



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.



Geotermisk värme till fjärrvärmenät i Vellinge

Förstudie

Olof Andersson

INSTITUTET FÖR BYGGDOKUMENTATION	
Accnr	80-2304
Plac	Ser

k

R147:1980

GEOTERMISK VÄRME TILL FJÄRRVÄRMENÄT I VELLINGE
Förstudie

Olof Andersson

Denna rapport hänför sig till forskningsanslag
791462-2 från Statens råd för byggnadsforskning
till Vellinge kommun.

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

R147:1980

ISBN 91-540-3388-8

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

LiberTryck Stockholm 1980 058024

INNEHÅLL

1	PROJEKTBAKGRUND	5
1.1	Allmänt om geotermi för uppvärmningsändamål	5
1.2	FoU-läget i Sverige	7
1.3	Projektet i Vellinge	9
2	RESULTAT AV FÖRSTUDIEN	10
2.1	Systemlösningen	10
2.2	Val av borrhplatser	12
2.3	Borrnings- och brunnsprogram	14
2.4	Avslutande pumptest- och kemiprogram	22
2.5	Utnyttjandet i fjärrvärmesystem	23
2.6	Miljö- och markfrågor. Tillståndsärenden	25
2.7	Kostnadsanalys	28
3	FORTSATT PROJEKTUTVECKLING	32
3.1	Långtidsprogrammet	32
3.2	Program aktuell projektetapp. Tidsplan och kostnader	32
BILAGOR		35-76
1	Projektschema, förstudie	
2	Tekniska Högskolan i Lund - Geologiska och geofysiska förutsättningar för utvinnande av geotermisk energi i Vellinge	
3	Drilling and completion program	
4	Avslutande pumptest och kemitekniska försök	
5	Sydskraft - Geotermi Vellinge, Rapport 1980-03-12	
6	Projektplan etapp 1	
7	Tidsplan etapp 1	
8	Kostnadsplan	

GEOTERMI VELLINGE

Resultat av förstudie med program för fortsatt projekt-
utveckling

1. PROJEKTBAKGRUND

1.1 Allmänt om geotermi för uppvärmningsändamål

Ett alternativ för central bostadsuppvärmning är att utnyttja den tempererade formationsvätska som finns i vissa djupt liggande porösa berglager. Sådan värme brukar benämnas geotermisk energi.

Varmt vatten från 1000-3000 m djup har under lång tid utnyttjats för bostadsuppvärmning i flera länder. Mest känt är kanske Island, där bl a de större städerna Reykjavik och Akureyri sedan länge nästan helt värms av geotermalt vatten.

Mindre känt är kanske att man i Frankrike redan för tio år sedan byggde den första geotermiska anläggningen för bostadsuppvärmning. Denna - Melun, belägen i närheten av Paris - har sedan följts av ytterligare ett tiotal anläggningar och fler projekteras.

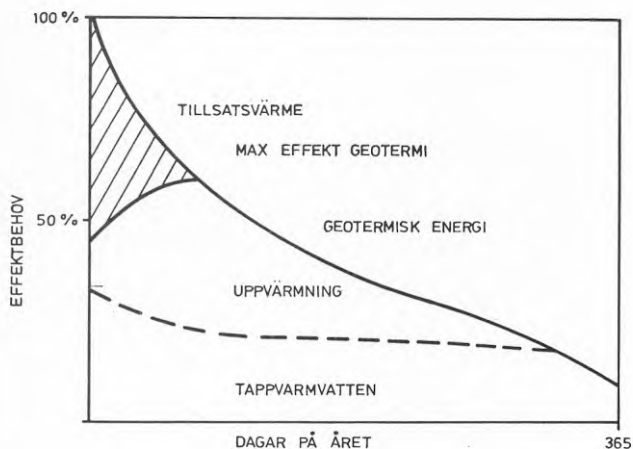
I Frankrike är de termogeologiska förhållandena likartade de som föreligger i den svenska sedimentära berggrunden. Flertalet franska anläggningar arbetar med utgångstemperaturer runt 60°C och varje anläggning försörjer ca 2000 lägenheter med varmvatten. Borrhålen ur vilka vattnet hämtas och efter värmeutvinning återinjekteras är normalt mellan 1500 och 2000 m djupa.

Andra länder med redan fungerande geotermala uppvärmningssystem är Sovjet, USA, Nya Zeeland, Ungern och Japan, för att nämna de med mångårig erfarenhet.

(Den systemlösning man normalt använder för värmeutvinning exemplifieras i figur 2.)

Anläggningarna dimensioneras vanligen för en försörjningsgrad lägre än 100 %. Tillsatsvärme vid stort effektbehov fås normalt från oljeeldade hetvattenpannor. På senare år har värmepumpar börjat användas för att förhöja det geotermala energiuttaget.

Att geotermisk värme inte utnyttjas till full försörjningsgrad hänger samman med värmebehovets årstida variationer, se figur 1.



Figur 1 Effektbehovet vid bostadsuppvärmning inkl tappvarmvatten. Principbild

Tillsatsvärmens andel av det totala behovet är främst en ekonomisk optimeringsfunktion av olika värmeväxlings- och distributionssystem. Vanligen kan 50-60 % av effektbehovet direktutnyttjas med geotermisk energi, vilket svarar mot 80-90 % av energibehovet.

1.2 FoU-läget i Sverige

I Sverige har undersökningar utförts främst i Skåne för att utreda om förutsättningar för geotermisk energiutvinning existerar.

Utredningarna, som utförs med medel från Nämnden för Energiproduktionsforskning (NE), har i stort avslutats. Redan nu kan fastslås att enorma energimängder ligger dolda i sydvästra Skånes sedimentära berggrund. Enligt beräkningar som utförts vid Lunds Tekniska Högskola rör det sig om 10.000-tals TWh.

De sedimentära berglagren är upp till 3 km mäktiga. Studierna har visat att det finns 3 à 4 geotermiskt intressanta sandstensformationer i lagerföljden, alla med olika förutsättningar för varmvattenuttag.

Inom ramen för NEs program har VIAK AB genom pumpförsök studerat två av dessa formationer, nämligen Kågeröd arkos och Buntersandsten. Försöken har utförts i ett äldre oljeborrhål benämnt Höllviksnäs 1. Hålet är beläget strax intill Falsterbokanalens i Vellinge kommun.

Undersökningarna har visat att termalt vatten i relativt stora mängder kan utvinnas ur såväl Kågeröd arkos som Buntersandstenen. Temperaturen i Bunterformationen var något över 60°C och i Kågerödsformationen ca 45°C.

Från brunnen, som är anlagd i Buntersandstenen, kan idag ett effektuttag erhållas motsvarande ca 3 MW. Den producerade vattenmängden är då 25 l/s (2200 m³/d). Vidare förutsattes en temperatursänkning ned till 30°C. Denna effekt motsvarar värmevärdet hos 2200 m³ eldningsolja under ett års fullt effektutnyttjande.

Formationsvätskan har hög salthalt, 170-195 g/l, huvudsakligen i form av natrium- och kalciumklorid, vilket gör den potentiellt korrosiv och känslig för utfällning. Korrosions- och utfällningsproblem kan dock med redan känd teknik bemästras.

Även om sydvästra Skåne med drygt en halv miljon invånare framstår som det för närvarande mest intressanta området för geotermisk energiutvinning i stor skala, kan på något längre sikt flera andra delar av landet bli aktuella. Detta förutsätter dock värmsystem med värmepumpar. Bland de utomskånska områdena framstår Gotland och Vätternsänkan samt större delen av den svenska fjällkedjan som kanske de mest lovande.

På längre sikt skymtar ett utnyttjande av s k "hett torrt berg". Detta innebär artificiell uppspräckning av djupt liggande graniter genom vilka vatten pumpas och värms upp. Forskning på detta område pågår utomlands.

De hittills gjorda studierna visar, tillsammans med erfarenheter utomlands att anläggningar kan byggas med effekter mellan 2 och 4 MW. Med utnyttjande av värmepumpar kan ytterligare 1-2 MW påräknas. Vatten med de utgångstemperaturer som är aktuella kan direkt användas för uppvärmning av bebyggelse med lågtemperatursystem. Detsamma gäller tappvarmvatten samt varmvatten till bad, växthus etc. Även för bebyggelse med centrala högtemperatursystem kan geotermisk energi användas. Det fordras då att vissa ingrepp görs på fjärrvärmenäten och nyttjande av värmepumpar.

För att kunna bedöma geotermisk ekonomisk konkurrenskraft och för att få driftserfarenhet fordras

storskaliga prototypanläggningar som nästa steg i utvecklingen.

Det projektförslag som här redovisas är ur många synpunkter ett tilltalande objekt för en sådan anläggning.

1.3 Projektet i Vellinge

Under sommaren 1979 uppdrog Vellinge kommun åt VIAK AB att upprätta ett översiktligt program över hur geotermisk energi skulle kunna användas för uppvärmning av bebyggelse i västra delen av Vellinge i sydvästra Skåne. Studien resulterade i en PM som bifogades Vellinge kommuns ansökan till BFR om bidrag för fortsatta förstudier. Bidrag till denna erhöles och en projektgrupp bestående av VIAK, SYDKRAFT och LTH har därefter å Vellinge kommuns räkning utfört en förstudie vars huvudpunkter kan summeras enligt följande (se även projektschema, bilaga 1).

- Lokalisering av borrhplatser, en för anläggningens produktionsbrunn och en för återinjektering. Lokaliseringsfaktorer är dels av hydro- och strukturgeologisk natur och dels inverkar den yttre miljön, där marktillträde, transportvägar, buller etc spelar avgörande roller.
- På grundval av geologiska data upprättas ett borrhnings- och brunnsprogram. Programutformningen medger produktion av termalvatten från flera olika formationer och är därför något flexibelt.
- På grundval av borrhningsprogrammet dimensioneras borrhningens storlek och en lämplig rigg upphandlas. Till borrhningen och brunnsbygget hör en hel rad servicetjänster, vilka också programbeskrivs och upphandlas.
- Med hänsyn till platsval och borrhningsprogram formuleras mark-, miljö- och arbetsskyddsfrågor. Dessa behandlas som samrådsärenden av länsstyrelse och kommunala instanser.

- Parallellt med ovan beskrivna aktiviteter utförs en fjärrvärmeinventering av delar av befintlig bebyggelse samt en preliminär utläggning och kostnadsberäkning för värmecentral och en första etapp av ett distributionssystem. Hän syn tas då också till planerad framtida bebyggelse inom inventerat område.
- Slutligen upprättas ett detaljerat program för genomförandet, vilket beräknas ske etappvis. Den första etappen kostnadsberäknas så detaljerat som möjligt och efterkommande etapper uppskattas avseende kostnader.

Det tekniska huvudansvaret för de olika programpunkterna framgår av bilaga 1.

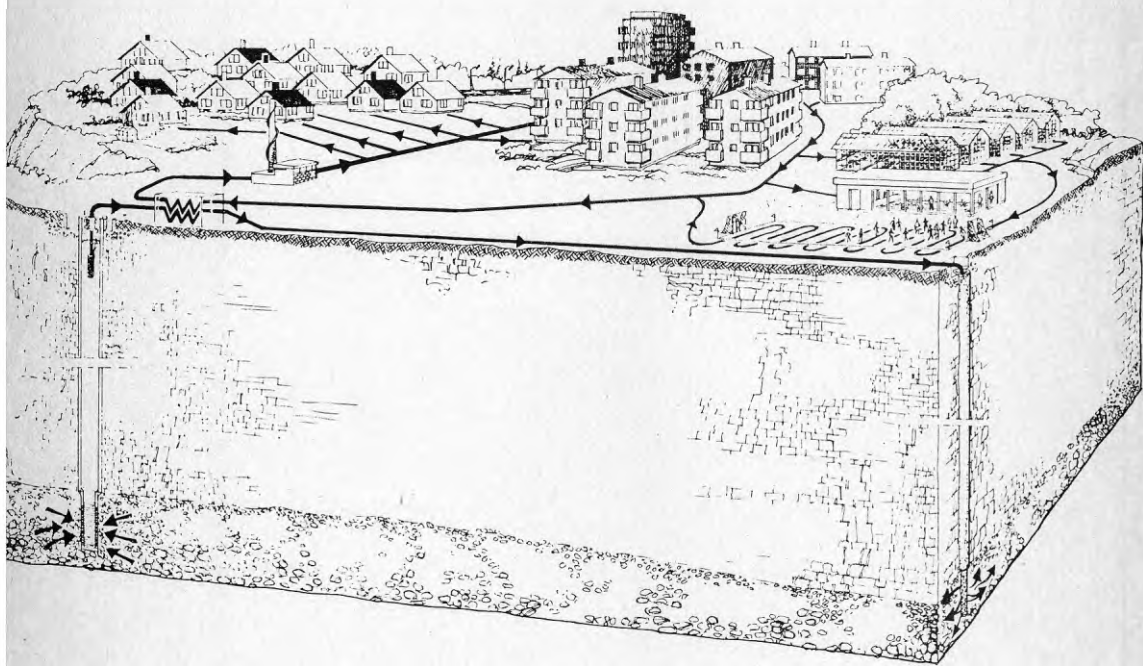
Här skall också nämnas att projektarbetet följts med stort intresse av Sydvästra Skånes Kommunförbunds (SSK) energigrupp vars ordförande Philip Moding aktivt deltagit i projekteringssammanträdena.

2. RESULTAT AV FÖRSTUDIEN

2.1 Systemlösningen

Den i "PM över projekt att använda geotermisk energi för lokaluppvärmning i västra Vellinge, daterad VIAK AB 1979-08-01", se föregående ansökan, angivna systemlösningen med två brunnar i västra delen av Vellinge med mellanliggande värmecentral har vidhållits. Figur 2 visar systemets principiella utformning. Det har i förstudien antagits att geotermalt vatten med en temperatur av ca 65°C kan erhållas och till en mängd motsvarande minst 25 l/s (90 m³/tim). Som stöd för detta antagande har resultat från provpumpningen i Höllviksnäs använts (NE-projekt 4560 062-063 "Geotermi i SV-Skåne. Uppborrning och provpumpning av Höllviksnäs 1. Slutrapport", daterad VIAK AB, Juni 1979). Beroende på vilken den slutliga mängden och temperaturnivån blir, anpassas utbyggnaden av värmecentral och distribution (fjärrvärmenät). I en första etapp kommer detta nät

att bli relativt litet och endast plattvärmväxling användas för att få över värmets från termalvattnet till fjärrvärmvattnet. I en senare etapp kan systemet byggas ut genom att ansluta värmepump på returvattnet från fjärrvärmeslingan. På så sätt kan energitaget från termalvattnet ökas väsentligt, vilket bl a påverkar det ekonomiska utfallet. Detta förutsätter dock utbyggnad av fjärrvärmenätet.



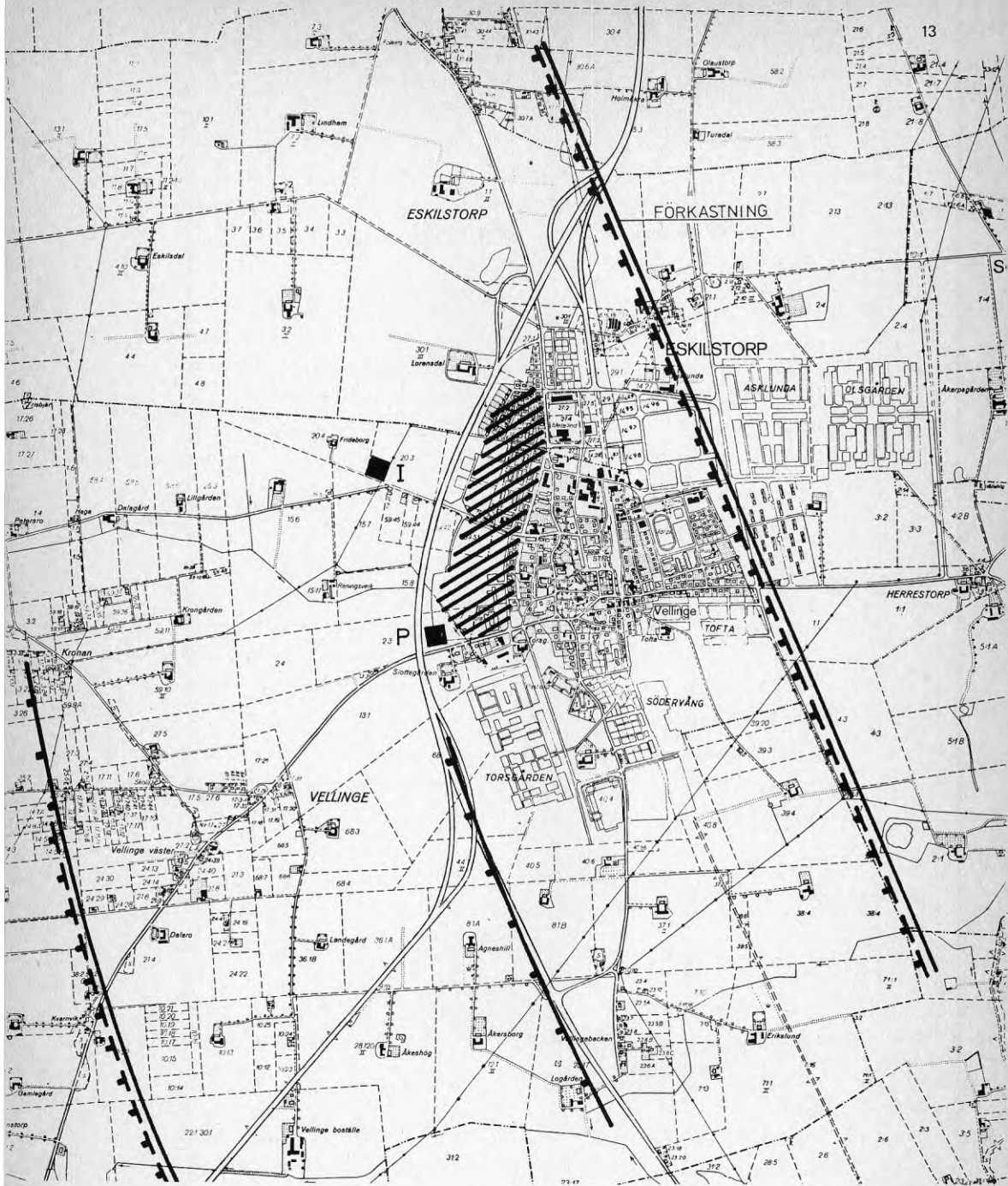
Figur 2 - Systemlösning, principiell utformning

2.2 Val av borrhålsplatser

Det område som är aktuellt för projektet framgår av karta, figur 3. Det har som utgångspunkt varit av vikt att placera borrhålen så nära den planerade värme-centralen som möjligt. Därför har i första hand området i närheten av motorvägen blivit föremål för närmare analys. Det är också av grundläggande betydelse att borrhålen placeras med ett på förhand beräknat inbördes avstånd, i detta fall ca 700 meter, samt att borrhålen ligger i riktning med existerande strukturgeologiskt mönster. De strukturgeologiska huvuddragen framgår av karta, figur 3. Då den geologiska lagerföljden och därmed också de hydrogeologiska förutsättningarna bedömts likvärdiga inom hela det aktuella området har sådana synpunkter spelat mindre roll vad avser platsvalen. Geologiska förhållanden finns beskrivna i bilaga 2, vilken är LTHs sammanfattande rapport.

