

2.3 Perforación de pozos exploratorios

2.3.1 Pozo AMJ-1

2.3.2 Pozo AMJ-2

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 taponos 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 reperforar 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 Amatitlan”, 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

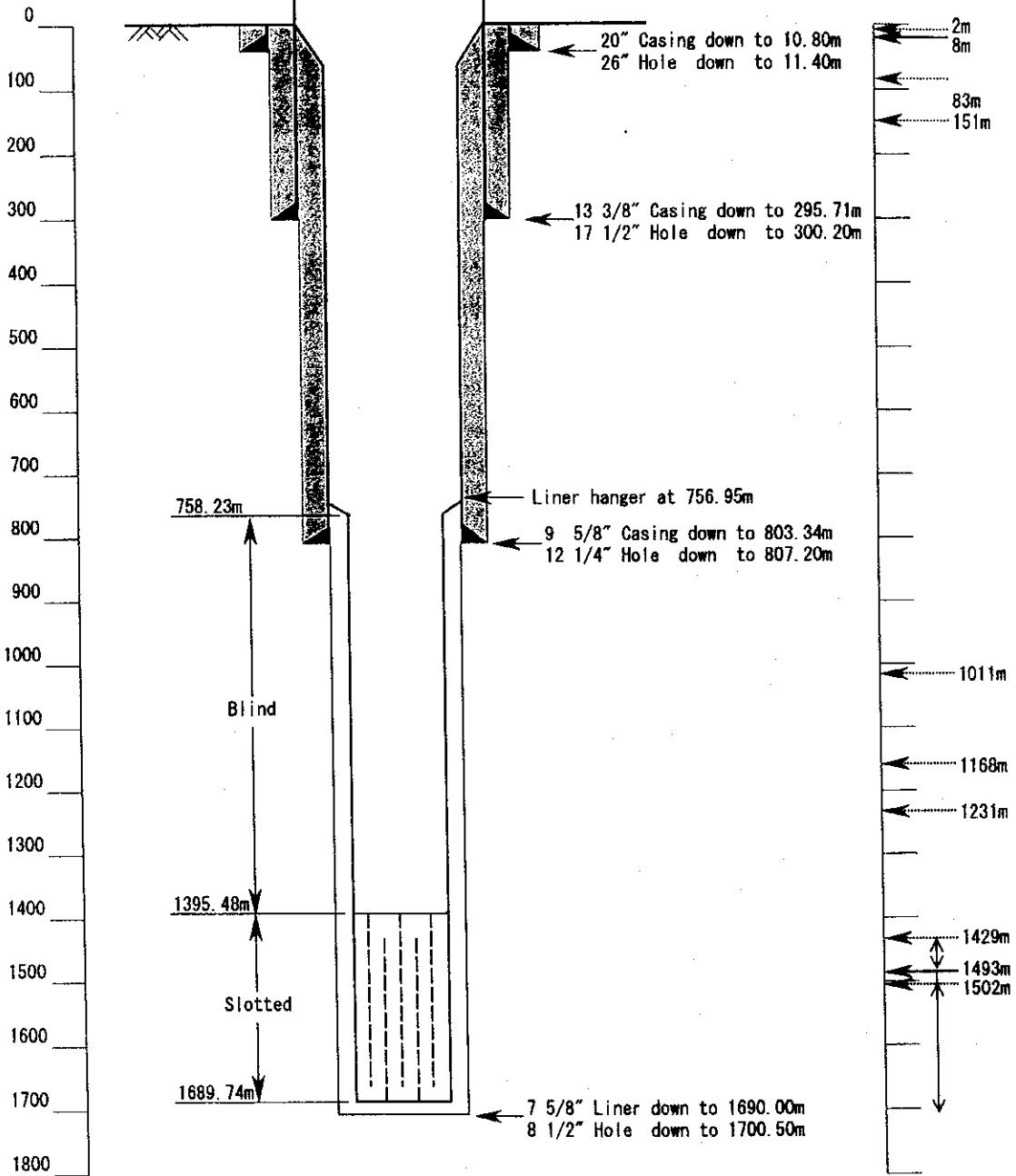
Los resultados de la perforación del pozo AMJ-2 se resumen a continuación.

