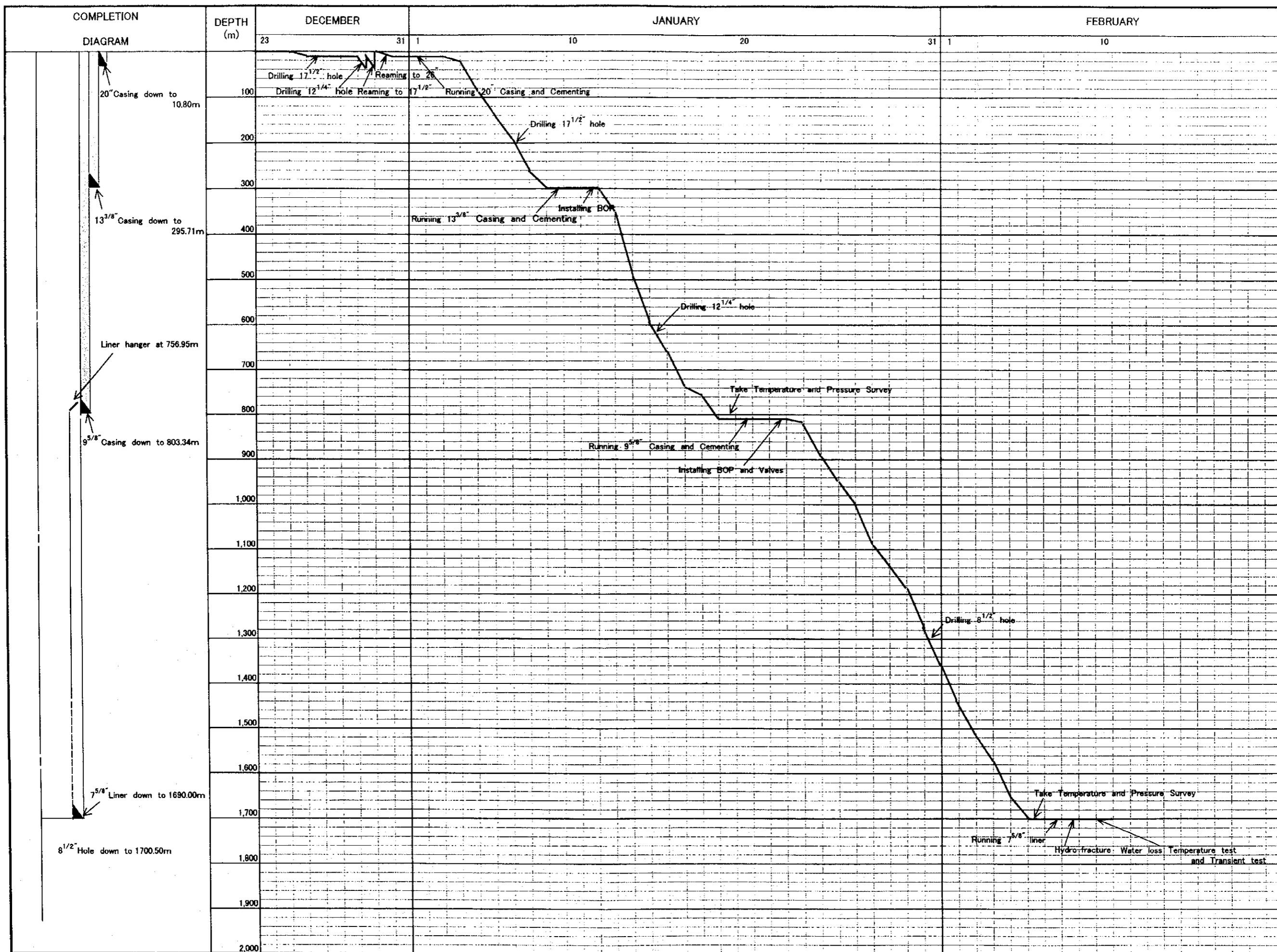


Fig. 2-3-3 AMJ-1 Well Drilling Diagram

AMJ-1号井 掘削実績

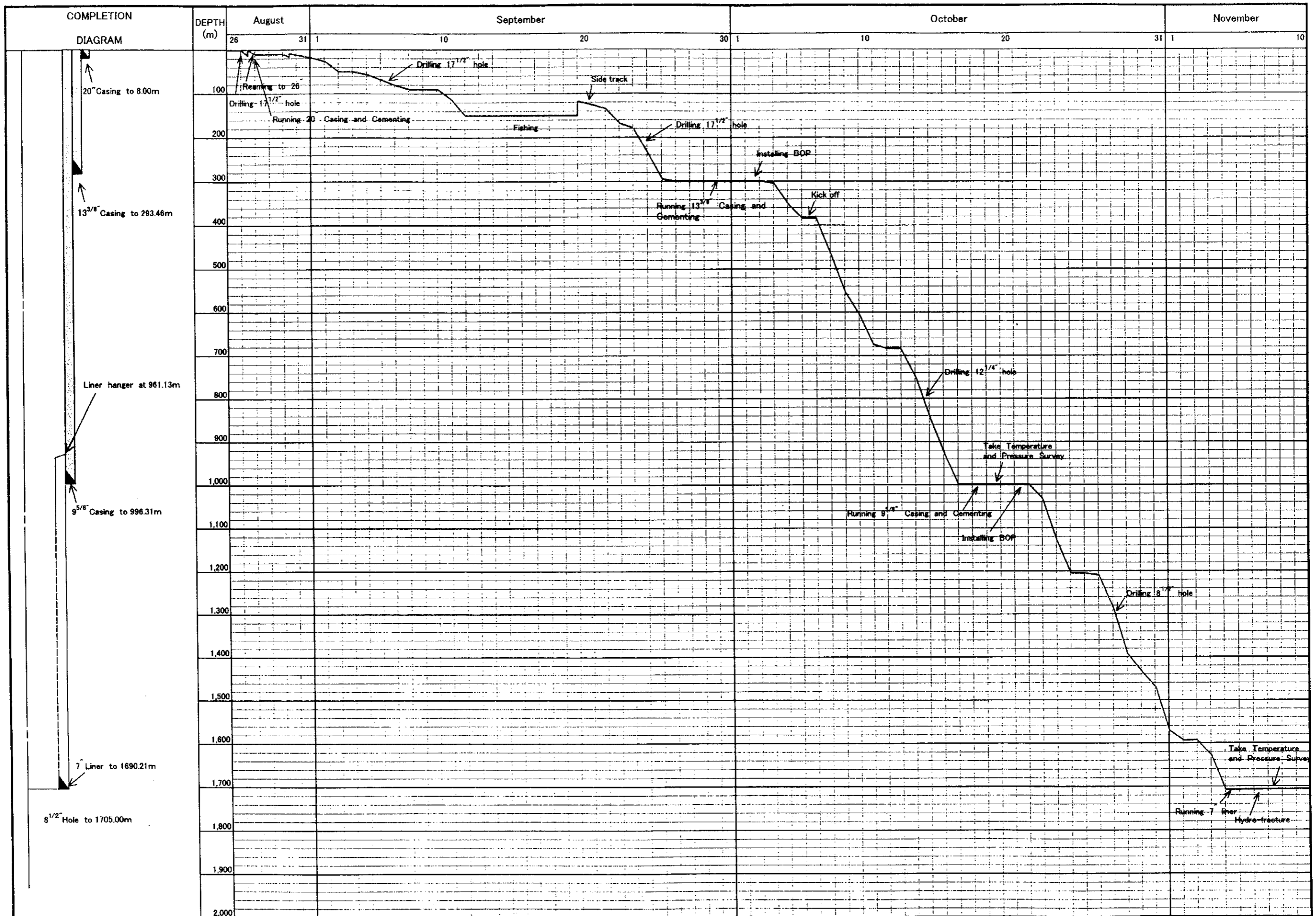


Fig. 2-3-4 AMJ-2 Well Drilling Diagram

AMJ-2号井 掘削実績

Table. 2-3-1 Rig Time Distribution on Well AMJ-1

坑井 AMJ-1 の掘削時間分析

Operation	26" hole	17-1/2" hole	12-1/4" hole	8-1/2" hole	Total
Rig up and Rig-down	61:00	—	—	14:30	75:30
Drill actual	96:45	94:00	105:30	231:45	528:00
Reaming and drill out cement	4:30	8:15	8:00	9:00	29:45
Coring	—	—	—	—	—
Condition mud and circulate	10:30	7:00	11:45	23:15	52:30
Trips	14:30	17:15	18:45	53:15	103:45
Lubricate rig	—	1:15	1:00	1:15	3:30
Repair rig	7:45	0:45	0:30	1:45	10:45
Cut off drilling line	—	—	—	2:00	2:00
Deviation survey	—	1:00	1:30	2:30	5:00
Wire line logs and hydro-fracturing	—	—	25:45	44:00	69:45
Run casing and cement	6:15	18:15	22:00	15:15	61:45
Wait on cement	54:15	44:00	36:00	—	134:15
Nipple up BOP	19:30	9:30	20:30	—	49:30
Test BOP	—	0:15	1:00	0:30	1:45
Drill stem test	—	—	—	—	—
Plug back	6:30	—	—	—	6:30
Squeeze cement	—	—	—	—	—
Fishing	—	—	—	4:30	4:30
Stand by	—	—	17:45	43:30	61:15
Totals	281:30	201:30	270:00	447:00	1200:00

Table 2-3-2 Rig Time distribution on Well AMJ-2

坑井 AMJ-2 の掘削時間分析

Operation	26" hole	17-1/2" hole	12-1/4" hole	8-1/2" hole	Total
Rig-up and Rig-down	24:00		3:45		27:45
Drill actual	16:00	235:45	152:30	161:00	565:15
Reaming and drill out cement	—	25:45	35:15	18:00	79:00
Coring	—	—	—	—	—
Condition mud and circulation	—	27:00	10:45	7:45	45:30
Trip	4:00	65:00	71:00	58:45	198:45
Lubricate rig	—	1:00	2:00	1:30	4:30
Repair rig	—	41:00	69:45	36:00	146:45
Cut off drilling line	—	—	1:00	—	1:00
Deviation survey	—	1:00	5:45	8:00	14:45
Wire line logs	—	—	5:30	—	5:30
Run casing and cement	4:00	63:45	30:15	20:00	118:00
Wait on cement	24:00	107:00	52:30	—	183:30
Nipple-up BOP	11:00	30:00	10:30	—	51:30
Test BOP	—	—	6:00	0:45	6:45
Drill stem test	—	—	—	—	—
Plug back	—	11:15	—	—	11:15
Squeeze cement	—	—	—	—	—
Fishing	—	143:00	—	60:30	203:30
Stand by	—	82:30	—	6:15	88:45
Total	83:00	834:00	456:30	378:30	1752:00

Table. 2-3-3 Drilling Equipment for Well AMJ-1

坑井 AMJ-1 の掘削設備

Item	Description	
Mast	Make: DRECO, Type: Cantilever, Model: M13621-800	
Substructure	Make: DRECO, Type: Box on Box, Capacity: 500,000lbs	
Crown Blocks	Shieves: 55" × 1(first line), 42" × 5	
Hook Blocks	Make: NATIONAL, Model: 545G350, Rating: 350ton	
Drawworks	Make: NATIONAL, Model: 80UE, Drive: GE 752(1000HP)	
Rotary Table	Make: NATIONAL, Model: C-275, Size: 27-1/2"	
Swivel	Make: NATIONAL, Model: P-400, Rating: 400ton	
Pipe Spinner	Make: SPINNER HAWK, Model: J29	
Kelly Bushing	Make: DEN CON, Type: R-H	
Tongs	Make: BLOOM VOSS, Type: 100	
Hydraulic Winch	Make: BRADEN, Model: PD12C, Rating: 6ton	
Wire Line Unit	Home make, Wire Line Size: 9mm	
Mud Pumps	No,1 Pump	Make:NATIONAL, Model:9-P-100, Drive:GE752
	No,2 Pump	Make:NATIONAL, Model:9-P-100, Drive:GE752
Shaker	Make: BRANT, Type: Tandem	
Desander	Make: SWACO, Model: 30839	
Desilter	Make: SWACO, Model: 30856	
Blowout Preventers	Annular	Make: HYDRILL, Size: 21-1/4" , WP: 2000psi Make: SHAFFER, Size: 13-5/8" , WP: 5000psi
	Pipe Ram	Make: SHAFFER, Size: 13-5/8" , WP: 5000psi
	Shear Ram	Make: SHAFFER, Size: 13-5/8" , WP: 5000psi
Cooling Tower	Home make	
Engines	Make: CATERPILLAR, Model: D398(910HP), 3ea	
Generators	Make: BROWN BOVERI, Model: 718, 800kw, 600volts, 3ea	
Tanks	Home make, Mud Tank 1100bbls,2ea, Water Tank 600bbls,3ea	

Table 2-3-4 Drilling Equipment for Well AMJ-2

坑井 AMJ-2 の掘削設備

Item	Description	
Mast	Make: IDECO, Model: HFM138-550, Height: 138ft	
Substructure	Make: IDECO, Type: Box on Box, Capacity: 550,000lbs	
Crown Blocks	Make: IDECO, 6Sheaves, Capacity: 350ton	
Hook Blocks	Make: National IDEAL, Model: 540G250, Capacity: 497,200lbs	
Drawworks	Make: Wilson, Model: Super Mogul 42, Rating: 800HP	
Drawworks Engines	Make: Detroit Diesel, Model: 12V71, Rating: 550HP, 2ea	
Rotary Table	Make: National IDEAL, Model: C-275, Size: 27-1/2"	
Swivel	Make: IDECO, Capacity: 200ton	
Kelly	Type: Hexagonal 5-1/4"	
Hydromatic Break	Make: PARMAC, Model: D631228	
Tongs	Make: BJ, Size: 4-1/2" ~13-3/8"	
Mixing Pump	Make: Mission Magnum, Model: 6-8R	
Mud Pumps	No,1 Pump	Make: IDECO, Model: MM600, Drive: 16V71
	No,2 Pump	Make: IDECO, Model: MM600, Drive: 16V71
Shaker	Home make, Type: Tandem	
De-sander	Make: SWACO	
De-silter	Make: SWACO	
Blowout Preventers	Annular	Make: HYDRILL, Size: 13-5/8" , WP: 5000psi
	Pipe Ram	Make: SHAFFER, Size: 13-5/8" , WP: 3000psi
	Shear Ram	Make: SHAFFER, Size: 13-5/8" , WP: 3000psi
Cooling Tower	Home make, with fan and 7.5HPmotor	
Tanks	Home make, Mud Tank : 40kl, 3ea, Water Tank : 18kl, 2ea	

Table. 2-3-5 Drift-angle Survey Data of Well AMJ-1

坑井 AMJ-1 の傾斜測定記録

Date	Measured depth	Drift-angle	Remarks
Jan. 4, 2000	39 m	0° 45'	17-1/2" hole
Jan. 5, 2000	102 m	0° 50'	17-1/2" hole
Jan. 6, 2000	152 m	0° 45'	17-1/2" hole
Jan. 8, 2000	247 m	0° 15'	17-1/2" hole
Jan.13, 2000	355 m	1° 00'	12-1/4" hole
Jan.13, 2000	456 m	0° 45'	12-1/4" hole
Jan.14, 2000	552 m	0° 50'	12-1/4" hole
Jan.15, 2000	650 m	1° 00'	12-1/4" hole
Jan.17, 2000	753 m	0° 45'	12-1/4" hole
Jan.24, 2000	869 m	1° 00'	8-1/2" hole
Jan.26, 2000	964 m	1° 00'	8-1/2" hole
Jan.28, 2000	1068 m	1° 00'	8-1/2" hole
Jan.29, 2000	1163 m	0° 50'	8-1/2" hole
Jan.30, 2000	1257 m	0° 45'	8-1/2" hole
Feb. 1, 2000	1352 m	0° 45'	8-1/2" hole
Feb. 5, 2000	1512 m	0° 30'	8-1/2" hole
Feb. 5, 2000	1652 m	0° 10'	8-1/2" hole

Table. 2-3-6 AMJ-2 Directional Drilling Data

坑井AMJ-2の傾斜掘り実績

WELL NAME		AMJ-2								
KOP [m]		ELEVATION		Directional Angle						
0.00		1885.00		N65° E True North						
M. D	C. I.	DR. A	DIR. A	VE. D	T. V. D	EL	C. D	HOL. DIR	T. D	
測定深度	測定間隔	傾斜角度 [度].[分]	傾斜方向 [度].[分]	垂直深度 m	垂直深度計 m	標高 m	偏距 m	坑底方位 [度].[分]	坑底偏距 m	
1	204.00	204.00	0.30	N 57.00 E	203.99	203.99	1681.01	1.78	N 57.00 E	1.78
2	290.00	86.00	0.45	N 72.00 E	85.99	289.98	1595.02	1.13	N 62.48 E	2.88
3	385.00	95.00	1.30	N 74.30 E	94.97	384.95	1500.05	2.49	N 68.13 E	5.34
4	413.00	28.00	3.00	N 79.00 E	27.96	412.91	1472.09	1.47	N 70.32 E	6.79
5	441.00	28.00	4.42	N 74.00 E	27.91	440.82	1444.18	2.29	N 71.25 E	9.08
6	469.00	28.00	6.36	N 73.00 E	27.81	468.63	1416.37	3.22	N 71.50 E	12.29
7	497.00	28.00	8.00	N 74.30 E	27.73	496.36	1388.64	3.90	N 72.28 E	16.19
8	524.00	27.00	9.24	N 71.18 E	26.64	523.00	1362.00	4.41	N 72.13 E	20.60
9	551.00	27.00	10.48	N 66.12 E	26.52	549.52	1335.48	5.06	N 71.02 E	25.63
10	582.00	31.00	12.48	N 65.18 E	30.23	579.75	1305.25	6.87	N 69.49 E	32.48
11	611.00	29.00	14.18	N 65.18 E	28.10	607.85	1277.15	7.16	N 69.00 E	39.62
12	637.00	26.00	14.48	N 65.18 E	25.14	632.99	1252.01	6.64	N 68.28 E	46.25
13	666.00	29.00	15.18	N 62.48 E	27.97	660.96	1224.04	7.65	N 67.40 E	53.87
14	696.00	30.00	16.45	N 66.00 E	28.73	689.69	1195.31	8.65	N 67.26 E	62.51
15	724.00	28.00	17.00	N 65.00 E	26.78	716.47	1168.53	8.19	N 67.09 E	70.69
16	752.00	28.00	17.00	N 66.00 E	26.78	743.24	1141.76	8.19	N 67.02 E	78.88
17	800.00	48.00	10.00	N 66.00 E	47.27	790.51	1094.49	8.34	N 66.56 E	87.21
18	827.00	27.00	17.30	N 67.00 E	25.75	816.26	1068.74	8.12	N 66.57 E	95.33
19	855.00	28.00	17.30	N 67.00 E	26.70	842.97	1042.03	8.42	N 66.57 E	103.75
20	884.00	29.00	18.00	N 69.00 E	27.58	870.55	1014.45	8.96	N 67.07 E	112.71
21	914.00	30.00	19.45	N 69.00 E	28.24	898.78	986.22	10.14	N 67.16 E	122.84
22	950.00	36.00	22.00	N 68.00 E	33.38	932.16	952.84	13.49	N 67.20 E	136.32
23	979.00	29.00	24.00	N 69.00 E	26.49	958.65	926.35	11.80	N 67.28 E	148.11
24	1019.00	40.00	25.15	N 71.00 E	36.18	994.83	890.17	17.06	N 67.50 E	165.15
25	1057.00	38.00	26.45	N 68.00 E	33.93	1028.77	856.23	17.10	N 67.51 E	182.25
26	1095.00	38.00	28.45	N 68.00 E	33.32	1062.08	822.92	18.28	N 67.52 E	200.53
27	1123.00	28.00	29.45	N 69.00 E	24.31	1086.39	798.61	13.89	N 67.56 E	214.42
28	1152.00	29.00	31.00	N 67.00 E	24.86	1111.25	773.75	14.94	N 67.53 E	229.36
29	1181.00	29.00	31.30	N 68.00 E	24.73	1135.98	749.02	15.15	N 67.53 E	244.51
30	1217.00	36.00	33.00	N 68.00 E	30.19	1166.17	718.83	19.61	N 67.54 E	264.11
31	1273.00	56.00	33.30	N 68.00 E	46.70	1212.87	672.13	30.91	N 67.54 E	295.02
32	1330.00	57.00	33.15	N 67.00 E	47.67	1260.53	624.47	31.25	N 67.49 E	326.27
33	1377.00	47.00	33.30	N 68.00 E	39.19	1299.73	585.27	25.94	N 67.50 E	352.21
34	1414.00	37.00	33.30	N 68.00 E	30.85	1330.58	554.42	20.42	N 67.50 E	372.63
35	1488.00	74.00	34.30	N 67.00 E	60.99	1391.57	493.43	41.91	N 67.45 E	414.54
36	1595.00	107.00	34.30	N 67.00 E	88.18	1479.75	405.25	60.61	N 67.40 E	475.15
37	1650.00	55.00	34.30	N 67.00 E	45.33	1525.07	359.93	31.15	N 67.37 E	506.30
38	1705.00	55.00	34.30	N 67.00 E	45.33	1570.40	314.60	31.15	N 67.35 E	537.45
39										
40										
41										
42										
43										
44										
45										
46										
47										
48										

