

2. 3 調查井掘削結果

2.3.1 調查井 AMJ-1 号井

2.3.2 調查井 AMJ-2 号井

2.3 調査井掘削結果

2.3.1 調査井 AMJ-1 号井

1. 業務概要

前年度に作成した掘削仕様書に基づき、掘削工事現地再委託のための国際入札および契約交渉を 1999 年 8 月に実施した。入札の結果、2 業者の応札があったが、最終的に隣国 El Salvador の Berlin 地熱地帯で多くの掘削実績を有する Simmons 社が受注し、掘削作業を行った。掘削作業は 1999 年 12 月 23 日から開始され、2000 年 2 月 5 日に深度 1,700.5m で掘止めとし、坑井試験を実施した後、2 月 10 に坑内作業を完了した。

坑井の掘削位置は次の通りである。

標高	1,885m
座標	X : 757,737 Y : 1,593,207

2. 掘削作業

掘削機材の搬入・据付は 1999 年 12 月 22 日に完了した。ラットホール及びマウスホールの掘削を 12 月 23 日、24 日に実施した後、17-1/2"ビット編成で AMJ-1 号井の掘削を 12 月 25 日 16 時 30 分に開始した。深度 2m 掘削中に部分逸水が発生し、逸水防止剤(LCM)で処理した。深度 8m では全量逸水となり、2 回のセメントプラグを行った。17-1/2"ビット編成で深度 10m まで掘削し、硬質岩盤に遭遇したために 12-1/4"ビット編成に取り替え、深度 32m まで逸水なく掘削した。17-1/2"ビット編成で深度 10m から深度 32m まで掘削後、26"ホールオープナー編成による掘削に入った。深度 11.4m 掘削中に部分逸水が発生し、30"コンダクターパイプ尻が侵食(Wash-out)されたため、この部分に対して 1 回のセメントプラグを行い、深度 11.4m までセメントを浚渫した。2000 年 1 月 1 日に 20"ケーシングを深度 10.8m まで挿入し、セメンチングを実施した。セメント硬化待機 20 時間後、30"コンダクターと 20"ケーシングを切断、20"ケーシングヘッド、21-1/4"2000 #BOP、フローラインを取り付けた。

21-1/4" BOP の作動テスト後、17-1/2"ビット編成を降下した。セメント頭に深度 7m で到達し、セメント浚渫を 1 月 3 日に開始した。深度 32m まで坑内浚渫を行った後、17-1/2"ビット編成による掘削に入った。掘削中、深度 83m と深度 151m で部分逸水が発生したが、逸水防止剤で処理した。17-1/2"ビット編成で深度 300.2m まで問題なく掘削し、1 月 9 日に 13-3/8"ケーシングを深度 295.7m まで挿入し、セメンチングを実施した。セメント作業中に部分逸水が発生し、スラリーの地上回帰が得られなかった。セメント硬化待機 24 時間後、20"ケーシングと 13-3/8"ケーシングのアニュラー部に対して 3 回のトップジョブセメンチングを行った。その後、20"坑口装置を取り外し、13-3/8"ケーシングを切断、13-3/8"ウエルヘッド、13-5/8"-5000 #BOP、フローラインを取り付けた。

13-3/8"ケーシング及び BOP を含むウエルヘッドの耐圧テストを圧力 600psi で 15 分間

実施した。12-1/4”ビット編成を降下し、セメント頭に深度 275m で到達し、セメント浚渫を 1 月 12 日に開始した。深度 300.2m までセメント浚渫を行った後、12-1/4”ビット編成による掘削に入った。この区間において逸水は全く発生せず、深度 807.2m まで問題なく掘削した。坑内検層(温度および圧力)を実施後、1 月 20 日に 9-5/8”ケーシングを深度 803.3 m まで挿入し、セメンチングを実施した。セメント硬化待機 24 時間後、13-3/8”ケーシングと 9-5/8”ケーシングのアニユラー部耐圧テストを行った結果、圧力降下が認められたため、1 回のトップジョブセメンチング(スクイズセメンチング)を行った。その後、13-3/8”坑口装置を一旦解体し、9-5/8”ケーシングを切断、13-3/8”ウェルヘッドにエクспанションスプール、10”-600#マスターバルブを組み込み、再び 13-5/8”-5000#BOP、フローラインを取り付けた。

9-5/8”ケーシング及び BOP を含むウェルヘッドの耐圧テストを圧力 600psi で 15 分間実施した。8-1/2”ビット編成を降下し、セメント頭に深度 777m で到達し、セメント浚渫を 1 月 23 日に開始した。深度 807.2m までセメント浚渫を行った後、8-1/2”ビット編成による掘削に入った。深度 1011m、深度 1168m、深度 1231m で部分逸水が発生したが、逸水量は 3~4m³/hr と少なく、掘削を続けるうちに自然閉塞した。その後、深度 1429m で 16m³/hr の逸水が発生し、徐々に増加、深度 1493m では全量逸水状態になった。低粘性の泥水と清水で掘削を続けたが、深度 1502m で 60m³/hr の部分逸水となった。深度 1531m まで掘削後、坑内状況チェックのために揚降管(ワイパートリップ)を実施したところ、坑底から深度 1490m までの区間で大きな揚荷重がかかり、大きな坑内抵抗が見られた。再び 8-1/2”ビット編成を降下し、深度 1480m で抵抗があったため、深度 1531m まで逸水 15m³/hr の状態で坑内浚渫を実施した。掘削の坑内残留による障害と判断されたため、その後の掘削には清水を使用せず、低粘性の泥水を使用し、深度 1700.5m まで逸水 5~20 m³/hr で掘削した。その後坑井評価のための坑内検層に移行し、坑内温度および透水性を評価して、INDE との協議に基づき、深度 1700.5m での掘止めを決定した。第 2 回目の坑内検層時に検層ゾンデが深度 1001m で抑留され、その回収を試みたが、最終的に検層ワイヤーが切断し、検層ゾンデは坑底に遺留した。8-1/2”ビット編成で深度 1696m まで坑内浚渫後、2 月 7 日に 7-5/8”ライナーを深度 1690.0m まで挿入した。孔明管は深度 1690.0 m~深度 1395.4m、盲管は深度 1395.4m~深度 758.2m、ライナーハンガートップは深度 756.9m にセットした。7-5/8”ライナー挿入後、逸水層の透水性を改善するため、マッドポンプを使用して 3 回のハイドロフラクチャリング(地層破壊)を実施した。1 回目と 2 回目のフラクチャーリングは、ドリルパイプを深度 550m まで降下して BOP(パイプラム)を開め、ドリルパイプを通して注水し、注水レート約 160 m³/hr でポンプ圧力 630psi となった。3 回目はドリルパイプを揚管して BOP(ブラインドラム)を開め、キルラインから注水し、注水レート約 150 m³/hr でポンプ圧力 50psi であった。ハイドロフラクチャリングの結果、逸水量は掘削完了時の 12 m³/hr から 75 m³/hr に増大し、あきらかな効果が見られた。2 月 10 日に検層器を用いて逸水量試験(ウォーターロステスト)と圧力遷移試験(トランジェントテスト)を行い、坑井試験を終了した。同日、メインバルブを締め切り、

掘削作業を完了した。

3. まとめ

AMJ-1号井の掘削は、掘削作業にかかわる事故もなく順調に進み、地熱貯留層には、予想より深部の1,500m以深で遭遇した。AMJ-1号井掘削結果は次のようにとりまとめられる。

- 1) 予定深度1,500mに対して、深度1,700.5mまで増掘した。
- 2) 高温の貯留層に1,500m以深で遭遇したと考えられる。
- 3) 最終的な回復温度は300°C前後であると考えられる。
- 4) 透水性はあまり良くない。
- 5) 掘削中の逸水があまり発生しなかったため、掘削機材の追加はほとんど生じなかった。

2.3.2 調査井 AMJ-2 号井の掘削

1. 業務概要

前年度と同様に、新たに作成した掘削仕様書に基づき、掘削工事現地再委託のための国入札および契約交渉を2000年6月に実施した。入札の結果、2業者の応札があったが、最終的に Guatemala の Amatitlan および Zunil 地熱地帯で多くの掘削実績を有する Perforaciones Integrales Termicas, S.A. (PITSA)社が受注し、掘削作業を行った。掘削作業は年2000年8月26日から開始され、2000年11月4日に深度1,705mで掘止めとし、坑井試験を実施した後、11月13日に坑内作業を完了した。

坑井の掘削位置は次の通りである。

標高	1,885m
座標	X : 757,732 Y : 1,593,213

2. 掘削作業

掘削機材の搬入・据付は2000年8月25日に完了した。ラットホール及びマウスホールの掘削を8月26日に実施した後、17-1/2"ビット編成でAMJ-2号井の掘削を8月27日午前0時に開始した。17-1/2"ビット編成で深度8.0mまで掘削し、26"ビット編成に取り替え、同深度まで逸水なく掘削した。その後、20"ケーシングを深度8.0mまで挿入・セメンチングした。セメント硬化待機24時間後、30"コンダクターと20"ケーシングを切断、20"ウェルヘッド及びフローラインを取り付けた。

8月29日に12-1/4"ビット編成を降下、セメント頭に深度7.0mで到達し、セメント浚渫を深度8.0mまで行った。12-1/4"ビット編成で深度13.0mまで掘削後、17-1/2"ビット編成に取り替え、同深度まで掘削、引き続き掘削に入った。深度105.0mで部分逸水が発

生したが、掘削を続けるうちに自然閉塞した。深度 156.0m で再び部分逸水が生じ、掘削を中断して逸水防止に移行、作業中にドリルパイプ落下事故が発生した。オーバショット、プアボーイグラフ、バスケットでフィッシング作業を繰り返したが、完全に遺留物を回収できず、プラグバックセメンチングを2回行い、深度 119.0m からサイドトラックした。その後は深度 156.0m、深度 201.0m で部分逸水となったが、LCM 泥水で対処し、深度 300.0m まで掘削した。9月28日に13-3/8"ケーシングを深度 293.4m まで挿入・セメンチングした。セメンチングにおいては、セメント後押し中に逸水が発生し、スラリーの地上回帰が得られなかったため、20"ケーシングと13-3/8"ケーシングのアニュラー部に対して2回のトップジョブセメンチングを行った。セメント硬化待機 24 時間後、20"坑口装置を取り外し、13-3/8"ケーシングを切断、13-3/8"ウェルヘッド、13-5/8"-3000 #BOP、フローラインを取り付けた。

13-3/8"ケーシング及び BOP を含むウェルヘッドの耐圧テストを 600psi 15 分間実施した。12-1/4"ビット編成を降下、セメント頭に深度 271.0m で到達し、セメント浚渫を 10 月 3 日に開始した。深度 300.0m までセメント浚渫を行った後、12-1/4"ビット編成による掘削に入り、深度 385.0m で 8-1/4"ダウンホールモーターを使用してキックオフし、目的方位へ向けて傾斜掘りを始めた。この区間において逸水は全く発生せず、深度 1000.0m まで問題なく掘削した。

ワイパートリップ実施後、10月18日に9-5/8"ケーシングを深度 996.3m まで挿入・セメンチングした。セメント硬化待機 36 時間後、13-3/8"坑口装置を一旦解体し、9-5/8"ケーシングを13-3/8"ウェルヘッドの位置で切断、13-3/8"ウェルヘッドにエクспанションスプール、13-5/8"-3000 #BOP を取り付けた。その後、13-3/8"ケーシングと9-5/8"ケーシングのアニュラー部耐圧テストを行った結果、圧力降下が認められたため、1回のトップジョブセメンチングを行った。

9-5/8"ケーシング及び BOP を含むウェルヘッドの耐圧テストを 600psi 15 分間実施した。8-1/2"ビット編成を降下、セメント頭に深度 966.0m で到達し、セメント浚渫を 10 月 22 日に開始した。深度 1000.0m までセメント浚渫を行った後、8-1/2"ビット編成による掘削に入った。深度 1203.0m まで掘削した時点でツールズ抑留事故が発生したが、強引作業を繰り返し行うとともに、2回のオイルスポットを実施し、抑留回復に成功した。その後、目的方位への傾斜掘りを続け、深度 1538.0m で 50 m³/hr の部分逸水が発生、深度 1539.0m では全量逸水 (75 m³/hr 以上) となった。深度 1542.0m まで全量逸水で掘削し、ビット及び掘削編成を替えて掘削を再開したところ、逸水量は 20 m³/hr に減少していた。8-1/2"ビット編成で深度 1705.0m まで逸水 10~50 m³/hr で掘削を続け、11月5日に7"ケーシングを深度 1690.2m まで挿入した。孔明管は深度 1689.9m ~ 深度 1088.3m、盲管は深度 1088.3m ~ 深度 961.7m、ライナーハンガートップは深度 961.1m にセットした。7"ケーシング挿入後、逸水層の透水性を改善するため、マッドポンプを使用して3回のハイドロフラクチャリングを行った。ドリルパイプを深度 199.0m まで降下しパイプラムを開め、ドリルパイプを通して坑内へ注水した。注水レートは約 152 m³/hr であり、ポンプ圧