- 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

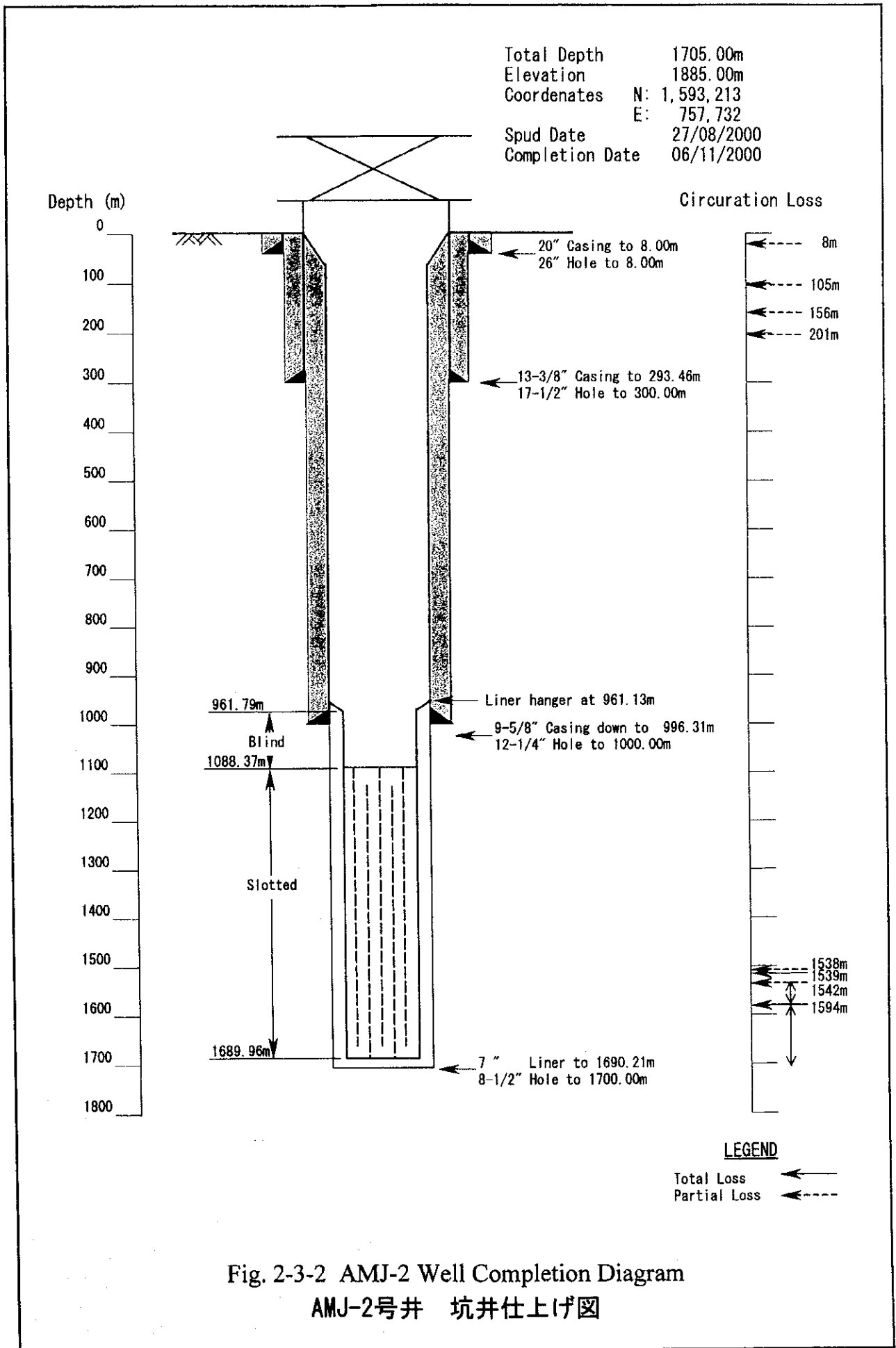


Fig. 2-3-2 AMJ-2 Well Completion Diagram
 AMJ-2号井 坑井仕上げ図

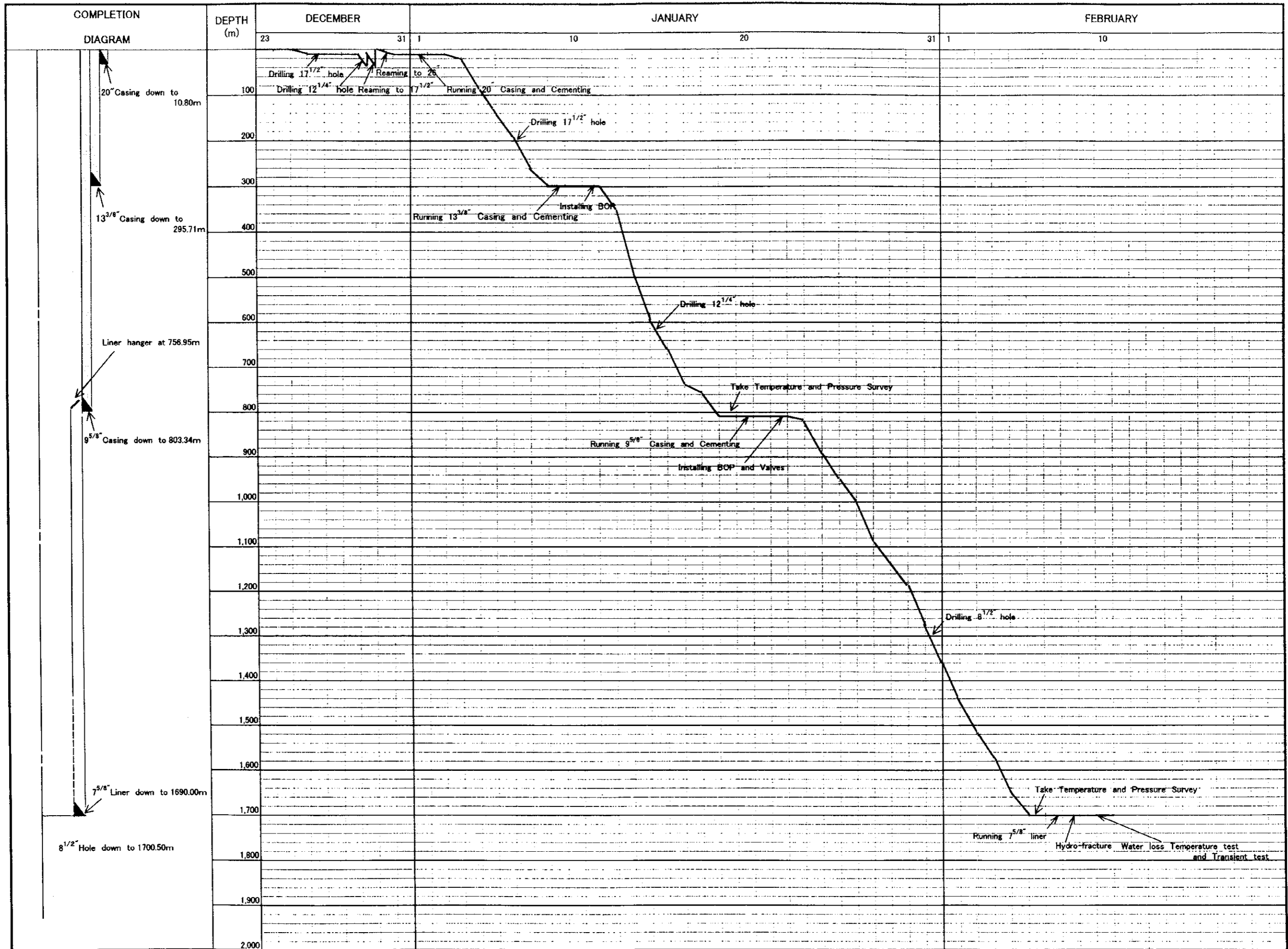


Fig. 2-3-3 AMJ-1 Well Drilling Diagram

AMJ-1号井 掘削実績

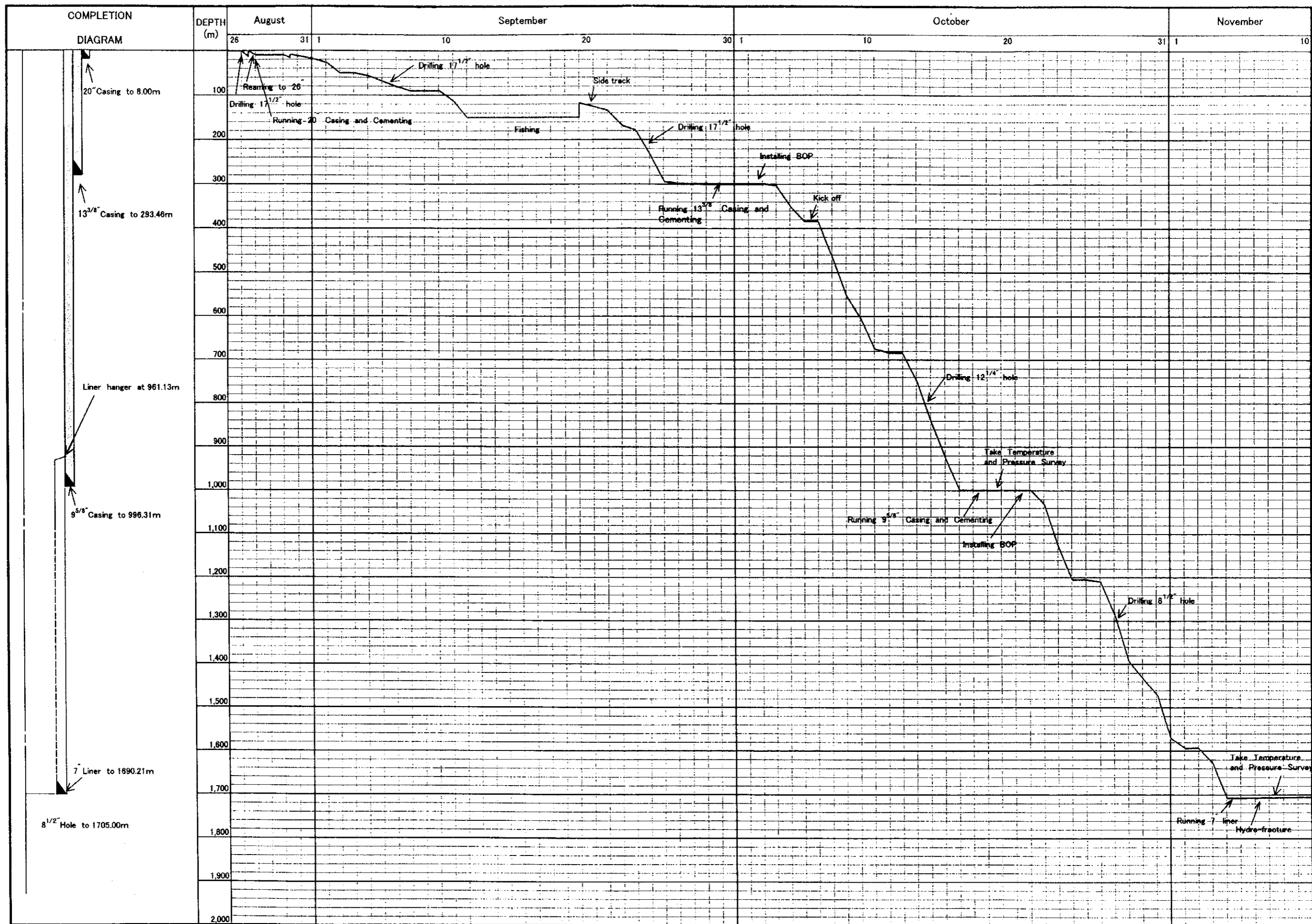


Fig. 2-3-4 AMJ-2 Well Drilling Diagram

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	Directinal Angle
0.00	1885.00	N65° E. True North

	M. D	C. L	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	9m 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		DRILLING		BIT		DEV	PUMP			MUD			DULL GRADING			REMARKS	
							FROM	TOTAL	HOURS	RATE	WOB	RPM		P	P	SPM	SG	VIS	IN	OUT	T	B		G
1	17-1/2	SFC	S84	515	500432	Open	0	10	10	41:00	0.24	2/8	4060	--	50	60	1.01	38	--	--	--	--	Pilot hole	
2RR	12-1/4	SFC	M69F	637	657078	Open	10	32	22	13:15	1.66	6/8	60	--	50	60	1.02	40	--	--	--	--	Used, Pilot hole	
1RR	17-1/2	SFC	S84	515	500432	Open	10	32	22	9:30	2.32	6/8	6070	--	50	60	1.03	40	--	--	--	--	Pilot hole	
1RR	17-1/2	SFC	S84	515	500432	Open	0	11	11	34:00	0.32	2/6	4050	--	50	60	1.03	42	--	--	--	--	W. Hole Opener	
1RR	17-1/2	SFC	S84	515	500432	Open	32	195	163	67:45	2.41	20/30	5070	3/4"	50	80	1.04	44	20	21	--	--		
3RR	17-1/2	SFC	S86	535	463516	Open	195	300	105	32:45	3.21	15/30	4090	1/4"	50	80	1.04	43	21	23	--	--	Used	
4	12-1/4	SFC	S86F	537	652707	3x20	300	659	359	70:30	5.09	14/18	80100	1"	400	130	1.06	41	36	44	2	3	1	
5	12-1/4	SFC	S84F	517	122651	3x20	659	807	148	35:00	4.23	16/22	80100	3/4"	500	130	1.06	43	42	47	2	2	1	
6	8-1/2	SFC	S84	515	568527	Open	807	932	125	37:00	3.38	16/18	8085	1"	250	105	1.06	38	41	47	4	8	1	
7RR	8-1/2	SFC	MG89 TF	627	559560	Open	932	1002	70	23:00	3.04	16/18	6065	1"	350	105	1.06	36	41	48	2	2	1	Used
8	8-1/2	SFC	MG89 TF	627	574859	Open	1002	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	MG89 TF	627	574864	Open	1129	1276	147	45:30	3.23	20/24	65	3/4"	400	110	1.07	38	46	53	2	2	1	
10	8-1/2	SFC	MG89 TF	627	574862	Open	1276	1500	224	46:00	4.87	18/24	65	3/4"	400	110	1.04	38	28	36	2	2	1	Loss circulation
11	8-1/2	SFC	MG89 TF	627	574865	Open	1500	1700	200	40:00	5.00	18/24	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		DRILLING			BIT		DEV (°)	PUMP			MUD			DULL GRADING			REMARKS
							FROM	T O	TOTAL	HOURS	RATE	WOB	RPM		P. P	SPM	SG	VIS	IN	OUT	T	B	G	
1	17-1/2	S&C	S83F	527	496665	Open	0 m	8 m	8 m	12:00	0.67	2 t	50	0	40	1.05	50	--	--	--	--	--	--	Pilot hole
2	26	VAREL	--	215	--	Open	0	8	8	4:00	2.00	2	50	0	40	1.04	55	--	--	--	--	--	Ream hole	
3	12-1/4	S&C	S83F	527	616533	Open	8	13	5	15:25	0.32	2	50	0	40	1.04	55	--	--	--	--	--	Used Pilot hole	
1RR	17-1/2	S&C	S83F	527	486665	Open	10	156	143	100:47	1.42	7	60	0	45	1.05	60	--	--	--	--	--		
4	17-1/2	VAREL	--	517	154882	3×18	156	300	144	51:40	2.79	4	60	300	55	1.04	50	--	--	--	--	--		
5	12-1/4	VAREL	--	517	157856	3×16	300	385	85	18:07	4.69	10	65	500	50	1.03	45	--	--	1	1	1		
6	12-1/4	VAREL	--	517	157769	3×16	395	682	297	38:45	7.66	8	60	700	60	1.08	40	--	--	2	2	1	KOP 385m	
7	12-1/4	VAREL	--	517	157772	3×18	682	875	193	35:30	5.44	18	70	500	60	1.10	40	--	--	48	2	3	1	
5RR	12-1/4	VAREL	--	517	157856	3×18	875	1000	125	19:00	6.58	14	60	500	60	1.11	50	--	--	60	2	2	1	
8	8-1/2	VAREL	--	537	152560	3×14	1000	1203	203	38:40	5.25	7	70	600	60	1.05	42	--	--	54	1	2	1	
9	8-1/2	VAREL	--	537	151809	3×16	1203	1434	231	43:20	5.33	10	60	300	60	1.09	43	--	--	58	2	3	1	
10	8-1/2	VAREL	--	537	152579	3×16	1434	1542	108	20:00	5.40	7	75	400	60	1.12	40	--	--	60	2	2	1	
11	8-1/2	VAREL	--	537	152568	3×16	1542	1635	53	9:54	5.35	7	75	500	60	1.09	40	--	--	---	1	1	1	Loss circulation
12	8-1/2	VAREL	--	537	152572	3×16	1695	1705	110	28:12	3.90	5	90	300	60	1.02	40	--	--	---	2	4	1	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" × 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