Table. 2-3-7 Record of the loss of circulation zones of Well AMJ-1

坑井 AMJ-1 の逸水層記録

Date	Depth	Loss rate	Treatment
Dec.25, 1999	2 m	9 m ³ /hr	Drilled with LCM mud
Dec.26, 1999	8 m	> 53 m ³ /hr	Set cement plug
Jan. 5, 2000	83 m	7 m ³ /hr	Drilled with LCM mud
Jan. 6, 2000	151 m	31 m ³ /hr	Drilled with LCM mud
Jan.27, 2000	1011 m	3 m ³ /hr	Drilled with mud
Jan.29, 2000	1168 m	3 m ³ /hr	Drilled with mud
Jan.30, 2000	1231 m	4 m ³ /hr	Drilled with mud
Feb. 1, 2000 ~Feb. 2, 2000	1429 m ~ 1493 m	16 m ³ /hr ~ 34 m ³ /hr	Drilled with mud
Feb. 2, 2000	1493 m ~ 1502 m	> 75 m ³ /hr	Drilled with low vis mud
Feb. 2, 2000	1502 m ~ 1531 m	60 m ³ /hr	Drilled with low vis mud and water
Feb. 3, 2000 ~Feb. 5, 2000	1531 m ~ 1700 m	4 m ³ /hr ~ 20 m ³ /hr	Drilled with low vis mud

Table 2-3-8 Record of the loss of circulation zones of Well AMJ-2

坑井 AMJ-2 の逸水層記録

Date	Depth	Loss Rate	Treatment
Aug.29, 2000	8 m	4m ³ /hr	Drilled with mud
Sep.10, 2000	105 m	10m ³ /hr	Drilled with mud
Sep.22, 2000	156 m	20m ³ /hr	Drilled with LCM mud
Sep.24, 2000	201 m	36m ³ /hr	Drilled with LCM mud
Oct.31, 2000	1538 m ~ 1539 m	50m ³ /hr	Drilled with low vis mud
Oct.31, 2000	1539 m ~ 1542 m	>75m ³ /hr	Drilled with low vis mud
Oct.31, 2000	1542 m ~ 1553 m	20m ³ /hr	Drilled with low vis mud
Oct.31, 2000	1553 m ~ 1563 m	30m ³ /hr	Drilled with low vis mud
Nov. 1,2000	1563 m ~ 1594 m	50m ³ /hr	Drilled with low vis mud
Nov. 1,2000	1594 m ~ 1595 m	>68m ³ /hr	Drilled with low vis mud
Nov. 3,2000	1595 m ~ 1611 m	10m ³ /hr	Drilled with low vis mud
Nov. 4,2000	1611 m ~ 1630 m	40m ³ /hr	Drilled with low vis mud
Nov. 4,2000	1630 m ~ 1705 m	20m ³ /hr	Drilled with low vis mud

Table. 2-3-9 Hydro-fracturing Data of Well AMJ-1

坑井 AMJ-1 のハイドロフラクチャリング記録

Date		Injection rate	pump pressure	Total Volume	Remarks
Run No.1 Feb.8, 2000	9:50	75 m ³ /hr	0→250psi	367 m ³	Run in hole with DP Pump through DP
	10:10	113 m ³ /hr	450psi		
	10:30	150 m ³ /hr	580psi		
	10:50	165 m ³ /hr	680psi		
	11:00	161 m ³ /hr	650psi		
	11:30	159 m ³ /hr	650psi		
	12:00	161 m ³ /hr	640psi		
	12:25	161 m ³ /hr	630psi		
Run No.2 Feb.9, 2000	1:10	162 m ³ /hr	0→450psi	293 m ³	Pump through DP
	1:20	155 m ³ /hr	530psi		
	1:30	161 m ³ /hr	580psi		
	1:40	159 m ³ /hr	590psi		
	2:00	161 m ³ /hr	610psi		
	2:20	161 m ³ /hr	630psi		
	2:40	161 m ³ /hr	630psi		
	3:00	160 m ³ /hr	630psi		
Run No.3 Feb.9, 2000	18:05	135 m ³ /hr	0→ 50psi	188 m ³	Pump through kill line Check loss rate:75 m ³ /hr
	18:15	131 m ³ /hr	50psi		
	18:25	159 m ³ /hr	50psi		
	18:35	158 m ³ /hr	50psi		
	18:45	143 m ³ /hr	50psi		
	19:00	158 m ³ /hr	50psi		
	19:10	157 m ³ /hr	50psi		
	19:20	158 m ³ /hr	50psi		

Table 2-3-10 Hydro fracturing Data of Well AMJ-2

坑井 AMJ-2 のハイドロフラクチャリング記録

Date		Injection rate	Pump pressure	Total Volume	Remarks
Run No.1 Nov.7, 2000	12:10	132m ³ /hr	0psi	126m ³	Run in hole with DP Pump through DP
	12:20	70m ³ /hr	0psi		
	12:30	139m ³ /hr	0→250psi		
	12:40	139m ³ /hr	0~250psi		
	12:50	139m ³ /hr	0~250psi		
	13:00	139m ³ /hr	0~250psi		
	13:10	139m ³ /hr	0~250psi		
Run No.2 Nov.7, 2000	18:30	152m ³ /hr	0psi	127m ³	Pump through DP
	18:40	152m ³ /hr	0psi		
	18:50	152m ³ /hr	0→100psi		
	19:00	152m ³ /hr	0~100psi		
	19:10	152m ³ /hr	0~100psi		
	19:20	152m ³ /hr	0~100psi		
Run No.3 Nov.9, 2000	8:00	152m ³ /hr	0psi	152m ³	Pump through DP Check loss rate:126m ³ /hr
	8:10	152m ³ /hr	0psi		
	8:20	152m ³ /hr	0→250psi		
	8:30	152m ³ /hr	0~250psi		
	8:40	152m ³ /hr	0~200psi		
	8:50	152m ³ /hr	0~100psi		
	9:00	152m ³ /hr	0~100psi		

Table. 2-3-11 Cementing Data of Well AMJ-1

坑井 AMJ-1 のセメンティング記録

Primary cementing(casing cementing)

Date	Casing size	Set depth	Materials	Specific gravity	Remarks
Jan. 1, 2000	20"	10.8	Cement "A" 64sacks Calcium Chloride 2%	1.80	30 % excess volume
Jan. 9, 2000	13-3/8"	295.7	Cement "H" 632sacks Silica Flour 35% Halad-22A 0.5% CFR-2 0.2%	1.80	50 % excess volume
Jan.20, 2000	9-5/8"	803.3	Cement "H" 667sacks Silica Flour 35% Halad-22A 0.5% CFR-2 0.2% HR-12 0.25%	1.80	50% excess volume

Secondary cementing(top job cementing)

Date	Casing annuls	Materials	Specific gravity	Remarks
Jan.10, 2000	20" - 13-3/8"	Cement "A" 200sacks	1.80	Run in 1" pipe
Jan.11, 2000	20" - 13-3/8"	Cement "H" 244sacks	1.80	Run in 1" pipe
Jan.11, 2000	20" - 13-3/8"	Cement "A" 45sacks Calcium Chloride 3%	1.80	Set from surface
Jan.21, 2000	13-3/8" - 9-5/8"	Cement "H" 274sacks Silica Flour 35% Halad-22A 0.5% CFR-2 0.2% HR-12 0.25%	1.70	Set from surface

Secondary cementing (plug-back cementing)

Date	Drilling depth	Materials	Specific gravity	Remarks
Dec.26, 1999	8 m	Cement "A" 21sacks	1.80	Plug for loss zone
Dec.27, 1999	9 m	Cement "A" 85sacks	1.80	Plug for loss zone
Dec.31, 1999	32 m	Cement "A" 215sacks	1.80	Plug for loss zone

Table 2-3-12 Cementing Data of Well AMJ-2

坑井 AMJ-2 のセメンティング記録

Primary cementing (Casing cementing)

Date	Casing size	Set depth	Materials	Specific gravity	Remarks
Aug.27, 2000	20"	8.00	Cement "A" 2,000kg Calcium Chloride 2%	1.80	50%excess volume
Sep.30, 2000	13-3/8"	293.46	Cement "H" 30,000kg Silica Flour 35% Halad-22A 0.5% CFR-2 0.2%	1.80	70%excess volume
Oct.18, 2000	9-5/8"	996.31	Cement "H" 40,000kg Silica Flour 35% Halad-22A 0.5% CFR-2 0.2% HR-12 0.2%	1.75	80%excess volume

Secondary cementing (top job cementing)

Date	Casing annuls	Materials	Specific gravity	Remarks
Sep.30, 2000	20" - 13-3/8"	Cement "H" 10,000kg	1.80	Set from surface
Oct. 1, 2000	20" - 13-3/8"	Cement "H" 5,000kg	1.80	Set from surface
Oct.21, 2000	13-3/8" -9-5/8"	Cement "H" 10,000kg	1.80	Set from surface
Oct.21, 2000	13-3/8" -9-5/8"	Cement "A" 935kg	1.75	Set from surface

Secondary cementing (Plug-back cementing)

Date	Drilling depth	Materials	Specific gravity	Remarks
Sep.16, 2000	156 m	Cement "A" 5,000kg	1.80	Plug for side-track
Sep.17, 2000	156 m	Cement "A" 5,000kg	1.80	Plug for side-track

Table. 2-3-13 Bit Record of Well AMJ-1

坑井 AMJ-1 のビット記録

No	SIZE	MAKE	TYPE	IADC	SERIAL	NOZZLE	DEPTH		TOTAL	DRILLING		BIT		DEV	PUMP			MUD			DULL GRADING			REMARKS	
							FROM	T O		HOURS	RATE	WOB	RPM		P. P	SPM	SG	VIS	IN	OUT	T	B	G		
																									TO
1	17-1/2	SEC	S84	515	500432	Open	0	10	10	41:00	0.24	28	4060	--	50	60	1.01	38	--	--	--	--	--	--	Pilot hole
2RR	12-1/4	SEC	M89F	637	657078	Open	10	32	22	13:15	1.66	68	60	--	50	60	1.02	40	--	--	--	--	--	--	Used, Pilot hole
1RR	17-1/2	SEC	S84	515	500432	Open	10	32	22	9:30	2.32	68	6070	--	50	60	1.03	40	--	--	--	--	--	--	Pilot hole
1RR	17-1/2	SEC	S84	515	500432	Open	0	11	11	9:00	0.32	26	4050	--	50	60	1.03	42	--	--	--	--	--	--	W./Hole Opener
1RR	17-1/2	SEC	S84	515	500432	Open	32	195	163	67:45	2.41	2030	5070	3/4"	50	80	1.04	44	20	21	--	--	--	--	
3RR	17-1/2	SEC	S86	535	493546	Open	195	300	105	32:45	3.21	1530	4060	1/4"	50	80	1.04	43	21	23	--	--	--	--	Used
4	12-1/4	SFC	S86F	537	632707	3x20	300	659	359	70:30	5.06	1478	80100	1"	400	130	1.06	41	38	44	2	3	1		
5	12-1/4	SEC	S84F	517	122551	3x20	650	807	148	35:00	4.23	1622	80100	3/4"	500	130	1.06	43	42	47	2	2	1		
6	8-1/2	SEC	S84	515	566527	Open	807	932	125	37:00	3.36	1678	8065	1"	250	105	1.06	36	41	47	4	8	1		
7RR	8-1/2	SFC	MCR9 TF	627	559950	Open	932	1062	70	23:00	3.04	1678	6065	1"	350	105	1.06	38	41	48	2	2	1		Used
8	8-1/2	SFC	MCR9 TF	627	574850	Open	1062	1129	127	40:30	3.14	20	65	7/8"	375	110	1.06	38	43	50	2	2	1		
9	8-1/2	SFC	MCR9 TF	627	574864	Open	1129	1276	147	45:30	3.23	2024	65	3/4"	400	110	1.07	36	46	53	2	2	1		
10	8-1/2	SFC	MCR9 TF	627	574862	Open	1276	1500	224	46:00	4.87	1924	65	3/4"	400	110	1.04	38	28	36	2	2	1		Loss circulation
11	8-1/2	SFC	MCR9 TF	627	574855	Open	1500	1700	200	40:00	5.00	1924	65	1/2"	400	110	1.02	34	45	53	4	8	1		TD

Table 2-3-14 Bit Record of Well AMJ-2

坑井 AMJ-2 のビット記録

No	SIZE	MAKE	TYPE	IADC SERIAL	NOZZLE	DEPTH		TOTAL	DRILLING		BIT RPM	DEV (°)	PUMP		MUD			DULL GRADING			REMARKS	
						FROM	T O		HOURS	RATE			P	P	SG	VIS	IN	OUT	T	B		G
1	17-1/2	SEC	S93F	527	496663	0 m	8 m	8 m	12:00	0.67	21	50	0	40	1.05	50	—	—	—	—	—	Pilot hole
2	26	VARREL	—	215	—	0	8	8	4:00	2.00	2	50	0	40	1.04	55	—	—	—	—	—	Ream hole
3	12-1/4	SEC	S93F	527	656533	8	13	5	15:25	0.32	2	50	0	40	1.04	55	—	—	—	—	—	Used. Pilot hole
4	17-1/2	VARREL	—	517	154882	156	143	143	100:47	1.42	7	60	0	45	1.05	60	—	—	—	—	—	
5	12-1/4	VARREL	—	517	157866	300	385	85	51:40	2.79	4	60	300	55	1.04	50	—	—	—	—	—	
6	12-1/4	VARREL	—	517	157760	385	682	297	18:07	4.69	10	65	500	50	1.03	45	—	—	—	—	—	KOP 385m
7	12-1/4	VARREL	—	517	157772	682	875	193	38:45	7.66	8	60	700	60	1.08	40	—	—	—	—	—	
8	12-1/4	VARREL	—	517	157856	875	1000	125	35:30	5.44	18	70	500	60	1.10	40	—	—	—	—	—	
9	8-1/2	VARREL	—	537	152560	1000	1203	203	19:00	6.58	14	60	500	60	1.11	50	—	—	—	—	—	
10	8-1/2	VARREL	—	537	152560	1203	1434	231	38:10	5.25	7	70	600	60	1.05	42	—	—	—	—	—	
11	8-1/2	VARREL	—	537	152568	1434	1542	108	43:20	5.33	10	60	300	60	1.09	43	—	—	—	—	—	Loss circulation
12	8-1/2	VARREL	—	537	152572	1542	1705	110	20:00	5.40	7	75	400	60	1.12	40	—	—	—	—	—	Loss circulation
						1542	1695	53	9:54	5.05	7	75	500	60	1.09	40	—	—	—	—	—	Loss circulation
						1695	1705	110	28:12	3.90	5	80	300	60	1.02	40	—	—	—	—	—	Loss circulation

Table. 2-3-15 List of Used Materials of Well AMJ-1

坑井 AMJ-1 の使用資材一覧表

Bit and Hole Opener

26" hole opener, with conventional cones	1 unit
17-1/2" , with conventional cones, classification 5-1-5	1 unit
17-1/2" , with conventional cones, classification 5-3-5 (used)	1 unit
12-1/4" , with conventional cones, classification 5-1-7	1 unit
12-1/4" , with conventional cones, classification 5-3-7	1 unit
12-1/4" , with conventional cones, classification 6-3-7 (used)	1 unit
8-1/2" , with conventional cones, classification 5-1-5	1 unit
8-1/2" , with conventional cones, classification 6-2-7	4 unit
8-1/2" , with conventional cones, classification 6-2-7 (used)	1 unit

Mud materials

Bentonite (100lbs)	3018 sacks
Caustic Soda (50lbs)	121 sacks
Sodium Bicarbonate (100lbs)	24 sacks
Tannathin (50lbs)	65 sacks
Polypack (50lbs)	9 sacks
Resinex CMC (50lbs)	70 sacks
Sodium Carbonate (100lbs)	13 sacks
Kwik-Seal (40lbs)	57 sacks
Saw-Dust (40lbs)	120 sacks
Cottonseed-Hulls (40lbs)	37 sacks
Nut-Plug (80lbs)	20 sacks
Lime (16kg)	53 sacks

Cement materials

Cement "A" (94lbs)	630 sacks
Cement "H" (94lbs)	1817 sacks
Silica Flour (100lbs)	517 sacks
Calcium Chloride (110lbs)	3 sacks
Halad 22A (50lbs)	15 sacks
CFR-2 (50lbs)	6 sacks
HR-12 (50lbs)	5 sacks

Well Head Equipment

Well head for 13-3/8" casing	1 unit
Expansion spool of 33" height	1 unit
Master valve, 10" ANSI600, WKM	1 unit
Bleed-off valve, 3" series 2000	2 unit

Casing and Accessories

Conductor pipe, 30" OD, 1/8" thickness	10.00meters
Casing 20" , 94 lbs/ft, BTC	24.29meters
Casing 13-3/8" , 61 lbs/ft, BTC	303.60meters
Casing 9-5/8" , 40 lbs/ft, BTC	811.20meters
Casing 7-5/8" , 26.4 lbs/ft, Hydril FJP, Blind	637.25meters
Casing 7-5/8" , 26.4 lbs/ft, Hydril FJP, Slotted	294.26meters
Float shoe for 20" casing	1 unit
Float shoe for 13-3/8" casing	1 unit
Float shoe for 9-5/8" casing	1 unit
Guide shoe for 7-5/8" casing	1 unit
Float collar for 13-3/8" casing	1 unit
Float collar for 9-5/8" casing	1 unit
Cementing plug for 20" casing	1 unit
Cementing plugs for 13-3/8" casing, top and bottom	1 unit
Cementing plugs for 9-5/8" casing, top and bottom	1 unit
Centralizers for 13-3/8" casing	8 unit
Centralizers for 9-5/8" casing	20 unit
Liner hanger, 9-5/8" × 7-5/8"	1 unit

Table 2-3-16 List of Used Materials of Well AMJ-2

坑井 AMJ-2 の使用資材一覧表

Bit and Hole Opener

26" , with conventional cones, classification 2-1-5	1 unit
17-1/2" , with conventional cones, classification 5-1-7	1 unit
17-1/2" , with conventional cones, classification 5-2-7	1 unit
12-1/4" , with conventional cones, classification 5-1-7	3 unit
12-1/4" , with conventional cones, classification 5-2-7 (used)	1 unit
8-1/2" , with conventional cones, classification 5-3-7	5 unit

Mud materials

Bentonite (100lbs)	4484 sacks
Caustic Soda (50lbs)	77 sacks
Sodium Bicarbonate (100lbs)	56 sacks
Tannathin (50lbs)	110 sacks
Polypack (50lbs)	138 sacks
Poly-plus (18L)	267 cans
Thermex (200L)	6 drums
Kwik-Seal (40lbs)	25 sacks
Nut-Plug (80lbs)	182 sacks
Pipe-Lax (200L)	2 drums

Cement materials

Cement "A"	12,935 kg
Cement "H"	95,000 kg
Silica Flour	33,250 kg
Calcium Chloride	240 kg
Halad 22A	475 kg
CFR-2	190 kg
HR-12	80 kg

Well Head Equipment

Well head for 13-3/8" casing	1 unit
Expansion spool of 33" height	1 unit
Master valve, 10" ANSI600, WKM	1 unit
Bleed-off valve, 3" series 2000	2 unit

Casing and Accessories

Conductor pipe, 30" OD, 1/8" thickness	10.00meters
Casing 20" , 94.0 lbs/ft, BTC	11.83meters
Casing 13-3/8" , 54.5 lbs/ft, BTC	300.15meters
Casing 9-5/8" , 40.0 lbs/ft, BTC	1001.75meters
Casing 7" , 29.0 lbs/ft, BTC, Blind	126.58meters
Casing 7" , 29.0 lbs/ft, BTC, Slotted	601.59meters
Float shoe for 20" casing	1 unit
Float shoe for 13-3/8" casing	1 unit
Float shoe for 9-5/8" casing	1 unit
Guide shoe for 7" casing	1 unit
Float collar for 13-3/8" casing	1 unit
Float collar for 9-5/8" casing	1 unit
Cementing plug for 20" casing	1 unit
Cementing plugs for 13-3/8" casing, top and bottom	1 unit
Cementing plugs for 9-5/8" casing, top and bottom	1 unit
Centralizer for 13-3/8" casing	8 unit
Centralizer for 9-5/8" casing	25 unit
Liner hanger, 9-5/8" x 7"	1 unit

2.4 Estudios en los pozos

2.4.1 Geología de pozo

2.4.2 Geoquímica de los pozos

2.4.3 Pruebas de terminación y registro de pozos

2.4 ESTUDIOS EN LOS POZOS

2.4.1 Geología de pozo

1. Objetivo y parámetros analíticos

Se realizó el estudio de la petrología y la mineralogía de los recortes de perforación de los pozos exploratorios AMJ-1 y AMJ-2 con el propósito de ayudar a establecer las estructuras geológicas y geotérmicas del campo geotérmico de Amatitlán. Como primer punto, todas las muestras de recortes fueron examinadas macroscópicamente. Luego, se seleccionaron muestras representativas para ser analizadas por medio de observación microscópica, morfología de cristales de zircón, datación, análisis de difracción de rayos-X, y análisis de inclusiones fluidas en el laboratorio.

2. Resultados Analíticos

A través del análisis macroscópico y microscópico de los recortes, incluyendo los resultados de difracción de rayos-X e inclusiones fluidas, se describen en detalle los resultados relacionados con los pozos AMJ-1 y AMJ-2 en el Reporte de Avance No. 2, el Reporte Intermedio y el Reporte Final del Proyecto de Desarrollo Geotérmico de Amatitlán (ver Figuras 2-4-1, 2-4-2 y 2-4-3).

3. Integración

Las características de alteración hidrotermal e implicaciones hidrogeológicas alrededor de los pozos AMJ-1 y AMJ-2 pueden ser determinadas, y a través de esto construirse el modelo del sistema geotérmico.

1) A pesar de una permeabilidad relativamente más alta en la parte más profunda de ambos pozos, el grado de alteración es débil y las vetas minerales no son muy abundantes. El índice de cuarzo es bajo. Esto puede deberse a que se trata de un sistema geotérmico bastante reciente. Sin embargo, la temperatura de homogenización de las inclusiones fluidas muestra una distribución bimodal por debajo de los 1,100m de profundidad en el pozo AMJ-2, así como en los pozos AMF-1 y AMF-2. Se cree que la zona más profunda alrededor de estos pozos puede haber sido recalentada por eventos hidrotermales recientemente activados.

