

# Lunds Geotermissystem, en utvärdering av 30 års drift

***Erik Aldenius***

Examensarbeten i geologi vid Lunds universitet,  
kandidatarbete, nr 515  
(15 hp/ECTS credits)



Geologiska institutionen  
Lunds universitet  
2017



# **Lunds Geotermisystem, en utvärdering av 30 års drift**

Kandidatarbete  
Erik Aldenius

Geologiska institutionen  
Lunds universitet  
2017

# Innehåll

<b>1</b>	<b>Introduktion</b>	<b>7</b>
1.1	Bakgrund	7
1.2	Syfte och mål	7
1.3	Historik	7
1.4	Metod	8
<b>2</b>	<b>Reservoaren</b>	<b>8</b>
2.1	Stratigrafi, formation och ålder	8
2.2	Lundaledets och Lundasandstenens geologiska och fysikaliska uppbyggnad	9
2.2.1	Kvartsandsten	9
2.2.2	Karbonatrik Sandsten	9
2.2.3	Sandig Kalksten	9
2.2.4	Lerig Kalksten	9
2.3	Avsättningsmiljö	10
2.4	Mäktighet, utbredning och djup	10
2.5	Gross och nettosand	11
2.6	Fysikaliska, hydrauliska och kemiska egenskaper	11
2.6.1	Porositet och permeabilitet	11
2.6.2	Temperatur och tryck	12
2.6.3	Kemisk sammansättning hos formationsvätskor	12
<b>3</b>	<b>Den geotermiska anläggningen</b>	<b>12</b>
3.1	Förstudier	12
3.2	Byggnationsfaser	13
3.3	Design	13
3.4	Brunnar	13
3.5	Rörledningar	14
3.6	Värmepumpar	14
3.7	Pumpar	14
<b>4</b>	<b>Drift och prestanda</b>	<b>15</b>
4.1	Temperatur och tryck i systemet	15
4.2	Effektuttag	15
4.3	Flöden	15
4.4	Utvärdering av produktionsdata	15
4.5	Miljöeffekter	16
4.6	Brunnar	16
4.7	Värmepumpar	16
4.8	Pumpar	17
4.9	Åtgärder och insatser	17
4.10	Ekonomi	17
<b>5</b>	<b>Diskussion</b>	<b>17</b>
<b>6</b>	<b>Slutsats</b>	<b>18</b>
<b>7</b>	<b>Tack</b>	<b>18</b>
<b>8</b>	<b>Referenser</b>	<b>18</b>
<b>Bilaga 1</b>		<b>19</b>



# Lunds geotermisystem, en utvärdering av 30 års drift

ERIK ALDENIUS

Aldenius, E., 2017: Lunds geotermisystem, en utvärdering av 30 års drift. *Examensarbeten i geologi vid Lunds universitet*, Nr. 515, 24 sid. 15 hp.

**Sammanfattning:** Krafringens geotermianläggning i Lund har varit i drift sen 1984. Det är den enda stora geotermiska anläggningen i Sverige. Efter mer än 30 års drift är det dags att utvärdera hur det har fungerat. Arbetet beskriver de geologiska förutsättningarna som stratigrafi (formation), formationstemperatur, typ av akvifer, porositet, permeabilitet och vattenkemi, samt driftdata, systemuppbyggnad, funktion och miljöeffekter. Målet är att arbetet ska kunna användas som ett underlag till utvärdering av fortsatt drift och att man ska kunna dra lärdom om vad som fungerat bra och dåligt i Lund inför liknande projekt. Arbetet bygger på litteraturstudier, rapporter och data från SGU och Krafringen. Geotermisystemet producerar idag ungefär 250 GWh om året och har som mest producerat 350 GWh per år. Sänkningen i produktion beror på temperatursänkning i systemet och övergång till andra energikällor. Anläggningen har varit ekonomisk lönsam och data tyder på en positiv effekt på miljön. Till exempel har det bidragit till att man kunnat minska oljeberoendet från ungefär 100% till nästan 0 % i fjärrvärmesystemet. Utsläpp av bland annat koldioxid och svavel har också minskat. Det negativa har varit utsläpp av freon. Detta har minskat med åren efter förbättringar av systemet. Slutsatser från den här rapporten visar på att fortsatt drift av geotermisystem i Lund bör vara möjligt med minimal effektförlust i flera år till och ska man planera nya anläggningar så är Skåne bästa plats, framförallt söder om Romeleåsen.

