

第15章 融資返済計画

第15章 融 資 返 済 計 画

	頁
15.1 基本的考察	15- 1
15.2 所要資金	15- 1
15.3 収入および費用	15- 2
15.4 返済計画	15- 2

List of Tables

Table 15-1	Funds Procurement and Repayment Schedule
Table 15-2	Profit and Loss Statement
Table 15-3	Cash Flow Statement

15.1 基本的考察

一般に電力設備を建設する場合、初期投資期間中に巨額の先行投資が必要とされ、その投資の見返りとしての収入は、建設が完了してから開始される。資本の回収期間は、一般の耐久消費財とくらべてかなり長い。したがって、投下資金は、低利で据置き期間が長く、かつ返済期間が長い融資条件を備える場合が多い。

本計画実現に必要な資金の調達は、その可成の部分を国際金融機関から、残りを国内金融機関から借入れることとし、その配分は現時点では予測しがたいので、調査団はEIBと協議の結果、以下の融資条件を設定して融資返済計画を策定する。

金利 : 外貨・内貨とも 9.5%とする。

但し Commitment chargeは考慮しない。

償還方法 : 外貨・内貨とも工事期間据置

20年元利均等償還

15.2 所要資金

本計画の所要資金は1991年時点の物価水準にもとづいて積算されている。本計画が電力系統に投入されるのは、2000年以降であり、本来なら本計画の工事が着工されてから運転開始するまでの期間における全般的物価上昇を費用の増分として考慮すべきところであるが、トルコ国の至近年における物価上昇は、他の主要諸国のそれと比較して、極めて異常な増加率を示しており、調査団は将来の物価上昇を推定することの困難性を考慮し、今回は1991年時点の所要資金をもって、融資返済計画の検討を行うこととした。

検討結果は、Table 15-1 (所要資金および返済計画) で示す通りである。

15.3 収入および費用

投資の見返りとしての収入は、電気料金である。現行のTBKの販売電気料金は、定額および従量の二段料金制、および均一契約料金制の2種類が制定されており、需要家はその何れかを選択できるシステムになっている。また、供給地域によっては料金格差がある。しかし、ここで用いる料金収入は、1991年7月現在におけるTBKの系統の平均的な売電力料金の推定が困難である現状であるので、1991年7月時点におけるTBKの均一契約単価 254.2TL/kWh (14.2.3参照) を用いて算定することとした。

本計画の電力設備の年間運転維持費は、次のとおりとした。

土木設備工事費 × 0.5 %

水力機器設備工事費 × 1.5 %

電気機械設備工事費 × 1.5 %

送電設備工事費 × 1.5 %

変電設備工事費 × 1.5 %

減価償却費は残存価格を0とし、定額法により算出し、各設備の耐用年数は次のとおりとした。

土木設備 50年

水力機器設備 35年

電気機械設備 35年

送電設備 35年

15.4 返済計画

融資の返済資金には、本計画の経常収支から得られる営業利益（つまり、料金収入から運転維持費、減価償却費、金利等の経費を差し引いたもの）に減価償却費を加えたものが当てられる。

本計画の資金の流入および借入金の返済等資金の支出計画を年別に展開したのが Table 15-2 および 15-3 に示すとおりである。

これらの表から分かるように、本計画に投下された資本と、それから発生する収入とがバランスするのは、運転開始後第14年目となり、投下資本の回収後は利潤を生むことになる。したがって、本計画の投下資本は十分に回収できるものと判断される。

Table 15-1 Funds Procurement and Repayment Schedule

(unit: Million TL)

No. Year	FUND REQUIREMENT						REPAYMENT SCHEDULE								
	FOREIGN CURRENCY			DOMESTIC CURRENCY			Foreign Currency			Domestic Currency					
	Ayvali	Olur	Subtotal	Ayvali	Olur	Subtotal	Total	Interest	Principal	Total	Interest	Principal	Total	Balance	
1 1999	2,814	3,488	6,302	18,868	21,259	40,128	46,430	(299)	10,786	56,305	584,304	(1,908)	14,524	89,202	786,080
2 2000	31,350	21,734	53,085	26,679	34,307	60,986	114,071	(2,789)	11,822	66,305	573,508	(6,709)	15,904	89,202	771,556
3 2001	25,912	31,664	57,576	27,833	32,020	59,854	117,420	(8,045)	12,945	66,305	561,687	(12,448)	17,415	89,202	755,652
4 2002	60,263	22,594	82,858	66,358	91,634	157,993	240,850	(14,716)	14,174	66,305	548,742	(22,796)	19,069	89,202	738,237
5 2003	68,471	43,338	111,809	109,332	76,047	185,440	297,249	(24,294)	15,521	66,305	534,567	(39,109)	20,881	89,202	719,168
6 2004	68,397	103,265	171,662	136,590	84,869	221,459	393,121	(37,759)	16,995	66,305	519,046	(58,436)	22,864	89,202	698,287
7 2005	101,013		101,013	60,230		60,230	161,243	(36,094)	18,610	66,305	502,051	(52,065)	25,037	89,202	675,422
8 2006								55,509	20,378	66,305	483,441	74,678	27,415	89,202	650,386
9 2007								54,489	22,314	66,305	463,063	73,298	30,020	89,202	622,971
10 2008								53,360	24,434	66,305	440,749	71,787	32,871	89,202	592,951
11 2009								52,130	26,755	66,305	416,315	70,133	35,994	89,202	560,080
12 2010								50,784	29,297	66,305	389,560	68,321	39,414	89,202	524,086
13 2011								49,309	32,080	66,305	360,263	66,337	43,158	89,202	484,672
14 2012								47,695	34,225	66,305	328,184	64,165	47,238	89,202	441,514
15 2013								45,927	35,127	66,305	293,056	61,787	51,747	89,202	394,256
16 2014								43,991	38,465	66,305	254,592	58,182	56,663	89,202	342,509
17 2015								41,871	42,119	66,305	212,473	55,330	62,046	89,202	285,845
18 2016								39,550	46,120	66,305	166,353	53,208	67,941	89,202	223,799
19 2017								37,008	50,501	66,305	115,851	49,788	74,395	89,202	155,858
20 2018								34,225	55,299	66,305	60,552	46,044	81,463	89,202	81,463
21 2019								31,177	60,552	66,305	-0	41,944	89,202	89,202	-0
22 2020								27,840		66,305		37,454			
23 2021								24,186		66,305		32,538			
24 2022								20,185		66,305		27,155			
25 2023								15,804		66,305		21,261			
26 2024								11,006		66,305		14,807			
27 2025								5,752		66,305		7,739			
Total	358,219	226,085	584,304	445,942	340,138	786,080	1,370,384	865,790	584,304	1,326,098	1,191,424	786,080	1,784,034.8		

Note: Figures in parentheses are I.D.C.

Remarks: Repayment condition - 9.5% annum

Repayment method : 20 years with principal and interest in equal installment
 Grace Period : 7 years (construction period)

Table 15-2 Profit and Loss Statement

(unit: Million TL)

No.	Year	Operating Revenue (A)	Operating Expenses		Total (B)	Operating Income (C)=A-B	Financial Expenses*		Total* (D)	Net Income (E)=C-D
			O & M	Depreciation			F. C.	D. C.		
1	1999						(299)	(1,906)	(2,205)	
2	2000						(2,789)	(6,709)	(9,498)	
3	2001						(8,045)	(12,448)	(20,494)	
4	2002						(14,716)	(22,796)	(37,511)	
5	2003						(24,294)	(39,109)	(63,403)	
6	2004						(37,759)	(58,436)	(96,195)	
7	2005	70,603	4,107	14,724	18,831	51,772	(36,094)	(52,065)	(88,159)	-36,387
8	2006	190,306	9,644	35,260	44,904	145,403	55,509	74,678	130,186	15,216
9	2007	190,306	9,644	35,260	44,904	145,403	54,483	73,298	127,781	17,622
10	2008	190,306	9,644	35,260	44,904	145,403	53,360	71,787	125,147	20,255
11	2009	190,306	9,644	35,260	44,904	145,403	52,130	70,133	122,263	23,140
12	2010	190,306	9,644	35,260	44,904	145,403	50,784	68,321	119,105	26,298
13	2011	190,306	9,644	35,260	44,904	145,403	49,309	66,337	115,647	29,756
14	2012	190,306	9,644	35,260	44,904	145,403	47,695	64,165	111,860	33,543
15	2013	190,306	9,644	35,260	44,904	145,403	45,927	61,787	107,714	37,689
16	2014	190,306	9,644	35,260	44,904	145,403	43,991	59,182	103,173	42,229
17	2015	190,306	9,644	35,260	44,904	145,403	41,871	56,330	98,201	47,201
18	2016	190,306	9,644	35,260	44,904	145,403	39,550	53,208	92,758	52,645
19	2017	190,306	9,644	35,260	44,904	145,403	37,008	49,788	86,796	58,606
20	2018	190,306	9,644	35,260	44,904	145,403	34,225	46,044	80,269	65,134
21	2019	190,306	9,644	35,260	44,904	145,403	31,177	41,944	73,121	72,281
22	2020	190,306	9,644	35,260	44,904	145,403	27,840	37,454	65,295	80,108
23	2021	190,306	9,644	35,260	44,904	145,403	24,186	32,538	56,725	88,678
24	2022	190,306	9,644	35,260	44,904	145,403	20,185	27,155	47,340	98,062
25	2023	190,306	9,644	35,260	44,904	145,403	15,804	21,261	37,064	108,338
26	2024	190,306	9,644	35,260	44,904	145,403	11,006	14,807	25,812	119,590
27	2025	190,306	9,644	35,260	44,904	145,403	5,752	7,739	13,491	131,911
Total		3,876,728	196,987	719,918	916,905	2,959,823	865,790	1,191,424	2,057,214	1,131,915

*Note: Figures in parentheses are I. D. C.

