



Det här verket har digitaliserats vid Göteborgs universitetsbibliotek och är fritt att använda. Alla tryckta texter är OCR-tolkade till maskinläsbar text. Det betyder att du kan söka och kopiera texten från dokumentet. Vissa äldre dokument med dåligt tryck kan vara svåra att OCR-tolka korrekt vilket medför att den OCR-tolkade texten kan innehålla fel och därför bör man visuellt jämföra med verkets bilder för att avgöra vad som är riktigt.

This work has been digitized at Gothenburg University Library and is free to use. All printed texts have been OCR-processed and converted to machine readable text. This means that you can search and copy text from the document. Some early printed books are hard to OCR-process correctly and the text may contain errors, so one should always visually compare it with the images to determine what is correct.



Rapport

R36:1983

Geotermisk värmecentral i Klintehamn

Förprojektering

Olof Andersson
Lars O Ericsson

V
AW+

INSTITUTET FÖR BYGGDOKUMENTATION	
Accnr	Plac ser

Byggforskningsrådet

R36:1983

GEOTERMISK VÄRMECENTRAL I KLINTEHAMN

Förprojektering

Olof Andersson
Lars O Ericsson

Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 811838-8
från Statens råd för byggnadsforskning till VIAK AB,
Vällingby.

I Byggforskningsrådets rapportserie redovisar forskaren sitt anslagsprojekt. Publiceringen innebär inte att rådet tagit ställning till åsikter, slutsatser och resultat.

R36:1983

ISBN 91-540-3906-1

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm
LiberTryck Stockholm 1983

INNEHÅLL

	FÖRORD	7
	SAMMANFATTNING	9
1	GEOTERMI I SVERIGE	11
1.1	Vad är geotermisk energi	11
1.2	Geotermiska energiförekomster i landet ..	11
1.3	Hur geotermi kan användas	13
1.3.1	Elkraftproduktion	13
1.3.2	Uppvärmning	13
2	FÖRUTSÄTTNINGAR FÖR GEOTERMI PÅ GOTLAND	15
2.1	Den geotermiska tillgången	15
2.2	Olika utvinningsystem	19
2.2.1	Enbrunnssystem	19
2.2.2	System med återföring	20
2.3	Brunnstekniska aspekter	21
2.3.1	Öppet hål-brunnen	22
2.3.2	Andra brunnstyper	23
2.4	Avyttringsmöjligheter	24
2.4.1	Förväntad geotermisk brunnseffekt	24
2.4.2	Avyttringspotentialen	24
3	KLINTEHAMNSPROJEKTET	27
3.1	Uppvärmningsobjekten	27
3.2	Principlösningar	28
4	GEOTERMALBRUNNEN KLINTEHAMN -1 RESULTAT AV FÖRPROJEKTERING	31
4.1	Borrplatsen	31
4.1.1	Lokalisering	31
4.1.2	Utformning	31
4.1.3	Program för borrplatsens iordning- ställande	34
4.2	Hydrogeologiska och borrhnings- tekniska ingångsdata	34
4.2.1	Lagerföljden	34
4.2.2	Lagrens borrhningstekniska egenskaper ..	34
4.2.3	Lagrens hydrauliska egenskaper	36

4.3	Preliminär brunnsutformning	37
4.4	Håltagningsprogram	37
4.4.1	Borrningsmetod och utrustning	37
4.4.2	Borrningsmoment	39
4.4.3	Program för spolvätska (Muddprogram)..	41
4.4.4	Foderrörsprogram	42
4.5	Program för dokumentation under borrning	42
4.5.1	Provtagning	42
4.5.2	Borrsjunkningsmätning	42
4.5.3	Spöflödesmätning	43
4.5.4	Kapacitetstester	43
4.6	Efterarbeten	44
4.6.1	Efterlämnad borrarplats	44
4.6.2	Efterlämnad brunn	44
4.6.3	Återställning av borrarplats	44
4.7	Program för borrhålsloggning	45
4.8	Provpumpningsprogram	46
4.9	Program för vattenanalyser	48
4.9.1	Förväntad vattenbeskaffenhet	48
4.9.2	Analysprogram	48
5	PRELIMINÄRT PROGRAM FÖR FORT- SATT PROJEKTUTVECKLING	51
5.1	Ombyggnad till produktionsbrunn	51
5.1.1	Kapacitetsstimulerande åtgärder	51
5.1.2	Kompletterande brunnskomponenter	52
5.1.3	Uppfordringsanordning	52
5.1.4	Brunnsöverbyggnad	54
5.1.5	Instrumentering för uppföljning	55
5.2	Värmepumpen i systemet	55
5.2.1	Placering och dimensionering	55
5.2.2	Speciella frågeställningar	55
5.3	Överföringsledningar	56
5.4	Tillståndsärenden	56
5.4.1	Marktillträde	56
5.4.2	Miljöfrågor	56
5.4.3	Juridiska aspekter	57

6	EKONOMISK ANALYS	59
6.1	Gällande förutsättningar	59
6.2	Investeringskalkyl	59
6.2.1	Värmekällan	59
6.2.2	Värmeproduktionsanläggning	60
6.3	Värmeproduktionskostnad	60
6.4	Merkostnad vid tvåbrunnssystem	61
6.5	Sammanfattning och kommentarer	61
7	LITTERATURREFERENSER	63

FÖRORD

Gotland har tillsammans med delar av Skåne och ytterligare några enstaka områden i Sverige en unik energitillgång i form av varmt vatten i djupt liggande porösa geologiska bildningar. Energiformen, som benämns geotermisk värme, finns över hela Gotland i form av ett ca 25^o-igt vatten på ca 500 meters djup.

Det har tidigare diskuterats att utföra en undersökningsborrning vid Snäckgårdsbaden norr om Visby, för att klarlägga hur stora varmvattenmängder som går att utvinna ur den sedimentära berggrunden på Gotland. Men detta projekt har av olika anledningar inte blivit av. I stället har ett projekt vid Klintehamn arbetats fram som ett analogt alternativ till Snäckgårdsprojektet.

Föreliggande rapport redovisar en förprojektering av en geotermisk anläggning i Klintehamn. Syftet har varit att utarbeta ett tekniskt och ekonomiskt underlag för upphandling och byggande av en geotermisk anläggning.

Avsikten är att, efter det upphandlingsskedet slutförts, ansöka om experimentbyggnadslån hos Byggforskningsrådet.

Projektet har genomförts av VIAK, Gotlandshem (byggherre) och ABV (totalentreprenör). Projektledare har varit geohydrolog Torgny Agerstrand, VIAK, Stockholm. Biträdande projektledare har varit ingenjör Arne Pettersson, VIAK, Stockholm. Civilingenjör Göran Bovin, VIAK, Visby, har handhaft kontakten med lokala myndigheter.

Fil dr Olof Andersson, VIAK, Malmö, har tillsammans med civilingenjör Lars O Ericsson, VIAK, Stockholm, svarat för huvuddelen av projekteringsarbetet samt utformat och skrivit rapporten.

I övrigt har civilingenjörerna Margareta Gefwert och Lena Lindgren, båda VIAK, Stockholm, medverkat i projekteringsarbetet.

För ABV, Norrköping, har ingenjör Magnus Magnusson deltagit i projektet.

Vällingby 1982-10-15
VIAK AB

SAMMANFATTNING

Föreliggande rapport redovisar en förprojektering av en geotermisk anläggning förlagd till Klintehamn på Gotland.

Tanken är att ansluta anläggningen till ett nybyggnadsområde, Odvaldsområdet, där ca 150 radhus planeras byggas. Alternativt kommer området att förses med fjärrvärme, vilket i så fall öppnar möjligheten att ansluta den geotermiska anläggningen till fjärrvärmenätet.

Preliminärt beräknat kommer anläggningen att få en effekt av i storleksordningen 400 kW vid anslutning till Odvaldsområdet enbart och ca 550 kW vid anslutning till fjärrvärme.

En kapacitet av 5 l/s ($18 \text{ m}^3/\text{h}$) vid temperaturen 25°C har förutsatts från en brunn som är ca 470 m djup. Vid passage genom en eller flera värmepumpar utvinns $15\text{-}20^\circ\text{C}$. Det kylta termalvattnet leds sedan till befintligt dagvattensystem med slutligt utsläpp i havet.

Den geotermiska brunnen beräknas utföras med svensk borrhingsentreprenör och borrar i dimensionen 10" ned till ca 100 m under markytan. Till denna nivå infodras hålet med \varnothing 193 mm stålrör. Resten av brunnen består av ett öppet hål som borrar i dimensionen 6 1/4".

Den vattenförande formationen består av ett antal sandstenshorisonter tillhörande den kambriska lagerserien. Denna är ca 160 meter mäktig och börjar på ca 310 meters djup.

Då projektet är ett förstagsprojekt vad avser geotermisk energiutvinning på Gotland inryms också en stor portion FoU-verksamhet i projektprogrammet. Bl a kommer kapacitetstester och loggningar att ge svar på hur de olika sandstenslagren är uppbyggda samt vilken temperatur, hydrauliska och tekniska egenskaper de har. En längre tids provpumpning kommer vidare att visa hur det geotermiska magasinet reagerar på ett permanent uttag och vilka eventuella begränsningar som finns. Provpumpningen ger också nödvändiga data för dimensionering av uppfordringspump, värmepump m m.

Ett speciellt program- och problemområde är knutet till det geotermala vattnets kemiska och fysikaliska beskaffenhet. De i vattnet lösta salterna kan förorsaka korrosions- och utfällningsproblem. Detta påverkar såväl systemutformning som val av material i de enskilda komponenterna. Även innehåll av olika gaser spelar i detta sammanhang en viss roll. Vattenbeskaffenheten är också avgörande för om man från miljösynpunkt kan tillåta utsläpp av termalvattnet i havet eller andra typer av ytvattenrecipienter.

Under en rad antaganden har slutligen en ekonomisk analys gjorts. Denna visar att den specifika investeringen för hela anläggningen uppgår till 3500-4500 kr/kW. Beroende på om anläggningen ansluts till Odvaldsområdet enbart eller till ett fjärrvärmenät blir den kalkylerade värmeproduktionskostnaden 0,32 respektive 0,17 kr/kWh.

Då det rör sig om ett försöksprojekt med relativt höga borrh-ningskostnader och ett omfattande FoU-program, tros anlägg-ningskostnaderna kunna nedbringas väsentligt i ett längre per-spektiv. Förutsättningar för en fortsatt geotermisk utbyggnad tycks nämligen föreligga. Den potentialbedömning som redovisas i rapporten antyder en bruttgavsättning av geotermisk värme som motsvarar 20 000-30 000 m³ olja per år. Samtidigt har visats att tillgången på geotermisk värme är ofantligt stor. Den lagrade värmen i den kambriska lagerserien (ca 3000 TWh) representerar en energimängd som kan räknas i 100-tals miljoner ton oljeekvi-valenter.

1 GEOTERMI I SVERIGE

1.1 Vad är getoermisk energi

Som de flesta känner till ökar temperaturen i jordskorpan mot djupet. Som ett generellt genomsnittsvärde brukar man ange $30^{\circ}\text{C}/\text{km}$. Den s k geotermiska gradienten varierar dock inom vida gränser beroende på var någonstans på jorden man befinner sig. Inom vulkaniska områden (exempelvis Island) kan gradienten uppgå till mer än $100^{\circ}\text{C}/\text{km}$ medan de gamla och stabila urbergssköldarna (exempelvis det skandinaviska urberget) ofta bara når $15^{\circ}\text{C}/\text{km}$. (Lindblom, 1978)

Det värme som på grund av den geotermiska gradienten flödar upp mot markytan härstammar till övervägande del från radioaktivt sönderfall i jordskorpan. Endast en mindre del kommer från jordens inre. Jordskorpan kan, om man så vill, liknas vid en gigantisk kärnreaktor där små koncentrationer av radioaktiva ämnen, främst uran, torium och kalium 40, utgör kärnbränslet. Det har beräknats att ca 2/3 av värmeflödet har radioaktivt ursprung. Resten är avkylningsvärme från jordens inre.

Det är inga stora värmemängder som når markytan. Som ett snitt för hela jordklotet räknar man med $0,06 \text{ W}/\text{m}^2$. Kunde man på en enda punkt samla värmeflödet från en normal villatomt skulle teoretiskt sett energin räcka att hålla en 60 W glödlampa lysande. Detta är uppenbarligen en alltför liten mängd för att vara av intresse för direktutnyttjande.

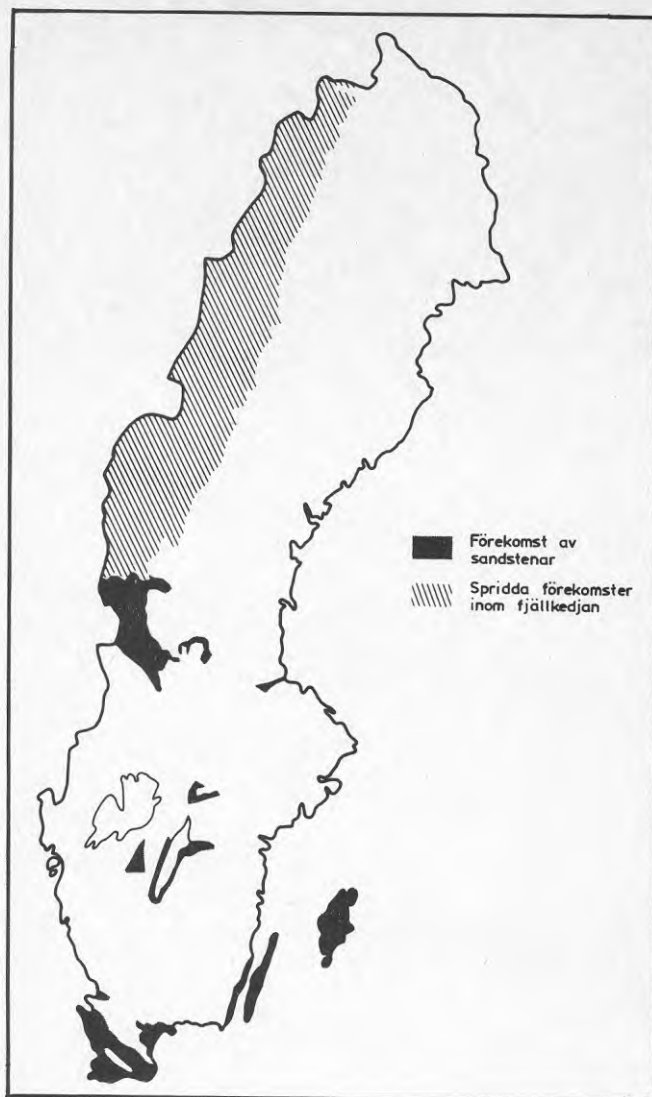
Av betydligt större intresse är då den värme som finns lagrad i berget och i det vatten som fyller ut bergets por- och spricksystem. Denna ackumulerade värme, vars temperaturnivå bestäms av den geotermiska gradienten, är vad vi definitionsmässigt menar med geotermisk energi. Tillgången är ofantlig. Det har beräknats att jordskorpan, om bastemperaturen sätts till 0°C , innehåller lika mycket energi som en miljon års samlad solinstrålning mot jordytan. Teoretiskt sett skulle alltså världen kunna basera sin energiförsörjning årmiljoner framåt på geotermisk energi. I praktiken kan emellertid bara bråkdelen av denna ofantliga värmemängd utvinnas men ändå tillräckligt för att ge ett betydande tillskott till den framtida energiförsörjningen.

1.2 Geotermiska energiförekomster i landet

I en rad utredningar utförda de senaste fem åren har förutsättningarna för geotermisk energiutvinning i Sverige belysts. (NE, 1980)

Det har härvid framkommit att det i dagsläget enbart är ekonomiskt möjligt att tillämpa tekniken i vår sedimentära berggrund. Borrningskostnaderna blir i annat fall alldeles för höga.

De bästa förutsättningarna finns i Skåne. Den sedimentära berggrunden innehåller här tusentals TWh i form av varmvatten. Vattnet utfyller porer och sprickor i sedimentära sand- och kalkstenar. Temperaturen är beroende av på vilket djup den vattenförande formationen är belägen. I Skåne ökar temperaturen med ca $3^{\circ}\text{C}/100 \text{ m}$. På 2000 meters djup nås exempelvis $65-70^{\circ}\text{C}$. (Andersson, 1982)



FIGUR 1.1 Kartan visar de områden inom Sverige där sedimentär berggrund förekommer till stort djup. Ofta innehåller lagerföljden mäktiga varmvattenförande sandstenslager. (Andersson, O & Gustafson, G, 1980)

Potentialen för varmvattenutvinning är visserligen störst i Skåne, men förutsättningar finns även i andra områden med sedimentär berggrund, exempelvis Vätternsänkan, Siljanstrakten (Siljanringen) samt Gotland, se Figur 1.1.