**Nyckelord:** Geotermi, fjärrvärme, Lundasandstenen, Skåne, Lund

**Handledare:** Mikael Erlström

**Ämnesinriktning:** Berggrundsgéologi

*Erik Aldenius, Geologiska institutionen, Lunds universitet, Sölvegatan 12, 223 62 Lund, Sverige.*

*E-post: erikaldenius@gmail.com*

# The geothermal heat plant in Lund, an evaluation of 30 years in operation

ERIK ALDENIUS

Aldenius, E., 2017: The geothermal heat plant in Lund, an evaluation of 30 years in operation. *Dissertations in Geology at Lund University*, No. 515, 24 pp. 15 hp (15 ECTS credits).

**Abstract:** The geothermal heat plant in Lund has been running since 1984. It is the only one of its kind in Sweden. After running for more than 30 years it's now time to evaluate the experiences from the long operational period of the heat plant. This report describes the geological conditions like the formation, temperature of the geothermal water, aquifer, porosity, permeability, and chemistry of the formation water, also the operating data, design of the system, function, and impact on the environment. The goal with the report is that it should be a help in decisions regarding continued operation of the geothermal heat plant, and that it can be used to learn from the operations in Lund before starting similar projects. The report is a literature study and has used different reports and data from SGU and Krafringen. The geothermal heat plant produces 250 GWh a year right now and has produced at most 350 GWh a year. The decline is mainly because of lowering of the temperature in the reservoir and a transition to other energy sources. The plant has been economically profitable and data shows a positive effect on the environment. The plant has been a part in making it possible to lower the district heating systems oil dependency from almost 100% to close to 0%. It has also lowered other pollutions such as carbon dioxide and sulphur. Leakage of freons has been the main negative impact. The leakage has been reduced since operations started with improvements on the system. This report concludes that continued operation of the geothermal heat plant should be possible in the future with minimal loss of effect and the best place to build another plant should be in Scania, south of Romeleåsen.

**Keywords:** Geothermal, district heating, Lund sandstone, Scania, Lund

**Supervisor:** Mikael Erlström

**Subject:** Bedrock Geology

*Erik Aldenius, Department of Geology, Lund University, Sölvegatan 12, SE-223 62 Lund, Sweden.  
E-mail: erikaldenius@gmail.com*

# 1 Introduktion

## 1.1 Bakgrund

Det skapas konstant värme i jordens inre som transporteras mot markytan genom värmeledning och även konvektion via vätskor i berggrunden (Barbier 2002). Temperaturen ökar neråt i marken med i genomsnitt 30°C/km men varierar från 10°C/km i kontinental-skorpa till över 100°C/km i områden med aktiv vulkanism (Barbier 2002).

I Sverige används begreppet geoenergi när man använder värmen som finns ytligt lagrad i marken, där solen instrålning bidrar till värmen som lagras. När man använder värmen som är lagrad på större djup än 400 m så kallas det för geotermi. Då är det istället värme som kommer från jordens inre som utnyttjas (Erlström et al. 2016).

Förr var det bara geotermiska områden med höga temperaturer som var ekonomiskt lönsamma, men med förbättrade värmepumpar så kan man utnyttja även vatten med temperaturer under 20°C (Alm & Bjelm 1995). De bästa förutsättningarna i Sverige finns i områden med porös och permeabel sedimentär berggrund men även i sprickakviferer och förkastningszoner. Geotermianläggningen utanför Lund är än så länge den enda av sitt slag i Sverige (Erlström 1990). Själva värmepumpsanläggningen är placerad i Gunnesbo, produktionsbrunnarna i Värpinge och injektionsbrunnarna ligger ungefär två kilometer nordväst om produktionsbrunnarna kring Önerup, väster om Lund (figur 1). Förutom den sedimentära berggrunden i Skåne är även Gotland, Siljanringen och Vättern områden där det kan finnas möjlighet att utvinna Geotermisk energi (Alm & Bjelm 1995).