Remarks: Operating revenue : 639.9GWh x 297.4TL/kWh =190306.26 million TL/year

Operation and Maintenance: see 14.2.2

Depreciation: construction cost including I. D. C.

- Civil (50 years): 1,336,543 / 50 = 26,731

- Hydro (35 years):

- Elec. (35 years): 298,510 / 35 = 8,529

- T/L (35 years):

Total 35,260

Table 15-3 Cash Flow Statement

(unit: Million TL)

No.	Year	Cash Inflow				Cash Outflow				Balance			
		Fund Requirement	Net Income	Depreciation	Total (A)	Construction cost	F.C.	Principal Repayment D.C.	Subtotal	I.D.C.	Total (B)	Yearly (A)-(B)	Accumulation
1	1999	46,430	0	0	46,430	46,430	0	0	0	2,205	48,635	-2,205	-2,205
2	2000	114,071	0	0	114,071	114,071	0	0	0	9,498	123,568	-9,498	-11,703
3	2001	117,420	0	0	117,420	117,420	0	0	0	20,494	137,913	-20,494	-32,197
4	2002	240,850	0	0	240,850	240,850	0	0	0	37,511	278,362	-37,511	-69,708
5	2003	297,249	0	0	297,249	297,249	0	0	0	63,403	360,652	-63,403	-133,111
6	2004	393,121	0	0	393,121	393,121	0	0	0	96,195	489,316	-96,195	-229,306
7	2005	161,243	-36,387	14,724	139,580	161,243	0	0	0	88,159	249,403	-109,823	-339,129
8	2006	0	15,216	35,260	50,476	0	10,796	14,524	25,320	0	25,320	25,156	-313,973
9	2007	0	17,622	35,260	52,881	0	11,822	15,904	27,726	0	27,726	25,156	-288,817
10	2008	0	20,235	35,260	55,515	0	12,945	17,415	30,360	0	30,360	25,156	-263,662
11	2009	0	23,140	35,260	58,399	0	14,174	19,069	33,244	0	33,244	25,156	-238,506
12	2010	0	26,298	35,260	61,557	0	15,521	20,881	36,402	0	36,402	25,156	-213,351
13	2011	0	29,756	35,260	65,016	0	16,995	22,864	39,860	0	39,860	25,156	-188,195
14	2012	0	33,543	35,260	68,802	0	18,610	25,037	43,647	0	43,647	25,156	-163,039
15	2013	0	37,689	35,260	72,949	0	20,378	27,415	47,793	0	47,793	25,156	-137,884
16	2014	0	42,229	35,260	77,489	0	22,314	30,020	52,333	0	52,333	25,156	-112,728
17	2015	0	47,201	35,260	82,461	0	24,434	32,871	57,305	0	57,305	25,156	-87,572
18	2016	0	52,645	35,260	87,905	0	26,755	35,994	62,749	0	62,749	25,156	-62,417
19	2017	0	58,606	35,260	93,866	0	29,297	39,414	68,710	0	68,710	25,156	-37,261
20	2018	0	65,134	35,260	100,393	0	32,080	43,158	75,238	0	75,238	25,156	-12,106
21	2019	0	72,281	35,260	107,541	0	35,127	47,258	82,385	0	82,385	25,156	13,050
22	2020	0	80,108	35,260	115,368	0	38,465	51,747	90,212	0	90,212	25,156	38,206
23	2021	0	88,678	35,260	123,938	0	42,119	56,663	98,782	0	98,782	25,156	63,361
24	2022	0	98,062	35,260	133,322	0	46,120	62,046	108,166	0	108,166	25,156	88,517
25	2023	0	108,338	35,260	143,598	0	50,501	67,941	118,442	0	118,442	25,156	113,672
26	2024	0	119,590	35,260	154,850	0	55,299	74,395	129,694	0	129,694	25,156	138,828
27	2025	0	131,911	35,260	167,171	0	60,552	81,463	142,015	0	142,015	25,156	163,984
Total		1,370,384	1,131,915	719,918	3,222,217	1,370,384	584,304	786,080	1,370,384	317,465	3,058,233	163,984	

第16章 今後の調査

第16章 今後の調査

	頁
16.1 地形測量	16-1
16.2 地質調査	16-1
(1) Olur計画	16-1
(2) Ayvali計画	16-2
16.3 材料調査	16-2
16.4 水位・流量観測	16-3
16.5 代替地等の計画立案	16-3

List of Figures

- Fig. 16-1 Olur Project Damsite Location of Additional Drill Hole (1)
- Fig. 16-2 Olur Project Damsite Location of Additional Drill Hole (2)
- Fig. 16-3 Olur Project Penstock and Powerhouse Location of Additional Drill Hole
- Fig. 16-4 Ayvali Project Damsite Location of Additional Drill Hole (1)
- Fig. 16-5 Ayvali Project Damsite Location of Additional Drill Hole (2)
- Fig. 16-6 Olur Project Penstock and Powerhouse Location of Additional Drill Hole

第16章 今後の調査

今後、本計画の実施設計および工事実施計画立案にむけて、以下に述べる調査が必要であると考えられる。

16.1 地形測量

- (i) 三角測量基準点の設置と、既存1/5,000および1/1,000地形図へポイントの記入
- (ii) ダム～発電所間のレベリングの再チェック
- (iii) Olur計画およびAyvali計画の水路予定地域の1/5,000地形図未図化区域の図化

16.2 地質調査

(1) Olur計画

1) ダム地点

(a) ボーリング調査

- ・数量： ダム軸 長さ 100 m × 2 孔 (岩盤部で透水試験実施)
- 上流仮締切ダム 長さ 60 m × 1 孔 (河床堆積物で標準貫入試験、透水試験実施)
- 下流仮締切ダム 長さ 60 m × 1 孔 (河床堆積物で標準貫入試験、透水試験実施)
- ・目的： ダム地点の河床堆積物の厚さと基盤の性状の確認、及び仮締切ダム地点の河床堆積物の厚さとその性状の確認

2) 調圧水槽、発電所地点

(a) ボーリング調査

- ・数量： 調圧水槽 長さ 100 m × 1 孔 (透水試験実施)
- 発電所 長さ 50 m × 1 孔
- ・目的： 基盤岩盤の性状の把握

(2) Ayvali計画

1) ダム地点

(a) ボーリング調査

- ・数量： ダム軸 長さ 100 m × 2 孔 (岩盤部で透水試験実施)
上流仮締切ダム 長さ 60 m × 1 孔 (河床堆積物で標準貫入試験、透水試験実施)
下流仮締切ダム 長さ 60 m × 1 孔 (河床堆積物で標準貫入試験、透水試験実施)
- ・目的： ダム地点の河床堆積物の厚さと基盤の性状の確認、仮締切ダム地点の河床堆積物の厚さとその性状の確認

2) 地下発電所地点および水圧管路地点

(a) ボーリング調査

- ・数量： 調圧水槽 長さ 250 m × 1 孔 (透水試験実施)
- ・岩石室内試験： 一軸圧縮試験、三軸圧縮試験
- ・目的： 基盤岩盤の性状の把握

(b) 調査横坑および坑内からのボーリング

調査横坑を掘削し、坑内からボーリングを実施するとともに、坑内で平板載荷試験、ブロックせん断試験、初期地圧測定等の現位置岩盤試験を実施する。

ただし、(a)ボーリング調査を先行し、基礎岩盤の性状を把握した上で、具体的な調査横坑の位置、試験計画を作成することとする。

16.3 材料調査

1) Olur計画

Olurダムのロック材料採取場でのボーリングによる地質調査。

- ・ボーリング数量： 2 ～ 3孔
- ・調査項目： 地質、風化の程度、比重、圧縮強度、他

2) Ayvali計画

Ayvaliダムのロック材料採取場でのボーリングによる地質調査。

- ・ボーリング数量 : 2 ~ 3孔
- ・調査項目 : 地質、風化の程度、比重、圧縮強度、他

16.4 水位、流量観測

ダム地点 : Olur及びAyvaliの両ダム付近に設置されている流量観測所での観測の継続。

発電所 : Olur発電所位置での水位観測 (出水時のみで可)