Med dessa aspekter som utgångspunkt valdes att placera borrhålen som figur 3 visar. Denna placering har sedan prövats med avseende på:

- marktillträde för temporärt och permanent ianspråktagande av mark
- tillgänglighet vad avser vägar för tunga transporter och breda fordon
- omhändertagande av borrslam
- bortledning av formationsvatten vid pumptester
- bullerstörningar
- temporär tillgång av el och vatten
- åverkan på befintliga el- och telekablar, vatten- och avloppsledningar samt vattentäcker
- sammankopplande ledning mellan brunnarna
- skydd för omgivning för fallande mast



Figur 3 - Område aktuellt för fjärrvärmeutbyggnad i ett första steg (rastrerat). Strukturgeologiskt mönster visande huvudförcastningar beskrivna i bilaga 2 samt brunnslägen. P = produktionsbrunn, I = injektionsbrunn.

Vid prövningen har inget framkommit som omöjliggör borrhning och permanenta brunnar på angivna platser. Inte heller beräknas några särskilda åtgärder utöver det normala för att använda angivna borrhplatser. Miljö-, mark- och tillståndsfrågor behandlas mer ingående under avsnitt 2.6.

2.3 Borrnings- och brunnprogram

2.3.1 Geologiska och geofysiska förutsättningar

Med utgångspunkt från tre närliggande äldre oljeborrhål, benämnda Eskilstorp -1, Håslöv-1 och Kungstorp -1, se figur bilaga 2:2, har en geologisk beskrivning kunnat göras för aktuellt område. Förutom resultat från dessa borrhål har s k geofysiska data bestående av profilerad djupseismik samt magnetometrisk kartläggning inarbetats. På figur, bilaga 2:4, visas de sandstensformationer som utgör potentiella termala produktionsnivåer. Av de fyra zonerna A-D har den undre, zon D, benämnd butersandsten, bedömts vara av störst intresse. Denna sandstens hydrauliska egenskaper är dessutom känd från Höllviksnäsprov-pumpningen, se avsnitt 1.2 Den termiska gradienten i sydvästra Skåne pekar på att temperaturen i buntersandstenen på aktuellt djup bör vara minst 65°C.

För närmre beskrivning av de geologiska förutsättningarna hänvisas till bilaga 2.

2.3.2 Programutformning

Som utgångspunkt för upprättande av borrhnings- och brunnprogrammet har således buntersandstenen satts i främsta rummet. Som säkerhetsåtgärd, i händelse av att denna formation inte ger förväntat resultat, har programmet utformats så att produktion också från de övriga termala formationerna kan åstadskommars med relativt enkla åtgärder. Dessa formationer, A-C, se figur, bilaga 2:4, bedömes ha följande temperaturer och kapacitet:

A. Cenoman	45°C	30-40 l/s
B. Jura	50°C	20-30 l/s
C. Kågeröd	60°C	15-25 l/s

För att utforma programmet på ett tekniskt riktigt sätt och senare också göra kostnadsberäkningen för genomförandet har en borrhningsexpert från oljeborrhningsbranschen anlåtats, Mr Hugh Johnston, drilling consultant at Gray Associates Ltd, USA. Mr Johnston har tidigare arbetat med OPAB på Gotland och nu senast som "drilling supervisor" under Höllviksnäsprojektet.

Det detaljerade borrhningsprogrammet som av flera anledningar är skrivet på engelska, finns i sin helhet redovisat i bilaga 3. Nedan ges en kort sammanfattning.

- Byggande av borrhplatser

Två borrhplatser byggs, en för produktionsbrunnen och en för injektionsbrunnen. Båda har måtten 100 x 75 m. Från denna yta avschaktas matjorden varefter en slamgrop urschaktas och tätas. En s k källare med fundament för borrhriggen gjuts i cement. Ledningar för vatten och el anläggs. Tillfartsväg och borrhplats grundförstärkes med ca 30 cm bärlagergrus och området inhägnas. Lay-out för borrhplatserna framgår av ritningar, bilaga 3:2 och 3:3.

- Förborrning

En lokal borrhningsentreprenör borrar grovhål för sättning av jordborror genom jordlagren och någon meter ned i kalkberggrunden. Rören cementstabiliseras.

- Borrhningsmomenten

Upphandlad borrhningsrigg, en BIR-800 med 160 tons lyftkraft, anländer från Danmark enligt kontrakt.

Sannolik tidpunkt är augusti-september 1980. Efter upp-
riggning (vid produktionshålet) borras fullhål, först
300 m \varnothing 17 1/2", varefter ett 13 3/8" foderrör sätts
och cementeras. Cement med låg värmeledningsförmåga
användes för att på detta sätt få en isolering av
hålets övre del. Härfter borras till top Cenoman,
se bilaga 2:4, som fullhål. För att dokumentera denna
formation på bästa sätt tas kärnprover, ca 30 m.
Vidare utförs en hydraulisk test, s k "Drill Stem
Test" (DST) varvid också vattenprover erhålls.

Samma förfarande med kärnprovtagning och DST åter-
upprepas sedan för var och en av de tre återstående
formationerna, Jura, Kågeröd och Bunter.

Det totala håldjupet blir 2090 meter och avslutas
med fullhålsborrning \varnothing 12 1/4". Efter borringen
utförs en loggning enligt särskilt program, se bi-
laga 3:11, och därefter inklädes hålet med 9 5/8" fo-
derrör. Nedre tvåhundra meterna består av glasfiber.

Injektionshålet borras i stort enligt samma program
dock utan kärnprovtagningar och DST. Infordringen
blir i 7" och helt i glasfiber.

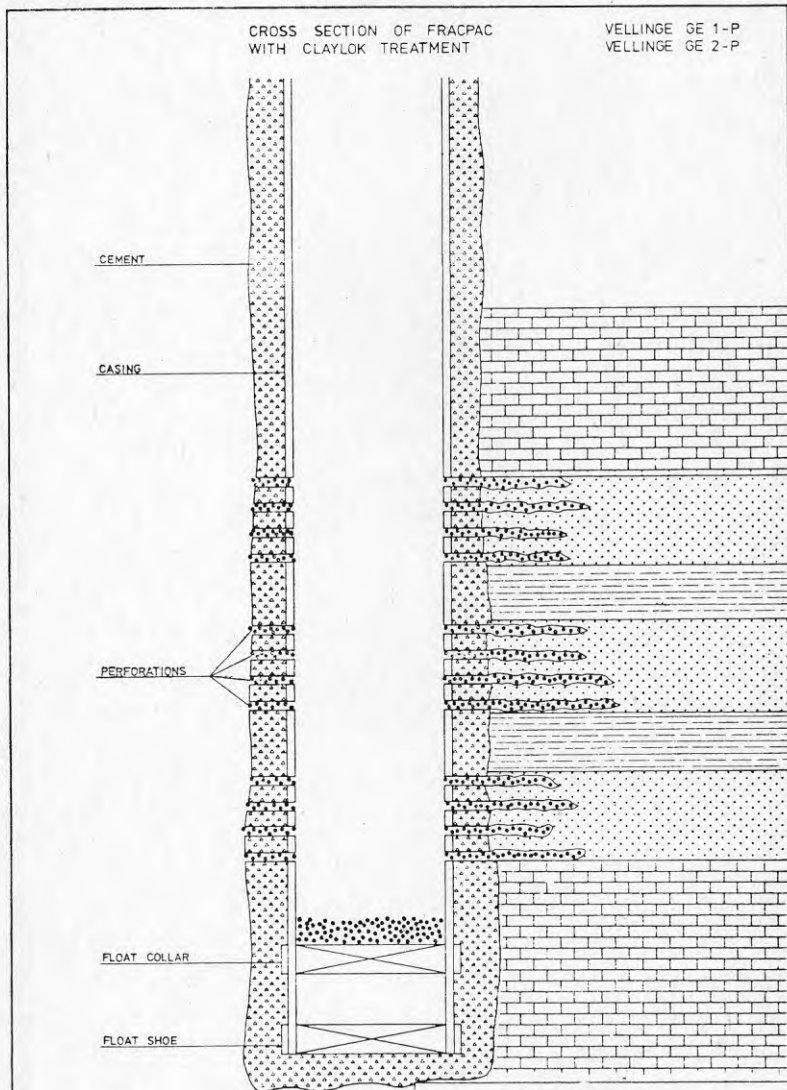
Produktionsbrunnen beräknas ta 68 dygn att färdigställa
och injektionsbrunnen 48 dagar. Sammanlagt 8 dygn beräk-
nas till upp- och nedriggningar samt förflyttning mellan
borrhålen.

- Brunnsbyggnad

På grundval av resultat från borrhärnegenomgång,
permeabilitetstester, drill-stem tester samt logg-
ning bestäms nivåerna där foderröret skall per-
foreras och på så sätt skapa kontakt med formationen.
Perforeringen sker sedan genom att detonera en sträng
med sprängkapslar som hängs ned i hålet. Med riktad
sprängverkan skjuts hål genom först foderrör och vi-
dare genom cementen någon eller några decimeter ut i

sandstensformationen. Härefter rensumpas hålet för att få upp splitter och finmaterial.

Genom de nu öppna hålen, 4 st/fot, pumpas en vätska med ett så högt tryck att en hydraulisk uppspräckning fås. Med upprätthållet tryck och därmed öppna sprickor pumpas sedan grovkornig rund kvartssand ut i sprickorna. När trycket släpps och sprickorna sluts stannar den högpermeabla kvartssanden kvar och borgar för en brunn med god hydraulisk kontakt mot den vattenförande formationen. Figur 4 illustrerar den färdiga brunnskonstruktionen.



Figur 4 - Resultat av den hydrauliska uppspräckningen

Efter detta moment återstår en kortvarig kapacitetstest. En dränkbar pump sätts på ca 200 m djup, varefter en pumpning utföres med konstant kapacitet. Pumpningen fortgår till dess att stabila förhållanden nås både vad avser temperatur och kemisk sammansättning på formationsvattnet. Såväl avsänkning som återhämtning mäts med tryckgivare nere i hålet. Utöver kapacitetstesten utföres en injektionstest. Förfaringssättet är likvärdigt för båda hålen.

De båda brunnarnas utseende i färdigt skick framgår av figurerna 5 och 6.

Brunnshuvudets utformning illustreras i figur 7, i detta fall nedsänkt i den källare som gjutits i samband med byggnationen av borrhalsen.

- Sidotjänster

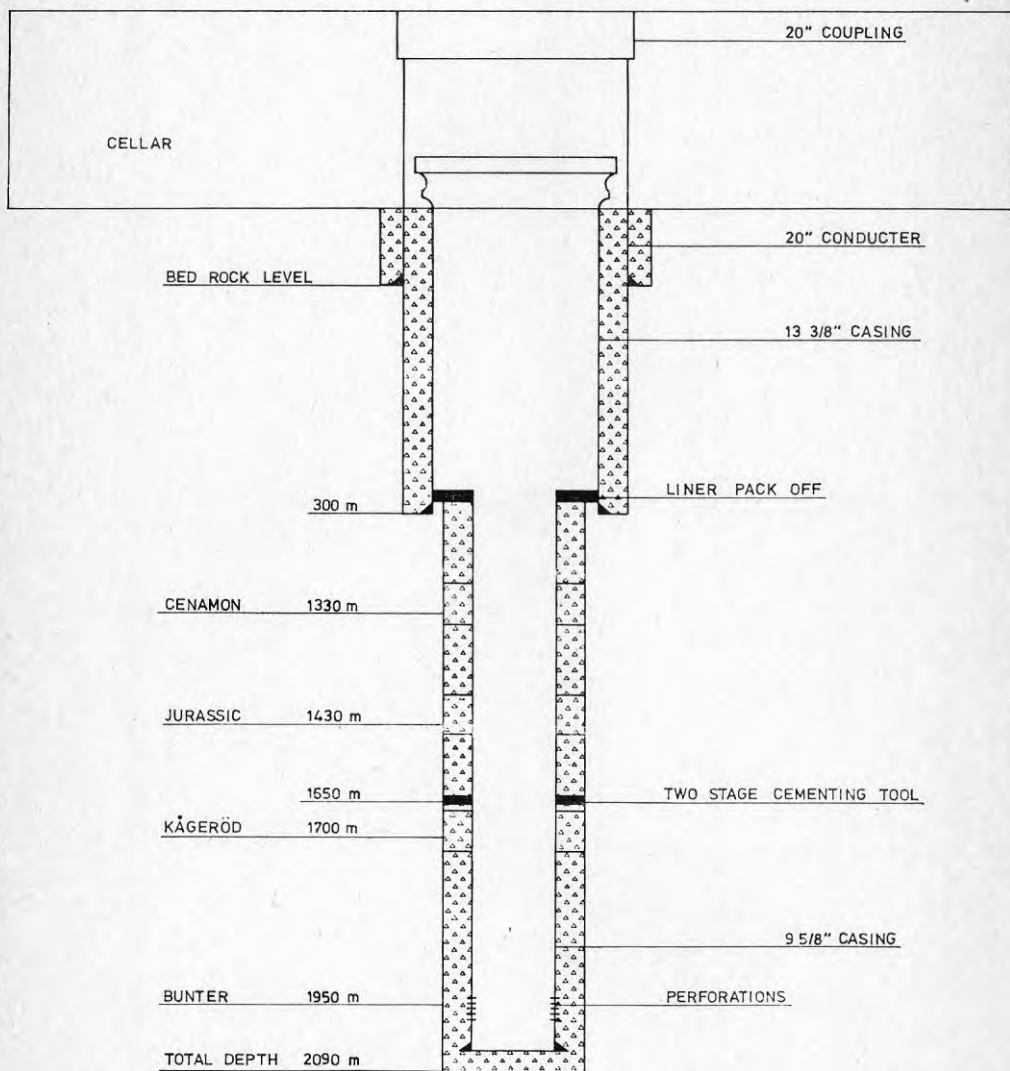
Oljeborrningsbranschen kännetecknas av en långt driven specialisering, vilket bl a återspeglas i den mångfald av specialisttjänster som måste upphandlas för att utföra djupborrningsarbeten. Som s k "third part services" aktuella för detta projekt räknas:

- borrhonor, rymmare och kärnborr
- bormudd (spolvätska)
- cementarbeten
- loggningar
- drill stem test
- perforering
- hydraulisk spräckning
- brunnsstimulering
- specialverktyg
- pumpar
- övervakning

samtliga företrädare av speciella firmor. Det rör sig dels om leverans av särskilda verktyg, maskiner, komponenter, kemikalier etc, men till stor del också hantering på plats. Den kostnadsmässiga storleksordningen

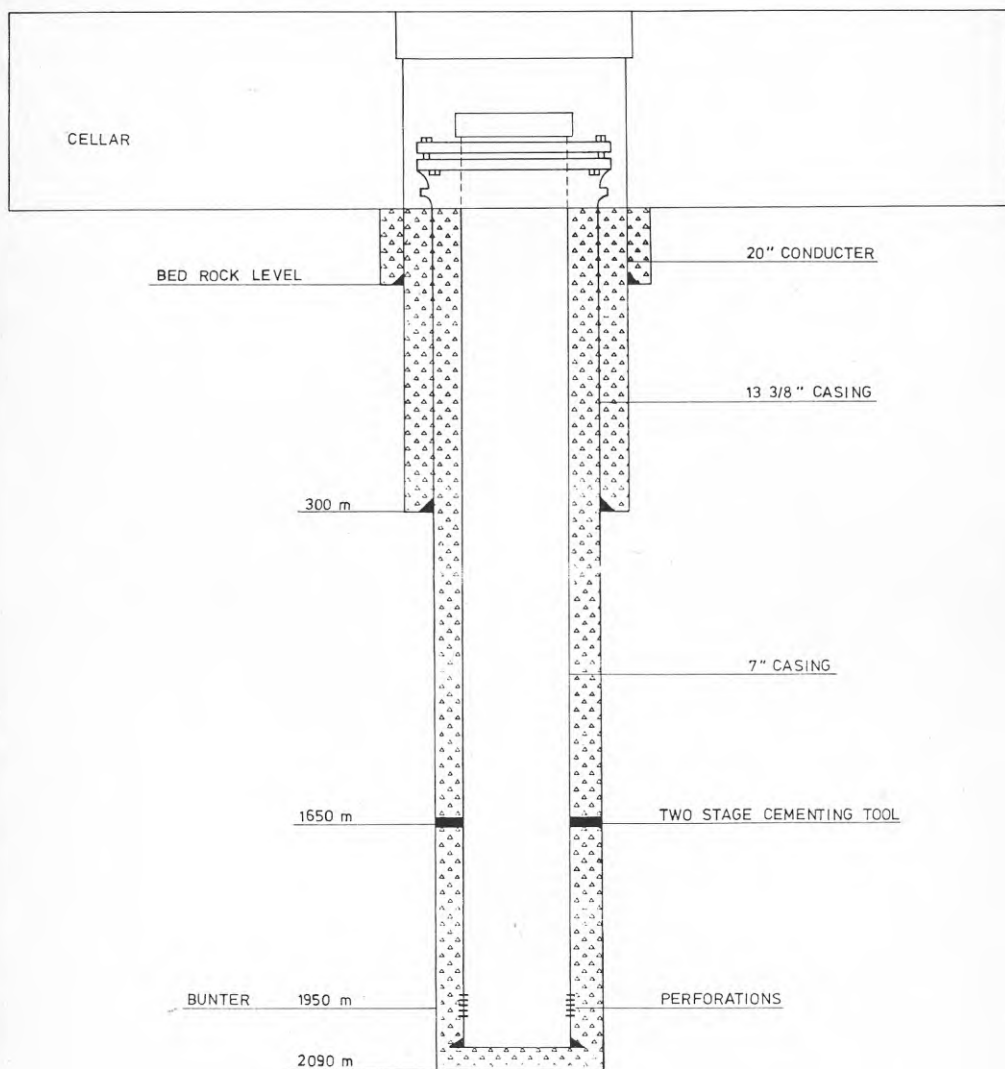
CROSS SECTION

PRODUCTIONWELL
VELLINGE GE 1-P



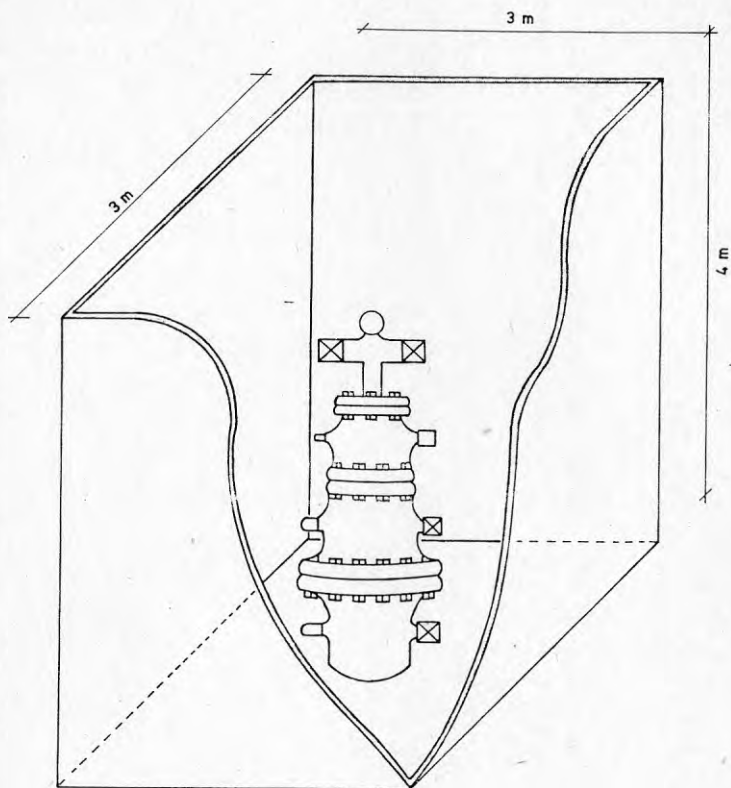
Figur 5 - Den färdiga produktionsbrunnen

CROSS SECTION

INJECTIONWELL
VELLINGE GE 2-I

Figur 6 - Den färdiga injektionsbrunnen

CELLAR



WALL AND FLOOR THICKNESS - 30 cm
DIMENSIONS OF CELLAR ABOVE ARE INSIDE

Figur 7 - Brunn färdig för produktion, visande färdig-
byggt brunnshuvud i källaren

av dessa tjänster inklusive material och hyreskostnader ligger runt 60 % av den färdiga brunnens totalkostnad. Det är således endast ca 40 % som går till borrhings-entreprenören.