Geotermisk energi utvinns i ett slutet system. Geotermalvattnet pumpas upp och värmen frigörs i en värmeväxlare och det nedkylda vattnet pumpas ner i borrhål på tillräckligt långt avstånd från produktionsbrunnarna för att inte kyla ner dessa. Viktigt är att vattnet återförs till samma nivå som det togs ur för att upprätthålla stabila tryckförhållanden och bibehålla samma flödesförutsättningar i systemet. För att inte utfällningar ska sätta igen rör och ledningar och inga gaser ska frigöras så pumpas vattnet i ett slutet kretslopp under tryck (Erlström et al. 2016).

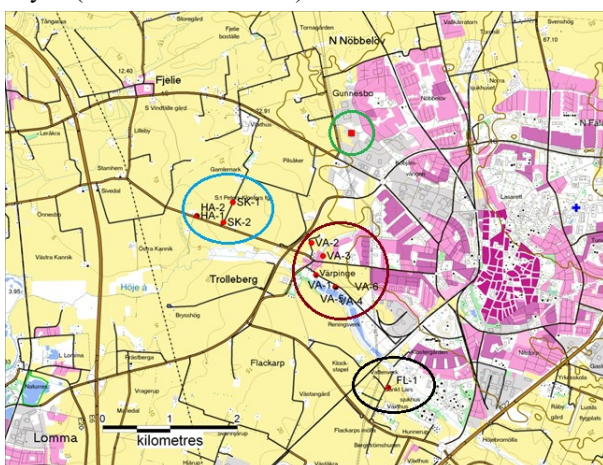


Fig. 1. Västra Lund med omnejd. Grön ring: Krafringens geotermifält, blå ring: produktionsbrunnarna, röd ring: injektionsbrunnarna, svart ring: testbrunn Flackarp 1 (modifierad från PowerPoint av Jan-Erik Rosberg, LTH).

## 1.2 Syfte och mål

Lunds geotermisystem har nu varit i drift i mer än 30 år och det finns många värdefulla erfarenheter att dra från detta projekt som t.ex. funktion, driftstörningar, miljöeffekter m.m. Det här arbetet syftar till att göra en utvärdering av Krafringens geotermisystem med fokus på en beskrivning av olika förutsättningar som typ av geologisk formation, formationstemperatur, typ av akvifer, porositet, permeabilitet och vattenkemi, samt driftdata, systemuppbyggnad, funktion och miljöeffekter

Målet med fallstudien är att den kan vara till stöd för bedömning inför genomförandet av liknande geotermisystem. Lunds geotermisystem är även det enda i Sverige som varit i drift under så pass lång tid och behöver nu utvärderas om driften ska fortsätta och även ta lärdomar inför framtiden, vad som har fungerat bra och mindre bra i Lund.

## 1.3 Historik

Undersökningar för att utnyttja geotermi i Lund startade 1982 och anläggningen har varit i bruk sedan 1985. (Bjelm & Lindeberg 1994). Redan på 1970-talet utförde Oljeprospektering AB (OPAB) omfattande seismiska undersökningar av den skånska berggrunden och även ett flertal djupborningar. Materialet lämnades över till Lunds Tekniska Högskola som använde det för att finna möjliga geotermiska reservoarer (Alm & Bjelm 1995). Motsvarande material finns idag digitalt och publikt tillgängligt via SGU:s arkiv.

En stor anledning till att man ville utnyttja geotermi var att minska användandet av fossila bränslen som utgjorde en betydande del av drivbränslet för fjärrvärmens i Lund i början på 80-talet (figur 2). Fjärrvärmesystemet, som funnits i Lund sen 1963, stod för mer än 80% av uppvärmningen i Lund på mitten av 80-talet och var nästan helt beroende av olja. Redan tio år efter att geotermisystemet startade var oljeberoendet nästan helt borta och geotermisystemet stod för ungefär 45% av värmeproduktionen i Lund och var den största enskilda producenten (Alm 1999).

