

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 測定深度	C. L 測定間隔	DR. A 傾斜角度 [度].[分]	DIR. A 傾斜方向 [度].[分]	VE. D 垂直深度 m	T. V. D 垂直深度計 m	EL 標高 m	C. D 偏距 m	HOL. DIR 坑底方位 [度].[分]	T. D 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 <sup>3</sup> /hr	Drilled with LCM mud
Dec.26, 1999	8 m	> 53 m <sup>3</sup> /hr	Set cement plug
Jan. 5, 2000	83 m	7 m <sup>3</sup> /hr	Drilled with LCM mud
Jan. 6, 2000	151 m	31 m <sup>3</sup> /hr	Drilled with LCM mud
Jan.27, 2000	1011 m	3 m <sup>3</sup> /hr	Drilled with mud
Jan.29, 2000	1168 m	3 m <sup>3</sup> /hr	Drilled with mud
Jan.30, 2000	1231 m	4 m <sup>3</sup> /hr	Drilled with mud
Feb. 1, 2000 ~Feb. 2, 2000	1429 m ~ 1493 m	16 m <sup>3</sup> /hr ~ 34 m <sup>3</sup> /hr	Drilled with mud
Feb. 2, 2000	1493 m ~ 1502 m	> 75 m <sup>3</sup> /hr	Drilled with low vis mud
Feb. 2, 2000	1502 m ~ 1531 m	60 m <sup>3</sup> /hr	Drilled with low vis mud and water
Feb. 3, 2000 ~Feb. 5, 2000	1531 m ~ 1700 m	4 m <sup>3</sup> /hr ~ 20 m <sup>3</sup> /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 <sup>3</sup> /hr	Drilled with mud
Sep.10, 2000	105 m	10m <sup>3</sup> /hr	Drilled with mud
Sep.22, 2000	156 m	20m <sup>3</sup> /hr	Drilled with LCM mud
Sep.24, 2000	201 m	36m <sup>3</sup> /hr	Drilled with LCM mud
Oct.31, 2000	1538 m ~ 1539 m	50m <sup>3</sup> /hr	Drilled with low vis mud
Oct.31, 2000	1539 m ~ 1542 m	>75m <sup>3</sup> /hr	Drilled with low vis mud
Oct.31, 2000	1542 m ~ 1553 m	20m <sup>3</sup> /hr	Drilled with low vis mud
Oct.31, 2000	1553 m ~ 1563 m	30m <sup>3</sup> /hr	Drilled with low vis mud
Nov. 1,2000	1563 m ~ 1594 m	50m <sup>3</sup> /hr	Drilled with low vis mud
Nov. 1,2000	1594 m ~ 1595 m	>68m <sup>3</sup> /hr	Drilled with low vis mud
Nov. 3,2000	1595 m ~ 1611 m	10m <sup>3</sup> /hr	Drilled with low vis mud
Nov. 4,2000	1611 m ~ 1630 m	40m <sup>3</sup> /hr	Drilled with low vis mud
Nov. 4,2000	1630 m ~ 1705 m	20m <sup>3</sup> /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 <sup>3</sup> /hr	0→250psi	Run in hole with DP Pump through DP
	10:10	113 m <sup>3</sup> /hr	450psi	
	10:30	150 m <sup>3</sup> /hr	580psi	
	10:50	165 m <sup>3</sup> /hr	680psi	
	11:00	161 m <sup>3</sup> /hr	650psi	
	11:30	159 m <sup>3</sup> /hr	650psi	
	12:00	161 m <sup>3</sup> /hr	640psi	
	12:25	161 m <sup>3</sup> /hr	630psi	
Run No.2 Feb.9, 2000	1:10	162 m <sup>3</sup> /hr	0→450psi	Pump through DP
	1:20	155 m <sup>3</sup> /hr	530psi	
	1:30	161 m <sup>3</sup> /hr	580psi	
	1:40	159 m <sup>3</sup> /hr	590psi	
	2:00	161 m <sup>3</sup> /hr	610psi	
	2:20	161 m <sup>3</sup> /hr	630psi	
	2:40	161 m <sup>3</sup> /hr	630psi	
	3:00	160 m <sup>3</sup> /hr	630psi	
Run No.3 Feb.9, 2000	18:05	135 m <sup>3</sup> /hr	0→ 50psi	Pump through kill line Check loss rate:75 m <sup>3</sup> /hr
	18:15	131 m <sup>3</sup> /hr	50psi	
	18:25	159 m <sup>3</sup> /hr	50psi	
	18:35	158 m <sup>3</sup> /hr	50psi	
	18:45	143 m <sup>3</sup> /hr	50psi	
	19:00	158 m <sup>3</sup> /hr	50psi	
	19:10	157 m <sup>3</sup> /hr	50psi	
	19:20	158 m <sup>3</sup> /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 <sup>3</sup> /hr	0psi	126m <sup>3</sup>	Run in hole with DP Pump through DP
	12:20	70m <sup>3</sup> /hr	0psi		
	12:30	139m <sup>3</sup> /hr	0→250psi		
	12:40	139m <sup>3</sup> /hr	0~250psi		
	12:50	139m <sup>3</sup> /hr	0~250psi		
	13:00	139m <sup>3</sup> /hr	0~250psi		
	13:10	139m <sup>3</sup> /hr	0~250psi		
Run No.2 Nov.7, 2000	18:30	152m <sup>3</sup> /hr	0psi	127m <sup>3</sup>	Pump through DP
	18:40	152m <sup>3</sup> /hr	0psi		
	18:50	152m <sup>3</sup> /hr	0→100psi		
	19:00	152m <sup>3</sup> /hr	0~100psi		
	19:10	152m <sup>3</sup> /hr	0~100psi		
	19:20	152m <sup>3</sup> /hr	0~100psi		
Run No.3 Nov.9, 2000	8:00	152m <sup>3</sup> /hr	0psi	152m <sup>3</sup>	Pump through DP Check loss rate:126m <sup>3</sup> /hr
	8:10	152m <sup>3</sup> /hr	0psi		
	8:20	152m <sup>3</sup> /hr	0→250psi		
	8:30	152m <sup>3</sup> /hr	0~250psi		
	8:40	152m <sup>3</sup> /hr	0~200psi		
	8:50	152m <sup>3</sup> /hr	0~100psi		
	9:00	152m <sup>3</sup> /hr	0~100psi		

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

## 坑井 AMJ-1 のセメンティング記録

## Primary cementing(casing cementing)

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

## Secondary cementing(top job cementing)

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

## Secondary cementing (plug-back cementing)

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

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

## 坑井 AMJ-2 のセメンティング記録

## Primary cementing (Casing cementing)

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

## Secondary cementing (top job cementing)

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

## Secondary cementing (Plug-back cementing)

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

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

坑井 AMJ-1 のビット記録

No	SIZE	MAKE	TYPE	IADC	SERIAL	NOZZLE	DEPTH		TOTAL	HOURS	DRILLING RATE	BIT		DIX	PUMP			MUD			D.U.L. GRADING			REMARKS		
							FROM	T O				WOB	RPM		P. P	SPM	SG	VIS	IN	OUT	T	B	G			
1	17-1/2	SBC	S81	515	500132	Open	0	10	10	41:00	0.24	28	4060	-	50	60	1.01	38	-	-	-	-	-	-	-	Pilot hole
2HR	12-1/4	SBC	M30F	637	657078	Open	10	32	22	13:15	1.66	68	60	-	30	60	1.02	40	-	-	-	-	-	-	-	Used. Pilot hole
1RR	17-1/2	SBC	S81	515	500132	Open	10	32	22	9:30	2.32	68	6070	-	30	60	1.03	40	-	-	-	-	-	-	-	Pilot hole
1RR	17-1/2	SBC	S81	515	500132	Open	0	11	11	3:00	0.32	26	4050	-	50	60	1.03	42	-	-	-	-	-	-	-	W / Hole Opener
1RR	17-1/2	SBC	S81	515	500132	Open	32	195	163	67:45	2.41	2030	5070	3/4"	50	80	1.04	44	20	21	-	-	-	-	-	
3RR	17-1/2	SBC	S86	535	493546	Open	195	300	105	32:45	3.21	1370	4080	1/4"	50	80	1.04	43	21	23	-	-	-	-	-	Used
4	12-1/4	SBC	S86F	537	632707	3x20	300	639	350	70:30	3.03	1478	80100	1"	400	130	1.06	41	38	44	2	3	1	-	-	
5	12-1/4	SBC	S81F	517	122531	3x20	639	807	148	35:00	4.23	1622	80100	3/4"	500	130	1.06	43	42	47	2	2	1	-	-	
6	8-1/2	SBC	S81	515	568527	Open	807	932	125	37:00	3.38	1678	8085	1"	250	105	1.06	38	41	47	4	8	1	-	-	
7RR	8-1/2	SBC	M389 TF	627	559930	Open	932	1002	70	23:00	3.01	1678	6065	1"	350	105	1.06	38	41	48	2	2	1	-	-	Used
8	8-1/2	SBC	M389 TF	627	574830	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	SBC	M389 TF	627	574864	Open	1129	1276	147	45:30	3.23	2021	65	3/4"	400	110	1.07	38	46	53	2	2	1	-	-	
10	8-1/2	SBC	M389 TF	627	574862	Open	1276	1500	224	46:00	4.87	1824	65	3/4"	400	110	1.01	38	28	36	2	2	1	-	-	Loss circulation
11	8-1/2	SBC	M389 TF	627	574863	Open	1500	1700	200	40:00	5.00	1824	65	1/2"	400	110	1.02	34	45	53	4	8	1	-	-	TD



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

坑井 AMJ-2 のビット記録

No	SIZE	MAKE	TYPE	IADC	SERIAL	NOZZLE	DEPTH		TOTAL	DRILLING		DEV (°)	PUMP			MUD			DUL. GRADING			REMARKS			
							FROM	T O		HOURS	RATE		HIT	WOR	RPM	P. P	S.P.M	SG	VIS	IN	OUT		T	B	G
1	17-1/2	SEC	S85F	527	49665	Open	0 m	8 m	8 m	12:00	0.67	2t	50	0	40	1.05	50	--	--	--	--	--	Pilot hole		
2	26	VAREL	--	215	--	Open	0	8	8	4:00	2.00	2	50	0	40	1.01	55	--	--	--	--	--	Ream hole		
3	12-1/4	SEC	S85F	527	656333	Open	8	13	5	15:25	0.32	2	50	0	40	1.01	55	--	--	--	--	--	Used, Pilot hole		
1RR	17-1/2	SEC	S85F	527	49665	Open	13	156	143	10:47	1.42	7	60	0	45	1.05	60	--	--	--	--	--			
4	17-1/2	VAREL	--	517	154892	3x18	156	300	144	51:10	2.79	4	60	300	55	1.01	50	--	--	--	--	--			
5	12-1/4	VAREL	--	517	157856	3x16	300	385	85	18:07	4.69	10	65	500	50	1.03	45	--	--	1	1	1			
6	12-1/4	VAREL	--	517	157769	3x16	385	682	267	38:15	7.66	8	60	700	60	1.08	40	--	--	2	2	1	KOP 385m		
7	12-1/4	VAREL	--	517	157772	3x18	682	875	193	35:30	5.44	18	70	500	60	1.10	40	--	--	18	2	3	1		
8RR	12-1/4	VAREL	--	517	157856	3x18	875	1000	125	19:00	6.38	14	60	500	60	1.11	50	--	--	60	2	2	1		
8	8-1/2	VAREL	--	537	152569	3x14	1000	1203	203	38:10	5.25	7	70	600	60	1.05	42	--	--	54	1	2	1		
9	8-1/2	VAREL	--	537	151800	3x16	1203	1431	231	43:20	5.33	10	60	300	60	1.09	43	--	--	58	2	3	1		
10	8-1/2	VAREL	--	537	152579	3x16	1431	1512	108	20:00	5.40	7	75	400	60	1.12	40	--	--	60	2	2	1		
11	8-1/2	VAREL	--	537	152568	3x16	1512	1595	53	9:51	3.35	7	75	500	60	1.09	40	--	--		1	1	1	Loss circulation	
12	8-1/2	VAREL	--	537	152372	3x16	1595	1705	110	28:12	3.90	5	80	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 坑井調査

2.4.1 坑井地質

2.4.2 坑井流体地化学

2.4.3 坑井仕上げ前調査および仕上げ試験



## 2.4 坑井調査

### 2.4.1 坑井地質

アマティトラン地熱地域の地質および地熱構造の精密化を図るために、坑井 AMJ-1 および AMJ-2 から採取されたカッティングス試料の肉眼観察を行った。この中から代表的サンプルを抽出し、①顕微鏡観察、②ジルコンの結晶系解析、③年代測定、④X線分析、および⑤流体包有物の解析を行った。

#### 1. 顕微鏡観察および地質柱状図の作成

偏光顕微鏡を用いて、岩石組織、鉱物の量比、変質の程度、二次鉱物の生成状況等を観察した。その他の室内分析結果等も考慮し、坑井周辺の火山岩層序を検討した。

坑井 AMJ-1（垂直井）では掘削深度 1,650m 以深で花崗岩質の基盤岩に逢着した。坑井 AMJ-2（傾斜井）では坑底（掘削長：1,705m、垂直深度：1,570.4m）まで確認されなかった。（Fig. 2-4-1 および Fig. 2-4-2 参照）。

##### a. 基盤岩類

アマティトラン地熱地域においては、新生代第三紀に貫入した花崗岩が基盤とされている（WJEC and TELECTRO, 1995）。本層はカルデラ形成前の火山岩類の下位に賦存し、地表では Amatitlan Caldera の東部に露出している（Eggers, 1971）。

本層は、標高 200～400m 以深に存在し、坑井 AMJ-1 および既調査井 AMF-1 で確認されている。淡青灰～淡灰色を呈し、石英の大きな結晶および斜長石、緑泥石などを有する花崗斑岩である。変質は微弱で、僅かに脈鉱物を含む。

##### b. カルデラ形成前の火山岩類

本岩類は、輝石安山岩溶岩および角閃石安山岩溶岩から構成され、層厚は 400～500m である。

輝石安山岩類は、灰色～暗灰色を呈し、斜長石基質の填間状組織中に斜長石、輝石、稀に角閃石や黄鉄鉱の斑晶を含む。一部の区間を除いて変質の程度は低い。坑井 AMJ-1 では、本岩類最上部および 1,630m 付近に、坑井 AMJ-2 では、1,360-1,390m、1,470-1,530m、および 1,570m 以深で熱水脈鉱物が比較的多く晶出している。

一方、角閃石安山岩類は、全体的に暗灰色を呈すが、部分的に酸化反応を受けているところでは茶褐色に変色している。填間状組織中に斑晶として斜長石を多産し、角閃石、輝石、脈鉱物等も認められる。弱～中程度の変質を受けている。

##### c. カルデラ形成期の火山岩類

本岩類は、安山岩溶岩およびデイサイトを主とし、火砕岩堆積物を挟む。層厚は 500～700m である。

安山岩溶岩は、輝石安山岩と角閃石安山岩から構成され、層厚 10～30m ほどの凝灰角



礫岩を数層挟む。輝石安山岩は、填間状～間粒状組織中に斜長石の斑晶を多産し、その他、輝石、角閃石、黄鉄鉱、火山性ガラス、雲母の他、石英や方解石などの透明鉱物を含む。坑井 AMJ-1 では、深度 870-890m でオパール、900m で緑泥石の変質鉱物が晶出している。カルデラ形成前の火山岩類との境界付近（深度 1,200-1,230m）では中～強変質しており、珪化帯が発達している。坑井 AMJ-2 では、深度 1,000m 以深で緑泥石の晶出が顕著となっている。深度 1,050-1,070m の範囲では上・下層よりも相対的に変質の程度が高く、珪化帯が発達している。

角閃石安山岩は灰～暗灰色を呈し、部分的に酸化作用に伴う赤色化が見られる。等粒状組織中に、斜長石のほか角閃石、輝石、および透明鉱物（石英、方解石）などの斑晶が存在する。変質の程度は極弱～弱程度である。

デイサイト質溶岩は、20～50m 層厚で数層存在し、淡灰～暗灰色を呈す。等粒状～間粒状組織中に斜長石および石英を含み、稀に方解石が晶出している。変質の程度は弱～中程度であり、坑井 AMJ-2 では一部粘土化した部分がみられる。

火砕岩堆積物は、坑井 AMJ-2 で約 30m 層厚の凝灰角礫岩が確認されている。薄い茶褐色を呈し、僅かに熱水脈鉱物がみられるが、変質の程度は低い。

#### d. カルデラ形成後の火山岩類

本火山岩類は、玄武岩質溶岩、火砕岩類、デイサイト類、および安山岩質溶岩から構成される。層厚は、既調査井 AMF-1（厚さ約 200m）を除いて、400～500m である。

玄武岩質溶岩は、層厚 10～30m の薄層である。層序的にはカルデラ形成後の火山岩類の最上部層にあたる。一般に暗灰色を呈し、岩片中の多孔質部はしばしば酸化反応により赤色化している。岩石の空隙に存在する二次鉱物を除いてほとんど変質は進んでいない。等粒状組織中に斜長石、輝石、角閃石、軽石等の斑晶が見られる。

火砕岩類は、茶褐色から淡灰色の輝石安山岩および淘汰の悪い軽石質火山降下堆積物よりなる。坑井 AMJ-1 では、2 層有し、層厚は 100m 前後と厚い。透明鉱物および緑色のスメクタイトを多産し、本岩類下部において弱い粘土化作用が進んでいる。一部酸化作用に伴い茶褐色を呈すが、変質の程度は極めて低い。デイサイト質溶岩は、淡灰色を呈し、一部酸化作用に伴い赤色化を示す。ハイアロオフィティック組織もしくは等粒状組織中に、斜長石の斑晶を多産し、稀に角閃石、普通輝石が晶出している。変質鉱物として、石英、方解石、およびスメクタイト等が認められ、弱程度の熱水変質を受けている。

安山岩質溶岩は輝石安山岩と角閃石安山岩に大別される。輝石安山岩は灰色～暗灰色を呈し、斑晶として主に斜長石、輝石、かんらん石、および軽石、変質鉱物として方解石、石英、およびスメクタイトを含む。一方、角閃石安山岩は、カルデラ形成後の火山岩類の最深部に存在する。暗灰色から赤みを帯びた灰色を呈し、斑晶として斜長石のほか角閃石がみられるが、透明鉱物はほとんど認められない。変質の程度は極弱～弱低度である。

### e. Pacaya 複合火山岩類

本火山岩類は、主として玄武岩質溶岩および輝石安山岩から構成され、数枚の火砕岩類を挟む。

玄武岩質溶岩は全般に暗灰色を呈し、一部酸化作用を受けたところはしばしば茶褐色化を帯びている。斜長石基質の填間状組織中に斜長石、普通輝石、稀に普通角閃石や不透明鉱物などの斑晶がみられる。方解石や火山性ガラスが認められるが、変質の程度は皆無または極弱程度である。

輝石安山岩は、灰色～暗灰色を呈し、酸化作用を受けたところは茶褐色化を示す。斜長石が卓越し、その他、角閃石、かんらん石、透明鉱物などの斑晶がみられる。火山性ガラスや軽石も一部認められる。ほとんど変質を受けていない。

火砕岩類は、層厚 10～30m の凝灰岩またはスコリアから構成されている。玄武岩質の岩片および方解石や石英などが取り込まれている

### f. 洪積層

坑井 AMJ-1 の地表から深度 40m にかけて、灰色～暗灰色の玄武岩質および安山岩質の崖錐堆積物、スコリア、軽石質火砕岩が堆積する。岩片の変質はほとんど認められないが、風化および酸化に伴い部分的に茶褐色化している (Fig. 2-4-3 参照)。

## 2. ジルコンの結晶系解析

ジルコン ( $ZrSiO_4$ ) は色々な火成岩に副成分鉱物として一般的に含まれている。ジルコンの結晶系は含まれる母岩の岩型によって様々に変化するので、火成岩類の地層対比や堆積岩の源岩推定などに用いることができる。また、ジルコンは強酸や強アルカリ溶液に対して安定なことから、変質岩中にもほとんど残存しており、変質したコア・カッティングスの源岩を推定するための格好の鉱物である。

坑井 AMJ-1 および AMJ-2 から採取したカッティングス試料、既調査井 (West JEC and Telectro (1995) を含む)、および野外試料からのジルコンの結晶系を解析した。Pacaya 複合火山岩類からは、玄武岩溶岩 (坑井 AMJ-2) および安山岩溶岩 (野外試料) を採取した。それぞれ短柱状～柱状の 8549 および 7439 のジルコン指数を示す結晶パターンが確認された。