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.

1. Observación microscópica y elaboración de la columna geológica

Se utilizó un microscopio polarizante para estudiar las características texturales, el contenido de volumen de cristales, paragénesis mineralógica, grado de alteración y presencia de minerales secundarios. Junto con los resultados de otros análisis de laboratorio, se construyeron las columnas geológicas de los pozos AMJ-1 y AMJ-2. Aunque el basamento granítico se confirmó a una profundidad mayor de 1,650m en el pozo vertical AMJ-1, el pozo direccional AMJ-2, que alcanzó una profundidad de 1,705m y profundidad vertical de 1,570.4m, no atravesó el basamento durante su perforación (ver las Fig. 2-4-1 y Fig. 2-4-2).

a. Coluvión

Las muestras de los primeros 40 metros del pozo AMJ-1 muestran depósitos de talud con fragmentos de basaltos y andesitas, escoria y pómez, de color gris a gris oscuro. Los fragmentos se encuentran poco alterados, con un color parcialmente café mostrando síntomas de intemperismo y oxidación.

b. Rocas volcánicas del Pacaya

Esta unidad está compuesta principalmente de lavas basálticas y andesitas de piroxeno, intercaladas con delgadas capas piroclásticas.

La lava basáltica de color gris oscuro está sujeta a oxidación parcial con color café rojizo. Hay abundantes plagioclasas, alguna augita, poca hornblenda y minerales transparentes como fenocristales en una matriz intersticial de plagioclasas bandeadas. Los fragmentos se encuentran en su mayoría poco alterados, aunque hay presencia de calcita y vidrio volcánico.

La andesita piroxénica es de color gris a gris oscuro, parcialmente café como resultado de su oxidación. Los fenocristales consisten de abundante plagioclasa, alguna hornblenda, olivino, pocos minerales transparentes y escasa pómez. El grado de alteración varía de nulo a muy débil.

Las capas piroclásticas están formadas de tobas y escoria con espesores de 10-30m. Cada capa incluye fragmentos basálticos y minerales transparentes como calcita y cuarzo.

c. Rocas volcánicas post-caldéricas

Esta es una unidad formada por lavas basálticas, capas piroclásticas, roca dacítica, y lava andesítica con un espesor de 400-500m excepto en el pozo AMF-1, que tiene unos 200m.

Lava basáltica de 10-30m de espesor, es la capa superior de las rocas volcánicas post caldéricas. La lava es de color gris oscuro y con frecuencia se observan tintes oxidados rojizos en sus zonas porosas. Los fragmentos están en su mayoría sin alteración, excepto por la depositación de minerales secundarios en las cavidades minerales de la roca. La textura es vesicular y contiene fenocristales tales como plagioclasa, piroxeno, hornblenda y pómez en una matriz intergranular de plagioclasas bandeadas.

Los recortes de las rocas piroclásticas contienen fragmentos de andesita piroxénica y depósitos pumíticos con pobre clasificación. En el pozo AMJ-1, hay dos capas gruesas, de un espesor de 100 m, de color café a gris blancuzco. En estas rocas se encuentran abundantes minerales transparentes y esmectita verdosa. La argilización aumenta con la profundidad. A pesar de su oxidación parcial, el grado de alteración es por lo general bastante débil.

La roca dacítica es de color gris claro, parcialmente gris pardo debido a su oxidación. Hay varios fenocristales conteniendo abundante plagioclasa, escasa hornblenda y poca augita de textura hialofilitica o intergranular. La presencia de minerales como el cuarzo, calcita y esmectita es consecuencia de una débil alteración hidrotermal.

La lava andesítica puede ser dividida en dos grupos: andesita de piroxeno y andesita de hornblenda. La andesita de piroxeno es de color gris oscuro y sus fenocristales consisten principalmente de plagioclasa, piroxeno, olivino, pómez y minerales de alteración como calcita, cuarzo y esmectita. La andesita de hornblenda aparece en la parte inferior de las rocas volcánicas post caldéricas y es de color gris oscuro a rojizo. Los fenocristales contienen plagioclasa, hornblenda, pero con pocos minerales transparentes. El grado de alteración varía de débil a muy débil.

d. Rocas volcánicas sin-caldéricas

Esta formación está integrada principalmente por lava andesítica, dacita, y parcialmente con depósitos piroclásticos intercalados, con un espesor total aproximado de 500-700m.

La lava andesítica está dividida en andesita de piroxeno y de forma subordinada andesita de hornblenda con varias capas de toba brechosa con espesor entre 10-30m. Los fenocristales de la lava consisten principalmente de plagioclasa y de forma subordinada piroxeno, hornblenda, pirita, vidrio volcánico, mica y minerales transparentes como calcita, cuarzo en matriz intersticial e intergranular. En el pozo AMJ-1, aparece ópalo en el intervalo 870-890m y la clorita debajo de los 900m de profundidad. Se observó una alteración de intermedia a fuerte en el intervalo 1,200-1,230m y la zona silicificada corresponde con el fondo de esta zona fuertemente alterada. En el pozo AMJ-2, la cloritización aparece de forma notable debajo de los 1,000m de profundidad. Entre 1,050-1,070m, el grado de alteración se vuelve fuerte con la presencia de una zona silicificada.

La hornblenda es de color gris claro a gris oscuro, parcialmente rojiza debido a la oxidación. La plagioclasa, hornblenda, piroxeno, los minerales transparentes incluyendo cuarzo y clorita, aparecen con una textura intergranular. El grado de alteración varía de débil a muy débil.

La lava dacítica consiste de varias capas de 20-50m, color gris claro a gris oscuro y está compuesta de abundante plagioclasa, algún cuarzo y poca calcita como fenocristales en una matriz intergranular. Los recortes se presentan con alteración de débil a intermedia. Se observa argilización parcial, especialmente en el pozo AMJ-2.

Las tobas brechosas se encuentran intercaladas en el intervalo 1,000-1030m en el pozo AMJ-2 presentando un color café claro. Los recortes incluyen algunos minerales en vetas hidrotermales con alteración muy débil.

e. Rocas volcánicas pre caldéricas

Esta formación está compuesta de lava de andesita piroxénica y andesita de hornblenda, con un espesor de 400-500m.

La andesita de piroxeno es una lava compacta de color gris a gris oscuro, en la cual se observan principalmente abundante plagioclasa, piroxeno, hornblenda y alguna piritita en una matriz intersticial de plagioclasas bandeadas. El grado de alteración es generalmente débil excepto en los intervalos siguientes que coinciden con la presencia de minerales hidrotermales. Las vetas de minerales hidrotermales son especialmente abundantes en la parte superior de la formación y cerca de los 1630m en el AMJ-1 y en los intervalos 1,360-1,390m, 1,470-1,530m y debajo de los 1,570m de profundidad en el pozo AMJ-2.

La andesita de hornblenda es de color gris oscuro, y se encuentra sujeta a oxidación parcial, incluyendo abundantes plagioclasas, alguna hornblenda, piroxenos y minerales en vetas en una textura intersticial. Esta zona se presenta con alteración de débil a intermedia.

f. Rocas del basamento

El basamento geológico del área geotérmica de Amatitlán está formado por rocas graníticas que intrusieron durante el Terciario (WJEC y TELECTRO, 1995) y las cuales subyacen a las rocas volcánicas. Las rocas del basamento afloran en la parte oeste de la Caldera de Amatitlán (Eggers, 1971).