Produktion av varmvatten med temperaturen $>30^{\circ}\text{C}$ ur sedimentärt berg är möjlig i ett område där ca 10% av landets befolkning bor (ca 800 000).

För Gotlands del har beräknats att den lagrade värmemängden i berggrundens sandstenslager uppgår till storleksordningen 3000 TWh. (VIAK AB, 1981)

1.3 Hur geotermi kan användas

I och med de under 1970-talet kraftigt höjda oljepriserna har nyttjandet av geotermisk energi skjutit fart och flertalet av världens länder har idag program för geotermisk energiutvinning.

Geotermisk energi har numera flera användningsområden med elkraftproduktion och uppvärmning som dominerande inslag.

1.3.1 Elkraftproduktion

Geotermisk elproduktion bygger på att leda ånga direkt från borrhålen genom en generator. Restången kondenseras sedan i stora kyltorn och blandas vanligen med annat restvatten. I vissa fall återinjekteras restvattnet. I andra fall används det för uppvärmning och/eller mineralutvinning.

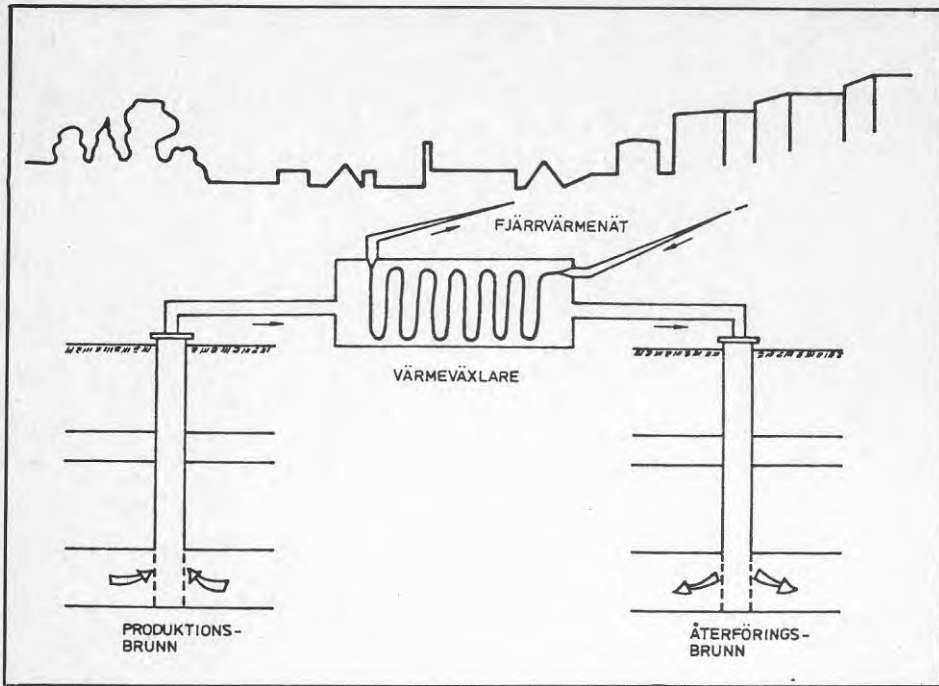
I Sverige kan man i nuläget inte nå de höga temperaturer som krävs för elgenerering till rimliga kostnader. Denna typ av geotermiska anläggningar är därför skjuten på framtiden.

1.3.2 Uppvärmning

Mycket stora oljemängder används idag för uppvärmning av bostäder och andra lokaler. Med stigande oljekostnader och en uttalad förvisning om att de fossila bränslena är ändliga, har intresset för geotermisk energi som alternativ uppvärmningsform ökat i världen. Detta har medfört en snabb exploatering och utbyggnad av geotermiska anläggningar under 1970-talet, särskilt under dess senare hälft. I princip är alla geotermiska temperaturnivåer mellan $10-100^{\circ}\text{C}$ användbara för uppvärmningsändamål.

Sättet varpå det termala vattnet utvinns och används varierar från fall till fall. Den traditionella systemlösningen framgår av Figur 1.2.

Från en produktionsbrunn leds det varma vattnet till en värme-central. Här växlas värmet över till ett fjärrvärmesystem, an-tingen via värmeväxlare, värmepump eller en kombination av dessa. Det avkylda termala vattnet återförs sedan till reservoaren via en injektionsbrunn. I en del fall återförs inte termalvattnet utan avleds till en ytvattenrecipient.



FIGUR 1.2 Exempel på en traditionell systemlösning för nyttjande av geotermiskt varmvatten för bostadsuppvärmning. (Andersson, O, 1982)

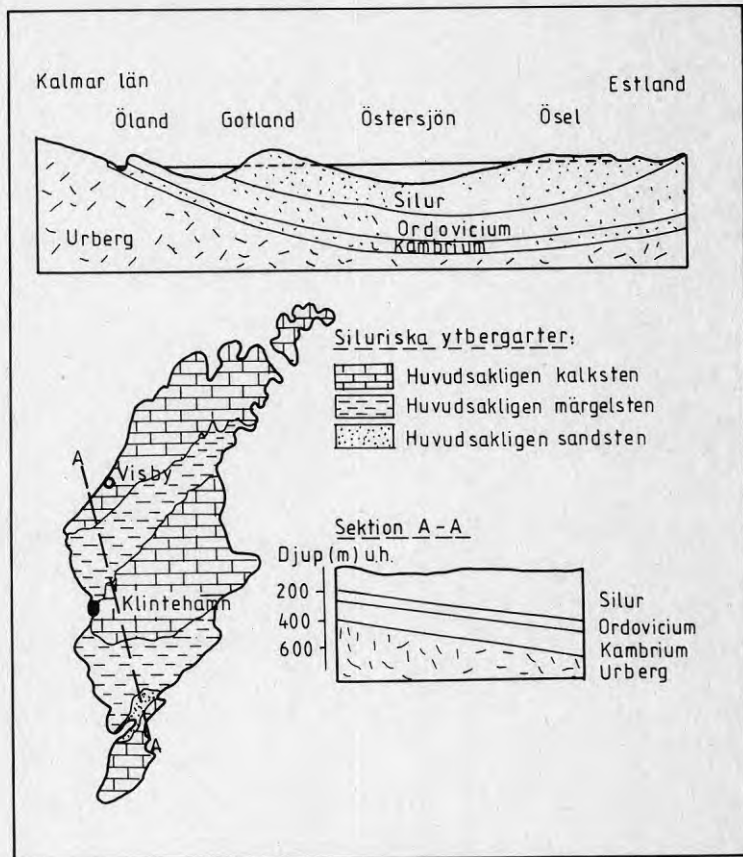
2 FÖRUTSÄTTNINGAR FÖR GEOTERMI PÅ GOTLAND

VIAK har i en av NE finansierad förstudie (VIAK AB, 1981) utrett möjligheterna att utvinna geotermisk energi på Gotland. Nedanstående sammanfattningar av potentialen, utvinningsystem och brunnsaspekter är huvudsakligen hämtade från detta projekts slutrapport.

2.1 Den geotermiska tillgången

Östersjöområdet, dvs Smålandskusten - Öland - Gotland - Baltikum, har en berggrundsstruktur där urberget bildar ett grunt bäcken, vilket täcks av kambrosiluriska bergarter. (Se Figur 2.1)

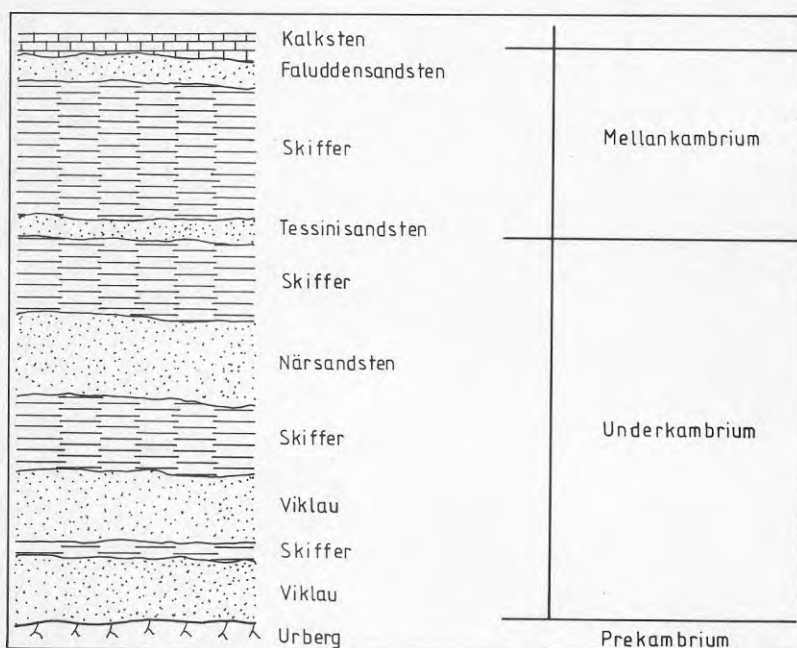
Endast siluriska bergarter går i dagen på Gotland. Lagren stupar svagt i SSO-riktning. Totala mäktigheten på den kambrosiluriska lagerföljden varierar mellan 400-800 m. På Figur 2.1 visas geologin i plan och profil.



FIGUR 2.1 Huvuddragen i Gotlands geologiska uppbyggnad (omarbetad efter VIAK AB, 1981)

Den sedimentära lagerföljden består uppifrån av siluriska kalkstenar och kalkmärklar, därunder av mer eller mindre rena ordoviciska kalkstenar, vilka i sin tur vilar på kambriska sandstenar med skifferlager.

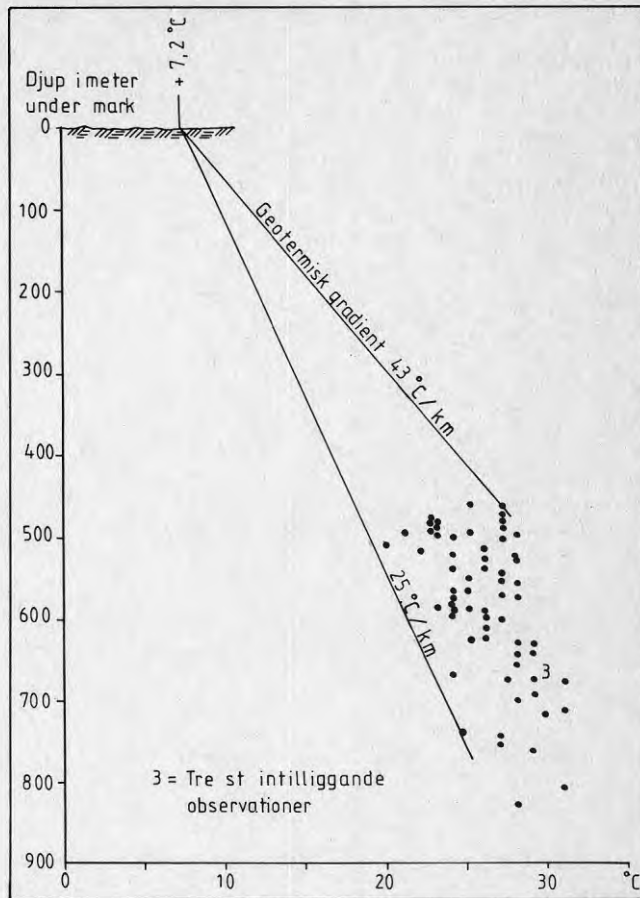
Sammantaget finns fem geotermalhorisonter på Gotland, samtliga bestående av sandstenar tillhörande den kambriska lagerföljden. Dessa är Faluddensandsten, Tessinisandsten, Närsandsten samt övre och undre Viklausandsten. Se Figur 2.2. Av sandstensformationerna är det den s k Närsandstenen som tros ha de gynnsammaste vattenförande egenskaperna.



FIGUR 2.2

De kambriska sandstenarna är de ur geotermisk synvinkel mest intressanta horisonterna i Gotlands sedimentära berggrund. Figuren visar schematiskt förekomsten av dessa lager (efter VIAK AB, 1981)

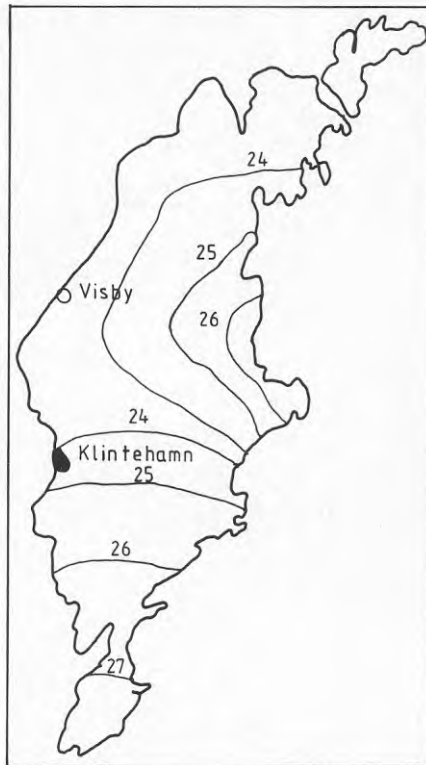
En sammanställning av borrhingsuppgifter från OPAB (Oljepropektering AB) har visat att temperaturen på vattnet i stort varierar mellan 20°C och 30°C och att djupet till de ovan nämnda vattenförande formationerna varierar mellan 400 och 700 m. Se Figur 2.3. Den energimängd som finns lagrad i de totalt ca 100 m mäktiga sandstenarna uppgår till ca 3000 TWh beräknat som en nedkyllning från 25° till 10°C .



FIGUR 2.3 Sammanställning av botten-temperaturobservationer i OPAB-borrhål (efter VIAC AB, 1981)

Som tidigare nämnts är den sandsten som har de bästa förutsättningarna för utvinning av varmvatten den s k Närsandstenen. Generellt sett och med stöd av uppgifter från OPABs borrhinar är det denna sandsten som är mäktigast (25-40 m). Samtidigt har den också de högsta porositetvärdena enligt tillgängliga loggningsresultat.

Sannolikt är det temperaturen i Närsandstenen som kan utgöra ett mått på vilka produktionstemperaturer som kommer att erhållas från geotermiska brunnar. Den förväntade produktionstemperaturen på olika delar av Gotland framgår av Figur 2.4.



FIGUR 2.4

Temperaturen ($^{\circ}\text{C}$) i Närsandstenen vilken förväntas bli den geotermiska produktionstemperaturen på Gotland. Isotermerna är huvudsakligen baserade på uppgifter från OPAB.

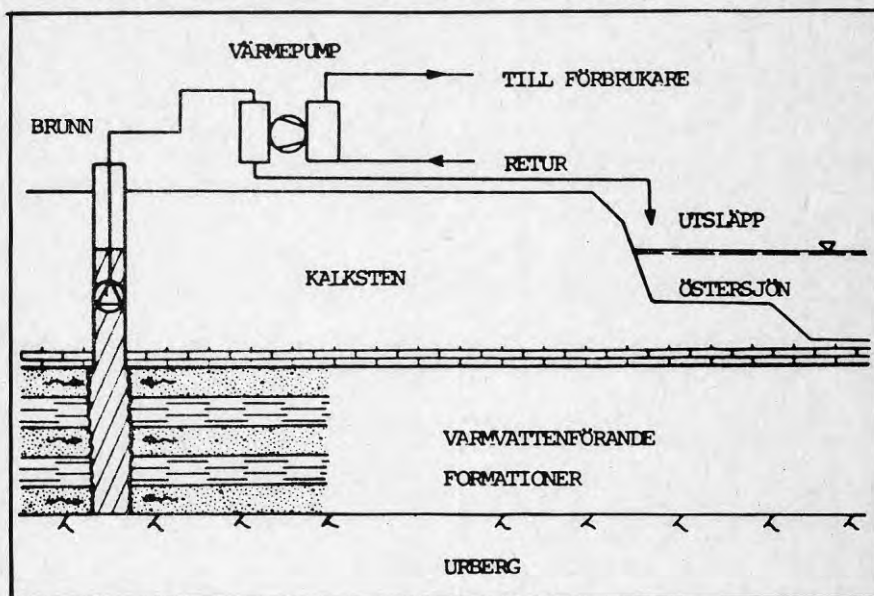
2.2 Olika utvinningsystem

Med hänsyn till den begränsade temperaturnivån på det geotermala vattnet är det ett krav att utvinningsystemen på Gotland utnyttjar värmepumpstekniken i flertalet fall för att tillgodogöra sig den tillgängliga energin.