16.5 代替地等の計画立案

工事実施計画の立案にむけて水没予定地内の住民に対して、転出、或いは残留の意向を調査し、必要に応じ代替地等の計画の立案を行う事。



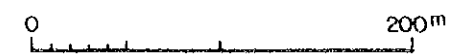
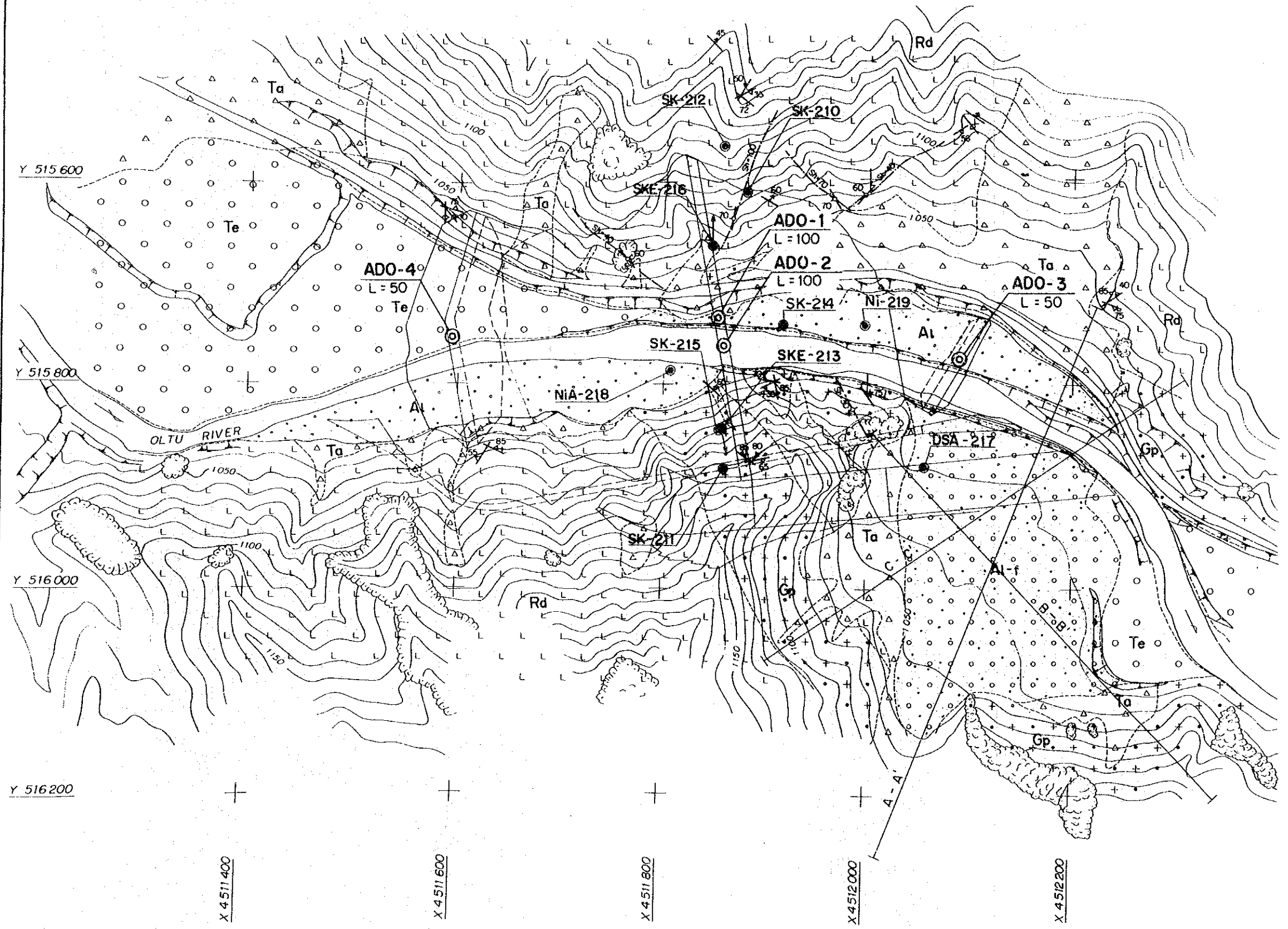
LEGEND

- △ Ta △ Talus deposit
- Al Alluvial deposit
- Al-f Alluvial fan deposit
- Te ○ Terrace deposit
- + Gp + Granite porphyry
- Rd Rhyolite and Diabase

- Geologic boundary
- Strike and dip of fault (Sh: Width of shear zone, cm)
- Strike and dip of joint
- Strike and dip of igneous contact

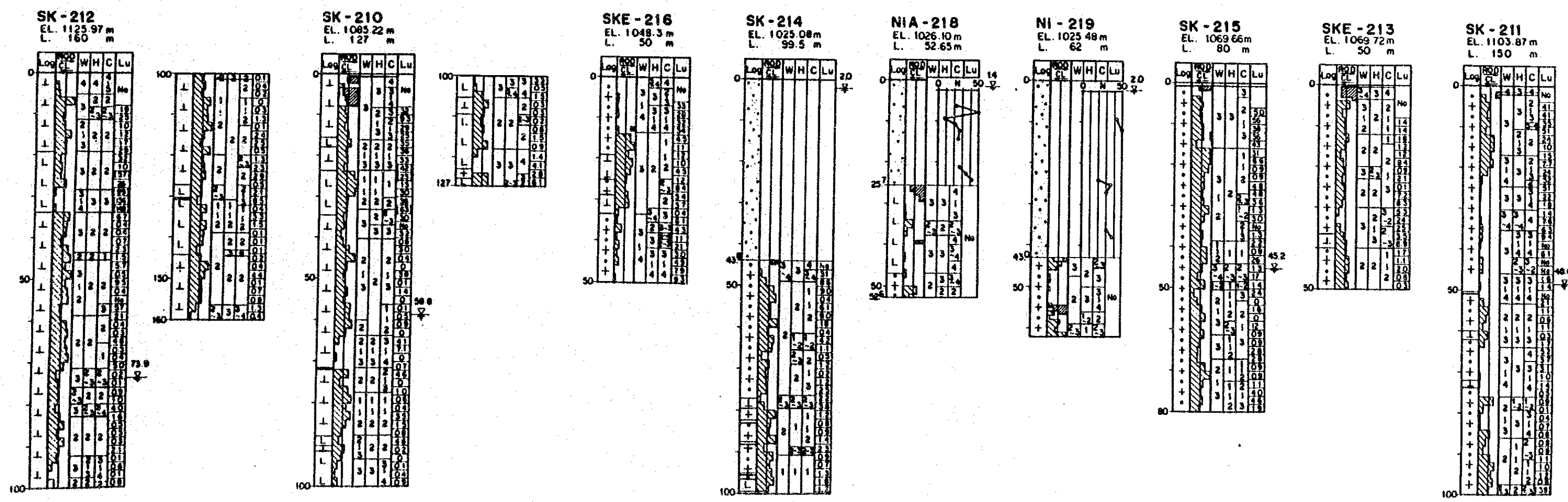
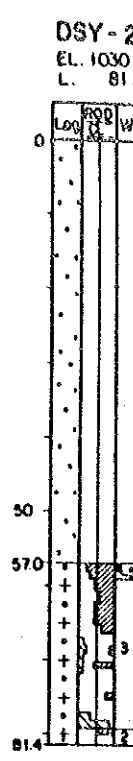
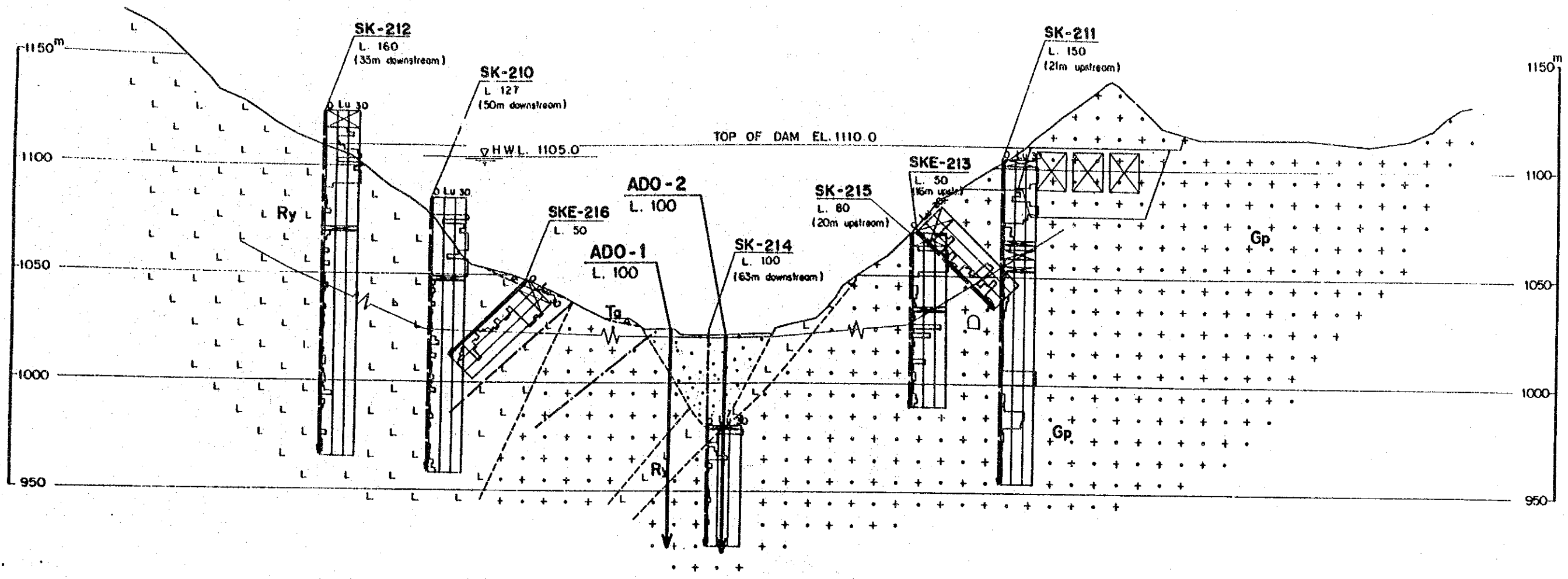
- SK- Drill hole
- A-A' Seismic prospecting line