Esta roca intrusiva fue encontrada en los pozos AMJ-1 y AMF-1 a una elevación de 200-400msnm. El basamento está formado de granito porfirico, de color azul claro grisáceo a gris blancuzco, y consiste de grandes minerales de cuarzo, con plagioclasa y clorita subordinados. Esta unidad se encuentra débilmente alterada y tiene pocos minerales en vetas (ver Fig. 2-4-3).

2. Morfología de los cristales de zircón

El zircón ($ZrSiO_4$) aparece como un mineral subordinado en varias clases de rocas ígneas. La morfología de los cristales de zircón depende de las

condiciones del magma a partir del cual se formó la roca original que lo contiene. Esta característica morfológica es útil para hacer correlaciones geológicas y para estimar el origen de las rocas sedimentarias y de las rocas alteradas.

Se hizo el análisis de la morfología de zircón de muestras colectadas en los pozos AMJ-1 y AMJ-2, así como afloramientos, incluyendo los analizados por West JEC y Telectro (1995).

De las rocas volcánicas del Pacaya, se analizó la morfología del zircón en la lava basáltica del pozo AMJ-2 y de un afloramiento de lava andesítica. Estas rocas muestran un índice de 8549 y 7439 en el tipo de cristal, con prismas de cortos a medios respectivamente.

Se midieron en dacitas, andesitas de piroxeno y rocas piroclásticas de las rocas volcánicas post caldéricas en todo el campo geotérmico de Amatitlán. Cada roca tiene un patrón de cristales característico. El patrón de la roca dacítica tiene un índice comparativamente constante de 7449 y 7549, mientras que la andesita de piroxeno muestra diversos índices de 6439, 7449, 7539, 8439 y 8539 con un tipo 100-dominante. A diferencia, la roca piroclástica presentó índices de 6439, 7429 y 7449 con un tipo 100-dominante.

Las rocas volcánicas sin caldéricas fueron analizadas en tan sólo una muestra del pozo AMJ-1 y muestra un índice de 6559 con un tipo 100-dominante.

La andesita de hornblenda (1 roca) y la andesita de piroxeno (4 rocas) fueron analizadas como parte de las rocas volcánicas pre caldéricas. La muestra principal muestra un índice de 7449 y con un tipo que va de 110-dominante a 100 dominante, con escasos cristales de zircón. En la otra fueron observados varios índices de 5449, 6329, 6549 y 7559 con tipos 100-dominante, 100-intermedio, 110-dominante, con prismas de cortos a medios.

En los zircones de la roca granítica del basamento fue identificado un índice de 4349 en el pozo AMJ-1 y de 7439 en el afloramiento del lado este del Lago de Amatitlán.

Aunque la mayoría de las rocas volcánicas en el campo geotérmico de Amatitlán muestran un tipo 100-dominante con prismas cortos a medios, el contenido de zircón varía de nulo a escaso en las rocas volcánicas del Pacaya, en todas las rocas volcánicas sin caldéricas y en las andesitas de hornblenda de las rocas volcánicas pre caldéricas, excepto en las rocas piroclásticas. Esto podría sugerir que no proceden de la cristalización de un proceso de diferenciación magmática (ver Tabla 2-4-1).

3. Datación

Los métodos de datación por termoluminiscencia (TL) y de trazas de fisión (FT) se aplican para la determinación de edades. Aunque el cuarzo es generalmente utilizado en el método TL, las dataciones se hicieron en feldespatos de los recortes del pozo AMJ-1 y en piroxenos, particularmente en augita, en el pozo AMJ-2, debido a la ausencia de cuarzo.

Con el propósito de estimar la actividad volcánica y de alteración en el área geotérmica de Amatitlán, se realizaron dataciones de la edad eruptiva y de la alteración hidrotermal, y luego fueron revisadas e integradas comparándolas

con los datos de datación de todas las muestras.

a. Datación de las rocas volcánicas

Los datos de datación con TL de las muestras de afloramientos cercanos al pozo AMF-1 y de las rocas volcánicas del Pacaya de los pozos AMJ-1 y AMJ-2 muestran edades muy recientes, entre 4-11ka. Estas muestras presentan gran alteración y su datación con TL indica la edad de erupción volcánica que las originó. Este hecho sugiere que el volcán de Pacaya comenzó su actividad a principios del Holoceno (hace unos 10 ka) así como también aparecieron en este periodo una serie de domos dacíticos adyacentes al Lago de Amatitlán. Se colectaron muestras de las rocas volcánicas post caldéricas de varios afloramientos y recortes de perforación de los pozos AMJ-1 y AMJ-2 y su edad por FT indica 80-1,160 ka. Estos datos corresponden del Plioceno Tardío al Pleistoceno.

La datación de rocas volcánicas sin caldéricas se realizó únicamente en una muestra del pozo AMJ-1 y con el método FT, dando como resultado 1,140->3,600ka. Este hecho sugiere que la Caldera de Amatitlán ya se había formado antes del Plioceno Tardío.

De los recortes muestreados en los pozos AMJ-1 y AMJ-2, se midieron las edades de las rocas volcánicas pre caldéricas indicando 2,690-14,100ka, que corresponden del Mioceno al Plioceno. Estos resultados indican edades un poco mayores que las registradas en reportes previos.

Aunque no se dató el granito del basamento del campo geotérmico de Amatitlán, atravesado en los pozos AMJ-1 y AMJ-2 *se supone que sólo lo atravesó el AMJ-1*, West JEC y Telectro (1995) mencionan que la edad de este basamento es de 15.2 Ma de acuerdo con el método FT.

b. Datación de la alteración

Se cree que en el área geotérmica de Amatitlán han ocurrido al menos 3 eventos de alteración hidrotermal después de la formación de la Caldera de Amatitlán.

La actividad hidrotermal más antigua se localiza alrededor de la zona norte de El Pepinal, al norte del pozo AMF-3, con una edad de 35-46 (55?) ka.

La segunda fase de actividad muestra que ocurrió cerca de los afloramientos del lado este de las fumarolas y su zona de alteración, que se localiza en el borde norte de la Laguna de Calderas, la cual fue datada en 16ka.

La última actividad ocurrió hace 3-5ka bajo la parte oeste de la misma zona de fumarolas. Los recortes de rocas volcánicas post caldéricas de los pozos AMJ-1 y AMJ-2 muestran la misma edad por método TL.

Este hecho indica que la actividad geotermal ha migrado hacia el sur o al sudoeste, junto con la migración de la actividad volcánica. Además, debido al valor de 6.1 ka para los domos dacíticos del Cerro Limón, es bastante probable que la actividad de alteración hidrotermal se encuentre asociada a la formación de los domos de Cerro Limón.

4. Análisis de Difracción de Rayos-X

Con el propósito de determinar las características de la alteración hidrotermal, se muestrearon todos los recortes de los pozos AMJ-1 y AMJ-2 para ser examinados con el microscopio polarizante y el difractor de rayos-X.

A simple vista, el análisis de las muestras indica que la alteración hidrotermal en el pozo AMJ-1 aparece por debajo de los 700m de profundidad, en donde se observan pirita y cuarzo relleno de fracturas y cavidades. Se encontró una zona de alteración con vetas de cuarzo entre 730m y 770m. Se identificó una zona silicificada con vetas minerales en el intervalo 1,200m a 1,220m la cual posiblemente actúa como pasaje para los fluidos hidrotermales. Debido a la disminución de la alteración bajo los 1260m, a pesar de la aparición de clorita, se reducen las vetas minerales. El análisis de difracción de rayos-X de los recortes del pozo AMJ-1 identificó varios tipos de minerales de alteración. En su mayoría son de tipo neutral a alcalino. De los minerales de sílice, se identificó tridimita en el intervalo 300-700m y cuarzo debajo de los 700m. La caolinita, una variedad de arcilla de tipo ácido, no se encontró en todas las profundidades. De los minerales aluminio arcillosos, aparece esmectita en el rango que va de los 200m a 800m, excepto alrededor de los 300m. Esta se convierte en clorita bajo los 900m, a través de una zona transicional. La clorita aparece a mayor profundidad. Se detectaron feldespatos remanentes en todas las muestras analizadas. La Tabla 2-4-3 muestra los resultados de los análisis con difracción de rayos-X realizados en el pozo AMJ-1.

Mientras tanto en los recortes del pozo AMJ-2 fueron realizados los mismos análisis macroscópicos y con difracción de rayos-X. La alteración hidrotermal en este pozo comienza a una profundidad de 700m, mientras se observan pirita y cuarzo en las fracturas y cavidades. Se encontró una zona silicificada con vetas minerales en el intervalo 1,050m a 1,070m la cual posiblemente actúa como pasaje para los fluidos hidrotermales. Debido a la disminución de la alteración, las vetas minerales disminuyen en la profundidad 1,070-1,140m, a pesar de la aparición de minerales cloríticos. Bajo los 1,140m, la cloritización se intensifica con un grado de alteración intermedio a fuerte que continúa hasta el fondo del pozo. De los análisis de difracción de rayos-X, se identificaron varios tipos de minerales de alteración en los recortes del pozo AMJ-2. En su mayoría son del tipo neutral a alcalino. De los minerales de sílice, se detectó tridimita a 300m y cuarzo a 400m y debajo de 700m. Se encontró caolinita en el intervalo de 900-1,100m de profundidad. De los minerales aluminio arcillosos, se encuentra esmectita en el rango que va de la superficie hasta los 1,000m. Una zona transicional de esmectita a clorita se encuentra alrededor de los 1,100m. La clorita se incrementa con la profundidad. La Tabla 2-4-4 muestra los resultados de los análisis de difracción de rayos-X realizados en el pozo AMJ-2.

