

Raforkumálastjóri  
Jarðhitadeild og Vermir s.f.

REKSTRARÖRYGGI JARÐGUFUAFLLSTÖÐVA

eftir

Svein S. Einarsson

og

Jón Jónsson

Apríl 1967

Raforkumálastjóri  
Jarðhitadeild og Vermir s.f.

REKSTRARÖRYGGI JARÐGUFUAFLLSTÖÐVA

eftir

Svein S. Einarsson

og

Jón Jónsson

Apríl 1967

REKSTURSÖRYGGI JARÐGUFUAFLLSTÖÐVA

Raforkumálastjóri hefur óskað umsagnar undirritaðra um rekstursöryggi jarðgufuafllstöðva með sérstöku tilliti til tillagna, sem fram hafa komið um byggingu jarðgufuafllstöðvar við Námafjall.

Í þessu efni er á tvennt að líta. Í fyrsta lagi reynsluna, sem fyrir liggur hér á landi og annars staðar um öryggi jarðvarmans sem orkulindar og þeirra orkuvinnslumannvirkja sem nýta hann. Í öðru lagi þarf að athuga hvort sérstakar aðstæður við Námafjall gætu orsakað minna rekstursöryggi en reynslan annars staðar hefur leitt í ljós.

(1) Öryggi jarðvarma sem orkulindar

Varðandi þessa hlið málsins fylgir með sem fylgiskjal greinargerð er Sveinn S. Einarsson tók saman 1965 um þetta efni vegna fundar Norrænnar samstarfsnefndar um kjarnorkumál í Reykjavík það ár. (The Reliability of Geothermal Energy as a Source of Power and Cost of Geothermal Steam from the Hengill Area, Iceland). Í 2. og 3. kafla þessarar greinargerðar eru þessi mál rædd og reynslan sem fengist hefur í þeim 4 löndum þar sem jarðvarmi er unninn í stórum mæli rakin. Niðurstöðurnar voru þær að á því rúmlega 30 ára tímabili, sem reynslan liggur fyrir um, hefur jarðvarminn reynzt sérstaklega örugg orkulind, og í öllum tilfellum fullnægt þeim ströngu kröfum, sem gerðar eru um rekstursöryggi almennings orkuveitna. Síðan hefur ekkert komið fram svo vitað sé, er raskar þessari niðurstöðu.

Því má bæta við að í samanburði við venjulegt vatnsafl (í fallvötnum) hefur jarðvarminn yfirburði að því leyti, að truflanir af völdum veðráttu (frosti, úrkomu, o.s.frv.) á jarðvarmavinnslu er miklu minni en vænta má í rekstri vatnsaflsstöðva.

(2) Rekstursöryggi orkuvinnslumannvirkja

Helztu mannvirki jarðgufuaflstöðva eru:

- (1) Borholur
- (2) Mannvirki við borholuop
- (3) Pípulagnir fyrir gufu og vatn
- (4) Aflvélar í stöðvarhúsi og stöðvarhús

## (2.1) Borholur

Ef vel er gengið frá borholum í upphafi er ekki annarra reksturs-truflana að vænta en þeirra að (a) föst efni setjast í sumum tilfellum í efri hluta þeirra svo að valdið getur stíflun, og (b) efnissöfnun getur átt sér stað í bergæðum í nágrenni holanna og valdið minnkun á aðrennsli.

Stíflur í borholunum sjálfum er auðvelt að hreinsa burt á stuttum tíma og með hóflegum tilkostnaði. Kostnaðurinn af þessu er meðreiknaður í áætlunum um reksturskostnað.

Stíflun bergæða getur valdið því á löngum tíma að borhola verði ónothæf, og er þá ekki um annað að ræða en að bora nýja holu í staðinn, en oftast er hægt að gera þetta í næsta nágrenni hinnar fyrri. Til þessa er tekið tillit í kostnaðaráætlunum með því að ætla borholunum takmarkaðan endingartíma og afskrifa þær í samræmi við það. Ekki liggur fyrir reynsla af endingu margra gufuborhola hérlendis, þó hefur gufuborhola í Reykjakoti verið í notkun yfir 20 ár og gufuborhola í Krýsuvík hefur blásið stöðugt álíka tíma. Á Ítalíu er endingartími gufuborhola til vinnslu (productive life) talinn 20-25 ár, í Geysers Valley, Californiu, er vitað að gufuborholur hafa flásið samfleytt yfir 40 ár. Með því að afskrifa borholur á 10 árum ætti fyllstu varkárni að vera gætt í þessu efni.