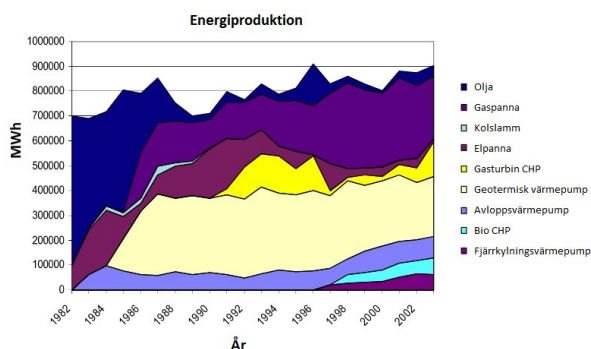


Fig. 2. Energianvändning i Lunds fjärrvärmesystem. Noterbart är hur oljeanvändningen gick ner när geotermisystemet sattes i bruk (Modifierad från Ottosson 2005).

OPABs fann ingen olja under sina undersökningar men materialet kunde användas för att kartläggning av geotermiska akviferer i den sedimentära berggrunden i sydvästra Skåne (Alm & Bjelm 1995). Med stöd av dessa studier föreslog 1980 professor Leif Bjelm att

geotermi kunde användas till fjärrvärme i Lund. Detta ledde till att LTH i samverkan med Lunds Energi (numera Krafringen) 1982 borrade en produktionsbrunn och en injektionsbrunn (Ottosson 2005). 1983 var brunnarna klara och testpumpningarna visade på goda egenskaper vilket gjorde att man tog beslutet att fortsätta med nästa fas av borrning med två produktionspumpar och två injektionspumpar som borrades under 1984. I slutet av 1984 anslöts systemet till värmepumpar vid värmeverket i Gunnesbo och redan 1985 utvidgades systemet med ytterligare två produktionsbrunnar och tre injektionsbrunnar. Ännu en värmepump anslöts och redan samma år stod Lunds geotermisystem för 40% av stadens fjärrvärmeproduktion (Bjelm & Alm 2010).

## 1.4 Metod

Studien baseras på information i form av rapporter och utredningar samt data från SGU och Krafringen. Information om de geologiska förhållandena har hämtats från diverse rapporter från SGU och information om systemets uppbyggnad och driftdata kommer från Krafringen. Utöver det har information hämtats från diverse vetenskapliga artiklar och rapporter. Samtidigt med att geotermiborrningarna gjordes utanför Lund genomförde Swedegas AB 1982-85 sju borrningar utanför Lund i Kyrkheddinge för att undersöka möjligheter att använda samma sandstensformation förlagring av naturgas (Erlström 1990). Information från dessa undersökningar har också använts och borrhloggarna från produktions- och injektionsbrunnarna har studerats för att räkna ut andelen nettosand (dvs. sandavsnitt som utgör vattenförande avsnitt i lagerföljden). Nettosand har räknats andelen sandstenslager av den total filtersatta mäktigheten. Gammalogg har använts till alla brunnarna för att finna var det finns sandlager då sand ger relativt låga gammavärden, resistivitetslogg har använts för att finna var de är vattenförande då det är salt vatten som ger låga värden, och acoustic velocity logg för att finna porösa lager när resistivitetslogg inte funnits då dessa lager har låga gånghastigheter.