2) A profundidades someras, alrededor de ambos pozos se detectó la presencia de una zona de baja resistividad por medio de los sondeos MT. A diferencia, los estudios geológicos indican a través de los recortes de perforación, que la presencia de esmectita es escasa y la zona de argilización no se encuentra bien desarrollada. De acuerdo a lo anterior, no se considera probable la existencia de una roca que actúe como capa sello confinando el reservorio. Esta zona de baja resistividad puede ser causada por depósitos piroclásticos débilmente alterados.

3) Alrededor de la zona de 900-1,000 m de profundidad se encontró una zona de transición de esmectita a clorita, en donde existe correspondencia entre la temperatura medida y la de homogenización. Los constituyentes de la alteración mineral sugieren que estos minerales se han formado

debido a la actual actividad geotermal.

4) Aunque generalmente presentan un grado bajo de alteración en el pozo AMJ-1, las venas minerales, tales como el cuarzo y calcita se incrementan moderadamente entre 1,100m a 1,300m de profundidad. Entre estas profundidades se encontró una pérdida de circulación, lo cual indica la posible presencia de fluidos geotérmicos con temperaturas de 220-240°C, de acuerdo con la termometría de las inclusiones fluidas.

Así también, entre las profundidades de 1,400m y 1,550m se localiza la principal zona permeable del pozo AMJ-1 con escasas venas minerales y alteración débil. Esta zona permeable parece almacenar fluidos geotérmicos de distinta composición que los de la zona más somera. Las temperaturas del reservorio son relativamente elevadas, entre los 250-280°C, pero con una permeabilidad baja si se compara con la del pozo AMF-2. Esto indica que la zona permeable más profunda del pozo AMJ-1 puede haberse formado recientemente.

Tanto la zona permeable somera como la profunda tienen la posibilidad de estar conectadas con una característica estructural secundaria, asociada con el sistema de fallamiento de dirección NE, desarrollado en el borde oeste de la estructura tipo horst que se encuentra alrededor de los pozos AMF-1 y AMF-2.

5) En el pozo AMJ-2, se encontraron venas minerales de cuarzo y calcita a las profundidades de 1,140m a 1,220m, en donde se desarrolla un proceso de alteración hidrotermal. Se identificaron zonas de pérdida de circulación en la misma parte luego de las pruebas de hidrofracturamiento. De acuerdo con el mapa geológico estructural existente, esta parte corresponde al borde de la Caldera de Laguna de Calderas, desarrollado en dirección WNW-ESE. Se espera encontrar un reservorio geotérmico de buen potencial a lo largo de este borde caldérico.

La zona permeable más importante del pozo AMJ-2 se encuentra en el intervalo de 1,530m a 1,600m. A 1,539m se encontró una pérdida total de circulación y a 1,594m continuó una pérdida parcial de circulación entre 20-50m³/hr hasta el fondo del pozo. Esta zona profunda y permeable del pozo AMJ-2 corresponde a la fractura estructural asociada con el límite oeste de la zona de levantamiento y forma la falla regional que provocó la pérdida total de circulación. La temperatura del reservorio se estima que está comprendida entre 280-300°C de acuerdo con la termometría de las inclusiones fluidas.

Por otro lado, durante la perforación de la parte final del pozo AMJ-2, se encontró algún material químico usado para proteger la pérdida de circulación en el cárcamo de reinyección de la planta generadora de 5Mw, adyacente a la Laguna de Calderas. Dado que la planta se abastece de los fluidos de los pozos AMF-1 y AMF-2, se infiere que existe una comunicación de los fluidos entre el pozo AMJ-2 y estos pozos.

6) Dada la constitución de los minerales de alteración y de las venas minerales hidrotermales, se establece que los fluidos geotérmicos del área geotérmica de Amatitlán son de tipo neutral.

7) En síntesis, de acuerdo a lo anteriormente mencionado, debido al bajo desarrollo de la alteración hidrotermal, no se cree que exista una capa sello sobreyaciendo el reservorio geotérmico, al menos a profundidades someras en los pozos AMJ-1 y AMJ-2. Parece poco probable que el reservorio atravesado por el pozo AMF-2 se extienda hacia el oeste.

2.4.2 Geoquímica de los pozos

Los estudios geoquímicos de los fluidos descargados por los pozos tienen como propósito asegurar que dichos fluidos son adecuados para la futura generación de energía eléctrica, así como evaluar el comportamiento de los fluidos geotérmicos en el reservorio y determinar su extensión. Los resultados de la interpretación geoquímica de los pozos se utilizarán para reevaluar y mejorar el modelo hidrogeoquímico que ya ha sido establecido en estudios anteriores, y serán información base para el desarrollo geotérmico del campo de Amatitlán.

1. Geoquímica de los fluidos

En las Tablas 2-4-1 y 2-4-2 se muestran los resultados de los análisis químicos e isotópicos de los fluidos de descarga de los pozos AMJ-1 y AMJ-2, junto con las mediciones de campo.

El fluido descargado por los pozos AMJ-1 y AMJ-2 es de tipo neutral Cl, similar al de los pozos AMF-1 y AMF-2 en el área de Calderas, de acuerdo con la clasificación aniónica principal. La concentración de cloruros en el agua del reservorio del pozo AMJ-2 es parecida a la del pozo AMF-2 (2,660-2,780mg/L y 2,560-3,470mg/L, respectivamente) indicando la conexión del reservorio entre estos pozos. El fluido caliente del pozo AMJ-1 es ligeramente mayor en su relación de HCO₃, y aunque clasificada como tipo Cl, la baja concentración de Cl en el reservorio (826mg/L), indica que el agua tiene aportes del condensado de vapor, que probablemente se mezcla en el escape del silenciador.

El diagrama de entalpía versus Cl de los fluidos geotérmicos del campo de Amatitlán se muestra en la Fig. 2-4-4. En este diagrama, las aguas del reservorio de los pozos AMF-1, AMF-2 y AMJ-2 parecen derivarse de un fluido original común, con separación de vapor. La concentración de Cl del fluido geotérmico del pozo AMJ-1 desafortunadamente no se conoce debido a que su descarga es casi completamente vapor y a la contaminación de condensado de vapor en la muestra de agua. La descarga de este pozo, casi en fase de vapor simple puede deberse a la poca permeabilidad y la alta temperatura en su reservorio. El reservorio líquido del pozo AMJ-1 se cree que sea derivado también de un fluido original común.

2. Relación del reservorio con los pozos de producción existentes

De acuerdo con los datos de monitoreo químico de los pozos AMF-1 y AMF-2, se cree que existe alguna conexión entre los reservorios de estos dos pozos y el del pozo AMJ-1. Sin embargo, esta conexión se considera poco significativa, dado que los cambios de la química de los fluidos fue relativamente gradual. Una de las razones para esta respuesta tan lenta podría ser la baja permeabilidad del reservorio alrededor del pozo AMJ-1.

3. Disponibilidad de fluidos para la generación de la planta

El agua descargada del pozo AMJ-2, muestreado a presión atmosférica es relativamente alto en su concentración de sílice, variando de 1,030-1,130mg/L, valor que alcanza de 3.1-3.4 veces el valor de saturación de la sílice amorfa. Por lo tanto, la continua utilización de los fluidos descargados por el AMJ-2 para su utilización en la planta generadora, poniendo los fluidos calientes en contacto con la presión atmosférica, puede producir incrustación de sílice en las tuberías de mezclado y de reinyección. Como consecuencia, se recomienda un sistema de reinyección cerrado, en el cual el agua separada permanezca a alta presión. De forma alternativa, aún en caso de poner el fluido geotérmico en contacto con la presión atmosférica, un sistema de reinyección que utilice un tanque de retención, sería efectivo para reducir la depositación de sílice.

En el caso de que la planta geotermoeléctrica utilice turbinas a condensación, el contenido de gases no condensables en el vapor, puede afectar significativamente los costos de construcción de la planta. Por término general, si el contenido de gases sobrepasa el 10 wt%, las máquinas a condensación se tornan antieconómicas debido a la gran cantidad de energía absorbida por el proceso de emisión de gases. El contenido de gases no condensables en el vapor descargado por los pozos AMJ-1 y AMJ-2, el cual está normalizado en el vapor separado del agua caliente a una presión de 5 atG, es menor del 2.5 wt%. Por lo tanto, el contenido de gases no condensables en el vapor de los pozos AMJ-1 y AMJ-2 no impactará de forma importante los costos de construcción de la planta.

2.4.3 Pruebas de terminación y registros de pozos

1. Objetivos y parámetros

Los principales objetivos para las pruebas de terminación efectuadas en los pozos AMJ-1 y AMJ-2 fueron los siguientes:

- a. Estimar la posición de las principales zonas productoras, con el propósito de definir el programa para meter la tubería de 7 5/8" tanto ciega como ranurada.
- b. Evaluar de forma global las propiedades hidráulicas de las zonas de producción
- c. Estimar la temperatura y presión del fluido en las principales zonas de producción.

2. Registros de Presión-Temperatura y pruebas de pérdida de agua

Para cumplir el primer objetivo, se programaron registros de presión y temperatura, así como pruebas de pérdida de agua en los pozos AMJ-1 y AMJ-2. Para el segundo objetivo fueron realizadas una prueba de máxima admisión y otra de inyección con diferentes caudales con medición de la caída de presión.

3. Pruebas a diferentes caudales y prueba de caída de presión

a. Procedimiento de campo

Se hicieron estas pruebas, que incluyeron una prueba de admisión máxima, inyección con múltiples caudales y pruebas de caída de presión, para estimar las propiedades hidráulicas de la zona cercana a los pozos.

Utilizando los resultados de las pruebas de inyección con múltiples caudales, se estimó el *índice de inyectividad*, *I.I*

b. Procesamiento de datos

Los datos de caída de presión fueron utilizados para estimar el coeficiente de *capacidad de flujo* o " kh/μ ", el coeficiente de *transmisividad* o " kh " y el coeficiente de *almacenamiento* (o de porosidad-compresibilidad-espesor, " ϕch "). Estos valores representan un promedio de las propiedades hidráulicas generales del reservorio. El *factor de daño* (S) y el *coeficiente de almacenamiento del pozo* (C_d) representan las propiedades hidráulicas de la región del reservorio cercana al pozo, y fueron obtenidos en base a la información de recuperación de presión durante la prueba de inyección.

4. Pozo AMJ-1

Se realizaron registros de presión y temperatura previos a su terminación el 21 de enero de 2000, luego de que la perforación alcanzó los 800m y antes de correr y cementar la tubería de 9-5/8". Este pozo fue perforado 200m más profundo de los 1500m programados originalmente. Una vez alcanzada la profundidad final, el pozo se preparó para los registros de recuperación de temperatura y presión de 5h, 12h, 24h y 48h a agujero abierto. Las pruebas de terminación se efectuaron de acuerdo con lo programado, del 7 al 15 de febrero del 2000.

a. Hidrofracturamiento y comprobación del régimen máximo de pérdida

Con el propósito de limpiar el pozo del lodo y los recortes de perforación dejados en las zonas de pérdida durante los trabajos de perforación, y para mejorar su permeabilidad, durante dos días (8 y 9 de febrero) se realizaron operaciones de hidrofracturamiento. Después de llenar las presas, se inyectó agua para medir el máximo caudal de inyección. El resultado fue de $75 \text{ m}^3/\text{h}$.

b. Registro de Temperatura – Pérdida de agua

En la Fig. 2-4-5 se muestra el perfil de temperatura obtenido durante este registro, junto con los perfiles de temperatura en diferentes tiempos y estaciones de registro. El perfil de temperatura para la prueba de temperatura – pérdida de agua indica que por debajo de la tubería ciega (1,400m) la temperatura revela los efectos de los dos días de hidrofracturamiento. A 1,460m existe una zona de entrada de fluidos que se manifiesta de forma más clara a 1,600m. Estas zonas fueron identificadas durante la perforación como zonas de pérdida de circulación moderada. En términos generales, este registro no identificó zonas de grandes pérdidas de circulación. Comparativamente, la más grande parece

encontrarse alrededor de los 1,600m de profundidad.

c. Pruebas de múltiples caudales y transitoria

1) Procedimiento de campo

Se determinaron tres caudales de 30, 50 y 70 T/H a ser inyectados durante 45 minutos cada uno, estimándose el *índice de inyectividad, I.I* en 1.27 T/H por ksc, el cual indica o bien una baja permeabilidad del pozo o un daño temporal provocado por las operaciones de perforación.

La Tabla 2-4-1 muestra los resultados del proceso de ajuste de los datos de caída de presión aplicado a la presentación Horner. Las propiedades hidráulicas estimadas del reservorio fueron: valor de capacidad de flujo $(kh/\mu) = 4.54E-10 \text{ m}^3/\text{Pa.s}$, capacidad de almacenaje $(\phi ch) = 1.09E-04 \text{ m}^3/\text{Pa}$, factor de daño = 0.9, y almacenamiento del pozo = 30. Considerando una temperatura del reservorio de 264.53°C y una presión de 93.97 ksc (que es el último valor de recuperación a 1600m de profundidad, en donde se instaló la herramienta de medición durante las pruebas), la viscosidad del fluido del reservorio es de 0.0001011 Pa.s, por lo tanto, el valor de transmisividad (kh) fue calculado en 45.9 mdarcy-m. De acuerdo a este valor del índice de inyectividad, la permeabilidad del reservorio parece ser baja, sin embargo, el valor de capacidad de almacenamiento es alto.

De la ecuación $\phi c_t = 10.5 * P^{-1.66}$ y del valor de capacidad de almacenamiento obtenido con el proceso de ajuste, el espesor actual del reservorio se ha estimado que es de 182m (confirmado por los resultados de la prueba de pérdida de agua).

2) Interpretación

El hecho de tener un valor alto de capacidad de almacenamiento se puede interpretar como que existe un reservorio de vapor o bifásico saturado en los alrededores del área perforada, y que en términos generales la "capacidad de flujo" inicial del reservorio es baja.

5. Pozo AMJ-2

a. Periodo de pruebas

Las pruebas de terminación para el pozo AMJ-2 se realizaron tal como fueron programadas, del 8 al 16 de noviembre del 2000.

b. Hidrofracturamiento y comprobación de la máxima pérdida de circulación

Con el propósito de limpiar el pozo del lodo y los recortes de perforación dejados en las zonas de pérdida durante los trabajos de perforación, y para mejorar su permeabilidad, se realizaron operaciones de hidrofracturamiento durante un día. La primera prueba de hidrofracturamiento terminó con una prueba de máxima capacidad de admisión, indicando un valor de 53 T/H. Después de llenar las presas, se realizó una segunda prueba de hidrofracturamiento con su correspondiente prueba de máxima capacidad de admisión. Los resultados indicaron 106

T/H. Luego se realizó una tercera prueba de características similares, con un resultado de 126.47 m³/h indicando esto la activación de una zona permeable que no se detectó o bien había sido sellada por las operaciones de perforación.

c. Registros estáticos de temperatura y presión

La Fig. 2-4-6 muestra los perfiles obtenidos durante los registros de presión-temperatura.

d. Registro de Pérdida de agua-temperatura

En estos registros se notan claramente los efectos de enfriamiento provocados por el hidrofracturamiento, por debajo de la tubería ciega (1,000m). A una profundidad de 1,200m el perfil de temperatura indica una zona de pérdida de circulación (ver Fig. 2-4-6). Otra zona de pérdida de mayor importancia fue registrada a los 1,600m. de profundidad. Sólo la segunda zona de pérdida fue identificada durante la perforación. Como resultado de estos registros de pérdida de agua-temperatura, se identificaron tan sólo zonas de pérdida de importancia moderada, encontrándose la mayor alrededor de los 1,600m de profundidad.

e. Pruebas de múltiples caudales y transitoria

1) Procedimiento de campo

Debido a que el máximo caudal de inyección aceptado por los pozos fue de 126.456 T/H se determinaron los siguientes caudales y tiempos para las pruebas: 62 T/H durante 15 minutos, 82 T/H durante 30 minutos, 112 T/H durante 30 minutos y 127 T/H durante 15 minutos. Luego de finalizada la cuarta prueba de inyección, se registró durante 10 horas la caída transitoria.

La forma de esta curva de presión-tiempo indica una zona con múltiples zonas de alimentación. La parte inicial (que corresponde a los regímenes de flujo de las dos primeras inyecciones), parece ser la respuesta a la poca capacidad de flujo de la zona de alimentación, mientras que la parte correspondiente a los flujos de las dos últimas inyecciones parece ser la respuesta de una zona de alta capacidad de flujo. Al final del registro de la caída (en donde la curva debería volverse progresivamente plana) se observan valores de presión más bajos que aquellos registrados cuando se inició la prueba. No existe una teoría para interpretar zonas de múltiple alimentación en los pozos. Sin embargo, con el propósito de obtener valores promedio de las propiedades hidráulicas y de compararlas con aquellas del pozo AMJ-1, se procesó esta información usando los procedimientos para una zona de alimentación única.

Se estimó el *índice de inyectividad, I.I* en 4.44 T/H per ksc. Este valor es bastante bueno para un pozo geotérmico promedio. Los registros de temperatura (ver Fig. 2-4-6) indican la presencia de dos zonas permeables. Una a 1,600m de profundidad, corresponde a la zona donde se registró una pérdida total de circulación durante la perforación, y la otra a 1,200m de profundidad corresponde a una zona donde no se

registró ninguna pérdida durante la perforación. Por lo tanto, se cree que esta última zona es una de las que fue activada durante las operaciones de hidrofracturamiento.

La Tabla 2-4-2 muestra los resultados del proceso de ajuste de los datos de caída de presión aplicado a la presentación Horner. Las propiedades hidráulicas promedio estimadas en el reservorio que alimenta al pozo AMJ-2 son las siguientes: valor de capacidad de flujo (kh/μ) = $2.84E-9$ m³/Pa.s, capacidad de almacenaje (ϕch) = $5.85E-06$ m/Pa, factor de daño = -0.5, y almacenamiento del pozo = 0. La temperatura de inyección fue de 50°C y la presión de 40 ksc (valores a 900 m de profundidad en donde se instaló el registrador durante las pruebas), la viscosidad del fluido del reservorio es de 0.001013 Pa.s, por lo tanto, el valor de transmisividad (kh) fue calculado en 53.9 mdarcy-m el cual es un valor bajo. El valor de capacidad de almacenamiento es de $5.85E-6$ m/Pa que es también un valor bajo.

2) Interpretación

Parece ser que durante los instantes iniciales de la inyección, la única zona de alimentación que actúa es la más profunda (baja transmisividad) y que, al continuar la inyección (elevándose el nivel freático dentro del pozo), la zona de alimentación superior de 1200m comienza a actuar. La explicación para este fenómeno podría ser la presión de la zona de alimentación superior. Mientras el nivel de agua sobre la zona superior no es lo suficientemente alto, el fluido producido por esta zona continua fluyendo junto con el agua inyectada hacia la zona profunda de alimentación, y cuando el nivel de agua se eleva lo suficiente para vencer esta presión, es cuando esta zona superior de alimentación comienza a aceptar el fluido de inyección.

Sin embargo, en las últimas pruebas de inyección, la curva medida de recuperación de presión es más plana que la calculada. Esto indica una mejora en el valor de capacidad de flujo (kh/μ), así como en la capacidad de almacenamiento (ϕch) de la zona superior de alimentación. Sin embargo, si el parámetro controlador que mejora fuera únicamente la transmisividad (kh/μ), la curva medida no sería tan plana como fue registrada. Esto significa que, el valor (ϕch) se incrementó. Para obtener un valor incrementado de la capacidad de almacenamiento, la compresibilidad (c) debería ser el parámetro de mayor valor. Esto podría indicar que la zona superior de alimentación está formada principalmente por vapor.

6. Registros de calentamiento en ambos pozos

Una vez que se terminaron los registros de inyección y de caída de presión, se iniciaron los de calentamiento, y de recuperación de presión y temperatura. Las Figs. 2-4-5 y 2-4-6 muestran los resultados de estas mediciones en los pozos AMJ-1 y AMJ-2 respectivamente.

7. Pruebas de flujo y de interferencia en los pozos AMJ-1 y AMJ-2

Se diseñó un programa para la prueba de flujo en los pozos AMJ-1 y AMJ-2.

El pozo AMJ-1 fue probado dos veces. La primera vez fue durante el tercer periodo de servicios en Guatemala, realizadas en el periodo del 10 de junio al 9 de julio del 2000. El pozo AMJ-2 también fue probado dos veces, una durante el cuarto periodo de servicios en Guatemala, llevada a cabo del 2 de noviembre al 5 de diciembre del 2000 y la segunda vez realizada por el INDE del 5 al 9 de febrero del 2000.

8. Estimulación de los pozos

a. Pozo AMJ-1

Se utilizó el compresor del equipo de perforación del INDE para compresionar el pozo hasta 500 PSIG. Este procedimiento fue repetido varias veces y finalmente se produjeron fluidos geotérmicos el 23 de junio del 2000 a las 11:00 AM. Se dejó que el pozo recuperara presión (controlando la misma a través de la línea de desfogue) hasta que el pozo se abrió para la prueba de producción a las 17:00 horas del 18 de noviembre del 2000.

b. Pozo AMJ-2

Este pozo tampoco mostró liberación de gases luego de las pruebas de terminación y de calentamiento. Fue necesario interconectarlo con el pozo AMJ-1 para permitirle calentarse y recuperar presión. Se dejó recuperar presión hasta las 600 PSIG y luego se abrió la válvula maestra para su primera descarga a las 14:45 del 23 de noviembre del 2000. El pozo se abrió para su segunda prueba de flujo el 5 de febrero del 2000 siguiendo los mismos procedimientos de recuperación de presión.

9. Registros de interferencia de presión en los pozos AMF-1, AMF-2, AMF-3 y AMF-4

El INDE continuamente monitorea las presiones de fondo en los pozos AMF-3 y AMF-4 y las presiones de cabezal en los pozos AMF-1 y AMF-2.