## (2.2) Mannvirki við borholuop

Hér er átt við loka, gufuskiljur og geyma. Engin sérstök áhætta er tengd þessum mannvirkjum, séu þau forsvaranlega úr garði gerð í upphafi. Á löngum tíma verður vart nokkurrar tæringar, en með góðu viðhaldi ætti ekki að þurfa að reikna með skemmri endingartíma en 20-25 árum, og er tekið tillit til þess í afskriftum.

## (2.3) Pípulagnir fyrir gufu og vatn

Um þessi mannvirki gildir hið sama og mannvirki við borholuop.

## (2.4) Aflvélar í stöðvarhúsi

Gufutúrbínur eru háþróaðar vélar og sérlega öruggar í rekstri. Túrbínur fyrir jarðgufu eru hér ekki undantekning, hins vegar þarf að taka nokkurt tillit til séreiginleika jarðgufunnar við efnisval í túrbínurnar. Telja verður að sú hlið málsins sé nú nægilega þekkt og reynd.

Við rekstur jarðgufutúrbína verður/<sup>maður</sup>þó að vera við því búinn að nokkurrar efnissöfnunar gæti á skóflublöðum, og þurfi því að taka vélarnar upp til hreinsunar á ákveðnum fresti. Þetta er hægt að gera á árstímum þegar álag er lágt, þannig að rekstrustruflanir verði sem minnstar. Til þess að flýta fyrir verkinu er oft hafður varasnúður tilbúinn til þess að setja í vélina þegar hreinsun þarf að fara fram.

Sem dæmi um rekstursöryggi val búinnar jarðgufuaflstöðvar má geta þess að upp hefur verið gefið, að fyrstu 3 árin sem aflstöð no. 3 í Larderello á Ítalíu var í notkun var ársálagsstuðull stöðvarinnar 98% (F. Villa: Latest Trends in the Design of Geothermal Plants, U.N. Conference on New Sources of Energy, Rome, 1961).

Endingartími véla í jarðgufuaflstöðvum er væntanlega svipaður og í öðrum gufutúrbínustöðvum. Þó er sá munur á að í venjulegum gufuaflstöðvum úreldast vélar oft vegna tækniframfara (aukinnar nýtni). Í jarðgufustöðvum skiptir skiptir þetta ekki máli sökum þess hve jarðvarminn er ódýr.

(3) Jarðhitasvæðið við Mývatn

Mesta samfelld jarðhitasvæði við Mývatn er Bjarnarflag og Námafjall ásamt svæðinu austan undir Námafjalli.

Verulegur hiti er þó víðs vegar undir hraununum milli Bjarnarflags og Reykjahlíðar, en óvisst er hvort fremur ber að líta á það sem afrennslissvæði frá Námafjalli eða sem raunverulegan hluta af hitansvæðinu sjálfu.

Hér er eins og kunnugt er um há-hitasvæði eða gufu- og brenni-steinshverasvæði að ræða. Samkvæmt síðustu niðurstöðum er hitastig í um 800 m djúpri borholu í Bjarnarflagi um 270°C, en sennilegt er talið að hitinn geti verið verulega hærri, jafnvel um eða yfir 300°C.