## 2 Reservoaren

### 2.1 Stratigrafi, formation och ålder

Reservoaren som Lunds Geotermisystem utnyttjar ligger i den danska bassängens östra del. Där finns en uppemot 2 km mäktigt lagerserie med mesozoisk och tertiär berggrund (Alm & Bjelm 1995). I området där geotermisystemet ligger, nära Romeleåsen, består den sedimentära lagerföljden av underst triassiska lager överlagrande urberget följt av en undre jura och kretaceisk berggrund där övre krita utgör den dominerande delen av lagerföljden. Uppemot 1500 m består av bergarter tillhörande övre krita (Sveriges Geologiska Undersökning 1999). I sydvästligaste delen av Skåne, i Höllvikengravsänkan där urberget ligger som djupast i Skåne, utgörs de understa sedimentära lagren av kambrosiluriska lager (Sveriges Geologiska Undersökning 1999).

Höllvikenformationen består huvudsakligen av

karbonathaltiga bergarter och överlagras av Lellingegrönsand och avgränsas nedåt av Arnagergrönsand. De sediment som utgör Höllvikenformationen avsattes under yngre krita och en bit in i paleogen. I övre krita bildades framförallt finkorniga kalkstenar som övergick till grövre kalkstenar för att sedan ersättas av leriga enheter i paleogen. De karbonatdominerade enheterna i Höllviksformationen är, från äldst till yngst, Arnagerkalksten, Granviks-, Kyrkheddinge-, Krusebergs-, Limhamns och Köpenhamnsleden. De klastiska enheterna är Lunda-, Landskrona- och Hansaleden (Sveriges Geologiska Undersökning 1999).

Formationen som utnyttjas till geotermisystemet kallas Lundaledet (Erlström 1990). Sandstenen som utgör en del Lundaledet beskrevs redan 1942 av Brotzen efter borrningar utanför Landskrona. Han gav den namnet Lundasandsten efter de första fynden av sandstenen i borrningar i Lund, bland annat i Folkets park i Lund (Brotzen 1942). Lundaledet är en del av Höllvikenformationen som definierats av Erlström (1994) och mellanlagrar Granviksledet och Kyrkheddingeledet där den finns representerad (Sveriges Geologiska Undersökning 1999).

Lundaledet representerar hela campan och även delar av santon. Formationen är komplext uppbyggd men består framförallt av sandsten omväxlande med kalksten (Erlström 1990). Lundaledet är mer än 800 m mäktigt i områden nära Romeleåsen medan den successivt tunnare ut i sydvästlig riktning för att endast vara några meter mäktig i borrningar i Höllvikenområdet, ex Höllviken-2 (figur 3) (Sveriges Geologiska Undersökning 1999). Borrningarna i Lundafältet är mellan 658-823 m djupa och ingen av dem har penetrerat hela Lundaledet. Toppen av reservoaren ligger här på ungefär 400-560 meters djup (Bjelm & Alm 2010) och där under består lagerföljden av först av 200 m som domineras av framförallt karbonatrik grov- och mellansand (Erlström 1990). Sandstenslagren växlar med lager av arenitisk sandsten och lerig kalksten. De underliggande 200 metrarna av formationen karaktäriseras av växlande lager av finsand och lerig kalksten ner till ca 800 meters djup. Därunder ökar lerhalten i kalkstenen och andelen sandiga lager minskar, men mellan 950 m och botten på 1070 m så återkommer mellan- och grovsand i åtminstone två mäktiga lager. De nedersta delarna har inte nåtts vid borrningarna i

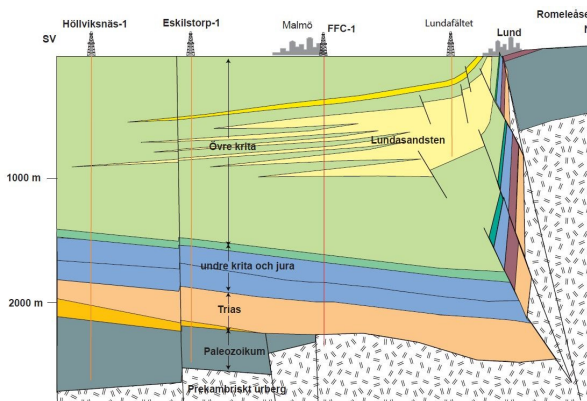


Fig. 3. Schematiskt tvärsnitt av berggrunden från Lund till Höllviken i sydväst, här kan man se hur Lundasandstenen sträcker sig ut från Romeleåsen och successivt tunnare ut i sydvästlig riktning (figur från Mikael Erlström).