10. Pruebas de flujo

Estas pruebas se hicieron utilizando la Presión de Labio y el método Weir con arreglos como el que se muestra en la Fig. 2-4-7.

a. Pozo AMJ-1

Primera prueba de flujo

La curva característica del pozo se muestra en la Fig. 2-4-8

Segunda prueba de flujo

La curva característica del pozo se muestra en la Fig. 2-4-9. Estas figuras muestran una importante mejora en las características del flujo.

b. Pozo AMJ-2

Primera prueba de flujo

La curva característica del pozo se muestra en la Fig. 2-4-10.

Segunda prueba de flujo

La curva característica del pozo se muestra en la Fig. 2-4-11. Estas figuras muestran una considerable mejoría en las características del flujo.

11. Registros dinámicos en los pozos

La Fig. 2-4-5 muestra los resultados para el pozo AMJ-1 y la Fig.2-4-6 para el pozo AMJ-2.

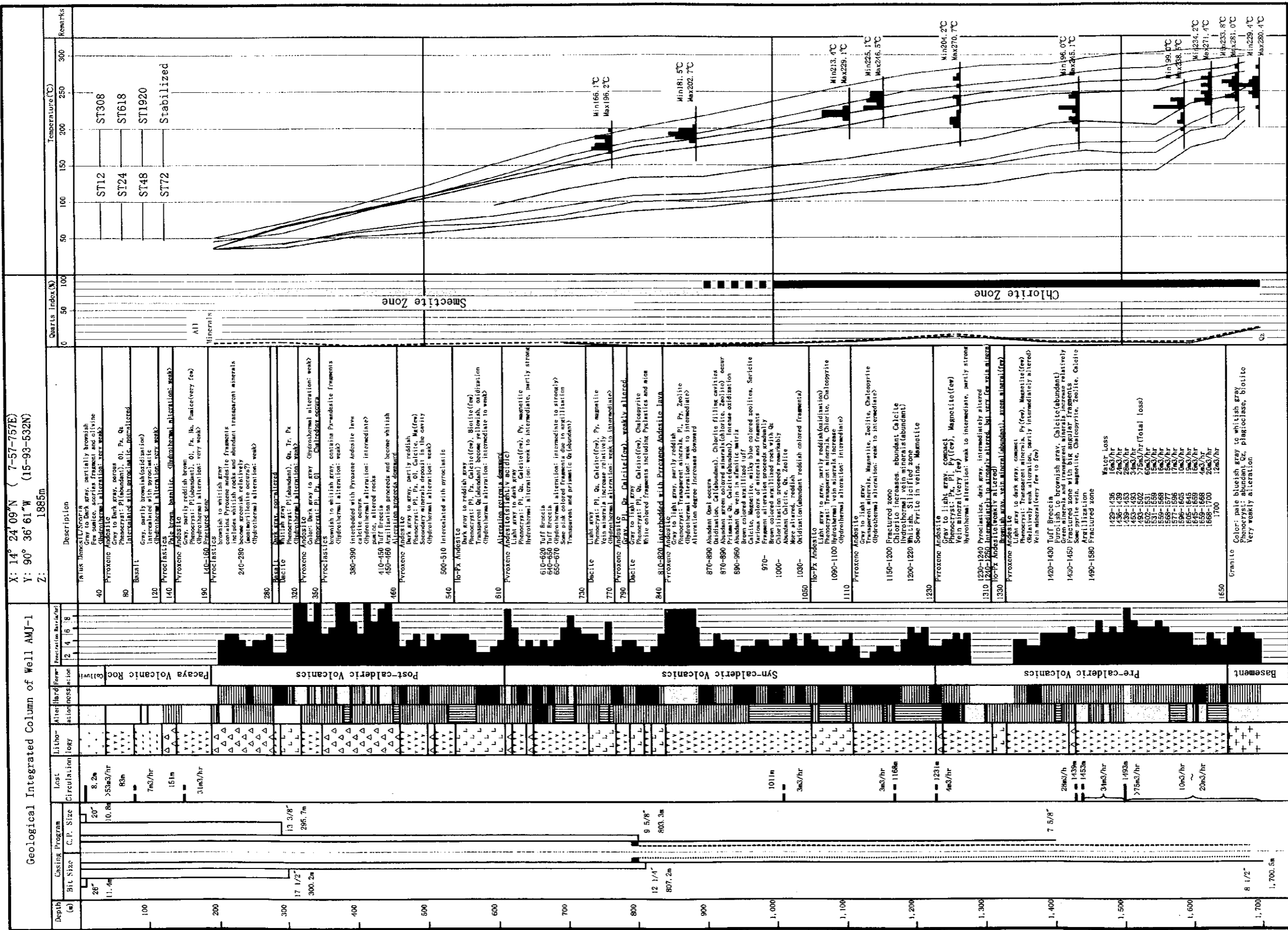


Fig.2-4-1 Geological Integrated Column of Well AMJ-1
 坑井AMJ-1の地質総合柱状図

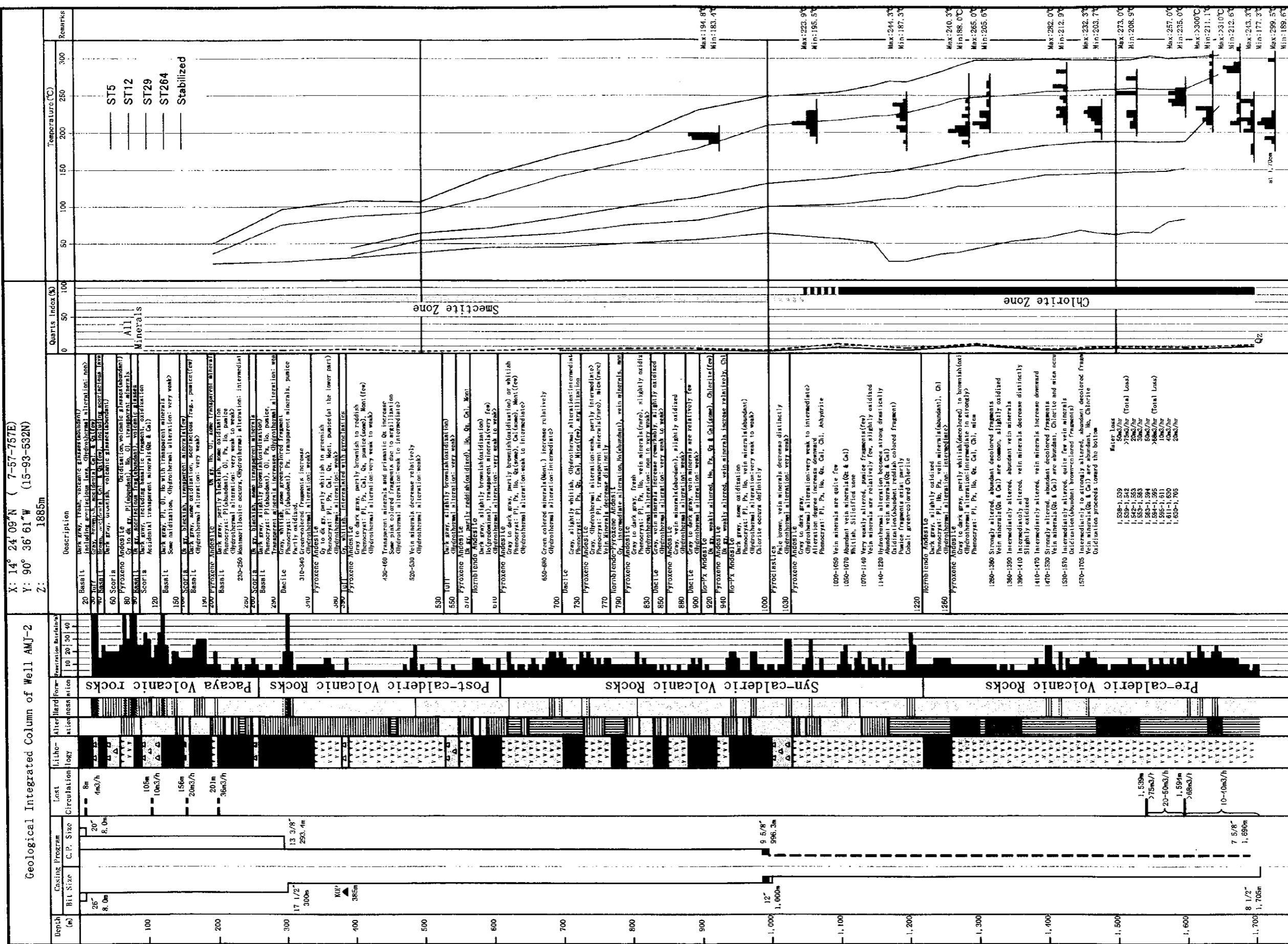


Fig. 2-4-2 Geological Integrated Column of Well AMJ-2
AMJ-2号井の地質総合柱状図

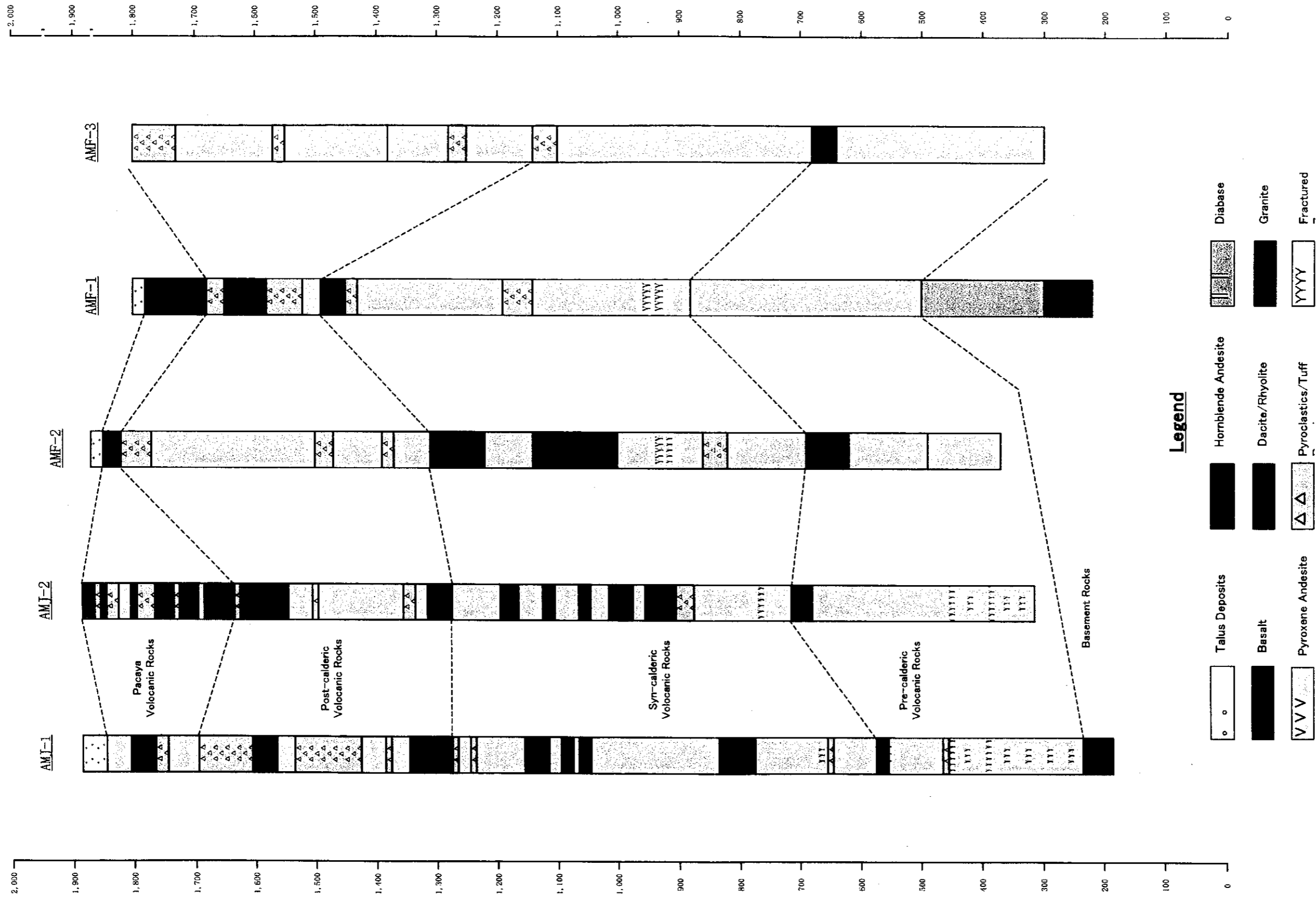


Fig. 2-4-3 Correlation of Geothermal Columns in Amatitlan Geothermal Field
アマテイトラン地熱地域の地質柱状対比図



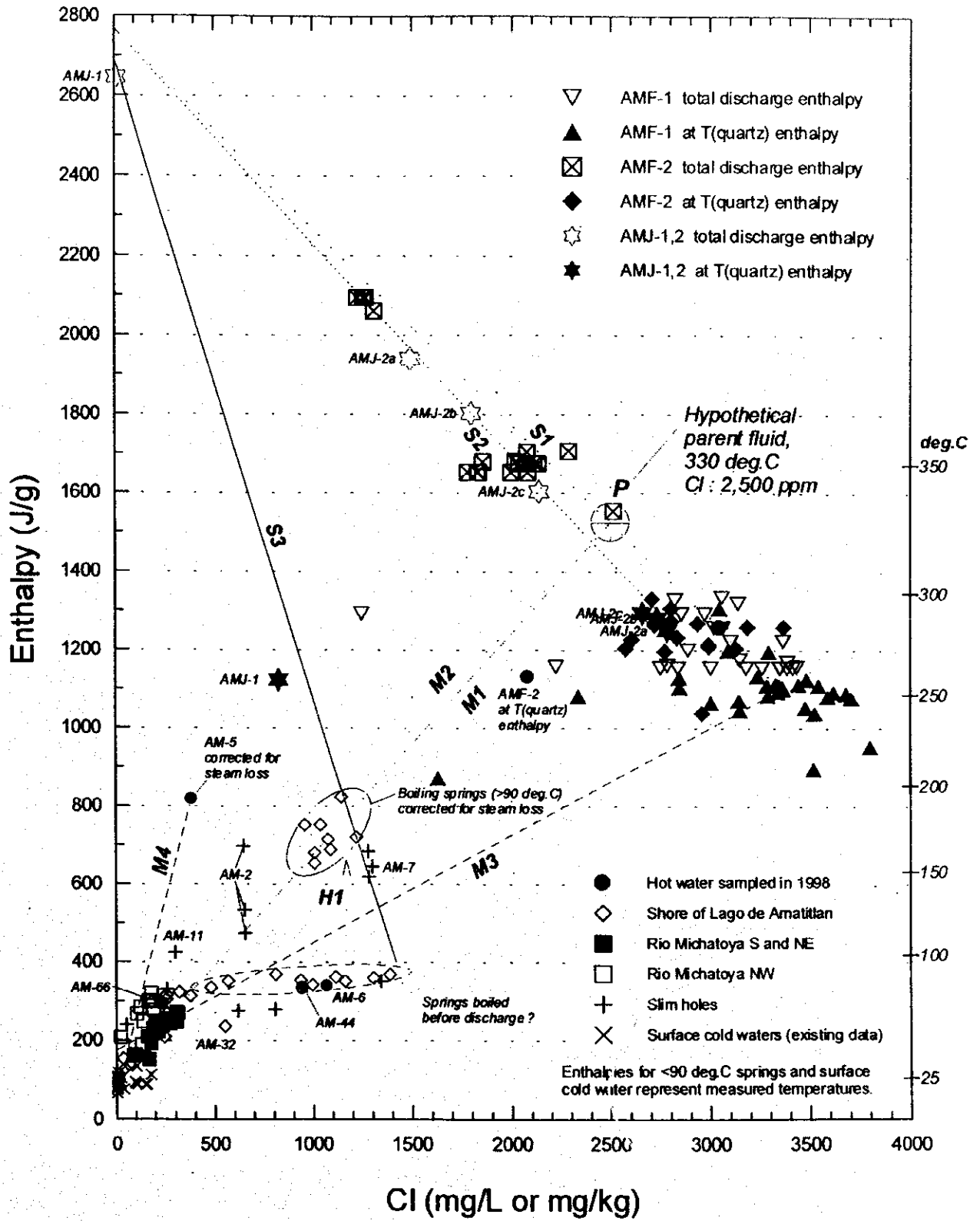


Fig.2-4-4 Enthalpy versus Cl diagram

エンタルピー—Cl 相関図

Fig.2-4-5 坑井 AMJ-1 温度檢層(1,700 m)
 Well AMJ-1 Temperature Build up Surveys: 1,700 m

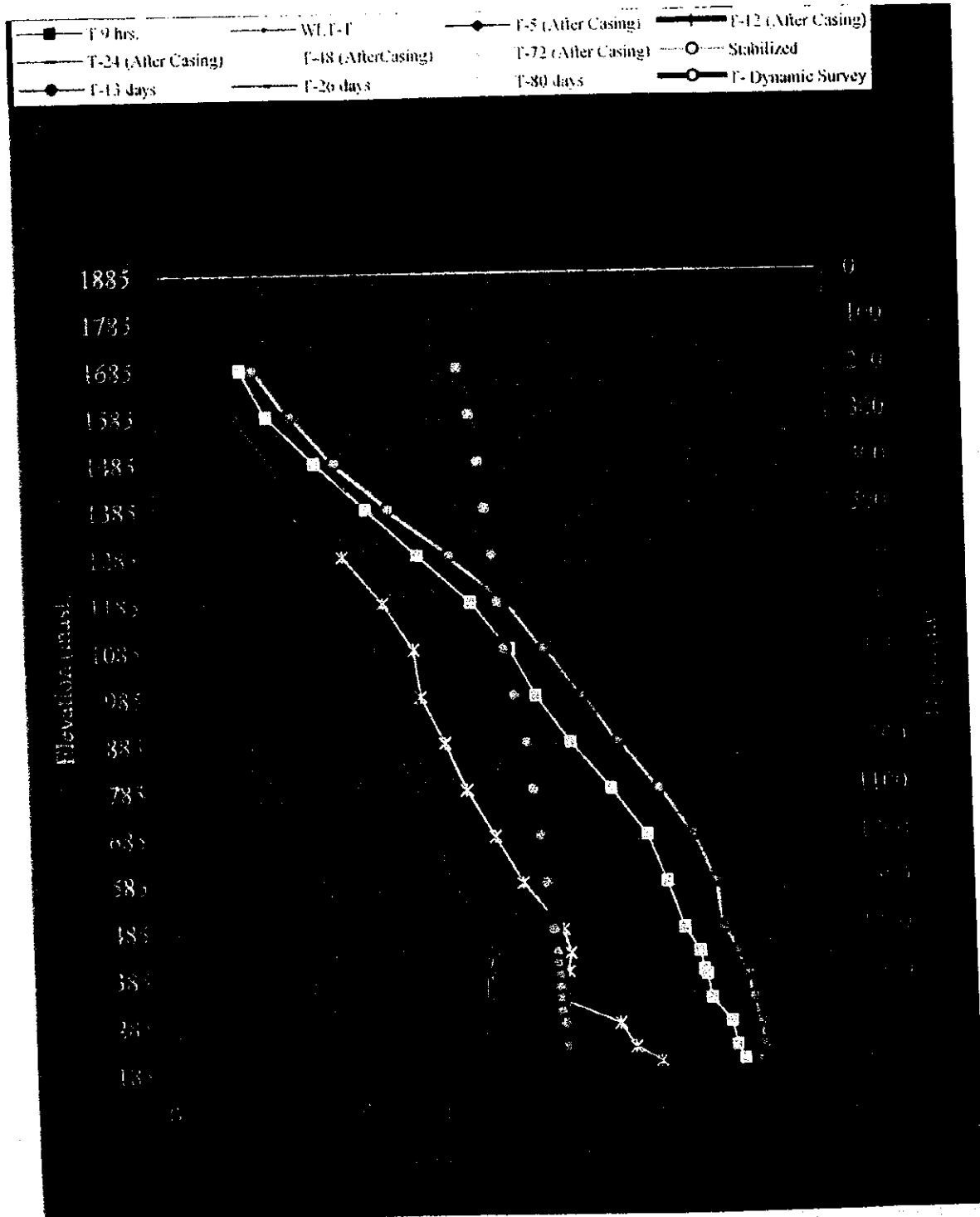


Fig.2-4-5 坑井 AMJ-1 溫度檢層(1,700 m)
 Well AMJ-1 Temperature Build up Surveys: 1,700 m