Jarðhitinn eins og hann kemur fyrir á yfirborði er greinilega tengdur við sprungur og misgengi í berggrunninum. Sprungukerfin halda raunar áfram norður yfir Kröflu og Leirhnúk, en á báðum þeim stöðum eru gufuhverir og leirhverir og stórfelldar ummyndanir eftir jarðhita. Norður af Leirhnúk kemur jarðhiti fyrir norðaustan undir Gæsfjöllum. Nefnist það Hrótafjallahitur. Nokkru norðar og vestar er svo Þeistarreykjiasvæðið, en það er raunar engu minna hverasvæði en Námafjallssvæðið og er tengt sprungum í berggrunninum eins og það. Ekki fæ ég séð neina jarðfræðilega ástæðu til þess að telja Námafjall og Kröflu tvö mismunandi jarðhitasvæði þó ekki séu þau tengd á yfirborði. Eðlilegt virðist að telja Námafjall með Bjarnarflagi, Kröflu, Leirhnúk og Hrótafjallahitur sem eitt og sama jarðhitasvæði og mun ég því hér eftir nefna það Reykjahlíðarsvæðið vegna þess að það er að langmestu leyti í landi Reykjahlíðar. Hvort Þeistarreykjiasvæðið má telja til sama hitasvæðis er óvisst. Hitt er þó visst að það er á sama sprungusvæði, en aðeins nokkru vestar á því. Þess má og geta að hinir miklu vatnshverir í Reykjahverfi eru að því er virðist tengdir misgengi með stefnu norður-suður.

Þessir hverir eru rúmlega 100 m lægra en hverirnir á Þeistarreykjum. Gæti sá hæðarmismunur verið nóg til þess að skýra að þar eru vatnshverfir en ekki gufu. Jarðhita verður vart á stóru svæði víðs vegar í nærsveitum bæði í Aðaldal, á Húsavík, í Kelduhverfi og í Axarfirði.

Sé það rétt að Námafjall, Krafla og Hrótafjallahitur séu eitt og sama svæði er það um 20 km frá norðri til suðurs. Um breidd þess frá austri til vesturs er erfiðara að segja, en áætla mætti hana 5-8 km þar sem það er breiðast.

Gufuhverasvæðin erlendis og hérlendis eru yfirleitt í sambandi við "súran vulkanisma" þ.e. þau eru tengd kísilsýruauðugu bergi, líparíti og skyldum bergtegundum. Svo er um Torfajökulssvæðið, Kerlingarfjöll, hverasvæðið í Vonarskarði og undir Vatnajökli. Hlíðarfjall við Mývatn tilheyrir þessum flokki bergtegunda. Af erlendum svæðum má nefna Yellowstone í Bandaríkjunum og Wairakei á Nýja-Sjálandi.

Hinn háa hita er naumast hægt að skýra með öðru en því að gera ráð fyrir að innskot með mjög háu hitastigi  $1000^{\circ}\text{C}$  eða þar yfir séu fyrir hendi tiltölulega stutt undir yfirborði.

Gangarnir og æðar frá slíkum innskotslögum gætu vel verið einmitt undir sprungusvæðunum.

Um aldur Reykjahlíðarsvæðisins er ekki vitað, en líklegt er að það sé mörg þúsund ára gamalt. Með nánari rannsóknum á svæðinu gæti vel verið mögulegt að varpa ljósi yfir það spursmál.

Hér skal ekki út í það farið að áætla það varmamagn, sem fyrir hendi er á þessu svæði. Það virðist þó með ólíkindum að þar boranir, sem hugsanlegt er að framkvæma á því á næstu árum, muni hafa nokkur mælanleg áhrif á það.

Hvað viðvíkur möguleikunum að hagnýta þennan varma er ljóst að þeir eru háðir varmaleiðni berglaganna og vatnsrennsli á hita-svæðinu.

Af því sem hér að framan er sagt, er ljóst, að hitastig um 260-270°C eða jafnvel hærra, er þarna á ekki meira dýpi en svo, að auðvelt er að ná til þess með borunum. Er þá að gera sér grein fyrir möguleikum á vatnsrennsli í berglöggunum undir Reykjahlíðarsvæðinu.

Jarðsveiflumælingar Guðmundar Pálmasonar og reynsla af borunum í Eyjafirði bendir til þess, að á Reykjahlíðarsvæðinu séu um 2000 m þykk berglög, sem ekki eru þéttari en svo að reikna megi með vatnsrennsli í þeim. Auk þess er hitasvæðið á sprungubelti, sem rekja má norður í haf og suður í jökla. Frá vestri til austurs nær yngsti hluti þessa sprungukerfis a.m.k. frá því nokkuð vestan við Vindbelgjarfjall og austur fyrir Hrossaborg. Líklegt er að rennsli einnig dýpra í jarðlögum sé mun örara á sprungusvæðunum en utan þeirra.