5. Análisis de Inclusiones Fluidas

Las inclusiones fluidas son cavidades de tamaño micrométrico que se encuentran llenas con fluido atrapado durante la precipitación de minerales o durante una etapa posterior de fracturamiento. La información sobre la temperatura a la que ocurrió el atrapamiento y la composición de la inclusión fluida se infiere de los cambios de fase que ocurren en las inclusiones durante su calentamiento y congelamiento. La temperatura de homogenización (Th) y de punto de fusión de hielo (IMP por sus siglas en inglés) de las inclusiones

fluidas fue medida en los recortes de la porción más profunda de los pozos, donde se estima que se encuentran los fluidos calientes del reservorio.

a. Medición de la Temperatura de Homogenización

Con respecto al pozo AMJ-1, la distribución de los valores de T_h de las inclusiones fluidas por arriba de los 1,160m de profundidad, indica que los valores más bajos de la T_h corresponden con la temperatura medida. Por el contrario, las temperaturas registradas en la parte más profunda de este pozo son cercanas a la mayor temperatura de homogenización, calculada de la termometría de las inclusiones fluidas, así como a las registradas directamente en los pozos AMF-2 y AMF-4. Esto indica que el sistema geotérmico en profundidad aún se encuentra en proceso de calentamiento (ver Fig. 2-4-1).

Por su parte, en el pozo AMJ-2, la temperatura de homogenización de las inclusiones fluidas muestra una distribución bimodal por debajo de los 1,100m de profundidad, similar al comportamiento en los pozos AMF-1 y AMF-2. Se cree por lo tanto, que la parte más profunda del pozo AMJ-2 puede haber sido recalentada más de 50°C por eventos hidrotermales de reciente activación (ver Fig. 2-4-2).

b. Medición del punto de fusión de hielo

Con respecto al pozo AMJ-1, debido a que los minerales analizados son cuarzos contenidos en andesita piroxénica u hornbléndica, excepto los que están en el granito, casi todos los cuarzos provienen de vetas de cuarzo hidrotermal. Aunque el contenido de salinidad disuelta de cada inclusión varía de 0.0 a 2.6wt% en equivalente NaCl, no existe diferencia en sus características físicas y químicas debido a su moderada concentración, sin afectar por lo mismo la T_h y el IMP (ver Fig. 2-4-4).

Por su parte en el pozo AMJ-2, debido a que los minerales analizados son cuarzos contenidos en andesita piroxénica, todos ellos se originan de vetas de cuarzo hidrotermal. Aunque el contenido de salinidad disuelta de cada inclusión varía de 0.0 a 2.2wt% en equivalente NaCl, no existe diferencia en sus características físicas y químicas debido a su moderada concentración, sin afectar por lo mismo la T_h y el IMP (ver Fig. 2-4-5).

6. Alteración hidrotermal y sus implicaciones en los alrededores de los pozos AMJ-1 y AMJ-2

A través del análisis macroscópico y microscópico de los recortes, incluyendo los resultados de difracción de rayos-X e inclusiones fluidas, pueden identificarse las características de la alteración hidrotermal en la zona de los pozos AMJ-1 y AMJ-2, y con ello construirse el 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 mostrado en la Fig. 2-4-1 y Fig. 2-4-2 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. Procedimiento

El muestreo geoquímico y el análisis de fluidos y gases de la descarga de los pozos, fue efectuado en tres distintas etapas, muestreadas con diferentes condiciones de presión de cabezal en cada uno de los pozos AMJ-1 y AMJ-2. Sin embargo, sólo una muestra de fluido caliente se tomó del flujo del pozo AMJ-1 debido a que su descarga es de tipo vapor dominante. En Japón se llevaron a cabo los análisis de elementos químicos mayores y menores así como de isótopos en los fluidos, gases y condensado de vapor. El número de muestras de fluidos colectadas se muestra a continuación.

①AMJ-1

agua caliente : 1 muestra (WHP: 700psi)
Gas : 3 muestras (WHP: 200, 110, 46psi)
Condensado vapor : 3 muestras (WHP: idem)

②AMJ-2

agua caliente : 3 muestras (WHP: 29, 33, 64psi)
Gas : 3 muestras (WHP: idem)

Condensado vapor : 3 muestras (WHP: idem)

El fluido (agua caliente) de la descarga del pozo AMJ-2 se muestreó en el vertedero, pero las muestras para isótopos de hidrógeno y oxígeno fueron tomadas del miniseparador. En cuanto los fluidos del AMJ-1, se colectó una muestra en el escape del silenciador conectado a la línea de flujo, con condiciones de alta presión en el cabezal (700psi) luego de la medición del flujo, debido a que no se observaba el agua descargada en este pozo, por las condiciones relativamente bajas de presión en el cabezal. El gas y condensado de vapor fueron muestreados por medio de un miniseparador y serpentín para enfriar el agua.

Los análisis químicos e isotópicos de los siguientes elementos y compuestos se llevó a cabo en Japón.

① Agua caliente: TSM, Na, K, Li, Ca, Mg, Fe, Al, Cl, SO₄, T-CO₂, HCO₃, F, B, Br, I, As, T-SiO₂, Sr, H₂S, Hg, δ D(H₂O), δ ¹⁸O(H₂O), δ ¹⁸O(SO₄), δ ³⁴S(SO₄), δ ¹³C(HCO₃), Tr

(Una parte de estos componentes no pudo ser analizada en la muestra de agua del pozo AMJ-1.)

② Gas: N₂, H₂, CH₄, C₂H₆, O₂, Ar, He, Ne, ³He/⁴He, ⁴He/²⁰Ne, δ ¹³C(CO₂), δ ¹³C(CH₄), δ D(H₂), δ D(CH₄), δ ³⁴S(H₂S)

③ Condensado de vapor: Na, Cl, SO₄, As, Hg, δ D(H₂O), δ ¹⁸O(H₂O)

Usando los análisis químicos e isotópicos de este estudio y los datos existentes, se realizó la interpretación geoquímica del comportamiento de los fluidos geotérmicos del campo de Amatitlán, el cual incluye no sólo los pozos AMJ-1 y AMJ-2, sino también los pozos AMF-1 y AMF-2. El INDE por su parte proporcionó los nuevos datos químicos de los pozos AMF-1 y AMF-2 colectados durante el tiempo de producción de estos pozos (de febrero de 1999 a septiembre de 2000).

2. Resultados de la interpretación

En las Tablas 2-4-5 y 2-4-6 se muestran los resultados de los análisis químicos e isotópicos junto con las mediciones de campo.

a. Geoquímica de los fluidos

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 es transportada por el 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. 2-4-6. En este diagrama, las aguas del

reservorio de los pozos AMF-1, AMF-2 y AMJ-2 parecen derivarse de un fluido original comun, con separación de vapor (S1 and S2). El agua caliente del AMJ-2 no se distingue de la del AMF-2. El grado de separación de vapor es mayor en el AMF-1 que en el AMF-2 y AMJ-2. Asumiendo que el fluido comun (P) tiene 330°C y 2,500mg/L de Cl a lo largo de la línea S1, se explica su mezcla en el agua caliente de la ribera sur del Lago de Amatitlán y también del Río Michatoya (líneas de mezcla M1 y M2). 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. Sin embargo, la concentración moderadamente alta de Cl (1,220mg/L en un análisis simple) aún si la muestra de agua está contaminada por el condensado del vapor y las similitudes con la química de agua y gases de los otros tres pozos, sugiere que el agua caliente tiene una concentración de Cl probablemente similar al agua del reservorio de los otros pozos existentes en el reservorio donde se encuentra el pozo AMJ-1. 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 comun.

Las muestras de fluido del pozo AMJ-2 colectadas en las diferentes condiciones de descarga en tres etapas tienen algunas variaciones en su química. Los diagramas de variación de las propiedades físicas y químicas (entalpía de descarga) contra la presión de cabezal en el pozo AMJ-2 se muestran en la Fig. 2-4-7. Las variaciones químicas se explican por la mezcla de dos tipos de fluidos en el pozo, y la relación de su tasa de recarga puede variar en función de la presión de cabezal.

b. Relación del reservorio con los pozos de producción existentes

Los diagramas químicos en los pozos existentes, AMF-1 y AMF-2, se muestran en las Fig. 2-4-8 y Fig. 2-4-9. Los datos de química del agua y gas así como las temperaturas geoquímicas representan variaciones significativas, y algunos de ellos se deben posiblemente a un muestreo no adecuado y error analítico. Sin embargo, algunas de las variaciones, como el incremento de Mg y Fe en el agua, y de O₂ en los gases no condensables, se consideran provocadas por la perforación (y la prueba de inyección) del pozo AMJ-1. Aunque el incremento de Mg y Fe no se encuentra en los dos pozos, estas tendencias, especialmente el aparente incremento de Fe en el pozo AMF-2, se cree que indica la contaminación del lodo de perforación usado durante la perforación del pozo AMJ-1. El incremento de O₂ puede indicar la contribución de aire disuelto en el lodo de perforación (mientras que se usó agua pura durante la prueba de inyección).