Av "Drilling and completion program", bilaga 3, framgår den "third part service" som gäller och som legat till grund för kostnadsberäkningen av brunnarna. Här finns också specificerat hur den geologiska dokumentationen skall ske vid borrhningen samt hur diverse tester utföres vid olika tidsskeden under genomförandet.

2.4 Avslutande pumptest- och kemiprogram

För att kunna dimensionera produktionspump, värmecentral och distributionssystem avseende flöden och temperaturnivåer samt att anpassa värmeväxlare och andra komponenter till den vattenkvalitet som blir rådande är det helt nödvändigt att efter brunnarnas färdigställande genomföra ett testprogram. Detta finns i sin helhet beskrivet i bilaga 4. Nedan ges en kort sammanfattning.

Testprogrammet är uppdelat i två moment, ett hydrauliskt (pumptest) och ett kemitekniskt.

- Pumptest

I den färdiga produktionsbrunnen sätts en dränkbar pump på ca 200 meters djup. I ett sidorör hängs en tryck- och en temperaturgivare, se figur, bilaga 3:14. Från produktionsbrunnen läggs en provisorisk snabbkopplingsledning till injektionsbrunnen.

Här leds vattnet först igenom en uppställning sandfilter och därefter vidare ned i injektionsbrunnen. Kopplingsschema och mätpunkter för flöde, tryck och temperatur framgår av figur, bilaga 4:2.

Pumptesten, som syftar till att fastställa brunnarnas hydrauliska kontakt och tryckfallsförlusten mellan brunnarna, ΔP , utförs i flera steg med olika flöden och under så lång tid under slutsteget att jämviktsläge uppnåtts. Tryckfallsförlusten är den direkt dimensionerande parametern för hela den geotermiska anläggningen. Försöket beräknas ta ca 1 månad i anspråk.

- Kemitekniskt försök

Efter pumptesten byts pumpen i produktionshålet till en mindre. Invid borrhålet anläggs en provisorisk försöksstation med kopplingsschema som i princip framgår av figur, bilaga 4:2.

Avsikten med försöket är att lära känna vattnets egenskaper vad avser främst korrosivitet och utfällningsbenägenhet. Tanken är att i första hand testa de komponenter som kommer att ingå i värmecentralen, pumpar, värmeväxlare, rör, ventiler m m.

Försöket beräknas pågå under 2-3 månader.

2.5 Utnyttjandet i fjärrvärmesystem

Som tidigare påpekats är det omöjligt att exakt utforma värmecentral och distributionssystem innan man vet vad brunnarna ger både kvantitativt och kvalitativt. Där- emot har en inventering av befintlig bebyggelse runt kommunhuset i västra delen av Vellinge gjorts, vilken visar att en utbyggnad av fjärrvärme med relativt låg framledningstemperatur är tekniskt genomförbart.

För att på något sätt testa hur ett sådant fjärrvärme- system kan matas med geotermisk energi har en rad antaganden måst göras. Som framgår av bilaga 5, vilken är SYDKRAFs rapport över hur den geotermiska energin kan användas, har förutsatts att samma förhållanden gäller avseende mängd, temperatur och kemisk sammansättning,

som resultaten från Höllviksnäsförsöket visar, dvs 25 l/s 65^o-igt starkt salthaltigt vatten (19,6 % total salthalt) samt därtill en gasmängd motsvarande 5 Nm³/m³ vatten.

Med detta som utgångspunkt visar sig den tänkta fjärrvärmeetappen med ca 3 MW anslutningseffekt vara i minsta laget i förhållande till vad de geotermiska brunnarna kan ge. Om fjärrvärmenätet byggs ut till större anslutningseffekt kan större mängd geotermisk energi tillföras systemet vilket då också förbättrar den ekonomiska sidan.

Det är mot bakgrunden härav viktigt att en fjärrvärmeplan omfattande helst hela Vellinge tätort genomförs, så att förutsättningarna för ett storskaligt utnyttjande blir belysta. Den preliminära utläggningen av ledningssystemet har gjorts så att en sådan utvidgning skall kunna ske längre fram i tiden, se vidare bilaga 5.

Tills vidare antages sålunda en utbyggnad till ett 3 MW fjärrvärmenät, där energibehovet är 6 340 MWh under året och där den geotermiska energin står för ca 90 %. Resterande 10 % utgör spetslastenergi och erhålls genom att bränna olja i panncentral.

Den geotermiska energin fås genom plattvärmväxling, se lay-out-ritning för värmecentral, bilaga 5:9.

I händelse av att fjärrvärmenätet byggs ut kan värmecentralen kompletteras med värmepumpar på fjärrvärmenätets returledning. På så sätt sänks temperaturen på det returvattnet som passerar värmeväxlaren och värmeutbytet med termalvattnet ökar.

För tekniska data i övrigt hänvisas till bilagan.

2.6 Miljö- och markfrågor. Tillståndsärenden

Frågeställningar som berör mark- och yttre miljö är dels sådant som tillhör ett förberedande stadie, dels sådant som inträffar under borrning och tester och slutligen sådant som berör den färdiga anläggningen i drift. Frågor som rör sistnämnda skede är helt avhängigt resultaten av aktuell etapp och behandlas därför inte vidare.

2.6.1 Det förberedande stadiet

För borrhåls- och brunnsbyggandet fordras dels marktillträdesrätt, vilken erhålls av markägare, och dels byggnadslov. Vad gäller marken för produktionshållet ligger detta inom stadsplanerat område och med planerad aktivitet som inte motsäger en permanent brunn och värmecentral. Tid för tillträde beräknas till den 1 maj 1980.

Vad gäller injektionsbrunnen ligger denna på icke detaljplanerad mark. Förhandling med markägaren, om marktillträde, pågår.

Handlingar för ansökan om byggnadslov har förberetts. Byggnadslov kommer att beviljas vid projektets förverkligande.

Förutom markfrågorna fordras också:

- tillstånd för transport av borrhög av Vägverk och lokal polismyndighet
- tillstånd av länsstyrelse att få införa och handha explosiv vara,
- tillstånd av polismyndighet att transportera och förvara sprängmedel och att utföra sprängningsarbeten i borrhålen,
- särskild dispens angående arbetstider (3 skift à 8 timmar, 7 dagar i veckan) från Industriverket, vilka också ger föreläggande av arbetarskydd,

- temporär tullfrihet och momsfrihet från Tullverket på utländska varor som hyres eller inte beräknas bli förbrukade under projektets genomförande,
- arbetstillstånd för utländsk arbetskraft, i detta fall tysk, som medföljer borrhigen.

Inga av dessa tillståndsärenden kommer att under normala förhållanden att innebära något hinder för projektets genomförande enligt tidsplan.

2.6.2 Vid genomförandet

Borrnings- och testprogrammen innehåller en del aktiviteter som faller inom ramen för miljöskyddslagen. Dessa är:

- temporärt höga ljudnivåer
- hantering av slam och annat borrhavsavfall
- temporärt utsläpp av saltvatten i ytvattenrecipient
- aktivitet inom område för grundvattentäkter
- utsläpp av gas

Borrningen som enligt program, bilaga 3, kommer att fortgå under ca 120 dygn, innebär en bullerkälla som på arbetsplatsen tidvis har hög nivå. Bullret genereras främst från stora dieselmotorer. Enligt tyska bestämmelser gäller för aktuell rigg ett minsta avstånd till bebyggelse av 150 meter. Skulle avståndet vara mindre anläggs bulleravskärmande vallar eller plank. Lagstiftningen i Sverige medger för industriellt buller en högsta tillåten nivå nattetid av 40 dB.

Under borrningen produceras en del slam, vilket förutom vatten består av bergartsmaterial och bentonit (ett naturligt lermineral). I vissa fall tillsättes under borrhavsprocessen olika kemikalier till spolvätskan (mudden), exempelvis lignosulfonat, vilket bl a innehåller sexvärt krom. Under sådana omständigheter kan slammet betraktas som miljöfarligt avfall och skall

hanteras därefter. I aktuellt fall kommer sannolikt inga giftiga tillsatsmedel att användas, se mudprogram, bilaga 3:9, men om så skulle ske finns en plats där sådant avfall har deponerats under tidigare djuphålsborrningar. Enligt avtal kan samma plats, en nedlagd lertäkt, även användas i detta fall.

Under rensumpningar, pumptester och kemitekniska försök finns ett behov att avyttra formationsvatten. Recipient är ett dike som idag fungerar som dagvattenledning från samhället. Diket mynnar några kilometer västerut i en havsvik benämnd Foteviken. Några hundra meter väster om samhället ligger ett reningsverk som numera är nedlagt. Om formationsvattnet visar sig vara av sådan karaktär att utspädning eller någon form av behandling anses nödvändig ur miljösynpunkt kan sådan behandling ske i reningsverkets dammar.

I nära anslutning till de planerade borrhålen har kommunen sina vattentäkter, för närvarande fyra ca 50 m djupa bergborrade brunnar. Med anledning härav är det av vikt att utsläpp av saltvatten och hantering av dieseloljor m m inte utgör något föroreningsshot. Detta ernås genom att göra borrhålens täta mot infiltration samt att borrhålen, i vart fall de första 300 metrarna, utförs med spolvatten utan kemikalietillsatser.

Vid pumptester och andra försök, liksom vid senare kontinuerlig drift kan det bli aktuellt att släppa ut gas. Gasen kommer i så fall sannolikt att bestå av kväve, väte och metan, varav kvävegasen utgör huvudparten. Även en viss halt radongas förväntas. Några akut giftiga gaser har aldrig dokumenterats från djupborrhålen i Skåne.

Ovan angivna problemområden har diskuterats med representanter för länsstyrelsens naturvårdsenhet, vilka för närvarande inte ser några hinder för projektets genomförande. Formellt fordras dock att saken prövas enligt miljöskyddslagen som dispens- och samrådsärende. Det förväntas i ett sådant svar att projektet förelägges ett kontrollprogram omfattande fortlöpande dokumentation av grundvatten, ytvatten och luft inom berört område både före, under och efter projektetappens genomförande. Ett sådant kontrollprogram har förutsatts i kostnadsberäkningen.

2.7 Kostnadsanalys

Det är idag för tidigt att försöka sig på en avancerad analys av vilka kapitalkostnader ett projekt av denna storleksordning kommer att medföra. Innan de dimensionerande resultaten från projektets första etapp föreligger (borrning, brunnsbyggnad och tester) kan endast en överslagsmässig totalkostnadsanalys presenteras och då med en rad antaganden.

Vad gäller driftskostnaderna gäller i princip samma sak. Vissa delposter såsom el till pumpar går visserligen att beräkna, medan underhålls- och skötselkostnader mera blir gissningar.

Den kostnadskalkyl som presenteras i bilaga 5 och som på kapitalsidan anger en total anläggningskostnad av drygt 9 Mkr (inkl projektering m m) för värmecentral och distribution avser en fjärrvärmeutbyggnad till 3 MW anslutningseffekt.

Drifts- och underhållskostnaden har summerats till knappa 400 000:-/år.

Anläggningskostnaden för det geotermiska brunnsparret har beräknats till 11 725 000:-. Specifikt för detta projekt tillkommer som FoU-del ytterligare 2 452 000:-, se avsnitt 3.2.2.

I tabell 1 visas de förväntade direkta och indirekta anläggningskostnaderna.

Tabell 1 - De direkta och indirekta anläggningskostnadernas fördelning på olika delposter

Delposter	Anläggningskostnader (KKR)	
	Direkta	Indirekta
1 <u>Geotermiska systemet</u>		
1.1 Brunnar	11 725	2 452
1.2 Värmecentral	1 460	310
1.3 Spets-reserv	<u>700</u>	<u>150</u>
SUMMA	<u>13 885</u>	<u>2 912</u>
2 <u>Fjärrvärmenätet</u>		
2.1 Rörkulvertsystem	3 530	860
2.2 Abonnentcentraler	1 500	330
2.3 Tryckhålln Spädmatn Avgas	300	-
2.4 Cirkulationspumpar	<u>150</u>	<u>-</u>
SUMMA	<u>5 480</u>	<u>1 190</u>
3 TOTALT	<u>19 365</u>	<u>4 102</u>
		<u><u>23 467</u></u>

Det beräknas att ca 90 % av 3 MW-nätets energibehov eller ca 5700 MWh/år, kan täckas av geotermisk energi, vilket motsvarar brännvärdet av drygt 800 m³ olja.

En ekonomisk analys, utförd av Sydkraft, av ett geotermiskt baserat fjärrvärmesystem med 3 MW anslutningseffekt har jämförts med ett konventionellt oljeeldat sådant samt som tredje alternativ fortsatt individuell uppvärmning enligt nuvarande förhållanden. Resultatet framgår av tabell 2.

Tabell 2 - Beräknad värmekostnad för olika alternativ

	Geotermit+ fv-system	Oljeeldn+ fv-system	Individuell oljeeldn
Anläggning kostn	23 520 kkr varav FoU 2 500 kkr	7 720 kkr	-
Kapitalkostn	2 267 kkr/år varav FoU 229 kkr/år	810 kkr/år	305 kkr/år
Underhåll	463 kkr/år	195 kkr/år	130 kkr/år
Olja	75 kkr/år	680 kkr/år	1 210 kkr/år
Årlig kostnad	2 805 kkr/år	1 685 kkr/år	1 645 kkr/år
Värmekostnad	44,2 öre/kWh varav FoU 3,6 öre/kWh	26,6 öre/kWh	25,9 öre/kWh

För tabellens giltighet gäller följande förutsättningar: Kalkylräntan är 8 % vid fast penningvärde. Avskrivningstid för brunnar och fjärrvärmesystem är 30 år, för abonnentcentraler, värmecentral och panncentral 15 år. Oljepris är för EO1 1 333:-/m³ och EO4 998:-. Eltaxan är N4, vilket ger ett kWh-pris av ca 0,18 kr. Arbetslöner är 120 000:-/år. Realprishöjningar är enligt gällande officiella prognoser satta till 1 % per år för anläggningar, 2 % per år för drift och underhåll samt 3 % per år för olja.

I fjärrvärmesystemet ingår ca 1 milj kronor i utbyggnadsförberedelse vilket påverkar värmekostnaden för fjärrvärmets med ca 1,4 öre/kWh.

Fjärrvärmesystemets storlek har stor inverkan på geotermialternativets värmekostnad eftersom kapitalkostnaden är hög. Storleksberoendet i jämförelse med konventionellt oljeeldad fjärrvärme framgår av tabell 3.

Tabell 3 - kWh-kostnad som funktion av utmatad värmemängd

Utmatad värme	Värmeväxlare 2 MW Geotermisk energi	Panncentral 2 MW Oljeenergi
4 000 MWh/år	ca 46 öre/kWh var- av FoU 6 öre/kWh	Ca 17 öre/kWh
8 000 MWh/år	Ca 23 öre/kWh var- av FoU 3 öre/kWh	Ca 14 öre/kWh
12 000 MWh/år	Ca 15 öre/kWh var- av FoU 2 öre/kWh	Ca 13 öre/kWh
15 000 MWh/år	Ca 12 öre/kWh var- av FoU 2 öre/kWh	Ca 13 öre/kWh

Som framgår av tabellen blir det geotermiska alternativet konkurrenskraftigt först om den geotermiska värmeproduktionen ungefärligen kan fördubblas genom utbyggnad av fjärrvärmenätet.

En fjärrvärmeplan för hela Vellinge bör därför göras. I samband härmed skall nämnas att kommunen planerar inleda ett fast samarbete med Sydkraft avseende utbyggnad och drift av en fjärrvärmeanläggning för Vellinge tätort.

3. FORTSATT PROJEKTUTVECKLING

3.1 Långtidsprogrammet

Vi har funnit det lämpligt att etappindela projektets fortsättning enligt följande:

<u>Etapp</u>	<u>Aktivitet</u>
1	Borrning, brunnbygge, tester
2	Detaljprojektering, fjärrvärmesystem
3	Anläggning 3 MW fjärrvärme
4	Drift under minst 1 år
5	Stegvis utbyggnad till optimal storlek

Den första värmeleveransen i 3 MW fjärrvärmenät beräknas till hösten 1982. Den långsiktiga tidsplaneringen framgår av bilaga 5.12.

3.2 Program aktuell projektetapp. Tidsplan och kostnader

Programmet för aktuell ansökan finns sammanfattat i bilaga 6.

Projektetappen inleds med slutliga kontraktsjusteringar med borrhingsentreprenör. Ett i stort sett färdigt kontrakt finns redan vari olika hyreskostnader, betalningsvillkor, ansvarighetsfrågor, tider m m reglerats.

Minst tre månader innan borrhiggens ankomst måste upphandling av material och tjänster påbörjas och minst två månader innan bör borrhplatserna börja byggas samt förborrning utföras.

Vid borrhiggens ankomst, vilken beräknas ske under slutet av augusti eller början av september, måste allt material finnas på plats i lagerutrymmen och på borrhplatserna.

Miljöfrågor som prövas som samrådsärenden enligt miljöskyddslagen, se avsnitt 2.6, har ingivits till berörd myndighet redan nu.

Viss miljökontroll förväntas åläggas projektet med start ett par månader innan borrningarnas påbörjan.

Även byggnadslov och marktillträdesfrågor kommer att behandlas fortlöpande. En rad särskilda tillstånd för transporter, sprängningsarbeten etc, se avsnitt 2.6, söks allt eftersom underlag för ansökningar framkommer.