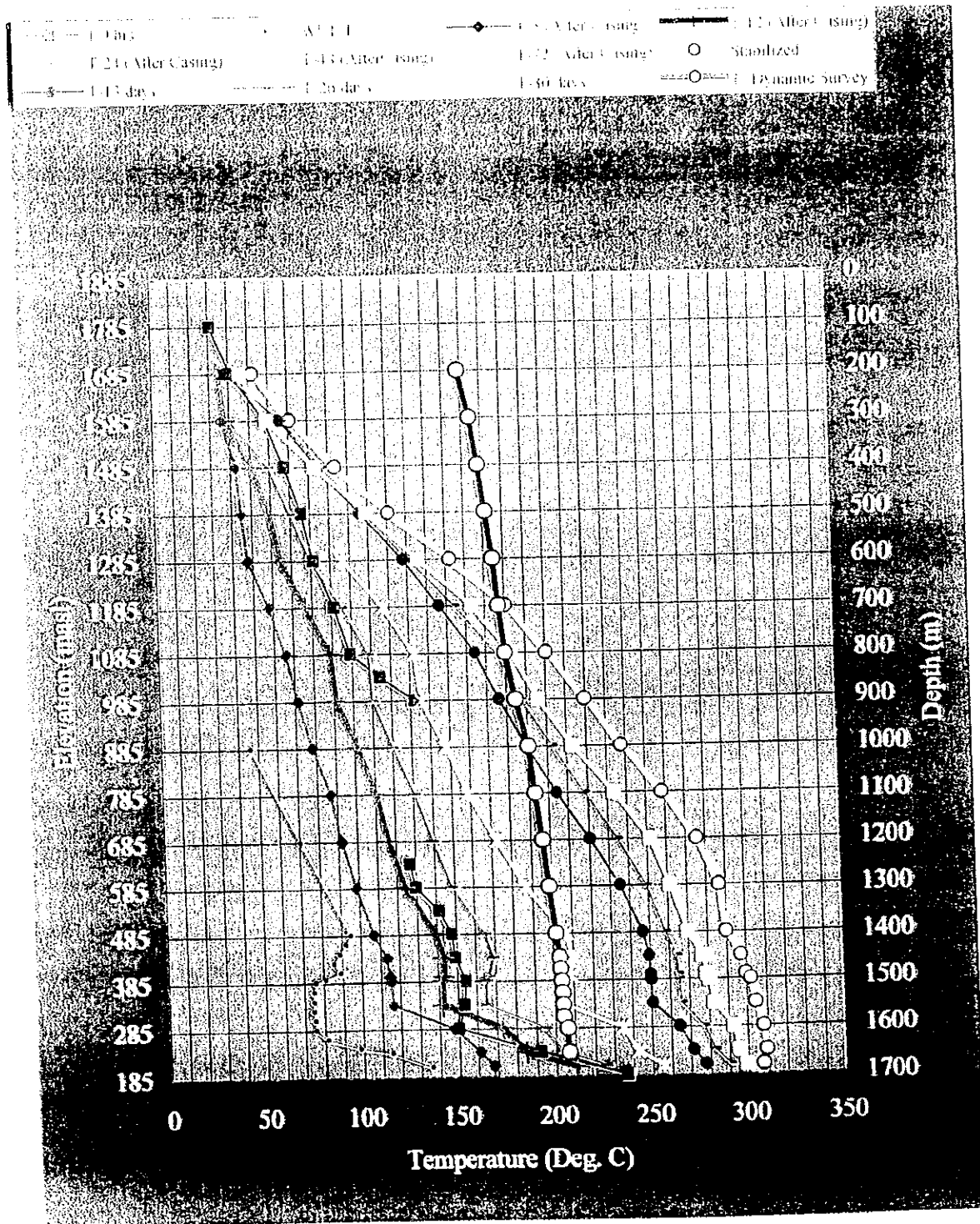


Fig.2-4-6 坑井 AMJ-2 温度檢層(1,700m)

Well AMJ-2: Static temperature profiles

- | | | |
|--------------------------------|--------------------------|--------------------------|
| —■— F-5 After 2nd Hydro. | —○— W.I.F.T | —◆— F-12 After 2nd Hydro |
| —□— F-25-A After 2nd Hydro | —○— BPC-Dyn - 50% | —△— F-29 After 3rd Hydro |
| —◇— F-11 days after 3rd Hydrof | —●— Stabilization Temp | —*— F-Dyn-100% |
| —○— F-Dyn-50% | —+— F-24 After 2nd Hydro | |

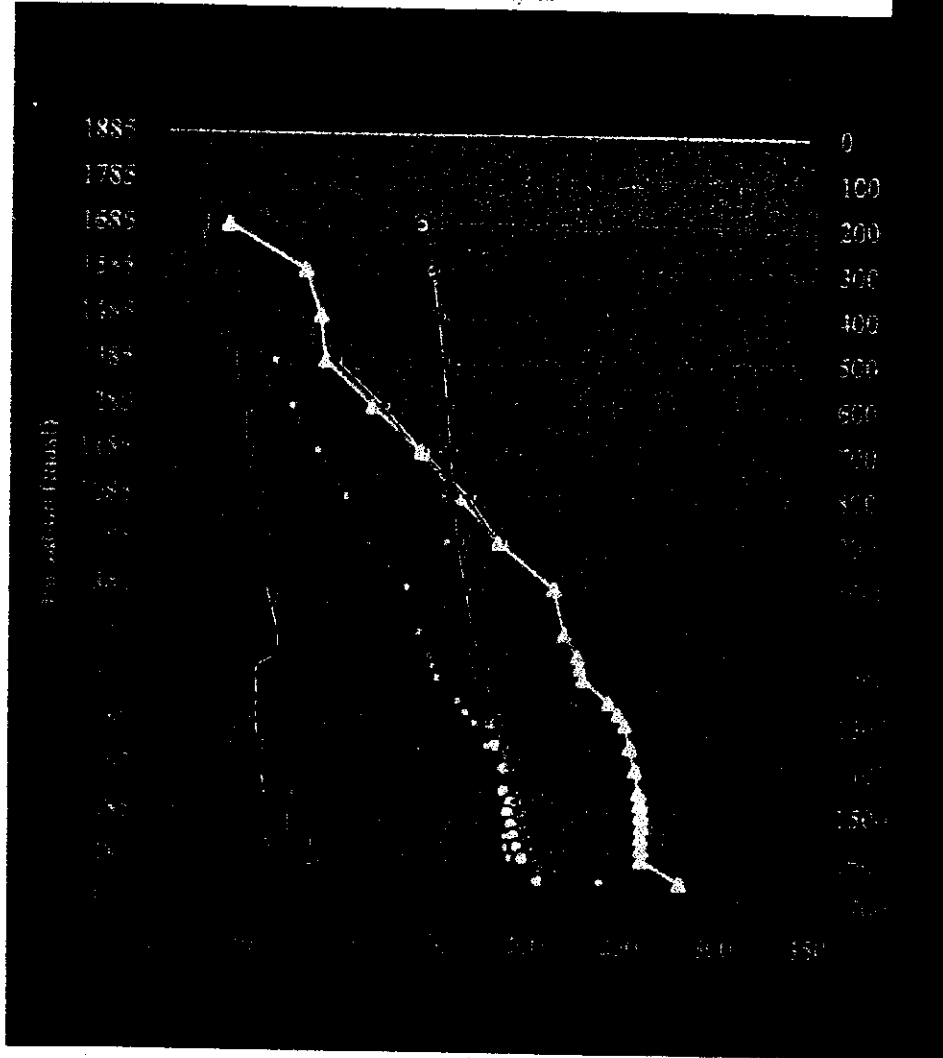
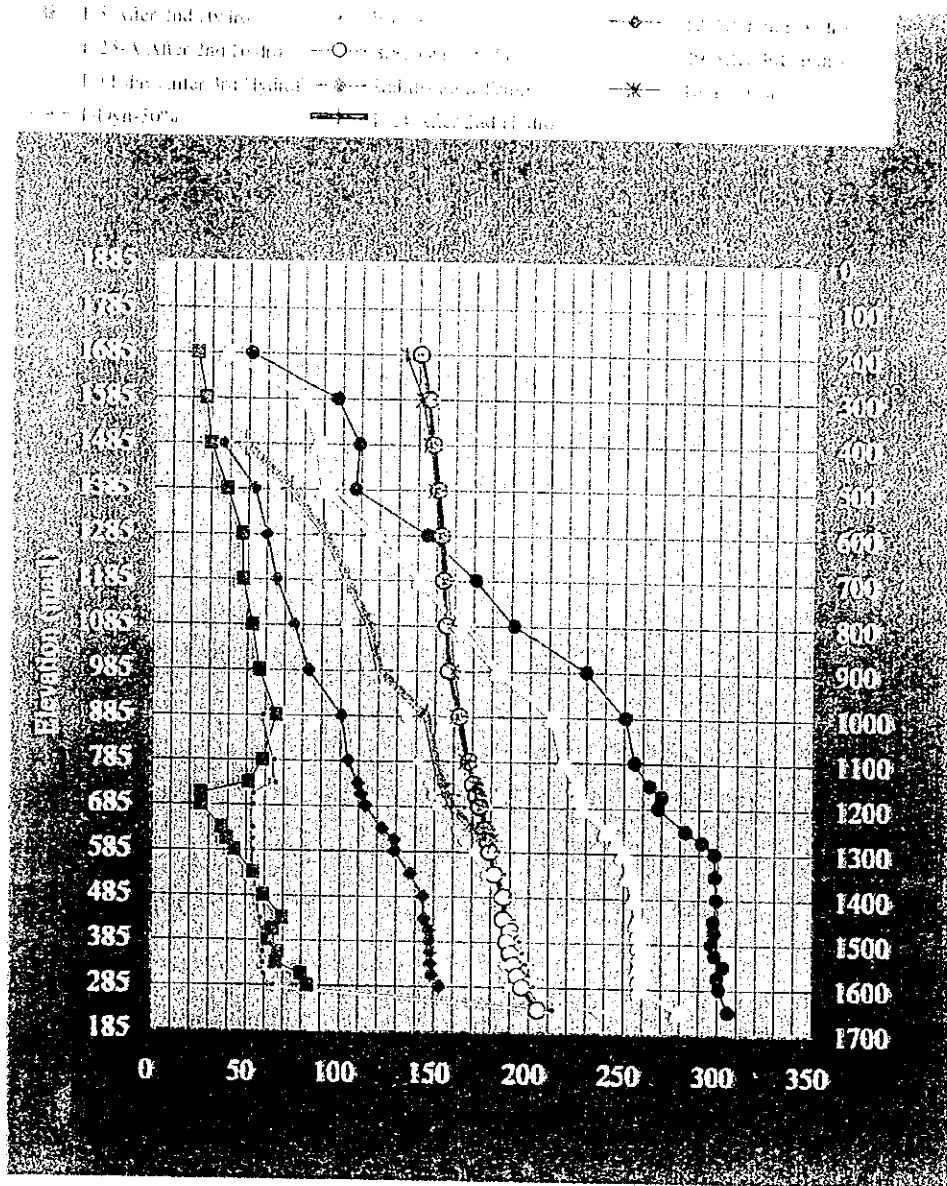


Fig.2-4-6 坑井 AMJ-2 温度檢層(1,700m)

Well AMJ-2: Static temperature profiles



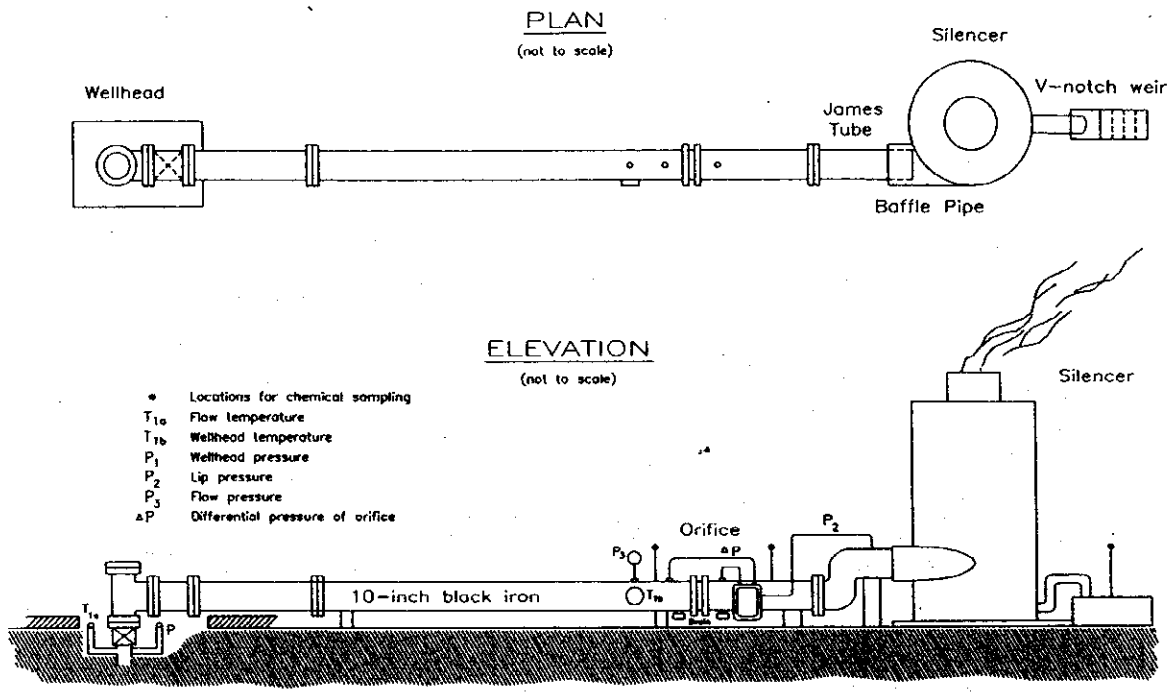


Fig.2-4-7 Well setup for the "James" Lip Pressure Method
リッププレッシャー法試験設備

坑井AMJ-1の第1回噴出試験の坑井特性

Fig.2-4-8

Well characteristic curve for the 1st flow testing of well AMJ-1

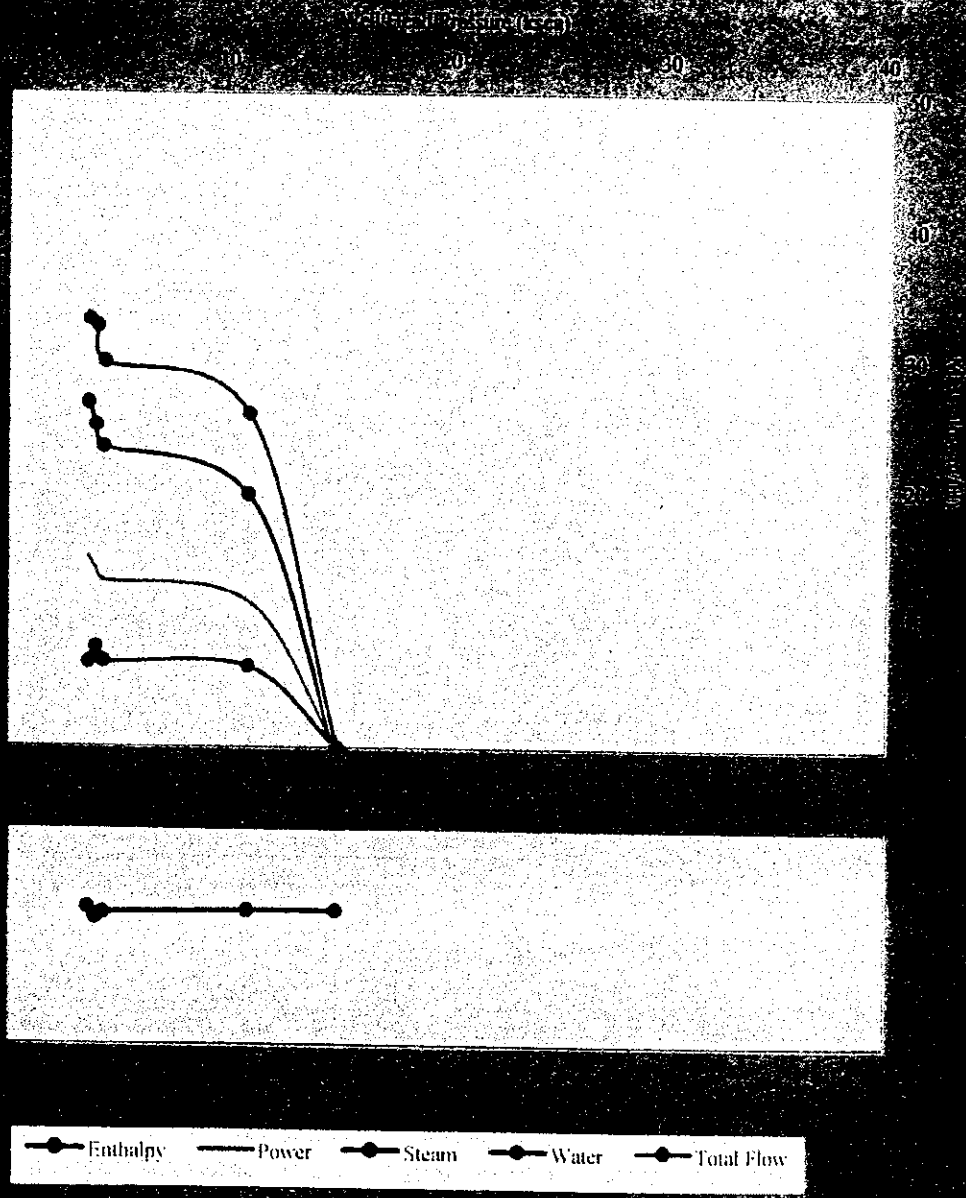
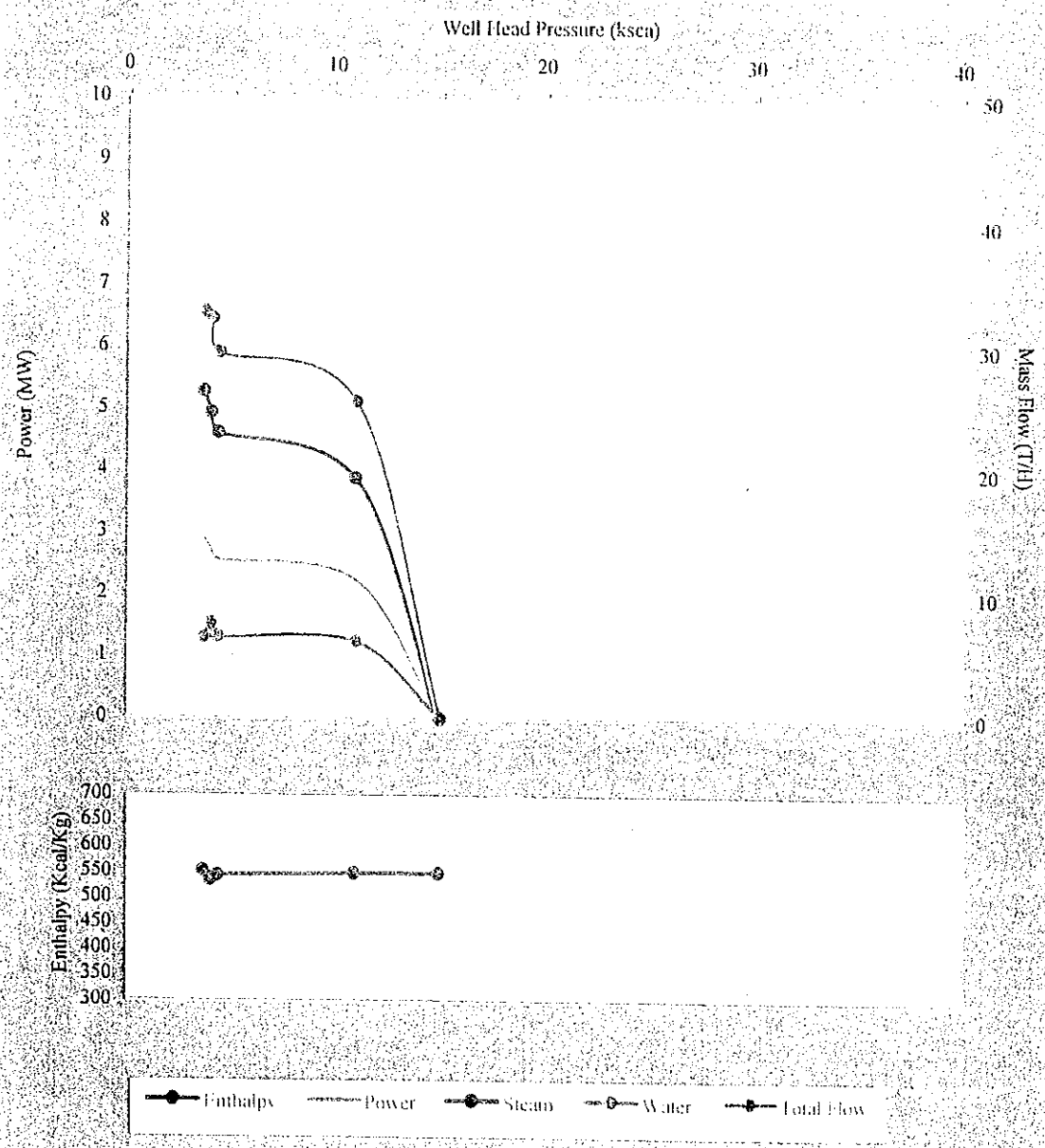
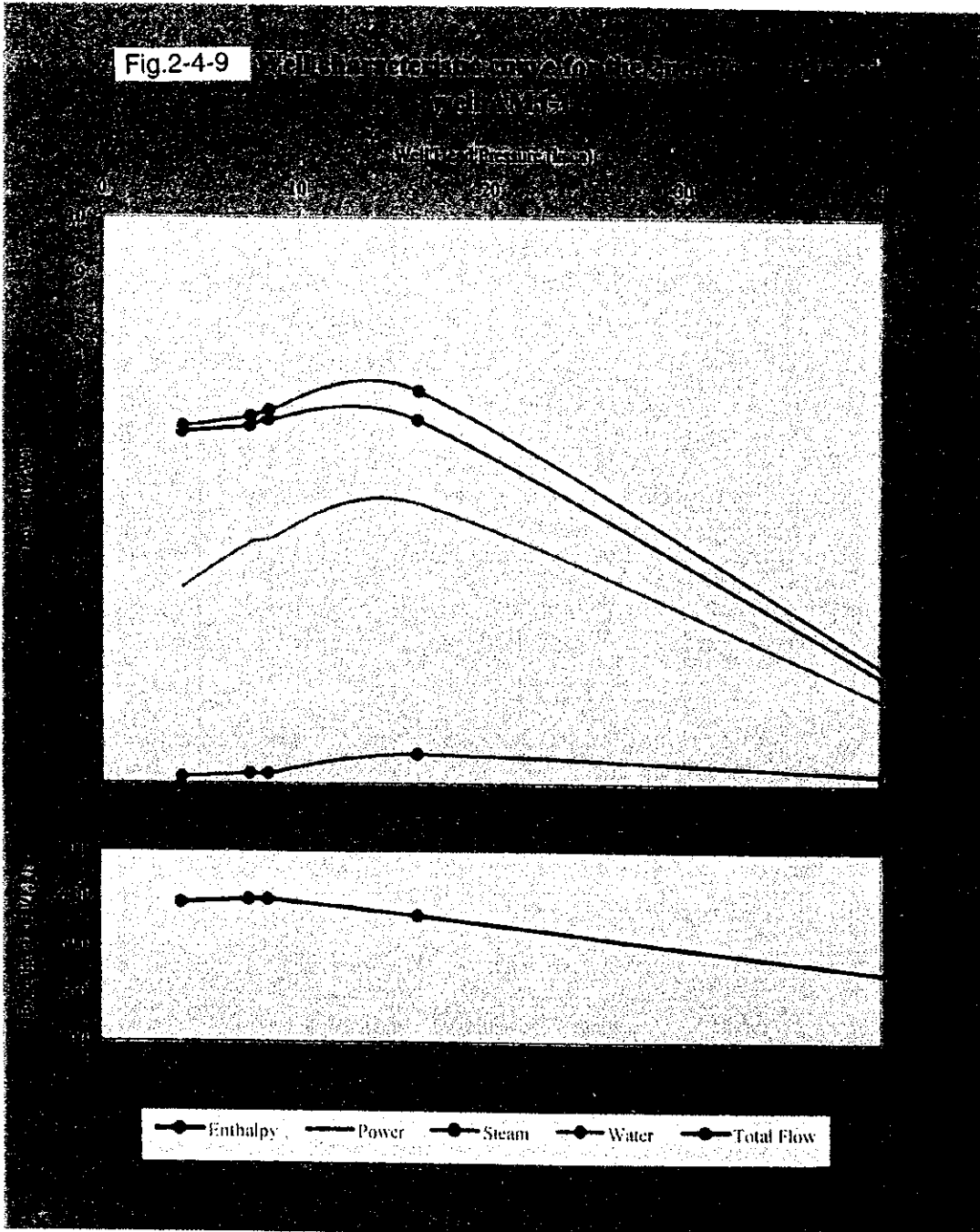