De las evidencias mencionadas anteriormente, el reservorio del pozo AMJ-1 y de los dos pozos existentes, se cree que tengan alguna conexión entre sí. Sin embargo, esta conexión se considera poco significativa, dado que el incremento en el contenido de Mg y Fe no se observó sino hasta después de tres meses o más, luego de terminarse la perforación del pozo AMJ-1, y porque sus regímenes de incremento fueron relativamente lentos. Una de

las razones para esta respuesta tan lenta podría ser la baja permeabilidad del reservorio alrededor del pozo AMJ-1.

c. 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 mezcladucto y de reinyección. Como consecuencia, se recomienda un sistema de reinyección cerrado, en el cual el agua separada permanezca a alta presión. De esta forma será posible mantener bajo el grado de sobresaturación del sílice amorfo. 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. La retención del agua caliente separada acelera la polimerización de la sílice en el fluido y previene la formación de incrustaciones.

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.

Para cumplir el primer objetivo, se programaron registros de presión y temperatura, así como pruebas de pérdida de agua. 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. Para alcanzar el tercer objetivo, se realizó una serie de registros de presión y temperatura con diferentes tiempos de espera y estaciones.

2. Registros de presión-temperatura y pruebas de pérdida de agua

La Tabla 2-4-7 muestra las especificaciones de todos los registros de presión y temperatura efectuados en ambos pozos. Mientras que las especificaciones para las pruebas de pérdida de agua en los pozos AMJ-1 y AMJ-2 se muestran en las Tabla 2-4-8 y Tabla 2-4-9 respectivamente.

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

a. Procedimiento de campo

Se hicieron estas pruebas para estimar las propiedades hidráulicas de la zona cercana a los pozos. Primero se llevó a cabo la prueba de máxima inyección. Dependiendo del máximo caudal aceptado por el pozo, se definieron tres diferentes caudales de inyección así como la duración de cada prueba de inyección. Luego de finalizada la inyección de la tercera prueba, se registró el nivel de caída de presión. Las Tablas 2-4-10 y 2-4-11 resumen las especificaciones en los pozos AMJ-1 y AMJ-2 respectivamente.

Utilizando los resultados de las pruebas de inyección con múltiples caudales, se estimó el *índice de inyectividad*, $I.I$ - la calibración más simple de la permeabilidad total del pozo, expresado como el régimen de masa que puede aceptar el pozo por cada ksc (kg/cm^2) de incremento -. Este valor es la pendiente de la línea que mejor representa la alineación de la pendiente de flujo másico para la presión estabilizada. El $I.I$ también es un indicador general de la productividad del pozo.

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* (Cd) representa 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. El coeficiente " kh " mide la manera en que la zona permeable puede entregar masa de fluido. El "Almacenamiento" mide qué tan efectivamente las rocas del reservorio pueden almacenar al fluido antes de permitir que penetre. El "efecto de daño" mide el grado de mejora (valor negativo) o de daño (valor positivo) sufrido por la zona de alimentación durante las operaciones de perforación; el "coeficiente de almacenamiento del pozo,

Cd'' indica el grado de variación del flujo másico en la formación durante los primeros momentos de la inyección.

Se utilizó un procedimiento computacional de ajuste de la curva para integrar los datos de campo con las curvas teóricas. La formulación usada para reproducir las variaciones de la presión durante la inyección y la caída de presión es un arreglo de las comúnmente empleadas en ingeniería de prueba de pozos.

$$\Delta P = Pd * \left[\sum_{n=1}^N q_n \left\{ Sf_{n-1} * \left(E_i \left(\frac{Td}{t-t_{n-1}} \right) + 2 * S \right) - Sf_n \left(E_i \left(\frac{Td}{t-t_n} \right) + 2 * S \right) \right\} \right] \quad 1)$$

En donde:

$$Pd = - \frac{1}{4\pi TR} \quad 2)$$

$$Td = \frac{STO}{2TR} * r_w^2 \quad 3)$$

$$STO = \phi ch \quad 4)$$

$$TR = \frac{kh}{\mu} \quad 5)$$

$$E_i(x) = \int_x^{\infty} \frac{1}{y} e^{-y} dy \quad 6)$$

$$Sf_n = 1 - \frac{d \left(E_i \left(\frac{Td}{t-t_n} \right) \right)}{dt} \quad 7)$$

ΔP : Cambio de presión (Pa)

TR : Capacidad de flujo

STO : Capacidad de almacenamiento

Sf : Tasa de Sand face

S : Factor de daño

E_i(x): Integral exponencial (función del pozo)

t_n : Duración del régimen nth de inyección (s)

t : Tiempo transcurrido desde el inicio de la inyección

q : Régimen de inyección (m³/s)

k : Permeabilidad (m²)

h : Espesor del reservorio (m)

μ : Viscosidad (Pa.s)

- ϕ : Porosidad
 c : Compresibilidad (Pa^{-1})

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. La Fig 2-4-10 indica la temperatura registrada durante la perforación.

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. 2-4-11 se muestra el perfil de temperatura obtenido durante este registro, junto con los perfiles de temperatura en diferentes tiempos y estaciones de registro. La Fig. 2-4-12 muestra los perfiles de presión correspondientes a estas estaciones. 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 realizaron después las pruebas de inyección con diferentes caudales y de caída de presión, con el propósito de estimar de forma general las propiedades hidráulicas de la zona del reservorio cercana al pozo AMJ-1. Debido a que el máximo caudal de inyección aceptado por los pozos fue de 75 T/H y la capacidad de almacenamiento de agua de las presas era de 300 m^3 , se determinaron tres caudales de 30, 50 y 70 T/H a ser inyectados durante 45 minutos cada uno. La Fig. 2-4-13 muestra la presión a la profundidad del instrumento vs. el régimen de caudal de inyección.

En base a los resultados de la prueba de inyección con múltiples caudales se estimó el *índice de inyectividad*, $I.I$ en 1.27 T/H por ksc, el cual es un valor pequeño para un pozo geotérmico promedio. Esto indica o bien una baja permeabilidad del pozo o un daño temporal provocado por las operaciones de perforación.

La Tabla 2-4-12 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/μ) = $4.54E-10$ m³/Pa.s, capacidad de almacenaje (ϕch) = $1.09E-04$ m/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

Las propiedades hidráulicas calculadas en los alrededores del pozo AMJ-1 reprodujeron de manera razonable la parte de caída, indicando que durante un largo tiempo, el reservorio actuó con una capacidad de flujo y unos valores de capacidad de almacenamiento similares a los que resultaron del proceso de ajuste. Sin embargo, usando estos valores de capacidad de flujo y de almacenamiento, los valores de recuperación de presión calculados y los medidos no ajustaban entre sí, excepto para el régimen de la primera inyección.

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

Las profundidades de parada para los registros estáticos de P/T se establecieron en 200, 300, 400, 500, 600, 700, 800, 1000, 1100, 1150, 1175, 1200, 1250, 1275, 1300, 1350, 1400, 1450, 1475, 1500, 1525, 1550, 1575, 1600 y 1625m. En todas las estaciones se hicieron paradas de 5 minutos, excepto en las estaciones a 1000 y a 1500m. La Fig. 2-4-14 muestra los perfiles obtenidos durante los registros de presión-temperatura. La Fig. 2-4-15 muestra los perfiles correspondientes de presión en estas distintas estaciones.

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. 2-4-14). 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

Se realizaron después las pruebas de inyección con diferentes caudales y de caída de presión. Debido a que el máximo caudal de inyección aceptado por los pozos fue de 126.456 T/H y la capacidad de almacenamiento de agua de las presas era de 200 m³, 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 Fig. 2-4-16 muestra la variación de presión registrada a 900 metros durante las pruebas de inyección y transitoria

La forma de esta curva de presión-tiempo indica una zona con múltiples zonas de alimentación y por lo tanto, generó una curva de recuperación de presión de diferentes características. 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. Esto es debido a la succión de la inercia de la masa inyectada hacia una zona del pozo de alta transmisividad. 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.

Usando los resultados de recuperación de presión de la prueba de inyección con múltiples caudales, 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, indicando una baja permeabilidad del pozo o bien un daño temporal producto de las operaciones de perforación. Los registros de temperatura (ver Fig. 2-4-14) 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 2-4-13 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 valor de capacidad de almacenamiento es de $5.85E-6$ m/Pa que es también un valor bajo.

2) Interpretación

El ajuste de los resultados reproduce razonablemente la parte inicial de la curva de recuperación de presión y durante un tiempo muy corto concuerda con la curva de caída. Esto indica que para periodos cortos el reservorio actúa con una transmisividad y capacidad de almacenamiento promedios similares a los del proceso de ajuste. Sin embargo, al usar estos datos, los valores de recuperación de presión calculados contra los medidos no se ajustan.

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.

Mientras el agua inyectada entra en la zona superior de alimentación, se produce la condensación del vapor, agudizando aún más la forma plana de la curva de recuperación de presión. Luego de que termina la inyección, el vacío dejado por el vapor condensado permite la entrada de agua en la zona superior, y como consecuencia, un fuerte descenso de presión en la curva de caída de presión, hasta valores aún menores que los registrados cuando se inició la prueba. Con el paso del tiempo, el vapor ocupa de nuevo su posición dentro de la zona permeable y la presión comienza lentamente a incrementarse.

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. 2-4-11 y 2-4-14 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. *Cuándo fue la segunda vez??* 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

Después de las pruebas de calentamiento, se dejó que el pozo recuperara presión, sin embargo, no hubo ninguna liberación de gases luego de las pruebas de terminación. 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. Luego de probarse el pozo, este mostró una alta presión de cabezal con liberación de gases. Para mantener la presión de cabezal en niveles controlables, el pozo fue constantemente purgado a través de la línea de desfogue con válvula de 2" hasta que fue cerrado. 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.