Hvað þetta snertir virðist einmitt Reykjahlíðarsvæðið vera mjög vel sett.

Sveinn S. Einarsson, verkfræðingur, hefur á öðrum stað gert grein fyrir því hvað mikið aðrennsli við mismunandi hitastig er nauðsynlegt til að skila ákveðinni orku.

Um þessar mundir er verið að mæla afkost dýpstu borholunnar í Bjarnarflagi, en tölur liggja enn ekki fyrir. Þær gefa þó væntanlega þýðingarmiklar upplýsingar hvað þetta snertir. Almennt má þó segja, að það er afar ólíklegt að ekki sé nóg aðrennsli á þessu svæði. Um það, hvað gera má ráð fyrir að hver hola endist lengi, vísast til greinargerðar Sveins S. Einarssonar.

Reynslan ein getur endanlega sýnt hvað þétt má setja borholur af þeirri stærðargráðu, sem hér er um að ræða, en eðlilegt virðist að gera ráð fyrir borunum niður á 800-1000 m dýpi. Reynsla bæði



erlendis frá og hérlendis virðist þ  gefa tilefni til nokkurrar bjarts nyri hvað þetta snertir. Það virðist ekki tr legt, að a rennslissv ði hve rar borholu s  sérlega st rt, og  tti því að vera óhætt að hafa holurnar nokkuð þ tt. Þetta verður þ  að sannprófa með borunum.

Að sjálfsögðu verður ekki hjá því komist að gera nokkrar rannsóknarboranir áður en r  ist er   virkjun. Það er þ  augljóst m l, að   jar hitnum er um að r  a svo mikil verðmæti, að nokkru má hætta til þess að sannprófa   hvern h tt hann verður bezt n yttur   hverjum stað.

(4)  hrif jarðgufu  r Reykjahl arsv  inu   orkuvinnslumannvirki

Hitamælingar   borholum og aðrar rannsóknir, sem gerðar hafa verið   sambandi við undirbúning gufuveitu að k silg rverksmi j-unni, benda til þess að út N mafjallssv  inu muni með vinna mun heitari gufu en fékkst   s num tíma  r borholum við Hveragerði. Þ  hafa lofttegundir er fylgja gufunni sumpart aðra efnasamsetningu en   Hveragerði. Prófanir, sem gerðar h fa verið   t ringar hrifum gufunnar   málma   báðum stöðum, benda til þess að t ringar hrif gufunnar  r N mafjallssv  inu s u ívið meiri en gufunnar   Hveragerði, en að   báðum tilfellum s u t ringar hrifin vel innan þeirra marka sem vi unanleg geta talizt.

Enn sem komið er hefur því ekkert komið fram er gefi ástæðu til að óttast að hætta   reksturstruflunum af völdum eiginleika gufunnar, sem f st  r N mafjallssv  inu, verði meiri en gerist   öðrum jar gufust  um.

24. apríl 1967

Jón Jónsson Sveinn S. Einarsson

# THE RELIABILITY OF GEOTHERMAL ENERGY AS A SOURCE OF POWER AND COST OF GEOTHERMAL STEAM FROM THE HENGILL AREA, ICELAND

By Sveinn S. Einarsson, Director,  
Vermir SF  
Consulting Geophysicists & Research Engineers  
Reykjavík, Iceland.

## 1. Introduction

Geothermal energy has as yet found use as a significant source of power in only a few places of the world. It is therefore rather unique as compared to the conventional energy sources like the fossil fuels and hydro power, and has by no means enjoyed the publicity it deserves. It is generally known to be associated with volcanic activity of different age, but the systems controlling these phenomena are hidden deep underground showing only sporadic display on the surface.

It is quite natural that those who have not had opportunity to study this subject may view this source of energy with some suspicion, and ask whether its exploitation represents a reasonable business risk.

The purpose with the following remarks is to throw some light on this question, and give some cost figures that show that the geothermal energy is an exceptionally economical prime source of power not only for generation of electricity and heating of buildings, but also for industries that can use heat energy below a temperature level of say 180°C.