Fig.2-4-8 Well characteristic curve for the 1st flow testing on well AMJ-1



坑井AMJ-1の第2回噴出試験の坑井特性



坑井AMJ-1の第2回噴出試験の坑井特性

Fig.2-4-9 Well characteristic curve for the 2nd. flow testing on well AMJ-1

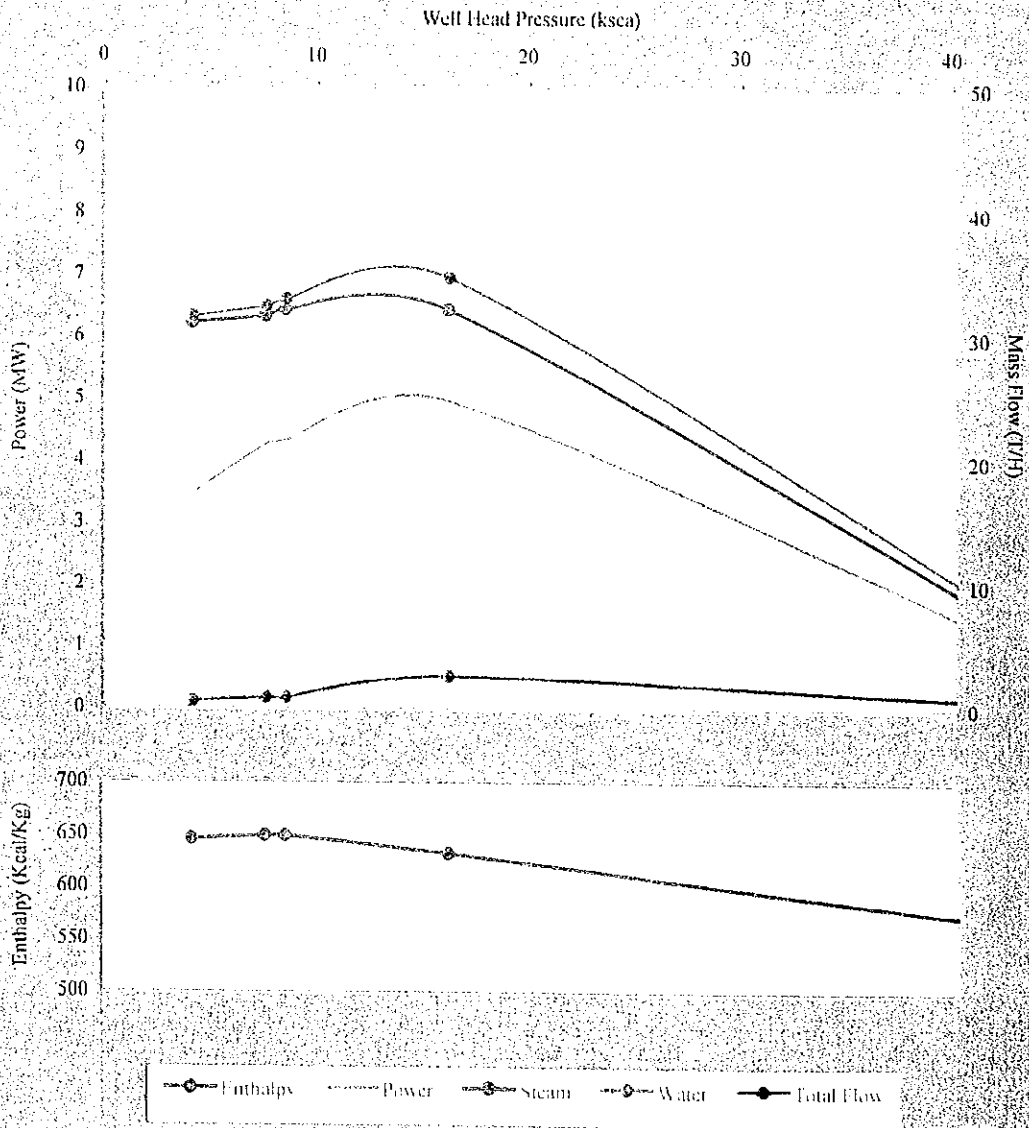
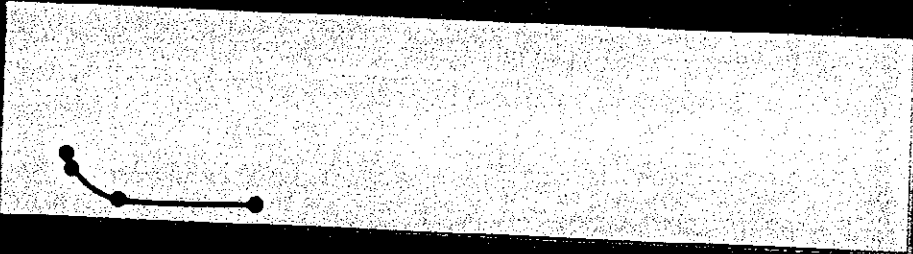
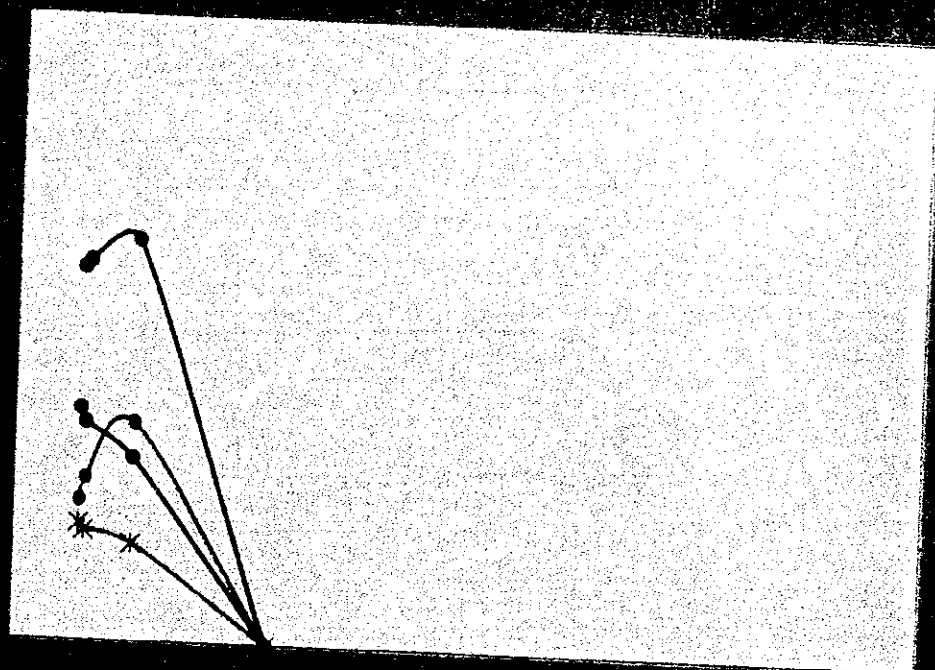


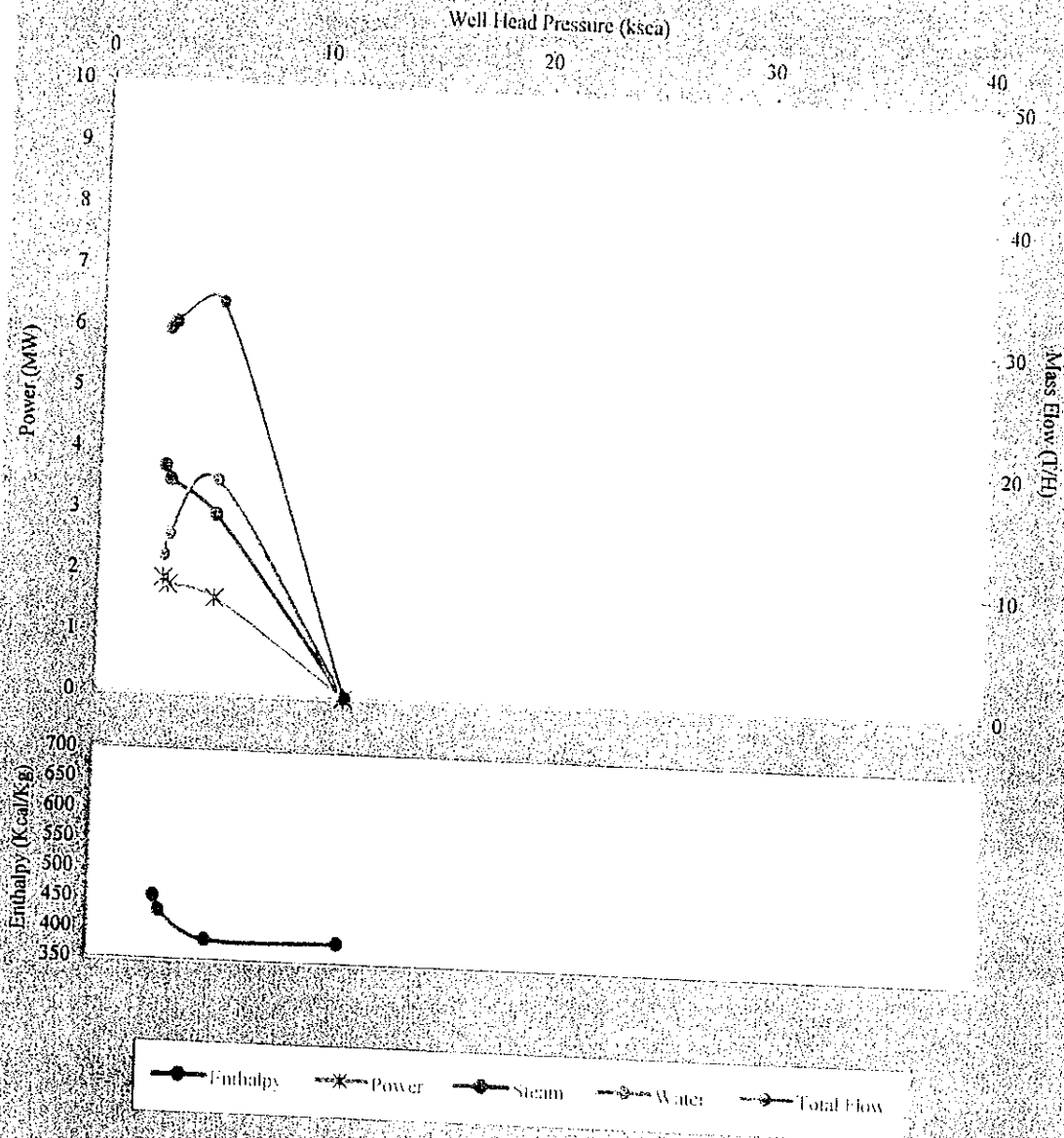
Fig.2-4-10



● Enthalpy * Power ● Steam ● Water ● Total Flow

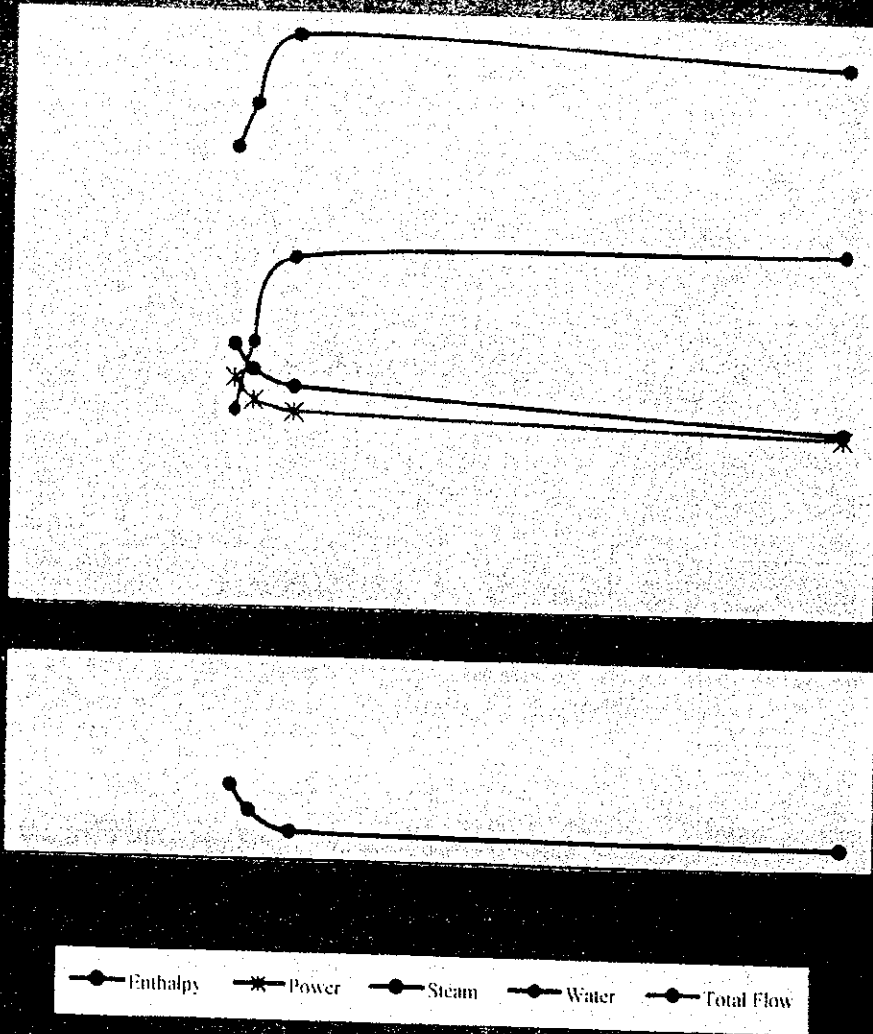
坑井AMJ-2の第1回噴出試験の坑井特性

Fig.2-4-10 Well characteristic curve for the 1st flow testing on well AMJ-2



坑井AMJ-2の第2回噴出試験の坑井特性

Fig.2-4-11



坑井AMJ-2の第2回噴出試験の坑井特性

Fig.2-4-11 Well characteristic curve for the 2nd. flow testing on well AMJ-2

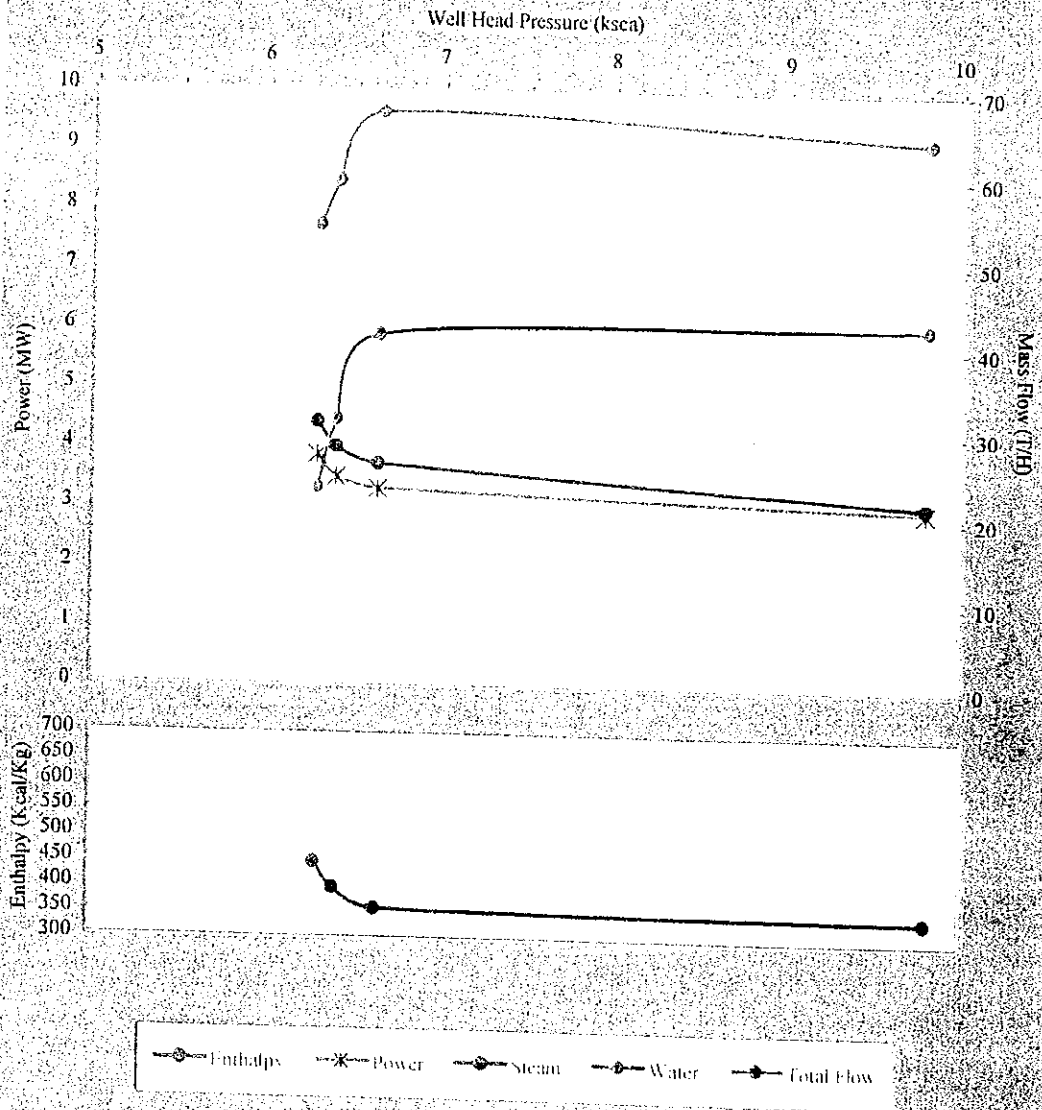


Table2-4-1 Result of chemical and isotope analyses of hot water samples
 熱水試料の化学・同位体分析結果表