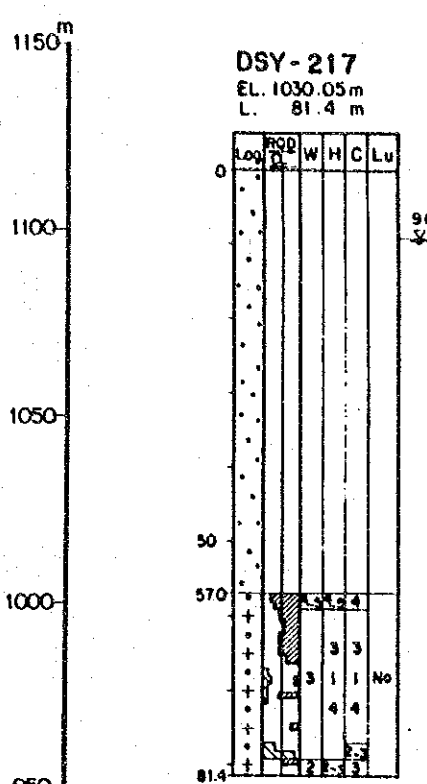
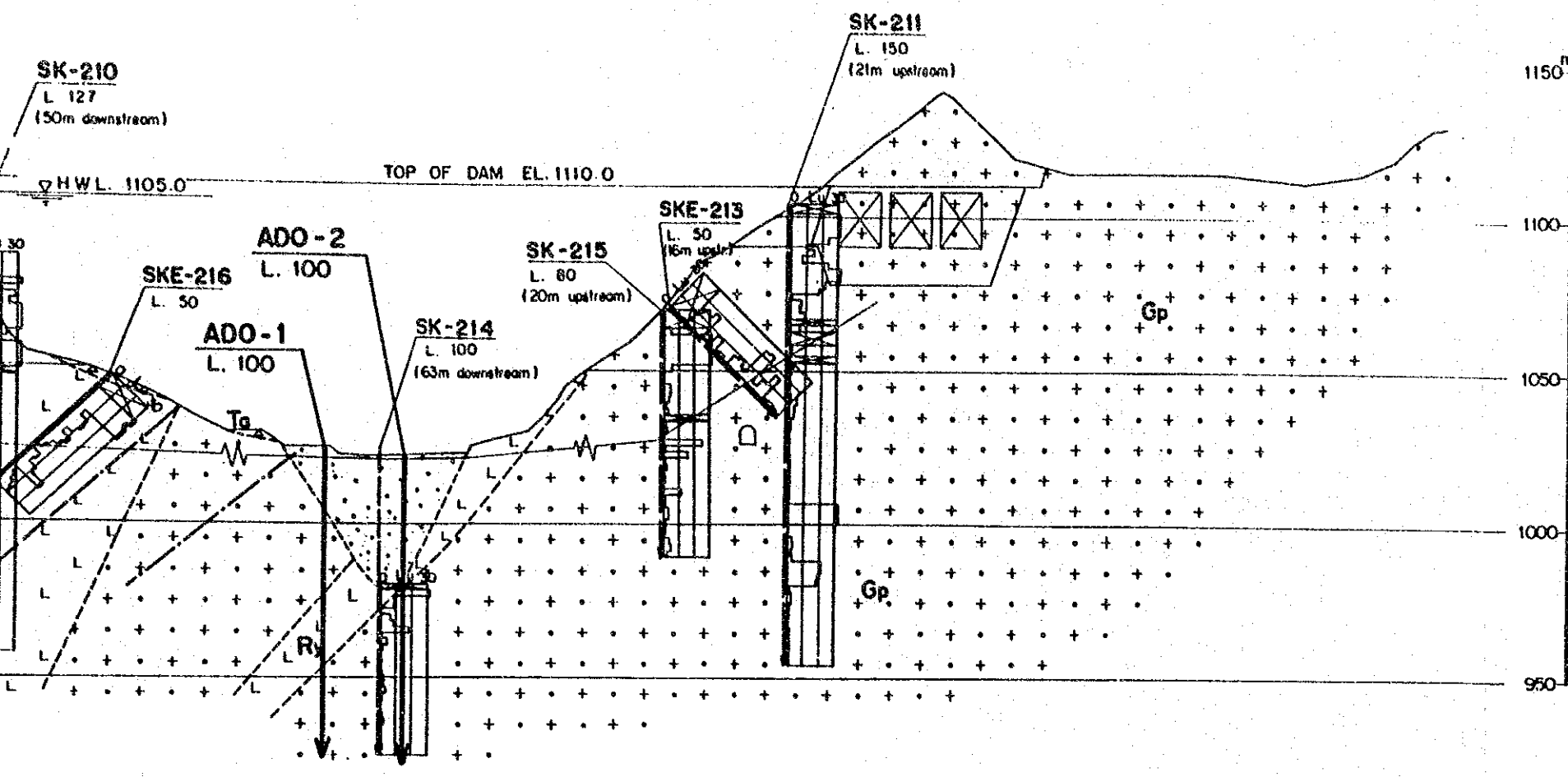
- ADO- Proposed additional drill hole



**OLTU RIVER HYDROELECTRIC
 POWER DEVELOPMENT PROJECT**
OLUR PROJECT
DAMSITE
**LOCATION OF ADDITIONAL
 DRILL HOLE**

Fig. 16 - 1

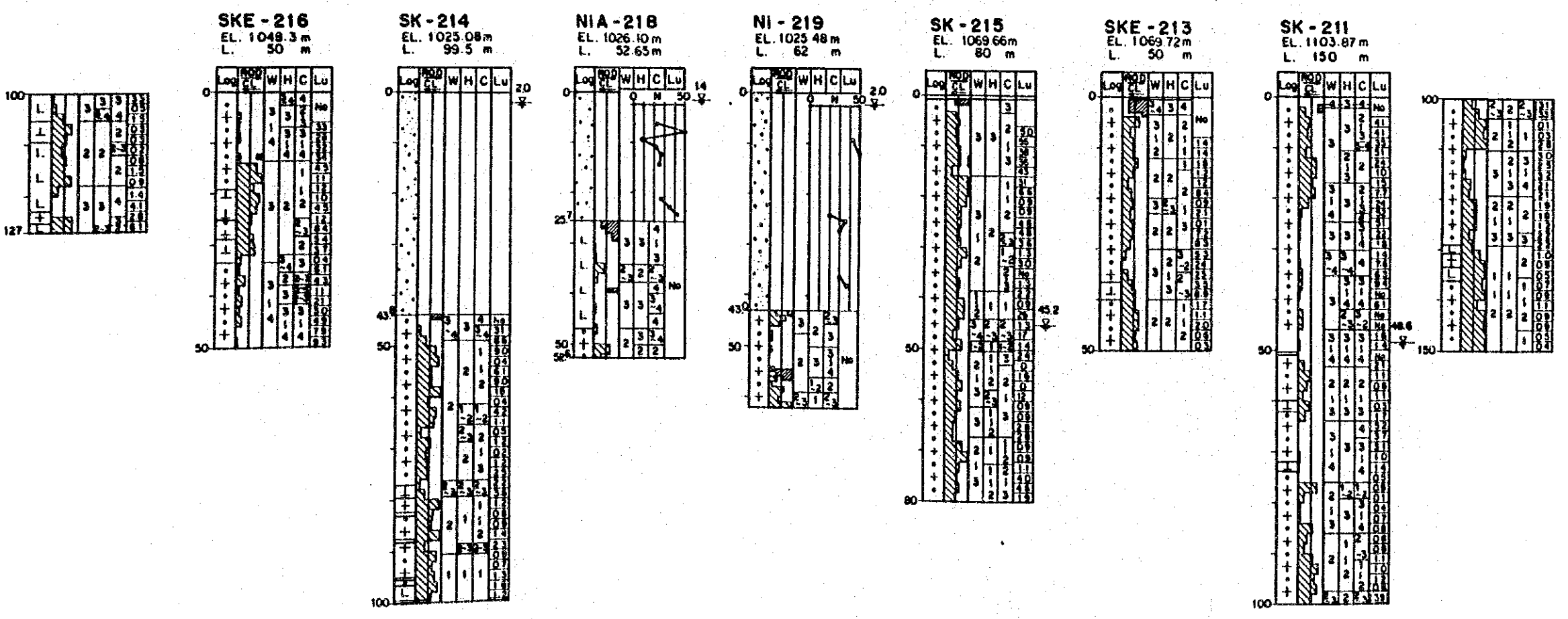




LEGEND (1) (For Profile)