## 2. The Geothermal areas are Mines of Heat

According to the present concepts which are based on operational experience, experimental field data and theoretical considerations, the geothermal areas are increasingly looked at as a kind of heat mines. They consist of huge masses of abnormally hot rock, with temperature of upto  $250^{\circ}\text{C}$  and even higher, and the volume of hot rock located under a single major high-temperature area may be of the order of a number of cubic kilometers.

In order to give some indication of the magnitude of the heat energy thus stored, it may be mentioned that  $1\text{ km}^3$  of basalt rock of  $230^{\circ}\text{C}$  temperature holds about  $8 \times 10^{15}$  cal above  $100^{\circ}\text{C}$ , but this corresponds to the calorific value of some  $8 \times 10^6$  tons of fuel oil. Perhaps 10% of the stored energy can be extracted from the rock.

Even if the heat energy is continuously dissipated to the surface by conduction and more significantly by convection, with water as heat carrier, the heat energy in the rock is trapped for all practical purposes. This is demonstrated by the fact that the geothermal activity has in many areas been going on for thousands of years. In comparison with this, time intervals normally considered in connection with capital investment, production plant, etc., are truly negligible.

The stored heat represents the available energy of a thermally active area. Its potential power, however, is dependent upon the rate of flow of water through the hot rock up to the surface. By systematic drilling the flow rate can be increased at will within limits that are imposed on the system by the hydrological characteristics and the structure of the underlying and surrounding rock formations. However, it has been shown theoretically (Bödvarsson) that the total amount of energy that can be extracted from a given geothermal area may be

dependent on the rate of heat extraction. Accordingly certain prudence must be observed as regards the rate of heat extraction.

It should be underlined that the geothermal phenomena are for all practical purposes permanent features of the geology and do not disappear suddenly, and further that their economically useful life after exploitation has started is very long, and can be controlled to a certain degree by adopting intelligent operational policy.

### 3. Present Utilization of Geothermal Energy

Large scale commercial utilization of geothermal energy is presently carried on at the following places.

Geysers Valley, California, U.S.A.  
Larderello, Tuscany, Italy,  
Reykir and Reykjavík, Iceland  
Wairakei, Northern Island, New Zealand.

Installations of lesser capacity are in use in many locations both in Iceland and other countries, and the interest for the geothermal energy as an economical source of power is increasing quite rapidly especially since this topic was dealt with very efficiently by the United Nations Conference on New Sources of energy in Rome 1961.

#### 3.1 The Geysers

The Geysers Valley area produces dry steam that is used solely for electric power generation. The first borholes were drilled about 40 years ago and have been issuing steam continuously since. The first power plant was built in 1959 by the Pacific Gas & Electricity Co. It has now 28 MW installed but is being

extended by another 25 MW and is scheduled to reach 100 MW during the next 2 years. The present steam production is now about 500 tons/hr, and the total quantity of steam that has been extracted from the area is estimated to amount to about 100 Mtons.

### 3.2 Larderello

The first use of geothermal steam for electricity generation at Larderello took place about 60 years ago. Large scale power generation has now been going on there for more than 30 years, and the installed plant is now about 300 MW. The area produces dry steam at the rate of about 3000 tons/hr, and the total quantity of steam that has been extracted from the field is estimated to be of the order of 1000 Mtons.

### 3.3 Reykir and Reykjavík

The city of Reykjavík has operated a geothermal district heating system since 1930. In 1944 the system was greatly extended by use of hot water from the Reykir area about 15 km from the city. The Reykir field produces continually about 1000 tons/hr of water of 86-87°C. Subsequent drilling within the city boundaries has added another 1100 tons/hr of on the average 128°C hot water to the production, and presently the homes of about 65000 people are connected to the municipal district heating system that is still being extended.

The total production of hot water from the Reykir and Reykjavík areas is estimated to be of the order of 300 Mtons, whereof the Reykir area has delivered more than the half without showing any decrease in temperature after more than 20 years of extraction.

The production has been remarkably steady and free of any disturbances.

### 3.4 Wairakei

The Wairakei area produces a mixture of steam and water. The heat energy is used for electric power generation. The first power station with 69 MW plant installed was built in 1958 and has since been extended to about 200 MW, and supplies something like 15% of the total power requirements of the northern island of N. Zealand.