カルデラ形成後の火山岩類では、デイサイト、輝石安山岩、および火砕岩類毎に特徴的な結晶パターンを示す。デイサイト起源のジルコン指数は 7449 または 7549 と比較的均一な結晶パターンを示すのに対し、輝石安山岩類からの試料は 6439, 7449, 7539, 8439, および 8539、中厚～厚の 100 卓越型と変化に富んでいる。火砕岩類のものは 6439, 7429, および 7449 の短柱状の中厚～厚の 100 卓越型を示す。

カルデラ形成期の火山岩類のものは、6559 の 100 卓越型を示す。

カルデラ形成前の火山岩類の試料は、角閃石安山岩類から 1 試料、輝石安山岩類から 4 試料報告されている。前者は 7449 の 110 卓越型～100 卓越型を示すが、ジルコンの量はあまり多くない。後者は 5449, 6329, 6549, および 7559 の 100 卓越型, 100 型, 110 卓越型

と変化に富み、中厚～厚の短柱状～柱状の結晶パターンを示す。

花崗岩質基盤岩からの試料では、4349(坑井 AMJ-1)と 7439(Lago de Amatitlan 東方露頭)を示し、大きく異なっている。

以上のことから、アマティトラン地域の火山岩類からの試料は短柱状～柱状の 100 卓越型がほとんどであるが、火砕岩類を除けば Pacaya 複合火山岩類の一部(玄武岩類)、カルデラ形成期の火山岩類、およびカルデラ形成前の火山岩類のうち角閃石安山岩類において、ジルコンが乏しい。これはマグマの結晶分化作用があまり進んでいないことを示唆している (Table 2-4-1 参照)。

### 3. 年代測定

サーモ・ルミネッセンス (TL) 年代法およびフィッシュン・トラック (FT) 年代法による測定を行った。通常 TL 年代法の測定には石英が用いられるが、本地域の岩石試料からは石英の採取が困難であったことから、坑井 AMJ-1 の試料から長石を、坑井 AMJ-2 の試料からは輝石を採取して測定した。

本調査において掘削した 2 坑井、既存坑井 (West JEC and Telectro(1995)), および地表調査試料の岩石年代および変質年代の測定データから、本調査地域周辺の火成活動と熱水変質活動を考察した (Table 2-4-2 参照)。以下にその概要を記す。

#### a. 火成活動

AMF-1 西側の露頭、坑井 AMJ-1 および AMJ-2 のカッティングスから採取された Pacaya 複合火山岩類の TL 年代値は 4～11ka の範囲で、非常に若い年代値を示している。これらの試料は変質作用をほとんど受けておらず、この年代値は火山岩噴出時期を示しているものと推定される。このことは、Pacaya 火山は完新世初期の約 1 万年前頃から活動を開始し、この期間に坑井 AMF-2 付近の深部にデイサイト貫入岩が形成されたことを示唆している。カルデラ形成後の火山岩類の年代値は、野外露頭、坑井 AMJ-1 および AMJ-2 からの試料の FT 年代値から 80～1160ka の範囲にあり、後期鮮新世～更新世を示している。

カルデラ形成期の火山岩類は、坑井 AMJ-1 試料の年代値から 1140ka と >3600ka を示し、後期鮮新世以前に噴出したものと思われる。

坑井 AMJ-1 および AMJ-2 の試料からカルデラ形成前の火山岩類の年代が測定され、2690ka～14100ka (中新世～鮮新世) の値を示している。このことは、従来から報告されているカルデラ形成前の火山岩類の年代 (鮮新世以降) よりもやや古い年代範囲を示す。

アマティトラン地熱地域の基盤をなす花崗岩類の年代は、West JEC and Telectro(1995)によると 15.2Ma を示し、調査地域内で測定した年代中で最も古い年代に位置づけられる。

## b. 熱水変質活動

本地域周辺では、アマテイトランカルデラ形成以降少なくとも3回の熱水変質活動があったものと推定される。

最も古い熱水変質活動は坑井 AMF-3 の北方に推定され、El Pepinal 北側に位置する野外露頭試料から 35~46(55?)ka の範囲が示される。

その南方のLagunaカルデラ北壁噴気帯東側の変質帯露頭からは16ka頃に次の熱水活動があったことを示している。

さらに、坑井 AMJ-1 および AMJ-2 のカルデラ形成後の火山岩類(dacite 等)およびLagunaカルデラ北壁噴気帯周辺の野外試料から、3~5ka と最も若い熱水活動の存在を示していることから熱水系は徐々に南西方向に移動しているものと推定される。また、Lago de Amatitlan 湖畔に存在するデイサイトドーム群中の野外試料の変質年代値が6.1kaを示すことから、年代的にほとんど同じであり、この最も若い熱水活動はCerro Limon等のドーム形成と関連している可能性がある。

## 4. X線分析

坑井周辺の熱水脈鉱物の特徴を把握するために、坑井 AMJ-1 および AMJ-2 から代表的なサンプルを抽出しX線分析を行った。

坑井 AMJ-1 の肉眼観察からは、岩片の亀裂や空隙に黄鉄鉱や石英を伴う変質作用が深度700m付近から確認された。石英脈を含む変質ゾーンが深度730~770m付近に見られる。脈鉱物を伴う珪化帯は1,200~1,220mの深度に位置し、熱水の通路となった可能性がある。しかし、1,260m以深では、緑泥石化が進むにも拘わらず、変質は低下し、脈鉱物も少なくなっている。X線分析結果からは、種々の変質鉱物が確認されており、中性からアルカリ性の熱水と岩石との反応によるものがほとんどである。シリカ鉱物の内、トリディマイトが深度300~700m、石英が深度700m以深で検出された。酸性の粘土鉱物であるカオリナイトは全く確認されなかった。アルミナ粘土鉱物では、深度300m付近を除く200m~800mの範囲においてスメクタイトが晶出し、深度900m付近から緑泥石へと転移している。深部において緑泥石の晶出は顕著である。斜長石は分析した全試料で確認された (Table 2-4-3 参照)。

一方、坑井 AMJ-2 試料の肉眼観察では、深度700m付近から深部にかけて岩片の亀裂や空隙に雲母や石英を伴う変質作用が確認された。脈鉱物を伴う珪化帯は1,050~1,070mの深度に位置し、熱水の通路となった可能性がある。しかし、深度1,070~1,140mにかけての範囲では、緑泥石化が進むにも拘わらず、変質は低下し、脈鉱物も少なくなっている。深度1,140m以深では、再び変質作用が進み、坑底深度1,705mにかけて中~強変質を受けている。X線分析の結果からは、種々の熱水変質鉱物が確認されており、中性からアルカリ性の熱水と岩石との反応によるものがほとんどである。シリカ鉱物の内、トリディマイトが深度300m以浅、石英が深度400m付近および深度700m以深で検出された。酸性の粘土鉱物であるカオリナイトは深度900~1,100mで僅かに確認された。アルミナ粘土鉱物

では、地表～深度 1,000m の範囲においてスメクタイトが晶出し、深度 1,100m 付近から緑泥石へと変わっており、肉眼観察においても緑泥石の晶出は顕著である (Table 2-4-4 参照)。

## 5. 流体包有物解析

流体包有物は、地層中に割れ目 (破碎帯) が存在し、流体がこの割れ目に閉じこめられる時に熱水脈鉱物が生成することによって形成される。流体包有物は捕獲された時の温度や組成に関する流体の情報を提供し、加熱および冷却時の包有物の相変化によって把握できる。貯留層の賦存が期待される地下深部の試料を対象に、均質化温度 (Th) および氷融点温度 (IMP) を測定した。

### a. 均質化温度

坑井 AMJ-1 における深度 1,160m 以浅の均質化温度測定結果から、均質化温度の最低値が実測温度に近い値を示していることが明らかになった。一方、坑底付近では、流体包有物の均質化温度と実測温度との関係は、実測温度が AMF-2, 4 と同様に包有物温度の最高値に近い値を示すことから、地熱系は現在も温度が上昇過程にあるものと思われる (Fig. 2-4-1 参照)。

坑井 AMJ-2 の流体包有物均質化温度は、深度 1,100m 以深ではパイモーダルの温度分布を示している。この特徴は、坑井 AMF-1 および AMF-2 においても見られ、これら坑井の周辺では新規熱水活動によって 50℃程度熱せられたことが推定される (Fig. 2-4-2 参照)。

### b. 氷融点温度

坑井 AMJ-1 に関しては、測定した石英粒子は基盤岩中の花崗岩を除いて、輝石安山岩および角閃石安山岩中から採取したものであることから、そのほとんど二次的に生成した石英脈起源とみなされる。NaCl に換算した溶存成分濃度 (塩濃度) の差は約 2.6wt% 程度 (一部を除いて) に相当するが、均質化温度および氷融点温度の分布範囲から地熱流体の物理・化学特性の顕著な差異は認められない (Fig. 2-4-4 参照)。一方、坑井 AMJ-2 に関しては、測定した石英粒子は全て輝石安山岩中から採取したものであることから、そのほとんど二次的に生成した石英脈起源とみなされる。NaCl に換算した溶存成分濃度 (塩濃度) の差は約 2.2wt% 程度に相当するが、均質化温度および氷融点温度の分布範囲から地熱流体の物理・化学特性の顕著な差異は認められない (Fig. 2-4-5 参照)。

## 6. 坑井 (AMJ-1 および AMJ-2) 周辺の変質作用

カッティングスの肉眼観察、顕微鏡観察、X線分析、流体包有物等の解析結果、および掘削結果を基に、本調査で掘削した坑井 AMJ-1 および AMJ-2 周辺の変質作用の特徴を整理すると、次のとおりである。

- 1) 両坑井とも高温で、貯留層が存在するほどの透水性があるにも拘わらず、変質が非常に弱い。Fig. 2-4-1 および Fig. 2-4-2 に示される石英指数 (Quartz Index) の量比も

低く、熱水鉱物脈もあまり発達していない。これは、地熱系が非常に新しいことに起因していると考えられる。しかし、坑井 AMJ-2 の深度 1,100m 以深では、流体包有物の均質化温度は、バイモーダル分布を示している。この傾向は、坑井 AMF-1 および AMF-2 においても見られ、これらの坑井周辺では、新規熱水活動によって再加熱され、地下温度が上昇した可能性が推定される。

2) 比抵抗構造では、両坑井周辺の浅部には低比抵抗ゾーンが存在することが明らかになっていたが、少量のスメクタイトが認められるのみで明瞭な粘土化変質帯は存在しない。したがって、変質帯が貯留層のキャップロックになっている可能性は低い。浅部低比抵抗層は弱い熱水変質作用を受けた火砕流堆積物を示しているものと思われる。

3) スメクタイトから緑泥石への転移は、深度 900~1,000m 付近で、実測温度、流体包有物均質化温度と調和的である。変質鉱物の分布の特徴から、これらの変質鉱物は現在の地熱活動によってできたことを示している。

4) 坑井 AMJ-1 では、熱水鉱物脈はあまり晶出していないが、深度 1,100m から 1,300m 付近では石英や方解石の熱水脈が相対的に発達しており、逸水が認められることから、熱水が存在していることを示している。流体包有物の均質化温度から、この深度での温度は約 220~240°C 程度と想定される。

また、同坑井の主要な逸水ゾーンである深度 1,400m から 1,550m では、熱水鉱物脈が非常に少ない。したがって、深度 1,100m から 1,300m の浅部貯留層とは、別の断裂に当たった可能性が高い。しかも、脈鉱物が少ないことや変質が弱いことから新しい断裂で形成された熱水系の可能性が高い。深部貯留層の温度は 250~280°C と高いものの、隣接する AMF-2 に比べ、透水性が低いことから、大きな断層には遭遇していないものと解釈される。

深度 1,200m 付近の浅部貯留層および深度 1,500m 付近の深部貯留層とも、基盤隆起帯西縁の NW 系断層から派生した断裂にそれぞれ遭遇した可能性がある。

5) 坑井 AMJ-2 の深度 1,140m から 1,220m 付近では、石英や方解石等の熱水脈鉱物が上・下位層に比べて増加しており、また変質作用を受けている。ハイドロフラクチャリング試験実施後、この深度付近で明瞭に逸水が確認されている。地質構造上 Laguna カルデラ縁に相当しており、この Laguna カルデラ縁を形成する断層に沿って地熱貯留層が形成されている可能性が高い。

また、同坑井の深度 1,530m~1,600m 付近では、上・下位層に比べて熱水鉱物脈が多く、中~強程度の変質を受けている。深度 1,539m と深度 1,594m において全量逸水しており、この間においても 20~50m<sup>3</sup>/hr の部分逸水が継続し、本坑井の主要な逸水ゾーンとなっている。本深度周辺は基盤隆起構造の西側境界に相当することから、この隆起構造の西側境界深部には、全量逸水を引き起こすほどの大きな断層が存在し、この断層周辺に熱水が貯留しているものと考えられる。流体包有物均質化温度から 280~300°C 程度の温度が想定される。

さらに、坑井 AMJ-2 の深部掘削時に、AMF-1 および AMF-2 を生産井とする Laguna de

Calderas 湖畔の発電所滞留槽から坑井 AMJ-2 起源の逸水防止用泥剤が確認され、両地域の間には流体の通路が存在することも明らかとなった。

6) 両坑井とも貯留層熱水は変質鉱物および熱水脈鉱物の特徴から、中性熱水であることを示唆している。

7) 以上のことを総合すると、坑井 AMJ-1 および AMJ-2 の浅部で変質作用が弱く、キャップロックを形成するような明瞭な粘土化変質帯が存在しないことから、AMF-2 付近を中心として発達する貯留層の西側への拡がりはないものと推定される。

## 2.4.2 坑井流体地化学

本調査の主たる目的は、掘削された坑井からの噴出流体が発電用流体として適正なものであるかどうかを確認するとともに、地熱貯留層内の流体の挙動やその広がりについて推定することである。坑井噴出流体の地化学解析に基づき、初期調査段階の地化学調査で構築された熱水系地化学モデルの修正・追加を行い、開発計画策定のための基礎資料とする。

### 1. 調査内容及び方法

坑井 AMJ-1 及び AMJ-2 について、安定した噴出状態において坑口圧力条件が異なる 3 点の熱水・ガスの採取・分析を行った。ただし、坑井 AMJ-1 では、熱水の噴出量がごく少なく、熱水試料の採取は 1 点でしか行えなかった。熱水・ガス・蒸気凝縮水について、主要・微量化学成分とともに各種の同位体成分の分析を日本国内で実施した。採取した試料数は以下のとおりである。

#### ①坑井 AMJ-1

熱水	: 1 試料	(坑口圧力: 700psi)
ガス	: 3 試料	(坑口圧力: 200, 110, 46psi)
凝縮水	: 3 試料	(坑口圧力: 同上)

#### ②坑井 AMJ-2

熱水	: 3 試料	(坑口圧力: 29, 33, 64psi)
ガス	: 3 試料	(坑口圧力: 同上)
凝縮水	: 3 試料	(坑口圧力: 同上)

坑井 AMJ-2 の噴出熱水は熱水堰から採取した。ただし、水素・酸素同位体分析用の熱水試料はサンプリング用ミニセパレーターからも採取した。坑井 AMJ-1 の噴出熱水については、坑口圧力が低い状態では熱水噴出が認められなかったため、噴出流量測定後の坑口圧力が高い状態 (700psi) で、サレンサーマフラーの下流側において試料を採取した。ガス及び蒸気凝縮水の採取にあたっては、ミニセパレーター及び冷却用スパイラルチューブを用いた。

現地調査により採取した水・ガス試料は国内に持ち帰り、以下の項目の化学・同位体分析を行った。

- ①熱水：TSM, Na, K, Li, Ca, Mg, Fe, Al, Cl, SO<sub>4</sub>, T-CO<sub>2</sub>, HCO<sub>3</sub>, F, B, Br, I, As, T-SiO<sub>2</sub>, Sr, H<sub>2</sub>S, Hg,  $\delta$  D(H<sub>2</sub>O),  $\delta$  <sup>18</sup>O(H<sub>2</sub>O),  $\delta$  <sup>18</sup>O(SO<sub>4</sub>),  $\delta$  <sup>34</sup>S(SO<sub>4</sub>),  $\delta$  <sup>13</sup>C(HCO<sub>3</sub>), Tr  
(AMJ-1 熱水については一部成分は分析せず)
- ②ガス：N<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, O<sub>2</sub>, Ar, He, Ne, <sup>3</sup>He/<sup>4</sup>He, <sup>4</sup>He/<sup>20</sup>Ne,  $\delta$  <sup>13</sup>C(CO<sub>2</sub>),  $\delta$  <sup>13</sup>C(CH<sub>4</sub>),  $\delta$  D(H<sub>2</sub>),  $\delta$  D(CH<sub>4</sub>),  $\delta$  <sup>34</sup>S(H<sub>2</sub>S)
- ③凝縮水：Na, Cl, SO<sub>4</sub>, As, Hg,  $\delta$  D(H<sub>2</sub>O),  $\delta$  <sup>18</sup>O(H<sub>2</sub>O)

分析により得られた化学データ及び既存データを用いて、坑井 AMJ-1 及び AMJ-2 さらには AMF-1 及び AMF-2 を含むアマティトラン地熱貯留層地域に関して、地熱流体の挙動についての解析を行った。なお、坑井 AMF-1 及び AMF-2 の連続噴出中（1999 年 2 月から 2000 年 9 月）に取得された化学データが INDE から提供された。

## 2. 解析結果

化学・同位体分析結果を現地測定結果と併せて Table 2-4-5～2-4-6 に示す。

### a. 流体化学性状

坑井 AMJ-1 及び AMJ-2 から噴出した熱水は、Calderas 内の坑井 AMF-1 及び AMF-2 の熱水と同様に、主要溶存陰イオン組成に基づく分類では Cl 型にあたる中性熱水である。坑井 AMJ-2 の貯留層熱水の Cl 濃度は坑井 AMF-2 のものに近く（各々 2,660～2,780mg/L, 2,560～3,470mg/L）、各々の貯留層につながりがあることを示唆する。坑井 AMJ-1 の熱水は、Cl 型に分類されるが HCO<sub>3</sub> の割合がやや高く貯留層中での Cl 濃度も比較的低くなっている。このことは、おそらく熱水がサイレンサーマフラーで混入した蒸気凝縮水の混入を受けていることを示している。

アマティトラン地域の地熱流体に関するエンタルピーと Cl 濃度の関係図を Fig. 2-4-6 に示す。この関係図では、AMF-1, AMF-2 及び AMJ-2 の貯留層熱水が、共通の本源的流体からの蒸気分離によって生成していることが示される（蒸気分離線 S1 及び S2）。AMJ-2 の熱水を AMF-2 の熱水と区別することはできない。蒸気分離の割合は、AMF-2 及び AMJ-2 の流体よりも AMF-1 の流体において大きいものとみなされる。蒸気分離・混合線 S1 上において 330℃で Cl 濃度が 2,500mg/L の本源的流体 (P) を想定すれば、Lago de Amatitlán 南岸及び Río Michatoya 流域の温泉水に混入する熱水を説明することが可能である（混合線 M1 及び M2）。坑井 AMJ-1 については、ほぼ蒸気だけの噴出と熱水試料への蒸気凝縮水の混入により、貯留層流体の Cl 濃度は不明である。しかし、蒸気凝縮水の混入を受けた熱水試料であってもやや高めの Cl 濃度（分析値：1,220mg/L）が認められること、さらには熱水・ガスの化学特性が他の 3 坑井と類似していることから、AMJ-1 の貯留層には他の坑井のものと同程度の Cl 濃度をもつ熱水が存在する可能性が高い。AMJ-1 におけるほぼ蒸気一相だけの噴出は、貯留層が高温で低い透水性をもつことによると考えられる。AMJ-1 の貯留層熱水も、他の坑井熱水と同様に、共通の本源的流体に由来するものと推定される。



坑井 AMJ-2 について、3 段階の異なる噴出条件で採取された流体試料は、その化学性状に若干の差異が認められる。AMJ-2 に関して、坑口圧力に対する流体の物理性状（噴出エンタルピー）と化学性状の変化図を Fig. 2-4-7 に示す。化学性状の変化は坑内において 2 種の異なる流体が混合していることで説明でき、それらの流体の流入割合は坑口圧力の差異によって変化していると考えられる。