Själva borrhningsarbetena med efterföljande tester fortlöper sedan enligt de program som redovisas i bilagorna 3, 4 och 6.

Projektetappens tidsplan framgår av bilaga 7.

Huvuddelen av kostnaderna ligger på borrning och brunnsbyggnad, 11 725 000:-. Resterande belopp, 2 452 000:-, utgör kostnader för ren försöksverksamhet. Projektetappens totalkostnad har beräknats till 14 177 000:- i 1980 års priser. En detaljerad kostnadsplan redovisas i bilaga 8.

I nedanstående sammanfattning, tabell 4, har från projektets totalkostnad utskilts sådant som kan betecknas som "FoU-del". Resterande kostnader benämnes "kommersiell del".

Tabell 4 - Kostnader för projekt Vellinge, etapp 1

Aktivitet	Kostnader		Summa
	Kommersiell del	FoU-del	
1 Förberedelser	858 000:-	66 000:-	924 000:-
2 Borrning Brunnsbygge	10 351 000:-	1 624 000:-	11 975 000:-
3 Pumptest och kemiteknik	561 000:-	762 000:-	1 278 000:-
SUMMA	11 725 000:-	2 452 000:-	14 177 000:-

Underlag för beslut om detaljprojektering av värmecentral och fjärrvärmesystem (etapperna 2-3, se avsnitt 3.1) beräknas ligga färdigt under juni 1981.

GEOTERMI - VELLINGE
PROJEKTSHCEMA FÖRSTUDIE

<p>VVS-inventering av befintlig bebyggelse</p> <p>SYDKRAFT</p>	<p>Alt systemlösningar värmecentral och distribution</p> <p>SYDKRAFT</p>
<p>Prel borrnings- program från geol basdata</p> <p>VIAK</p>	<p>Slutligt borrh program upprättande av kontrakt upphandling service</p> <p>VIAK</p>
<p>Prel lokalisering borrplatser ur mark-, miljö- och strukturgeol syn- punkter</p> <p>VIAK/LTH</p>	<p>Informell prövning en- ligt miljö- m fl lagar förslag kontrollprogram</p> <p>VIAK</p>
<p>Upprättande av lokalt geologiskt geofys och term basdata</p> <p>LTH</p>	<p>Slutlig lokalisering markförhandlingar vägar, el- och vatten- försörjning</p> <p>VIAK/VELL, KN</p>
<p>Mars 1980</p> <p>Sammanställning rapport med kost- nadsberäkning</p> <p>Ny ansökan till BFR gällande etapp 1</p> <p>VIAK</p>	

GEOLOGISKA OCH GEOFYSISKA FÖRUTSÄTTNINGAR FÖR UTVINNANDE AV
GEOTERMISK ENERGI I VELLINGE

Bakgrund

Till underlag för bedömning av berggrundsgeologisk uppbyggnad i Vellingeområdet finns information från ett flertal djupborrningar i det sydvästligaste hörnet av Skåne. De närmast Vellinge belägna djupborrhålen är Eskilstorp-1, Kungstorp-1 och Håslöv-1. Dessa borrningar utfördes under åren 1971-74 i samband med försöken att finna olja i Skåne. Till grund för utplacering av dessa borrhål låg noggranna seismiska undersökningar samt geologisk information från tidigare utförda borrningar bl a Höllviksnäs-1-borrhålet. I samtliga borrhål har provtagningar skett för att underlätta bergartsklassifikationen. Efter borrning har det utförts s k borrhålsloggning vilket ytterligare underlättat klassifikationer och även korrelationen mellan borrhålen. I enskilda fall har man testat flödesegenskaperna i utvalda bergartsavsnitt och gjort kemisk analys av formationsvätska. Till stor hjälp vid bedömning av de geotermiska, hydrogeologiska och geologiska förutsättningarna för utvinning av geotermiskt vatten i Vellingeområdet är de uppgifter som erhöles vid uppborrning och produktionstest av borrhålet Höllviksnäs-1 under 1978.

Geologi

Av FIG 1 framgår den berggrundsgeologiska uppbyggnaden vid borrhålen Kungstorp-1, Håslöv-1 och Eskilstorp-1.

Urberget

Urberget påträffas på ca 2500-2600 m djup och består troligtvis av gnejs.

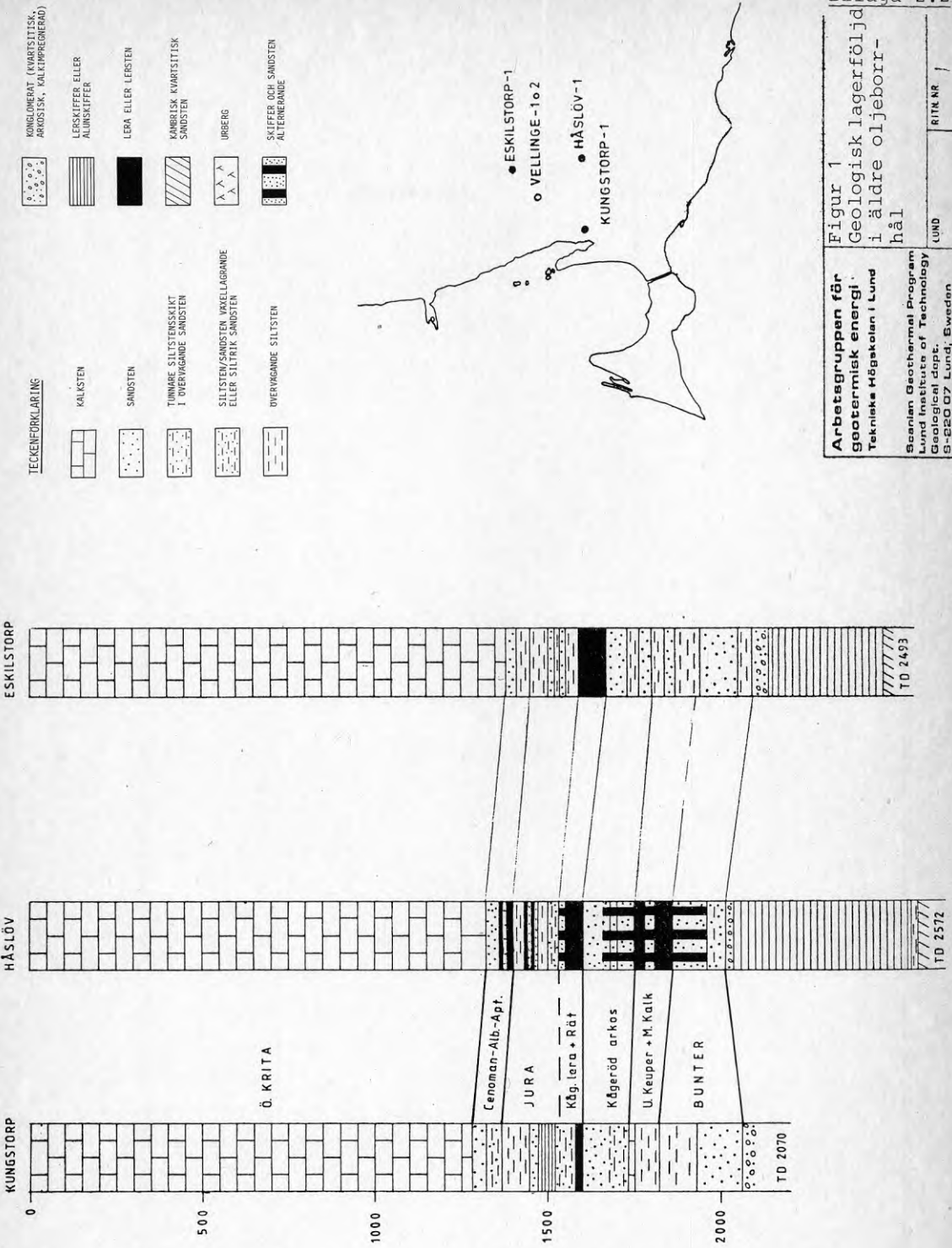
Figur 1
Geologisk lagerföljd
i äldre oljeborrhål

Arbetsgruppen för
geotermisk energi
Tekniska Högskolan i Lund

Scania Geothermal Program
Lund Institute of Technology
Geological Dept.
S-220 07 Lund, Sweden

LUND

RITN NR 1



Kambro-silur

Över urberget ligger kambriska, hårda, täta kvartsiter, kalkstenar och alunskifferar underlagrande ordovicisk alunskiffer. Ovanför kambrium och ordovicium som är ca 50-100 m mäktiga följer sedan finkornig lerskiffer 350-500 m mäktig, från silurtiden. De kambro-siluriska avlagringarna är ointressanta ur vattenproduktionssynpunkt. Silurs överyta lutar åt nordväst i Vellingeområdet.

Trias

Bergarterna avlagrade under triasperioden är sandstenar, lerstenar och lerskiffer. Sandstenarna dominerar i mäktighet. den mäktigaste och djupast belägna geotermalformationen är den s k buntersandstenen. Total mäktighet av bunter är ca 150 m varav en zon på 100 m är mest produktiv.

Över bunter ligger ytterligare ett mäktigt sandstenslager, den s k Kågerödsarkosen. Mellan bunter och Kågerödsarkosen finns finkorniga leriga och siltiga bergarter av ca 150 m mäktighet. Kågerödarkosen är en grovkornig sandsten med hög sprickfrekvens.

Jura

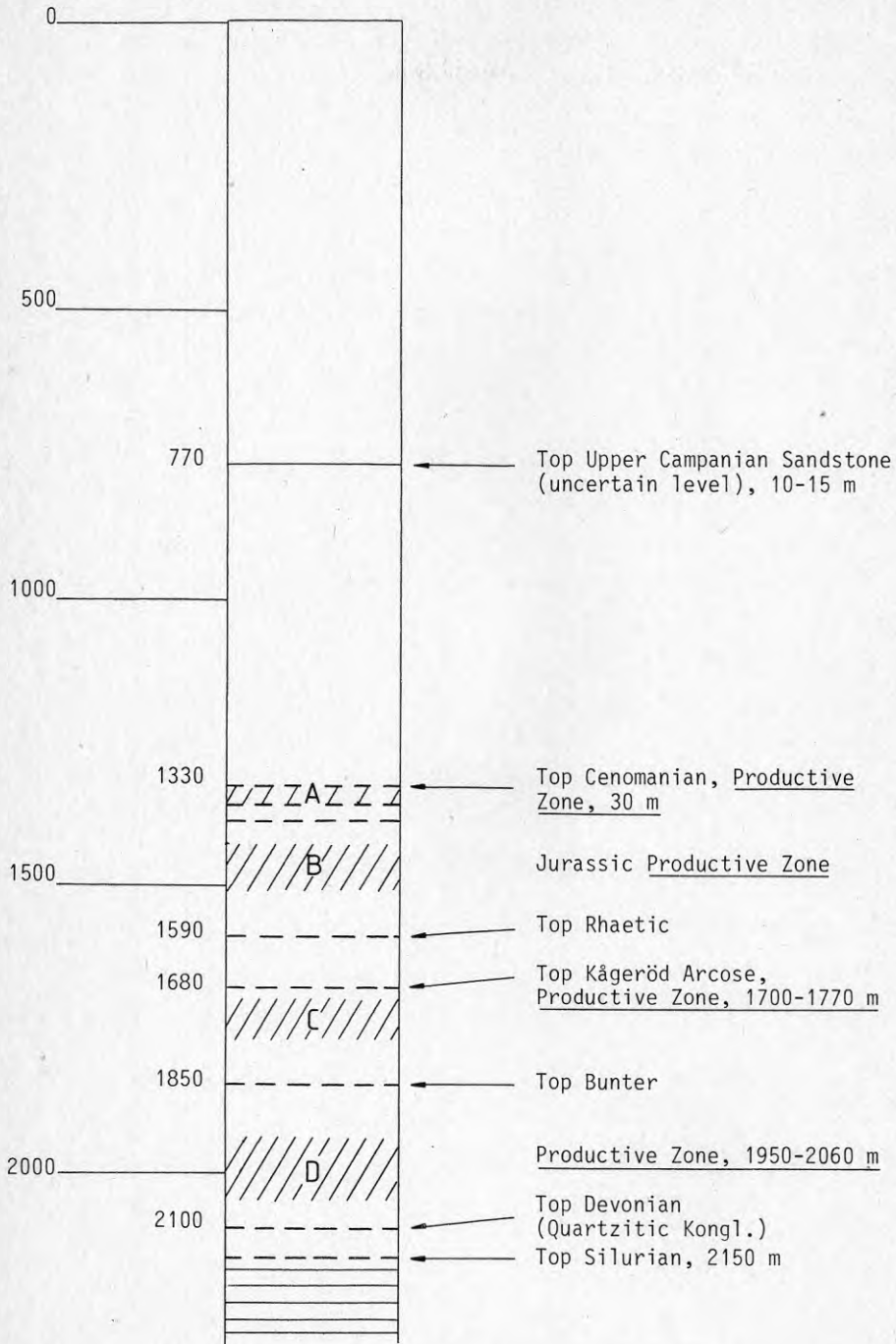
Inom juraavsnittet finns flera lager sandsten med mellanlagrande finkorniga bergarter. Permeabilitetsförsök på provkroppen visar att sandstenarna inom jura har hög permeabilitet (0,4-0,7 darcy). De flesta borrhningar i sydvästskåne har påvisat åtminstone ett sammanhängande sandstenslager på 50-60 m. Trias överyta ligger ganska plant i Vellingeområdet med svag lutning åt nordost.

Krita

Ovanför juraavlagringarna ligger sediment från överkrita. Denna lagerserie inleds med en renodlad sandsten, den s k cenomansandstenen, med mycket goda flödesegenskaper (> 30 l/s). Övriga delen av bergarterna från krita-perioden består av kalkstenar. Ett undantag utgör campansandstenen som har likartade egenskaper som cenomansandstenen, men är av mindre mäktighet.

VELLINGE - GEOTHERMAL WELL - 1

Anticipated depths to stratigraphic boundaries and water productive zones.



Figur 2

Förmodade djup till geotermalformationer och mäktigheter vid Vellinge

Av lagerföljdsbeskrivningen i FIG 2 framgår beräknade nivåer till stratigrafiska gränser och geotermalformationer. Djupvärdena har en noggrannhet av + 30 m.

A. Cenomanssandstenen

Fin-medelkornig dåligt konsoliderad glaukonitisk kvartssandsten i den övre delen. Lerstenar och siltstenar i mellersta delen och finkornig medelsorterad sandsten i undre delen. 25-30 m.

B. Jurassiska sandstenarna

Varierande fin-medelkornig löst-fast lagrad kalkrik sandsten och lera, lerstenar och skiffer. I zoner med välsorterad sandsten finns tunna inlagringar av lera och siltstenar. Sandstenszonerna är dominanta. Produktiva zoner uppvisar hög permeabilitet.

C. Keupersandstenen

Medel-grovkornig arkosisk kvartssandsten (Kågerödarkos) dominerar. Kalkrik silt och lera förekommer i matrix. Mellanlagringen av lersten och lerskiffer förekommer. Mest produktiva zonen är renodlad hård arkosisk sandsten med god sekundär porositet och lager av löst konsoliderad arkosisk sandsten.

D. Buntersandstenen

Medel-mycket grovkornig arkosiska sandstenar och konglomeratisk sandsten. Alternnerande medel- och grovkorniga sandstenar. Endast sparsam mellanlagring av silt och lerrik sandsten, siltiga lerstenar och lerskiffer. Hög porositet i renodlade zoner. Åtminstone 100 m renodlad sandstenszon förekommer.

Magasinsegenskaper

Vid provpumpningen i Höllviksnäs utnyttjades ca 180 m av bunterformationen för vattenproduktion. I borrhålet Eskilstorp-1 förekommer ett avsnitt på ca 110 m av mer renodlad sandsten än i Höllviksnäs. Den mest produktiva zonen av Bunter i Vellinge torde vara ca 100-120 m mäktig, av den totala mäktigheten 250 m. Det är rimligt att antaga att permeabiliteten i Bunter i ett djupborrhål vid Vellinge medger ett uttag av minst samma storleksordning som i Höllviksnäs (ca 25 l/s).

Av FIG 2 i huvudtexten framgår att det förekommer tre förkastningszoner i Vellingeområdet varav den östligaste och västligaste är av den karaktären att de kan påverka magasinens hydrauliska egenskaper. Eftersom bergarterna närmast en förkastningszon normalt är uppluckrade kan det förekomma vertikala transporter av vatten. Den nordväst-sydostligt löpande förkastningszonen i östra delen av Vellinge samhälle (Vellingeförkastningen) är av den karaktären att den påverkar samtliga geotermalformationer inklusive cenoman. Påverkan av cenoman tycks dock vara ringa. Den västliga förkastningszonen är av samma karaktär som Vellingeförkastningen. Förkastningsbeloppet är dock mindre. Närmaste avståndet till Vellingeförkastningen från den tilltänkta produktionsbrunnen i Vellinge är 1,0-1,2 km och avståndet till den västliga förkastningen är ca 1,8 km. Det är troligt att man kan räkna med en influens av båda dessa förkastningszoner vid ett uttag i Vellinge. Den mellersta mindre förkastningen strax syd om produktionshålet är en urbergsförkastning som enligt de geofysiska data som föreligger upphör en bit upp i den siluriska lerskiffern. Någon påverkan från denna förkastningszon torde ej vara att vänta. Det finns dock skäl att vara på den säkra sidan och förlägga produktionshålet så långt österut som det är möjligt inom det anvisade området.

DRILLING AND COMPLETION PROGRAM
VELLINGE GE 1-P, GE 2-I

1. WELLSITE PREPARATION

Required space for each wellsite is approx 7000 m³.

The sites shall be built according to drawings figure 1-2.

After recovering the topsoil that preferably shall be walled towards most sensitive areas for sounddisturbance, all neccessary excarvations shall be done.

The mudpit shall be sealed so no seepage can occur.

The cellar and the foundation shall be grouted according to drawings.

All neccessary lines for fresh watersupply discharge of wastewater, electricity etc shall then be laid.

The ground and road to the wellsite shall be reinforced by placing approx 30 cm permeable gravel.