I kapitel 1.3.2 redovisades den traditionella systemlösningen med två brunnar, en för uttag och en för återföring, via geotermisk energiutvinning. På Gotland, i de kustnära områdena, finns dock förutsättningar för det från ekonomisk synpunkt fördelaktigare enbrunnssystemet.

2.2.1 Enbrunnssystem

Ett enbrunnssystem är den tekniskt sett enklaste lösningen vid energiutvinning ur termala formationer. Figur 2.5 visar den systemlösning som kan bli aktuell på Gotland.



FIGUR 2.5 Enbrunnssystem för geotermisk energiutvinning på Gotland (efter VIAK AB, 1981)

Vid kustnära lägen, där inga större investeringar behöver göras för utloppsledning, bör detta system bli ekonomiskt slagkraftigt även vid tämligen små uttag av geotermiskt vatten. En undre sådan lönsamhetsgräns torde ligga runt 3 à 4 l/s, vilket omräknat i termisk effekt vid temperaturuttaget 15°C blir 150-200 kW. Denna effekt kan vid bostadsuppvärmning ersätta mellan 150 och 250 m³ olja per år vid fullt effektutnyttjande.

Enbrunnssystemet förutsätter naturligtvis att ett utsläpp av nedkyllt termalvatten i havet kan tillåtas ur miljösynpunkt. Man kan på goda grunder räkna med att vattnet har en total salthalt som överstiger Östersjöns. Baserat på uppgifter från oljeborringar avseende kloridjonhalten i termalvattnet, torde salthalten ligga mellan 4 och 8%. Huruvida utsläpp från miljösynpunkt är möjligt eller inte, måste därför i praktiken bedömas från fall till fall. Man kan dock redan nu slå fast att utsläpp i andra ytvattenrecipienter än havet inte torde vara gångbara.

En teknisk osäkerhetsfaktor, förknippad med enbrunnssystemet, är risken för snabb kontinuerlig avtappning eller trycksänkning i de termala formationerna. Detta kan teoretiskt uppträda i lägen, där det termala magasinet är begränsat av negativa hydrauliska gränser, som läckagemässigt inte svarar upp mot uttaget. Med tanke på den relativt ostörda lagerföljden på Gotland är dock förekomsten av negativa hydrauliska gränser mindre sannolik. Med hjälp av provpumpning kan de hydrauliska villkoren analyseras och långsiktiga driftförhållanden förutsägas.

En variant på enbrunnssystemet kan vara att utnyttja borrhålet som värmeväxlare. Hålet kan då vara helt infodrat eller också delvis öppet mot vattenförande formationer. Värmeuttaget sker genom att cirkulera vatten i hålet. Systemet kan kombineras med ett vattenuttag, vilket förhöjer effektuttagets storlek. Det kan finnas anledning att i framtiden också närmare utreda denna typ av systemlösningar, främst för mindre uppvärmningsobjekt.

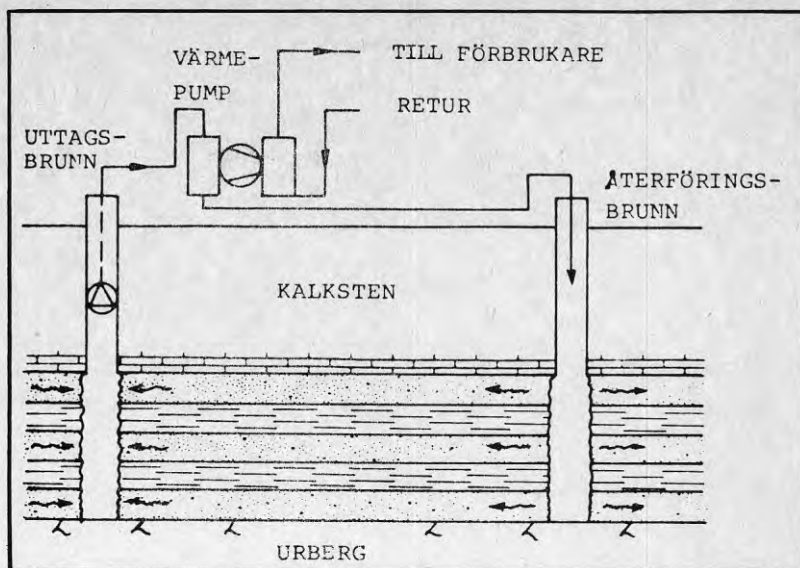
2.2.2 System med återföring

Den vanligast förekommande systemlösningen vid utvinning av termalt vatten är att använda sig av två brunnar, den ena för uttag och den andra för återföring efter det att värme utvunnits, se Figur 2.6.

Metoden förutsätter att återföringsbrunnen placeras så att den står i hydraulisk kontakt med uttagsbrunnen och med ett sådant avstånd mellan brunnarna att någon nämnvärd kyleffekt från återföringsbrunn till uttagsbrunn inte hinner uppkomma under anläggningens avskrivningstid. Dimensionerande i övrigt vid avståndsbestämning mellan brunnarna är de vattenförande formationernas mäktighet, geometri och hydrauliska egenskaper. Vidare inverkar den hastighet (kapacitet) varmed vattnet om-sätts. Avståndet kommer dock aldrig att överstiga 1000 meter. Det minsta avståndet torde ligga runt 300 à 400 meter.

Fördelen med tvåbrunnssystemet är att det kan göras helt slutet, varför det inte får några påtagliga miljökonsekvenser. Vidare upprätthålls det hydrauliska trycket i formationen och ett hydrauliskt jämviktsläge nås som bl a förenklar dimensioneringen av komponenterna i systemet, t ex pumpar.

Nackdelen är, som tidigare påtalats, en betydligt större investering jämfört med enbrunnssystemet. Samtidigt kan driftstörningar lättare uppträda bl a till följd av igensättning i återföringsbrunnen.



FIGUR 2.6 Tvåbrunnssystem för geotermisk energiutvinning (efter VIAK AB, 1981)

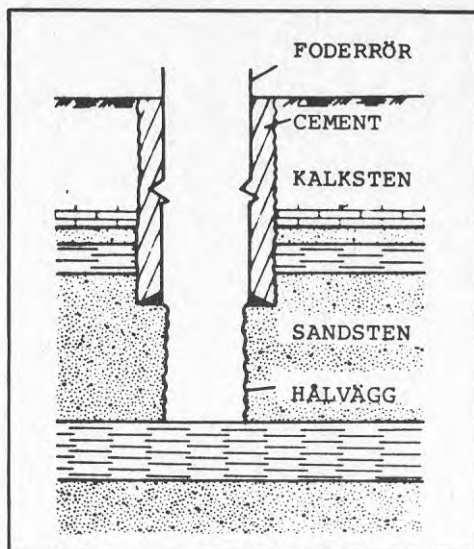
2.3 Brunnstekniska aspekter

Bestämmande för hur en brunn skall utformas är vattenuttagets (återföringens) storlek. I övrigt inverkar de vattenförande formationernas mäktighet, litologi, mekaniska och hydrauliska egenskaper.

Den geotermiskt intressanta delen av den kambriska lagerföljden på Gotland är uppbyggd av sand/silt- och lerstensenheter i växellagring. Borrhålsloggar, borrsjunkningsvärden och i något fall borrkärnor har visat, att hela lagerföljden är mer eller mindre konsoliderad, tillräckligt för att hålla borrhålsväggarna stående. Däremot kan kaviteter till följd av urspolning vid borrning uppträda främst i lagerföljdens lerstenar. Beaktansvärt är att hela serien av Tessiniskiffer tycks vara instabil i detta hänseende. Sandstenarna uppvisar inga sådana tendenser annat än i övergångszoner till lerskiffer. Mot bakgrunden härav är flera brunnstekniska lösningar tänkbara och måste bedömas från fall till fall.

2.3.1 Öppet hål-brunnen

Den enklaste brunnsutformningen och därmed den billigaste består av infodring ned till vattenförande formation och därefter öppet hål till fullt djup, se Figur 2.7.

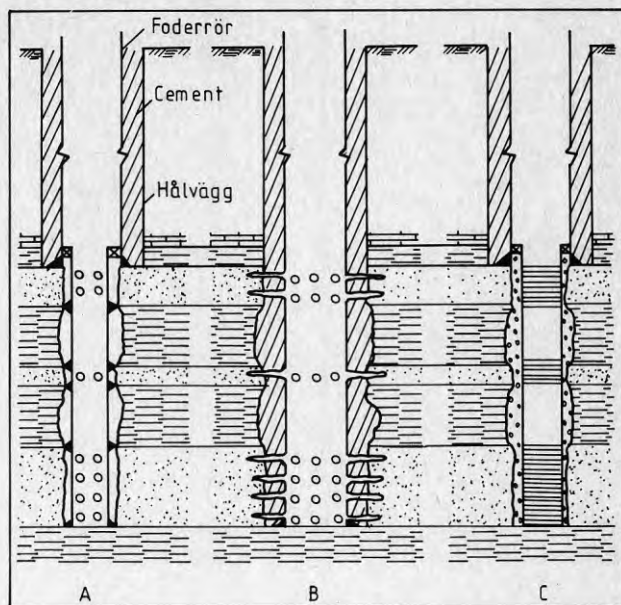


FIGUR 2.7 Öppet hål-brunn i konsoliderad sandsten. Genom hydraulisk spräckning, syrabehandling m m kan kapaciteten förhöjas (efter VIAK AB, 1981)

Denna brunnslösning är främst tillämpbar då endast en sandstensbädd skall utnyttjas, exempelvis Närsandstenen. Foder-röret sätts en bit ned i sandstenen och fixeras med cement. Därefter borras i en mindre dimension till fullt djup. En längre tids rensumpning krävs för att tvätta ut finpartiklar ur sandstenen närmast hålet. Brunnslösningen medger kapacitetsförhöjande åtgärder i form av hydraulisk spräckning, syrabehandling m m.

2.3.2 Andra brunnstyper

I ett läge där man kanske vill producera vatten från mer än ett sandstenslager, totalt finns uppemot fem sådana, se kapitel 2.1, måste med hänsyn till mellanliggande silt- och lerstenar andra brunnslösningar än öppet-hål övervägas. Figur 2.8 visar några vanliga brunnstyper med produktion från olika nivåer. I figurexemplet har antagits att Faluddensandsteningen, Tessinisandsteningen och Näsandsandsteningen utgör uttagsformationerna.



FIGUR 2.8 Brunnstekniska lösningar för produktion från flera sandstenslager (Efter VIAK AB, 1981)

- A Ett i förväg perforerat foderrör hängs inuti ett större. Perforeringarna hamnar i nivå med sandstenslagren. Ler-siltstenar avskärmas med utvändigt manschettätning.
- B Borrhoring görs till fullt djup i en och samma dimension och hålet infodras med foderrör vilket fixeras med cement. Kontakt med sandstenarna fås genom sk perforering (gunperforating).
- C Som A, men istället hängs ett kontinuerligt slitsat filterrör genom lagerföljden. Stabilisering av hålväggen sker med hjälp av yttre grusning (gravel pack).

Brunnarna av denna typ fordrar god kännedom om de olika lagerens lägen och egenskaper innan själva brunnprojekteringen och bör därför alltid föregås av undersökningsborrning och loggning. Tekniken för själva utförandet är väl beprövad (oljeindustrin), och behöver normalt inte avskräcka från teknisk synpunkt. Däremot blir kostnaden högre jämfört med öppet-hål-brunnen. I fallen A och B kan kapacitetsförhöjande åtgärder vidtas efter det att brunnen är byggd, i fallet A dock inte hydraulisk spräckning. Detta går heller inte att utföra i en brunn typ alternativ C som dessutom är svår att stimulera på andra sätt.

2.4 Avyttringsmöjligheter

2.4.1 Förväntad geotermisk brunnseffekt

Som tidigare nämnts är de geologiska förutsättningarna tämligen likartade över hela Gotland. Djupet till de vattenförande sandstenslagren varierar dock något, liksom deras mäktighet och litologiska uppbyggnad. Vad gäller sandstenslagrens hydrauliska egenskaper är dessa sämre kända. Vissa uppgifter finns dock från produktionsstester och loggningar genom OPABs oljeprospekteringsborrningar. Dessa antyder att porositets- och genomsläpplighetsegenskaperna medger brunnkapaciteter som är begränsade till storleksordningen 5 l/s ($18 \text{ m}^3/\text{h}$).

Den produktionstemperatur som kan påräknas ligger runt 25°C . Satt i system med värmepump är ett värmeuttag av ca 15°C tekniskt optimalt. Termalvattnets termiska effekt blir på dessa grunder runt 300 kW. Dock kan lokalt förekommande spricksystem förhöja en brunnens kapacitet avsevärt. Det är också möjligt att påverka kapaciteten till det bättre genom artificiell spräckning (hydraulic fracturing) och en del andra kapacitetsstimulerande åtgärder, se vidare avsnitt 2.3.

På ovanstående grunder är det i nuläget bara möjligt att ange en storleksordning på den effekt en geotermisk anläggning kommer att få. I ett system med värmepump och där anläggningen används för bostadsuppvärmning blir denna grovt skattade effektstorlek runt 500 kW per brunn.

2.4.2 Avyttringspotentialen

Enligt kommunens oljereduktionsplan (koncept daterat 1982-04-23) förbrukas årligen ca $85\,000 \text{ m}^3$ olja för uppvärmningsändamål. Ungefär 9000 m^3 av denna olja används för uppvärmning av fastigheter som förvaltas av kommunen och som ännu inte är anslutna till fjärrvärme. Enligt en sammanställning av kommunen finns det ett 20-tal kommunägda panncentraler med en oljeförbrukning större än $100 \text{ m}^3/\text{år}$. Den genomsnittliga förbrukningen i dessa fastigheter (skolor, ålderdomshem, sjukhus, förråd och förvaltningslokaler) uppgår till $250\text{--}300 \text{ m}^3$. Detta motsvarar en effekt av ca 1000 kW, vilket tros vara en lämplig storlek för anslutning av geotermisk värme.

Samma detaljerade information har inte gått att få fram för den privata sektorn. Utgående från konsumtionen av eldningsolja, ca 75 000 m³/år är dock en rimlig bedömning att ett flertal större pann- eller blockcentraler ryms häri. Statistiskt sett och beräknat på folkmängden bör det finnas 30-40 sådana centraler, som var och en har en oljeförbrukning större än 100 m³ och som kan utgöra lämpliga objekt för geotermisk värme.

Även inom industrin förbrukas stora oljemängder (ca 75 000 m³). Huvudparten härav används i processer. Tänkbara avnämare för geotermisk värme inom denna sektor är industrier med tvättning, torkning, destillation och liknande processer på programmet. Sådana industrier hittar man exempelvis inom jordbruksnäringen, livsmedelsbranschen, servicenäringen, byggnadssektorn och den kemiska sektorn. Då denna typ av industrier förekommer sparsamt på Gotland, tros avsättningen av geotermisk värme vara begränsad till ett 10-tal sådana objekt.

Växthusnäringen är inte heller någon större avnämargrupp på Gotland. Totalt finns för närvarande bara ett 5-tal större växthus på ön.

Andra objekt av intresse är bad- och friluftsanläggningar. Antalet sådana är dock litet, ca 5 stycken.

Den på sikt största potentiella avnämargruppen utgörs av fjärrvärmenäten. På ön finns för närvarande två mindre fjärrvärmesystem, Visby och Hemse.

Visby fjärrvärmenät hade i början av 1981 en anslutningseffekt av ca 5 MW. Nätet är dock under utbyggnad och beräknas vara fullt utbyggt 1990. Anslutningseffekten beräknas då vara ca 100 MW. Mycket talar för att värmeförsörjningen till nätet kommer att inrymma flera olika alternativa energiformer. Beslutat hittills är en värmepumpsanläggning på ca 10 MW värmeeffekt med främst avlopps- och havsvatten som värmekällor. Dessutom har projektering av en kolpanna om 25 MW inletts. Planer finns också på att ansluta en större elpanna längre fram i tiden.

Bortser man från konkurrens från främst kol- och elpannor torde det till fjärrvärmenätet i Visby på sikt finnas ett utrymme om 20-30 MW värmepumpsproducerad effekt. Geotermin hör till denna kategori.

Fjärrvärmeanslutningen i Hemse uppgår för närvarande till ca 4 MW. Fullt utbyggt beräknas effekten bli ca 7 MW. Teoretiskt finns ett lågeffektutrymme för geotermi eller annan värmepumpsproducerad effekt med ca 3-4 MW. Här konkurrerar dock en planerad fliseldad panna om effektutrymmet.

Utbyggnad av fjärrvärme har också diskuterats för Klintehamn och Slite. I Klintehamn är en anslutningseffekt om ca 6 MW möjlig och i Slite ungefär lika stor. Några beslut om utbyggnad har dock ännu inte fattats.