Lundafältet men det är påvisat i borrhningar från Kyrkheddingeområdet och indikerat i de seismiska profilerna (Erlström 1990)

## 2.2 Lundaledets och Lundasandstens geologiska och fysikaliska uppbyggnad

Lundaledet kan delas in i fyra olika dominerande litologier. Litologierna är kvartssandsten, karbonatrik sandsten, sandig kalksten och lerig kalksten. Indelningen baseras på ett stort antal tunnslip och kemiska analyser av 50 borrhkärnor och 200 analyser av porositet, permeabilitet och densitet. Från borrhålsunderökningarna finns även ett stort antal geofysiska loggar och pumptester. Kornstorleksanalysdata finns även från vissa nivåer. Ett viktigt sätt att särskilja litologierna från varandra är kvartsinnehållet (Erlström 1990). Lagren som utnyttjas för geotermin består framförallt av lös och väl sorterad medelkornig sandsten (Bjelm & Alm 2010).

I vissa avsnitt är dock lagren cementerade med kalcit, kisel eller pyrit. Kalcitcement förekommer framförallt i sandstenslagren med en kornstorlek på 0,2–0,5 mm. Det förekommer även i kalkstenslagren fast då huvudsakligen med en kornstorlek på 5–20 µm. Kiselcement förekommer framförallt som intergranulärt och mikrokristallint cement i sandstenslagren, mestadels i löst packade lager. Pyritcementet förekommer som noder på upp till några centimeter i diameter och fyller ut hålrum mellan partiklarna. Det förekommer i alla litofacierna förutom kvartsrik sandsten (Erlström 1990).

### 2.2.1 Kwartssandsten

Lager som består av ren kvartssandsten definieras av att kvartshalten är över 80 %. Dessa lager som oftast är under 1 meter mäktiga förekommer frekvent genom hela Lundaledets lagerserie. Generellt sett består lagren av dåligt cementerad mellan- till grovkornig kvartssand. Kvartskornen består av mindre runda till mindre kantiga monokristallina korn. Lagren har en mycket hög porositet. Uppmätta värden ligger mellan 25 och 38%. Lagren uppvisar även en mycket hög permeabilitet, ofta kring 1 darcy vilket anses vara extremt bra värden för att kunna producera vatten ur dessa lager. Ställvis har det visat sig att dessa sandstenslager är kraftigt cementerade med kisel, speciellt när lagren är tunna och när de förekommer som enskilda lager i en lerigare lagerserie. Detta är troligtvis på grund av kiselrika lösningar som trängt ner genom lagret i samband med diagenes och kompaktion av omgivande leriga lager där kiselsyra frigjorts och som kristalliserat i den ursprungligen porösa sandstenen. Dessa lager har avsevärt lägre porositet. Uppmätta värden ligger vanligtvis under 10% och kan vara under 5%. Även permeabiliteten är lägre här och ligger under  $10^{-3}$  mD (Erlström 1990). Dessa lager kan med lätthet identifieras i de geofysiska borrhålsmätningarna eftersom de ger ett lågt gammavärde samtidigt som de ger en hög densitet. Detta skiljer dem från omgivande leror och även porösa sandstenslager.

### 2.2.2 Karbonatrik Sandsten

Lager som består av karbonatrik sandsten definieras av

att kvartshalten är relativt lägre, 60-80%, och att de har en hög andel karbonat. Lagren är generellt mer kompakta och komplexa än kvartssandstenen. Lagren består generellt sett av sparitcementerad fin- till grovkornig kvartssand. Sanden kan innehålla upp till 4% fältspat, några procent glaukonit och chamosit, och polykristallina korn av framförallt kvarts och fältspat. Utöver detta består lagren av upp till 14% skelettdelar som hålls upp i ett matrix av biomikritisk lera. Matrixet kan utgöra 20-30% i vissa prover. I de delar av lagret med mycket detritala korn är porositeten och permeabiliteten som högst på grund av större andel tomrum. Uppmätta värden ligger på 20-30% porositet och permeabilitet på 10-300 mD. I de mikritmatrixrika delarna är permeabiliteten lägre, 0,2-0,4 mD medan porositeten är ungefär densamma. Lägst värden är uppmätta i de sparitcementerade delarna där permeabilitet värden på under  $10^{-2}$  mD uppmätts, men även värden över 1 mD, och permeabiliteten under 15% (Erlström 1990).