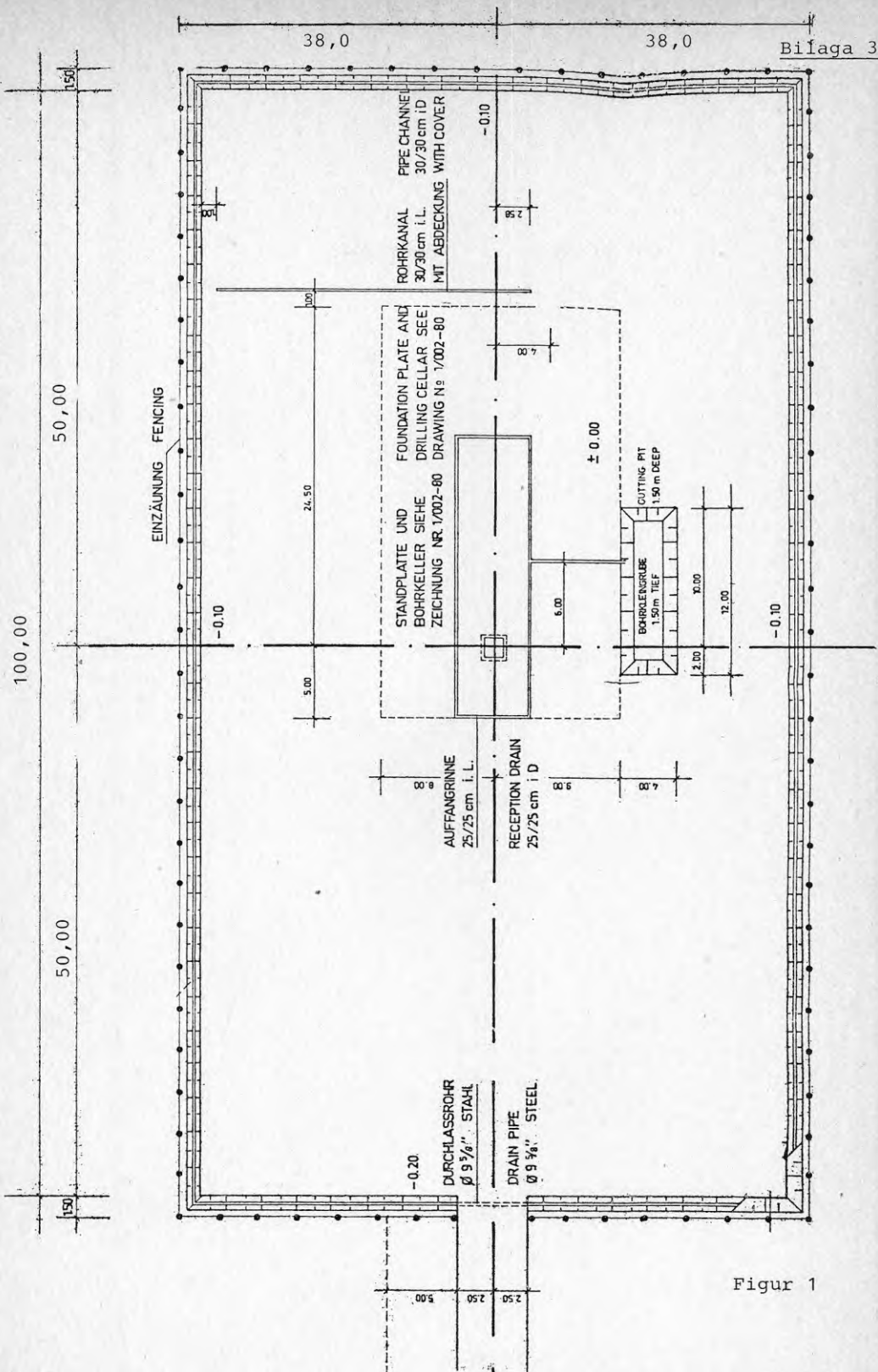
Around the wellsite shall finally a fence be set.

2. PREDRILLING

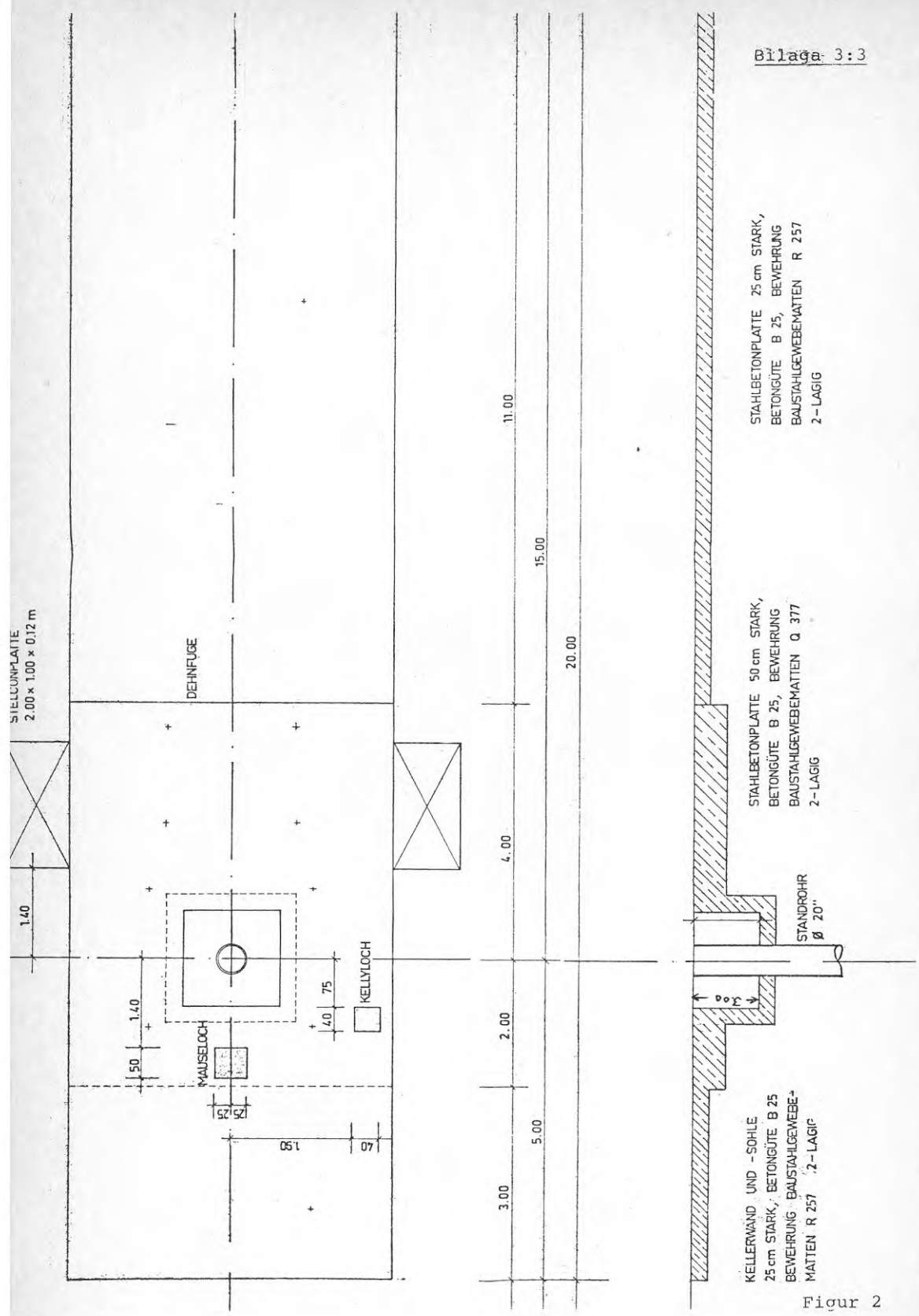
By local drilling contractor 26" hole shall be drilled in cellar to top bedrock, approx 10 m deep and on each wellsite.

A 20" conductor casing shall then be set. A 20" coupling is set at ground level and the bottom of the 20" should be belled.

The annular space between conductor pipe and sidewall shall then be cemented back to base of cellar.



Figur 1



Figur 2

3. MAIN STEP DRILLING AND COMPLETION PROGRAM -
PRODUCTION WELL

1. Install 20" conductor extension and flow nipple
2. Drill and set mouse hole and rathole
3. Drill 17½" hole to approx 300 m
4. Set 13 3/8" casing to T D
5. Cement 13 3/8" casing to surface. If cement does not return to surface on primary cement job, cement annular space through 1" pipe
6. Cut off 20" conductor at the base of the cellar
7. Set the base of the 13 3/8" Braden head at cellar floor level
8. Nipple up BoP stack with drill pipe and blind rams and hydril
9. Drill 12½" hole to the top of the Cenoman, approx 1330 m (run junk basket on the last bit above this point)
10. Diamond core the the Cenoman formation, approx 30 m
11. Drill stem test the Cenoman formation
12. Ream core hole to 12 1/4"
13. Drill 12 1/4" hole to the top of the Jurassic, approx 1430 m
14. Diamond core the Jurassic formation, approx 60 m
15. Drill stem test the Jurassic formation
16. Ream core hole to 12 1/4"
17. Drill 12 1/4" hole to the top of the Kågeröd, approx 1700 -1770 m
18. Diamond core Kågeröd formation, approx 70 m
19. Drill stem test Kågeröd formation
20. Ream core hole to 12 1/4"
21. Drill 12 1/4" hole to the top of the Bunter, approx 1950 m
22. Diamond core Bunter formation, approx 110 m
23. Drill stem test Bunter formation
24. Ream core hole to 12 1/4"
25. Drill 12 1/4" hole to approx 2090 m
26. Condition hole to run logs
27. Run logs as per logging program

28. Condition hole to run casing
29. Set 9 5/8" liner to T D with two stage cementing tool at approx 1650 m as per casing program
30. Cement to top of liner in two stages as per cement program
31. Run CBL
32. Run correlation log Gamma Ray-Neutron, ccl
33. Selectively perforate in Bunter formation
34. Surge-clean perforations with Halliburton PR disc valve
35. Circulate until fluid in the hole is clean
36. Selectively treat formation as per treating program
37. RiH with bit and circulate hole clean
38. PoH with bit
39. RiH with production string; Reda pump on 4½" fibre glass tubing with 1½" tubing attached for instrument access
40. Production test well
41. PoH with production string
42. RiH with bit and circulate hole clean
43. PoH with bit
44. RiH with 3½" tubing and RTTS
45. Injection test well
46. PoH with 3½" tubing and RTTS
47. Nipple up well head
48. Rig down and move to Vellinge GE 2-I

The estimated maximal operating days are as follows:

<u>Item</u>	<u>Days</u>	<u>Total</u>
1, 2, 3	3	3
4, 5, 6, 7, 8	3	6
9	22	28
10	2	30
11	1	31
12, 13	2	33
14	3	36
15, 16	2	38
17	2	40
18	4	44
20, 21	4	48
22	5	53
23, 24	3	56
25, 26	1	57

<u>Item</u>	<u>Days</u>	<u>Total</u>
27, 28	1	58
29, 30	1	59
31	1	60
32, 33, 34	1	61
35, 36	2	63
37, 38, 39	1	64
40	1	65
41, 42, 43	1	66
44, 45	1	67
46, 47	1	68
48	4	72

With drill pipe	57
without drill pipe	11
moving rate	4

4. MAIN STEP DRILLING AND COMPLETION PROGRAM INJEKTION WELL

1. Install 20" conductor extension and flow nipple
2. Drill and set mouse hole and rat hole
3. Drill 17½" hole to approx 300 m
4. Set 13 3/8" casing to TD
5. Cement 13 3/8" casing to surface. If cement does not return to surface on primary cement job, cement annular space through 1" pipe
6. Cut off 20" conductor at the base of the cellar
7. Set the base of the 13 3/8" Braden head at cellar floor level
8. Nipple up BoP stack with drill pipe and blind rams and hydril
9. Drill 12 1/4" hole to approx 2090 m
10. Condition hole to run logs
11. Run logs as per logging program
12. Condition hole to run casing
13. Set 7" casing to TD as per casing program
14. Cement 7" casing to surface in two stages as per cementing program
15. Run CBL
16. Run correlation log Gamma Ray-Neutron, ccl
17. Selectively perforate in Bunter formation

18. Surge-clean perforations with Halliburton PR disc valve
19. Circulate until fluid in the hole is clean
20. Selectively treat formation as per treating program
21. RiH with bit and circulate hole clean
22. PoH with bit
23. RiH with production string; Reda pump on 4½" fibre glass tubing with 1½" tubing attached for instrument access
24. Production test well to determine interference
25. PoH with production string
26. RiH with bit and circulate hole clean
27. PoH with bit
28. Nipple up 7" casing
29. Injection test well
30. Rig down and release rig

The estimated maximal operation days are as follows:

<u>Item</u>	<u>Days</u>	<u>Total</u>
1, 2, 3	3	3
4, 5, 6, 7, 8	3	6
9	32	38
10, 11, 12	1	39
13, 14	1	40
15	1	41
16, 17, 18	1	42
19, 20	2	44
21, 22, 23	1	45
24	1	46
25, 26, 27	1	47
28, 29	1	48
30	2	50
With drill pipe	43	
without drill pipe	5	
moving rate	2	

5. BIT PROGRAM

5.1 For full hole drilling and reaming

PRODUCTION WELL

<u>No</u>	<u>Size</u>	<u>Type</u>	<u>Weight, kg</u>
1	17 1/2"	DGJ	204
2	17 1/2"	DSJ	204
4	12 1/4"	FDT	354
2	12 1/4"	SDT	177
4	12 1/4"	F-2	381
2	12 1/4"	F-3	<u>190</u>
			1 510

INJECTION WELL

<u>No</u>	<u>Size</u>	<u>Type</u>	<u>Weight, kg</u>
2	17 1/2"	DGJ	204
2	17 1/2"	DSJ	204
4	9 7/8"	FDT	225
2	9 7/8"	SDT	112
4	9 7/8"	F2	245
2	9 7/8"	F3	<u>122</u>
			1 112

TOTAL 2 622 kg

5.2 For coring

PRODUCTION WELL

<u>No</u>	<u>Size</u>	<u>Type</u>	<u>Weight, kg</u>
1	8 15/32"	-	-

6. MUD PROGRAM

For both wells

0-300 m Drill with fresh water
 Raise viscosity with Bentonite
 to 50-60 sec before running 13 3/8"
 casing

300-2090 m Drill with fresh water Bentonite
 Lignosite Mud.Weight 9,3-9,5
 Viscos. 45-50 sec Ph 10,0
 Water loss <10. Filtercake 2/32

Mudcontrol by

1. Shakers and desander/silter for solids control
2. Bentonite 15-20 lb/bbl
3. pH control by Caustic Soda
4. Waterloss control - CMC
5. In case of torque or drag - use Lubriken 1 gal/
40 bbl mud
6. Loss of circulation - use preferably cement if
other LCM not enough

Note: The lignosite mud is free from Cr⁶⁺

7. CASING PROGRAM

7.1 Production well

0-10 m 20", H-40, 94 lb, 8 rd, STC
0-300 m 13 3/8", J-55, 50 lb, 8 rd, STC
290-1430 m 9 5/8", N-80, 47 lb, 8 rd, LTC
 BOT Hanger on top
1430-1950 m 9 5/8", N-80, 53,5 lb, 8 rd, LTC
 CSC on top
1950-2090 m 9 5/8", FGC, 9 lb, 8 rd, LTC

7.2 Injection well

<u>0-10 m</u>	20", H-40, 94 lb, 8 rd, STC
<u>0-300 m</u>	13 3/8", J-55, 54,5 lb, 8 rd, STC
<u>0-2060 m</u>	7", FGC, 8,75 lb, 8 rd, LTC

8. CEMENTING PROGRAM

8.1 Production well

20" conductor, approx 10 m, will be set in 26" hole and cemented to surface w/class "A" cement.

13 3/8" casing approx 300 m will be set in 17 1/2" hole and cemented to surface w/class "A" cement, approx 500 ft³ with either Gilsonite or Perlite and 2 % Gel. Gilsonite or Perlite should be added 1/2 ft³/sack of cement as an insulation additive.

9 5/8" casing will be set in 12 1/4" hole and hanged in a liner at approx 290 m in 13 3/8" casing. A cement stage collar is set at approx 1650 m. Cementing is taken place in 2 stages. 1st stage is designed to fill up from TD to 1650 m with approx 110 ft³ class "A" cement w/silica flour. 2nd stage fills up from 1650 m to base of liner with approx 435 ft³ class "A" cement 2 % Gel and 1/2 ft³/sx Gilsonite

8.2 Injection well

20" and 13 3/8" casing will be the same as for production well.

7" casing will be set in 9 7/8" hole and cemented in 2 stages as described for production well. 1st should fill up 92 ft³ class "A" cement with silica flour. 2nd stage should approx 450 ft³ cement class "A" 2 % Gel be circulated to surface.

Note

It is anticipated to have considerable loss of circulation at approx 600-700 m. If this occurs cement loss of circ. zone with 4 % Gel 1 ft³/sx Gilsonite class "A" cement.

9. LOGGING AND PERFORATION PROGRAM

9.1 Open hole logging. Both wells

300-2050 Caliper
1250-2050 Gamma Ray-Neutron
1250-2050 Microscismogram - Temp.

9.2 Cased hole logging

300-2090 Microscismogram CBL (Prod well)
0-2090 Microscismogram CBL (Ing well)
1850-2050 Gamma Ray-Neutron-CCL (Both wells)

9.3 Perforations. Both wells

Based on result from coring, drillstemtesting and logging the levels for perforating are selected.

Perf. is done with 4" Carrier and by perforating maximum 30 feet at one time and with 4 shoots/foot. Each charge consists of 30 gr explosive material.

10. HYDROFRAC AND TREATMENT PROGRAM

10.1 Method

After perforation a packer is set at top perforated zone. A 3 1/2" tubing API 5A N-80 connects to surface.

A low viscosity fluid is then pumped into section on high pressure. To start with fluid is injected in the most permeable zones and a break down (hydrofrac) occurs when pressure and pumping rate reach a certain level. Rubber balls are then added to fluid and fractured zones are sealed off, means that a new pressure build up is taken place and with a second break down. The same pre-cediance is then repeated until all perforations have been fractured.

In the next step pumping rate is decreased to a point that makes the rubberballs fall to bottom and a full connection with formation is reached. Then a low visc. pad is pumped down with claystabilisers and other additives. Finally coarse grained quartssand is added and the fractures is filled by this sand.

Releasing pressure the formation is closed and the sand is closed up in the fracture system, working as high permeable contact between well and formation.

10.2 Design and material

As injection water shall be used clean fresh domestic water.

Maximum pressure build up to break down has been calculated to 300 bar.

Pumping rate will be designed based on results from cores, DST and logging.

Additives needed in pad fluid not yet established.

11. TEST PROGRAM

11.1 Drillers log

During drilling cuttings shall be taken from shaker on every other meter or as often as required. Samples shall be investigated at drillsite and a litological description be made by wellsitter. Starting with penetrating 1200 meter a wellsitter shall be in place all time until TD is reached. A continues stratigrafic log shall then be made and be available for supervisor.

After investigation samples shall be put in bags and delivered to LTH for further use.

11.2 Coring and drillstemtesting

Accordingly to drilling and completion program expected payzones shall be cored and drillstemtested.

Cores shall have a first description by wellsiter and then immediately be sent to LTH for further analyses, preferably on mineralogic composition, grainsize, porosity and permeability. Results from this laboratory tests shall then immediately be sent back to supervisor.

Drillstemtests are performed as a third part service. Hydraulic properties of tested zones are delivered by performer as a permeability index covering the zone tested.

During drillstemtesting formation water samples are taken from chamber and bottled for delivery to LTH. Analyses are carried out of main chemical components and TDS.