Avyttringspotentialen i sammanfattning framgår av tabell 2.1. Det skall här märkas att det rör sig om en bruttopotential och att det angivna effektutrymmet, energin och oljeersättningsekvivalenten gäller alla former av värmepumpsproducerad värme år 1990. För tabellens giltighet gäller också antagandet att fjärrvärme byggs ut planenligt i Visby och Hemse, men att någon fjärrvärme inte kommer till stånd i vare sig Klintehamn eller Slite. Vidare gäller också att fjärrvärmeutbyggnaden i Visby och Slite reducerar de tidigare angivna kommunala och privata pann- och blockcentralerna med 20%.

För energiberäkningen gäller att anslutning av värmepump till fjärrvärme innebär 5000 timmar ekvivalent fulllastid. Motsvarande siffra för övriga objekt är satt till 2000 timmar.

Vid omräkning till oljeekvivalenter har antagits en pannverkningsgrad om 90% för fjärrvärme och 75% för övriga anslutningar.

TABELL 2.1 Bruttoberäknad avyttringspotential för geotermisk värme på Gotland fördelad på olika förbrukarkategorier

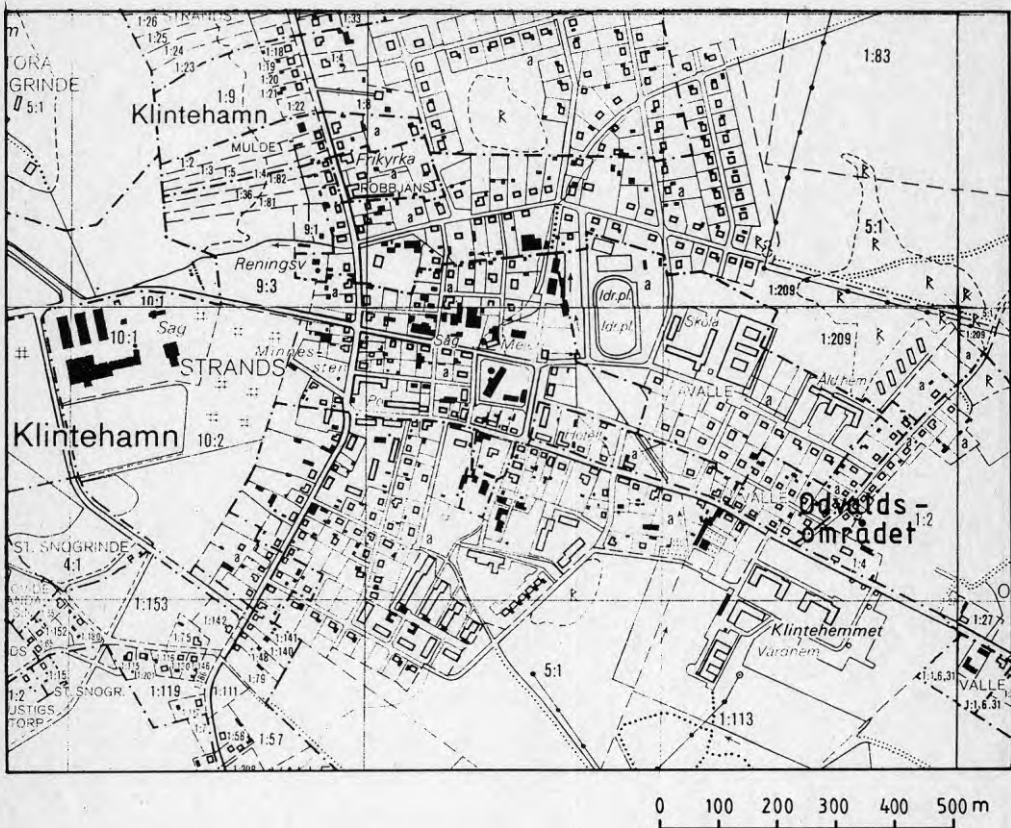
Avyttrings- objekt	Anslutnings- effekt brutto (MW)	Brutto energi (GWh)	Oljeekvi- valent (m ³)
Fjärrvärme	25-35	125-175	14000-19000
Pann/block- centraler	20-30	40-60	5000-8000
Industri/ jordbruk	10-20	20-40	3000-5000
Övrigt	0-10	0-20	0-3000
Summa	55-95	185-295	22000-35000

3 KLINTEHAMNSPROJEKTET

3.1 Uppvärmningsobjekten

Projektet är förlagt till ett nybebyggelseområde i östra delen av Klintehamn benämnt Odvalds, se översigtskarta Figur 3.1. De uppvärmningsobjekt som är aktuella är i första hand ett större antal radhus och villor, vilka skall utbyggas i etapper. Byggherre är det kommunala bostadsbolaget Gotlandshem.

Från kommunens sida har man diskuterat att anlägga ett fjärrvärmenät för Klintehamn. Den ovannämnda nybyggnaden skulle, om dessa planer förverkligas, anslutas till fjärrvärmenätet. Fortsatta diskussioner rörande fjärrvärmeutbyggnad har dock bordlagts i avvaktan på resultat av den nu aktuella geotermiska borrhningen.



FIGUR 3.1

Översigtskarta över Klintehamn. I händelse av fjärrvärmeutbyggnad ansluts Odvaldsområdet.

Nybyggnadsområdet planeras till en utbyggnad av ca 150 lägenhetsekvivalenter. Merparten kommer att bestå av radhus. I den första utbyggnadsetappen planeras ca 40 radhus. Dessa kommer att få en boendeyta på i genomsnitt ca 70 m². Effektbehovet för uppvärmning och varmvattenberedning har beräknats till 60 W/m². Det totala effektbehovet för denna utbyggnadsetapp uppgår således till ca 170 kW. Uppvärmningen skall ske vattenburen i ett lågtemperatursystem (55/45°C).

Fullt utbyggt kommer dock området att få ett effektbehov för uppvärmning och varmvattenberedning uppgående till ca 800 kW.

Alternativet med fjärrvärmeutbyggnad i Klintehamn medför ett nät med 6 MW anslutningseffekt, se avsnitt 2.4.2.

3.2 Principlösningar

Oavsett om det blir en etappvis utbyggnad av värmecentraler, allteftersom husgrupperna byggs, eller om det blir ett fjärrvärmenät, kommer den geotermiska anläggningen i allt väsentligt att få en likartad utformning.

De komponenter som ingår är

- . uttagsbrunn
- . överföringsledning(ar)
- . värmecentral(er) med värmepump(ar)
- . distributionssystem
- . utloppsledning(ar)

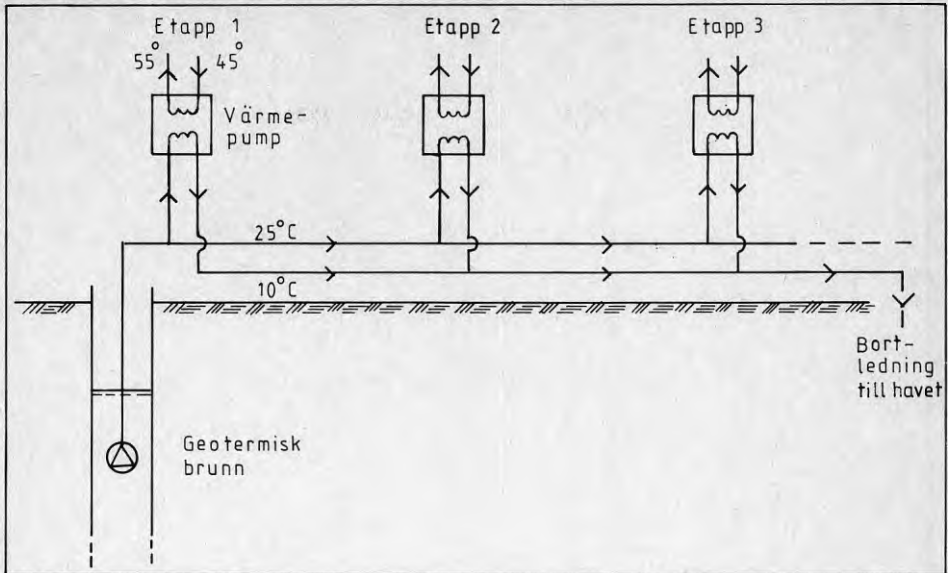
I fallet utan fjärrvärme är ett system med flera värmepumpar att föredra (Landberg, J, 1982). En ny värmepump installeras då för varje ny utbyggnadsetapp. Den geotermiska brunnen kommer i ett sådant läge att få ett allt större effektutnyttjande, se Figur 3.2.

Skulle en fjärrvärmeanslutning bli aktuell kommer endast en värmecentral att byggas. Härifrån levereras varmvatten till fjärrvärmenätets returledning, se Figur 3.3.

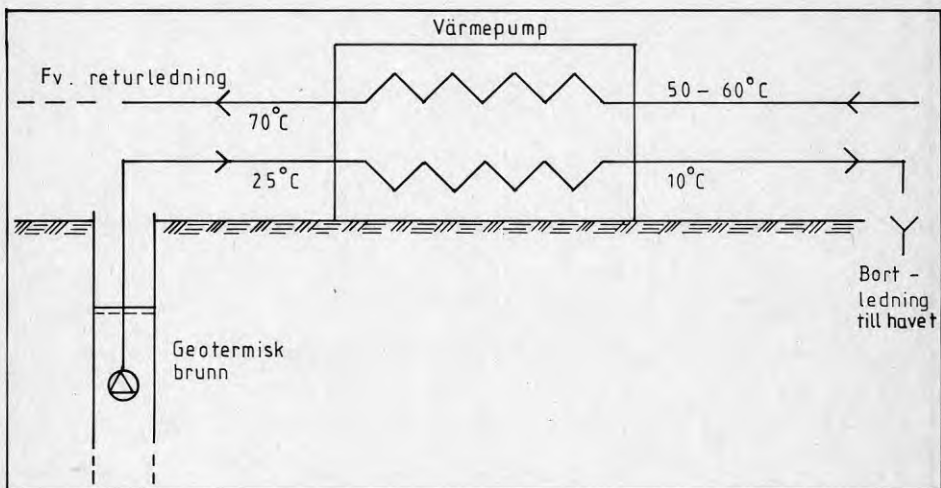
I båda fallen, d v s ett separat uppvärmningssystem för Odvaldsområdet alternativt anslutning till fjärrvärme, kommer den geotermiska värmen att utgöra s k baseffekt.

I det separata alternativet räknas dock med ett lågtemperatursystem som innebär att den geotermiska effektandelen kan hamna runt 70-80%. Resterande effekt tas antingen med olje- eller elpanna som dessutom utgör reserv.

I fallet med fjärrvärme räknas med ett dimensionerande temperatursystem 90/60°C eller 80/50°C. I ett sådant system kan den geotermiska värmen fylla ut effektbehovet upp till 30 à 40% och stå för 55-70% av tillförd energi. För att nå denna nivå krävs dock sannolikt 3-4 geotermiska brunnar. Den första brunnen bör kunna stå för ca 10% av effekten, vilket motsvarar ca 25% av nätets energibehov.



FIGUR 3.2 Principlösning för successiv anslutning av geotermisk värme allteftersom området byggs ut etappvis



FIGUR 3.3 Principlösning för anslutning av geotermisk värme till fjärrvärmens retursida

4 GEOTERMALBRUNNEN KLINTEHAMN -1 RESULTAT AV FÖRPROJEKTERING

4.1 Borrplatsen

4.1.1 Lokalisering

Borrplatsens placering har bestämts med hänsyn till följande faktorer:

- . geologiska förutsättningar
- . närhet till avnämarsidan
- . marktillträde
- . tillgänglighet avseende vägar m m
- . närhet till el- och vattennät
- . hänsyn till miljö
- . hänsyn till stads- och byggnadsplan.

Av dessa faktorer antas de geologiska förutsättningarna vara likartade oavsett var inom Odvaldsområdet brunnen placeras. I första grad styrande för platsvalet har därför varit marktillträdet och hänsyn till områdesplanerna. Vid platsvalet har vidare lättillgängligheten och närheten till befintligt VA-nät och det eventuella fjärrvärmenätet varit av betydelse.

Borrplatsens lokalisering i översikt framgår av karta, Figur 4.1.

4.1.2 Utformning

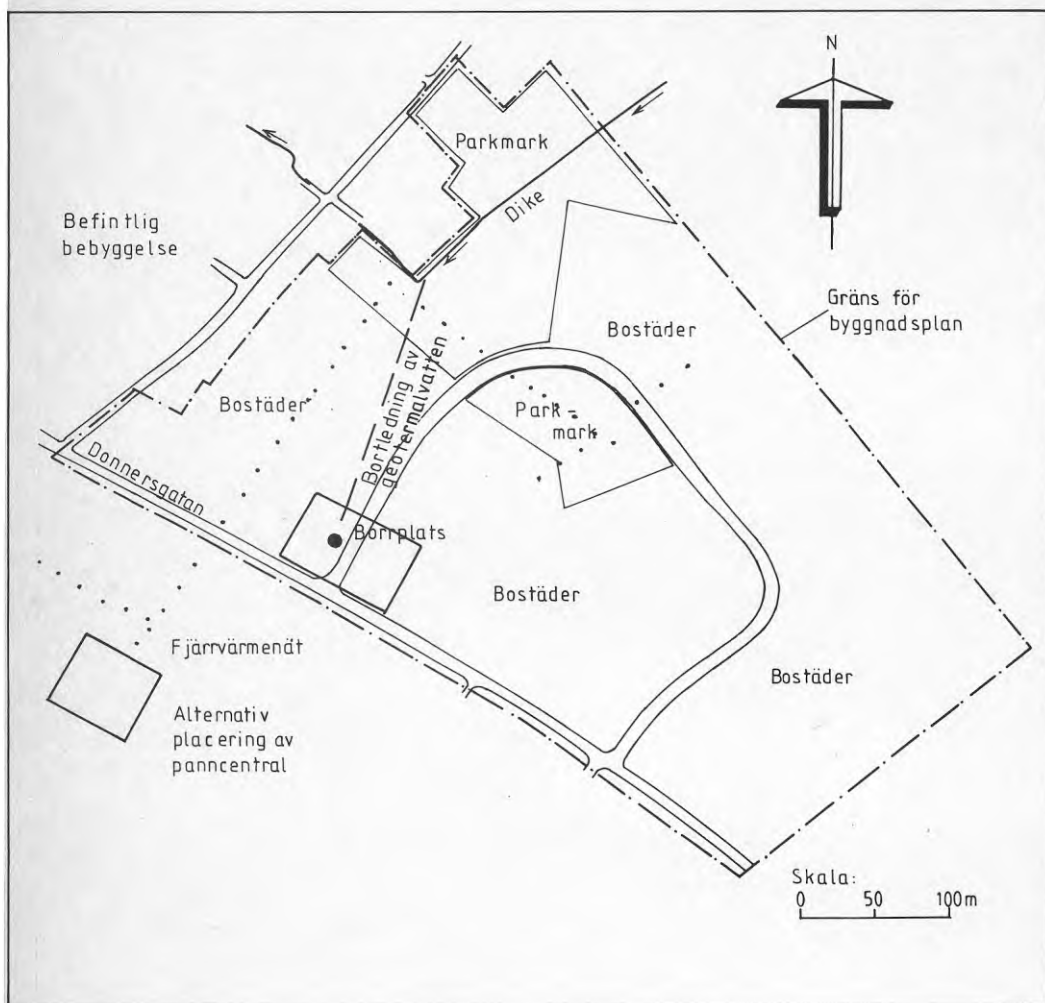
Borrplatsens utformning bestäms i första hand av vilken borrhningsmetod som skall användas, hur stor borrhtrrustningen är samt vilken kringutrustning som erfordras.