力は 250psi から 100psi まで降下した。ハイドロフラクチャリングの結果、逸水量は 53 m³/hr から 126 m³/hr に増大した。11 月 8 日から 11 月 13 日の間で各種坑内検層を行い、11 月 13 日にリグをリリースした。

3. まとめ

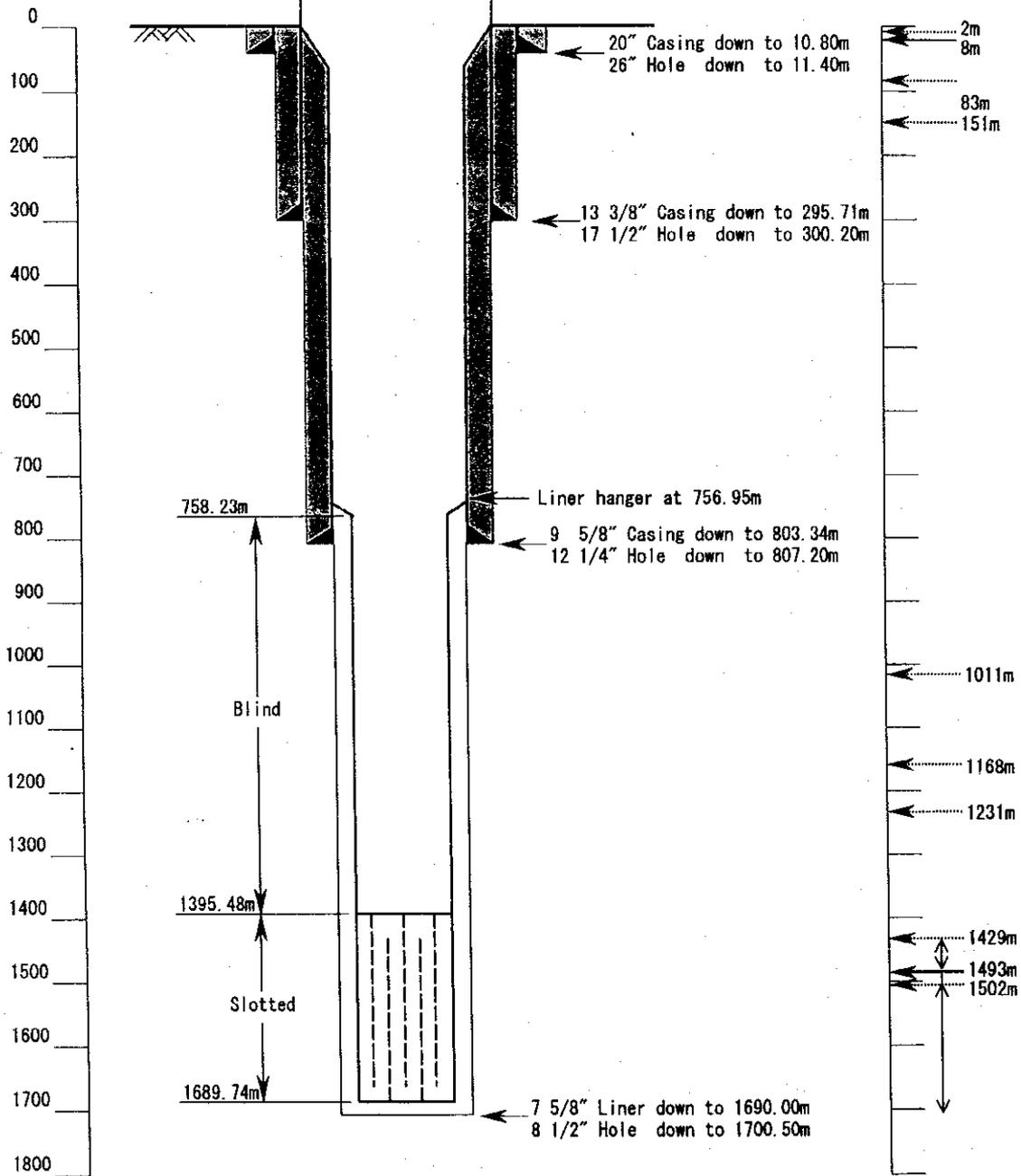
AMJ-2 号井の掘削は、坑内抑留等の掘削作業にかかわる事故はあったが、比較的短時間で回復することができ、若干の工程遅延はあったものの、1539m 以深の地熱貯留層に予想通り遭遇した。AMJ-2 号井掘削結果は次のようにとりまとめられる。

- 1) 予定深度 1,700m に対して、ほぼ計画通りに深度 1,705m まで掘削した。
- 2) 高温の貯留層に 1,539m 以深で遭遇したと考えられる。
- 3) 最終的な回復温度は 300℃前後であると考えられる。
- 4) AMJ-1 号井と比較して透水性は良い。
- 5) 掘削予定工期 70 日間に対して、80 日間で完了した。工期が延びた原因はドリルパイプ切断、ドリルパイプ抑留等の坑内事故の回復作業によるものである。
- 6) 掘削中の逸水があまり発生しなかったため、掘削機材の追加はほとんど生じなかった。

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

Depth (m)