- Talus deposit
- Alluvial deposit
- Terrace deposit
- Granite porphyry
- Rhyolite and Diabase
- Geologic boundary
- Assumed fault
- Ground water table
- Drill Hole
- Drill Hole (Projection)

ADO -
Proposed additional drill hole

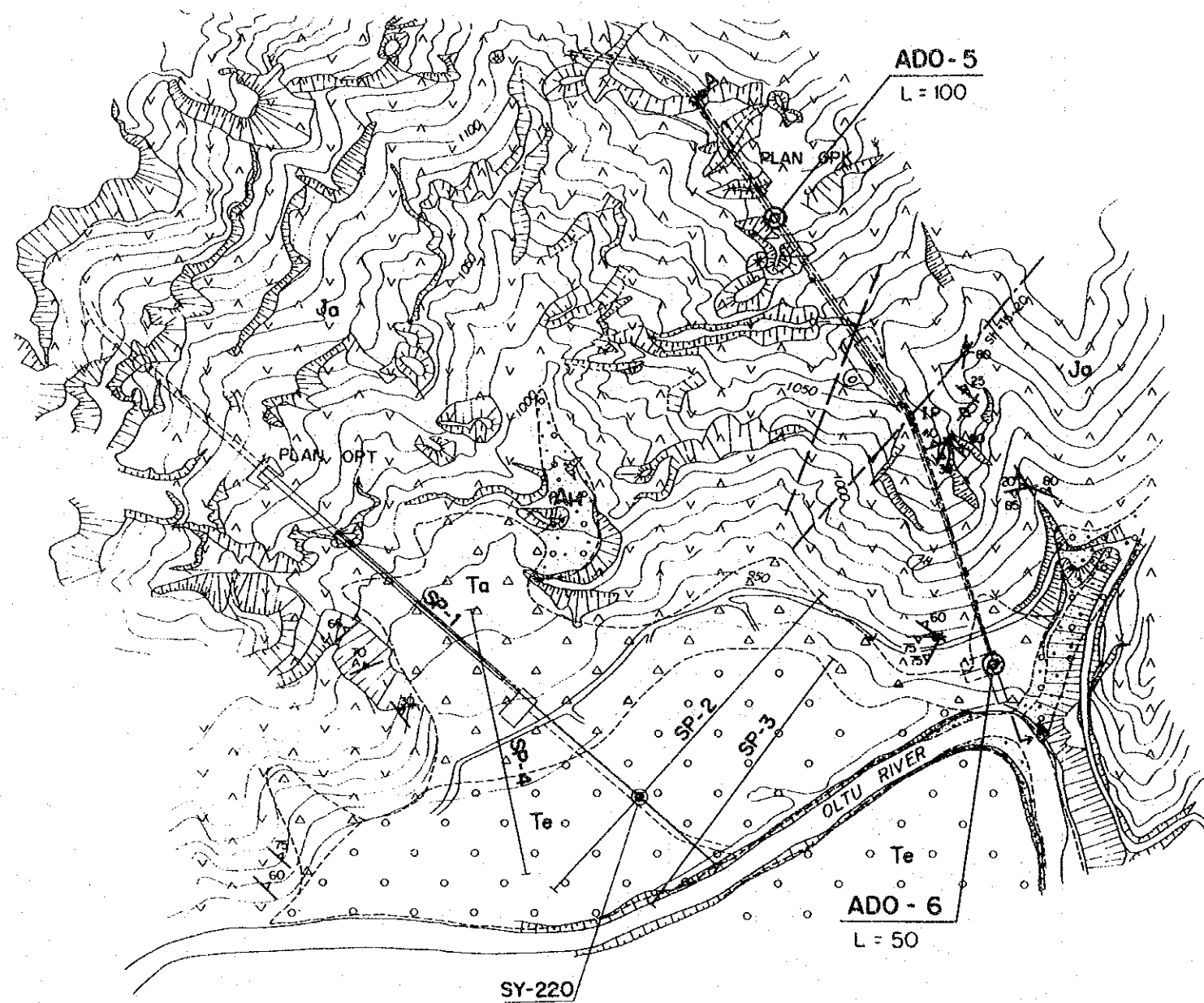


0 100m

OLTU RIVER HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT

OLUR PROJECT
DAMSITE
**LOCATION OF ADDITIONAL
DRILL HOLE**

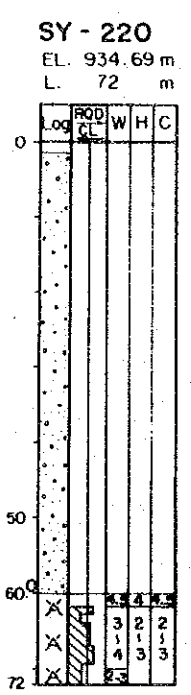
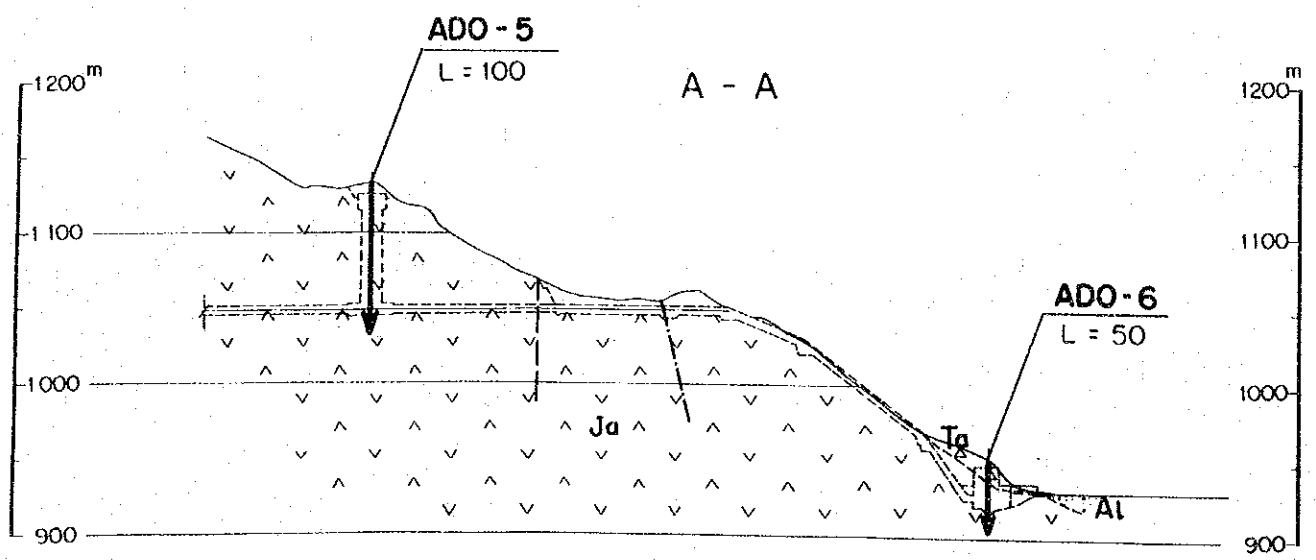
Fig. 16 - 2



LEGEND (1) (For Plan and Profile)

- Talus deposit
- Alluvial deposit
- Alluvial fan deposit
- Terrace deposit
- Ayvali volcanic rocks (Acidic and basic lava, rhyolite, tuff and Volcanic breccia)
- Geologic boundary
- Strike and dip of fault
- Assumed fault
- Strike and dip of strata
- Drill hole
- Seismic prospecting line