Inverkar gör också frågor som bl a rör

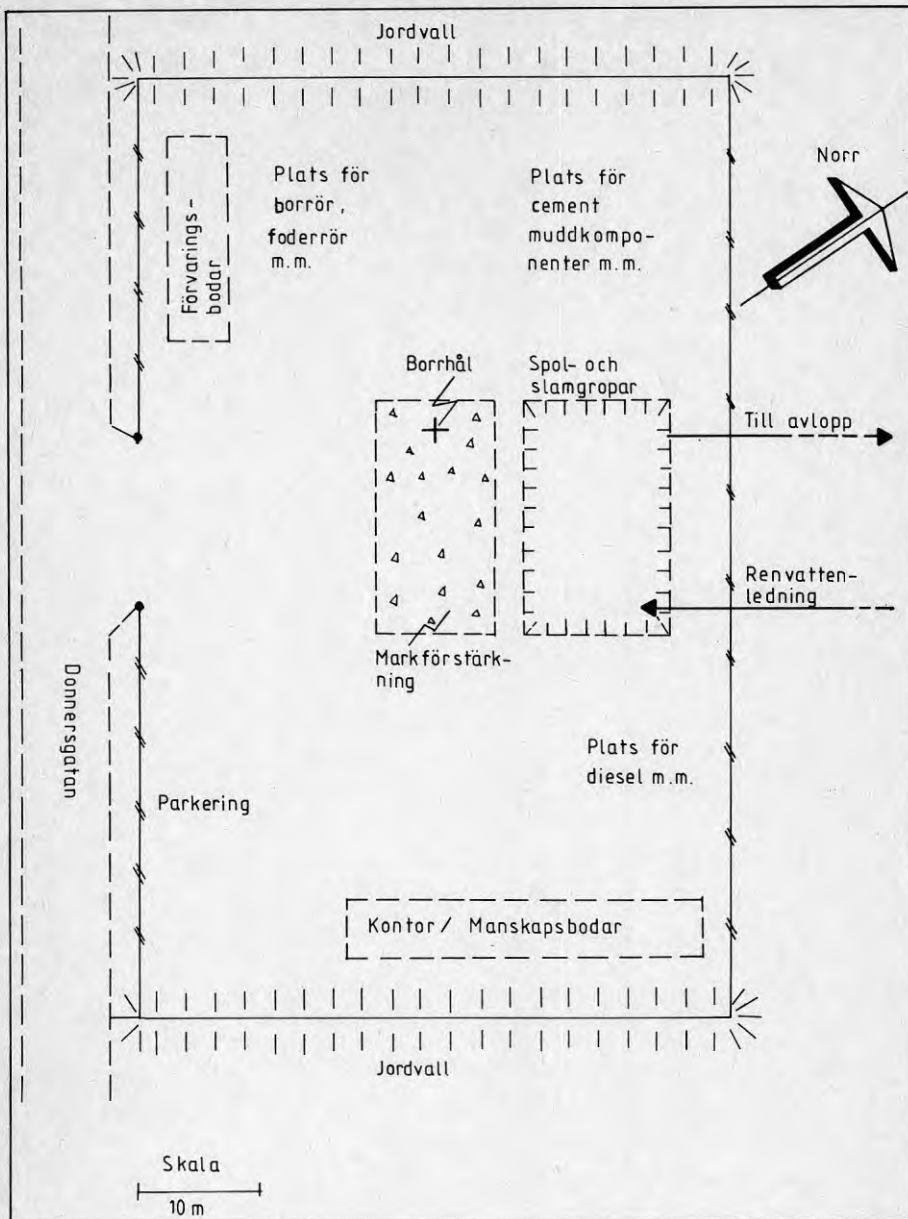
- . markbeskaffenhet
- . till- och frånfartsmöjligheter
- . omgivningsförhållanden (bebyggelse, trafik m m)
- . anslutning till el, vatten och avlopp
- . återställningsmöjligheter.

Med hänsyn till föreskriven borrhningsmetod, tänkbar storlek på utrustning och andra omständigheter får borrhningsplatsen ett omfång och grundutseende som framgår av Figur 4.2.

I samband med val av borrhningsentreprenör kan dock såväl omfång som utseende ändras något beroende på speciella önskemål från entreprenören.



FIGUR 4.1 Odvaldsområdet med borrplatsens lokalisering i översikt



FIGUR 4.2 Grundutförande av borrarplats

4.1.3 Program för borrplatsens iordningställande

Erforderlig yta uppgår till ca 4000 m². Borrplatsen byggs i princip enligt Figur 4.2 och inleds med avbaning av matjorden. Denna läggs så att den utgör en vall mot den mest närbelägna bebyggelsen (bullerdämpning).

Härefter grävs spol- och slamgropar. Erhållna jordmassor läggs i bullervall enligt ovan, men får ej blandas med matjorden.

Spol- och slamgropar kläds med plast så att de är täta mot läckage i botten och sidor.

Området runt borrhålet samt till- och frånfartsvägar markförstärks vid behov med 20-30 cm singel eller grus.

Före eventuella markförstärkningar framdras el- och vattenledningar enligt senare specifikation.

Slutligen omgärdas borrplatsen med markeringslina.

4.2 Hydrogeologiska och borrhningstekniska ingångsdata

4.2.1 Lagerföljden

Borrhningar genom den sedimentära berggrunden ned till urberget har inte tidigare utförts i klintehamnsområdet. Med hjälp av uppgifter från OPABs borrhningar och borrhålsloggningar i Bjärge och Visby kan man emellertid ge en redovisning av en sannolik lagerföljd i det aktuella området. Klintehamn är beläget ca 15 km norr om Bjärge och ca 28 km söder om Visby.

Urberget ligger ca 460 m under havsnivån och eftersom markytan inom exploateringsområdet ligger ca 8 m över havet är den totala mäktigheten ned till prekambrium ca 468 m.

I Tabell 4.1 visas den sannolika lagerföljden vid Klintehamn.

4.2.2 Lagrens borrhningstekniska egenskaper

Den geotermiska borrhningen skiljer sig inte nämnvärt från den konventionella oljeborrhningens. Det är också i samma typ av berglager man borrar i båda fallen och man har också samma mål, nämligen att nå porösa lager som innehåller vatten alternativt olja eller gas. Detta innebär att de borrhningstekniska förutsättningarna vid geotermisk borrhning i stort sett är likvärdiga med de som förekommer vid oljeborrhning.

TABELL 4.1 SANNOLIK LAGERFÖLJD VID KLINTEHAMN

Stratigrafi		Djup ö h m	Tjock- lek m	Litologi	
KVARTÄR		+8--+6	2	Sand	
SILUR		Wenlock, Slite		Kalksten, mörklig kalksten	
		Tofta	+6--130	136	Kalksten
		Högklint		Kalksten, Rev- kalksten, mörk- lig kalksten	
ORDOVICIUM		Llandoverly, Visby	-130--190	60	Märgelsten och mörklig kalksten
		Klasenformationen	-190--240	50	Kalksten
		Kvarneformationen	-240--255	15	Kalksten och röd- brun skiffer
KAMBRIUM	ÖVRE KAMBRIUM	Benton. kalkstens- formation	-255--300	45	Kalksten
		Alunskifferenheten	-300--302	2	Alunskiffer
	MELLERSTA KAMBRIUM	Faludden	-302--305	3	Sandsten
		Tessiniskiffer	-305--358	53	Alternerande skiffer och silt- stenslager
		Tessiniasandsten	-358--360	2	Sandsten med silt- stensinlagringar
	UNDRE KAMBRIUM	Ölandicus	-360--370	10	Sandsten och siltsten
		Närsandsten	-370--405	35	Sandsten
		Närskiffer	-405--420	15	Skiffer med sand- stens-/siltstens- inlagringar
		Övre Viklau	-420--435	15	Sandsten
		Mellersta Viklau	-435--440	5	Skiffer
Undre Viklau	-440--460	20	Sandsten		

De borrningstekniska problem som förekommit vid oljeprospekteringsbörningarna är huvudsakligen spolförluster och då främst i uppspruckna kalkstenslager i silur.

Vidare visar mätningar av den resulterande borrhålsdiametern, som genomförts i respektive hål (kaliper-loggning), att vissa formationsavschnitt kan vara löst konsoliderade. Nästan undantagslöst gäller detta i Tessiniskifferformationen där den resulterande håldiametern avviker från borrningsdiametern med ca 2". Avvikelser har även noterats för Ölandicus och Tessinisandstenen med samma storleksordning.

Det för geotermisk energiutvinning mest intressanta lagret, Närsandstenen, tycks av loggningarna att döma vara väl konsoliderat och hålla en god stabilitet.

Sammantaget visar erfarenheterna från OPABs börningar att lagerföljden är både lätt- och snabborrad. En sammanställning av borrsjunktionsdata visas i Tabell 4.2.

TABELL 4.2 BORRSJUNKNINGSDATA FÖR KALK- OCH SANDSTENAR ENLIGT DATA FRÅN OPAB

Bergart	Dimension (tum)	Borrsjunkning/ borrkrona (m/tim)	Medel- avvikelse (m/tim)
Kalksten	9 5/8	2,7	+1,5
Kalksten	6 1/4	4,2	+1,8
Märgelsten	9 5/8	4,1	+2,0
Märgelsten	6 1/4	5,8	+2,1
Sandsten/ siltsten	6 1/4	6,3	+3,2
Skiffer	6 1/4	4,4	+1,9

Det skall märkas att de i tabellen angivna borrsjunktionsvärdena normalt gäller vid 4-8 ton "totaltryck" på borrkronan och vid rotationshastigheten 60-90 vpm.

Slutligen har noterats att den genomsnittliga borrkronaåtgången för 500 meters börning uppgår till 6 à 8 st.

4.2.3 Lagrens hydrauliska egenskaper

Mycket litet är känt om de hydrauliska egenskaperna för de djupare vattenförande formationerna på Gotland. Indirekt ger dock produktionstester och resultat av diverse loggningar som utförts av OPAB vissa riktvärden om magasinsegenskaperna och genomsläppligheten.

De porositetsloggningar som utförts visar exempelvis att porositeten i Närsandstenen torde vara ca 15-25%. Viklausandstenarna visar i genomsnitt något lägre värden, medan den i mäktighet begränsade och okonsoliderade Tessinisandstenen har en porositet som är något högre. Tillsammans med resultaten från produktionstesterna antyder detta en brunnskapacitet som bör vara i storleksordningen 5 l/s vid ca 60 meters avsänkning.

Detta ligger i paritet med resultatet från SGUs bearbetning av brunnsdata för brunnar i sandstenen i Kalmarregionen. Dessa sandstenar är också kambriska. Information från 75 brunnar föreligger. Mediandjupet uppgår till 51 m och mediankapaciteten uppges vara 10 000 l/h eller 2,8 l/s. Ett regionalt permeabilitetsvärde för den kambriska sandstenen i Kalmarregionen blir ca $K = 1,4 \times 10^{-5}$ m/s.

4.3 Preliminär brunnsutformning

Baserat på ovan redovisade geologiska förhållanden har en brunn förprojekterats. Strävan har härvid varit att göra brunnen så enkel som omständigheterna tillåter.

Den i Figur 4.4 redovisade brunnsutformningen förutsätter att det ur brunnen utvunna geotermala vattnet inte skall återföras och därför får innehålla en viss suspensionshalt.

En annan viktig förutsättning som gäller är att skiffer- och sandstenslagren i kambrium är så konsoliderade att hålväggen blir stående och inte rasar in vid en hydraulisk trycksänkning i borrhålet som motsvarar ca 80 m vp.

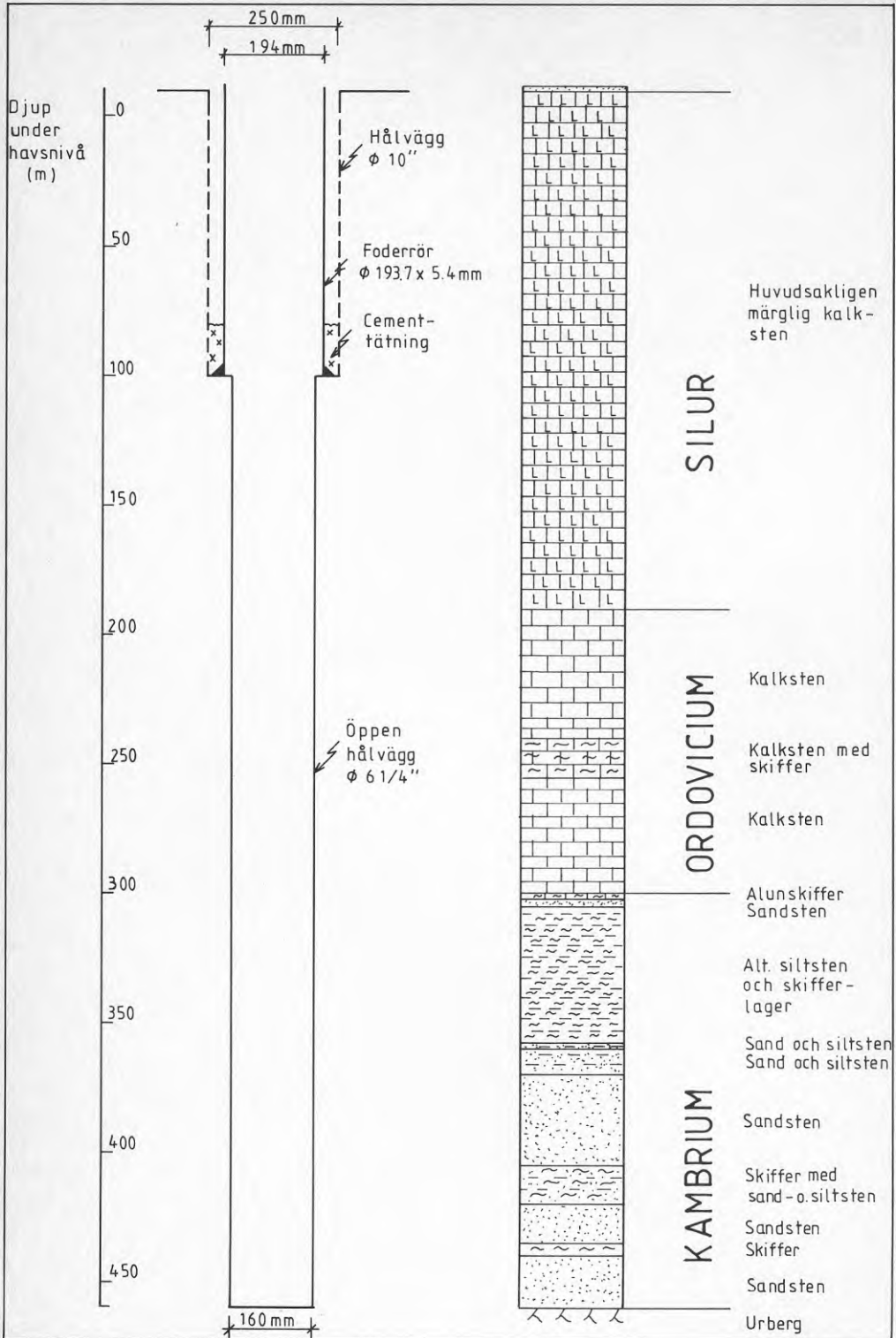
4.4 Håltagningsprogram

4.4.1 Borrningsmetod och utrustning

Borrningen skall utföras enligt metoden "rotationsbörning med direktspolning". Metoden är i grunden densamma som används vid konventionell oljebörning ("conventional rotary drilling") och kan kortfattat beskrivas enligt följande.

Under samtidigt tryck och rotation krossar en tandförsedd rullbörnkrona berget till flis eller kax. Genom de roterande börnstängerna och ut genom börnkronan pumpas en spolvätska (s k mudd), vilken rensar hålbotten och transporterar upp kaxet till markytan i utrymmet mellan börnstänger och hålvägg. I en sikt eller i sedimentationsbassäng avskiljs kaxet från spolvätskan som sedan åter pumpas ned genom börnstängerna. Spolvätskan cirkuleras med hjälp av en högtryckspump.

Borrningsriggen skall ha sådan kapacitet att håldjupet minst 500 m skall kunna nås. Några krav på riggen i övrigt ställs inte, då det åligger börningsentreprenören att själv dimensionera lämplig riggstorlek med hänsyn till erforderlig lyftkraft etc. Detsamma gäller val av börnkronor, börnstänger, pumpar och annan sidoutrustning.