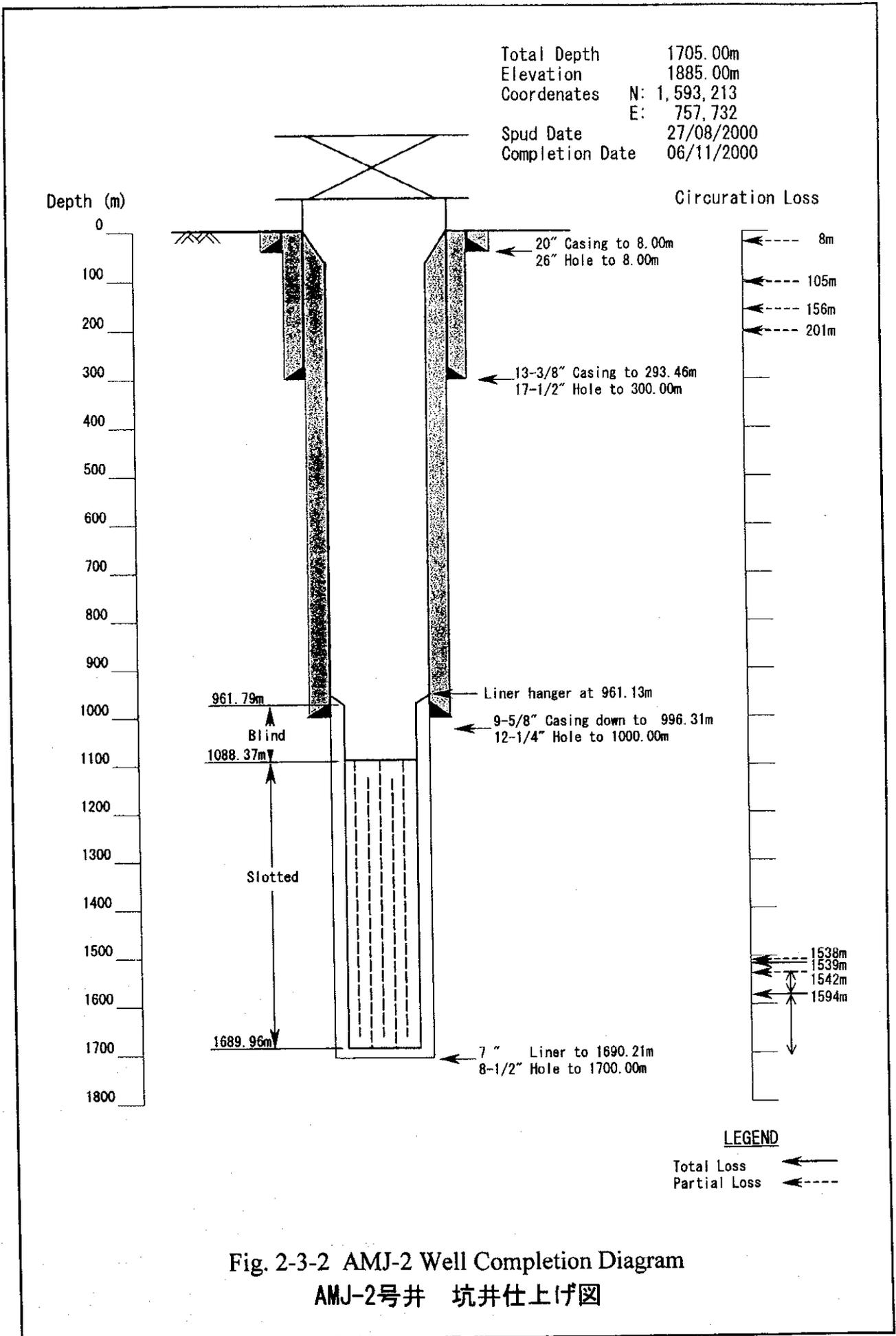
Circuration Loss



LEGEND

Total Loss ←
 Partial Loss ←

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



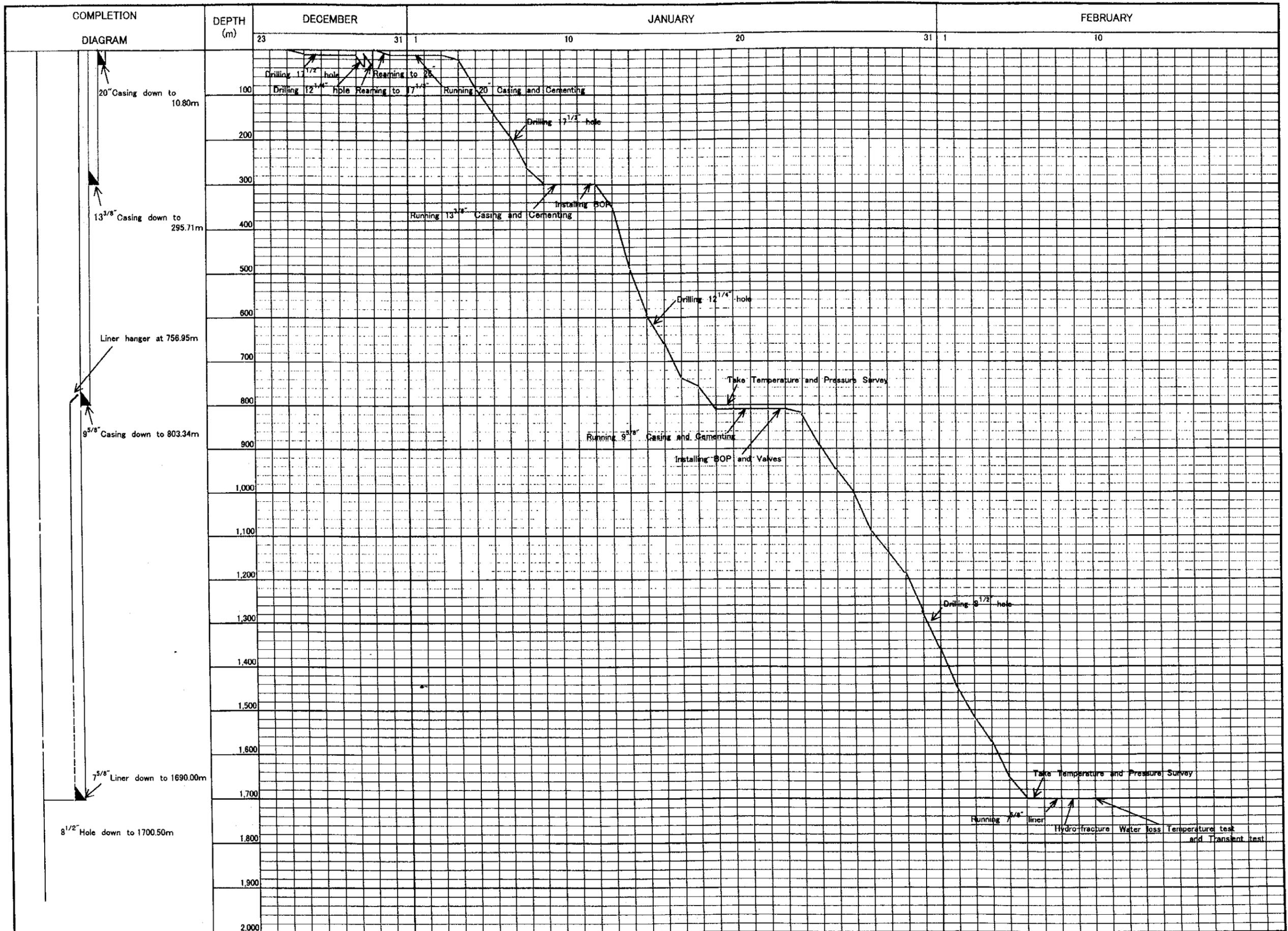


Fig. 2-3-3 AMJ-1 Well Drilling Diagram

AMJ-1号井 掘削実績

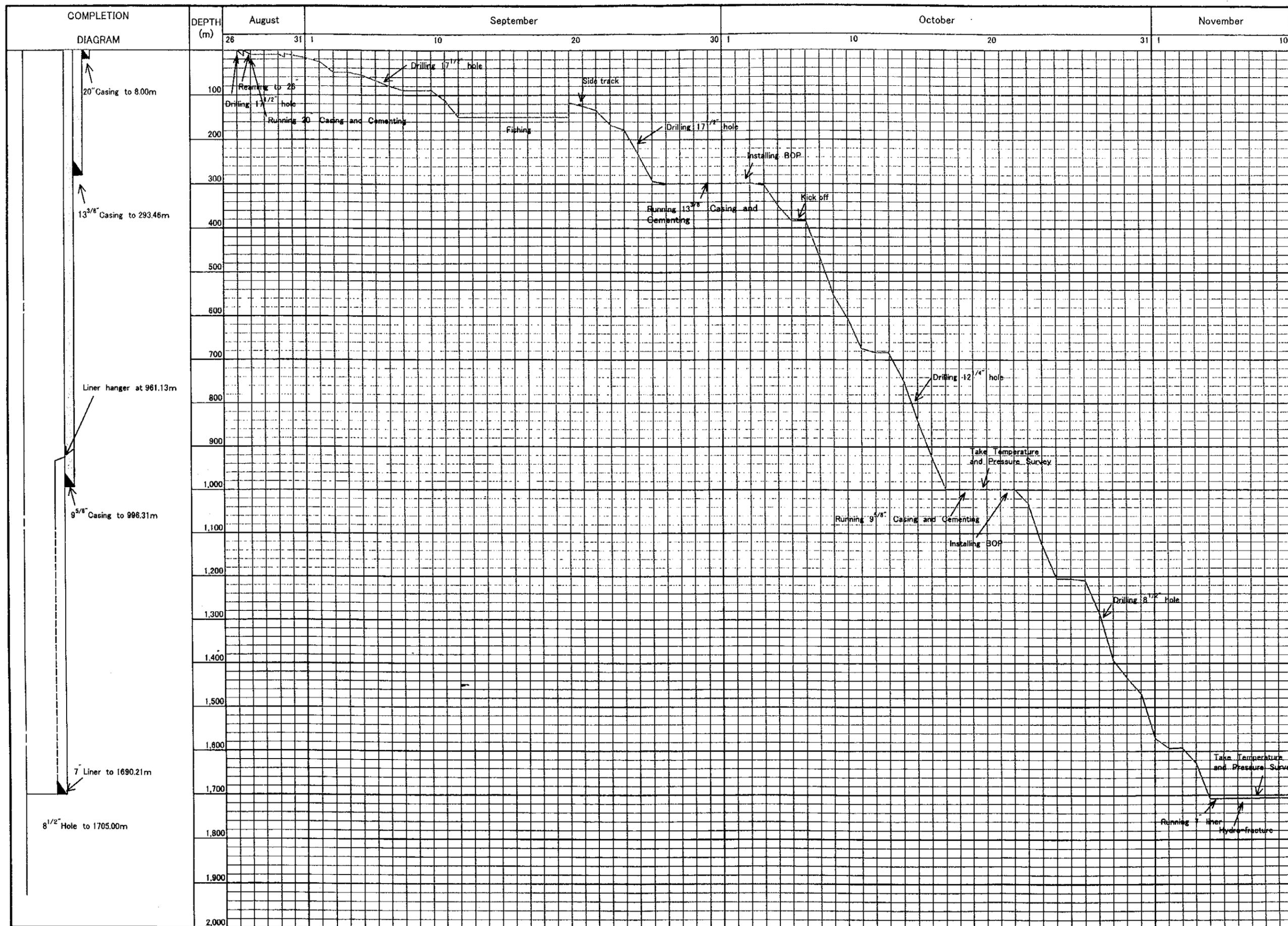


Fig. 2-3-4 AMJ-2 Well Drilling Diagram

AMJ-2号井 掘削実績

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

坑井 AMJ-1 の掘削時間分析

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

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

坑井 AMJ-2 の掘削時間分析

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

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

坑井 AMJ-1 の掘削設備

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

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

坑井 AMJ-2 の掘削設備

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

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

坑井 AMJ-1 の傾斜測定記録

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

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

坑井AMJ-2の傾斜掘り実績

WELL NAME AMJ-2

KOP[m]	ELEVATION	Directional Angle
0.00	1885.00	N65° E. True North

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

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

坑井 AMJ-2 の逸水層記録

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

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

坑井 AMJ-1 のハイドロフラクチャリング記録

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

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

坑井 AMJ-2 のハイドロフラクチャリング記録

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

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

坑井 AMJ-1 のセメンティング記録

Primary cementing(casing cementing)

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

Secondary cementing(top job cementing)

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

Secondary cementing (plug-back cementing)

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

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

坑井 AMJ-2 のセメンティング記録

Primary cementing (Casing cementing)

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

Secondary cementing (top job cementing)

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

Secondary cementing (Plug-back cementing)

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

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

坑井 AMJ-1 のビット記録

No	SIZE	MAKE	TYPE	IADC	SERIAL	NOZZLE	DEPTH		TOTAL	DRILLING		WOB	RPM	DEV	PUMP			MUD			DULL GRADING			REMARKS			
							FROM	TO		HOURS	RATE				I. P.	P.	SPM	SG	VIS	IN	OUT	T	B		G		
1	17-1/2	SBC	S81	515	500432	Open	0	10	10	41:00	0.21	28	4060	—	50	60	1.01	38	—	—	—	—	—	—	—	Pilot hole	
2RR	12-1/4	SBC	M89F	637	657078	Open	10	32	22	13:15	1.66	68	60	—	50	60	1.02	40	—	—	—	—	—	—	—	Used. Pilot hole	
1RR	17-1/2	SBC	S81	515	500432	Open	10	32	22	9:30	2.32	68	6070	—	50	60	1.03	40	—	—	—	—	—	—	—	Pilot hole	
1RR	17-1/2	SBC	S81	515	500432	Open	0	11	11	34:00	0.32	26	4050	—	50	60	1.03	42	—	—	—	—	—	—	—	W. Hole Opener	
1RR	17-1/2	SBC	S81	515	500432	Open	32	195	163	67:45	2.41	2030	5070	3/4°	50	80	1.04	44	20	21	—	—	—	—	—	—	
3RR	17-1/2	SBC	S86	535	493516	Open	195	300	105	32:45	3.21	1530	4080	1/4°	50	80	1.04	43	21	23	—	—	—	—	—	—	Used
4	12-1/4	SBC	S86F	537	652707	3×20	300	659	359	70:30	5.09	1478	80100	1°	400	130	1.06	41	36	44	2	3	1	—	—	—	
5	12-1/4	SBC	S84F	517	122551	3×20	659	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	1618	8085	1°	250	105	1.06	38	41	47	4	8	1	—	—	—	
7RR	8-1/2	SBC	M89 TF	627	559550	Open	932	1002	70	23:00	3.04	1678	6065	1°	350	105	1.06	36	41	48	2	2	1	—	—	Used	
8	8-1/2	SBC	M89 TF	627	574650	Open	1002	1129	127	40:30	3.14	20	65	78°	375	110	1.06	38	43	50	2	2	1	—	—	—	
9	8-1/2	SBC	M89 TF	627	574654	Open	1129	1276	147	45:30	3.23	2024	65	3/4°	400	110	1.07	38	46	53	2	2	1	—	—	—	
10	8-1/2	SBC	M89 TF	627	574652	Open	1276	1500	224	46:00	4.87	1824	65	3/4°	400	110	1.04	38	28	36	2	2	1	—	—	Loss circulation	
11	8-1/2	SBC	M89 TF	627	574655	Open	1500	1700	200	40:00	5.00	1824	65	1/2°	400	110	1.02	34	45	53	4	8	1	—	—	TD	

Table. 2-3-15 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

1. 調査目的および分析内容

アマテイ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。

2. 分析結果

カッティングス試料の肉眼観察、顕微鏡観察、年代測定、X線分析、流体包有物の解析結果については、アマテイトラン地熱開発計画調査「プログレスレポート No. 2」、「インテリムレポート」、および「ファイナルレポート (本報告書)」に詳述している Fig. 2-4-1, Fig. 2-4-2, および Fig. 2-4-3 参照)。

3. まとめ

坑井 AMJ-1 と坑井 AMJ-2 周辺の熱水変質作用および水理構造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。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℃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℃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脈鉱物が多く、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 20~50m³/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℃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. 流体化学性状

AMJ-1 及び AMJ-2 噴出流体の化学・同位体分析結果を現地測定結果と併せて Table 2-4-1

～2-4-2に示す。

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_3^- 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. 2-4-4 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。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。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。

2. 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 の化学モニタリングデータによれば、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、化学性状の変動は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。

3. 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。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。

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。

2. 温度・圧力検層試験および逸水層検出試験

上記第1の目的を実施するために、坑井 AMJ-1 と AMJ-2 において、静的な状態で温度・圧力検層および逸水層検出試験が実施された。さらに、第3の目的を達成するために、経時的な温度・圧力検層も測定された。

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

第2の目的を行うため、最大還元量試験、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) を実施された。また、流量変化による注水試験の結果から、還元指数が推定された。

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/μ 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、スキンプアクター(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。

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。

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、 $75\text{m}^3/\text{h}$ であった。

b. 逸水層確認試験

Fig. 2-4-5 に、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

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。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^2 は、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 2-4-3 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/μ) = $4.54\text{E-}10\text{m}^3/\text{Pa}\cdot\text{s}$ 、貯留係数 (ϕ_{ch}) = $1.09\text{E-}04\text{m}/\text{Pa}$ 、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 $0.0001011\text{Pa}\cdot\text{s}$ であり、浸透率-層厚積 (kh 値) は $45.9\text{mdarcy}\cdot\text{m}$ 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。

$\phi_{ct} = 10.5 \cdot P^{-1.66}$ (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

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TINGS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 トン/hr であり、第2回目の結果、最大還元容量 160 m³/hr を記録した。その後、第3回目を実施したが、その結果は 106 トン/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

Fig. 2-4-6 に温度・圧力測定結果を示す。

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. 2-4-6 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

本坑井の最大還元容量は 126 m³/hr であり、貯水タンクの容量が 200 m³ であることから、注水試験時の流量は、62 m³/hr-15 分間、62 m³/hr-15 分間、82 m³/hr-30 分間、112 m³/hr-30 分間、127 m³/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。

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。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。

還元指数 4.44 t/hr/kg/cm² (*injectivity index, I.I*) が求められたが、この値は、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. 2-4-6 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 2-4-4 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/μ)= $2.84E-9$ Pa. s, 貯留係数(ϕch)= $5.85E-06$ 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 \square と 40ksc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 0.001013Pa. s であり, 浸透率-層厚積(kh 値)は 53.9mdarcy-m と計算された。還元指数から判断すると, 貯留層の透水係数および貯留係数はともに小さいと考えられる。

2) 考察

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で説明できる。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/μ)と貯留係数(ϕch)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。

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. 2-4-5 と Fig. 2-4-6 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

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日に第1回目の噴出に成功した。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"のブリー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回目の噴出試験は、2000年11月18日に実施した。