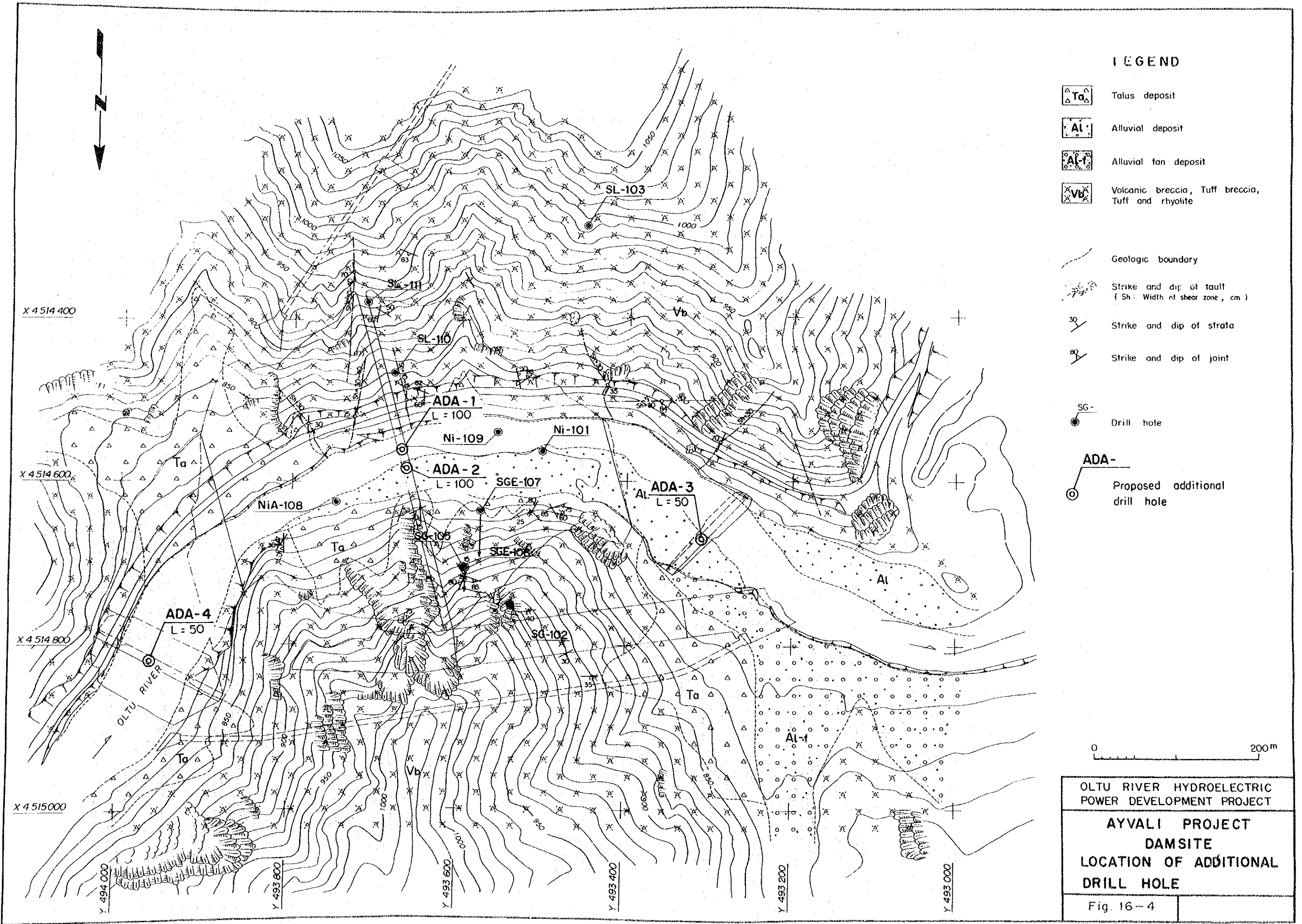
- ADO-
Proposed additional drill hole
- ADO-
Proposed additional drill hole



OLTU RIVER HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT

OLUR PROJECT
PENSTOCK AND POWERHOUSE
LOCATION OF ADDITIONAL
DRILL HOLE

Fig. 16 - 3



LEGEND

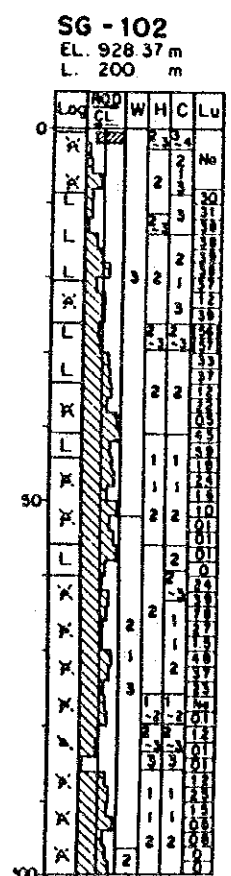
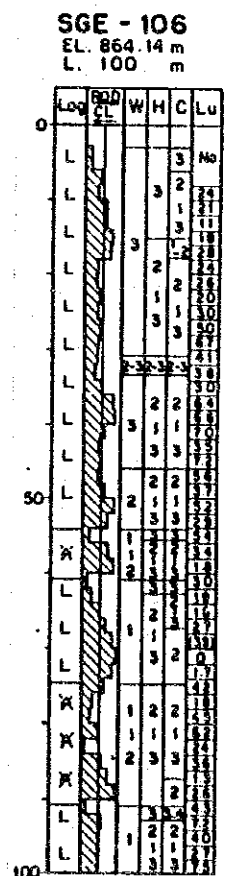
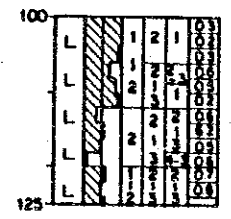
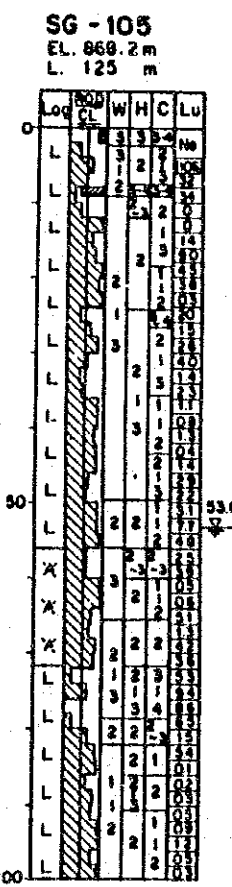
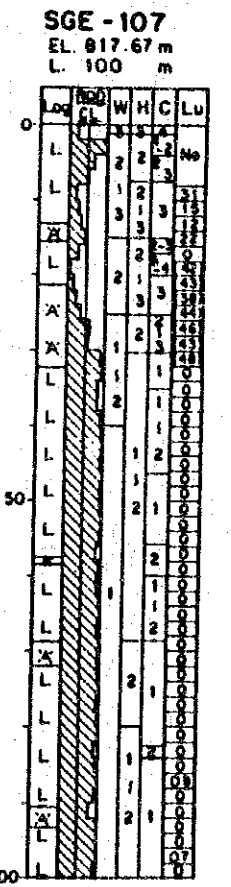
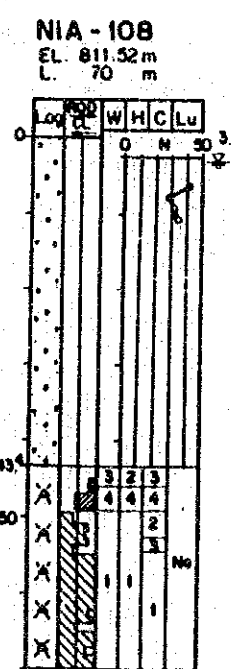
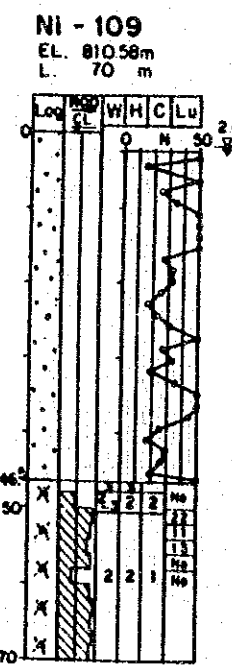
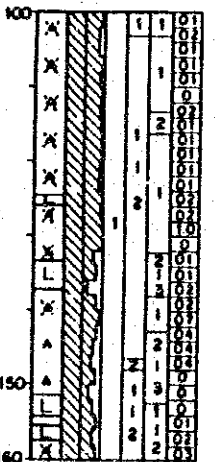
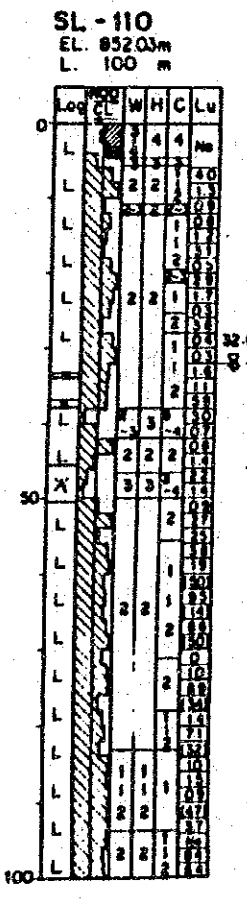
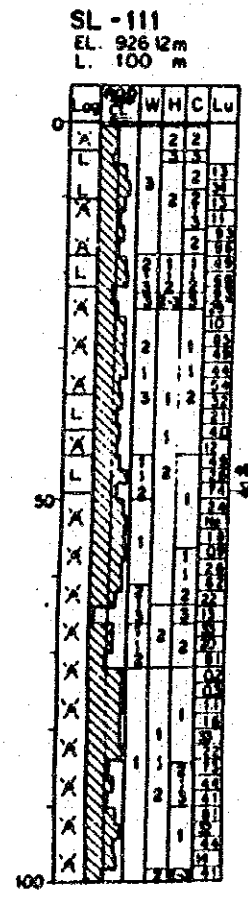
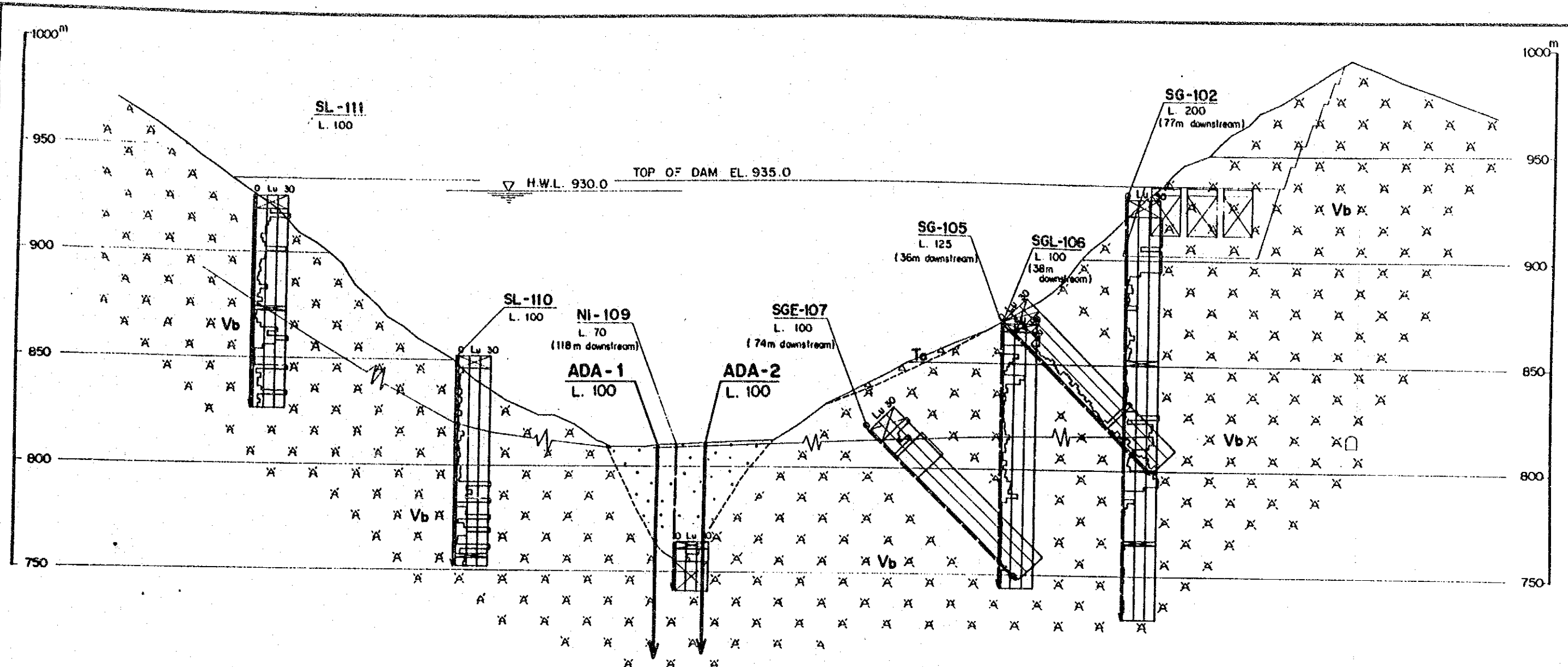
- △ Ta △ Talus deposit
- Al Alluvial deposit
- Al-f Alluvial fan deposit
- X Vb X Volcanic breccia, Tuff breccia, Tuff and rhyolite
- Geologic boundary
- Strike and dip of fault (Sh: Width of shear zone, cm)
- 30° Strike and dip of strata
- 80° Strike and dip of joint
- SG- Drill hole
- ADA- Proposed additional drill hole