#### b. 既存坑井の貯留層とのつながり

既存坑井である AMF-1 及び AMF-2 の熱水化学特性に関する経時変化図を Fig. 2-4-8 に、ガス化学特性に関する経時変化図を Fig. 2-4-9 に示す。熱水とガスの化学性状及び地化学温度はかなりの変動を示しているが、その変動の一因としては、試料採取条件が異なることや分析の誤差が考えられる。しかし、変動の一部、すなわち熱水中の Mg 濃度と Fe 濃度及び不凝結ガス中の O<sub>2</sub> 濃度の上昇は、坑井 AMJ-1 の掘削（及び注水試験）により生じたものと考えられる。2 本の生産井のデータでは Mg 濃度と Fe 濃度の上昇の状況が異なるが、それらの濃度の上昇、特に AMF-2 熱水における Fe 濃度の明瞭な上昇は、AMJ-1 掘削で使用された泥水の混入を示していると考えられる。不凝結ガス中の O<sub>2</sub> 濃度の上昇は、掘削用泥水（及び注水試験に用いられた清水）に溶存した大気の影響を示していると考えられる。

以上に述べたことから、坑井 AMJ-1 と 2 本の既存生産井の貯留層は相互につながりがあると考えられる。ただし、Mg 濃度と Fe 濃度の上昇は AMJ-1 掘削完了の約 3 ヶ月後まで認められなかったこと、さらにはそれらの濃度上昇が比較的緩やかなものであることから、そのつながりはさほど密接なものではないと推定される。そのような掘削泥水による緩やかな影響は、坑井 AMJ-1 付近の貯留層が透水性の低いものであることによると考えられる。

#### c. 発電用流体としての適性

坑井 AMJ-2 から噴出し大気圧下において採取された熱水は、1,030～1,130mg/L の極めて高いシリカ濃度を示しており、その濃度は非晶質シリカの飽和濃度の 3.1～3.4 倍に達している。したがって、熱水を大気圧下にまで開放する条件で AMJ-2 の噴出流体を発電に利用する場合は、熱水配管や還元井でシリカスケールが生成すると考えられる。そのため、蒸気から分離させた熱水を高圧下に保持して還元を行うシステムの適用が望まれる。分離された熱水を高圧下に保持すれば、非晶質シリカの過飽和度を低減させることが可能となる。それ以外のシリカスケール対策としては、熱水を大気圧下にまで開放する場合であっても、滞留槽を利用した還元システムを適用すれば、スケール低減に有効と考えられる。蒸気から分離された熱水の保持（滞留）は、熱水中でのシリカの重合度を促進し、スケール付着を抑制する効果がある。

復水式タービンを利用する地熱発電においては、蒸気中の不凝結ガス濃度は発電プラント建設の経費に大きく影響する場合がある。一般に、ガス濃度が 10 wt%程度を越える場合は、ガス抽出に係る過程において多大な出力が必要となり、蒸気の復水に

関連する装置設置の経済性が破綻をきたす。坑井 AMJ-1 及び AMJ-2 の噴出蒸気中の不凝結ガス濃度は、5 atG の圧力で熱水から分離される場合、2.5 wt%未満である。したがって、坑井 AMJ-1 及び AMJ-2 の蒸気中の不凝結ガス濃度は、発電プラント建設の経費に大きな影響を与えることはないと考えられる。

### 2.4.3 坑井仕上げ前調査および仕上げ試験

#### 1. 目的および試験準備

坑井 AMJ-1 および AMJ-2 の仕上げ試験の目的は次のように取りまとめられる。

1. 主な生産ゾーン的位置を特定し、7 5/8"ライナー管の孔明部設定深度を決定する。
2. 生産ゾーンの全体的な水理特性を評価する。
3. 主な生産ゾーンの地熱流体の温度と圧力を推定する。

上記の第 1 の目的のために、逸水層検出試験と同時に温度・圧力検層を実施した。第 2 の目的のために、最大還元容量試験、流量変化をともなう注水試験およびフォールオフテスト(圧力降下試験)を実施した。また第 3 の目的のために、圧力および温度の回復測定を実施した。

#### 2. 温度・圧力検層試験および逸水層検出試験

Table 2-4-7 に坑井 AMJ-1 および AMJ-2 を対象に実施された静的な温度・圧力検層試験の仕様を示す。また、各坑井毎の逸水層検出試験の仕様をそれぞれ Table 2-4-8 と Table 2-4-9 に示す。

#### 3. 流量変化による注水試験および圧力遷移試験

##### a. 試験方法

坑井周辺の貯留層特性を把握するために、流量を変化させた注水試験と Fall-off Test (圧力降下試験) を実施した。まず、最大還元量試験が実施された。坑井毎に試験を実施する際の還元量が異なることから、注水時間と同様に 3 段階の注水量が適用された。3 段階の注水終了後、Fall-off Test を実施し、圧力変化を記録した。Table 2-4-10 と Table 2-4-11 に各坑井に適用した試験の実施要領を示す。

流量変化による注水試験によって、還元指数 (*injectivity index, I.I*) が求められる。還元指数は、坑井内の圧力  $1 \text{ kg/cm}^2$  上昇させるのに必要な注水量として表され、坑井周辺の透水性を評価するうえで最も簡単でかつ直接的に得られる数値である。還元指数は、流量を変化させたときの各流量と安定圧力の関係を直線で近似させた場合の直線勾配から求めることができる。また、還元指数は坑井の生産能力を評価するうえでの初期の目安にもなる。

##### b. データ解析

Fall-off test のデータは、地層の水理パラメータである透水量係数“ $kh/\mu$ ”と貯留係

数（空隙率，圧縮率，地層の厚みの積）を推定するために用いられる。これらのパラメータは，貯留層水理特性の平均的な値を示すものである。また，スキンファクター（s）と坑井貯留係数（Cd）は，注水中の圧力上昇データから得られる情報であり，いずれも坑井近傍の貯留層特性を表している。

浸透率-層厚積で表される kh 値は，地層中の流体の流動し易さを示し，貯留係数は貯留層がいかに有効に地熱流体を保持できるかを表す。スキン効果は，坑井近傍の地層が本来の透水性に対して改善されている（マイナスの場合）か，あるいは掘削中のダメージにより目詰まりが生じている（プラスの場合）のかを示すものである。また，坑井貯留”Cd”は，坑井内注水中の初期に見られる現象を表し，注入水が地層に浸透し始める初期の変化を示している。

実測値と理論値とを整合させる解析作業は，コンピュータによるカーブマッチング法により実施した。注水中および fall-off test 期間の圧力化を計算で再現させるために用いた数式は，通常の坑井試験に用いられる式を変形させたものである。

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

Where:

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

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

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

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

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

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

$\Delta P$	:	圧力変化 (Pa)
TR	:	透水量係数
STO	:	貯留係数
Sf	:	流量
S	:	スキンプアクター
Ei(x)	:	指数積分関数 (坑井関数)
$t_n$	:	n 段階目の注水時間(s)
t	:	注水開始からの経過時間(s)
q	:	注水量 ( $m^3/s$ )
k	:	浸透率 ( $m^2$ )
h	:	貯留層の厚さ (m)
$\mu$	:	粘性係数(Pa.s)
$\phi$	:	空隙率
c	:	圧縮率( $Pa^{-1}$ )

#### 4. 坑井 AMJ-1

坑井仕上げ前の圧力温度測定は、深度 800m 掘削後の 9-5/8"ケーシングセメンチング前の 2000 年 1 月 21 日に行った。本坑井は、当初計画の深度 1,500m よりもさらに 200m 掘削され、坑底まで掘削後、5 時間、12 時間、24 時間、および 48 時間後の温度・圧力回復試験が裸孔で行われた。仕上げ試験は 2000 年 2 月 7 日から 2 月 15 日にかけて予定通り実施された。Fig 2-4-10 に掘削時の温度データを示す。

##### a. ハイドロフラクチャリングおよび逸水量調査

掘削中に坑井内に残留した泥やカッティングス (掘り屑) を洗浄し、坑井周辺の透水性を改善させる目的で、2 月 8 日から 9 日にかけて 2 日間のハイドロフラクチャリング作業を実施した (Table. 2-5 参照)。タンクへ貯水した後、坑井内に注水し、最高還元容量を測定した結果、 $75m^3/h$  であった。

##### b. 逸水層確認試験

Fig. 2-4-11 は、逸水層確認試験で得られた各測定時間の温度プロファイルを、Fig. 2-4-12 は温度回復試験時に得られた各測定時間の圧力プロファイルを示す。逸水層確認試験の温度プロファイルでは、ケーシングの孔明部 (深度 1,400m 以深) において 2 日間実施したフラクチャリングの効果が明らかに現れている。深度 1460m では坑井内への水の流入があり、深度 1600m で最も顕著に認められる。これらの深度では掘削中

に中程度の逸水が確認されている。試験の結果、全体的に顕著な逸水ゾーンの存在は見られなかった。比較的大きな逸水ゾーンは深度 1600m 付近である。

### c. 流量変化による注水試験および圧力遷移試験

#### 1) 試験方法

次に AMJ-1 周辺の貯留層特性を把握するために、流量変化による注水試験と Fall-off test (圧力降下試験) を実施した。本坑井の最高還元容量は 75t/h であり、貯水タンクの容量が 300m<sup>3</sup> であることから、注水試験時の流量は 30, 50, 70t/h の 3 段階に設定し、それぞれの流量で 45 分間づつ坑井内に注水した後、流量を切り替えることとした。Fig. 2-4-13 には注入流量と深度毎の圧力変化を示している。

流量変化による注水試験によって、還元指数 (injectivity index:  $I.I$ ) が求められる。得られた還元指数 1.27t/h/kg/cm<sup>2</sup> は、一般的な地熱井と比べて小さな値であり、もともと地層の透水性が小さいのか、あるいは掘削中の一時的な地層へのダメージによって坑井周辺の透水性が小さくなっていることを示している。

Table 2-4-12 はマッチング過程の結果と、推定される貯留層特性を示している。マッチングの結果、透水量係数 ( $kh/\mu$ ) = 4.54E-10m<sup>3</sup>/Pa. s, 貯留係数 ( $\phi_{ch}$ ) = 1.09E-04m/Pa, スキンファクター = 0.9, 坑井貯留 = 30 という数値が得られた。貯留層の温度圧力がそれぞれ 264.53°C と 93.97ksc であることを考慮すると (試験中、検層器が設置された深度 1600m における最終的な回復温度と圧力値), 貯留層流体の粘性は 0.0001011Pa. s であり、浸透率-層厚積 ( $kh$  値) は 45.9mdarcy-m と計算された。還元指数から判断すると、貯留層の透水係数は小さいと考えられるが、貯留係数は大きい。

$\phi_{ct} = 10.5 * P^{-1.66}$  (Grant, 1982) の関係式およびマッチング結果から得られた貯留係数の値から、貯留層の厚さは 182m と評価され、これは、逸水層確認試験の結果と調和的である。

#### 2) 考察

Fall-off データに対して妥当なマッチング結果が得られたことから、長期間の貯留層変動については、このマッチングで得られた透水量係数と貯留係数によって説明できると考えられる。しかしながら、これらの透水量係数と貯留係数の値を用いた場合、注水中の圧力上昇が最初の注水段階を除いて、うまく計算で再現できない。このことは、以下の可能性を示唆している。

貯留係数が大きいということは、坑井周辺に蒸気または蒸気と熱水の気液二相状態の貯留層が形成されている可能性を示唆している。概して言えることは、貯留層の初期の透水量係数は小さいということである。

## 5. 坑井 AMJ-2

### a. 試験期間

AMJ-2の坑井仕上げ試験は2000年11月8日から16日にかけて予定通り実施された。

### b. ハイドロフラクチャリングおよび逸水量調査

掘削中に坑井内に残留した泥やカティングス(掘り屑)を洗浄し、坑井内の透水性を改善する目的で、3回のハイドロフラクチャリング作業を実施した。第1回目の結果、最大還元容量  $53 \text{ m}^3/\text{hr}$  であり、第2回目の結果、最大還元容量  $160 \text{ m}^3/\text{hr}$  を記録した。その後、第3回目を実施したが、その結果は  $126 \text{ m}^3/\text{hr}$  となり、これは透水性があまり改善されず、逸水後の掘削作業により透水層が泥水により汚染された影響が残っている可能性を示唆している。

### c. 温度・圧力検層試験

深度 200, 300, 400, 500, 600, 700, 800, 1000, 1100, 1150, 1175, 1200, 1250, 1275, 1300, 1350, 1400, 1450, 1475, 1500, 1525, 1550, 1575, 1600, および 1625m で静的な温度・圧力検層を実施した。深度 1000 および 1500m 以外の深度では、それぞれ5分間ずつ検層器を停止して測定した。Fig. 2-4-14 に温度・圧力測定結果を、Fig. 2-4-15 に圧力測定結果をそれぞれ示す。

### d. 逸水層確認試験

ケーシング孔明部(深度 1000m) 以深において、フラクチャリング効果があきらかに現れている。深度 1200m 付近では、測定結果から清水の地層への流出が見られる (Fig. 2-4-14 参照)。その他の最も顕著な流出が見られる位置は、深度 1600m 付近である。この部分は、掘削中に逸水が確認されたが、その他の部分は今回の Water Loss Test によって確認されたものである。

### e. 流量変化による注水試験および圧力遷移試験

#### 1) 試験方法

流量を変化させた注水試験と Fall-off Test (圧力降下試験) を実施した。本坑井の最大還元容量は  $126 \text{ m}^3/\text{hr}$  であり、貯水タンクの容量が  $200 \text{ m}^3$  であることから、注水試験時の流量は、 $62 \text{ m}^3/\text{hr}$ -15 分間、 $62 \text{ m}^3/\text{hr}$ -15 分間、 $82 \text{ m}^3/\text{hr}$ -30 分間、 $112 \text{ m}^3/\text{hr}$ -30 分間、 $127 \text{ m}^3/\text{hr}$ -15 分間とした。4段階の注水終了後に、Fall-off Test を実施し、その後 10 時間の圧力変化を記録した。Fig. 2-4-16 は注水試験と Fall-off Test によって得られた深度 900m の圧力変化を示している。

この圧力-時間曲線は、AMJ-2 のフィードゾーンが複数存在し、異なる圧力上昇曲線を有することを示している。この曲線の最初の部分(最初の2流量に相当)は、透水量係数が小さいフィードゾーンの反応を示し、一方この曲線の後半の部分(最後の2流量に相当)は、透水量係数が大きいフィードゾーンの反応を示している。圧力降

下試験の最後部分（曲線が平坦になっている部分）は、流量に対する圧力上昇勾配が小さくなっていることを示している。この原因は、透水量係数が大きいフィードゾーンに流入した水の慣性による坑井内の一時的な吸い込み現象によるものである。フィードゾーンが複数存在している坑井の坑井内流動を理論的に解析する方法はないが、AMJ-1と比較するために、平均的な数値を求めることができる単層のフィードゾーンを解析する手法を採用した。

流量変化による注水試験によって、還元指数  $4.44 \text{ t/hr/kg/cm}^2$  (*injectivity index, I.I*) が求められた。得られた還元指数  $4.44 \text{ t/hr/kg/cm}^2$  は、一般的な地熱井と比較して平均的な値であるが、掘削時の泥水の影響による透水性の一時的な低下が見られる。温度検層結果は、透水層が2箇所存在することを示している (Fig. 2-4-14 参照)。1箇所は掘削中に全量逸水が確認された深度 1600m 付近であり、もう1箇所はハイドロフラクチャリングによって、透水性が改善されたと考えられる深度 1200m 付近である。

Table 2-4-13 はマッチング過程の結果と推定される貯留層特性を示している。マッチングの結果、透水量係数 ( $kh/\mu$ ) =  $2.84E-9 \text{ Pa} \cdot \text{s}$ , 貯留係数 ( $\phi_{ch}$ ) =  $5.85E-06 \text{ m/Pa}$ , スキンファクター =  $-0.5$ , 坑井貯留 =  $0$  という数値が得られた。試験時の坑内温度および圧力がそれぞれ  $50^\circ\text{C}$  と  $40 \text{ ksc}$  であることを考慮すると（試験中、検層器が設置された深度 900m における実測温度と圧力値）、貯留層流体の粘性は  $0.001013 \text{ Pa} \cdot \text{s}$  であり、浸透率-層厚積 ( $kh$  値) は  $53.9 \text{ mdarcy-m}$  と計算された。還元指数から判断すると、貯留層の透水係数および貯留係数はともに小さいと考えられる。

## 2) 考察

Build-up と Fall-off test データに対して、圧力上昇と圧力降下の初期段階では、妥当なマッチング結果が得られた。これは、短い時間においては、このマッチングで得られた平均的な透水量係数と貯留係数によって説明できると考えられる。しかしながら、これらの透水量係数と貯留係数の値を用いた場合、圧力上昇値の計算結果と実測値の整合性が得られない。このことは、以下の可能性を示唆している。

注水の初期段階では、下部の 1600m 付近の逸水層（低い透水量係数）がフィードゾーンとして作用し、その後注水量が増加し、坑内の水位が上昇するにつれて、上部の 1200m 付近の逸水層がフィードゾーンとして作用し始めると考えられ、これは上部のフィードゾーンの圧力が高いということによって説明できる。上部層に対する坑内水位が十分に上昇していない間は、この層からフィードする流体が下部層に向かって降下し、坑内水位がこの圧力に打ち勝つ程度上昇した時点で上部層への流入が開始すると考えられる。

しかしながら、注水の後半の部分では、圧力上昇の測定値は計算値より平坦になる。これは、上部フィードゾーンの透水量係数 ( $kh/\mu$ ) と貯留係数 ( $\phi_{ch}$ ) が注水により改善されたことを示している。それにもかかわらず、もし、改善されたのが透水量

係数だけであるならば、圧力曲線は測定されたような平坦なカーブは示さない。これは、貯留係数も増加したことを示している。貯留係数を増加させるためには、圧縮率(c)が高い値を示す必要があり、これはおそらく上部フィードゾーンが蒸気単相であることを示している。

上部フィードゾーンに水が注水された時点で、蒸気の凝縮が発生し、圧力曲線は測定されたような平坦なカーブとなる。注水停止後、蒸気の凝縮によって発生した空隙に周辺の流体が急激に流入するため、一時的に圧力が低下するが、時間の経過および周辺の温度上昇と共にフィードゾーン内の流体が再度蒸気化するために、Fall-off試験時の圧力は徐々に増加する。

## 6. 回復温度試験

注水試験および Fall-off 試験を実施した後、回復温度圧力測定が実施された。Fig. 2-4-11 と Fig. 2-4-14 に、坑井 AMJ-1 と坑井 AMJ-2 の測定結果を示す。

## 7. 坑井 AMJ-1 および AMJ-2 の噴出試験、干渉試験

AMJ-1 および AMJ-2 の噴出試験は 2 回実施され、AMJ-1 の試験は 2000 年 6 月と 11 月に実施された。AMJ-2 の試験は 2000 年 11 月に調査団による試験、2001 年 2 月は INDE 単独の試験が実施された。これらは全て、調査団によって計画された試験方法により実施された。

## 8. 坑井シミュレーション

### a. 坑井 AMJ-1

回復温度測定後、坑内圧力の上昇を待つために、坑井の主弁を閉じたが、ガスによる圧力上昇はあまり見られなかった。このため、INDE の掘削機に付属するコンプレッサーを使用して、坑内加圧を実施した。坑内を 500 PSI まで加圧して、坑内水位を温度が十分に回復し、主弁の開放と同時に坑内フラッシュが始まる深度まで降下させた。主弁の開放を含むこれらの作業を繰り返した後、2000 年 6 月 23 日に AMJ-1 は噴出を開始した。第 1 回目の噴出後、主弁を閉じたところ、地層内のガスにより坑口圧力が上昇したため、2" のグリッド弁から圧力を連続的に開放し、坑口圧力を制御した。第 2 回目の噴出作業からは、ガス圧のためにコンプレッサーは使用せずに、噴出させることができた。AMJ-1 の第 2 回目の噴出試験は、2000 年 11 月 18 日に開始した。

### b. AMJ-2 号井

AMJ-2 も AMJ-1 と同様に、回復温度測定後、坑内圧力の上昇を待つために、坑井の主弁を閉じたが、ガスによる圧力上昇はあまり見られなかった。このため、坑口圧力を上昇させるために、AMJ-1 と接続し、ガス圧による昇圧を試み、600 PSIG まで加圧した。第 1 回目の噴出は、2000 年 11 月 23 日に成功し、第 2 回目の噴出試験は、2001 年 2 月 5 日に開始した。



## 9. 既存井 (AMF-1, AMF-2, AMF-3 and AMF-4) の圧力干渉モニタリング

INDE は継続的に、既存井である AMF-1 と AMF-2 の圧力および AMF-3 と AMF-4 の坑底圧力のモニタリングを実施している。これらのモニタリングの結果から、AMJ-2 の掘削泥水が ICA-CFE の地熱発電所熱水に混入していることが判明した。これは、AMJ-2 と AMF-1, AMF-2 が地下で導通していることを示している。しかしながら、AMJ-1 と AMJ-2 の噴出試験時に観測されたその他の坑井の圧力モニタリング結果からは、明瞭な坑井間の圧力干渉は確認できなかった。