FIGUR 4.4

Preliminär brunnsutformning

4.4.2 Borrningsmoment

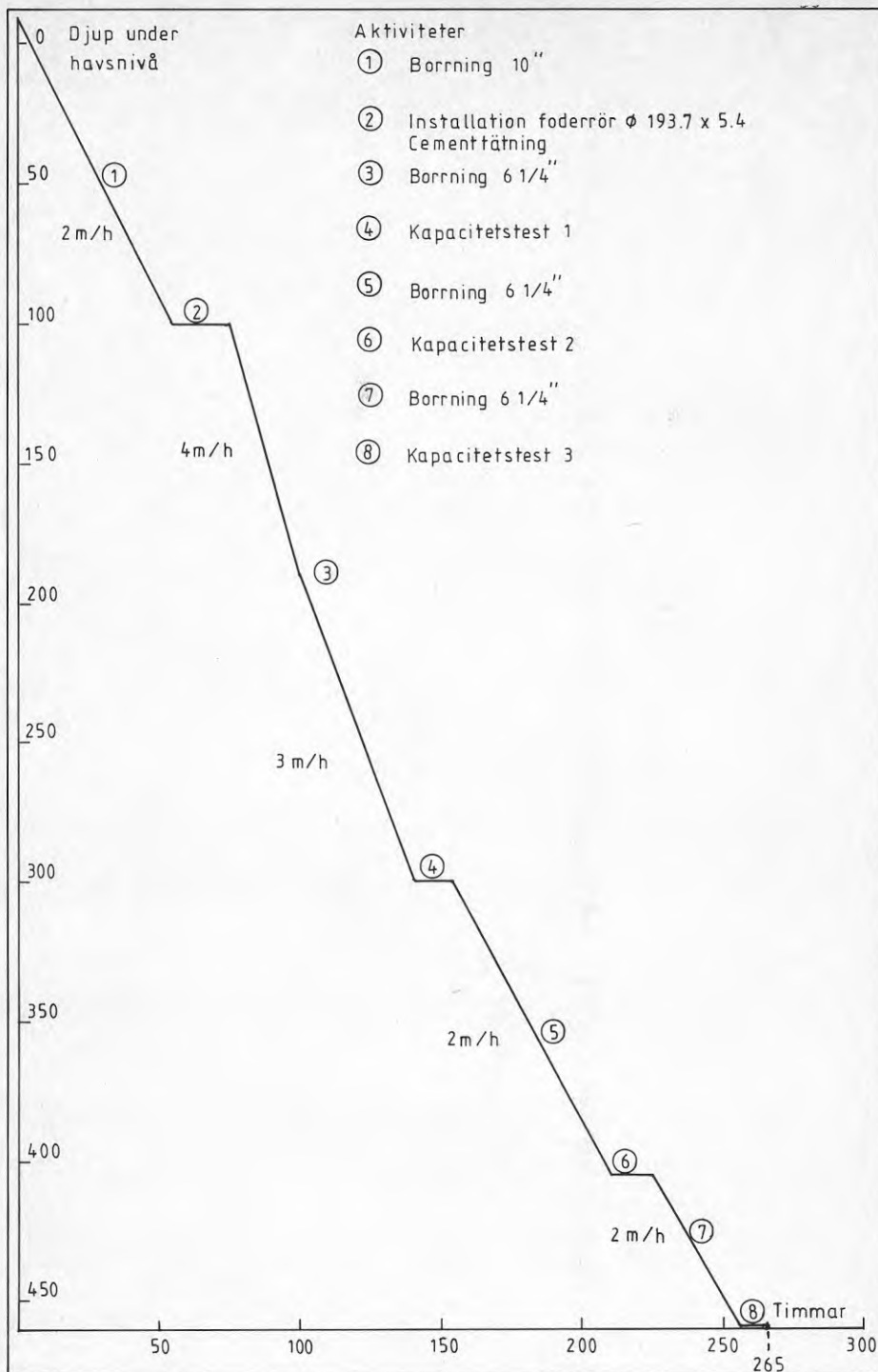
På grundval av det preliminära brunn utförande, se Figur 4.4, och med hänsyn till dokumentation och tester som skall utföras under borrningens gång, se avsnitt 4.5, skall borrningen utföras enligt följande punktvisa moment.

- 1 Håltagning i dimensionen 10" till nivån 100 m u h (0-108 m u my).
- 2 Renspolning. Utbyte av eventuell mudd mot vatten.
- 3 Installation av foderrör \varnothing 193,7 x 5,4 mm och cementtätning enligt foderrörsprogram, avsnitt 4.4.4.
- 4 Håltagning i dimensionen 6 1/4" till nivån 302 m u h (108-310 m u my).
- 5 Renspolning. Utbyte av eventuell mudd mot vatten.
- 6 Installation av pumputrustning enligt programpunkt 4.5.4.
- 7 Beställaren utför kapacitetstest -1 under ca 10 timmar.
- 8 Upptagning av pumputrustning.
- 9 Håltagning i dimensionen 6 1/4" till nivån 405 m u h (310-413 m u my).
- 10 Renspolning. Utbyte av mudd mot vatten.
- 11 Kapacitetstest -2 enligt tidigare punkterna 6-8.
- 12 Håltagning i dimensionen 6 1/4" till fullt håldjup, vilket beräknas bli nivån 460 m u h (468 m u my).
- 13 Renspolning. Utbyte av mudd mot vatten.
- 14 Kapacitetstest -3 enligt tidigare punkterna 6-8 och 11.
- 15 Eventuella kompletteringsarbeten.

Programmet i sammanfattning framgår av det beräknade kumulativa tidsdiagrammet i Figur 4.5.

Tidsberäkningen grundar sig på data från fyra oljeprospekteringsborrningar med jämförbara djup och dimensioner som utförts på Gotland under 1970-talet. Hänsyn har dock tagits till att man nu sannolikt kommer att utnyttja en svensk borrhingsentreprenör med jämförelsevis klenare borrhingsutrustning och möjligen också en mer begränsad erfarenhet av djuphålsborrning än den utländska entreprenör som anlätades vid OPABs borrningar.

De i programmet angivna nivåerna för kapacitetstester och slutligt håldjup baserar sig på den förväntade lagerföljden. Då denna endast är känd i stora drag kommer sannolikt avvikelser att ske. Dessa tros dock vara förhållandevis små och ligga inom ett högsta intervall av ± 25 m.



FIGUR 4.5

Borrningsprogrammet i sammanfattning och beräknad tidsåtgång

Det ingår i entreprenörens ansvar att kontinuerligt under borrhningen tillse att avvikelser från lodlinjen inte på någon punkt överstiger 2° . Det bör i detta sammanhang beaktas att tunga borrhstänger med centreringsspiraler (s k drill collars) bör användas på borrhsträngens understa del.

4.4.3 Program för spolvätska (Muddprogram)

Vid borrhning från markyta till 302 m u h används färskvatten som spolvätska. Spolförlust hävs genom tillsats av bentonit i erforderlig mängd.

Före kapacitetstest -1 (vid 302 m) renspolas hålet så att det blir rent från eventuell mudd och lösa partiklar.

Vid borrhning från 302 till 405 m u h används färskvatten. Vid spolförlust tillsätts självnedbrytande stabiliseringsmedel baserat på stärkelse eller cellulosa (Revert, Antisol eller liknande).

Före kapacitetstest -2 (vid 405 m) renspolas hålet liksom före kapacitetstest -1.

Vid borrhning från 405 till fullt håldjup, dvs ca 460 m u h, används färskvatten. Spolförluster hävs som tidigare angetts gälla nivån 302-405 m u h.

Före kapacitetstest -3 renspolas hålet liksom vid föregående kapacitetstester.

Spolvätskekontroll utförs enligt

- 1 Vid svårartad spolförlust utförs cementtätning med cement typ Standard A.
- 2 Bentonittillsats vid spolförlusthävning får inte överstiga 50 kg/m^3 spolvätska.
- 3 Vid behov av mindre densitetsförhöjning av spolvätskan (högst $0,1 \text{ g/cm}^3$) skall bentonit användas i intervallet 0-302 m. Vid borrhning under nivån 302 m används baryt för samma ändamål.
- 4 Vid behov pH-justeras spolvätskan genom tillsats av kaustik-soda.
- 5 Vid behov av viskositetsförhöjning används bentonit i borrhningsintervallet 0-302 m u h och stärkelse- eller cellulosa-preparat i intervallet 302 m u h till fullt håldjup.
- 6 Behov av större densitetsförhöjning av spolvätskan (om höga tryck påträffas) åtgärdas med tillsats av baryt. För ändamålet skall finnas 25 säckar baryt tillämpligt på borrhplatsen.

4.4.4 Foderrörprogram

Efter borring till nivån 100 m u h sätts \varnothing 193,7 x 5,4 mm tubrör i kolstålskvalitet upp till markytan (+8 m). Rören skarvas medelst stumsvetsning.

På var ca 20:e meter skall sitta tre motställda centreringsbyglar. Den understa bygelnivån skall placeras 98 m u h och den översta 8 m u my.

Foderröret fixeras och tätas i sin nedre del med cement, typ standard A.

Överblivet utrymme mellan foderrör och hålvägg fylls med Duranit eller liknande lermineral.

4.5 Program för dokumentation under borring

Under borringens gång skall en rad geologiska och hydrauliska data insamlas. Motivet härför är bl a att skaffa underlag för en från FoU-synpunkt optimal utvärdering av den kambriska lagerföljden vad avser tekniska och hydrauliska egenskaper.

Det är vidare väsentligt att dessa data föreligger för att kunna vidta riktiga brunnstekniska åtgärder i borrhålet inför produktion av geotermalt vatten.

4.5.1 Provtagning

Borrkaxprover skall tas kontinuerligt under hela borringens gång. Särskilt viktigt är det att erhålla prover av hög kvalitet vid borring genom den kambriska lagerföljden.

Proverna separeras ut från spolvätskan med hjälp av siktnät. Det åligger borrhingsentreprenören att sörja för att spolvattnet kan ledas i en ränna eller liknande till ett överfall, varunder siktnäten kan hållas vid provtagningen. Insamlandet av proverna liksom provanalysen utförs av särskilt anlitad geolog, s k well-sitter.

4.5.2 Borrsjunkningsmätning

Borrsjunkningsmätning ger indirekta upplysningar om berglagrens konsolideringsgrad, sprickighet, porositet m m, (se Andersson, O, 1981).

I aktuellt fall är avsikten att utföra en kontinuerlig registrering med en borrsjunkningsmätare vid borring genom den kambriska delen av lagerföljden. Utrustning härför tillhandahålls av beställaren och datainsamlingen sköts av well-sittern.

Det åligger dock borrhingsentreprenören att föra protokoll över vilket tryck som läggs på borrkronan samt vilken rotationshastighet man använder.

4.5.3 Spolflödesmätning

Då man under borrningens gång påträffar öppna sprickor eller porösa lager försvinner en del av spolvätskan. Hur stor spolförlusten blir beror dels på sprickornas eller porsystemens genomsläpplighet och dels på spolvätskans flöde och egenskaper (densitet, viskositet, innehåll av gelände tillsatser m m). Då det finns ett visst samband mellan berglagrens genomsläpplighet och spolförlustens storlek är det av intresse att denna parameter registreras (Andersson, O, 1981).

Spolförlusten avläses som en nivåförändring i spolbassängen genom att där ha en pegel eller en graderad mätstock. Datainsamlingen omhändertas av well-sittern, som också kontrollerar spolvätskans densitet och viskositet.

Det åligger dock borrhingsentreprenören att notera av honom styrda förändringar i spolflödet samt notera vilka eventuella spolmedelskomponenter som tillsätts.

4.5.4 Kapacitetstester

Som framgår av borrhingsprogrammet avsnitt 4.4.2 planeras tre kortvariga kapacitetstester bli utförda på nivåerna 302, 405 respektive 460 m u h. Syftet med dessa är bl a att kunna särskilja olika lagars hydrauliska och vattenkemiska egenskaper.

Det åligger borrhingsentreprenören att förbereda varje test genom att medha och installera en dränkbar pump som ger i storleksordningen 35 m³/tim vid 70 meters lyfthöjd. Till denna installation skall också förutom stigarledning höra en ledning till slamgropen, på vilken skall finnas kran för uttag av vattenprov, vattenflödesmätare samt strypventil.

Varje kapacitetstest beräknas pågå 10 timmar och genomförs av beställaren. Avsänkings- och återhämtningsförloppen i brunnen registreras med hjälp av en tryckgivare som monteras på stigarledningens nederdel, se Figur 4.7. Under testerna tas också vattenprover, se avsnitt 4.9.

Med hjälp av erhållna data beräknas de testade lagrens specifika kapacitet, transmissivitet (genomsläpplighet) och det testade avsnittets skinfaktor (igensättning).

Efter avslutad test åligger det borrhingsentreprenören att lyfta pumpen och i övrigt förbereda för fortsatt borrning.

4.6 Efterarbeten

4.6.1 Efterlämnad borrhplats

Efter slutförd och besiktigad borrhningsentreprenad skall borrhningsentreprenören i princip lämna borrhplatsen i samma skick som den var vid ankomsten.

Omhändertagande av borrhslam och återfyllning av spolgropar åligger dock beställaren att ordna.

4.6.2 Efterlämnad brunn

Den av borrhningsentreprenören efterlämnade brunnen skall, om inte annat överenskommits med borrhningskontrollanten, ha det utseende som den preliminära brunnsritningen visar (Figur 4.4).

Foderrörets överkant skall sluta 0,5 m ö my och förses med låsbart lock.

I händelse av negativt utfall av borrhningen och att brunnen av denna orsak överges, skall foderröret kapas 1 m u my och förses med svetsat tättslutande lock samt övertäckas med jord.

4.6.3 Återställning av borrhplats

Det åligger beställaren att slutligt återställa borrhplatsen till ursprungligt skick.

Till återställningen hör främst

- . upptagning av temporärt lagda el- och vattenledningar
- . bortforsling av eventuella förstärkningslager
- . återläggning av matjord.

Tidpunkten för detta är dock avhängig resultatet av borrhningen och den fortsatta projektutvecklingen, se bl a kapitel 5.

4.7 Program för borrhålsloggning

När borrhningens efterarbeten slutförts skall ett program för geofysisk borrhålsmätning verkställas. Det åligger beställaren att upphandla loggningen som en separat tjänst skild från borrhningsentreprenaden.

Följande helhålsloggningar planeras:

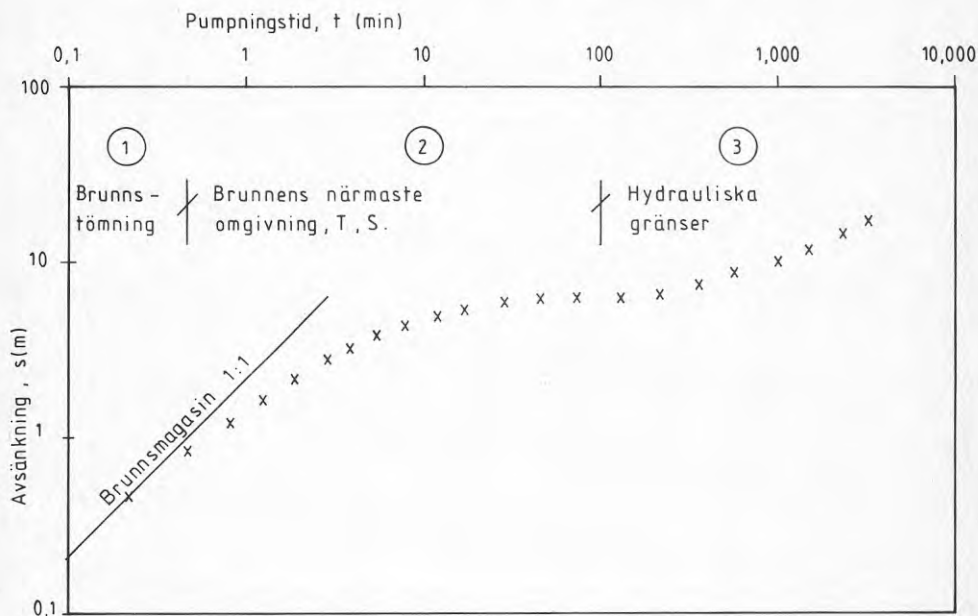
- Temperaturloggning som en kontinuerlig temperaturregistrering med upplösningen $\pm 0,1^{\circ}\text{C}$.
- Diameter - Med en Kaliper-log mäts borrhålets diameter. Mätning genomförs från markytan till fullt djup.

Följande delhålsloggningar planeras utföras i intervallet 300-460 m u h:

- Självpotential - Med en självpotential-log (SP-log) mäts de naturliga spänningsförhållandena i ett borrhål utan foderrör. Spänningsskillnader uppstår på grund av elektrokemiska reaktioner när en elektrolyt, spolvätskan, tränger in i mer eller mindre permeabla lager, där det tidigare finns en annan elektrolyt, geotermalt vatten.
- Elektriskt motstånd - Med en resistivitets-log mäts det specifika elektriska motståndet (resistiviteten) för de genomborrade lagren. Vid metoden mäts, för olika nivåer, ett spänningsfall mellan två potentialelektroder för en viss levererad känd strömstyrka. Förhållandet mellan spänningsfallet och strömstyrkan multiplicerad med en faktor ger det specifika elektriska motståndet. Motståndet beror huvudsakligen av vatteninnehållet, de i porvattnet lösta salterna och bergarten.
- Naturlig gammastrålning - En gamma-log mäter berggrundens naturliga radioaktiva utstrålning av gammastrålar. Mätningens ordning består i princip av en detektor, en förstärkare och en impulsräknare. Detektorn som är känslig för gammastrålning mäter strålningsintensiteten i impulser per tidsenhet. Vid mätningen utnyttjas att olika bergarter har varierande innehåll av radioaktiva isotoper, främst kalium.
- Densitet, porositet - För bestämning av ett materials densitet utnyttjas en mätmetod med genomstrålning av gammastrålar. Olika material ger olika intensitetsnedsättningar som är proportionella mot materialens densitet. När det gäller att mäta ett materials porositet eller vattenhalt kan bestrålning med snabba neutroner användas. Ett materials vattenhalt är bestämmande för i vilken utsträckning rörelseenergin kan minskas hos de utsända neutronerna.