NAME	AMJ-1		AMJ-2a		AMJ-2b		AMJ-2c		AMF-2(1998)	
DATE	Nov/25/2000		Nov/27/2000		Nov/28/2000		Nov/29/2000		Oct/22/1998	
W. H. P. (psi)	700		29		33		64		32.7atg	
SAMPLING POINT	silencer muffler		weir box		weir box		weir box		sampling separator	
WATER-TEMP. (°C)	84		90		90		90		<60	
pH(18°C)	7.95		7.57		7.56		7.55		5.25	
EC (μS/cm)	4230		13700		13800		13400		9030	
TSM (mg/L)	3230		9440		9500		9370		6150	
	mg/L	meq/L	mg/L	meq/L	mg/L	meq/L	mg/L	meq/L	mg/L	meq/L
Na	760	33.06	2540	110.48	2520	109.61	2510	109.17	1630	70.90
K	132	3.38	523	13.38	524	13.40	531	13.58	345	8.82
Ca	10.3	0.51	73.3	3.66	72.5	3.62	67.1	3.35	39.1	1.95
Mg	0.071	0.01	0.117	0.01	0.086	0.01	0.071	0.01	0.018	0.00
total cation		36.95		127.52		126.63		126.11		81.67
Cl	1220	34.41	4480	126.35	4500	126.91	4420	124.66	2970	83.76
SO ₄	28.2	0.59	39.3	0.82	36.7	0.76	32.6	0.68	11.7	0.24
HCO ₃	137	2.25	55	0.90	54	0.88	49	0.80	37	0.61
CO ₃	n. d.	0.00	n. d.	0.00	n. d.	0.00		0.00	n. d.	0.00
total anion		37.24		128.07		128.56		126.14		84.61
	mg/L		mg/L		mg/L		mg/L		mg/L	
Li	1.35		19.5		18.7		18.3		9.90	
Fe	0.26		0.50		0.22		0.38		0.16	
Al	0.35		0.38		0.15		0.20		0.58	
Sr	0.14		0.45		0.41		0.37		0.36	
F	0.79		1.98		2.07		1.91		0.49	
B	42.0		75.6		77.1		74.1		45.9	
Br	5.1		17.9		18.1		17.8		10.1	
I	0.74		0.99		0.91		0.96		1.52	
As	3.56		8.69		8.64		8.41		5.39	
Hg	-		<0.0005		<0.0005		<0.0005		0.0009	
T-CO ₂	111		134		174		139		68	
H ₂ S	-		<0.04		<0.04		<0.04		3.76	
T-SiO ₂	765		1030		1100		1130		745	
δD(H ₂ O) (‰)	-25		-33		-36		-36		-46	
δ ¹⁸ O(H ₂ O) (‰)	1.5		-1.1		-1.3		-1.6		-3.7	
δ ¹⁸ O(SO ₄) (‰)	-		0.8		2.0		2.0		1.1	
δ ³⁴ S(SO ₄) (‰)	-		10.7		11.5		12.0		15.8	
δ ¹³ C(HCO ₃) (‰)	-		-16.9		-22.8		-22.4		-5.2	
Tritium (T.U.)	-		<0.3		<0.3		<0.3		<0.3	
δD(H ₂ O)* (‰)	-		-42		-42		-43		-	
δ ¹⁸ O(H ₂ O)* (‰)	-		-2.3		-2.3		-2.5		-	
NOTE									separated from steam at 0.8atg	

n. d. : not determined

* : sampled at sampling separator

Table2-4-2 Result of chemical and isotope analyses of gas samples

ガス試料の化学・同位体分析結果表

NAME		AMJ-1a	AMJ-1b	AMJ-1c	AMJ-2a	AMJ-2b	AMJ-2c	AMF-2(1998)
DATE		Nov/19/2000	Nov/20/2000	Nov/21/2000	Nov/27/2000	Nov/28/2000	Nov/29/2000	Oct/22/1998
W. H. P.	psi	200	110	46	29	33	64	32.7atg
SAMPLING POINT		sampling separator	sampling separator	sampling separator	sampling separator	sampling separator	sampling separator	sampling separator
SEPARATED PRESSURE	barG	2.4	1.3	1.4	0.5	0.7	0.5	0.8atg
GAS CONTENT	vol%	0.98	1.02	0.97	0.52	0.62	0.58	0.84
GAS CONTENT	wt%	2.28	2.41	2.29	1.22	1.46	1.36	2.01
GAS COMPOSITION								
CO ₂	vol%	89.9	93.8	92.5	88.3	90.6	87.6	96.8
H ₂ S	vol%	2.80	3.90	5.30	9.30	6.90	10.1	2.01
Residual gas	vol%	7.3	2.4	2.2	2.4	2.5	2.3	1.2
RESIDUAL GAS COMPOSITION								
N ₂	vol%	75.3	59.8	53.4	73.0	68.1	64.8	71.1
H ₂	vol%	n. d.	n. d.	7.44	8.46	12.5	13.9	17.8
CH ₄	vol%	7.42	35.5	34.3	12.3	11.7	11.0	8.67
C ₂ H ₆	vol%	-	-	-	-	-	-	0.37
O ₂	vol%	16.4	3.94	4.22	5.32	6.80	9.18	1.68
Ar	vol%	0.84	0.78	0.58	0.92	0.80	1.07	0.34
He	vol%	0.0072	0.021	0.023	0.019	0.019	0.018	0.053
Ne	vol%	0.0015	0.00074	0.00051	0.0012	0.00080	0.0027	0.0007
³ He/ ⁴ He	×10 ⁶	10.37±0.13	10.31±0.14	10.45±0.15	10.46±0.14	10.52±0.12	10.44±0.09	10.64±0.09
⁴ He/ ²⁰ Ne		44	18	68	21	23	23	123
δ ¹³ C(CO ₂)	‰	-6.8	-8.4	-7.4	-6.8	-6.9	-5.9	-3.0
δ ¹³ C(CH ₄)	‰	-30.5	-30.4	-30.4	-27.4	-27.6	-26.5	-33.1
δD(H ₂)	‰	n. d.	n. d.	-379	n. d.	-409	-493	-485
δD(CH ₄)	‰	-208	-221	-227	-196	-205	-187	-227
δ ³⁴ S(H ₂ S)	‰	2.5	1.6	1.0	1.4	1.4	1.4	n. d.
CONDENSED WATER CHEMISTRY								
pH	20°C	6.20	5.85	5.66	5.03	5.03	5.00	-
Na	mg/L	0.902	0.408	0.402	0.380	0.093	0.112	-
Cl	mg/L	1.20	0.54	0.56	0.64	0.12	0.16	-
SO ₄	mg/L	1.5	1.2	0.8	1.3	0.8	1.3	-
As	mg/L	0.014	0.013	0.012	0.006	0.031	0.016	-
Hg	mg/L	0.0009	0.0011	<0.0005	<0.0005	<0.0005	<0.0005	-
δD(H ₂ O)	‰	-56	-55	-54	-59	-59	-60	-67
δ ¹⁸ O(H ₂ O)	‰	-3.8	-3.4	-3.3	-6.1	-6.1	-6.6	-7.7

n. d.: not determined due to low concentration of CH₄, H₂ and H₂S

Table2-4-3 Results of the curve matching and hydraulic properties for well AMJ-1
 坑井 AMJ-1 の坑井試験結果

kh/MU	4.54E-10	m3/Pa.s	Phi*c*h	1.09E-04	m/Pa	Skin Factor	0.9		WB Storage	30	
kh	4.59E-14	m3	kh	4.59E+01	mdarcy-m	Viscosity	0.0001011	Pa.s	Spec. Vol	0.00101	m3/kg
k	2.53E-16	m2	Phi*Ct	6.003E-07	l/Pa	Stabilization Temp. 1600m	264.53	C	Injection Temp.	25	C
h	1.82E+02	M									

Table2-4-4 Results of the curve matching and hydraulic properties for well AMJ-2
 坑井 AMJ-2 の坑井試験結果

TR=k h/MU	2.84E-09	m3/Pa.s	STO= Phi*c*h	5.85E-06	m/Pa	Skin Factor	-0.5		WB Storage	0	
kh	5.52E-14	m3	kh	5.39E+01	mdarcy-m	Viscosity	1.943E-05	Pa.s	Spec. Vol	0.00101	m3/kg
k	5.66E-15	m2	Phi*Ct	6.003E-07	l/Pa	Stabilization Temp. 1600m	279.28	C	Injection Temp.	50	C
h	9.75E+00	M									

2.5 Modelo Conceptual Geotérmico

2.5.1 Estructura Geológica

2.5.2 Fuente de Calor

2.5.3 Distribución de Temperatura

2.5.4 Modelo Geoquímico

2.5.5 Modelo Conceptual

2.5 MODELO CONCEPTUAL GEOTERMICO

En base a los estudios geocientíficos, tales como el reconocimiento geológico, estudios geoquímicos y geofísicos, y datos de los pozos perforados, se preparó y actualizó el modelo geotérmico conceptual del área de Amatitlán.

Los resultados geológicos permitieron la identificación de la estructura del basamento, el sistema de fallas y la intrusión dacítica que controla la actividad geotérmica presente en el campo de Amatitlán. Además, el análisis de datación de la roca y la alteración hidrotermal, permitieron la identificación de la actividad volcánica asociada a la fuente de calor y a la actividad geotérmica del área.

Adicionalmente la revisión de la química de los manantiales termales y de la actividad fumarólica, los análisis geoquímicos de los fluidos de los pozos geotérmicos AMJ-1 y AMF-2 permitieron estimar la zona de ascensión de fluidos, así como las características y el modelo de los fluidos geotérmicos. Finalmente, se construyó un modelo geoquímico.

La zona levantada del basamento, el área de alteración, la extensión del reservorio geotérmico y la estructura de resistividad, se estimaron en base a los estudios gravimétricos, magnéticos y MT. Esta información fue correlacionada y revisada con los datos obtenidos en los estudios de los pozos (mostrados en las Fig.2-5-1, Fig.2-5-2 y Fig.2-5-3).

2.5.1 Estructura geológica

La estructura geológica del campo geotérmico de Amatitlán está caracterizada por una zona de levantamiento relacionada con fallas de dirección N-S y NE-SW, por un sistema de calderas y por intrusiones dacíticas.

1. Zona levantada relacionada con las fallas de dirección N-S y NE-SW

Una zona de levantamiento con orientación N-S, con un ancho de 1.5 – 2.0 km fue identificada en el centro del área estudiada, por medio de los resultados de los estudios geológicos y gravimétricos.

Esta zona de levantamiento está parcialmente doblada en dirección NE-SW entre el Cerro Hoja de Queso y el pozo AMF-2. La zona de pérdida de circulación a la profundidad de 1594m en el pozo AMJ-2 podría corresponder a la falla asociada con el borde oeste de esta zona de levantamiento. A esta profundidad, se confirmó una temperatura del reservorio mayor de 280°C por medio de los registros practicados en los pozos AMF-1 y AMF-2. La extensión y distribución de las fumarolas y de las zonas de alteración son paralelas a esta zona de levantamiento. Como se muestra en la Fig.2-5-3, existe un intrusión dacítica a lo largo de la zona de fractura en la punta oeste de esta zona de levantamiento. Parte de esta intrusión fue confirmada por medio del análisis de los recortes de perforación del pozo AMF-2.

Por medio de la perforación de los pozos AMF-1 y AMF-4 se confirmó que las rocas del basamento están relativamente más altas (400 – 500 msnm) en esta zona comparado con una menor elevación, en el pozo AMJ-1 (230msnm). Por lo general, en un campo geotérmico típico, la zona levantada conformada por granito poco permeable, se correlaciona con la zona de ascenso de fluidos geotérmicos.

2. Un Sistema de Calderas

INSIVUMEH (1978), OLADE (1982) y Roldán (1993) reportan la existencia de tres calderas delineadas alrededor del área de estudio. La actividad geotérmica en el área de Amatitlán se considera que está asociada al borde sur de estas calderas. Estos bordes están trazados de los siguientes sistemas de fallas (Fig.2-5-1):

a. Una caldera exterior

La caldera externa y más antigua pasa por debajo del Cerro Grande y al norte del Cerro Chino, alcanzando la parte este del Volcán de Agua, a través del valle a lo largo del río Michatoya. El agua meteórica puede estar infiltrando en la parte más somera del área de estudio, debido a características no geotérmicas, a lo largo de la alineación de la caldera en la superficie.

b. Caldera intermedia

La segunda caldera más antigua forma la pared que da el sureste de la playa del Lago de Amatitlán. Entre los pozos AMJ-1 y AMJ-2, a través de El Cedro y San Vicente Pacaya, el contorno de la caldera termina en la falla de Jalpatagua. La pérdida de circulación, alrededor de los 1,140m de profundidad en el pozo AMJ-2 puede corresponder con la falla asociada al borde de esta caldera.

Los sondeos MT muestran una zona de baja resistividad con extensión NW-SE cerca de los pozos AMJ-1, AMJ-2, AMF-2 y El Cedro. Además, como se menciona adelante, la alta anomalía de la distribución de temperatura se desvía hacia el noroeste a lo largo del borde de la caldera intermedia. Este hecho indica que la zona fracturada desarrollada a lo largo de la caldera intermedia es de alta permeabilidad.

c. Caldera interior

Esta caldera se considera la más joven de acuerdo con los estudios, y pasa a través del Cerro Hoja de Queso, cerca del pozo AMF-4 y al norte de San Vicente Pacaya. Debido a que se reportaron pérdidas de circulación alrededor de los 1,000m de profundidad en el pozo AMF-4, el agua fría podría infiltrarse a lo largo de fallas y fracturas asociadas con el borde de esta caldera. Por otro lado, la zona de baja temperatura se extiende sobre la parte noreste del área de estudio. Esto sugiere que el agua del Lago de Amatitlán se filtra a lo largo de la zona permeable relacionada con el borde de esta caldera.

También una caldera de tamaño relativamente pequeño, Laguna Calderas, se reconoció al oeste de la Laguna de Calderas. La pérdida de circulación alrededor de los 1,539m de profundidad en el pozo AMJ-2 puede deberse a la falla asociada con el borde de esta pequeña caldera. Dado que la extensión y distribución de las zonas de fumarolas y de alteración son similares en su forma con el borde de esta caldera, se puede inferir que este borde de la caldera sea la zona de ascenso de fluidos de alta temperatura provenientes de gran profundidad.

3. Intrusión dacítica

Se confirmó la existencia de una intrusión dacítica alrededor del pozo AMF-2 de acuerdo con la geología del pozo. Como esta intrusión es similar a los domos dacíticos cercanos al borde sur del Lago de Amatitlán, tanto en características petrológicas como en edad, se estableció que esta actividad intrusiva es contemporánea con la formación de los domos (West JEC y Telectro, 1995). Es posible que estos cuerpos intrusivos estén distribuidos a lo largo del lado oeste de la zona levantada estimada por los estudios gravimétricos bajo Laguna Caldera (Fig.2-5-2 y Fig.2-5-3).

De acuerdo con los análisis de inclusiones fluidas de los recortes de perforación, la temperatura de homogenización muestra una distribución bimodal debajo de los 1,100m de profundidad en los pozos AMJ-2, AMF-1 y AMF-2. Se cree que la porción más profunda en los alrededores de estos pozos puede estar recalentada y la temperatura se haya incrementado por nuevos eventos de activación hidrotermal.

Dicho de otro modo, cuando el magma dacítico asciende y forma la intrusión, se desarrolla una zona de fractura alrededor de la intrusión, volviéndose así posiblemente en un camino para el flujo de fluidos geotérmicos.

2.5.2 Fuente de Calor

Es evidente por los resultados de la determinación de edades que el centro de las actividades volcánicas ha migrado de norte a sur en el área de Amatitlán. Se ha establecido que la actividad hidrotermal también ha migrado en la misma dirección. Esta serie de actividades volcánicas se desarrolla desde el Pleistoceno tardío (0.7Ma) hasta el presente. La fuente de calor regional para el sistema geotérmico de Amatitlán se interpreta como asociada a las series de este magmatismo, incluyendo la reciente actividad del Volcán de Pacaya, el cual tuvo una erupción el 17 de enero del 2000, de tipo Estromboliano de gran magnitud.

De acuerdo con los estudios en los pozos, estructura geológica, determinación de edades, distribución de temperatura, características geoquímicas del fluido geotérmico, etc. que se describen a continuación, se tratará de identificar la fuente directa de calor del sistema geotérmico de Amatitlán

- a. Como se muestra en las Fig. 2-5-2 y Fig.2-5-3, se espera una temperatura superior a los 300°C, en el techo del basamento formado por granito porfírico.
- b. Conforme a la observación de los recortes de perforación y de las formas de sus cristales de circón, las rocas dacíticas atravesadas durante la perforación de los pozos AMJ-1, AMJ-2 y AMF-2 son similares a las de los domos dacíticos adyacentes al Lago de Amatitlan. Especialmente la dacita atravesada en el intervalo de 560-870m de profundidad en el pozo AMF-2 se cree que forma una parte de la intrusión. Así también, se cree que esta intrusión se activó en la misma época, 3-6ka, cuando se formaron los domos dacíticos de el Cerro Limón y el Cerro La Mariposa.
- c. La temperatura de homogenización de las inclusiones fluidas muestra una distribución bimodal por debajo de los 1,100m de profundidad en el pozo

AMJ-2, así como en los pozos AMF-1 y AMF-2. Esto podría indicar unos 50°C de incremento debido a la nueva intrusión dacítica. Este tipo de incremento de temperatura, no ha sido confirmado en otros pozos.

- d. De la distribución de temperatura, como se menciona más adelante, la anomalía de alta temperatura en el área de estudio se encuentra alrededor de los pozos AMJ-2, AMF-1 y AMF-2. La forma del área de esta anomalía es bastante concordante con la del borde de la Laguna Calderas.

De acuerdo con la interpretación anterior, se estima que magma dacítico intrusionó a lo largo de las fallas relacionadas con el borde oeste de la zona de levantamiento del basamento y con el borde de la caldera de edad 3-6 ka y el cuerpo de roca dacítica que se encuentra adentro de Laguna de Calderas. Además, es altamente probable que este cuerpo dacítico juegue un papel importante como fuente de calor directa en el sistema geotérmico de Amatitlán.

2.5.3 Distribución de Temperatura

Se hizo un mapa de distribución de temperatura de acuerdo con los datos de los registros de pozos y la temperatura de homogenización de las inclusiones fluidas de los 6 pozos perforados en el área de estudio.

- a. La mayor temperatura en el área de estudio se observa en los alrededores del fondo del pozo AMF-2. Confirmando una temperatura mayor de 300°C alrededor del techo del basamento que está formado por granito porfírico. A una elevación de 200msnm, se midió una temperatura máxima de 320°C con los registros de temperatura.
- b. Una inversión de temperatura aparece a una elevación cercana a los 500msnm en el pozo AMF-3 y una línea isotérmica de 200°C a la misma elevación se extiende hacia el norte en forma de lengua (referirse a la Fig.2-5-3). Este hecho sugiere que el fluido de alta temperatura fluye lateralmente hacia el norte a lo largo de la zona del basamento elevado.
- c. La línea isotérmica dobla hacia el noroeste del área alrededor del pozo AMJ-1. La baja resistividad del área, indicada por los sondeos MT tiene una prolongación concordante con el borde de la caldera intermedia. De acuerdo con los análisis geoquímicos, se reportó un flujo lateral de fluidos de alta temperatura hasta alcanzar el Río Michatoya en la misma dirección. De acuerdo con estas evidencias, la zona fracturada desarrollada a lo largo de la caldera intermedia es de gran permeabilidad y tiene una función importante como pasaje de los fluidos.
- d. Alrededor del pozo AMF-4, se extiende una anomalía de temperatura relativamente baja en dirección ESE. Agua meteórica o agua fría subterránea en la porción más somera del pozo, podría percolarse a lo largo de la falla asociada con el borde de la caldera interior. Esta estimación es concordante con la profundidad a la de la pérdida de circulación encontrada alrededor de 1,000m de profundidad en el pozo AMF-4.

En conclusión, la temperatura interna en el área de estudio tiene un centro alrededor del cuerpo de intrusión dacítica bajo la parte oeste de Laguna de

Calderas y decrece de forma concéntrica. En general, la distribución de temperatura tiene relación con el flujo de fluidos que se refleja en la estructura geológica relevante del basamento levantado y las series de bordes caldéricos.

2.5.4 Modelo Geoquímico

De acuerdo con la interpretación geoquímica correspondiente a los fluidos geotérmicos, se reconstruyó el modelo geoquímico del campo geotérmico de Amatitlán (Fig.2-5-4).

Los reservorios geotérmicos atravesados por los pozos AMJ-1, AMJ-2, AMF-1 y AMF-2 pueden conformar un único sistema geotérmico. Aunque la descarga de fluidos de los pozos es sólo vapor en el pozo AMJ-1 y fluido con exceso de vapor en los pozos AMJ-2 y AMF-2, el sistema es esencialmente de tipo líquido dominante. Todos los fluidos geotérmicos posiblemente se derivan de un fluido original de ca.330°C y ca.2,500mg/L en Cl. El origen del fluido del reservorio se considera básicamente agua meteórica de circulación profunda con una proporción menor de fluidos magmáticos. El agua meteórica es posiblemente una mezcla de precipitación de gran elevación del lado sur y agua de baja elevación de los lados norte y noreste, incluyendo el agua del Lago de Amatitlán. De acuerdo con las relaciones de Cl/B en el agua descargada, se cree que la principal roca que aloja el reservorio son rocas volcánicas, y no el granito del basamento.

Se cree que la principal zona de ascenso de fluidos está cerca de los pozos AMF-2 y AMJ-2, debido a que en estos pozos se ha observado la mayor temperatura del fluido (290-300°C) por métodos geotermométricos. El ascenso de los fluidos calientes probablemente es acompañado por ebullición parcial, proporcionando a los fluidos del reservorio un aumento leve en el contenido de Cl (ca.2,700mg/L) que el fluido original. Ebullición adicional durante el ascenso de los fluidos puede provocar la alimentación de fluidos a profundidades más someras en el pozo AMJ-2, el cual es relativamente más frío (<280°C) y con una fracción de vapor y contenido de Cl relativamente mayores (>2,800mg/L). Posiblemente, una porción mayor del fluido de alta temperatura fluye lateralmente hacia el noreste con más ebullición y separación de vapor, formando el reservorio del pozo AMF-1. Una parte del vapor separado del fluido, asciende a una zona más somera formando la fumarolas en Calderas. El fluido en el reservorio del pozo AMF-1 se encuentra más afectado por la separación de vapor, la cual provoca un decremento de la temperatura hasta cerca de 250°C y un enriquecimiento de Cl hasta cerca de 3,300mg/L. El fluido que asciende en Calderas fluye lateralmente principalmente en direcciones norte y noreste y se diluye con agua fría subterránea, para descargar finalmente en la playa sur del Lago de Amatitlán.

Aunque se cree que los fluidos del reservorio geotérmico del pozo AMJ-1 se originan del fluido original, no está claro el camino que sigue el fluido que alimenta este reservorio. Sin embargo, de acuerdo con el monitoreo geoquímico de los pozos AMF-1 y AMF-2, al menos el reservorio del pozo AMJ-1, tiene algún grado de conexión con los otros. El fluido del reservorio parece estar significativamente evaporado debido a su baja permeabilidad. La geotermometría de gases indica una temperatura del reservorio de 260-280°C.

Aunque no se muestra en el modelo de la Fig.2-5-4, como se ha mencionado en estudio previos, podría existir un flujo del fluido de alta temperatura hacia el oeste hasta alcanzar el valle del Río Michatoya, generando muchos manantiales

calientes mezclados con agua subterránea somera en el valle.