## 10. 噴出試験

リッププレッシャー法による測定法を Fig. 2-4-17 に示す。噴出量測定では、Russell James によって開発された経験式を用いるが、この式は二相流体のエンタルピーと全噴出量に関係しており、全噴出量に対するリッププレッシャーは噴出配管の先端で測定される。この経験式での唯一の測定値はリッププレッシャーであるが、大気圧セパレーターと熱水堰を使用して、大気圧状態で分離された全噴出量を計算することが可能である。そのデータに基づき、大気圧状態への等エンタルピー膨張を考慮して、口元状態でのエンタルピーと全噴出量（蒸気および熱水量）を計算することが可能である。

全噴出量とエンタルピーの関係は、下記の実験式で示される。この式は、噴出配管の直径が 75 mm, 150 mm 200 mm, エンタルピーが 130~680kcal/kg の時に適用される。

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

ここで:  $P_c$  = 噴出配管先端部のリッププレッシャー (ksca),

$d_c$  = 噴出配管の直径 (mm)

上記の実験式は、堰の公式を使用して、同時に堰の熱水流量を求める必要がある。

堰の熱水流量は、90°V ノッチを使用して、下記の公式で求める。

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

ここで:

$W_w$  = 熱水量 (tons/ hour),

$\rho$  = 堰の温度での熱水の単位重量 (kg/m<sup>3</sup>),

$h$  = 堰ノッチを越流する高さ (cm)

ここで大気圧状態での蒸気飽和率 ( $x'$ ) は次式で求められる。

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

ここで:

$h_t$  = トータルエンタルピー (kcal/kg)

$h'_w$  = 大気圧状態での熱水のエンタルピー (kcal/kg)

$h'_s$  = 大気圧状態での蒸気のエンタルピー (kcal/kg)

大気圧サイレンサーのマスバランスから次式が導かれる。

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

この式は、全噴出量とエンタルピーの関係を示している。ここで計算される坑井の発電能力は、口元分離圧力 7 ksca, コンデンサー圧力 0.12 ksca のシングルフラッシュ理論に基づいている。

#### a. 坑井 AMJ-1

##### 1) 第 1 回噴出試験

Fig. 2-4-18 に全噴出量, エンタルピー, および発電出力を示す。坑井特性を Fig. 2-4-19 に示す。

##### 2) 第 2 回噴出試験

Fig. 2-4-20 に全噴出量, エンタルピー, および発電出力を示す。坑井特性を Fig. 2-4-21 に示す。

#### b. 坑井 AMJ-2

##### 1) 第 1 回噴出試験

Fig. 2-4-22 に全噴出量, エンタルピー, および発電出力を示す。坑井特性を Fig. 2-4-23 に示す。

##### 2) 第 2 回噴出試験

Fig. 2-4-24 に全噴出量, エンタルピー, および発電出力を示す。坑井特性を Fig. 2-4-25 に示す。

## 11. 噴出中の坑内検層

噴出時のリッププレッシャーが安定した後に、噴出中の温度圧力検層 (Table 2-4-15) を実施した。Fig. 2-4-10 は AMJ-1 の検層結果, Fig. 2-4-14 は AMJ-2 の検層結果をそれぞれ示している。



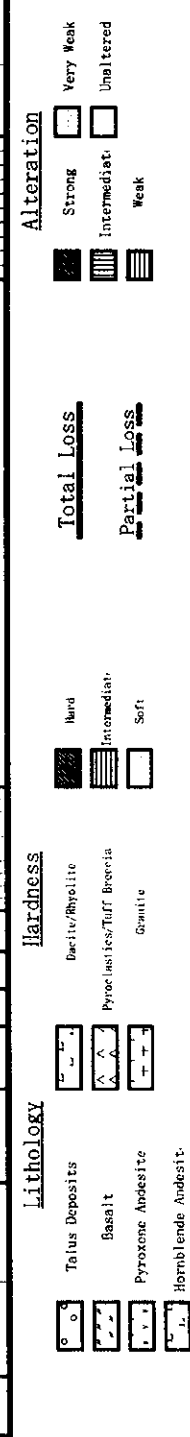
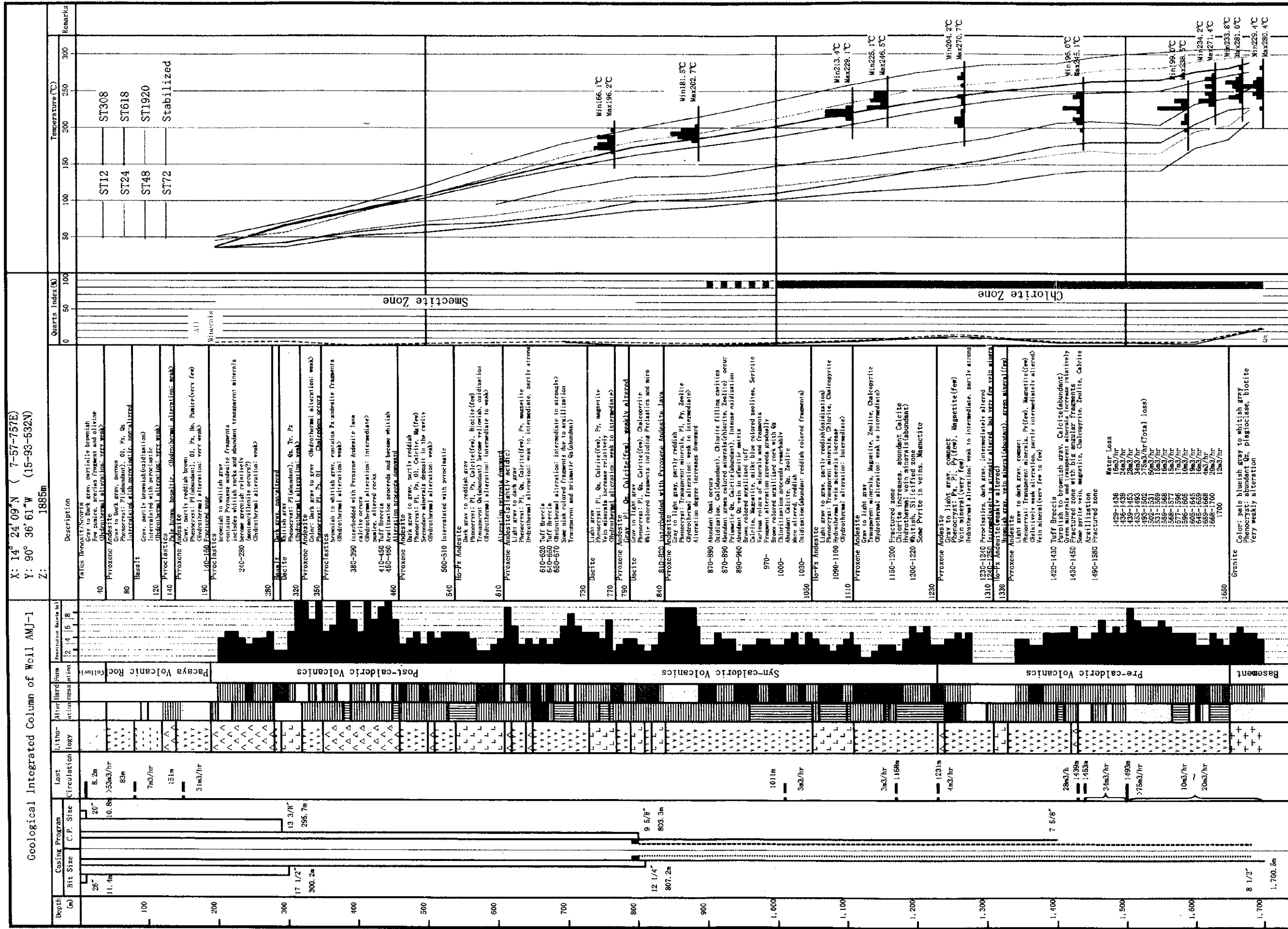


Fig. 2-4-1 Geological Integrated Column of Well AMJ-1  
坑井AMJ-1の地質総合柱状図



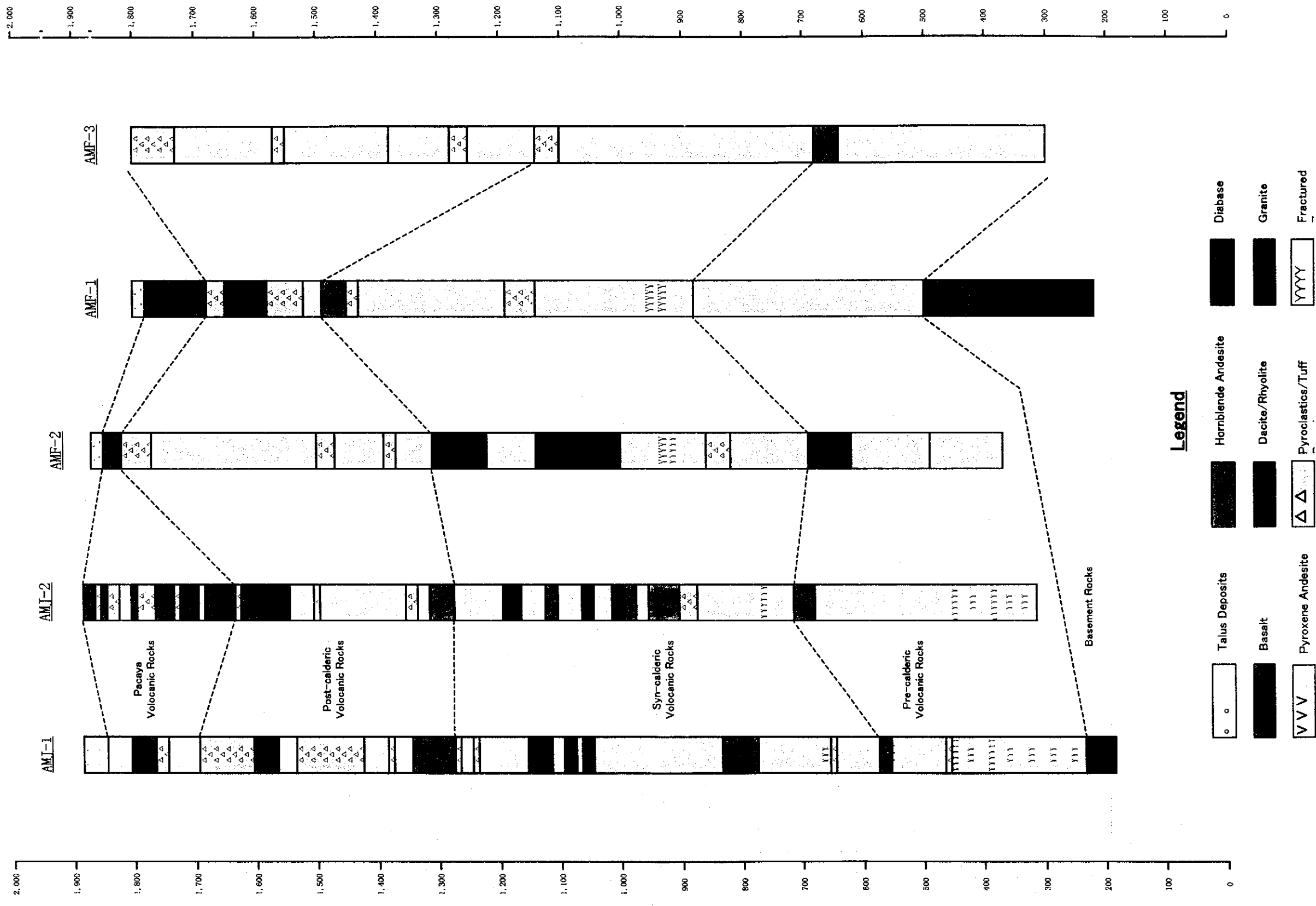


Fig. 2-4-3 Correlation of Geothermal Columns in Amatitlan Geothermal Field

アマテイトラン地熱地域の地質柱状対比図





Well : AMJ-1

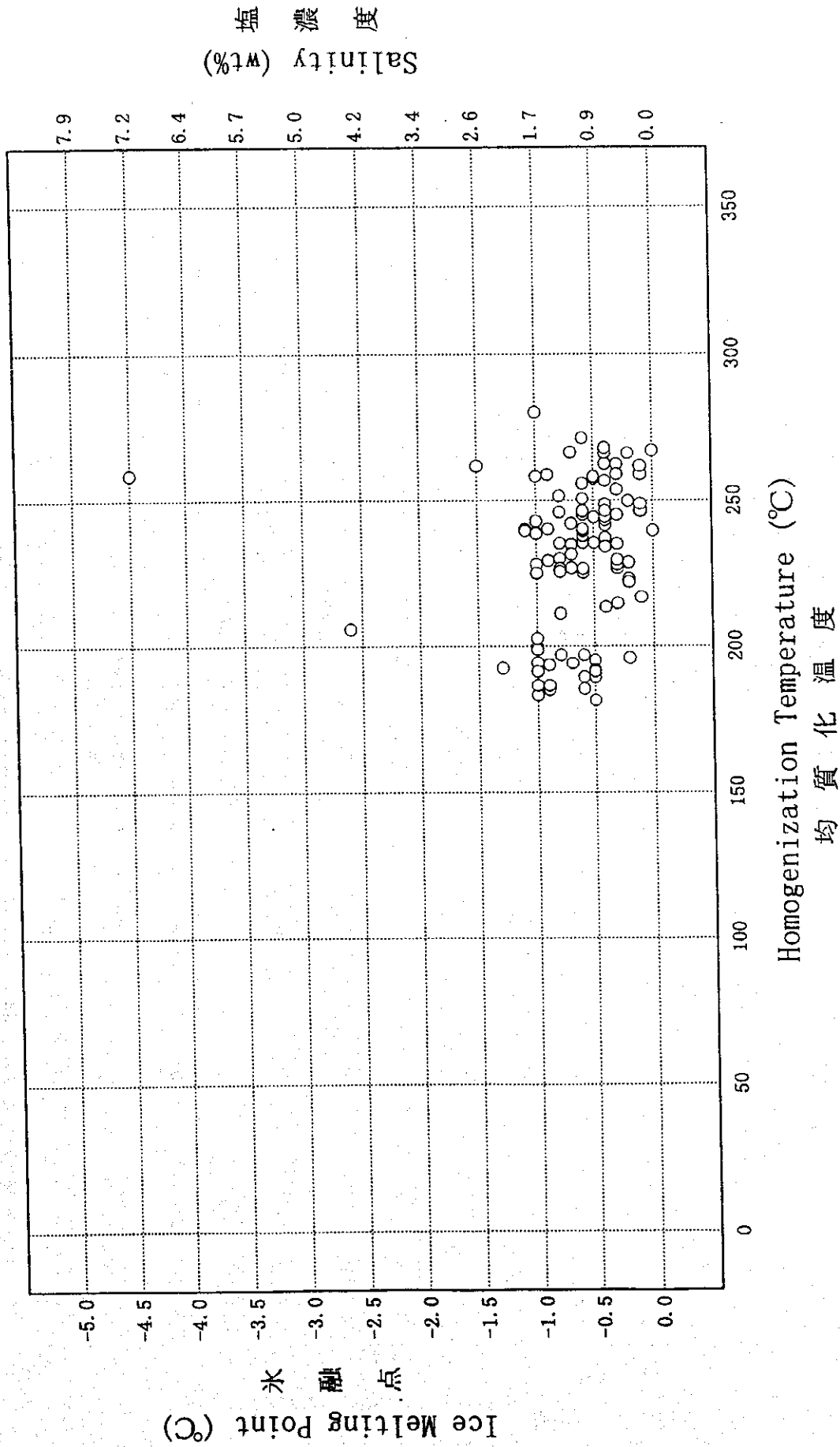


Fig. 2-4-4 Homogenization temperature vs. melting point of fluid inclusion from well AMJ-1  
流体包有物の均質化温度-水融点関係図

Well : AMJ-2

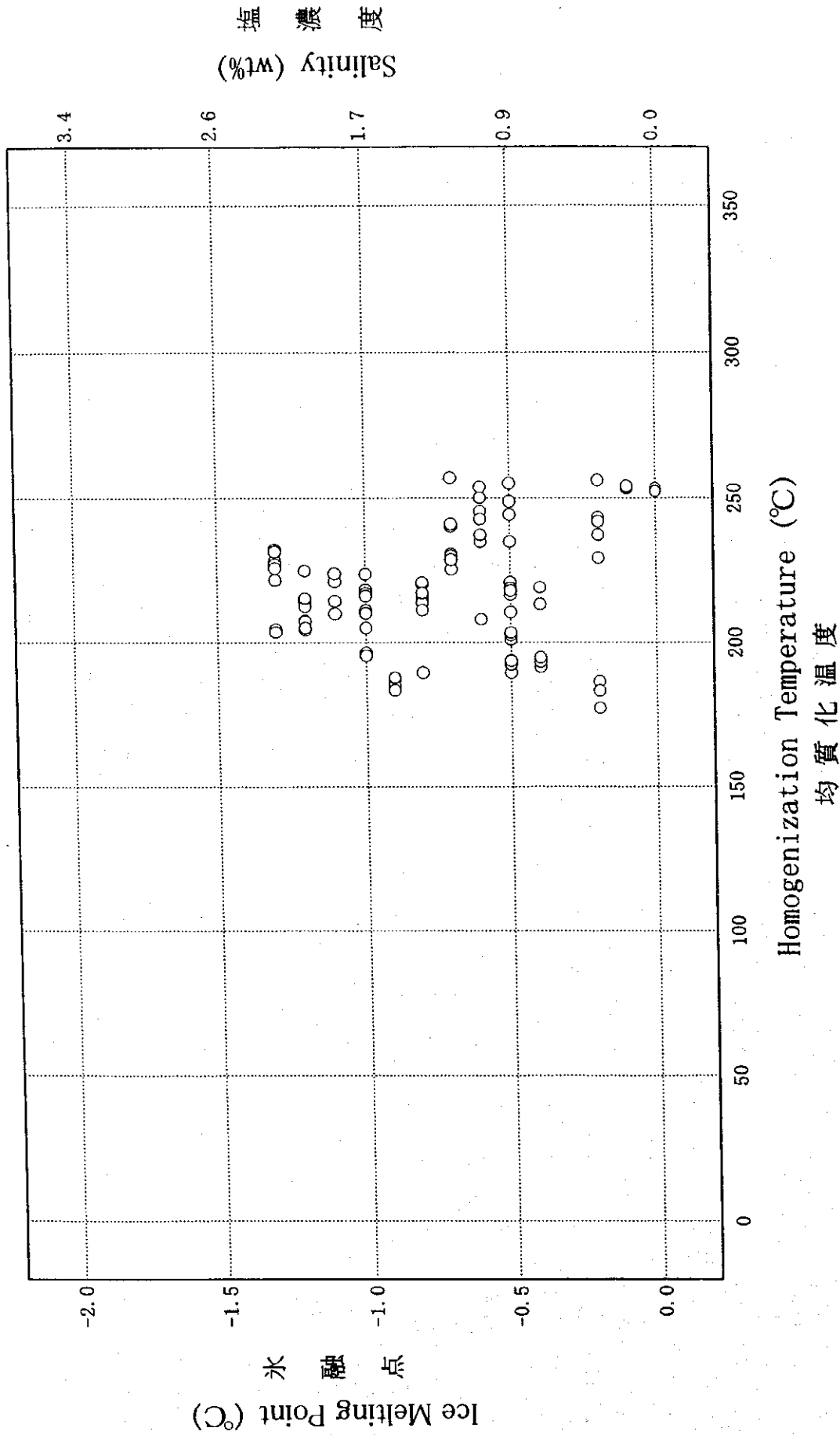


Fig. 2-4-5 Homogenization Temperature vs. Ice Melting Point of fluid inclusion from Well AMJ-2  
流体包有物の均質化温度—氷融点関係図