4.8 Provpumpningsprogram

En provpumpning genomförs för att bestämma akviferens hydrauliska egenskaper, d v s transmissivitet T (genomsläpplighet), magasincoefficiënt S (magasinerande egenskap) och akviferens eventuella hydrauliska begränsningar. Vidare kan inströmningsmotståndet i uttagsbrunnen bestämmas. Dessa parametrar kan beräknas från det avsänkningsförlopp som erhålls vid provpumpningen. (Se Figur 4.6)

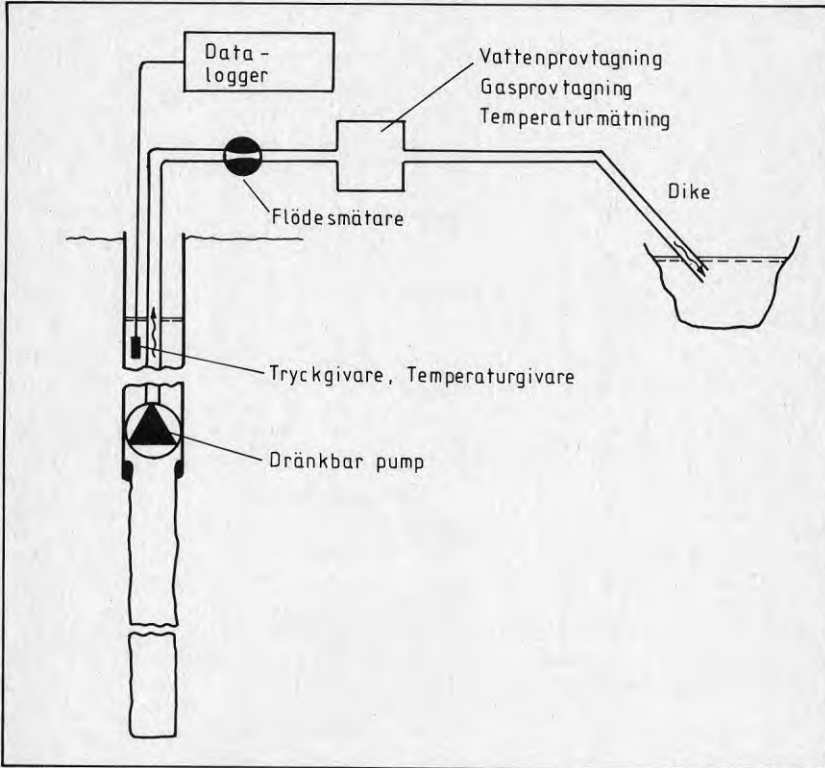


FIGUR 4.6 Vid en provpumpning utvärderas olika faser. (1) Brunnsmagasinets tömning. (2) De hydrauliska egenskaperna i brunnens närmaste omgivning. (3) Hydrauliska gränser och eventuella läckage till akviferen.

Utifrån de kapacitetstester som genomförs i samband med borrhållsloggningarna skall trycknivåns naturliga fluktuation mätas med pegel under ca 1 månad. Från motsvarande period inhämtas data om lufttryckets variation. Man kan nämligen visa att barometereffekten står i ett visst förhållande till vattnets och formationens kompressibilitet. Detta gör det möjligt att beräkna magasincoefficiënt, S , om formationens totala porositet (via loggning) och mäktighet är kända.

Provpumpningen beräknas pågå i ca 1 månad med konstant pumpkapacitet och formationsvätskan leds under denna tid via en provisorisk ledning till närmaste lämpliga dike eller dagvattensystem.

För att erhålla mesta möjliga information om brunn, magasinsegenskaper och hydrauliska gränser krävs mätningar med täta intervall (10 sek) direkt efter pumpstart. Med tiden kan datainsamlingen ske med glesare tidsintervall. Vid den aktuella provpumpningen skall nivåmätningar ske med hjälp av automatisk datainsamling via tryckgivare och datalogger (se Figur 4.7).



FIGUR 4.7 Principskiss för provpumpningsutrustning

Under pumpningens gång skall också formationsvätskans temperatur mätas, vattenprover tas (se vidare avsnitt 4.9). Detta är en bl a nödvändig information för eventuella avsänkingskorrekationer vid utvärderingen av provpumpningsdata.

Efter pumpstopp mäts återhämtningen av trycknivån i borrhålet under ca 1 månad. Därefter sker bearbetning och utvärdering av provpumpnings-/återhämtningsdata. Värmepumpsystemet kan sedan slutgiltigt dimensioneras och man kan även bestämma om några kompletterande åtgärder skall vidtas i borrhålet för att göra den till en geotermal produktionsbrunn.

Provpumpningsprogrammet, som kan komma att revideras beroende på resultatet av borrhning, kapacitetstest, inledande vattenkemiska analyser m m, skall genomföras av beställaren, helt skilt från borrhningssentreprenaden.

4.9 Program för vattenanalyser

4.9.1 Förväntad vattenbeskaffenhet

Enligt data från OPABs oljeborrhningar och baserat på kloridjonanalyser varierar den totala salthalten i vattnet mellan 4 och 8‰. Några mer omfattande analyser har inte gjorts av OPAB men på teoretiska grunder kan antas att det rör sig om ett vatten som till sin kemiska sammansättning är likartat havsvattnet, något som bl a visat sig gälla skånska termalvatten (NE, 1980). Den enda större skillnaden gentemot havsvattnets sammansättning torde vara en förhållandevis hög halt kalcium och då på bekostnad av natrium.

Vattnet tros också innehålla betydande mängder lösta gaser. Med erfarenheterna från Skåne som bakgrund (Andersson, O, 1982) förväntas vattnet främst innehålla kväve- och vätegas. Oljeprospekteringsborrningarna har dessutom visat att man ställvis kan påträffa höga koncentrationer av metan och andra kolvätegas.

Med den brunnskonstruktion som är aktuell går det slutligen inte att bortse från att vattnet vid pumpning kommer att erodera loss finpartiklar från den öppna hålväggen. Detta innebär att vattnet får en viss suspensionshalt.

4.9.2 Analysprogram

För att kunna dokumentera vattenbeskaffenheten, dess variation på olika nivåer i lagerföljden samt eventuella förändringar under pumpning tas vattenprover för analys, dels vid varje kapacitetstest under borrhningen och dels i samband med provpumpningen.

Syftet med analyserna är att få fram ett underlag för

- bemästring av korrosions- och utfällningsproblem
- bedömning av miljöeffekter vid utsläpp av termalvatten i ytvattenrecipient
- dimensionering och val av komponenter i värmeproduktionsanläggningen.

Analysprogrammet avses få följande omfattning.

Vattenkemiska parametrar

pH, ledningsförmåga, Pb, Fe, Cd, K, Ca, Cu, Hg, Mg, Mn, Ni, Na, Si, Zn, As, Cl, HCO₃, NO₃, SO₄, tot-N och tot-P samt kolväten.

Gaser

N₂, O₂, H₂, CO₂, SO₂, H₂S, CH₄ samt högre kolväten.

Fysikaliska parametrar

Temperatur, färg, grumlighet och suspensionshalt.

Totalt beräknas analyserna omfatta fem prover fördelat på ett vardera vid kapacitetstest -2 och -3 samt vid tre tillfällen under provpumpningen.

5 PRELIMINÄRT PROGRAM FÖR FORTSATT PROJEKT-UTVECKLING

5.1 Ombyggnad till produktionsbrunn

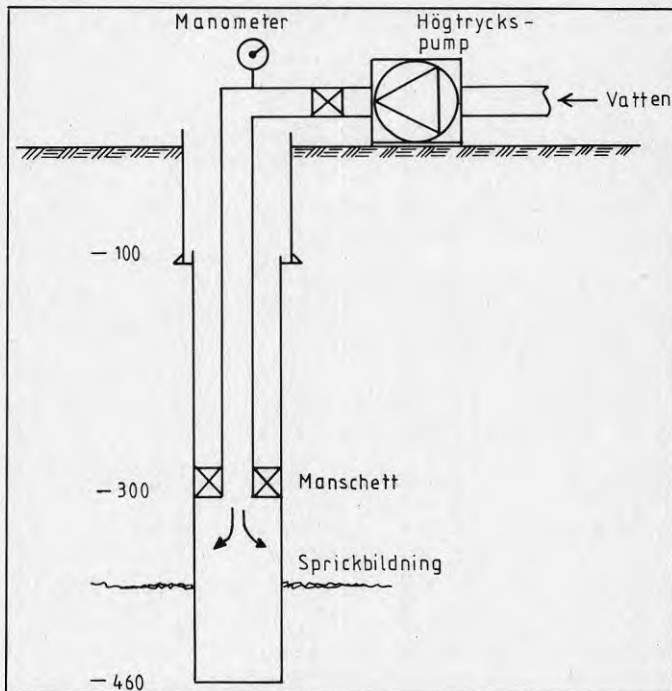
5.1.1 Kapacitetsstimulerande åtgärder

Skulle brunnen efter slutförd borrning ha en begränsad kapacitet (avgörs efter kapacitetstest -3) måste kapacitetsstimulerande åtgärder övervägas.

Detta är i så fall något som bör göras när man ändå har borrhutrustningen på plats och utföras före loggnings- och provpumpningsprogrammen (avsnitten 4.7 och 4.8). Vissa av loggningarna bör dock göras såväl före som efter åtgärderna.

Den kapacitetsstimulerande metod som i första hand är aktuell brukar benämnas hydraulisk spräckning.

Metoden går ut på att med en manschett täta borrhålet uppåt och att med ett hydrauliskt övertryck spräcka borrhållsväggen under manschetten. I aktuellt fall placeras manschetten på nivån ca 300 m u h, vilket är underkant av ordovicisk kalksten. Det övertryck som krävs för uppspräckning av den kambriska lagerföljden har beräknats ligga mellan 120-140 kp/cm². Det principiella utförandet framgår av Figur 5.1.



FIGUR 5.1 Principiell metod för hydraulisk spräckning

En annan metod är s k kemisk stimulering. Denna tillgår så att en syra (vanligen saltsyra eller oxalsyra) förs ned i hålet med hjälp av en plastslang. Härefter pressas syran ut i formationen genom hydraulisk tryckning. Den får sedan verka under minst 12 timmar, varefter en rensumpning görs. Uppumpat surt vatten neutraliseras med kalk innan det leds vidare till avlopp eller dylikt. Rensumpning, som företrädesvis görs med tryckluft (mammutpumpning), pågår tills dess vattnet blir rent och återfår ursprungligt pH-värde.

5.1.2 Kompletterande brunnskomponenter

Efter utvärdering av loggning, provpumpning och vattenanalyser (avsnitt 4.7, 4.8, 4.9) kan brunns slutliga utformning bestämmas. Det kan då bli aktuellt att inledningsvis utföra kapacitetsstimulerande åtgärder, något som metodmässigt beskrivits i avsnitt 5.1.1. I bästa fall krävs dock inga ytterligare brunns-tekniska åtgärder, vilket då innebär att brunnen får behålla sitt ursprungliga utseende.

Skulle det visa sig att hålväggen genom den kambriska lagerföljden är instabil och att risk för inrasning eller kontinuerlig kavitetsbildning förekommer måste brunnen byggas om (se avsnitt 4.2.2). Den brunnsstekniska lösning som då är aktuell innebär att hela hålet infodras och att de kambriska lagren förses med stödfilter, se Figur 5.2. En sådan komplettering av brunnen innebär att en borrningsentreprenör åter måste anlitas, dock med en mindre utrustning än vid håltagningen.

5.1.3 Uppfordringsanordning

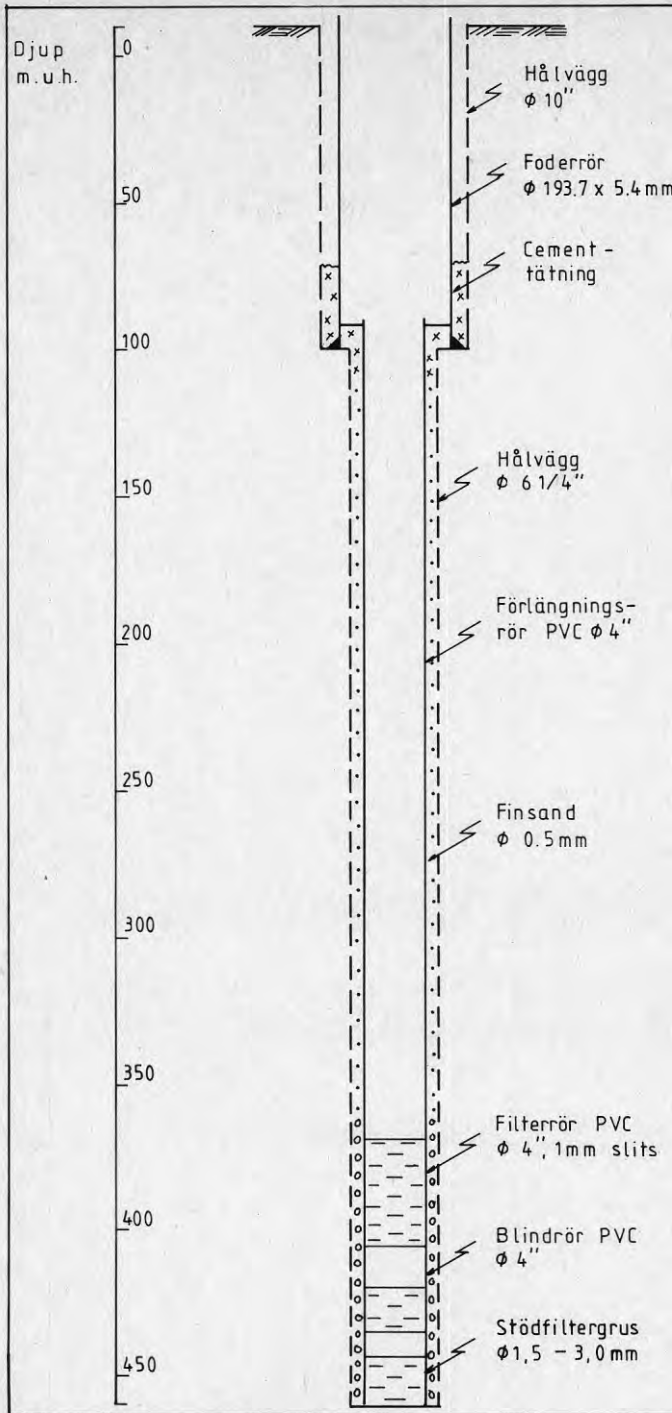
Det går inte i nuläget att dimensionera uppfordringsanordningen. Rådande kapacitetsförhållanden och vattenkemisk beskaffenhet blir helt avgörande för vilken typ av pump som skall väljas, på vilken nivå den skall sitta samt vad stigarledningen skall ha för material och dimension.

För den ekonomiska kalkylens skull har dock antagits att brunnskapaciteten blir 5 l/s ($8 \text{ m}^3/\text{h}$) med en trycksänkning i brunnen motsvarande 60 m, således en specifik kapacitet av ca 0,1 l/s m avsänkning ($0,36 \text{ m}^3/\text{tim m}$).

Det antas vidare att ostörd trycknivå ligger vid havsnivån och att lyfthöjden således blir ca 70 m.

Sannolikt kan en konventionell undervattenspump användas, dock med utförande i monel eller annan korrosionsbeständig legering vad avser vissa pumpkomponenter. Som stigarledning beräknas PEL-slang i dimensionen 3" kunna användas.

Någon särskild konstruktion av brunns huvudet beräknas inte krävas utan stigarledningen hängs i en platta med extra genomgångar för elkabel och instrument för nivåmätning.