11.3 Production tests

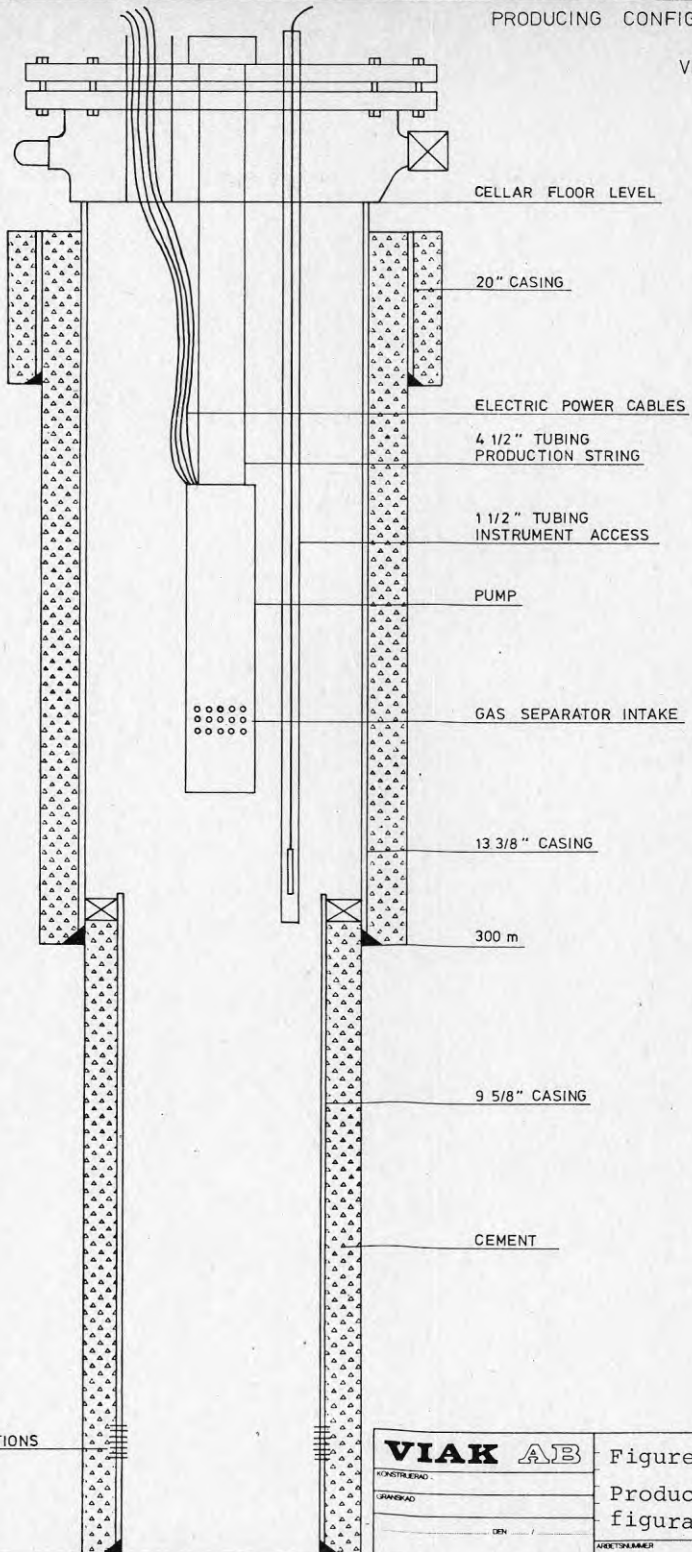
After perforating most payable zones, based on coring, logging and drillstemtestresults, and after treating a short production test will be done. Set up for test is shown in figure 3. During the test drawdown and temperature is measured downhole and fluid/time on surface. All is plotted against time on a logger. Test shall continue until water free of mud or sand is produced, chemical status quo is reached and approx hydraulic equilibrium is obtained.

After stopping pump the recovery to approx normal static head is reached.

During testing undisturbed water samples are taken and delivered for special analyses on laboratory. Main chemical elements, some heavy metals and if possible gases shall be analysed.

PRODUCING CONFIGURATION

VELLINGE GE 1-P



PERFORATIONS

2050 m

VIAK AB		Figure 3	
KONSTRUKTÖR		Producing con-	
GRANSKAP		figuration	
DEN		ARBEJDSNUMMER	REVISJONSNUMMER
			REV

Results from production tests is fundamental for making the set up for the final test program. Both wells shall be tested the same way.

Before stopping pump some formation water is stored in tanks at wellsite to be used during injectiontest.

11.4 Injection test

Last step in program is a injection test for both wells. Stored formation water is pumped back into the formation. During injection the pressurebild up is measured manually from pressuregauge. Contractors drillpipe and mudpump is used.

GEOTERMI VELLINGE
AVSLUTANDE PUMPTEST OCH KEMITEKNISKA FÖRSÖK

De avslutande testerna syftar till att ta fram ett sådant underlag avseende temperaturer, flöden och vattenkemi att en färdig anläggning kan dimensioneras. Testerna är uppdelade i två moment, ett hydrauliskt och ett kemitekniskt.

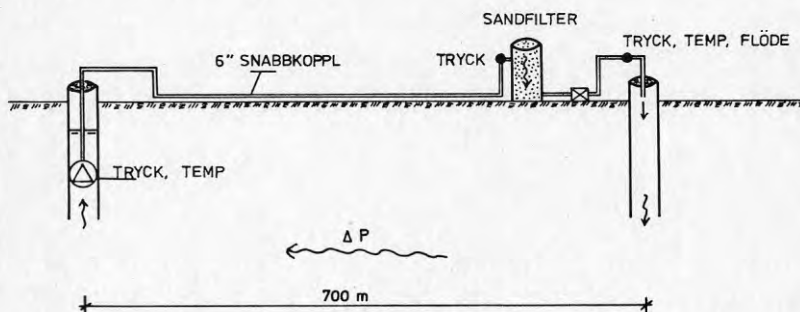
Pumptest

En dränkbar centrifugalpump sättes på ca 200 m djup i produktionshålet, se figur, bilaga 3.

Via provisoriskt lagda snabbkopplingsrör \varnothing 6" leds formationsvätskan till en uppsättning tryckkärl fyllda med filtersand, se kopplingsschema, figur 1. Filtren skall vara så kopplade att backspolning av ett filter kan ske utan att störningar på testen erhålls. Filtren säkerställer att inte några suspenderade fasta finpartiklar kan föras ned och sätta igen injektionsbrunnen under testet.

Försöket, som beräknas pågå 3-4 veckor syftar bl a till att fastställa tryckförlusten (ΔP) mellan brunnarna. ΔP ger då ett mått på permeabiliteten i buntersandstenen och är dimensionerande för vilket flöde man skall välja i det färdiga systemet samt vilken pumpkraft som erfordras för att hålla systemet igång.

Flöden, tryck och temperaturer mäts i olika punkter, se figur 1, och registreras med jämna tidsintervall med hjälp av datalogger.



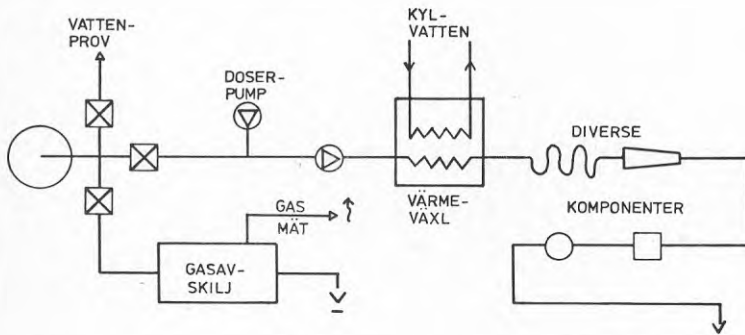
Figur 1 - Kopplingsschema för pumptest

I slutet av testen tas prov för vattenkemiska analyser. Av särskilt intresse är att studera om och i så fall vilka utfällningar som uppträder i sandfiltren samt omfattningen härav.

Pumptesten utförs i olika kapacitetssteg. Slutsteget, som innebär den högsta kapaciteten fortsätter till dess stabila trender kan registreras.

Kemitekniskt försök

Efter pumptesten sättes en mindre pump i produktionshålet. På borrplatsens cementfundament anlägges en rörslinga varpå olika VVS-komponenter kan kopplas. Slingan mynnar i kommunens dagvattenavlopp. I första hand skall värmecentralens komponenter, pumpar, värmeväxlare, rördetaljer, ventiler m m, ingå i försöket som syftar till att studera korrosions- och utfällningsproblem. Kopplingsschema i princip framgår av figur 2.



Figur 2 Schematiskt kopplingsschema för kemitekniskt försök

Försöket utföres så att vissa behandlingsförsök är möjliga, bl a genom pH-justering.

Förutom mätningar av korrosion- och utfällningar ingår provtagning för avancerade vattenkemiska analyser samt analys av gas innefattande följande:

Vattenanalys

pH, ledningsförmåga, F, Pb, Fe, Cd, Cn, K, Co, Cu, Cr, Hg, Mg, Mn, Mo, Ni, Na, Al, Si, V, Zn, Ba, As, Be, Cl, HCO₃, NO₃, SO₄, tot-N, och tot-P.

Gasanalys

N₂, O₂, H₂, CO₂, CO, SO₂, H₂S, CH₄, C₂H₆ samt högre kolväten.

Speciella analyser (utföres av LTH)

Radon, Thorium, Kalium 40, Uran, Strontium och Helium.

SYDKRAFT

Bilaga 5:1

Dokumentnamn RAPPORT		Sida	
Från Värmeteknik	Datum 1980-03-12	Dnr ÅP 8003-48	
Författare N-O Rasmusson <i>Nir</i>	Utskr Chn	Tagit del	Tillstyrkt <i>[Signature]</i>
Till V9 : Yln V5 : A AI AP AS NV Edw Hcc Hyc Nir V4 : Y Erk Hjh Tnn Vellinge kommun: Owe Hedengård LTH: Leif Bjelm VIAK: Olof Andersson			
Ärende GEOTERMI - VELLINGE	Ref 0000.900		

Sammanfattning

Förprojekteringen har bedrivits i samarbete med LTH, VIAK och SYDKRAFT. SYDKRAFT:s arbete har i princip omfattat fjärrvärmesystem och värmecentral. LTH har arbetat med borrhålslokaliseringen och VIAK med borrhningstekniken. Arbetet har finansierats av Byggforskningsrådet (BFR).

Första etappen av fjärrvärmesystemet är tänkt att omfatta husen kring kommunalhuset och etappen får en anslutningseffekt på drygt 3 MWv. Vid en vidarebearbetning av projektet bör bli en fjärrvärmeplan omfattande hela Vellinge tätort göras, för att få fullgott underlag för dimensioneringen.

Värmecentralens huvudkomponent blir i första omgången en värmeväxlare, sannolikt av plattyp med titanplattor. Maximal uteffekt från värmeväxlaren till fjärrvärmenätet blir ca 2 MWv. Maximal uteffekt kan mer än fördubblas genom en senare värmepumpsinstallation.

Det har förutsatts att Vellinge vårdcentralens panncentral, efter ombyggnad och komplettering, kan användas som reserv- och spetslastenhet. Max uteffekt från denna blir härvid 4 x ca 1 MW.

Total anläggningskostnad för fjärrvärmesystem, värmecentral och reservenhet har beräknats till 9.540 kkr i dagens penningvärde och med 8 % kalylränta. Drift- och underhållskostnaden bedöms bli 395 kkr/år.

Vid utläggning av anläggningen har utgått ifrån de vattendata etc som VIAK fick fram vid propumpningen av oljeborrhålet Höllviksnäs I. Motsvarande data i Vellinge kan avvika varför en definitiv utläggning och kostnadskalkyl inte kan göras förrän efter borrhning i Vellinge. Vid vidarebearbetning av projektet är därför borrhning och propumpning nästa etapp. Detta beräknas pågå till våren 1981. Först därefter kan arbetet på värmecentral etc påbörjas, vilket skulle betyda första värmeleverans tidigast hösten 1982.

Kan gallras efter

- 1 Inledning
- 2 Förutsättningar
- 3 Teknik
 - 3.1 Fjärrvärmesystem
 - 3.2 Geotermiskt värmeöverföringssystem
 - 3.3 Reserv- och spetslastenhet
- 4 Tekniska huvuddata
- 5 Ekonomi
 - 5.1 Anläggningskostnad
 - 5.2 Drift- och underhållskostnad
- 6 Tidplan

1 Inledning

Förprojekteringen har bedrivits av LTH, VIAK och SYDKRAFT. LTH har varit ansvariga för borrhålslokaliseringen, VIAK för borrhningstekniken och SYDKRAFT för värmeöverföringsdelen. Förprojekteringen har finansierats av Byggeforskningsrådet (BFR). Nedan redogörs för värmeöverföringsdelen.

2 Förutsättningar

Avsikten är att borrhningen skall ske till den s k buntersandstensformationen på ca 2 000 m djup. Detta är samma formation som provpumpades av VIAK i oljeborrhålet Höllviksnäs I. För förprojekteringen har i huvudsak använts de data som togs fram där (se NE-projekt 4560 062-063).

Geotermalvattenflöde: 25 kg/s

Geotermalvattentemperatur: 65°C

Salthalt i geotermalvattnet: 20 % (i huvudsak NaCl)

Gasinnehåll i geotermalvattnet: 5 Nm³/m³ vatten (~ 90 % N₂, H₂, metan)

Vattendata i ett nytt borrhål i Vellinge kan avvika från motsvarande i Höllviksnäs. Det är t ex inte säkert att ett eventuellt borrhål i Vellinge ger någon gas.

Vellinge kommun har i VIAK:s PM 5812.1475 av 1979-08-01 föreslagit att den geotermiska energin används för uppvärmning i princip av området kring kommunalhuset. Bl a detta har legat till grund vid utläggningen av fjärrvärmesystemet. Det har vidare förutsatts att dimensioneringen av denna första del ej får förhindra framtida utbyggnad.

3 Teknik

3.1 Fjärrvärmesystem

Ett fjärrvärmesystem i en tätort byggs som regel upp etappvis. Vid första utbyggnadsetappen är det bl a viktigt att dimensioneringen genomförs så att fortsatt utbyggnad av systemet möjliggörs.

Den första etappen i Vellinge kan lämpligen omfatta markerade fastigheter kring kommunalhuset på BILAGA 1. Detta utgör också ungefär det minsta system som ger avsättning för den geotermiska energin, dvs som någon gång under året kan utnyttja maximalt effektuttag från geotermalbrunnen. Mätningar i

aktuella fastigheter har visat att temperaturmässigt kan ett s k 95/65 °C system väljas. Anslutningseffekten för etappen är drygt 3 MW. Den preliminära utläggningen av ledningssystemet har gjorts med tanke på dels att fjärrvärmesystemet skall kunna utvidgas till att omfatta hela tätorten och dels att möjliggöra en framtida ringmatningsledning. Systemets huvudledning har dimensionen \varnothing 250 mm. I övrigt framgår ledningsdimensionerna av BILAGA 1. Utformningen av tryckhållnings-, spädmatnings- och avgasningsutrustning samt cirkulationspumpar (2 x 100 %) framgår av BILAGORNA 2, 3 och 4.

Före ett eventuellt genomförande av första utbyggnadsetappen bör en fjärrvärmeplan omfattande hela Vellinge tätort göras, så att underlag finns för en riktig dimensionering av etapp 1 samt en ekonomisk bedömning av totalutbyggnaden. Dessutom bör aktuella fastigheters radiatorsystem undersökas för att ge underlag för en bedömning av möjligheten att sänka fjärrvärmetemperaturerna.

3.2 Geotermiskt värmeöverföringssystem

Systemets utformning framgår av BILAGA 2. Av detta schema framgår också inom vilka gränser SYDKRAFT arbetat.

Inkommande geotermalvatten leds till en avgasare med ungefär atmosfärstryck. Gaserna evakueras med 2 x 100 % fläktar och släpps över tak. Avgasaren är tänkt som ett gummerat kärl med hålskivor av plastmaterial. Från avgasaren pumpas vattnet med 2 x 100 % gummerade pumpar till värmeväxlaren. Denna har förutsatts bli av plattyp med titanplattor. Från värmeväxlaren leds vattnet till återinjektionshålet eventuellt via ett filtersystem.

I en eventuell andra utbyggnadsetapp, då t ex industribyn m m ansluts till fjärrvärmesystemet, kan värmepumpar kopplade enligt schemat mer än fördubbla uteffekten. Eftersom värmepumparna blir förhållandevis stora (MW-klassen) bör drifterfarenheter från Skurupsanläggningen ha erhållits före installation av dessa. (Bl a är regleregenskaperna för skruvkompressorer osäkra idag).

Ett förslag till installation av värmeöverföringssystemets komponenter framgår av BILAGORNA 3 och 4. Byggnaden är tänkt att utföras i tegel upp till en höjd av 2-2.5 m och däröver i plåt.

3.3 Reserv- och spetslastenhet

Vid sjunkande utetemperatur, då framlednings- och returtemperatur ökar, kan allt mindre del av fjärrvärmebehovet täckas med geotermisk energi. Vid dimensionerande utetemperatur måste slutligen hela behovet täckas med någon spetslastenhet.

Ett av fjärrvärmeanslutningsobjekten, vårdcentralen, har en relativt ny panncentral som kan byggas om och till för att fungera som reserv- och spetslastenhet. Befintliga pannor förstoras samt en ny panna installeras.

4 Tekniska huvuddata

Fjärrvärmesystem

- anslutningseffekt ca 3 MW
- framlednings- och returtemp 95/65°C
- energibehov 6 340 MWh varav
~ 90 % geotermisk energi och ~ 10 % oljeenergi
- konstruktionstryck NT16
- fjärrvärmecirkulationspumpar 2 x 100 % (varvtalsreglerade)

Värmeöverföringssystem

- värmeväxlartyp plattvärmväxlare
- värmeväxlar material titan
- värmeväxlaryta ~ 215 m²
- värmeväxlarens "grädighet" ~ 1,5°C
- konstruktionstryck, värmväxlare NT16
- tryckhöjningspumpar 2 x 100 %
- material, övriga komponenter
- pumpar gummerat stål
- rörledningar "-
- ventiler "-

Reserv- och spetslastenhet

- pannor 4 x ca 1 MW
- bränsleåtgång ~ 75 m³/år

Hjälpkraftbehov

- totalt ~ 58 kW

5 Ekonomi

I ekonomiberäkningarna har räknats med dagens penningvärde och 8 % kalkylränta. Kostnad för inköp av vårdcentralens panncentral har inte medtagits.