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。

10. 噴出試験

リッププレッシャー法による測定法を Fig. 2-4-7 に示す。

a. 坑井 AMJ-1

1) 第1回噴出試験

坑井特性曲線を Fig. 2-4-8 に示す。

2) 第2回噴出試験

坑井特性曲線を Fig. 2-4-9 に示す。試験結果から、噴出量増大傾向が見られた。

b. 坑井 AMJ-2

1) 第1回噴出試験

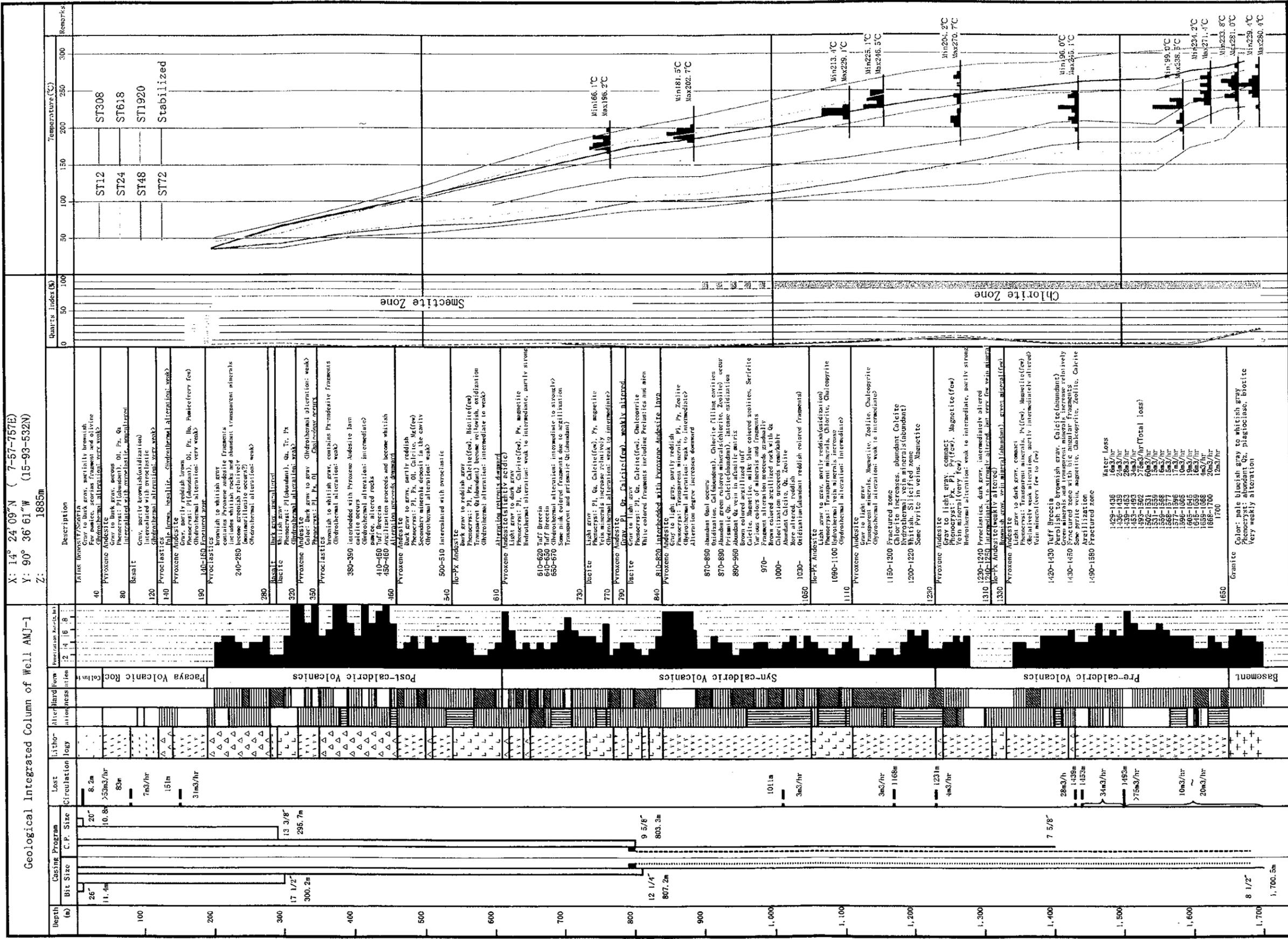
坑井特性曲線を Fig. 2-4-10 に示す。

2) 第2回噴出試験

坑井特性曲線を Fig. 2-4-11 に示す。試験結果から、噴出量増大傾向が見られた。

11. 噴出中の坑内検層

Fig. 2-4-5 は AMJ-1 の検層結果、Fig. 2-4-6 は AMJ-2 の検層結果を示す。



Alteration Legend:

- Strong: [Pattern]
- Intermediate: [Pattern]
- Weak: [Pattern]
- Very Weak: [Pattern]
- Unaltered: [Pattern]

Lithology Legend:

- Talus Deposits: [Symbol]
- Basalt: [Symbol]
- Pyroxene Andesite: [Symbol]
- Normal/andes Andesite: [Symbol]
- Hard: [Symbol]
- Intermediate: [Symbol]
- Soft: [Symbol]

Hardness Legend:

- Basalt/Pyroxite: [Symbol]
- Pyroclastics/Tuff Breccia: [Symbol]
- Granite: [Symbol]

Total Loss Legend:

- Total Loss: [Symbol]
- Partial Loss: [Symbol]

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

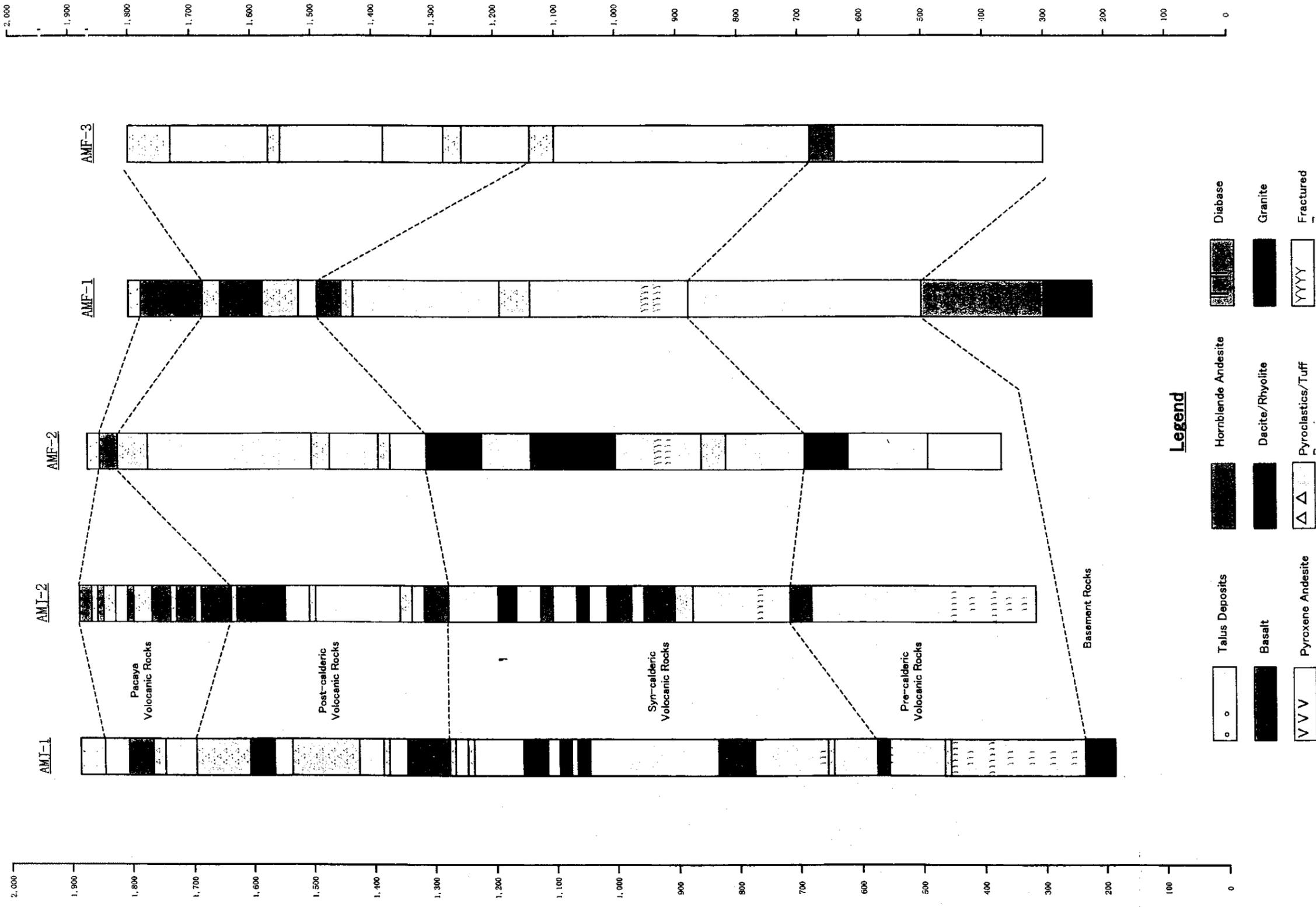
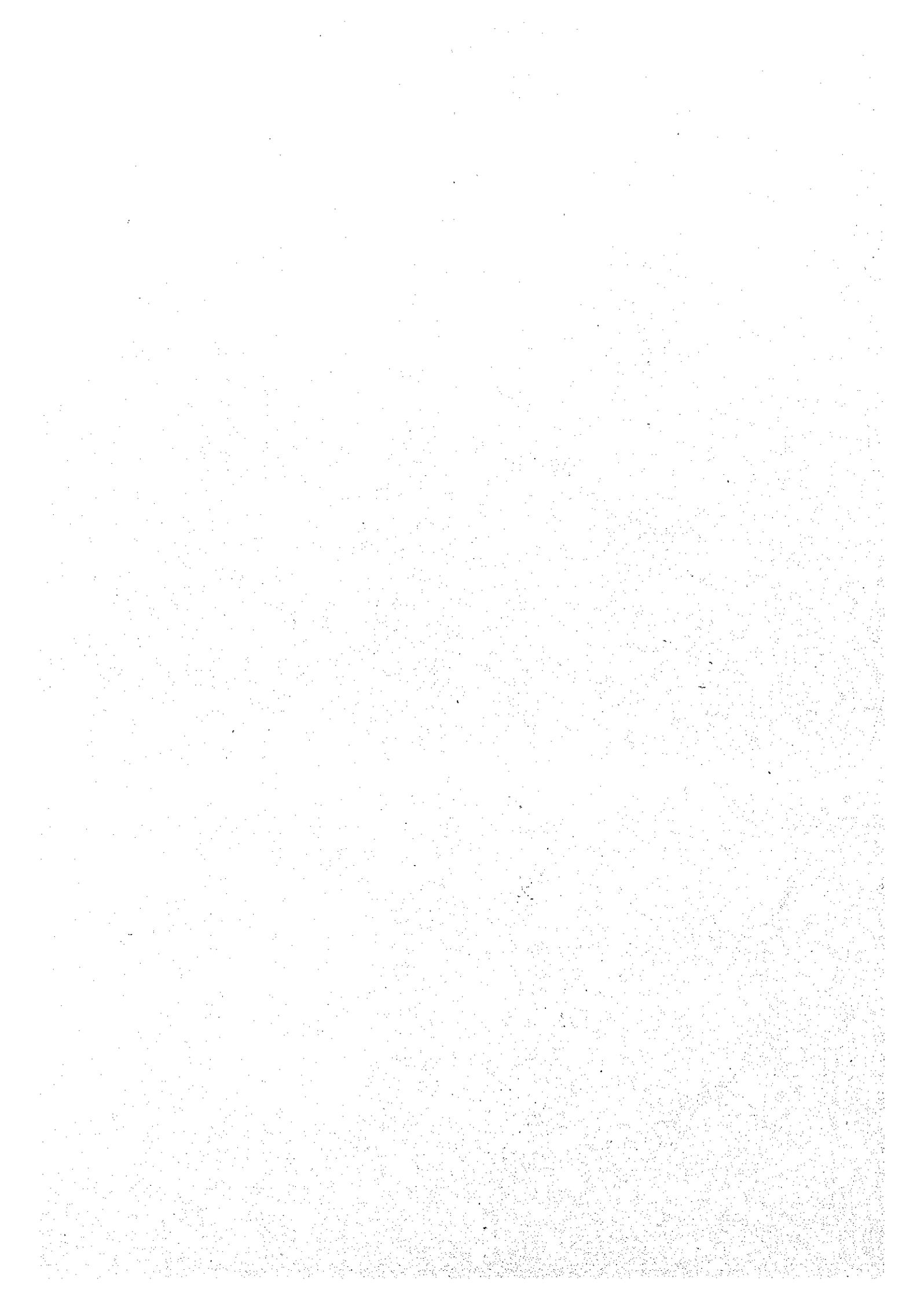