### 2.2.3 Sandig Kalksten

Lager som består av sandig kalksten definieras av att kvartshalten är ytterligare något lägre än för föregående bergartstyper, dvs. 40-60%. Dessa lager, som man finner mellan sandstenslagren, består av framförallt biomikrit och ett icke mikritiskt matrix av bland annat lera. De innehåller även organiskt material och ungefär 10% fossila skelettdelar. Det detritala materialet består framförallt av finkorniga, måttligt rundade mono- och polykristallina kvartskorn. Även fältspat förekommer men utgör max 2,8% i de analyser som gjorts. Matrix och mikrit utgör tillsammans mer än 50% av bergarten och består av ungefär lika delar bioklastiskt som siliklastiskt material. Lerinnehållet i lagren utgörs av både smektit och kaolinit och förekommer som porutfyllnader och oregelbundna subparallella skikt. Smektiten, som utgör störst andel av lerinnehållet, har en bikakestruktur vilket ger relativt hög porositet. Uppmätta värden ligger på 10-20%. Lermineralen håller dock mycket vatten vilket troligtvis är anledningen till att permeabiliteten är låg. Mätningar visar att den generellt sett ligger under 0,1 mD (Erlström 1990).

### 2.2.4 Lerig Kalksten

Dessa lager är likartade med den sandiga kalkstenen och de förekommer ofta tillsammans, men de lager som består av lerig kalksten definieras av ett kvartsinnehåll på under 40%. Lagren förekommer som tunna lager tillsammans i lagerföljder som domineras av finkornig sandsten. Lokalt kan dock även flera meter tjocka lager med lerig kalksten förekomma. Bergarten karakteriseras av korn av mindre kantiga fin- till väldigt finkornig kvarts, och även en del fältspat, i ett matrix av lerig biomikrit. De detritala kornen utgör ungefär 15% fossila skelettdelar utgör ungefär 9% och den största andel består av matrix som står för ungefär 74% i de tunnslipsprov som undersökts. Linsor av lera, siltig och finkornig kvarts har bildat en fläckig textur som troligtvis beror på bioturbation. Även skikt med lera och organiskt material förekommer. Den leriga kalkstenen har ungefär samma porositet som den sandiga kalkstenen. Uppmätta värden ligger på 10-20%. Permeabilitet ligger på ungefär samma värden som för den sandiga kalkstenen. Uppmätta värden ligger på



0,1-10<sup>-3</sup> mD förutom i de lerigare partierna där värden ner mot 10<sup>-4</sup> har uppmätts (Erlström 1990).

### 2.3 Avsättningsmiljö

Under santon tid inleddes en av de mer tektoniskt aktiva perioderna i Skåne. I södra Europa bildas Alperna och berggrunden i Europa påverkas av en kompression. Tornquistzonen reaktiveras och stora delar som tidigare varit hav höjs nu upp, bland annat området norr om Romeleåsens förkastningszon. En omfattande erosion inleds i samband med upphöjningen och stora mängder sediment transporteras ut i de omgivande bassängerna, däribland Danska Bassängen. Längs med Romeleåsens förkastningszon bildas deltaområden som avsätter sediment som återspeglar deltamiljöerna (Sveriges Geologiska Undersökning 1999). Stora mäktigheter av sediment kan under den här tiden ansamlas då det pågår en sänkning av bassängområdet (subsidents) samtidigt som Romeleåsen höjs vilket gör att sedimentationsförhållandena förblir konstanta under en lång period utan att bassängen fylls igen. I maastricht avtar upphöjningen och i stora delar av Skåne är det återigen marina förhållanden i samband med en omfattande transgression (Erlström 1990). Under neogen så höjs återigen stora delar av södra Skandinavien upp och stora delar av avsättningarna eroderas bort och delar av dem kan nu synas längs med Romeleåsens förkastningszon (Sveriges Geologiska Undersökning 1999).