The total production of the field amounts to about 2000 tons/hr of steam and 500 tons/hr of water of same temperature. The total quantity of steam and water that has been extracted is estimated to be about 500 Mtons.

### 3.5 Various localities of Iceland

Outside of Reykjavík there are 4 district heating systems that have been in operation now for 10-20 years. They are supplying the homes of about 5000 people with heating from geothermal sources. Their total extraction of water amounts to about 30 Mtons to date. In no instance has the source of heat failed.

Exploratory boreholes in 2 different high-temperature areas in Iceland have been blowing continuously for more than 20 years, and scores of other installations in connection with public schools in rural areas, swimming pools, and green houses in various parts of the country have been in operation for decades, some for 35 years.

### 3.6 Conclusion

In all the instances mentioned above, the geothermal energy has proved to be an extremely dependable source of power. Its exploitations has moreover proved to give most satisfactory financial returns. The annual heating bill for homes connected to the Reykjavík heating system for instance amounts to only about 2/3 of the annual heating costs with light fuel oil, for comparable houses.

It is worth noting that the operational experience as regards the utilization of geothermal energy in the various parts of the world mentioned above spans more than 30 years. And it should be emphasized that geothermal energy is primarily used as yet for supplying power to public utilities. This latter fact is indeed a very significant evidence as regards the reliability of geothermal energy as a prime source of power, in view of the exacting demands that must be fulfilled in respect to operational safety by public utility systems everywhere.

#### 4. The Hengill Thermal Area

##### 4.1 The potential heat production

In a recent unpublished paper dr. Bødvarsson has estimated that the Hengill area comprises about 70 km<sup>2</sup> where sporadic thermal activity can be found on the surface. He considers the thermal anomaly to be much more extensive, and states that 100 km<sup>2</sup> for the latter would be a low estimate. The average temperature at depth in the heat reservoir is 230°C, and the average thickness of the basalt formation, whose heat can be extracted, is of the order of 1500 m.

Based on this and theoretical considerations dr. Bødvarsson estimates that it may be possible to produce 2500 Mtons of steam over a period of 100 years by a heat recovery factor of 12,5%. This would mean an average production rate of 300 ton/hr.

According to this the heat production potential of the Hengill area is of similar order of magnitude as that of the Larderello area in Italy.

##### 4.2 Hveragerdi

During the years of 1947-49 a rather comprehensive survey was made of the Hengill area with view on determining its potentialities as a source of heat energy for generation of electric

power and for heating purpose. It was concluded that the region north of Hveragerdi on the low southern border of the thermal area constituted the best prospect for drilling.

In the years 1958-61, 8 borholes were drilled in the area ranging from 350-1200 m in depth, on a 2 km long line, under the auspices of the State Electricity Authority of Iceland. Everyone of the borholes struck producing horizons, and the temperatures encountered at depth at the north-Western part of the line were between 215 and 230°C. At the other end of the line they were around 180°C and the temperature logs showed a maximum at 200 m depth, indicating a horizontal flow pattern. The output of the individual borholes was between 200 and 400 tons of fluid per hour, and the maximum steam pressure 6,5 to 13 kg/cm<sup>2</sup> absolute. It was found that those 5 of the boreholes that were best suited as producers yielded a total of 400 tons/hr steam and 1100 tons/hr water at atmospheric pressure (100°C) and respectively 250 tons/hr steam and 1200 to tons/hr water at 6 kg/cm<sup>2</sup> pressure (about 160°C).

In the years 1959-1963 extensive tests were made in order to investigate the suitability of the boreholes as sources of steam for generation of electric power. Under this programme 4 of the wells were kept producing steam and water continuously at the selected design operating pressure for two periods of approximately 3 and 6 months respectively each time. During the first 1-2 weeks, 3 of the borholes showed a slight decrease in output, whereafter 2 of them reached a steady state but one kept on losing capacity for a longer period. There was apparently a relation between the loss of output and the absolute output of the individual boreholes, in such a way that the most powerful producers were least affected. The biggest producer (No. 8 total output 400 tons/hr) was apparently unaffected. The total integrated output of the boreholes during the test periods referred to was of the order of 9 million tons.