Fig. 2-4-3 Correlation of Geothermal Columns in Amatitlan Geothermal Field

アマテイトラン地熱地域の地質柱状対比図



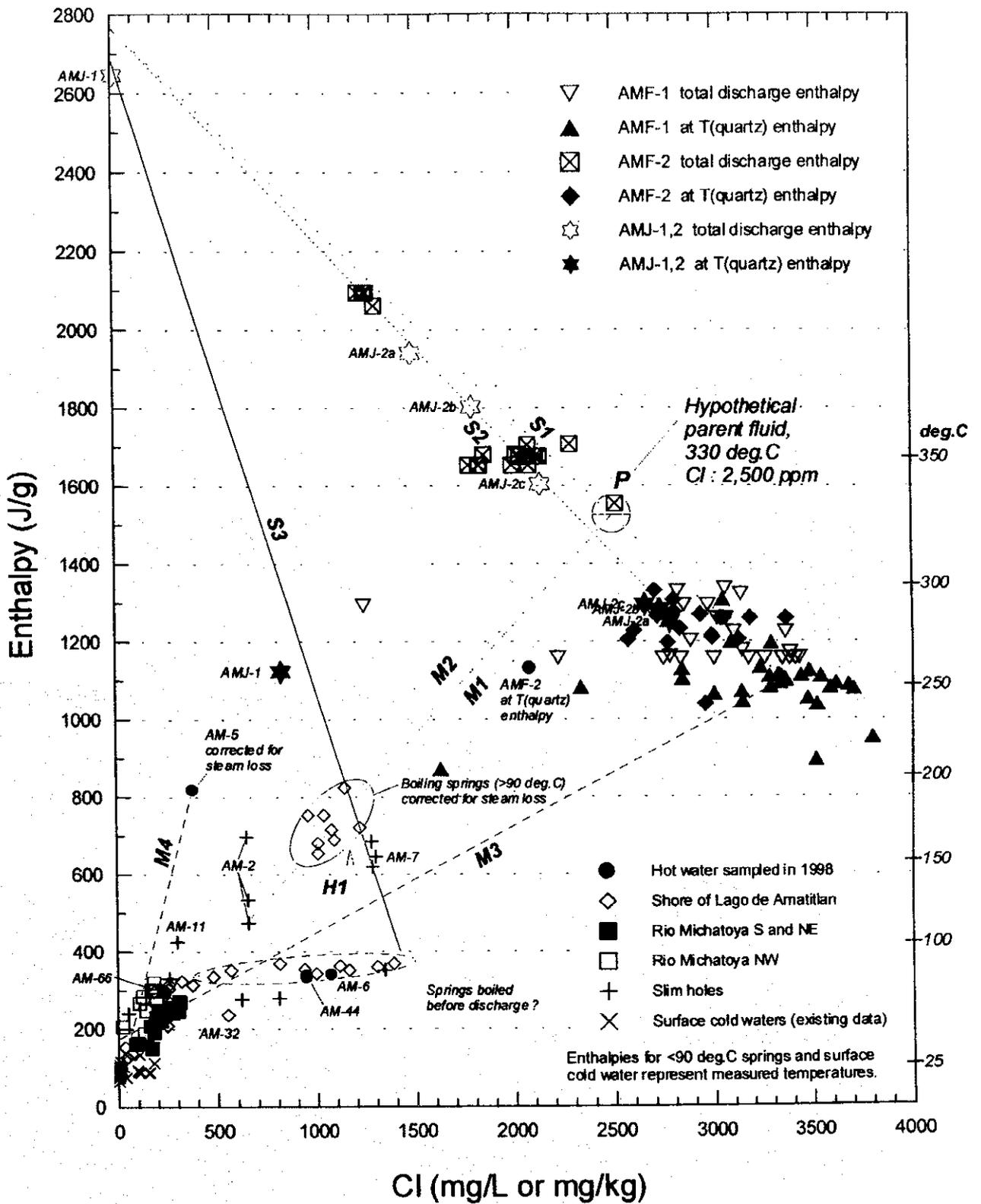


Fig.2-4-4

Enthalpy versus Cl diagram

エンタルピー-Cl 相関図

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

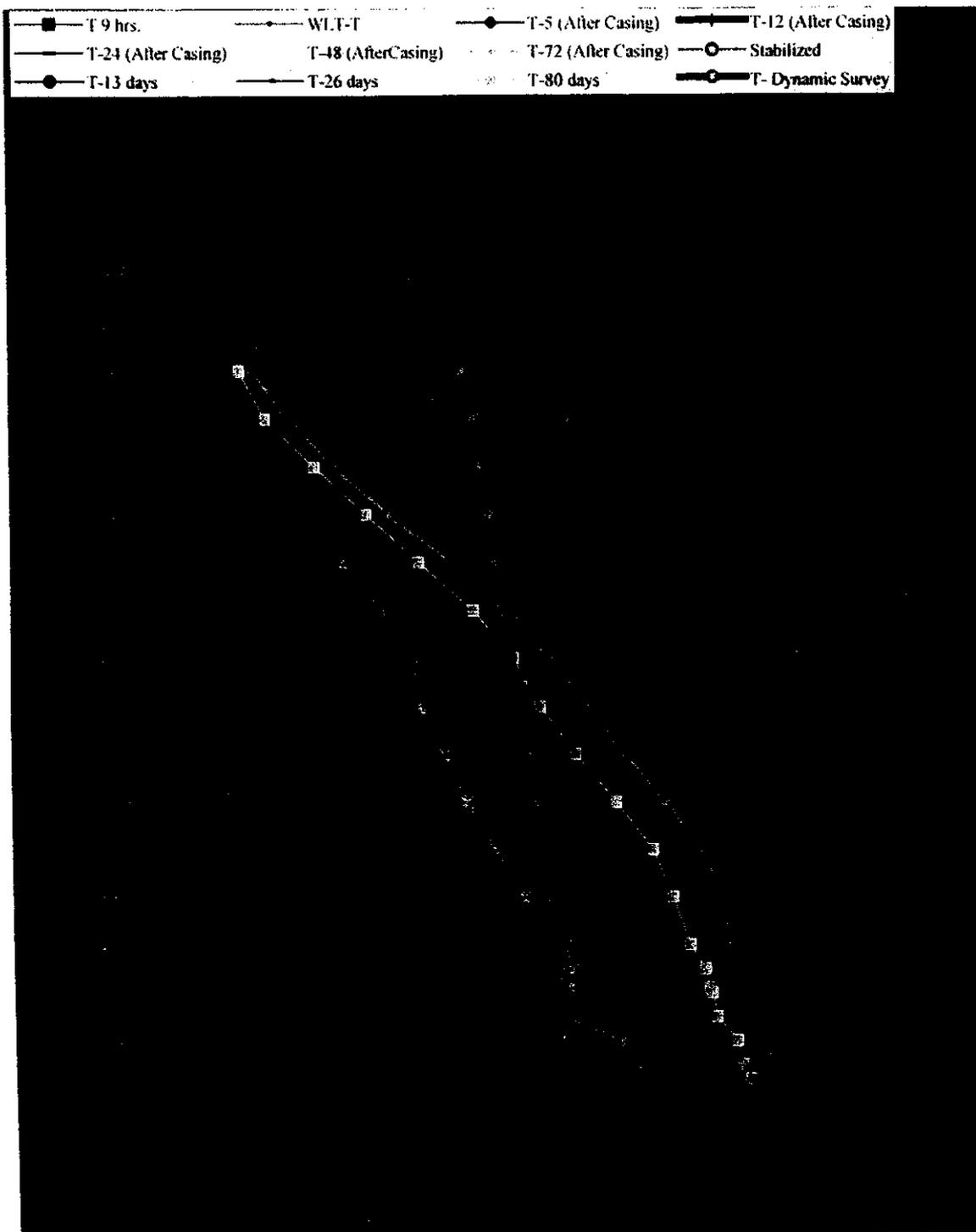


Fig.2-4-5 坑井 AMJ-1 温度检层(1,700 m)
 Well AMJ-1 Temperature Build up Surveys: 1,700 m

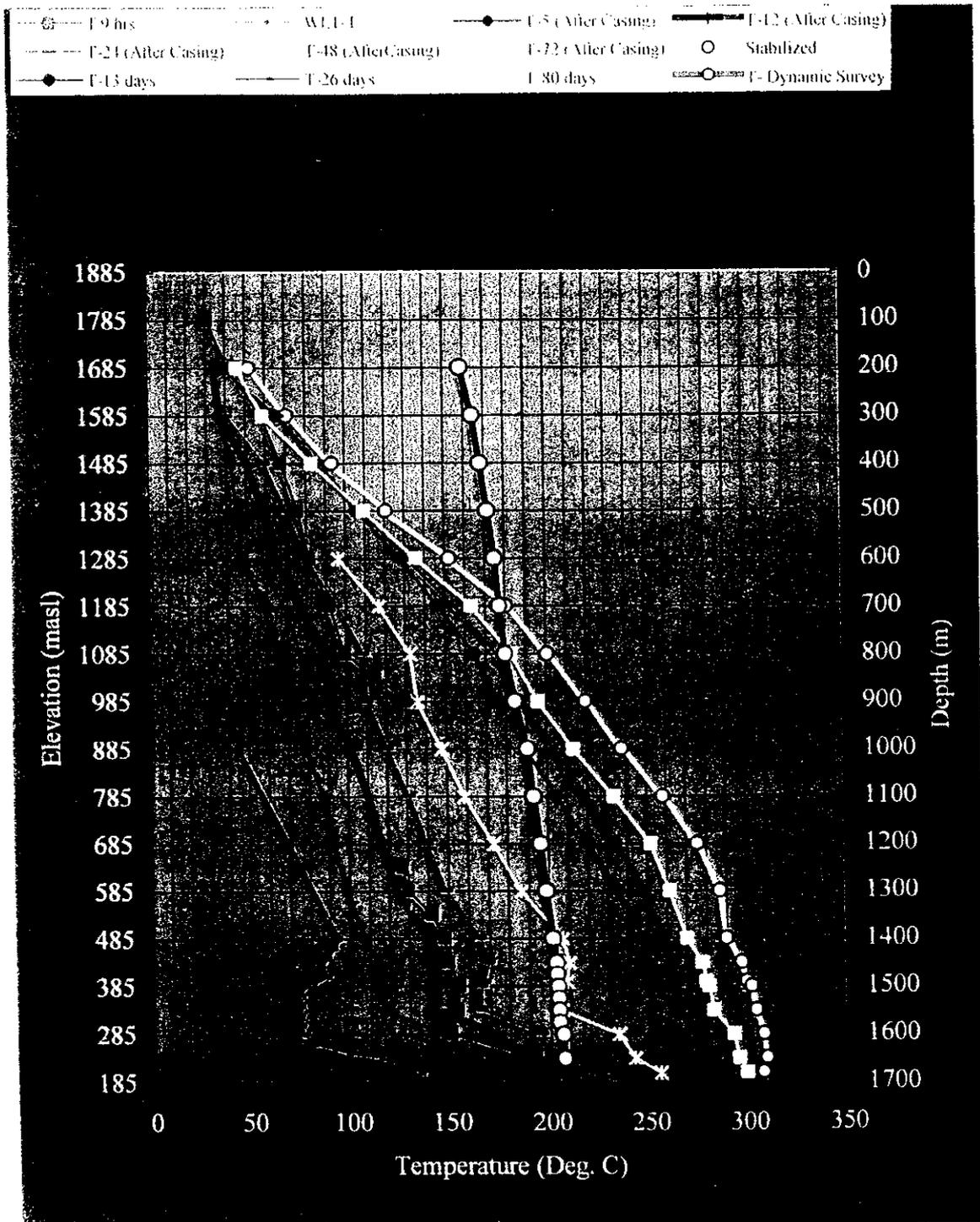


Fig.2-4-6 坑井 AMJ-2 温度檢層(1,700m)