Sólo durante la perforación del pozo AMJ-2, se detectaron fluidos de perforación en el cárcamo de bombeo de fluidos de reinyección, que está cercano a la planta generadora de ICA-CFE. Esto indica una comunicación entre el pozo AMJ-2 y cualquiera de los pozos (o ambos) AMF-1 y AMF-2. Sin embargo, ninguno de los registros de presión en los pozos AMF-1, AMF-2, AMF-3 y AMF-4 mostraron los efectos de una interferencia de presión durante la descarga de los pozos AMJ-1 y AMJ-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. 2-4-17. La ecuación empírica de este método relaciona la entalpía de un fluido bifásico, el régimen de flujo másico con la presión de labio medida al final de la tubería de descarga. En esta ecuación la presión de labio es el único valor conocido. Sin embargo, utilizando un separador atmosférico y un vertedero, puede calcularse el flujo de masa del agua separada en condiciones atmosféricas, midiendo el nivel del agua en el vertedero. Considerando una expansión isoentálpica y una raíz numérica se calculó la entalpía de producción y el flujo total de masa (en condiciones de cabezal). Los valores de entrada fueron: altura del vertedero, tamaño de la tubería de descarga y propiedades termodinámicas del agua. Estos cálculos se hicieron para lecturas estables de la presión de labio y de altura del nivel de agua.

La relación entre el flujo de masa total y la entalpía esta dada por la anterior ecuación empírica, la cual es válida para diámetros de la tubería de descarga

$$W_{ip} = \frac{1.053 p_c^{0.96} d_c^2}{h_i^{1.102}} \quad 8)$$

de 75, 150 y 200 mm y un rango de entalpía entre 130 a 680 kcal/kg :

En donde: P_c = presión de labio al final de la tubería de descarga (ksca),

d_c = diámetro de la tubería de descarga (mm)

Esta ecuación puede resolverse simultáneamente con la ecuación para el flujo de masa de agua en el vertedero:

Para el método del vertedero, el flujo de agua proveniente del silenciador atmosférico se midió usando un corte en V a 90° en el vertedero. Para este tipo de vertedero, el flujo de agua es proporcional a $h^{2.5}$, en donde h es la altura sobre el corte del vertedero. Esta es una relación general pero cada

$$W_w = 4.93 \times 10^{-5} \rho \cdot h^{2.5} \quad 9)$$

vertedero tiene un coeficiente distinto de descarga, dependiendo principalmente del ángulo del corte. Para un corte en V a 90° :

En donde:

W_w = régimen de flujo de agua (tons/ hora),

ρ = densidad del agua a la temperatura del vertedero (kg/m^3),

h = altura del agua sobre el corte del vertedero (cm).

La fracción de vapor (x') a presión atmosférica está dada por:

$$x' = \frac{h_t - h'_w}{h'_s - h'_w} \quad 10)$$

En donde:

h_t = entalpía total del fluido (kcal/kg),

h'_w = entalpía del agua a presión atmosférica (kcal/kg),

h'_s = entalpía del vapor a presión atmosférica (kcal/kg).

Del balance de masa en el silenciador atmosférico:

$$W_p = \frac{W_w}{(1-x')} = \frac{W_w(h'_s - h'_w)}{(h'_s - h'_t)} \quad 11)$$

Esta última ecuación establece la relación entre el flujo total de masa y la entalpía, la cual puede resolverse simultáneamente con la relación de presión de labio (ecuación 8) para obtener el flujo total de masa y la entalpía. La potencia producida por el pozo (en condiciones de cabezal y con 7 ksca de presión de separación) se calcula aquí, considerando una tecnología de flasheo simple con una presión de condensación regulada a 0.12 ksca.

a. Pozo AMJ-1

Primera prueba de flujo

En la Fig. 2-4-18 se muestra de manera gráfica el flujo de masa, la entalpía y la potencia producida por el pozo. La curva característica del pozo se muestra en la Fig. 2-4-19

Segunda prueba de flujo

En la Fig. 2-4-20 se muestra de manera gráfica el flujo de masa, la entalpía y la potencia producida por el pozo. La curva característica del pozo se muestra en la Fig. 2-4-21. Estas figuras muestran una importante mejora en las características del flujo.

b. Pozo AMJ-2

Primera prueba de flujo

En la Fig. 2-4-22 se muestra de manera gráfica el flujo de masa, la entalpía y la potencia producida por el pozo. La curva característica del pozo se muestra en la Fig. 2-4-23.

Segunda prueba de flujo

En la Fig. 2-4-24 se muestra de manera gráfica el flujo de masa, la entalpía y la potencia producida por el pozo. La curva característica del pozo se muestra en la Fig. 2-4-25. Estas figuras muestran una considerable mejoría en las características del flujo.

11. Registros dinámicos en los pozos

Una vez se obtuvo estabilidad de la presión de labio para una abertura determinada de la válvula, se efectuaron registros de presión y temperatura en condiciones de flujo (ver Tabla 2-4-15). La Fig. 2-4-16 muestra los resultados para el pozo AMJ-1 y la Fig. 2-4-18 para el pozo AMJ-2.

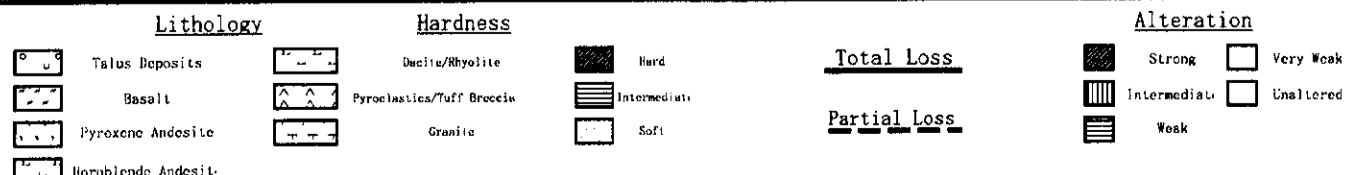
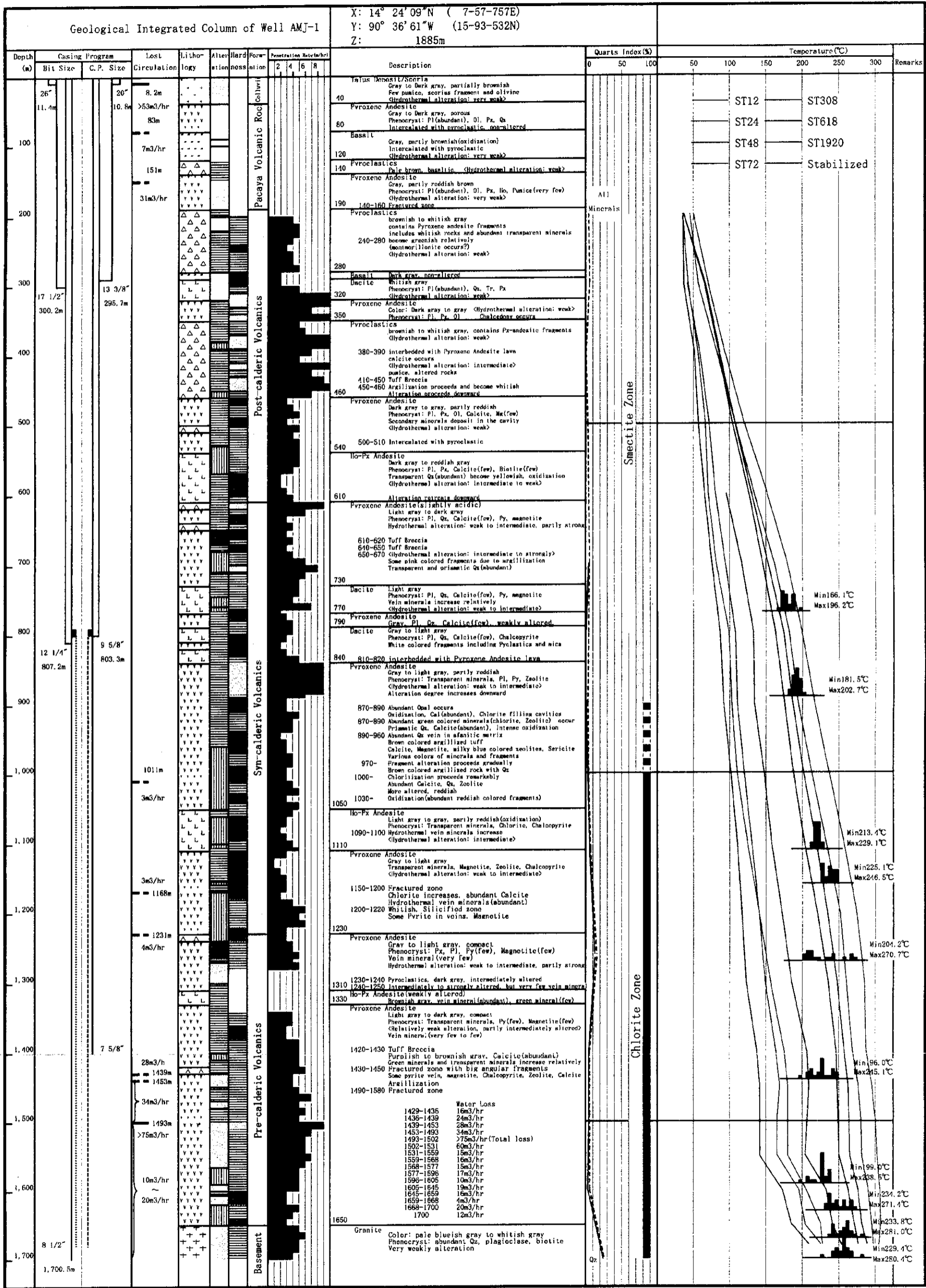