About 30 natural thermal wells in the surroundings were kept under observation during those tests. Generally their flow, water level and temperature appeared to be less affected by the large scale flow from the 4 boreholes than by precipitation and other meteorological conditions. A shallow borehole near one of the big boreholes ceased issuing water, indicating a lowering of the watertable, but deep boreholes (400 m) in the village of Hveragerdi (about 1500 m away) showed signs of rise in temperature but no significant decrease in output. A considerable temperature rise ( $10^{\circ}\text{C}$ ) was observed in one of the big boreholes that was kept shutin.

Series of corrosion tests for metals were also conducted in order to study the influence of the geothermal fluids on materials of construction. It was found that mild steel and low-tensile stainless steels showed satisfactory, Copper and cuprous alloys were severely attacked.

On the basis of the above tests and other considerations it was considered fully safe to construct an electric power station for utilizing the steam that was available provided that a steam production reserve of 30-50% was allowed for the first stage of plant installed. Complete preliminary design and cost estimates were made for 16 MW and alternatively 32 MW powerstations, that were to be connected to the power distribution system of south-west Iceland, and it was found that the cost of generation by the 32 MW alternative would be of the order of 3,8 US mills/kWh. However, the construction of the plant has been deferred in favour of a much larger hydro that is expected to generate the power considerably cheaper than this.

#### 4.3 Steam Data

The fluid flowing into the boreholes at depth is superheated water of temperature of  $215\text{-}230^{\circ}\text{C}$ . As the fluid ascends

through the hole part of the water flashes to steam and the effluent is a two phase mixture of steam and water. The dryness fraction can be controlled within certain limits by regulating the backpressure at the wellhead. The massflow from the bores decreases with increased back pressure, and the flow becomes unstable (pulsating) if the pressure exceeds a critical limit. Accordingly there is an upper limit for the attainable steam pressure of 6-7 kg/cm<sup>2</sup> abs. (160-165°C).

By use of suitable equipment the steam fraction with 0,5-1% residual moisture can be separated from the water phase. The water of course leaves the separators with the same temperature and pressure as the steam, and can yield a secondary steam fraction by flashing at a lower pressure if desired.

The geothermal fluids are accompanied with some noncondensable gases that for the most part follow the primary steam fraction. A typical composition and relative quantities of the gases in the Hveragerdi region is as follows:

CO <sub>2</sub>	about	320 ml/kg dry steam			
H <sub>2</sub> S	-	70	-	-	-
H <sub>2</sub>	-	5	-	-	-
Residue N <sub>2</sub> etc.	-	12	-	-	-

#### 4.4 Cost of Steam

The drilling programme and subsequent testwork at Hveragerdi has been sufficiently extensive to furnish quite reliable data for estimating the production costs for the steam. One rather important question has, however, not found an answer, i.e. how long is the productive life for the steamwells. This is

though more an accounting problem, than a technical one, because a new borehole can be drilled in the neighbourhood of one that has become nonproductive. Experience in Iceland and other countries seems to indicate a productive life of 20 years and more.

The cost of a ton of steam is dependent on several factors, such as the steam pressure required, the total annual production, the distance of transmission, and whether the heat of the water phase can be utilized.

Below is an estimate of the cost per ton of steam from boreholes at Hveragerdi, based on the following assumptions:

(1) Steam pressure (temperature) required	6 kg/cm <sup>2</sup> (160°C)
(2) Distance of transmission max.	1000 m
(3) Rate of steam production	250 tons/hr
(4) Annual steam production	2x 10 <sup>6</sup> tons
(5) All the water (at 160°C) wasted	
(6) Average depreciation time for the boreholes	10 years
(7) Average depreciation time for other equipment	20 -
(8) Interest rate for capital	6% p.a.
Estimated annual costs	U.S. \$
Interest and depreciation	180.000
Maintenance, wages, administration and supervision	58.000
Royalties on steamfield, future prospecting, testing, taxes and reserve fund	48.000
Provision for risks	<u>43.000</u>
<u>Total annual costs</u>	<u>329.000</u>