5.1 Anläggningskostnad

Fjärrvärmesystem	
- rörkulvertsystem	3.530 kkr
- abonnentcentraler	1.500 "
- tryckhållnings-, spädmatnings-, och avgasningsutrustning	300 "
- fjärrvärmecirkulationspumpar med varvtalsreglering	150 "
SUMMA FJÄRRVÄRMESYSTEM	5.480 kkr
Värmecentral	
- mekanisk utrustning	890 kkr
- el-, regler-, automatik- och övervakningsutrustning	250 "
- byggnad	320 "
SUMMA VÄRMECENTRAL	1.460 kkr
Reserv- och spetslastenhet	
- ombyggnad och komplettering av befintliga pannor i vårdcentralen	700 kkr
SUMMA RESERV- OCH SPETSLASTENHET	700 kkr
SUMMA DIREKTA KOSTNADER	7.640 kkr
Projektering, konstruktion, kontroll, provning etc (här ingår också komponentutprovning under borrhålsprov pumpning med 250 kkr)	1.000 "
Ränta under byggnadstiden	150 "
Oförutsett (10 %)	750 "
SUMMA INDIREKTA KOSTNADER	1.900 kkr
TOTAL ANLÄGGNINGSKOSTNAD	9.540 kkr

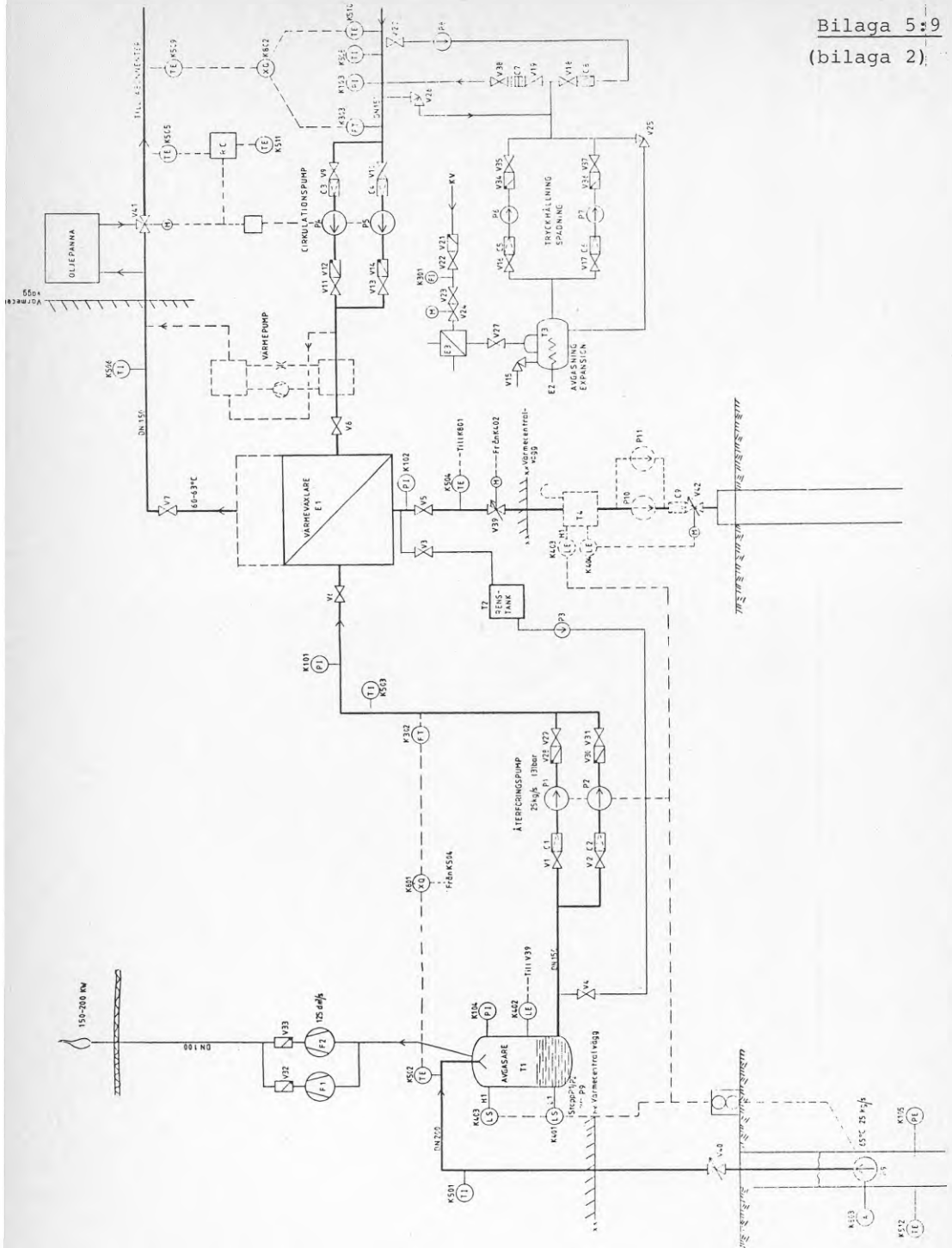
5.2 Drift- och underhållskostnad

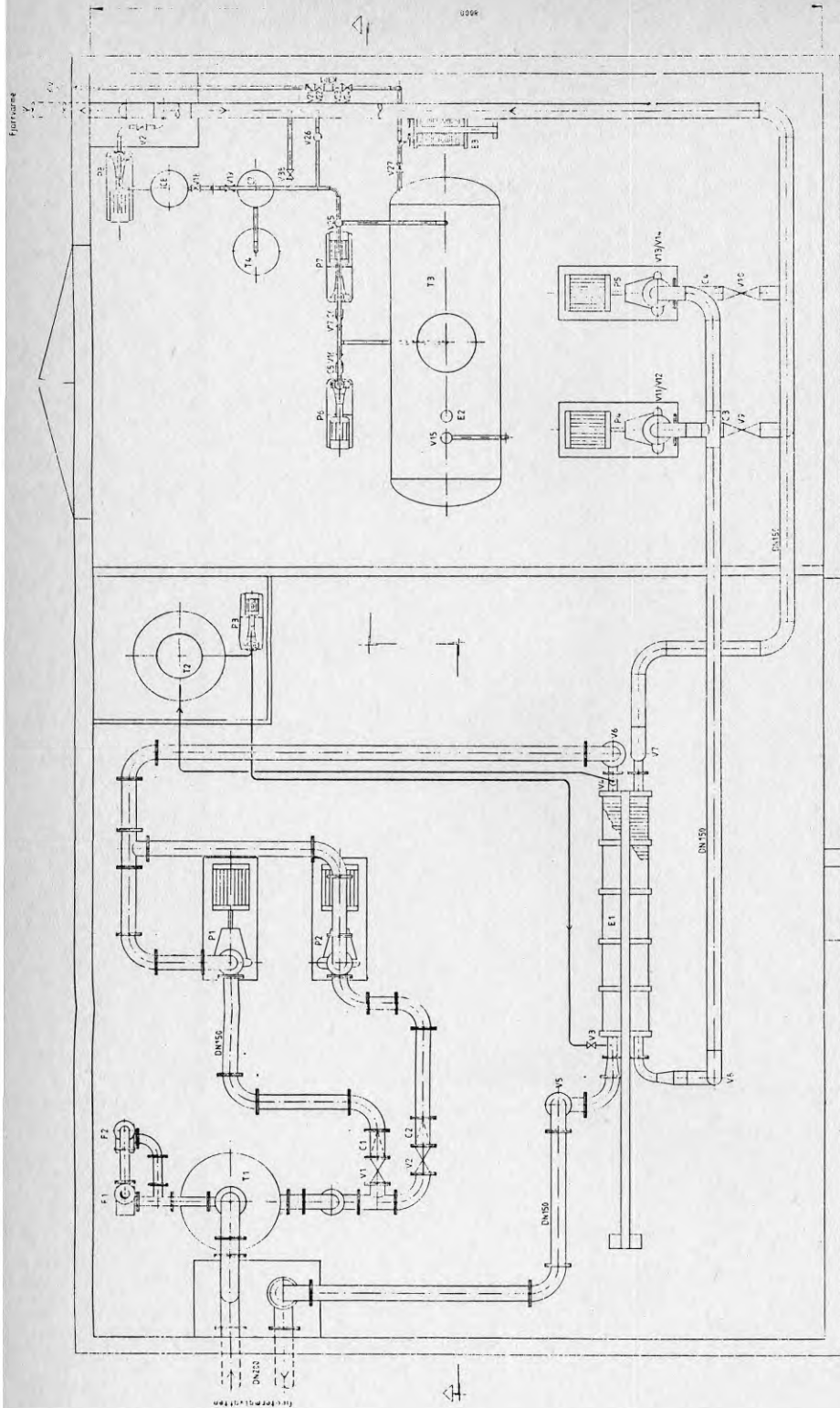
Personal (0,5 man x 120.000 kr)	60 kkr/år
Underhåll inkl reservdelar, värme- central	80 "-
Hjälpkraft (58 kW x 8500 h x 0,18 kr)	90 "-
Olja för reserv- och spetslast (75 m ³ x 998 kr)	80 "-
Underhåll inkl reservdelar	
- fjärrvärmesystem (1,5 % x 3 000 kkr)	45 "-
- abonnentcentraler (2 % x 1 500 kkr)	30 "-
- reserv- och spetslastenheter (1 % x 1 200 kkr)	10 "-
SUMMA DRIFT- OCH UNDERHÅLLSKOSTNAD	395 kkr/år

Preliminära beräkningar för komplettering med värmepump inkl sammanhängande kompletteringar på fjärrvärmesidan etc indikerar en total anläggningskostnad för detta på ca 13-14 Mkr samt en utökning av drift- och underhållskostnaden på grund av kompletteringen på ca 750 kkr/år.

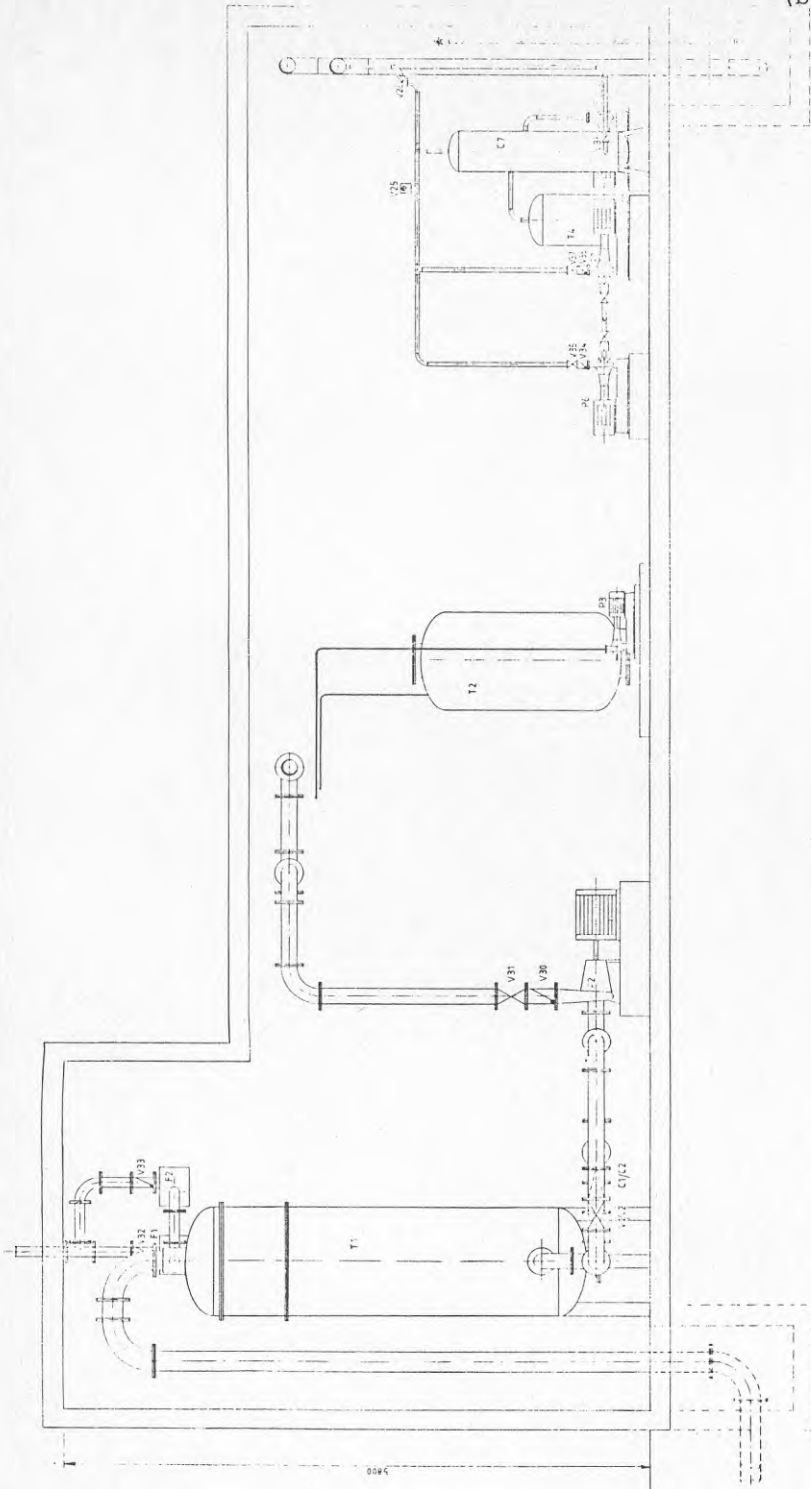
6 Tidplan

Efter det att nödvändiga geotermalvattendata etc erhållits beräknas det åtgå ca 16 månader för att få fjärrvärmesystem, värmecentral samt reserv- och spetslastenhet i kommersiell drift. Se också tidplanen, BILAGA 5. Nödvändiga geotermaldata erhålls efter borrning och provpumpning som beräknas kunna vara avslutat våren 1981. Detta innebär att värmeleveranser kan börja tidigast hösten 1982.



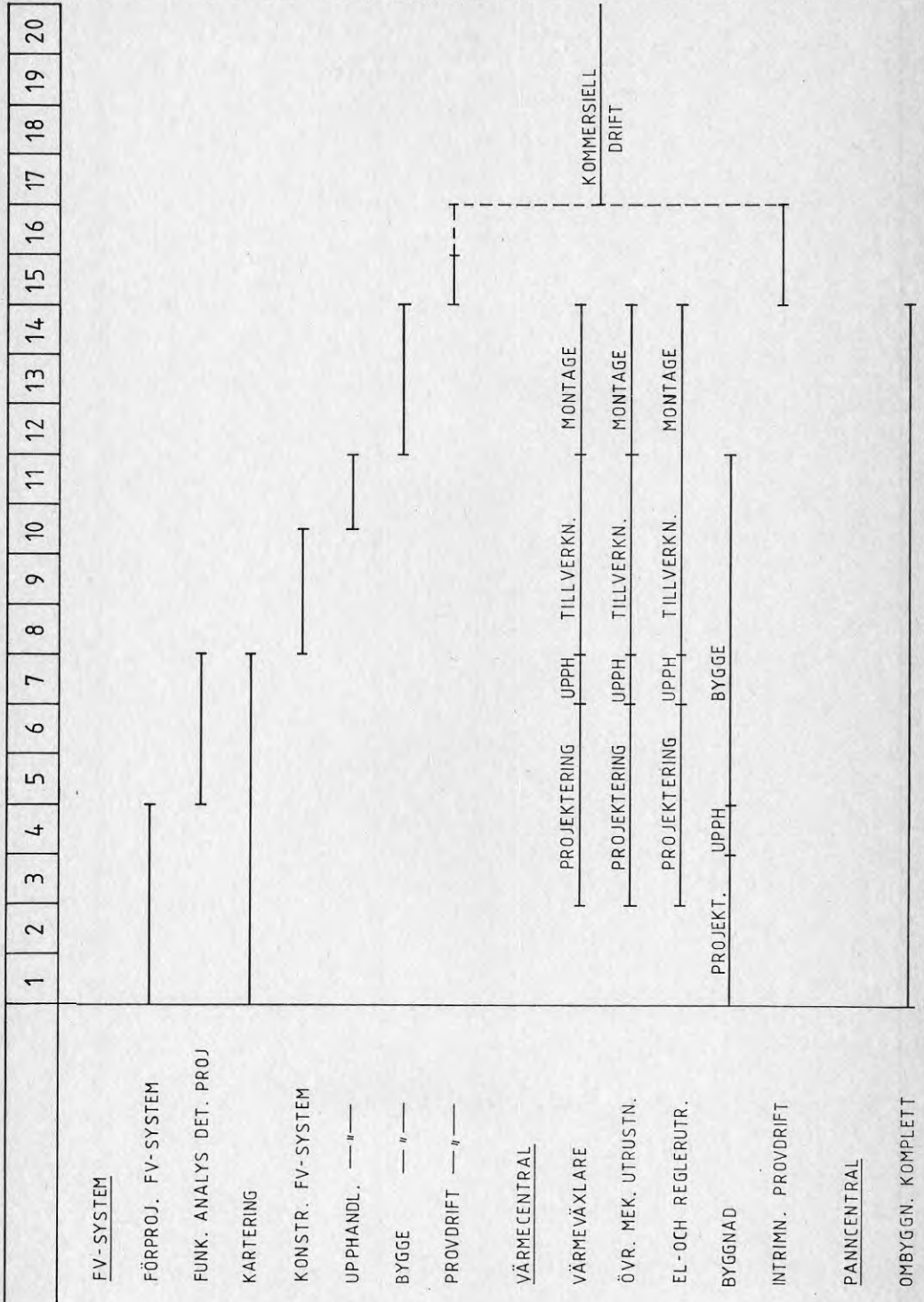


14.09.06

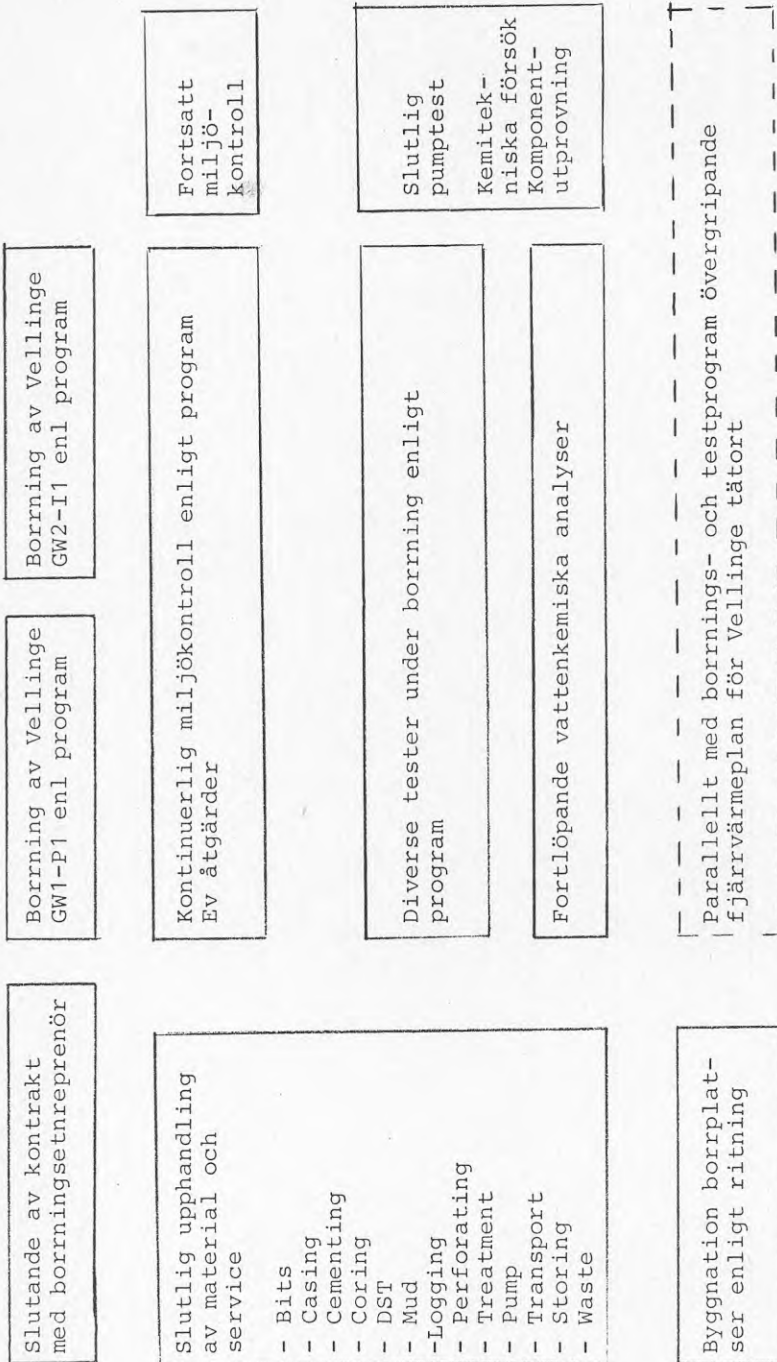


GEOTERMI VELLINGE
PREL. TIDPLAN ETAPP 1

MÅN



GEOTERMI VELLINGE
 PROJEKTPLAN ETAPP 1



Slutande av kontrakt med borrhningsetnreprenerör

Borrning av Vellinge GW1-P1 enl program

Borrning av Vellinge GW2-I1 enl program

- Slutlig upphandling av material och service
- Bits
 - Casing
 - Cementing
 - Coring
 - DST
 - Mud
 - Logging
 - Perforating
 - Treatment
 - Pump
 - Transport
 - Storing
 - Waste