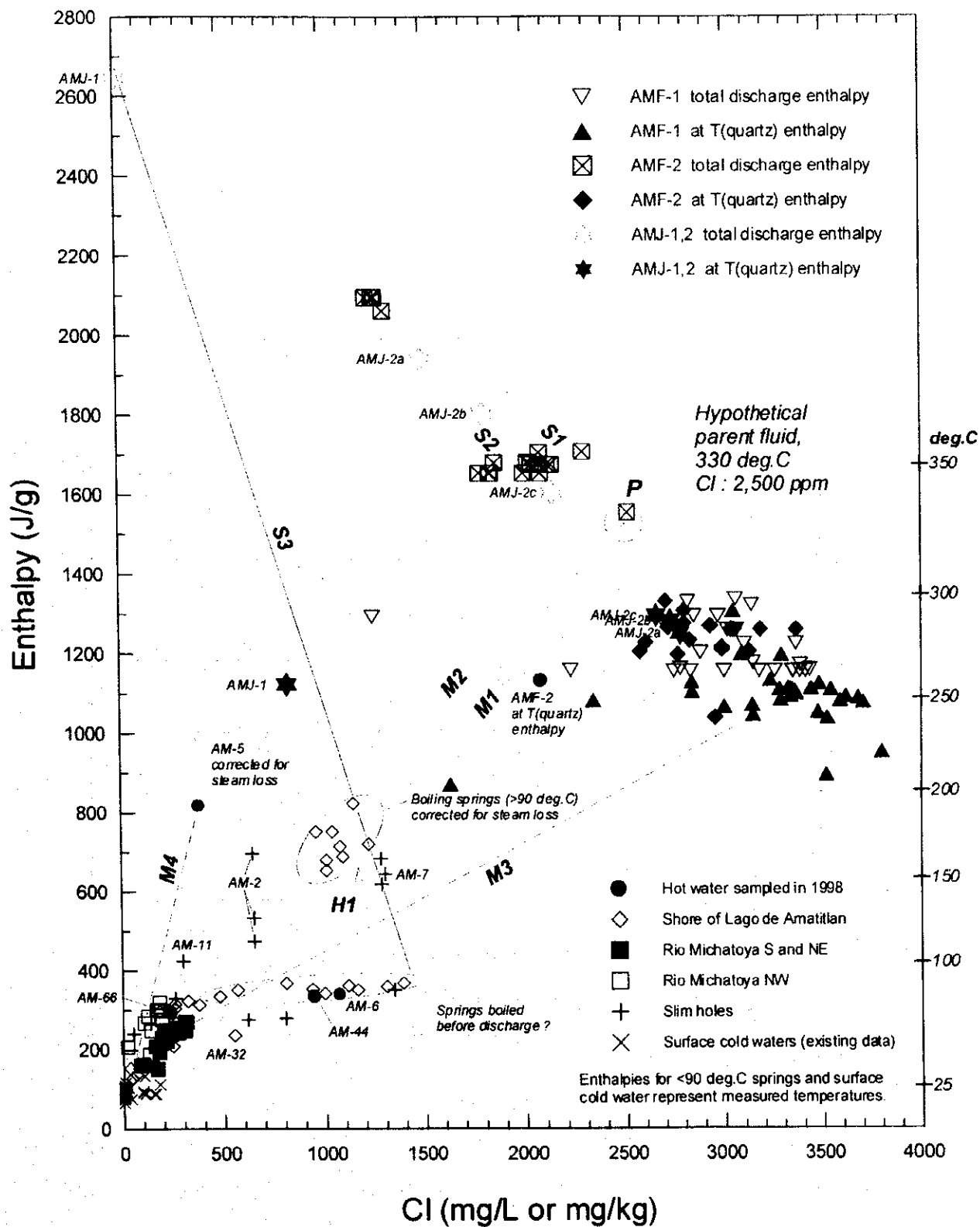


Fig. 2-4-6 Enthalpy versus Cl diagram

エンタルピー—Cl 相関図

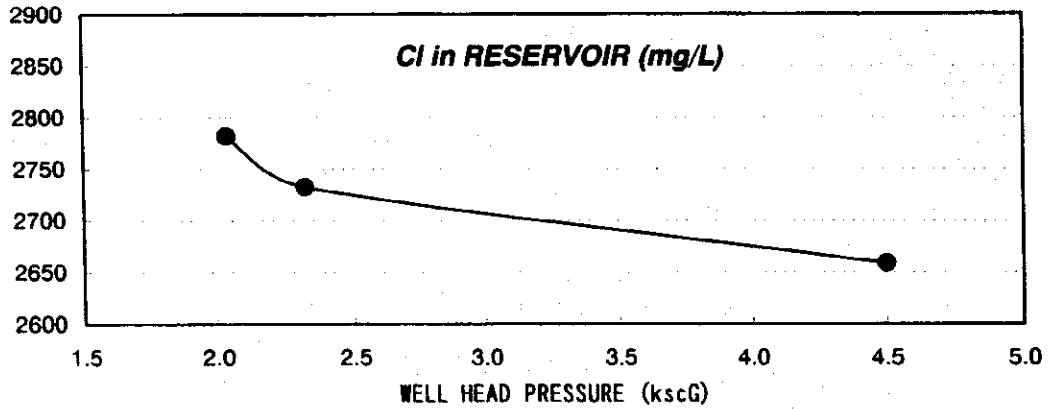
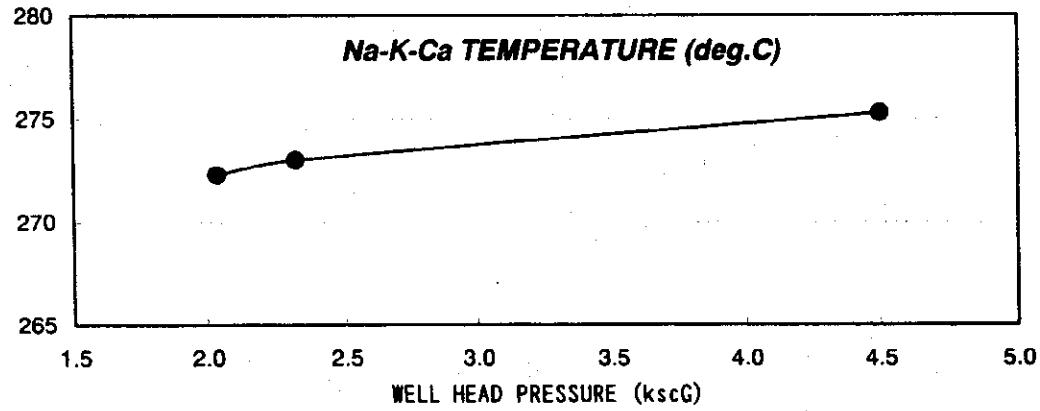
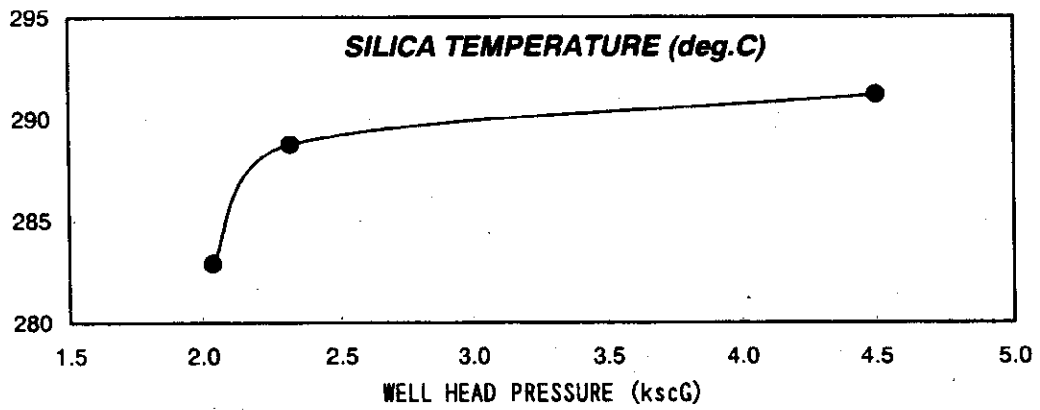
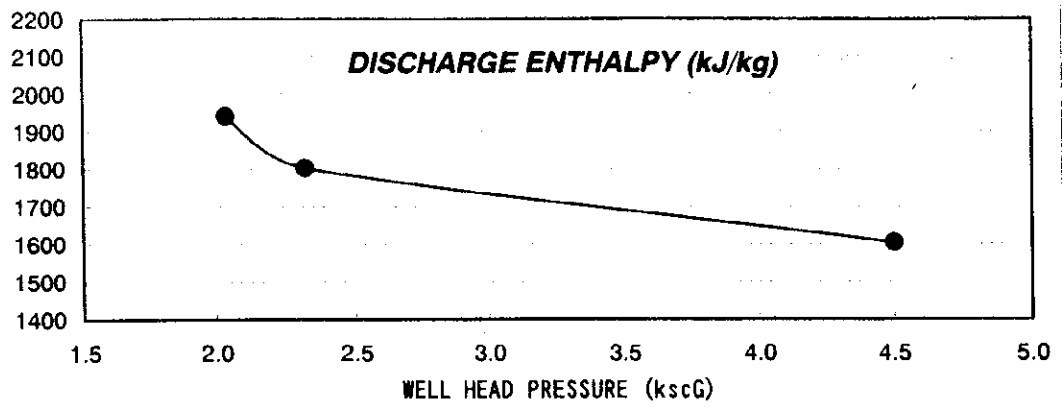


Fig. 2-4-7 Variation diagram of water chemistry of the well AMJ-2  
AMJ-2熱水化学特性变化図

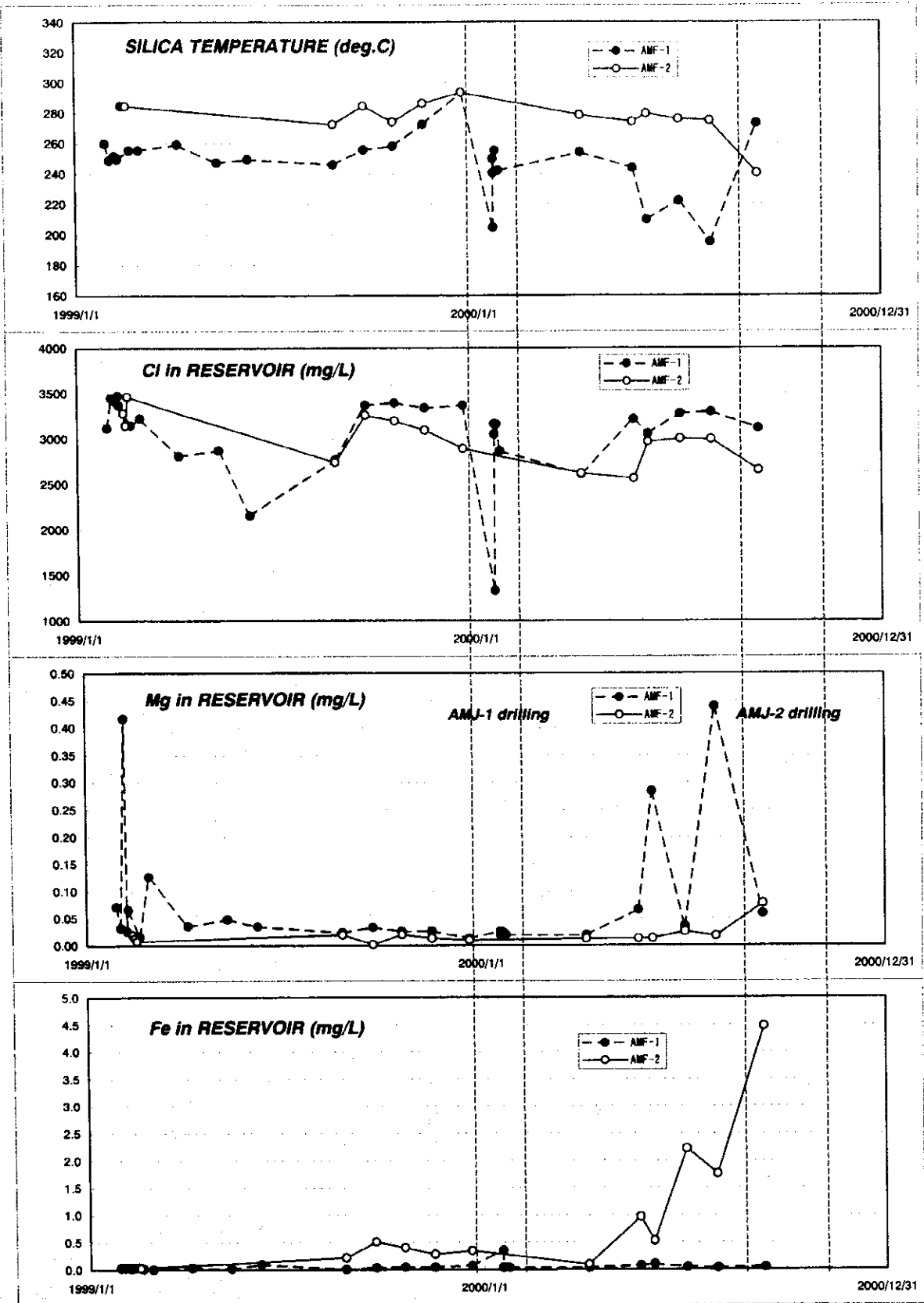


Fig. 2-4-8 Trend diagram of monitoring data on water chemistry of the wells AMF-1 and AMF-2  
 AMF-1及びAMF-2の熱水化学特性に関するモニタリングデータ経時変化図

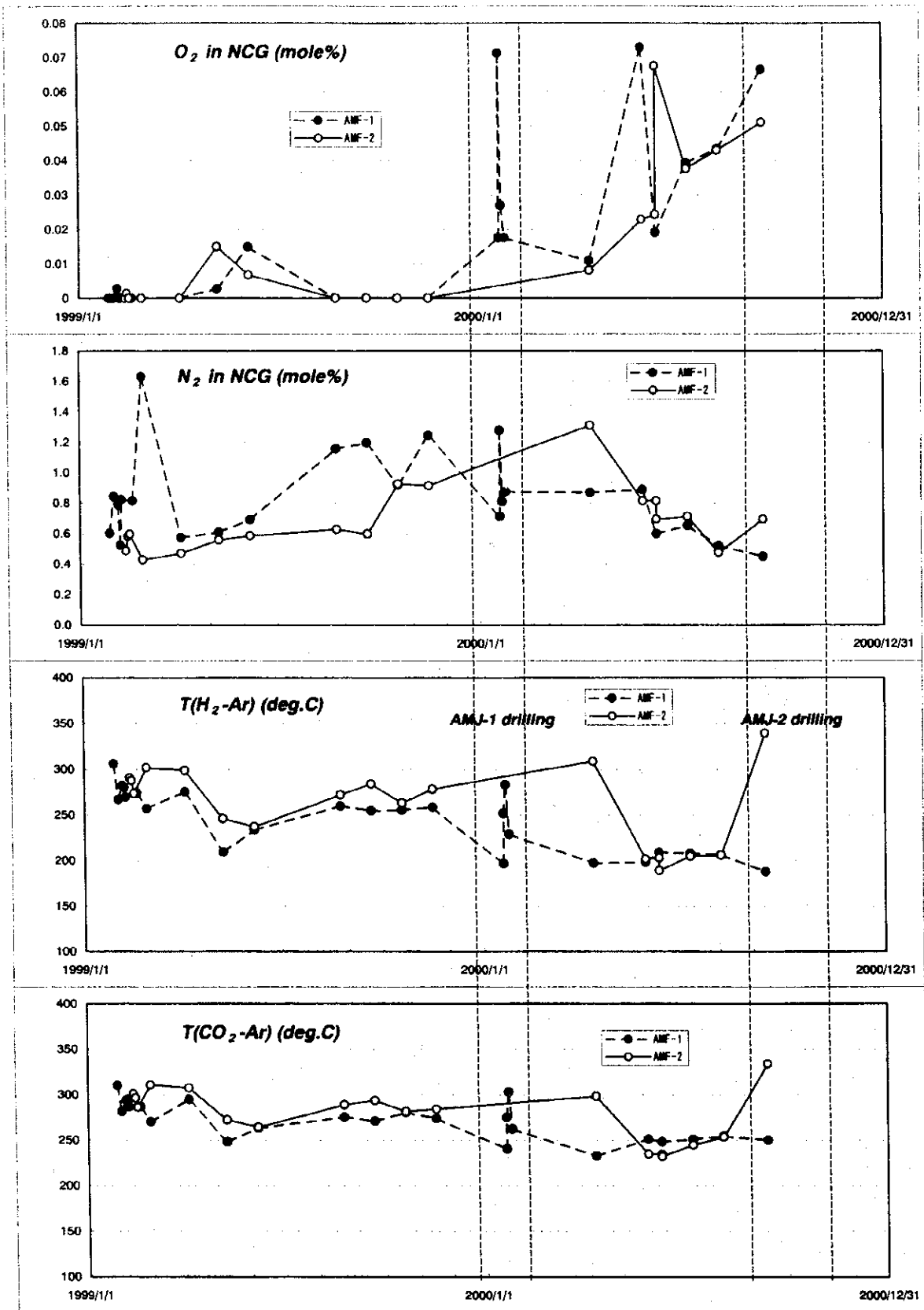


Fig. 2-4-9 Trend diagram of monitoring data on gas chemistry of the wells AMF-1 and AMF-2  
 AMF-1及びAMF-2のガス化学特性に関するモニタリングデータ経時変化図

Fig. 2-4-10 坑井 AMJ-1 温度压力檢層(800 m)

Well AMJ-1 Temperature - Pressure Surveys: 800 m

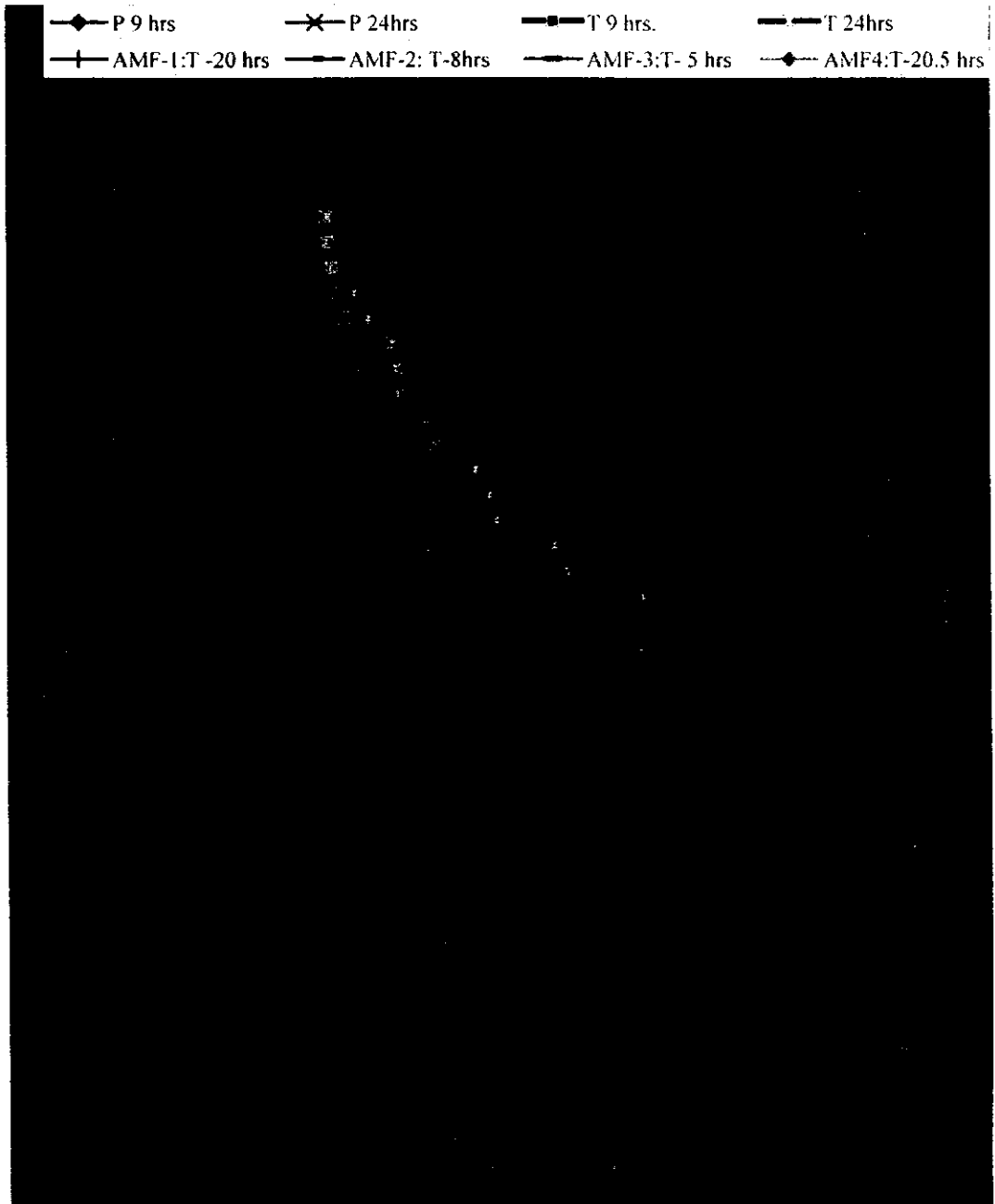


Fig. 2-4-10 坑井 AMJ-1 温度压力检层(800 m)