Well AMJ-2: Static temperature profiles

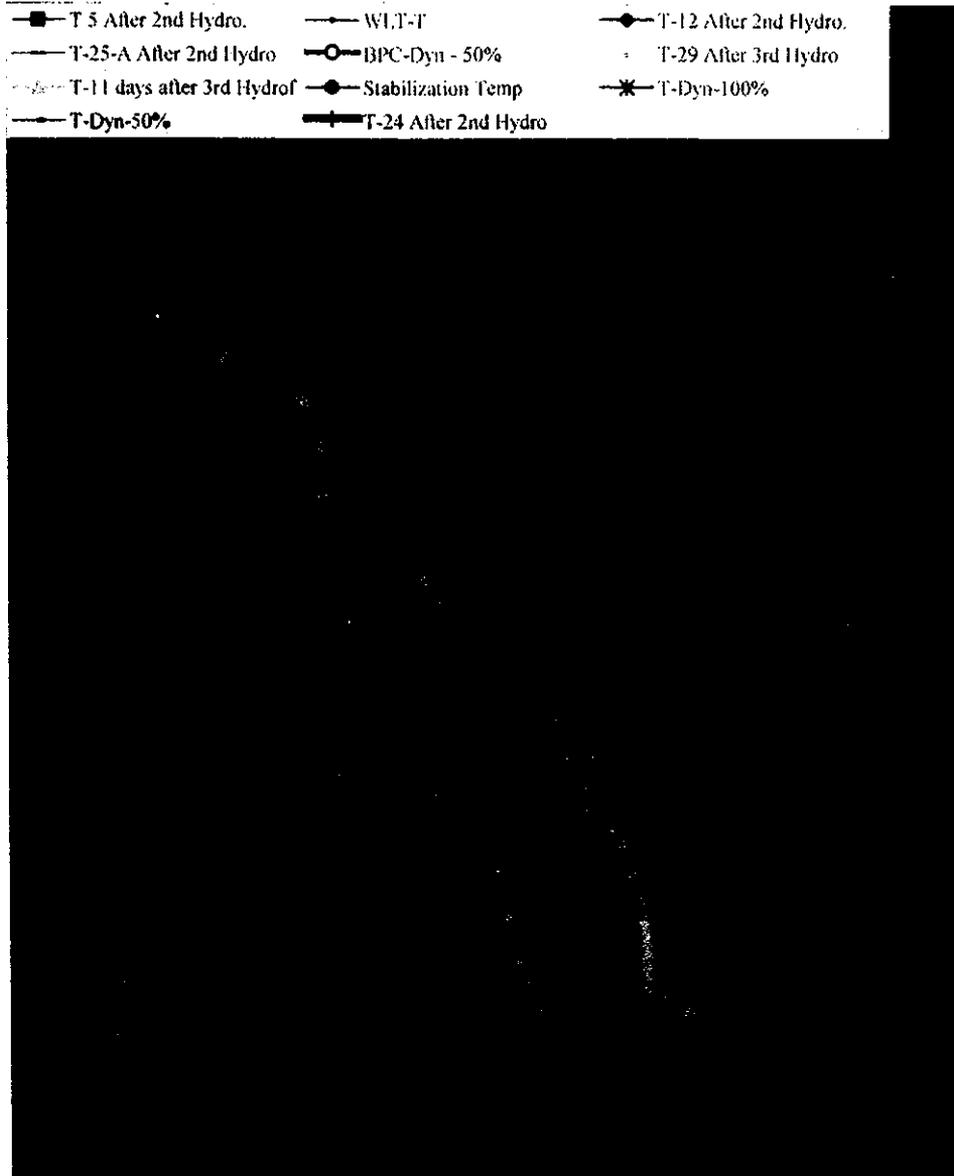
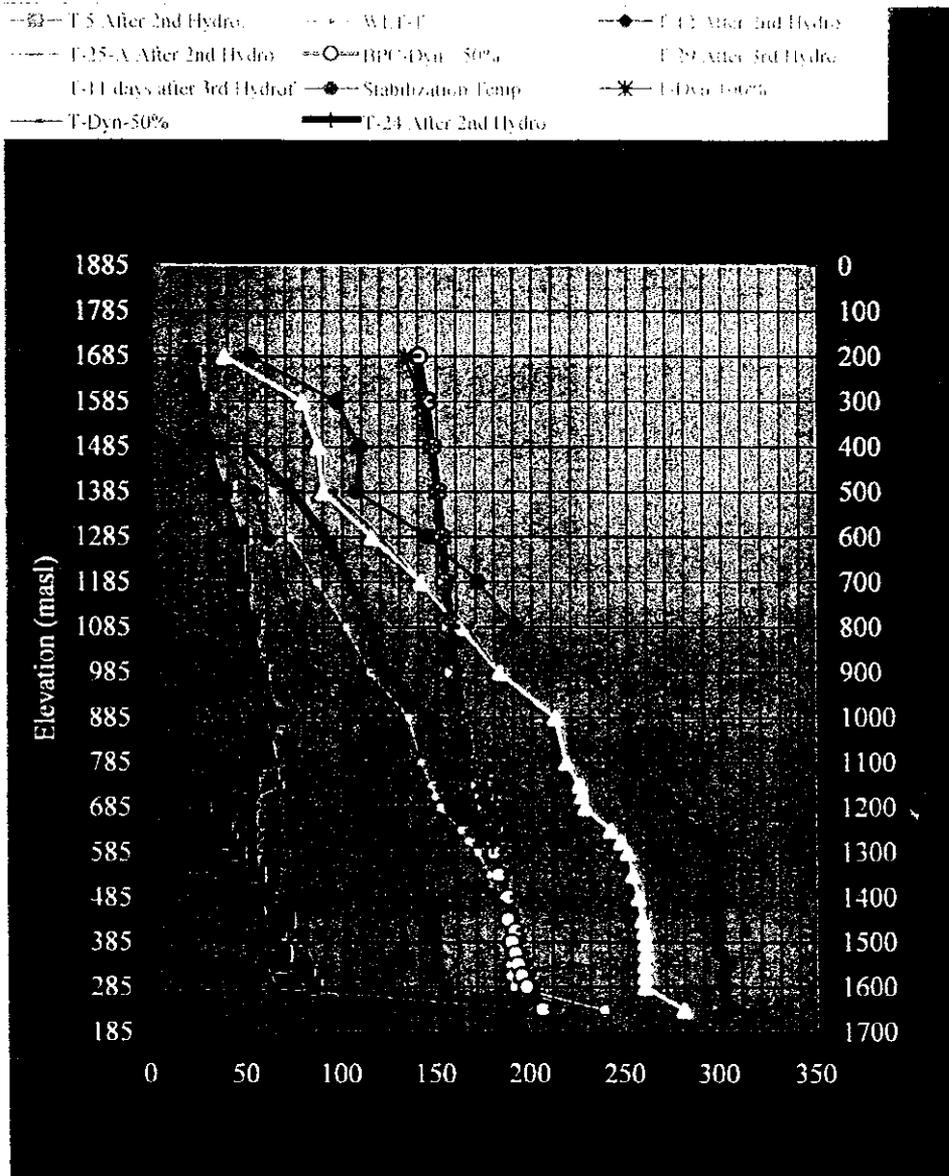


Fig.2-4-6 坑井 AMJ-2 温度檢層(1,700m)

Well AMJ-2: Static temperature profiles



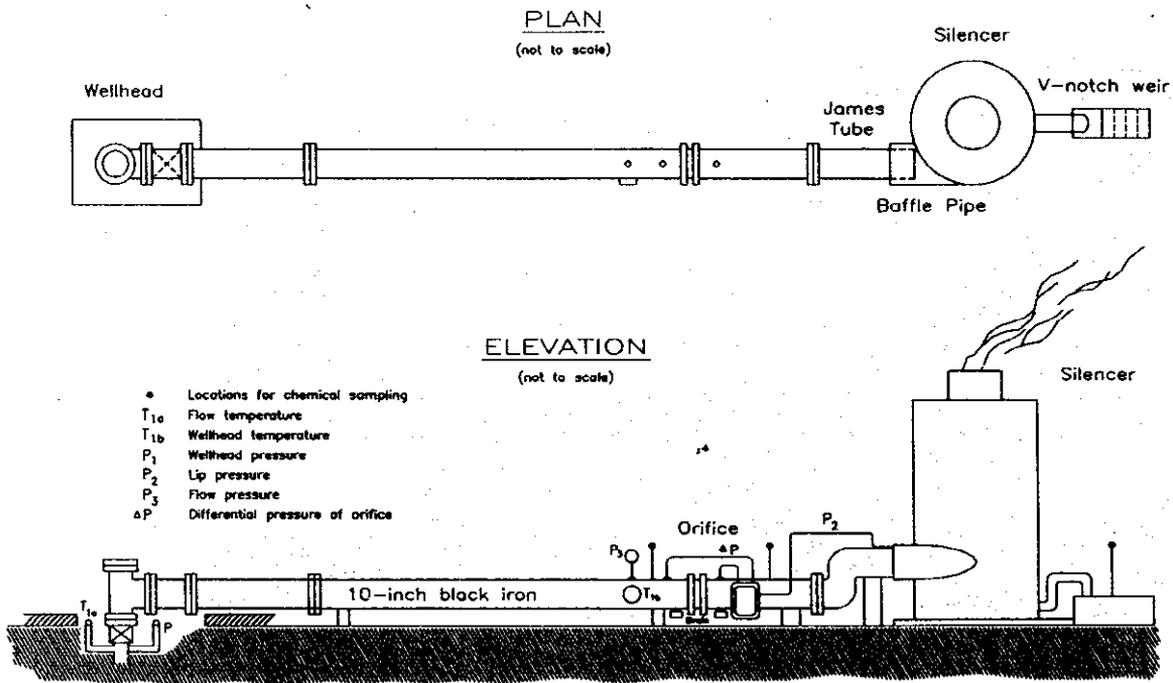


Fig.2-4-7 Well setup for the "James" Lip Pressure Method
リッププレッシャー法試験設備

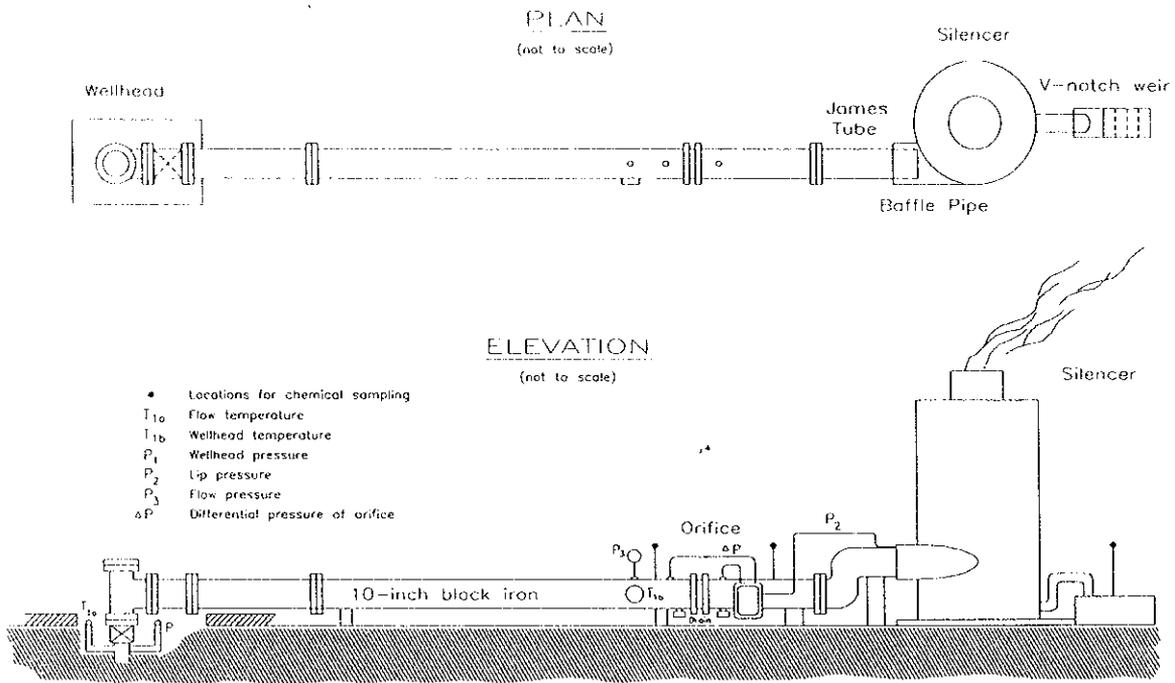
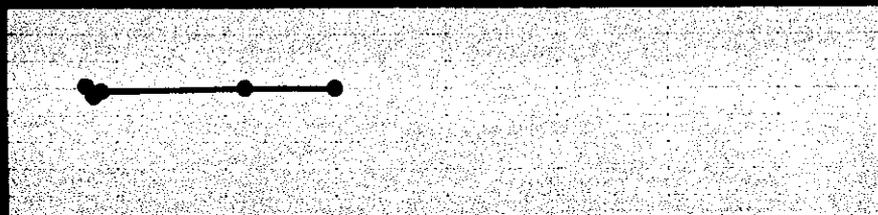
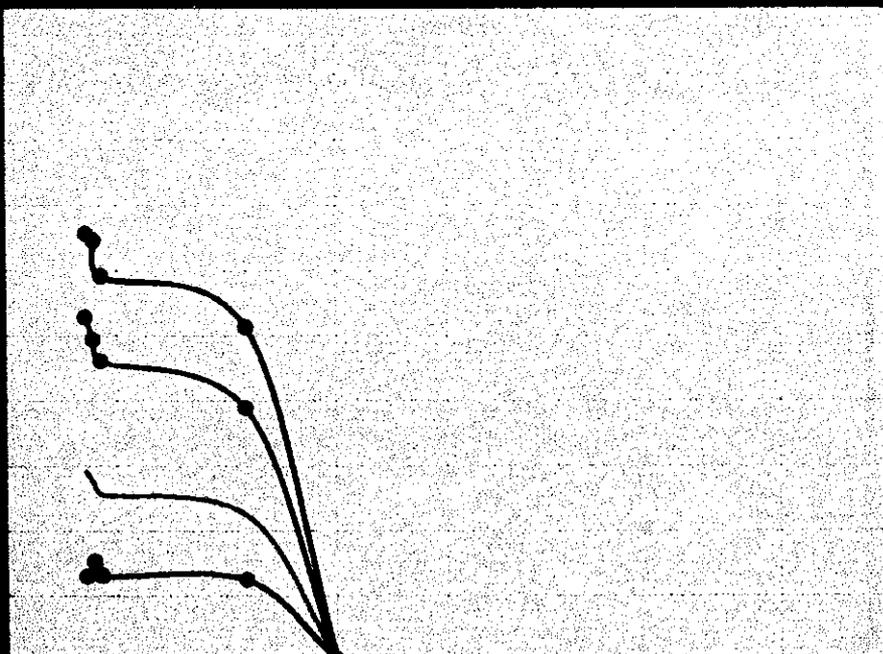