Kontinuerlig miljökontroll enligt program
 Ev åtgärder

Fortsatt miljökontroll

Diverse tester under borrhning enligt program

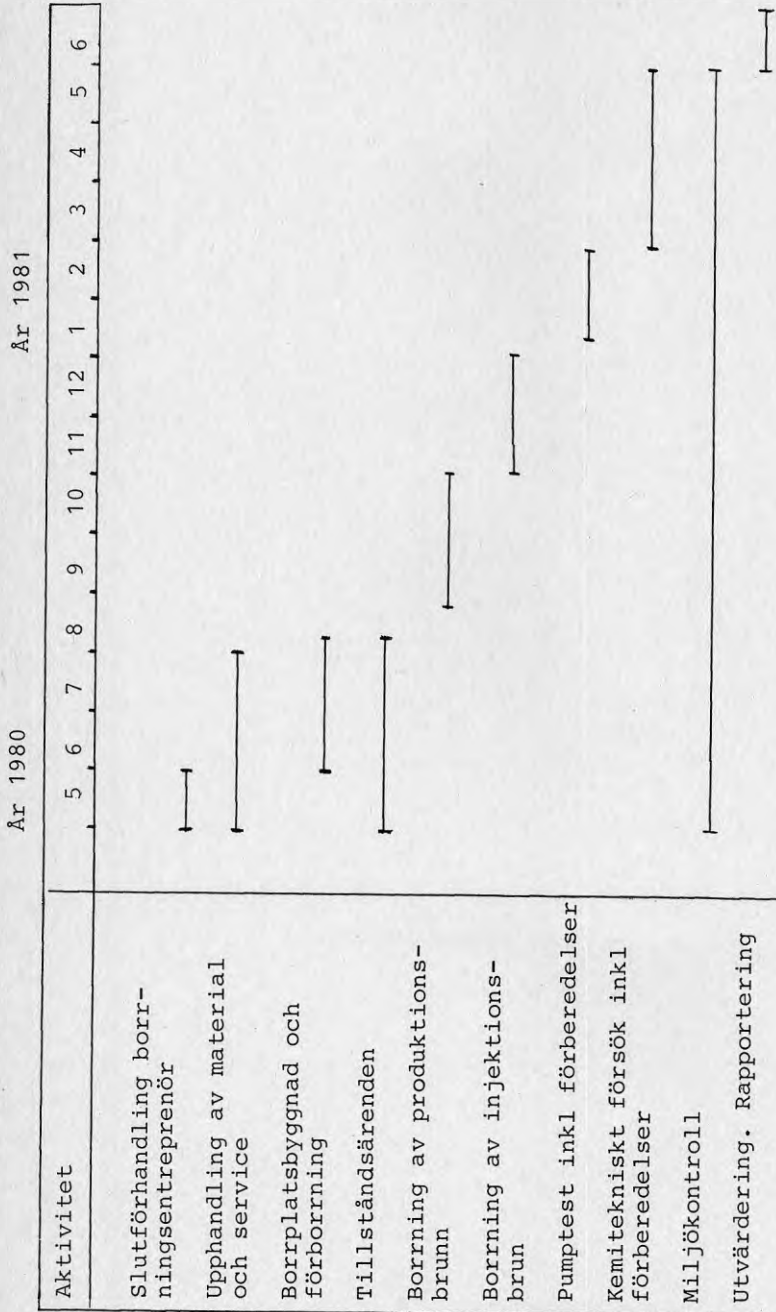
Slutlig pumptest
 Kemitek-niska försök
 Komponentutprovning

Fortlöpande vattenkemiska analyser

Byggnation borrhplattar enligt ritning

Parallellt med borrhnings- och testprogram övergripande fjärrvärmeplan för Vellinge tätort

GEOTERMI VELLINGE
TIDSPPLAN ETAPP 1



GEOTERMI VELLINGE
KOSTNADSPLAN

	Skr	
1	<u>Förberedelser</u>	
1.1	Upphandling diverse material och tjänster 2 manmån à 30 000:-	60 000:-
1.2	Handläggning av mark-, miljö- och till- ståndsärenden 1,5 manmån à 30 000:-	45 000:-
1.3	Byggnation av borrhplatser (2 x 210 000:-)	420 000:-
1.4	Vattenförsörjning, el och tele	45 000:-
1.5	Vatten- och luftanalyser enligt för- väntat miljökontrollprogram	20 000:-
1.6	Allmän projektledning 1,0 manmån à 35 000:-	35 000:-
1.7	Supervisor, 3 mån à \$11 500 inkl expenses (\$ = 4:25)	145 000:-
	Summa	<hr/> 770 000:-
2	<u>Borrnings- och brunnskostnader</u> (enl program, bilaga 3) Växelkurser \$ = 4:25 Skr; 1DM = 2:40 Skr	
2.1	Förborrning (lokal borrhningsentreprenör) (2 x 19 000:-)	38 000:-
2.2	Transportkostnader rigg, enligt kon- trakt, DM 182 000)	438 000:-
2.3	Rigghyra, fullt pris (DM 14 230/dygn) 100 dygn	3 415 000:-
2.4	Rigghyra, reducerat 1 (DM 14 050/dygn) 16 dygn	540 000:-
2.5	Rigghyra, reducerat 2 (DM 13 820/dygn) 8 dygn	265 000:-
2.6	Muddkomponenter (\$ 73 000)	310 000:-
2.7	Muddservice, 20 dygn \$ 8 000	34 000:-
2.8	Borrkronor \$ 132 000	561 000:-
2.9	Stabilisatorer \$ 10 520	45 000:-
2.10	Diamantborrkronor \$ 12 800	54 000:-
2.11	Kärntubrör, hyra \$ 3 560	15 000:-
2.12	Drillstemtester \$ 10 000	84 000:-
2.13	Loggning \$ 156 524	665 000:-

2.14 Foderrör och hanger \$ 269 852	1 147 000:-
2.15 Diverse utrustning för cementarbeten, \$ 18 000	77 000:-
2.16 Cementarbeten, hyra pumpar och man- skap, \$ 71 000	319 000:-
2.17 Cement och kemikalier \$ 76 000	323 000:-
2.18 Perforering, \$ 50 280	214 000:-
2.19 Wellsitting, 50 dygn à 1300	65 000:-
2.20 Kärnanalyser, dokumentation	40 000:-
2.21 Spräckning, stimulering, \$ 290 000	1 233 000:-
2.22 Brunshuvud, 4 13 000	55 000:-
2.23 Dränkbar centrifugalpump, \$ 19 000	81 000:-
2.24 Slamhantering, renhållning	25 000:-
2.25 Diesel, el, vatten, tele	458 000:-
2.26 Hyra av bod och två husvagnar	18 000:-
2.27 Utrustning för kapacitets- och in- jektionstester, \$ 28 000	119 000:-
2.28 Diverse specialverktyg. Tillverk- ningskostnad	100 000:-
2.29 Transportkostnader, maskinell service- utrustning till och från Stavanger och Aberdeen	42 000:-
2.30 Transporter mud, kronor, cement, sand, foderrör etc	169 000:-
2.31 Kran- och lastbilshyror vid flyttning mellan borrhålen	49 000:-
2.32 Lagerutrymme, hyra ett år, lagerhåll- ning. Material service	116 000:-
2.33 Supervision, \$ 126 000 (126 dygn à \$ 1000)	536 000:-
2.34 Allmän projektledning, 5 manmån à 35 000:-	175 000:-
2.35 Kemiska analyser, utvärdering av drillstemtest och kapacitetstester	110 000:-
2.36 Fortlöpande miljökontroll	40 000:-
Summa	11 975 000:-

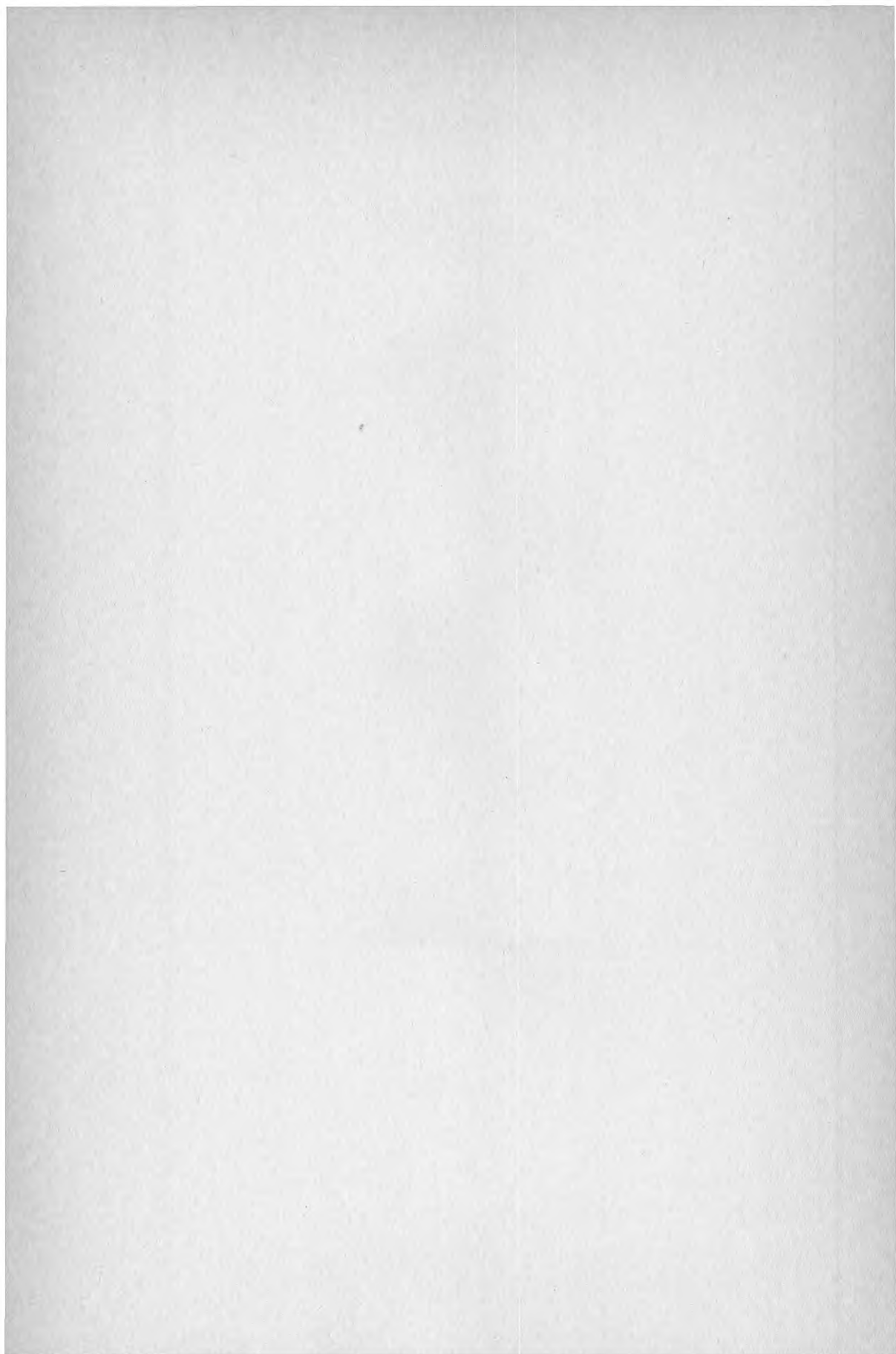
3	<u>Pumptest</u>	
3.1	Snabbkoppl ledning (800 m), ventiler, rörkomponenter	78 000:-
3.2	Slutna snabbfilter (3 st à 55 000:-)	165 000:-
3.3	Mätinstrument (tryck och temperatur) Hyra datalogger	43 000:-
3.4	Dränkbar centrifugalpump Tillgänglig enligt 2.24	-
3.5	Injektionspump, hyra 2 mån	9 000:-
3.6	Utläggning, sammankoppling, åter- ställning efter test	40 000:-
3.7	Datainsamling, driftskontroll, el	40 000:-
3.8	Vattenkemiska och gasanalyser	55 000:-
3.9	Databehandling, utvärdering och rapportering	100 000:-
3.10	Fortlöpande miljökontroll	10 000:-
	Summa	540 000:-
4	<u>Kemitekniskt försök</u>	
4.1	Komponenter	50 000:-
4.2	Upphandling. Utläggning. Samman- koppling. Återställning	70 000:-
4.3	Datainsamling, driftskontroll	200 000:-
4.4	Vattenkemi-, gasanalyser	75 000:-
4.5	Databehandling, utvärdering och rapportering	100 000:-
4.6	Fortlöpande miljökontroll	30 000:-
	Summa	525 000:-

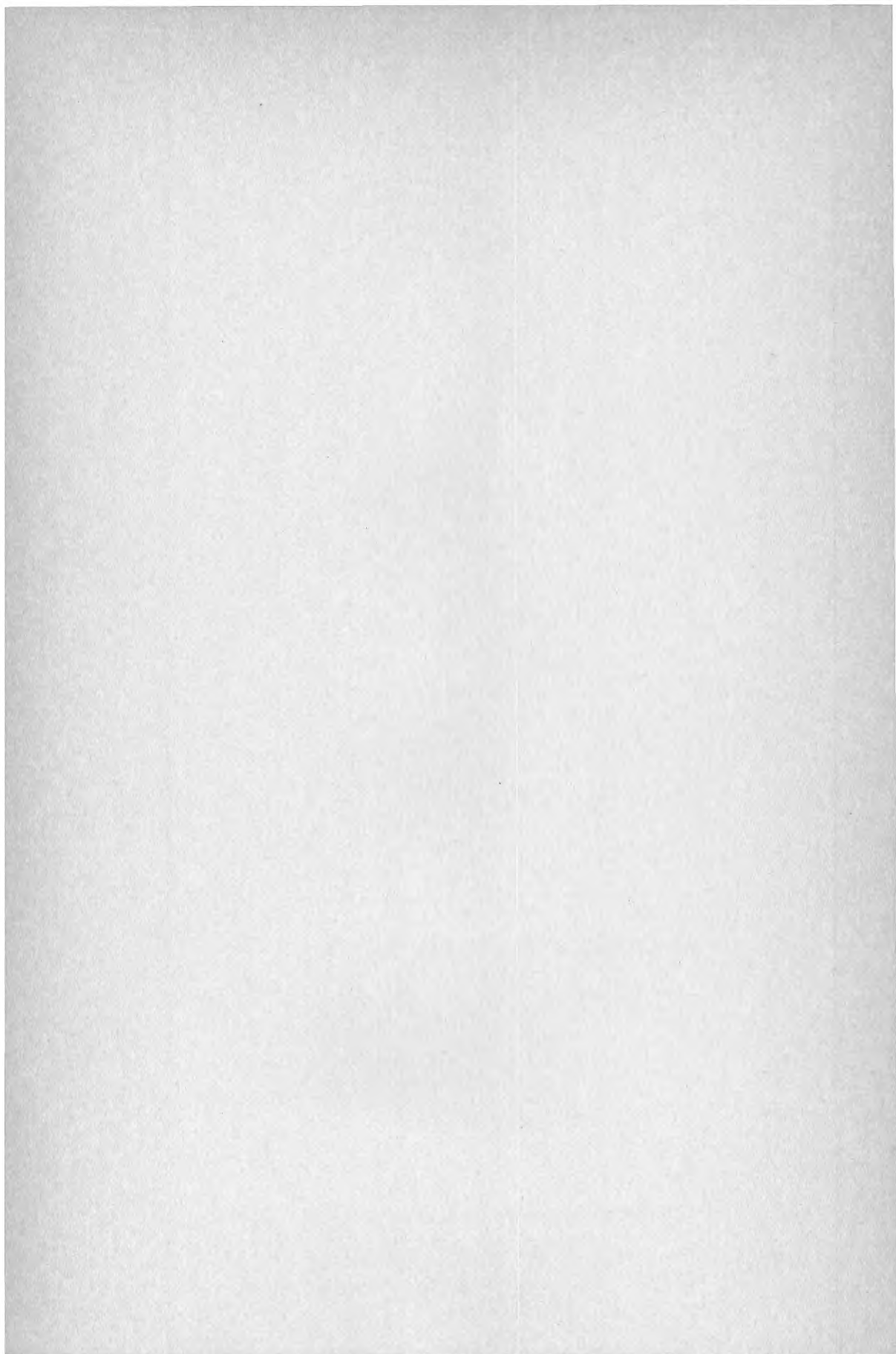
5 Oförutsett

I kostnadsplanen har förutsedda poster dels intagits via förfrågan och dels genom prislistor. Osäkerhetsmomenten vid borrning har reglerats i angiven borrhningstid som således täcker in smärre oförutsedda händelser.

I delpostkostnaderna för material och service har oförutsedda kostnader inräknats.

För pumptest och kemitekniskt försök har en osäkerhetsfaktor 0,2 antagits, vilket ger projektet en oförutsedd post motsvarande $1.835 \times 0,2 = 367\ 000:-$.





**Denna rapport hänför sig till forskningsanslag
791462-2 från Statens råd för byggnadsforskning
till Vellinge kommun.**

R147: 1980

ISBN 91-540-3388-8

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Art.nr: 6700247

**Abonnemangsgrupp:
W. Installationer**

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

Cirka pris: 30 kr exkl moms