Well AMJ-1 Temperature - Pressure Surveys: 800 m

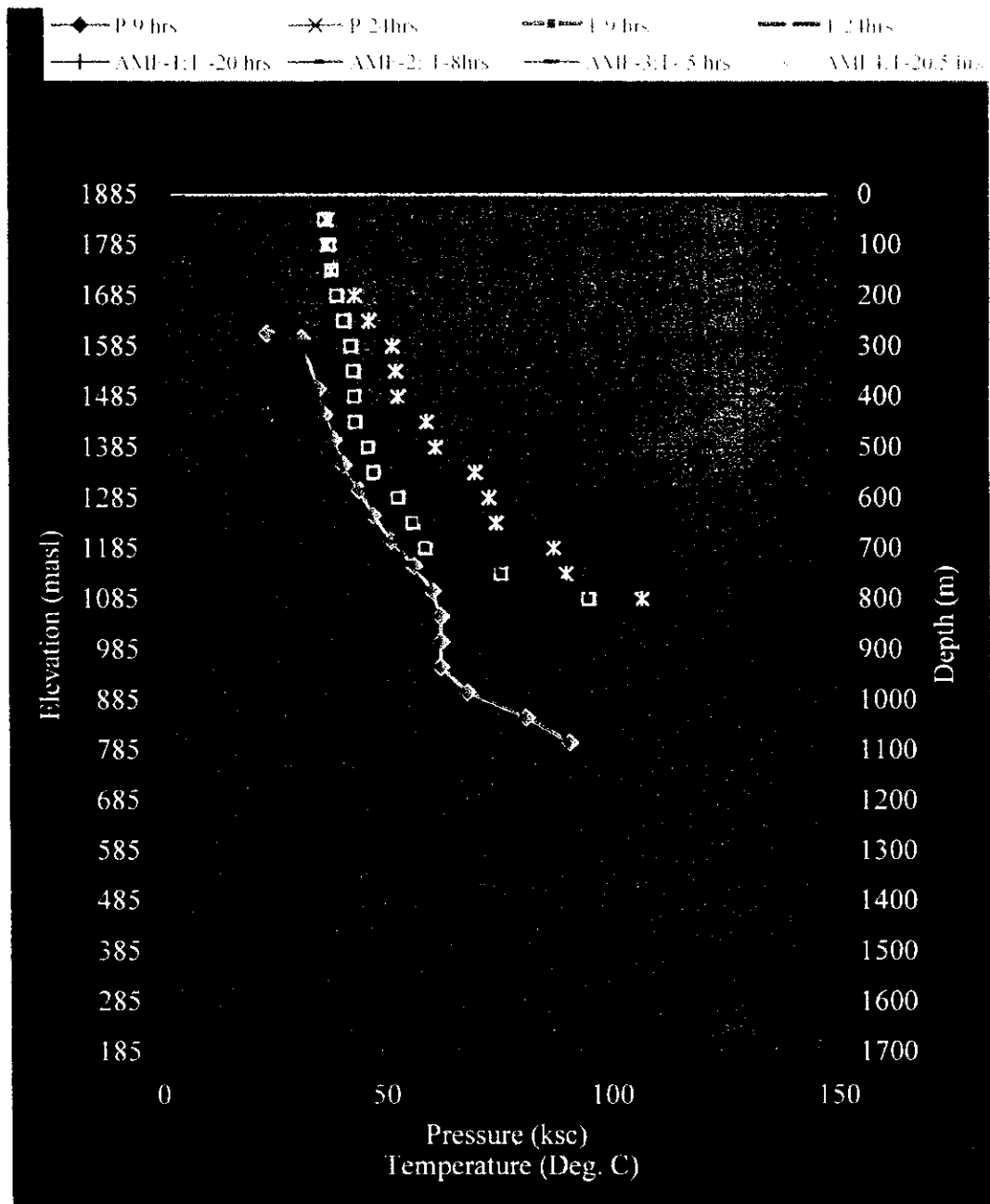




Fig. 2-4-11 坑井 AMJ-1 温度檢層(1,700 m)  
Well AMJ-1 Temperature Build up Surveys: 1,700 m

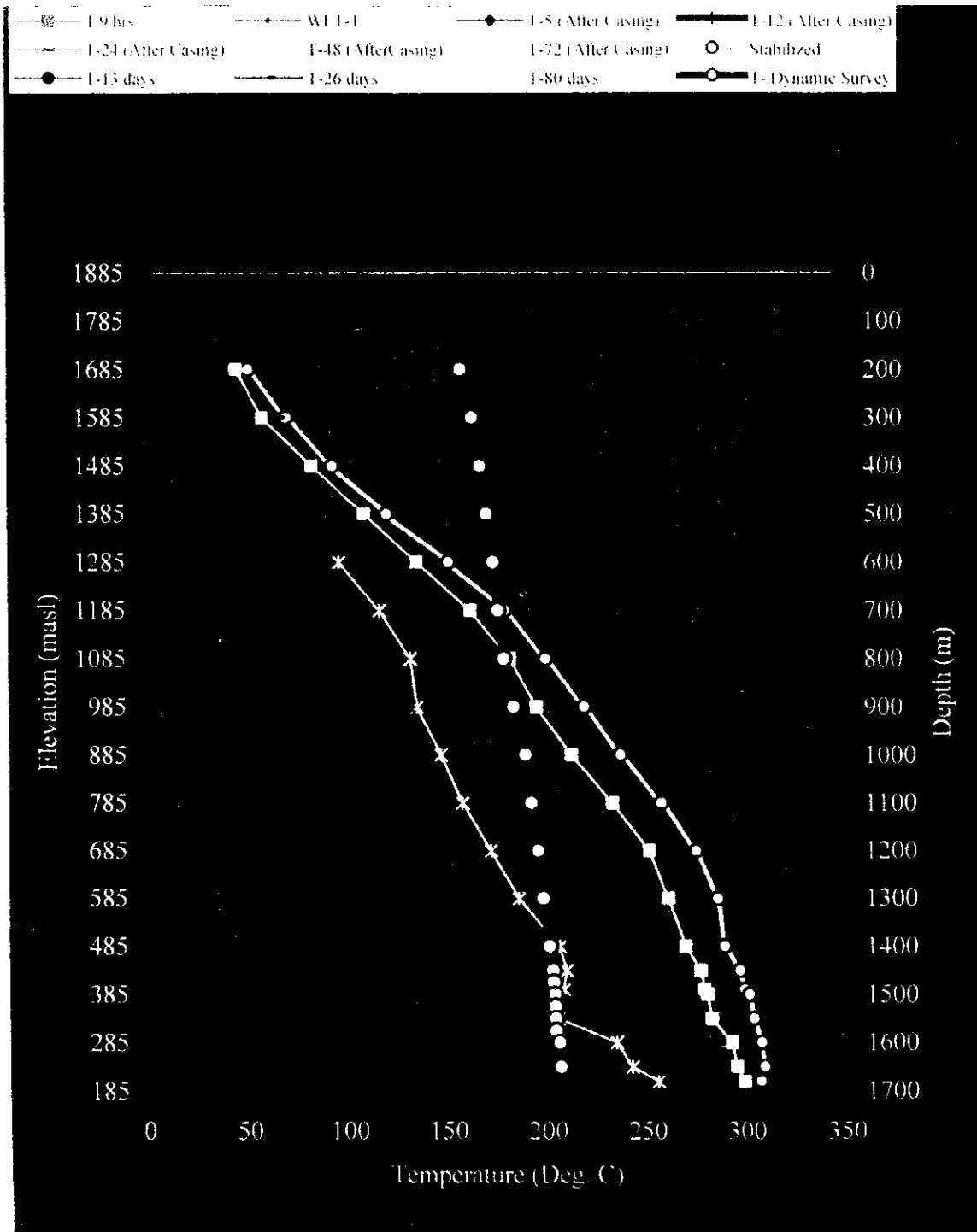


Fig. 2-4-11 坑井 AMJ-1 温度檢層(1,700 m)  
 Well AMJ-1 Temperature Build up Surveys: 1,700 m



- T 9 hrs.
- WLT-T
- ◆ T-5 (After Casing)
- T-12 (After Casing)
- ▬ T-24 (After Casing)
- ▬ T-48 (AfterCasing)
- ▬ T-72 (After Casing)
- ⊙ Stabilized
- T-13 days
- ▬ T-26 days
- ▬ T-80 days
- ⊙ T- Dynamic Survey

Fig. 2-4-12 坑井 AMJ-1 压力检层(1,700 m)

Well AMJ-1 Pressure Build up Surveys: 1,700 m

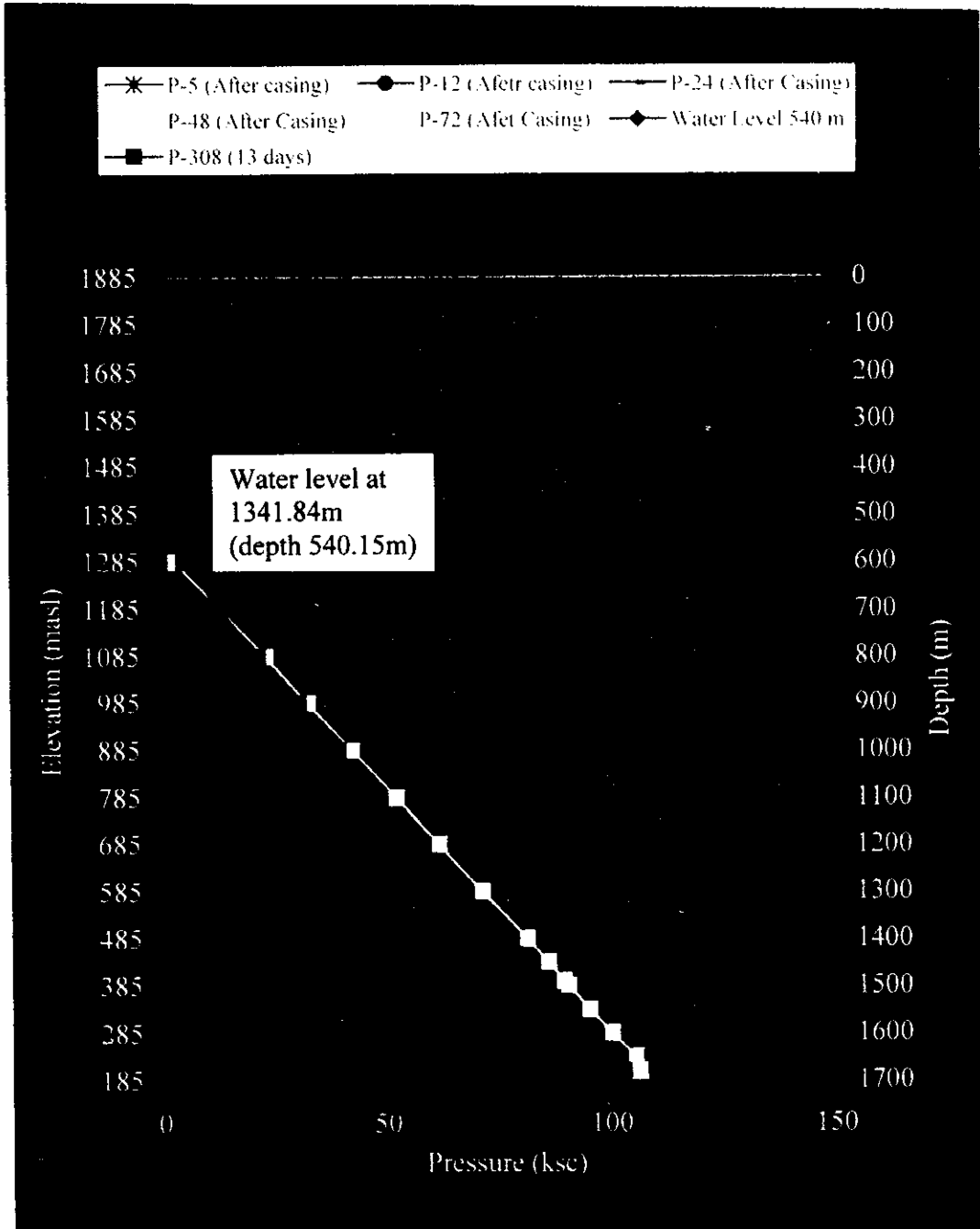


Fig. 2-4-12 坑井 AMJ-1 压力檢層(1,700 m)

Well AMJ-1 Pressure Build up Surveys: 1,700 m

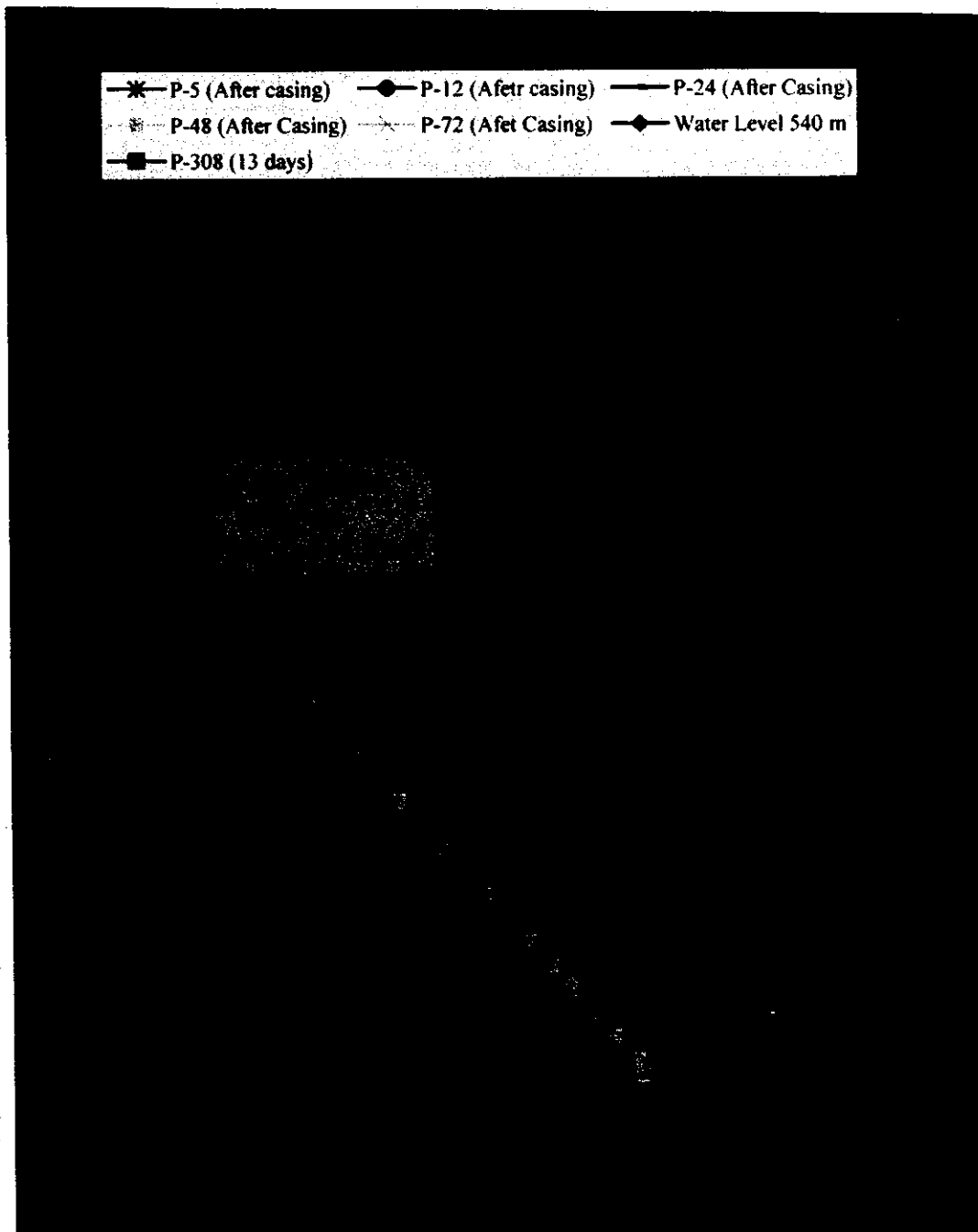


Fig. 2-4-13 坑井 AMJ-1 注水試驗記錄  
Flow Rate and Pressure Data during Injectivity Tests: Well AMJ-1

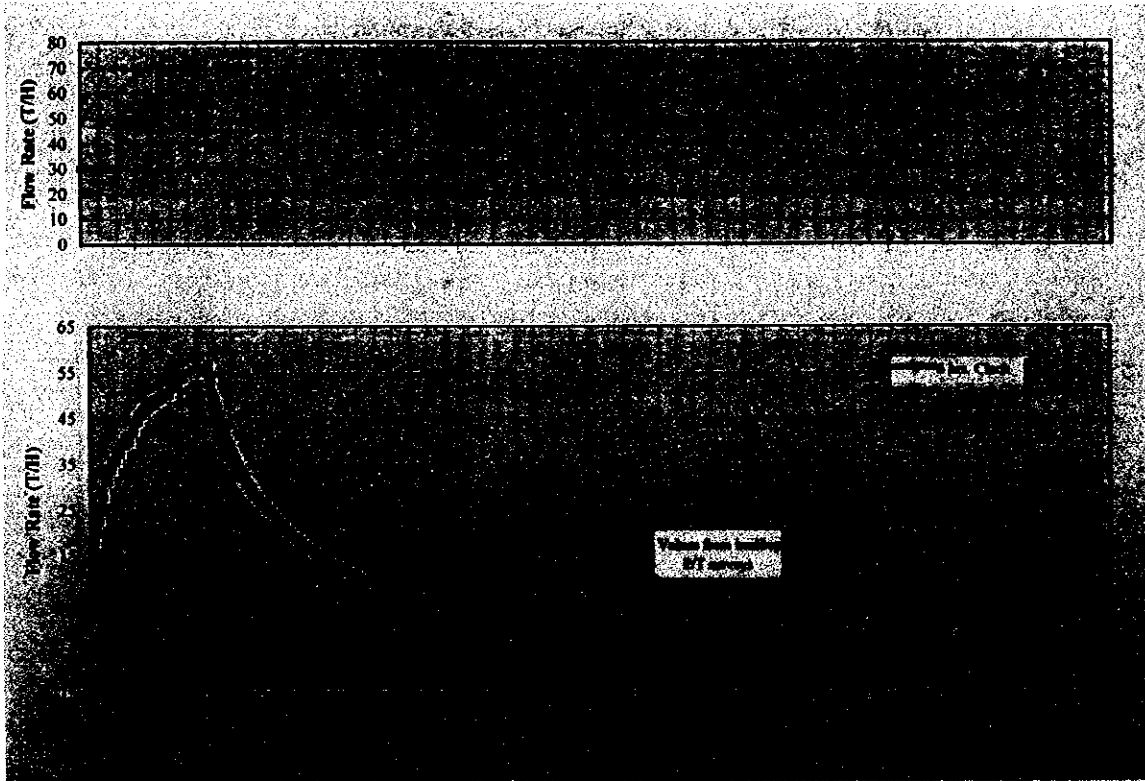


Fig. 2-4-13 坑井 AMJ-1 注水試驗記錄  
 Flow Rate and Pressure Data during Injectivity Tests: Well AMJ-1

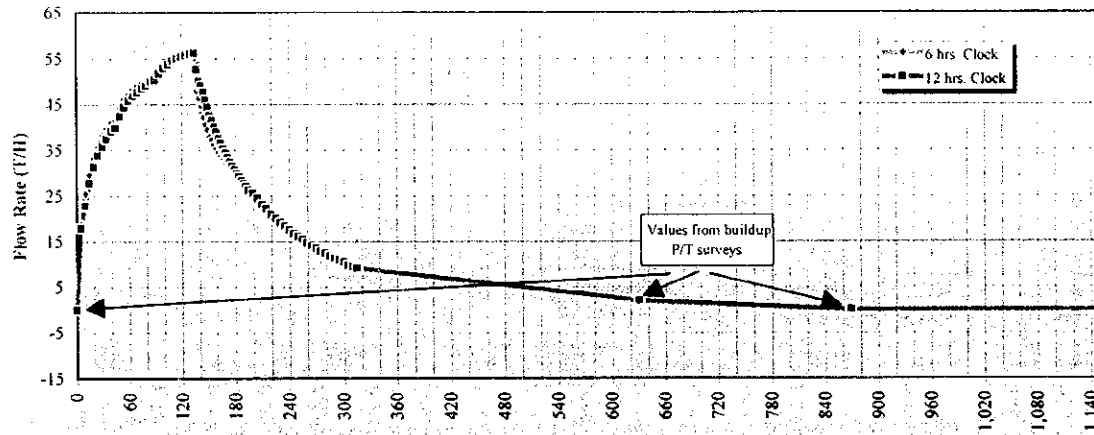
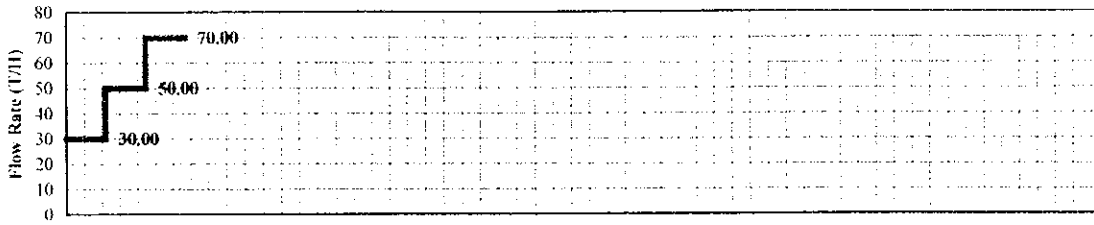