2.5.5 Modelo conceptual

El modelo del sistema geotérmico en el área de Amatitlán, se considera un sistema de convección hidrotermal originado por agua meteórica de las tierras altas del sur y del Lago de Amatitlán (se muestra en las Fig.2-5-1, Fig.2-5-2, y Fig.2-5-3). Se cree que este sistema ha sido calentado directamente por la intrusión dacítica que se encuentra bajo la parte oeste de Laguna de Calderas, y es afectada de forma regional por el ascenso de calor y gases del magma remanente, luego de que el volcanismo continuó desde el Pleistoceno tardío (0.7Ma) hasta el Reciente, con eventos tales como los domos dacíticos, la intrusión, sucesivas erupciones del Volcán de Pacaya, etc.

El agua meteórica de recarga se considera que fluye hacia el norte o el noreste sobre las rocas graníticas del basamento. El agua meteórica que fluye es calentada por conducción de calor del magma remanente, y evoluciona a agua caliente de tipo neutral clorurado por su interacción con las rocas de la zona. Esta agua caliente contiene gases que ascienden desde las rocas del basamento, elevándose hasta los 300-340°C. Esta agua profunda se supone que sea el agua original en el sistema geotérmico de Amatitlán.

El ascenso del fluido caliente está circunscrito principalmente a lo largo de las fallas relacionadas con el borde oeste del tren estructural NE-SW del basamento levantado, las fallas formadas en el borde de Laguna Caldera al oeste de la Laguna de Calderas, y la zona de fracturamiento desarrollada alrededor de la intrusión por el levantamiento de magma dacítico.

En el pozo AMF-2, a una elevación de 500 msnm, el fluido geotérmico tiene una temperatura de 290-300°C y un contenido de Cl de 2,700mg/l. Este fluido caliente fluye verticalmente a través del tren de fallamiento NE-SW, dando origen a fumarolas y zonas de alteración en la pared oeste de Laguna Caldera. Horizontalmente, este fluido alcanza el pozo AMF-1 a lo largo de la falla NE-SW con ebullición que provoca el reservorio de agua dominante con entalpía relativamente baja y alta salinidad atravesado por este pozo.

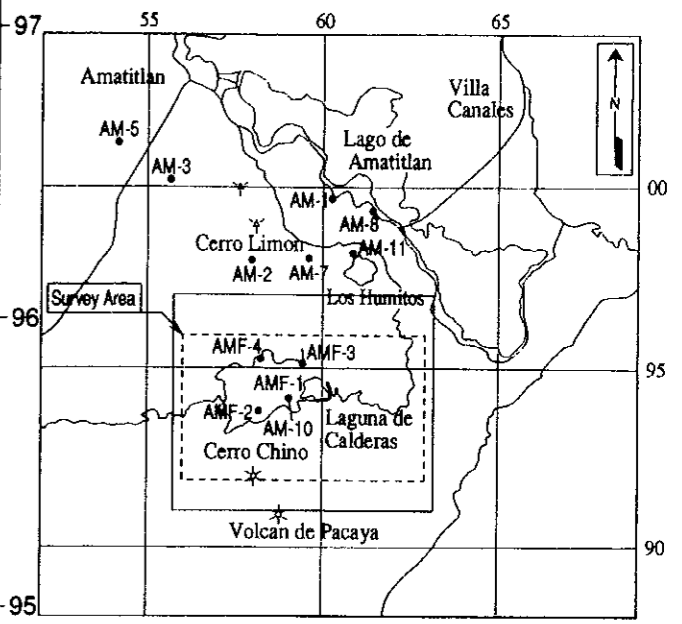
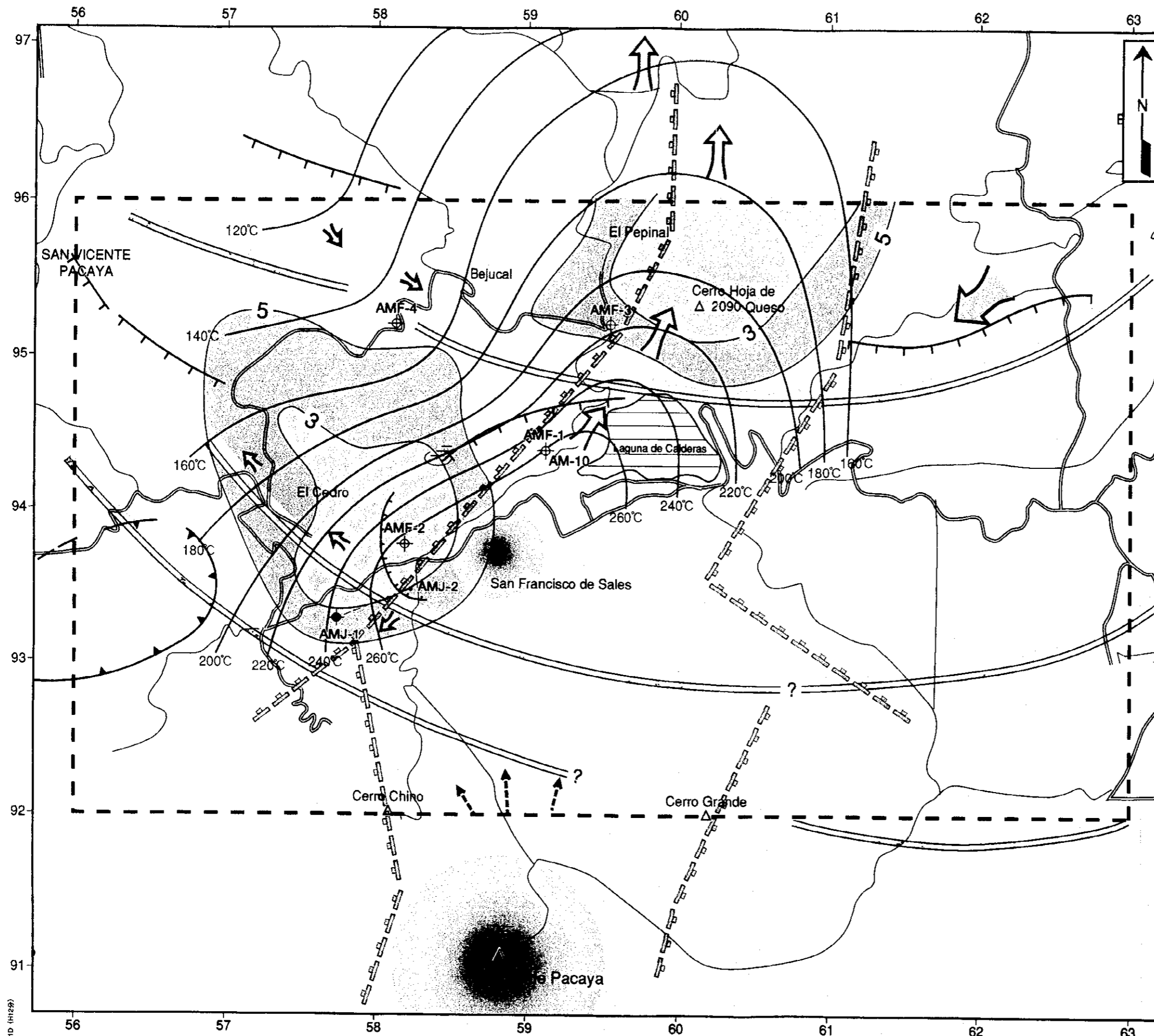
La ebullición junto con el ascenso de fluidos geotérmicos produce una deposición de sílice y alteración hidrotermal en la zona somera, formando la capa sello del reservorio geotérmico. Esta zona de alteración hidrotermal fue identificada por los sondeos MT como una anomalía de baja resistividad. En el área bajo y alrededor de los pozos AMF-1 y AMF-2, existe un reservorio de dos fases (líquido y vapor) justo debajo de esta capa sello. De la distribución de esta anomalía de baja resistividad, la zona de alteración hidrotermal posiblemente se extiende hacia el norte en forma bandeada. Los análisis geoquímico sugieren que el agua caliente se diluye gradualmente con el agua meteórica durante su viaje hacia el norte. Finalmente, la temperatura decrece y da origen a los manantiales calientes adyacente a la playa del Lago de Amatitlán.

Por el contrario, parece difícil que la capa sello se extienda hacia el oeste debido al menor desarrollo de la zona de alteración alrededor de los pozos AMJ-1 y AMJ-2.

El fenómeno de la declinación de la temperatura hacia abajo se identificó en el pozo AMF-3. Esto sugiere que el agua del Lago de Amatitlán podría estarse

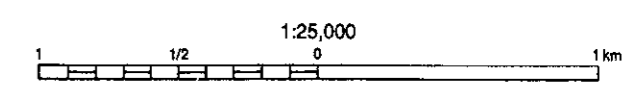
infiltrando a una altitud entre 0-500 msnm hacia el suroeste y estar enfriando la temperatura del subsuelo en la parte noreste del área de estudio.

La intrusión dacítica bajo la parte este del pozo AMF-2 es similar a los domos dacíticos que están adyacentes al Lago de Amatitlán, tal como lo indican la morfología de cristales de circón y las dataciones geológicas. Así, existe una alta posibilidad que la intrusión de magma dacítico haya ocurrido en la misma época (3-6ka) en que se formaron los domos dacíticos de el Cerro Limón y Cerro La Mariposa.



凡例

- Estimated uplift obtained from gravity survey
- Phreatic Caldera and avalanche
- (Estimated) Fault
- Caldera Wall
- Low resistivity zone
- Isothermal Line (EL.+750m)
- Magmatic fluid
- Geothermal fluid
- Meteoric water flow
- Survey area
- Exploratory well
- (Estimated) Heat Source



Amatlan Geothermal Development Project
 地熱構造モデル (平面図)
 Geothermal Structural Model
 JICA-WEST JEC Fig. 2-5-1

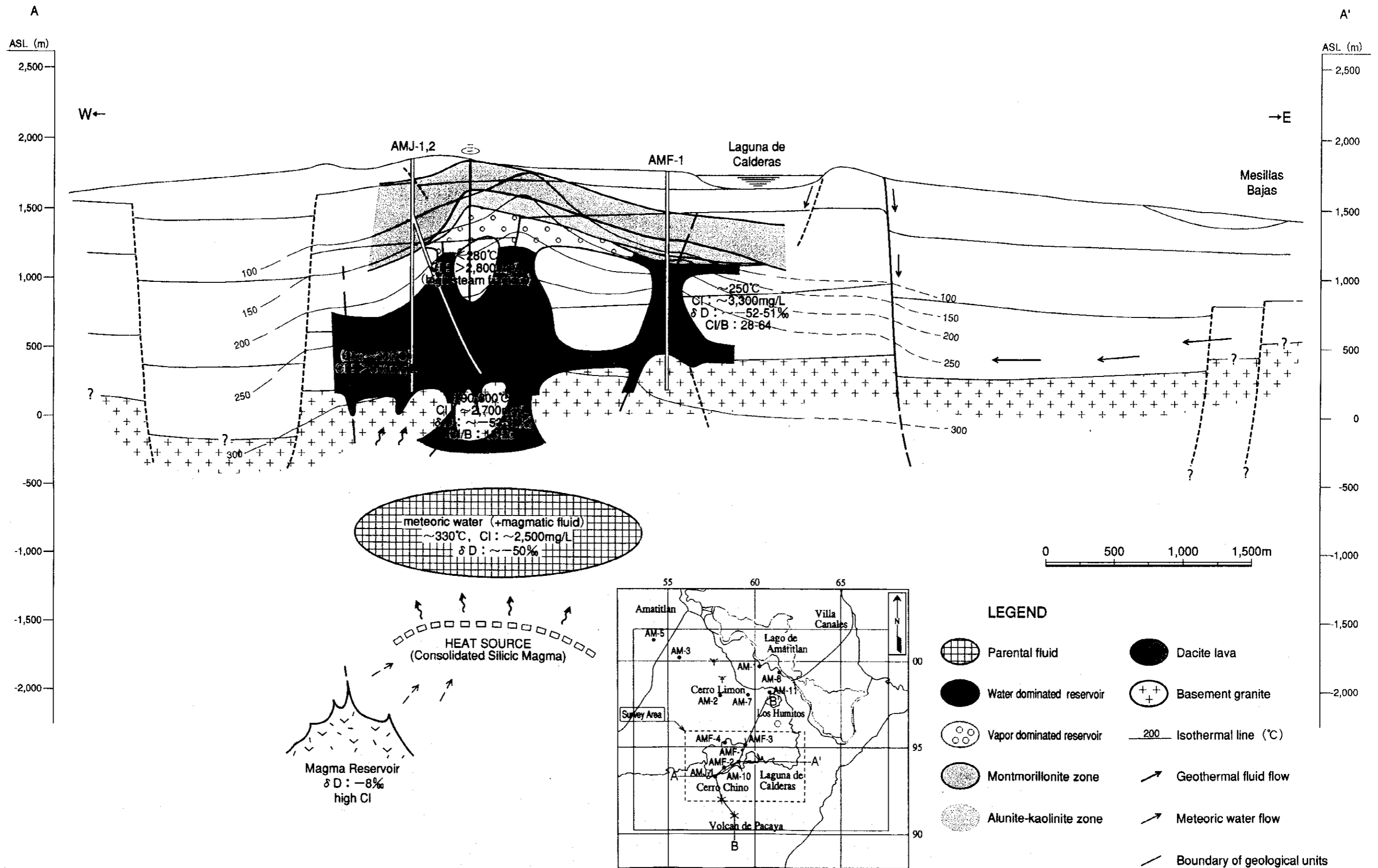


Fig. 2-5-2 Conceptual model of the Amatitlan Geothermal Area (A-A')
 地熱構造モデル (A-A'断面図)

MBB101401C (H125)

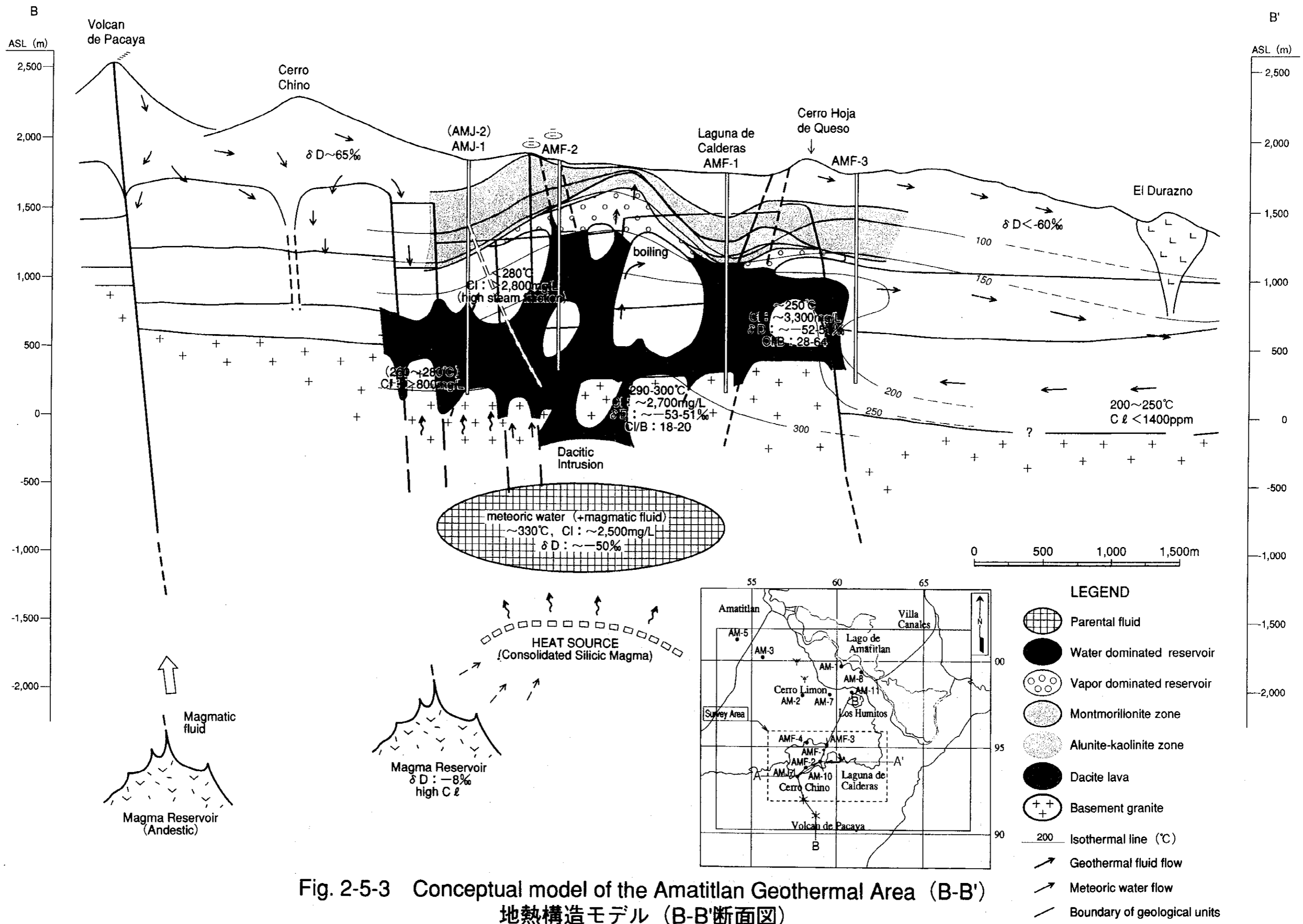
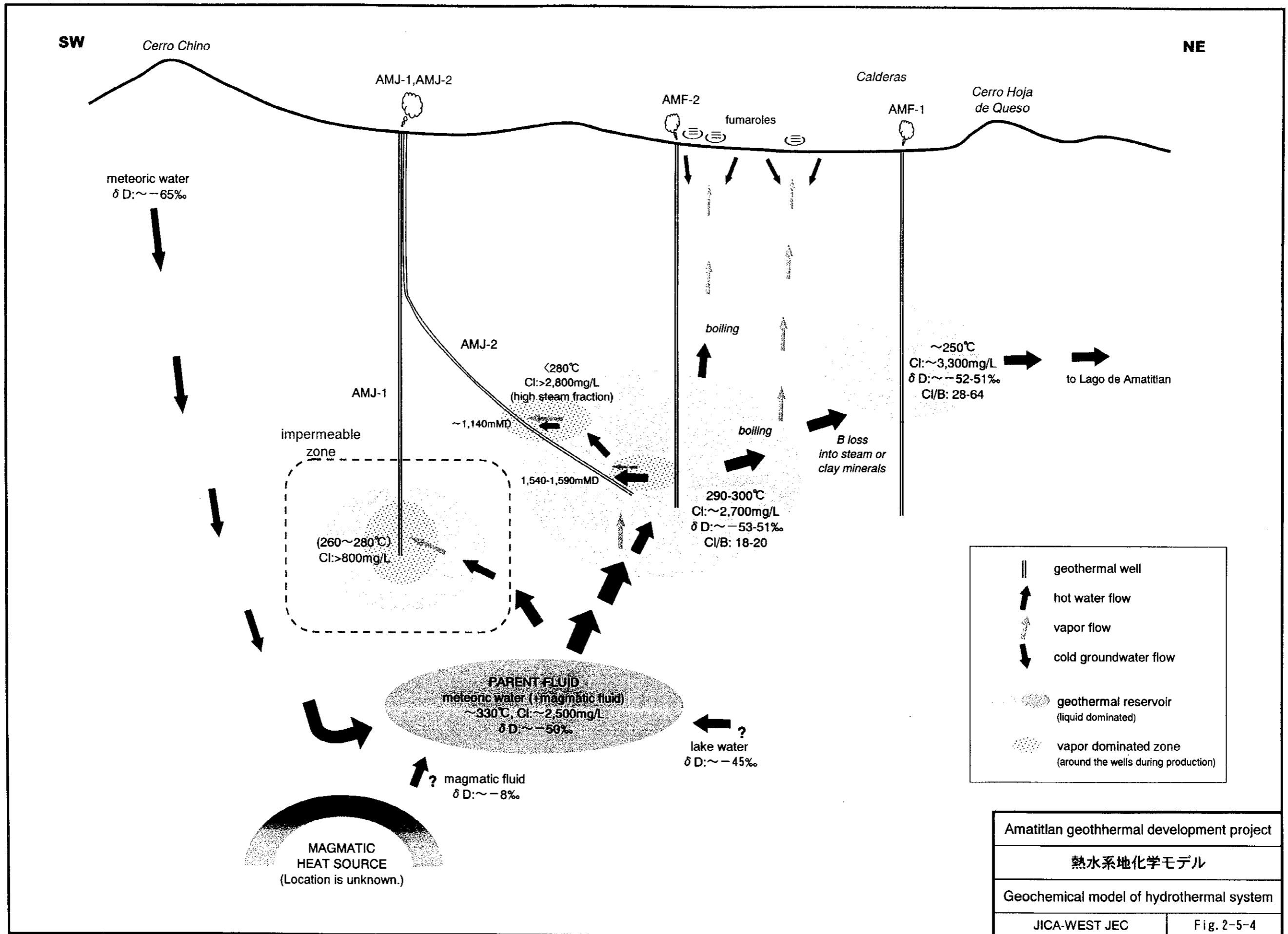


Fig. 2-5-3 Conceptual model of the Amatitlan Geothermal Area (B-B')
 地熱構造モデル (B-B'断面図)

MBE101401D (H125)



3 PROGRAMA DE DESARROLLO

3.1 Evaluación del Recurso

**3.2 Construcción de las Instalaciones para
Generación de Energía**

3.3 Estudio de Impacto Ambiental

3.4 Evaluación Económica y Financiera

3.1 Evaluación del Recurso

3.1.1 Modelo Numérico

3.1.2 Calibración en Estado Natural

3.1.3 Calibración y ajuste histórico

3.1.4 Pronósticos y Potencial del Campo

3.1.5 Resultados de los Pronósticos