0 200m

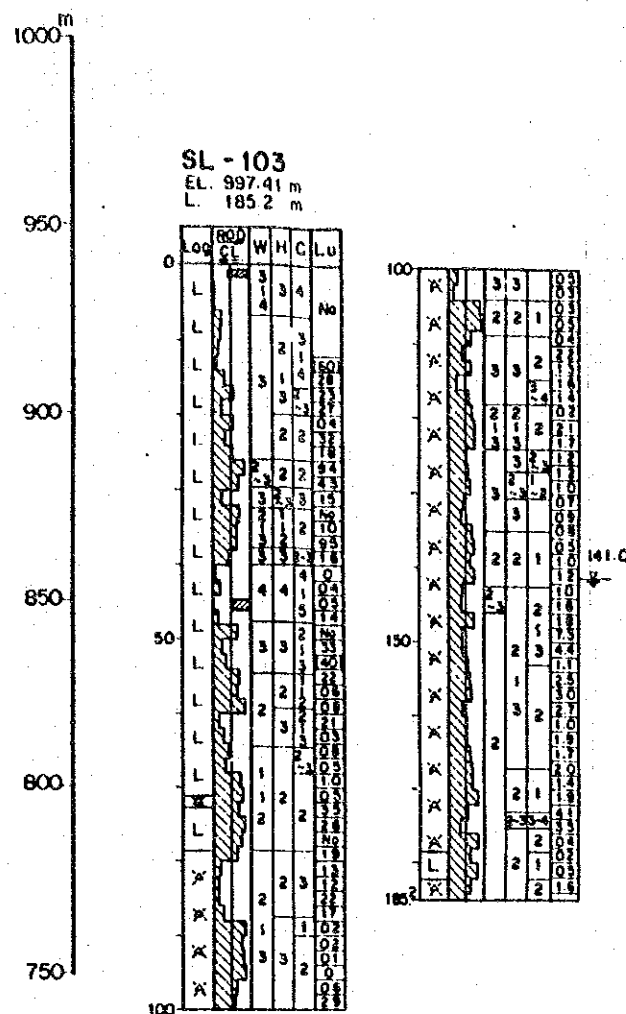
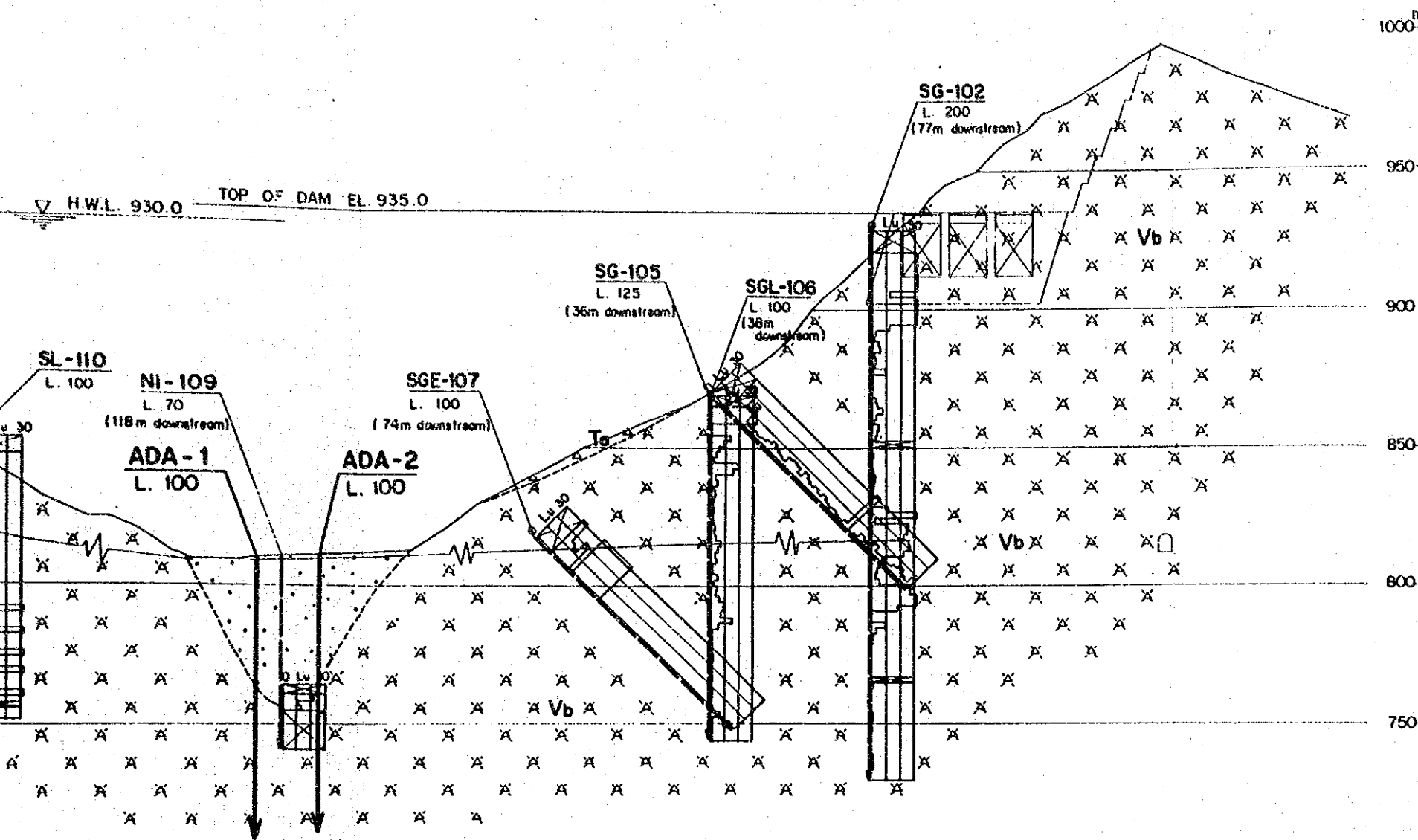
OLTU RIVER HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT

**AYVALI PROJECT
DAM SITE
LOCATION OF ADDITIONAL
DRILL HOLE**

Fig. 16-4



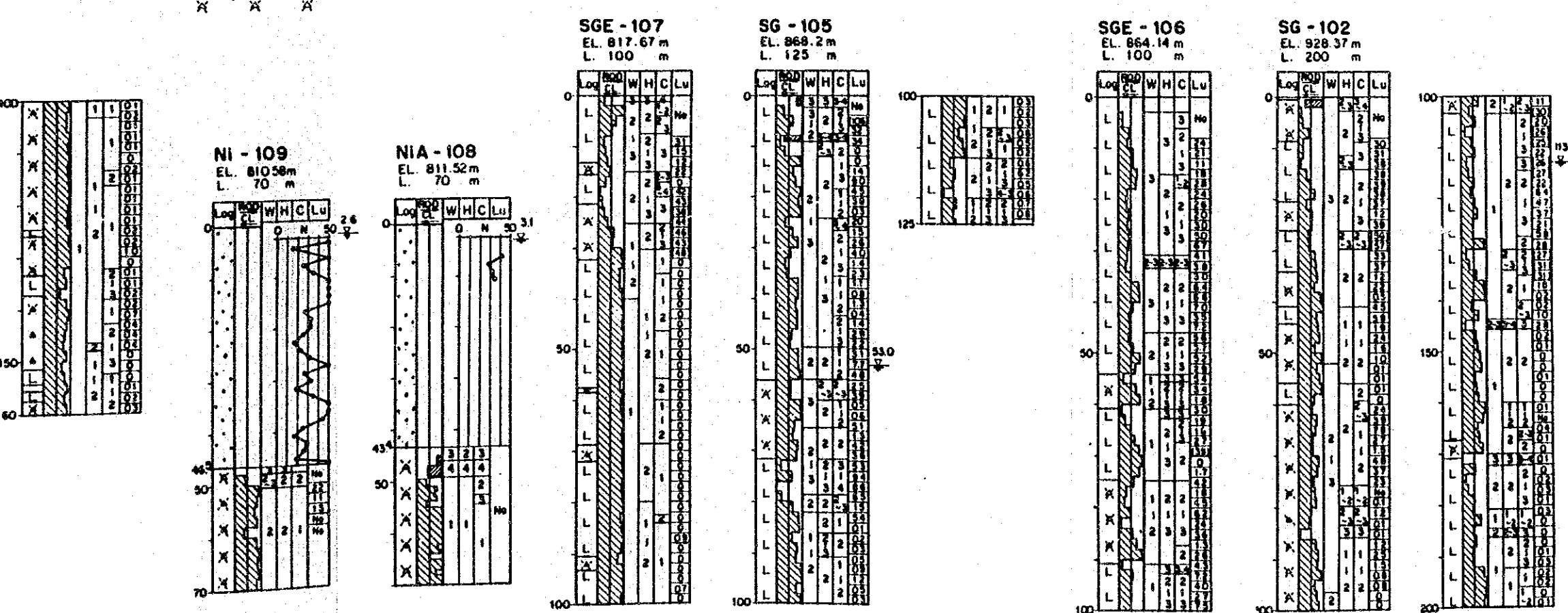
和



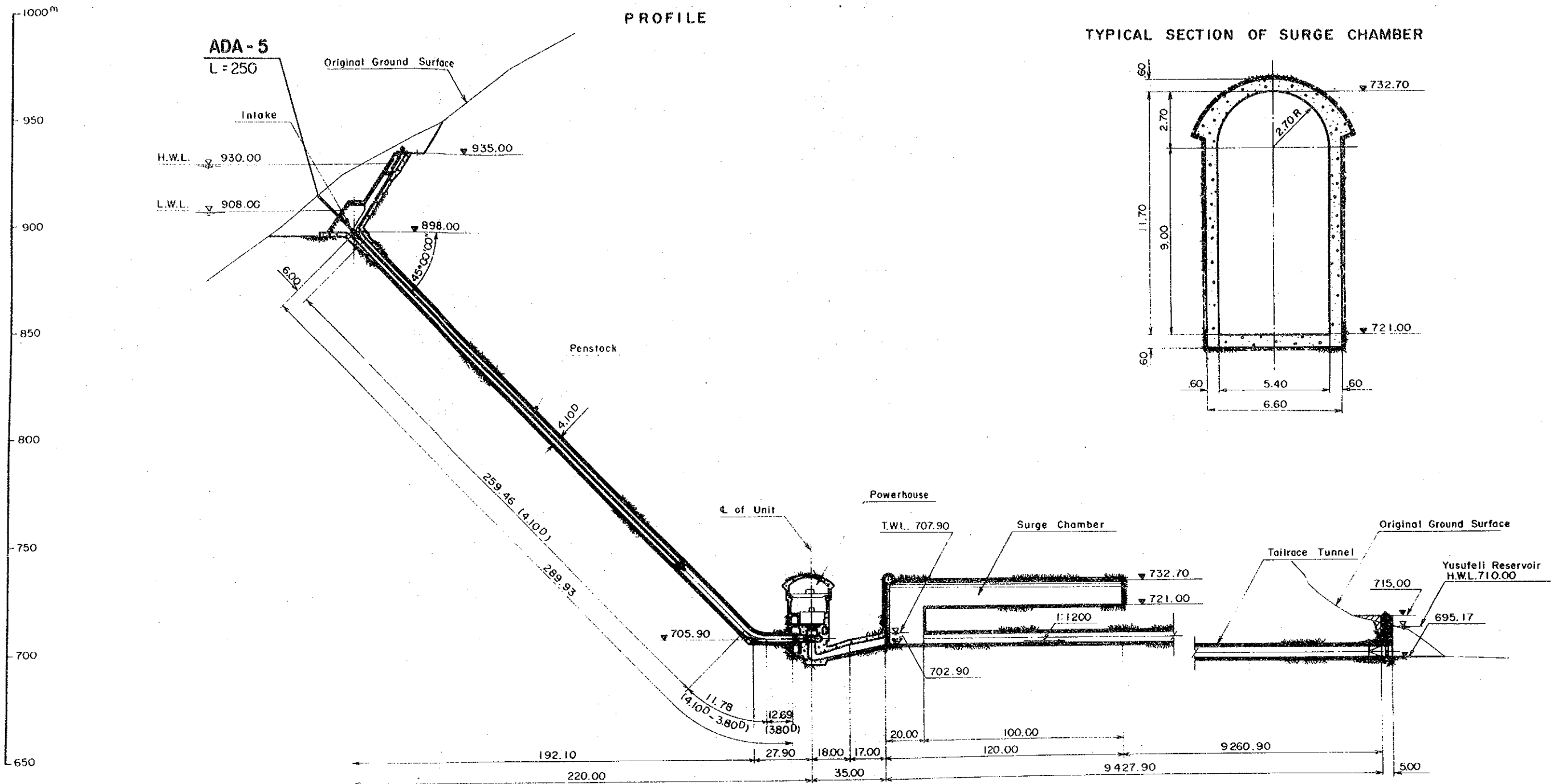
LEGEND (1) (For Profile)

- Talus deposit
- Alluvial deposit
- Volcanic breccia, Tuff breccia, Tuff and Rhyolite
- Geologic boundary
- Ground water table
- Drill hole
- Drill hole (Projection)
- Lugeon value

ADA-
Proposed additional drill hole

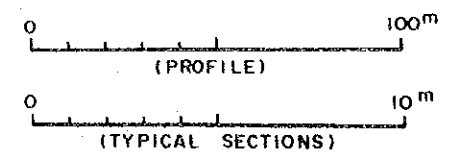


OLTU RIVER HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT
AYVALI PROJECT
DAMSITE
LOCATION OF ADDITIONAL
DRILL HOLE
Fig. 16-5



LEGEND

ADA -
 Proposed additional drill hole



OLTU RIVER HYDROELECTRIC
 POWER DEVELOPMENT PROJECT

AYVALI PROJECT
PENSTOCK AND POWERHOUSE
LOCATION OF ADDITIONAL
DRILL HOLE

Fig. 16-6