Fig. 2-4-14坑井 AMJ-2 温度檢層(1,700m)

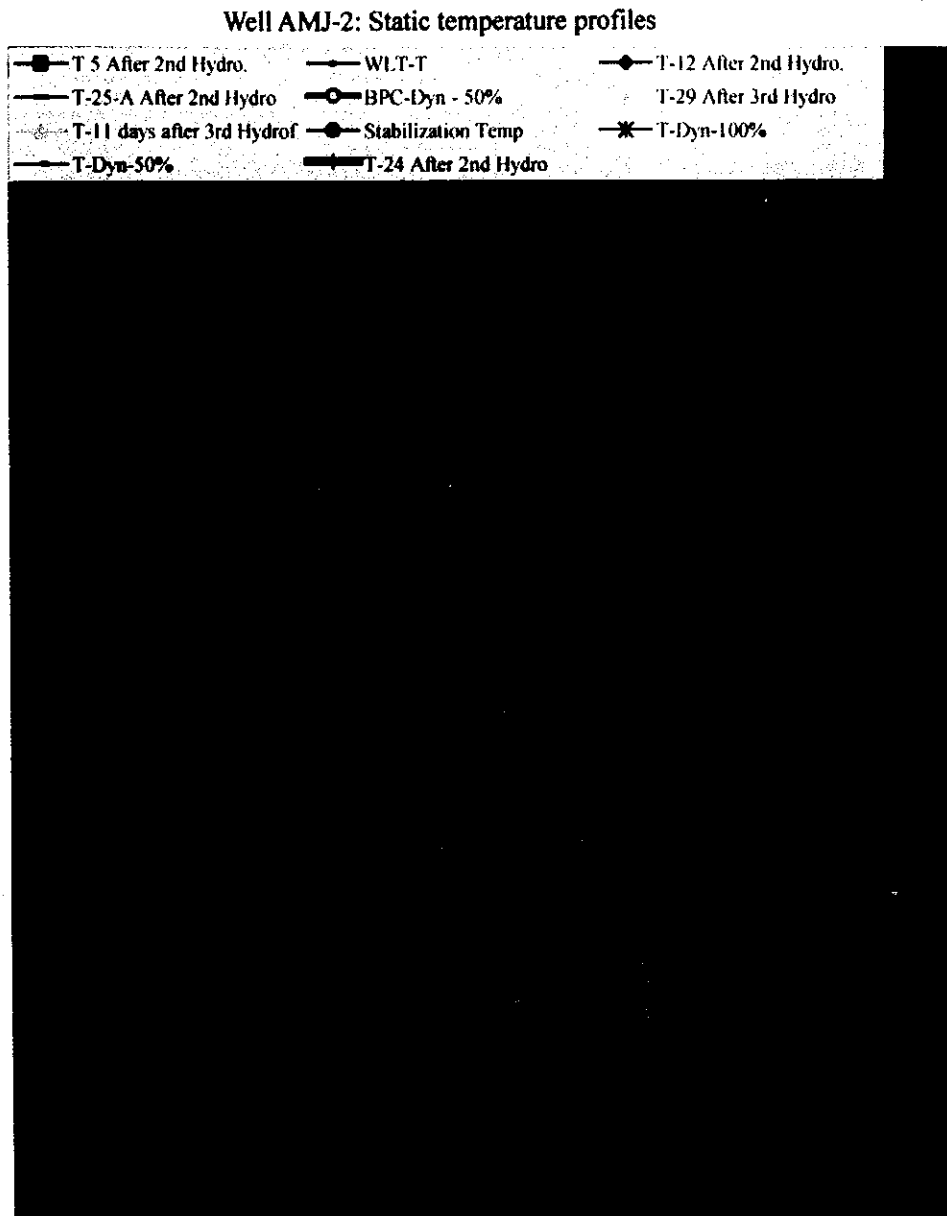


Fig. 2-4-14 坑井 AMJ-2 温度檢層(1,700m)

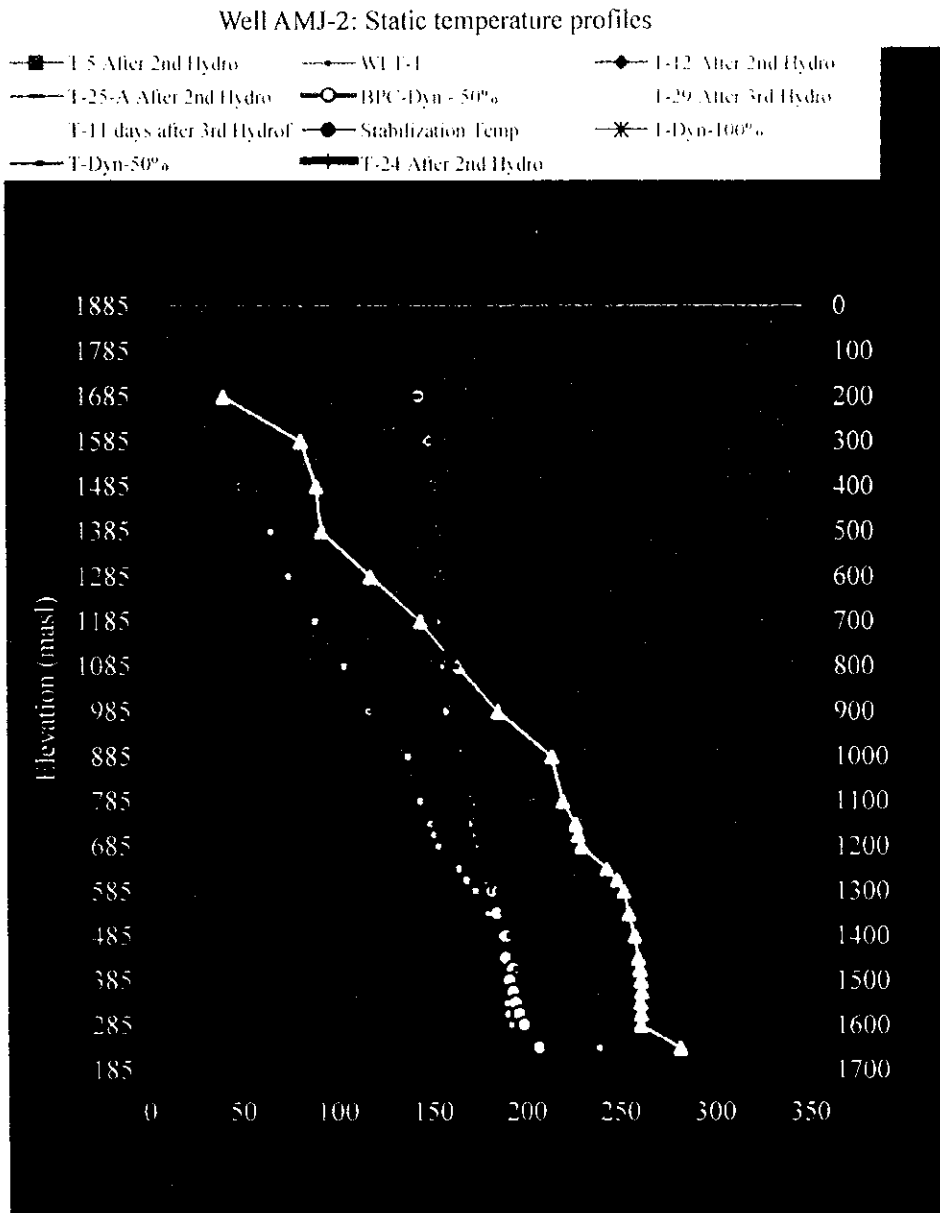




Fig. 2-4-15 坑井 AMJ-2 压力檢層(1,700m)

Well AMJ-2: Static pressure profiles

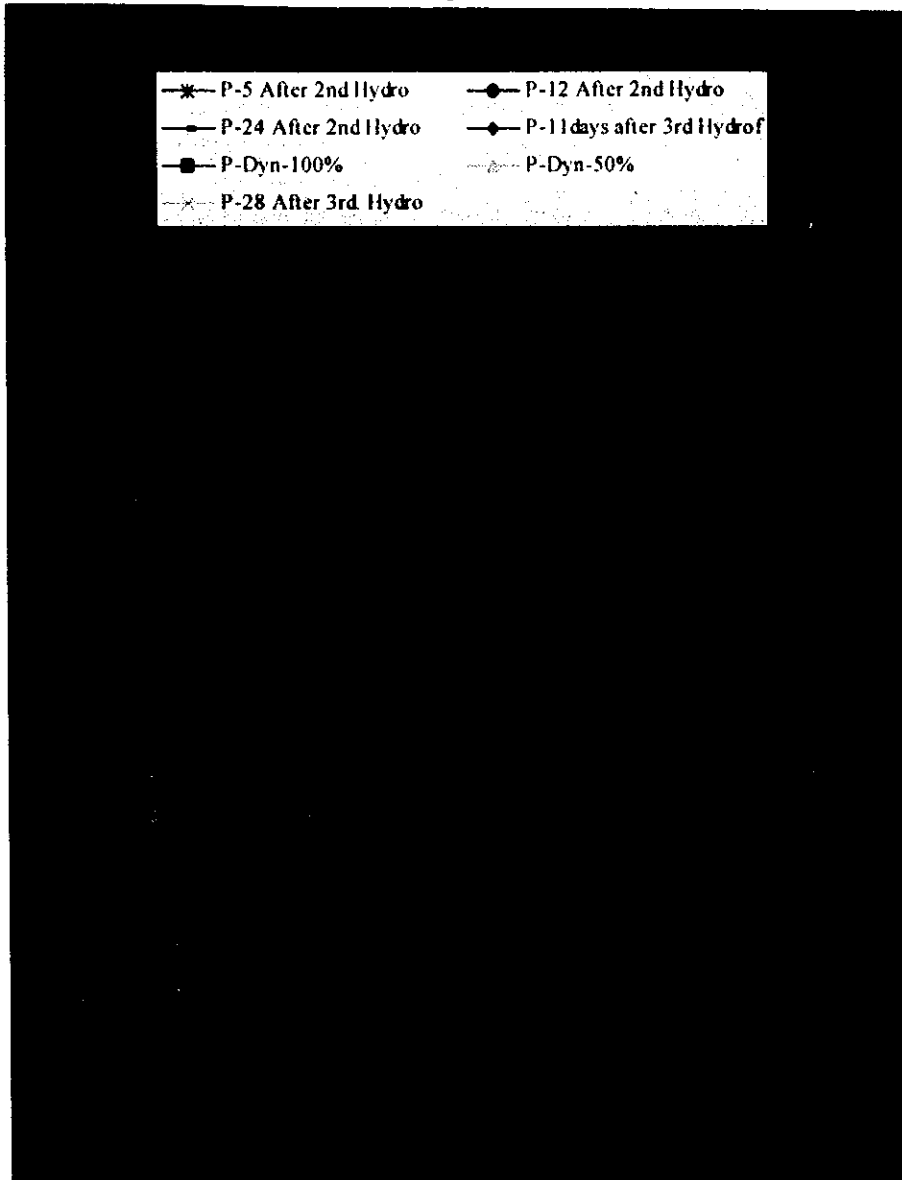


Fig. 2-4-15 坑井 AMJ-2 压力检层(1,700m)

Well AMJ-2: Static pressure profiles

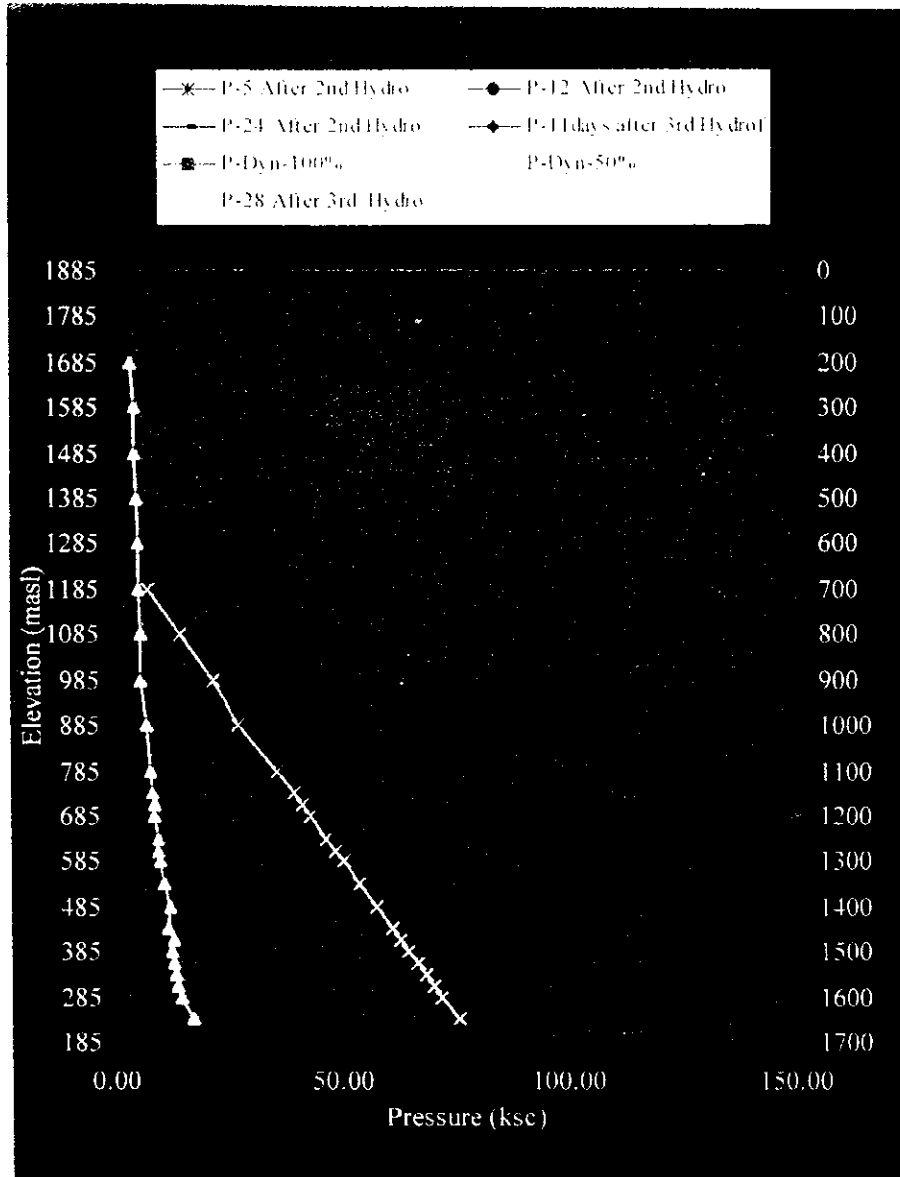


Fig. 2-4-16 坑井 AMJ-2 注水試驗記錄

Flow rate and pressure data, Well AMJ-2 injectivity test

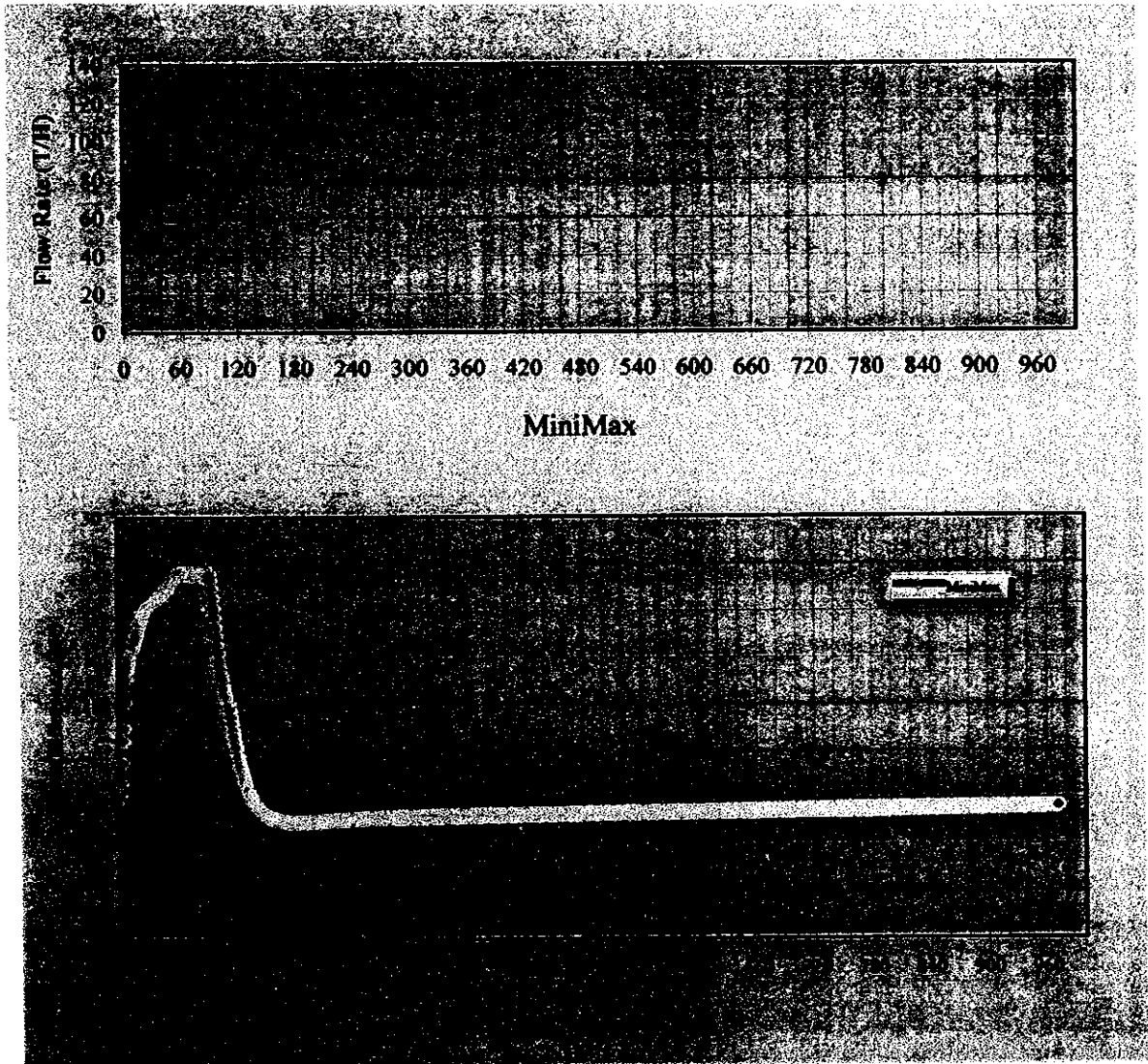
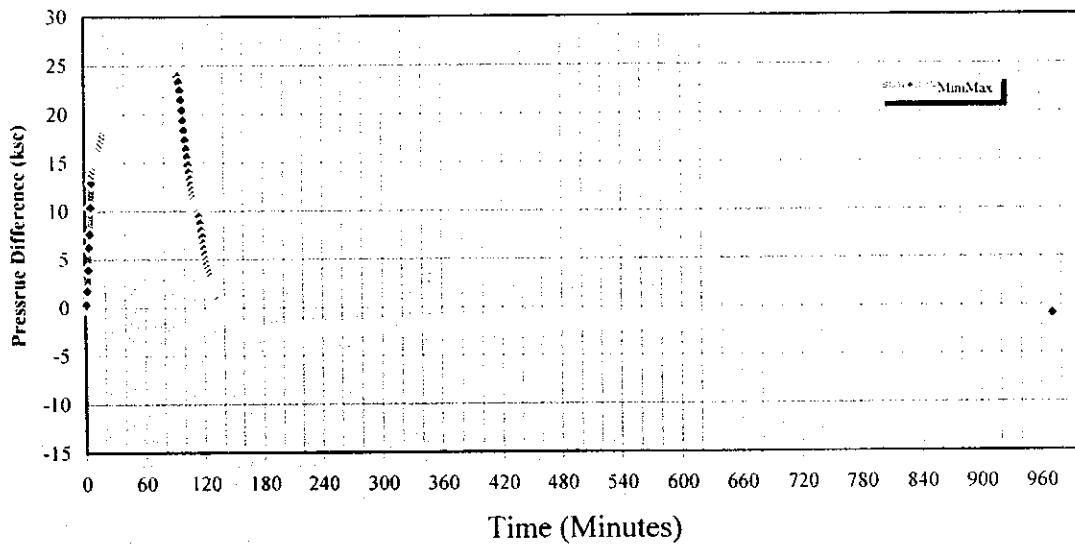
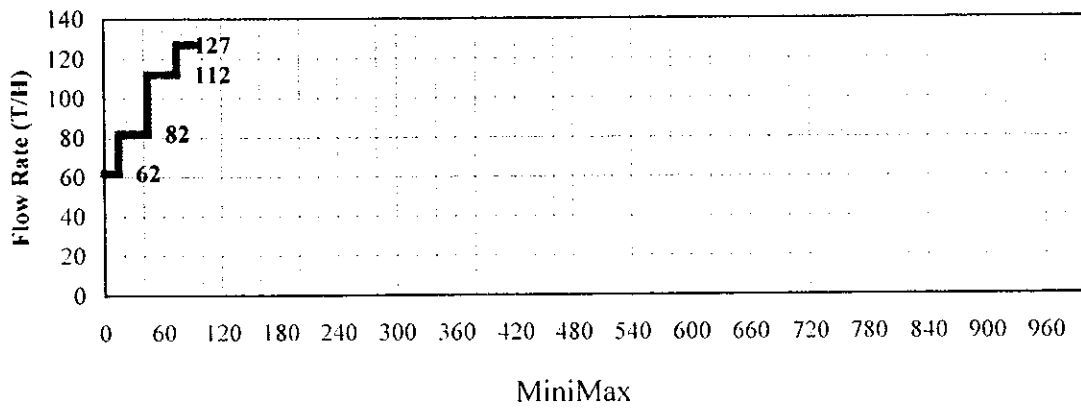