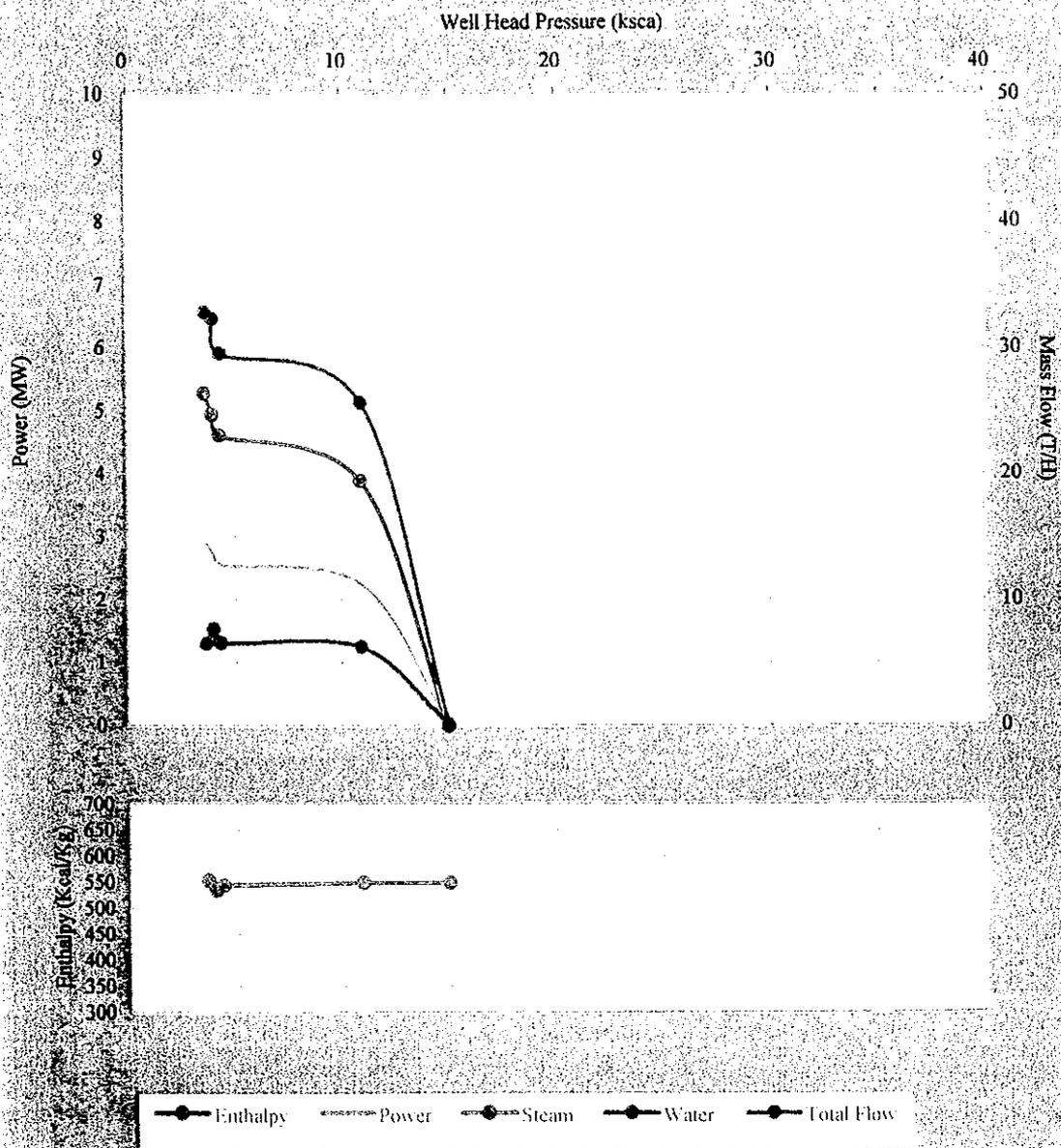
Fig.2-4-7 Well setup for the "James" Lip Pressure Method
リッププレッシャー法試験設備

Fig.2-4-8



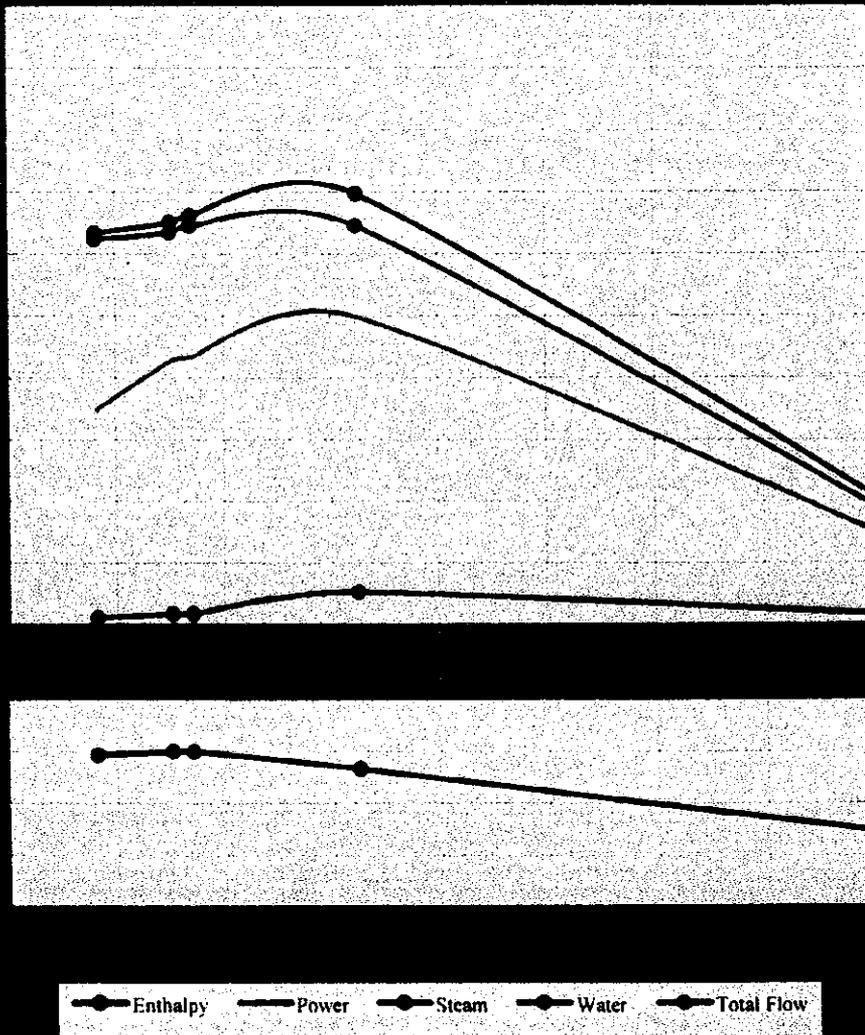
● Enthalpy ● Power ● Steam ● Water ● Total Flow

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



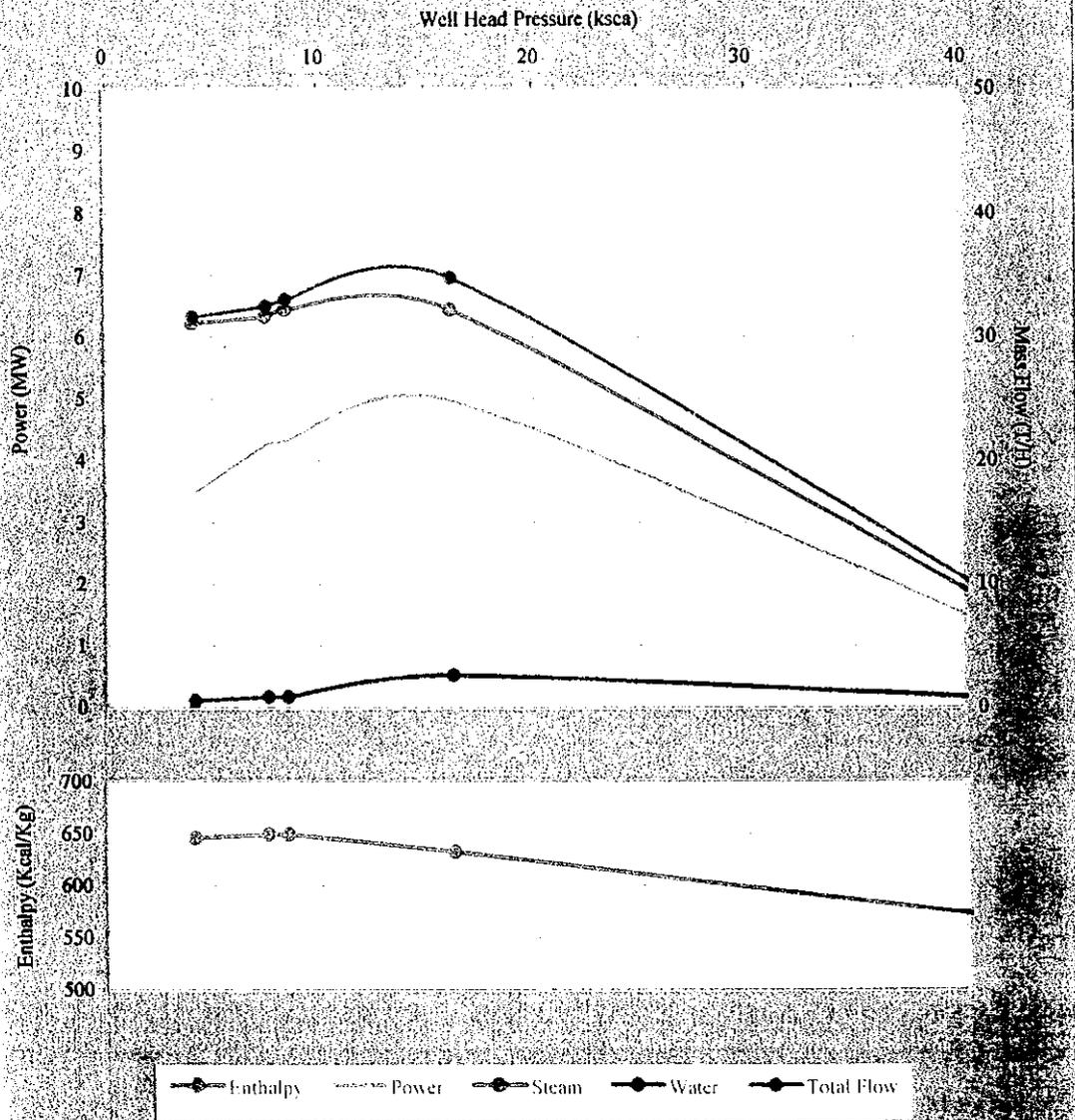
坑井AMJ-1の第2回噴出試験の坑井特性

Fig.2-4-9



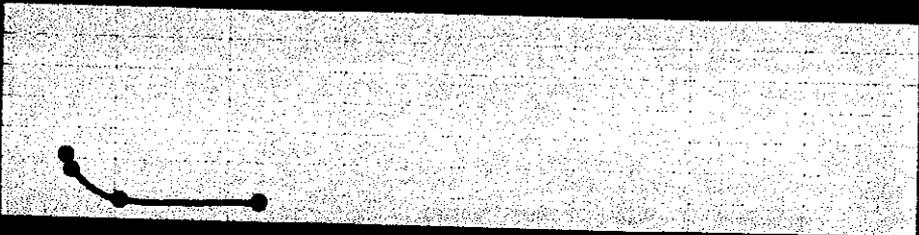
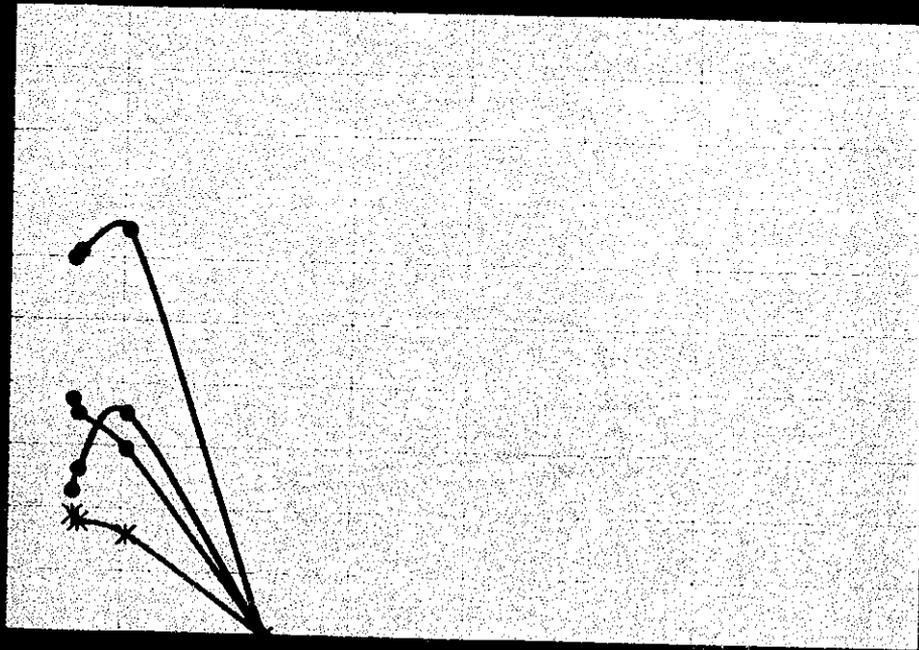
坑井AMJ-1の第2回噴出試験の坑井特性