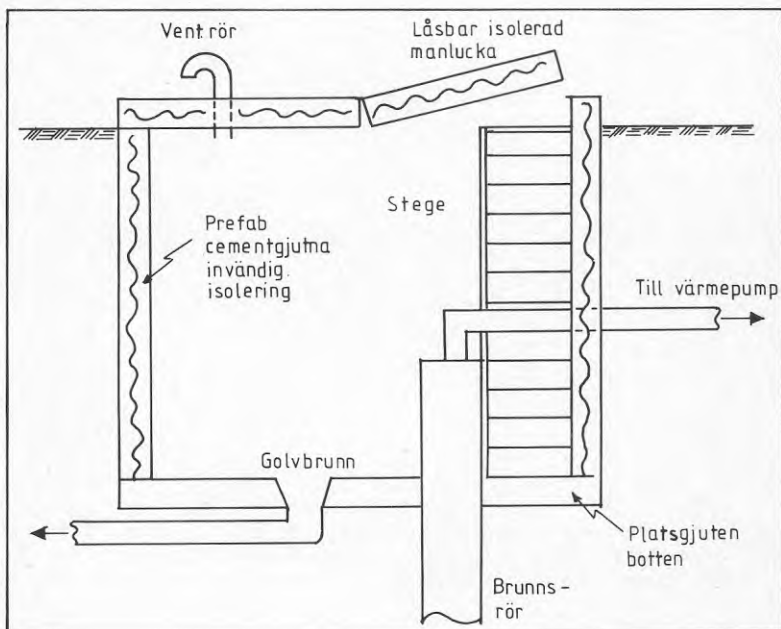


FIGUR 5.2 Preliminär utformning av filterbrunn

5.1.4 Brunnsöverbyggnad

Brunnen omgärdas av en nedschaktad gjuten källare av standardutförande. Måtten skall vara ca 2 x 2 x 2 m och den täta platsgjutna botten förses med dräneringsbrunn.

Källarens överdel skall ligga i nivå med markytan. Locket skall vara låsbart och placerat rakt över uppstickande brunnsrör. Vidare skall källaren vara invändigt isolerad. Principiellt utseende framgår av Figur 5.3.



FIGUR 5.3 Brunnsöverbyggnadens principutformning

5.1.5 Instrumentering för uppföljning

För att under drift kunna mäta vattennivån i brunnen monteras en tryckgivare på stigarröret strax över pumphuset.

Kabeln från givaren dras lämpligen till anläggningens styr- och reglercentral.

I syfte att mäta uppfordrad vattenmängd, temperatur och tryck placeras vattenmätare, temperaturgivare och manometer på ledningen till värmepumpen. Lämplig plats är i brunnsöverbyggnaden. Mätutrustningen kopplas till anläggningens styr- och reglercentral.

5.2 Värmepumpen i systemet

5.2.1 Placering och dimensionering

Det är ännu oklart var värmepumpen(arna) kommer att placeras. Detta är dels avhängigt av den slutgiltiga byggnadsplanen och dels om anslutning skall ske till etappvis utbyggnad av Odvaldsområdet eller om man väljer att ansluta anläggningen till fjärrvärme, se vidare avsnitt 3.1.

Preliminärt utgår vi från att anläggningen dimensioneras för Odvaldsområdet separat och att på sikt området får ett effektbehov av 800 kW. För enkelhetens skull gör vi också antagandet att värmepumpen(arna) placeras centralt i en egen byggnad och att varmvatten sedan distribueras ut härifrån till de enskilda husgrupperna.

Den ur borrhålet tillgängliga effekten har tidigare antagits till ca 300 kW. Detta har beräknats vid flödet 18 m³/h och vid en temperatursänkning av 15°C. Det termala vattnets värmekapacitet beräknas vara 1,1 kWh/m³ x C°.

Med utgångspunkt från att temperaturen på det nedkylda vattnet är 10°C och att kondenseringstemperaturen är 55°C kan den teoretiska värmefaktorn beräknas ca 4,0. En för antagna förhållanden optimalt dimensionerad värmepump får då effekten ca 400 kW. Denna effekt motsvarar ca 50% av hela Odvaldsområdets beräknade effektbehov.

Genom att kyla termalvattnet ytterligare 5°C kan dock effektuttaget från brunnen höjas till ca 400 kW. Med värmefaktorn 3,8 blir värmepumpens effekt ut i detta fall ca 540 kW.

5.2.2 Speciella frågeställningar

Med hänsyn till förväntad vattenbeskaffenhet måste särskilda aspekter läggas på valet av värmeväxlingssystem. Framförallt gäller detta värmepumpens förångare.

Då vattnet från korrosions- och utfällningssynpunkt måste hanteras slutet och tryckbelastat är alla typer av översilningsförångare otänkbara.

Av de tubförångare som finns på marknaden bör, om värmeväxling skall ske direkt med termalvattnet, en typ väljas som är enkelt rensbar (utfällningar). Sannolikt kommer också särskilda krav att ställas på materialet i förångaren (korrosion).

Ett alternativ som bör övervägas är att installera en separat värmeväxlare mellan termalvattnet och förångaren. Sådana värmeväxlare (oftast plattvärmeväxlare) är förhållandevis enkla att rensa. De går också att få i flera olika materialkvaliteter vilket underlättar anpassningen till rådande vattenkvalitet. Nackdelen är dock att anläggningens verkningsgrad blir något sämre än vid direktväxling i förångare.

5.3 Överföringsledningar

För den ekonomiska kalkylen har antagits att en värmepump placeras alldeles i närheten av brunnen. Det uppfordrade geotermala vattnet kommer att via en korrosionsfri stigarledning transporteras till en slutna förångarkrets för värmeväxling.

Härifrån leds vattnet fortfarande under tryck till ett dagvattendike ca 250 m NV om brunnen. Detta mynnar i en bäck som sedan rinner ut i Östersjön vid den norra infarten till Klintehamn (se karta Figur 4.1).

Tryckbelastningen i ledningssystemet uppnås genom att en strypventil monteras vid bortföringsledningens ändpunkt. Motivet härför är att undvika utfällningar av kemiska ämnen som är lösta i formationsvätskan.

Samtliga överföringsledningar beräknas ligga 1 m under markytan och bestå av PVC-rör i dimensionen \varnothing 160 mm, tryckklass PN 10.

5.4 Tillståndsärenden

5.4.1 Marktillträde

Tillstånd att utföra borrhningen på i programmet angiven plats har preliminärt erhållits av kommunen, liksom tillstånd att utnyttja mark, vattenledningar m m för borrhningen och provpumpningen genomförande.

I ett läge då brunnen skall permanentas krävs dock en ny tillståndsgivning, som då också omfattar ledningsläggningar, permanent utsläpp i dagvattendike m m. Underlag till en sådan ansökan fås efter provpumpningens och vattenanalyserna utvärdering.

5.4.2 Miljöfrågor

De miljöfrågor som är aktuella under projektutvecklingen kan indelas i dels temporära frågor som dyker upp vid borrhning och provpumpning och dels i frågor som gäller driften av anläggningen.

De temporära miljöfrågor som kunnat förutses i aktuellt fall är:

- . borrhningens påverkan på omgivningen (bullerstörningar)
- . omhändertagande och deponering av borrslam
- . utsläpp av termalvatten vid kapacitetstester och provpumpning.

Då borrhplatsen ligger någorlunda avsides befintlig bebyggelse, se karta Figur 4.1, och då någon borrhningsaktivitet inte skall förekomma nattetid tros inte några allvarliga bullerproblem under borrhningen uppstå.

Det borrslam som erhålls kommer inte att innehålla några miljöfarliga ämnen eftersom inga sådana tillsatser skall användas i spolvätskan. Det kan därför behandlas och deponeras på lämpligt ställe som byggavfall. Skulle olja påträffas, vilket inte är otänkbart, kommer borrslammet att få en viss oljehalt. I ett sådant läge planeras samråd med främst länsstyrelsen för slamets deponering.

Utsläppet av termalvatten i ett dagvattendike vid kapacitetstester och provpumpning innebär att vattnet slutligen kommer till havet. Det är då delvis utspätt med dagvatten. Några negativa miljöeffekter befaras inte under den korta tid utsläppet sker.

En permanent drift av anläggningen innebär att frågan om utsläpp av nedkyllt termalvatten ut i havet via dagvattennätet måste omprövas. Hänsyn tas då till vilka flöden det gäller liksom vilken kemisk beskaffenhet vattnet har, se analysprogrammet, avsnitt 4.9.

Inför borrhnings- och provpumpningsetappen finner vi mot bakgrunden av ovan anförda ingen anledning att få projektet prövat enligt miljö- och naturskyddslagstiftningen. Något prövningstvång är inte heller föreskrivet. Däremot kommer såväl den kommunala miljöförvaltningsmyndigheten som länsstyrelsen att informeras om projektet och på detta sätt få tillfälle att avge synpunkter.

I samband med en fortsatt projektutveckling kommer dock anläggningen att prövas mera formellt, detta i samband med byggnadslovsansökan. Härvid tas också eventuella miljöfrågor, som rör själva värmepumpen(arna), upp till behandling.

5.4.3 Juridiska aspekter

Vad gäller marktillträde för brunn, ledningar m m avses detta regleras med servituts- eller nyttjanderättsavtal.

Även rätten till vattnet innehas normalt sett av markägaren, liksom rätten att bruka vattnet, något som också kräver servitut eller nyttjanderätt för annan part.

Det är i nuläget oklart huruvida det krävs vattendom på uttag av geotermalt vatten. För närvarande är vår uppfattning att så inte är fallet, eftersom geotermiskt vatten inte kan jämföras med den typ av grundvatten som omnämns i vattenlagen.

6 EKONOMISK ANALYS

6.1 Gällande förutsättningar

Två alternativ har analyserats, dels ett med ett fullt utbyggt Odvaldsområde (alternativ 1) och dels ett med anslutning till fjärrvärme (alternativ 2).

För alternativ 1 gäller att en anläggning dimensioneras för en effekt av 400 kW ut från värmepumpen. Enligt preliminära beräkningar utgör detta ca 50% av Odvaldområdets effektbehov för uppvärmning och tappvarmvatten och ca 80% av årsenergibehovet, ca 1200 MWh. Kondenseringstemperaturen är 55°C, vilket ger en värmefaktor 4,0.

I alternativ 2 antas en anslutning till fjärrvärme. Värmepumpen dimensioneras för 550 kW och en kondenseringstemperatur av 65°C. Värmefaktorn blir då 3,5. Den ekvivalenta fullasttiden blir 6000 timmar, vilket ger en årsproduktion av 3300 MWh.

För båda alternativen gäller i övrigt att

- . investeringar täcks med banklån
- . räntan är diskonto +4% (14%)
- . avskrivningstiden är 15 år
- . elpriset är 0,22 kr/kWh.

Det förutsätts slutligen att alla entreprenader och tjänster upphandlas inom Sverige och betalas med svensk valuta.

6.2 Investeringskalkyl

6.2.1 Värmekällan

Investeringen i värmekällan omfattar anläggning och tester av produktionsbrunn, överföringsledning till värmepump samt anordning för bortledning av nedkylt vatten.

Investeringskostnaderna är i huvudsak beräknade enligt schablonmetoder angivna i referens (Andersson, O, 1982).

Följande investeringsposter ingår och är samma för båda beräkningsalternativen.

. Borrplats. Markarbeten m m	65 000
. Borrningsentreprenad inkl borrkronor, foderrör och spolmedelstillsatser	430 000
. Uppfordringsanordning, brunnsöverbyggnad, instrumentering	70 000
. Kontroller, borrningsdokumentation, loggning, pumptester	200 000
. Vattenanalyser	45 000
. Överförings- och avloppsledningar	55 000
. Projektering	<u>75 000</u>
	940 000

6.2.2 Värmeproduktionsanläggning

Investeringen omfattar en eller flera värmepumpar i system, nödvändigt utrymme, kringutrustning samt styr- och reglerfunktioner.

	<u>Alt 1</u>	<u>Alt 2</u>
	400 kW	550 kW
· värmepump(ar) inkl styr- och regler-, övrig utrustning	450 000	575 000
· extra värmeväxlare	75 000	80 000
· installationer	140 000	140 000
· byggyta	60 000	70 000
· projektering	<u>75 000</u>	<u>75 000</u>
	800 000	940 000

6.3 Värmeproduktionskostnad

Värmeproduktionskostnaden beräknas som årskostnad/årlig värmeproduktion.

Årskostnaden utgör summan av kapitalkostnad på investerat kapital samt drift- och underhållskostnader.

Följande tabell visar årskostnaden för de två alternativen.

	<u>Alt 1</u>	<u>Alt 2</u>
Kapitalkostnad vid annuitetsfaktorn 0,165	287 000	310 000
Energikostnad (drift värmepump+hjälpkraft)	66 000	207 000
Tillsyn och underhåll (2% av invest)	<u>35 000</u>	<u>38 000</u>
	388 000	555 000
Beräknad värmeproduktion (MWh/år)	1 200	3 300
Värmeproduktionskostnad år 1 (kr/kWh)	0,32	0,17

6.4 Merkostnad vid tvåbrunnssystem

Skulle ett tvåbrunnssystem krävas innebär detta att uttagsbrunnen måste utformas så att vattnet blir fritt från suspenderade partiklar (se Figur 5.2). Återföringsbrunnen kan dock göras enklare och lik den som används vid enbrunnssystem. Merkostnaden för ett sådant system avseende investeringar har i aktuellt fall beräknats till 660 000 kronor. Detta ökar kapitalkostnaden med ca 110 000 kronor för båda alternativen. Dessutom fås en något högre energikostnad till följd av att hjälpkraftbehovet ökar. Vidare är det sannolikt att underhållskostnaden blir högre än vid enbrunnssystemet. Detta beror i så fall på rensningsåtgärder i återföringsbrunnen.

6.5 Sammanfattning och kommentarer

I aktuellt fall har den specifika investeringen beräknats till ca 4350 kr/kW för alternativ 1 och ca 3400 kr/kW för alternativ 2, där ungefär halva investeringen ligger på värmekällan.

Då projektet är ett s k förstagångsprojekt vad avser värmekällan inryms häri också investeringskostnader som kan hänföras till extraordinära kostnader på borrningssidan och till ren FoU-verksamhet.

Hur stora dessa extrakostnader är kan för närvarande inte bedömas. Innan en sådan bedömning är möjlig måste ett flertal projekt ha genomförts. Resultatet av det nu aktuella klintehamnsprojektet blir i detta perspektiv en av de stora pusselbitarna.

Av samma skäl är också angivna kostnader för drift- och underhåll av anläggningen ytterst osäkra. Här kommer framförallt vattenkemin att ha en stor inverkan.

I analysen ovan har visats vilken stor roll anläggningens fullasttid spelar för det ekonomiska utfallet, något som helt beror på det objekt som skall nyttja värmen. I aktuellt fall blir värmeproduktionskostnaden nästan dubbelt så hög för anslutning till Odvaldsområdet separat, jämfört med anslutning till ett fjärrvärmenät. Detta är visserligen ett generellt förhållande, men från lönsamhetssynpunkt tros det ändå i framtiden vara motiverat att ansluta geotermisk värme också till befintliga oljeeldade block- och panncentraler, där oljebesparingen är minst 200-300 m³/år. För detta talar en förväntad minskad borrningskostnad, samtidigt som man har en kalkylerad realprisstegring av primärenergi (olja och el).

Med detta som bakgrund är det inte otänkbart att också tvåbrunnssystem kan visa sig ekonomiskt gångbara, särskilt vid anslutning till fjärrvärme.

7 LITTERATURREFERENSER

- Andersson, O & Gustafson, G, 1980. Värmelagring i djupa slutna grundvattenmagasin. Förstudie. Byggforskningsrådet Rapport R101:1980, Stockholm
- Andersson, O, 1981. Borrning och dokumentation. Lunds universitet, Avdelningen för kvartärgeologi. Thesis 8, Lund
- Andersson, O, 1982. Förutsättningar för introduktion av geotermi i SV Skåne. NE-projekt 4560-231. VIAK i samarbete med Sydkraft och Lunds tekniska högskola. VIAK, Malmö
- Landberg, J, 1982. För- och nackdelar med centralt belägna respektive lokalt utplacerade värmepumpar. Förstudie avseende nybyggnadsområde i Sjöbo. BFR-projekt 811632-1. VIAK, Malmö
- Lindblom, U, 1978. Jordvärmeboken - den geotermiska energins möjligheter i Sverige. Ingenjörsförslaget, Stockholm
- Nämnden för energiproduktionsforskning (NE), 1980. Geotermisk energi. Resultat, utvecklingsläge och förutsättningar. Resultatrapport NE 1980:7. Liber förlag, Stockholm
- VIAK AB, 1981. Geotermisk energi. Undersökning av möjligheterna att utvinna geotermisk energi på Gotland. NE-projekt 4560-251. VIAK, Stockholm

**Denna rapport hänför sig till forskningsanslag
811838-8 från Statens råd för byggnadsforskning till
VIAK AB, Vällingby.**

R36:1983

ISBN 91-540-3906-1

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Art.nr: 6700736

**Abonnemangsgrupp:
W. Installationer**

**Distribution:
Svensk Byggtjänst, Box 7853
103 99 Stockholm**

Cirka pris: 25 kr exkl moms