Fig. 2-4-16 坑井 AMJ-2 注水試驗記錄

Flow rate and pressure data, Well AMJ-2 injectivity test



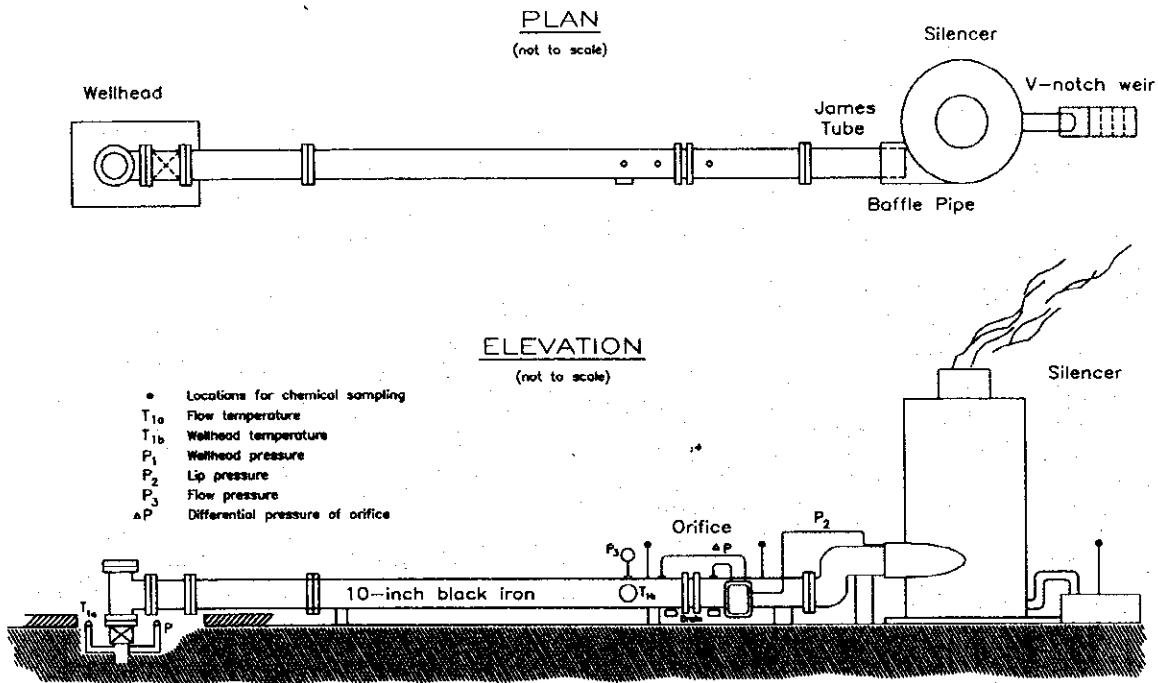


Fig. 2-4-17 Well setup for the "James" Lip Pressure Method

リッププレッシャー法試験設備

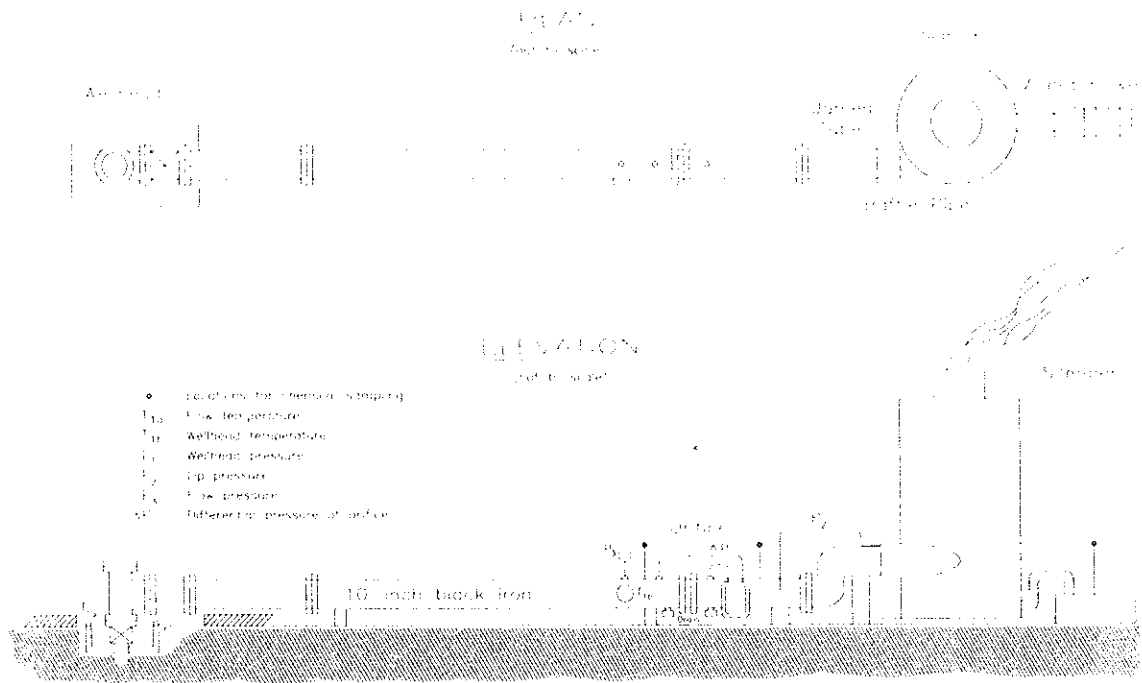
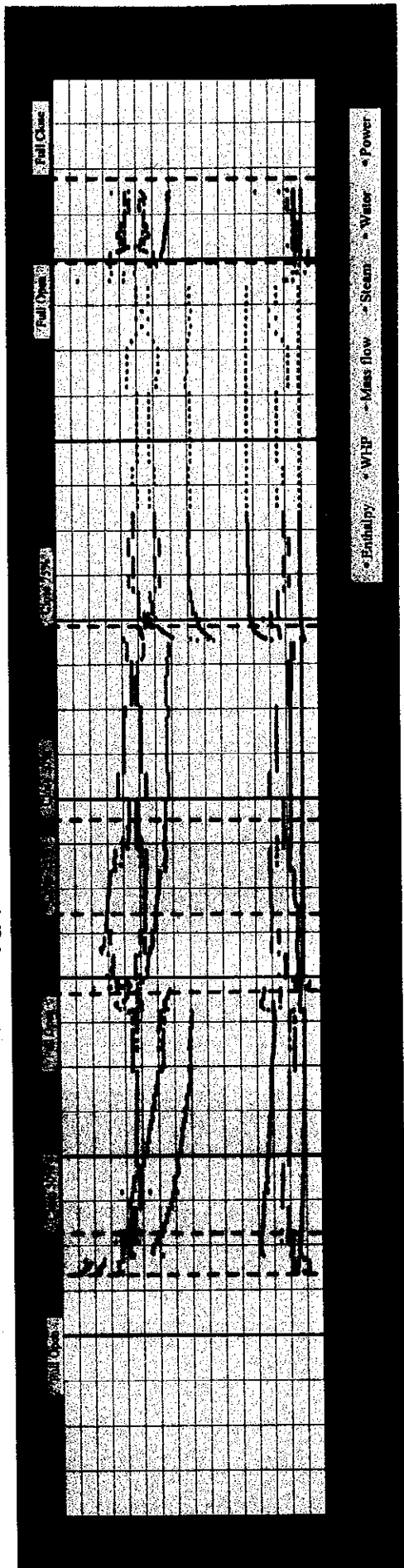


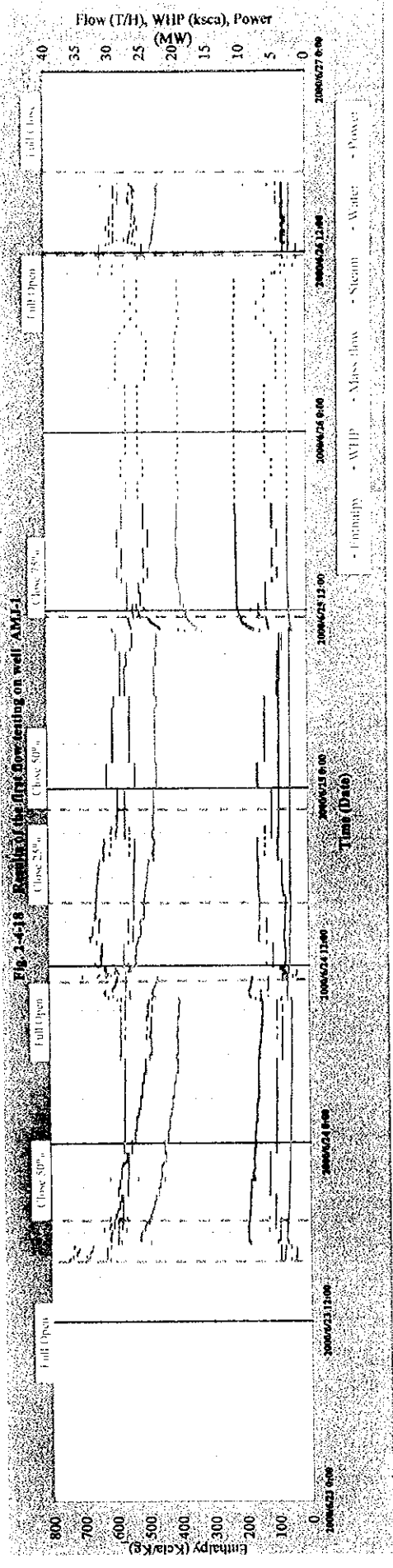
Fig. 2-4-17 Well setup for the "James" Lip Pressure Method

リップフローシー法試験設備

坑井AMJ-1の第1回噴出試験結果

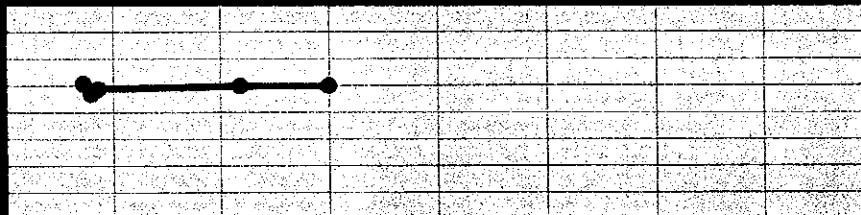
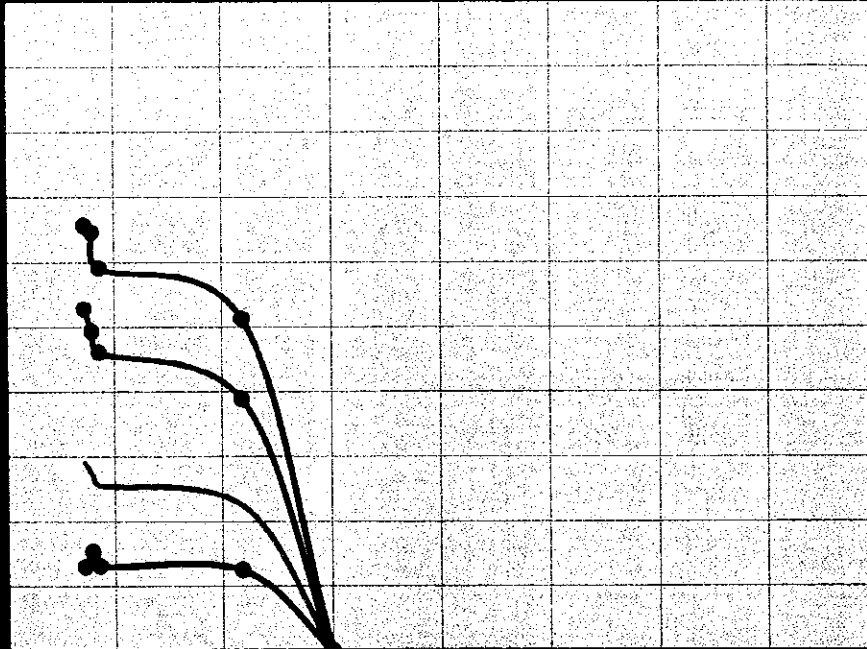


坑井AMJ-1の第1回噴出試験結果



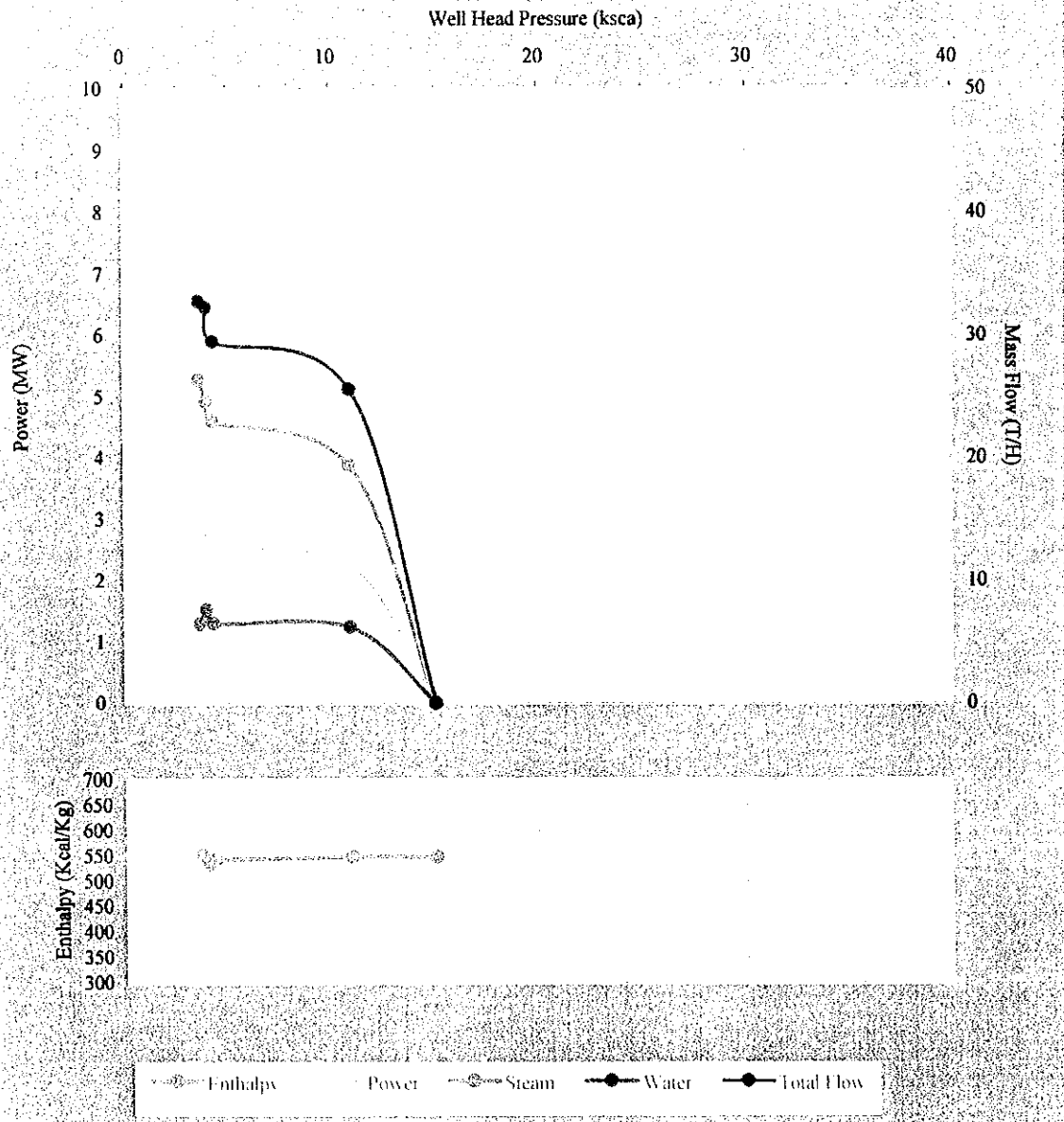


坑井AMJ-1の第1回噴出試験の坑井特性

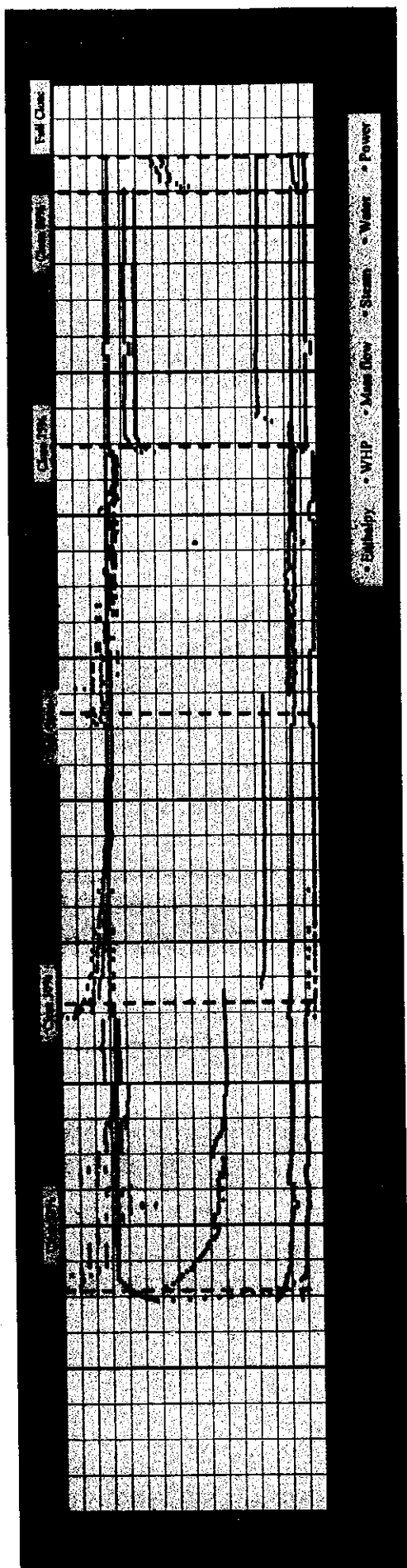


● Enthalpy    ● Power    ● Steam    ● Water    ● Total Flow

Fig. 2-4-19 Well characteristic curve for the 1st flow testing on well AMJ-1



坑井AMJ-1の第2回噴出試験結果



坑井AMJ-1の第2回噴出試験結果