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



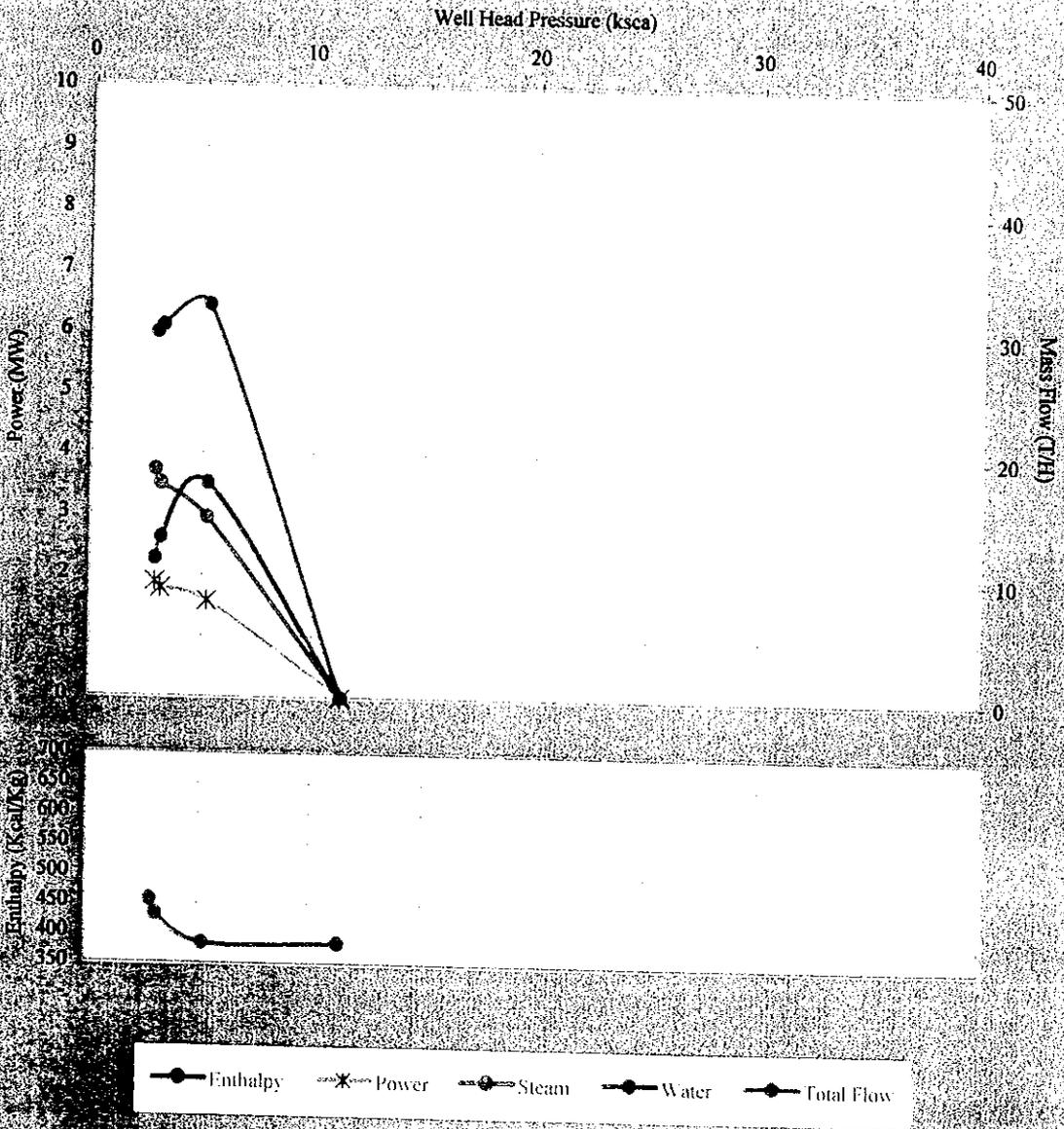
坑井AMJ-2の第1回噴出試験の坑井特性

Fig.2-4-10



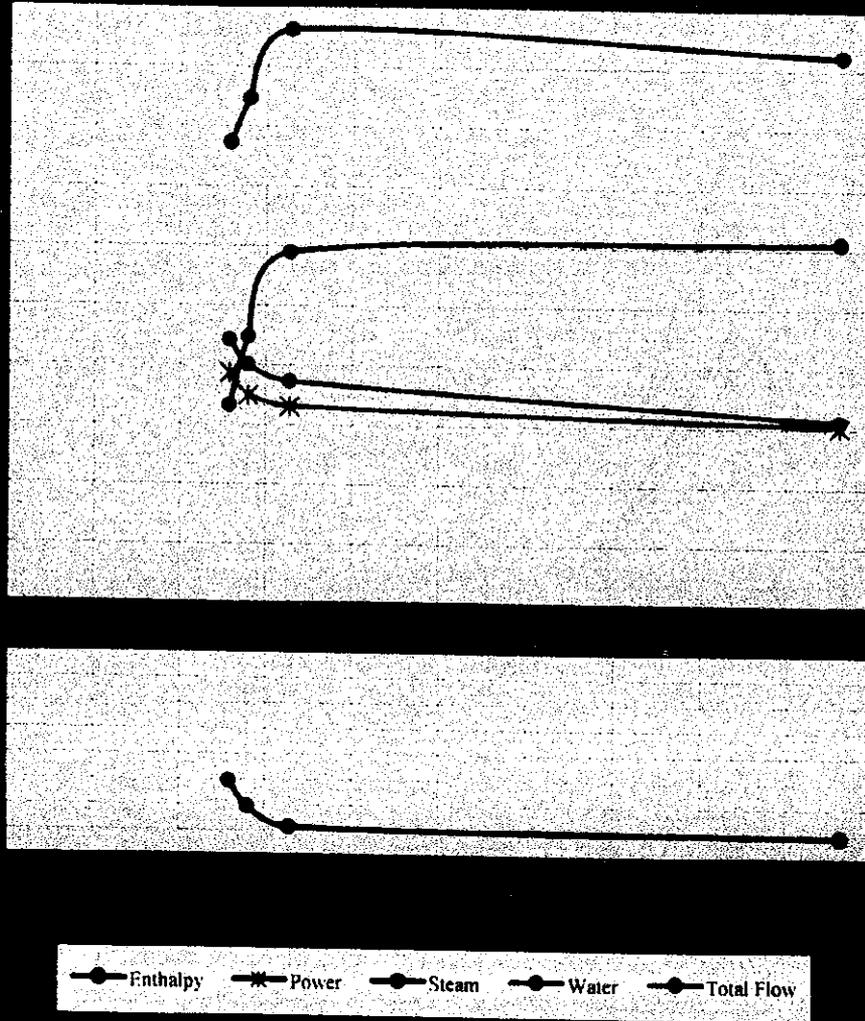
● Enthalpy * Power ● Steam ● Water ● Total Flow

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



坑井AMJ-2の第2回噴出試験の坑井特性

Fig.2-4-11



坑井AMJ-2の第2回噴出試験の坑井特性

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

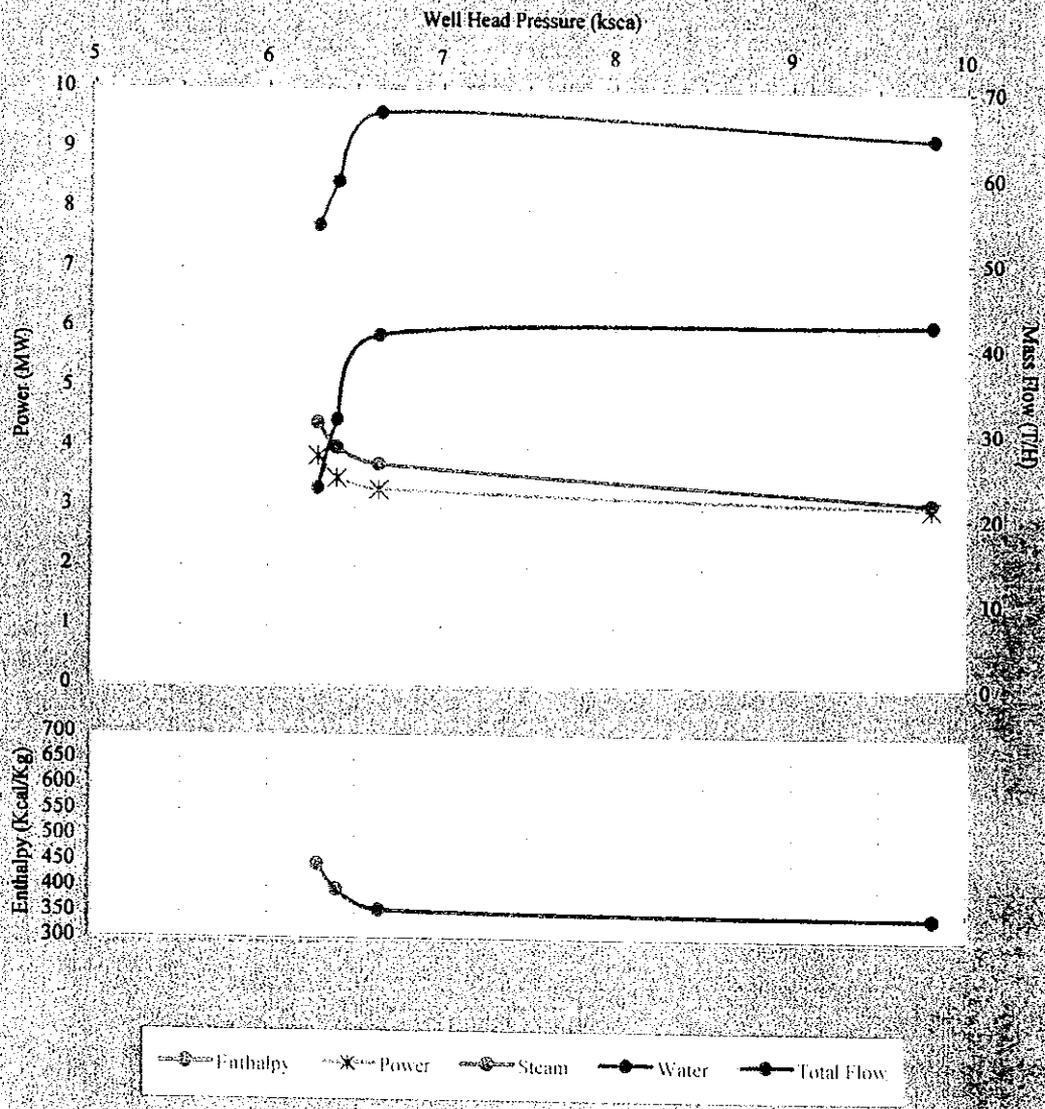


Table2-4-1 Result of chemical and isotope analyses of hot water samples

熱水試料の化学・同位体分析結果表

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

n. d. : not determined

* : sampled at sampling separator

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

ガス試料の化学・同位体分析結果表

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

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

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

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

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

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