Fig. 2-4-1 Geological Integrated Column of Well AMJ-1
坑井AMJ-1の地質総合柱状図

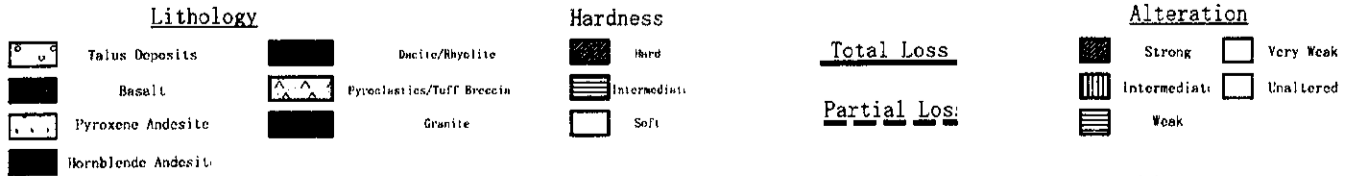
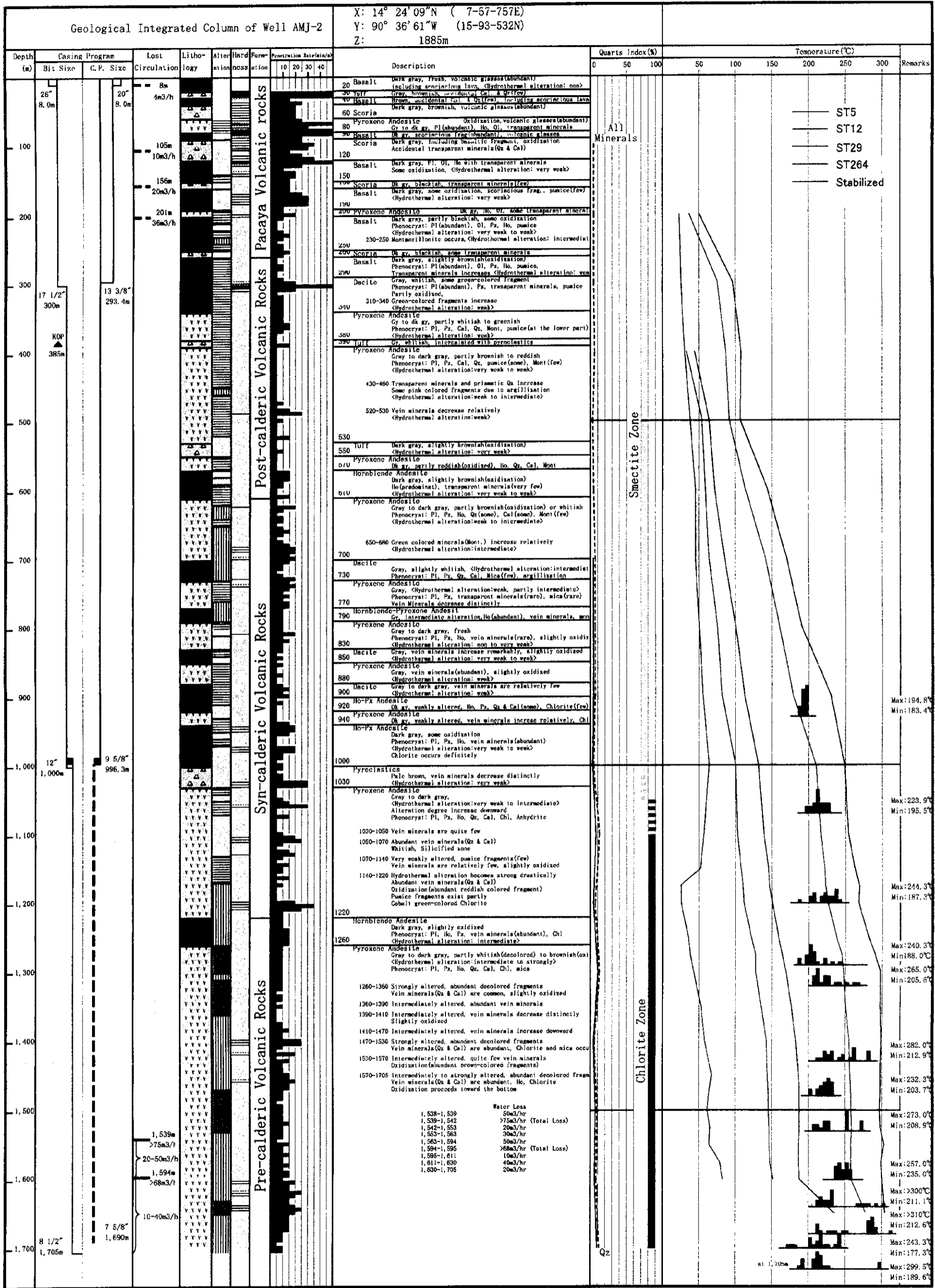


Fig. 2-4-2 Geological Integrated Column of Well AMJ-2
AMJ-2号井の地質総合柱状図

2-4-24

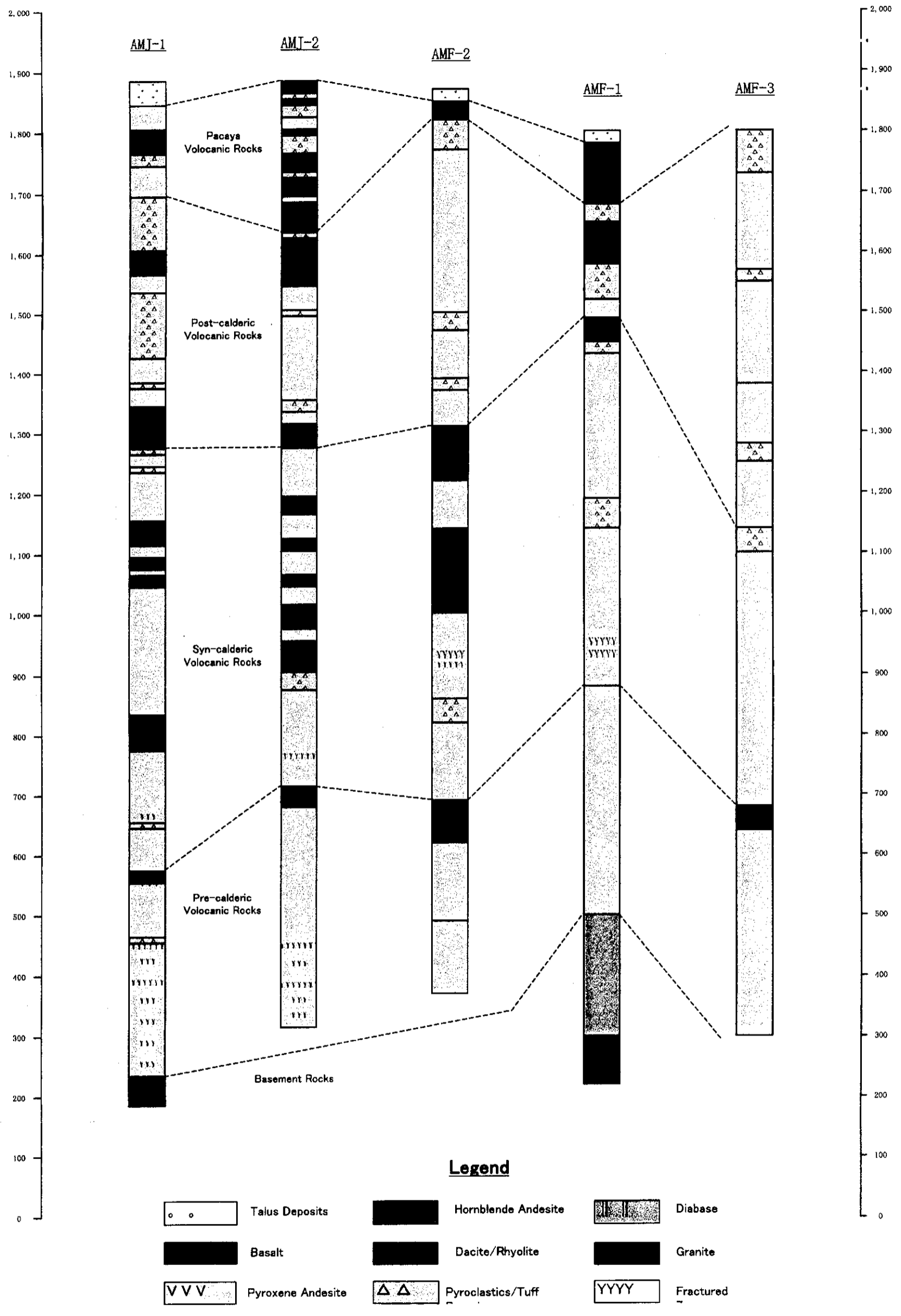


Fig. 2-4-3 Correlation of Geothermal Columns in Amatitlan Geothermal Field

アマテイトラン地熱地域の地質柱状対比図