Erlström (1990) beskriver fyra huvudsakliga avsättningsmiljöer under santon-campan tid utmed Romeleåsens förkastningszon. Generellt sett dominerar avsättningsmiljön av kustnära förhållanden med ett stort inflöde av klastiskt material från floder som mynnar ut i Danska Bassängens nordöstliga begränsning utmed Romeleåsen. Omlagring av vågor har i de kustnära områdena resulterat i bildningen av sandbankar och stränder med väl sorterad kvartssand som idag bildar de kvartsdominerade porösa och permeabla sandstenslagren i Lundaledet. I själva flodarmarna i deltamiljön bildades också sandbankar, men mindre väl sorterat och större andel kalk, dessa bildar idag de kalkrika sandstenslagren i Lundaledet. Vid deltafronter utanför kusten bildades mindre väl sorterade avlagringar med ett ännu större kalkinnehåll. Här cementerades sedimenten och bildade de sandiga kalkstenslagren. Det finns även kalkstenslager i Lundaledet med ursprung från proximala deltan. I distala deltan, med lite lugnare vatten, så har finkornigare och mer väl sorterat sediment kunnat samlas och även i bukterna mellan flodarmarna i deltamiljön. Dessa kalkrika och väl sorterade sediment bildar idag de leriga kalkstenslagren i Lundaledet.

Även från borrhningar i Flackarp och Värpinge har både transgressiva och regressiva avlagringsmiljöer identifierats med en växlande stratigrafi med sandiga och leriga lager (Lunds Tekniska Högskola 1984). Övre delen av Lundaledet karakteriseras av proximala deltasediment. Dessa sediment växlar med lerig och arenitisk kalksten från deltafront och avlagringar från områdena mellan flodarmarna. Botten av Lundaledet växlar mellan leriga sediment från distala deltan och finkornig matrixrik sand från sandbankar (Erlström 1990).

### 2.4 Mäktighet, utbredning och djup

Lundaledets bergarter förekommer utmed hela Romeleåsen, från Ystad till Landskrona. Med seismiska mätningar så har toppen av Lundaledet kunnat kartläggas ungefär 15 km ut från Romeleåsen i sydvästlig riktning. Mätningarna visar på en utbredning längs med Romeleåsen i en sydvästlig riktning och bredden växlar mellan ungefär 8 km och 15 km (Figur 4) (Erlström 1990). Själva sandstensakviferen är enligt Bjelm och Lindeberg (1994) ungefär 5-7 km bred och minst 100 km lång.

Norr om Landskrona visar gamla borrhningar att Lundaledet påträffas enbart 30 m under markytan, medan i Kyrkheddingefältet och Lundafältets borrhningar påträffas ledet på flera hundra meters djup. Detta hänger ihop med att Lundaledet stupar åt sydväst (Alm & Bjelm 1995), både till följd av förändringar i mäktighet men även på grund av den upphöjning som skett i centrala Skåne och hela den sydvästra randen av den Fennoskandiska skölden under neogen tid (Japsen 1993). Som djupast ligger Lundaledet i Danska Bassängen där toppen kan ligga så djupt som på 711 m (Svedala 1). I Lund så ligger den på ungefär 400 meters djup (Erlström 1990).

Mäktigheten på Lundaledet varierar enligt borrhningarna som undersökts av Erlström (1990) mellan 24 m i (Sv-1) och 845 m (Ky-7). I borrhningarna närmast Lund har inte hela sandstenen penetrerats och den totala mäktigheten här är därför okänd. Mäktigheten i Lundfältets geotermiborrhningar varierar mellan 132 m (Hansagården-1) och som mest 343 m i Värpinge-1 (Erlström 1990).

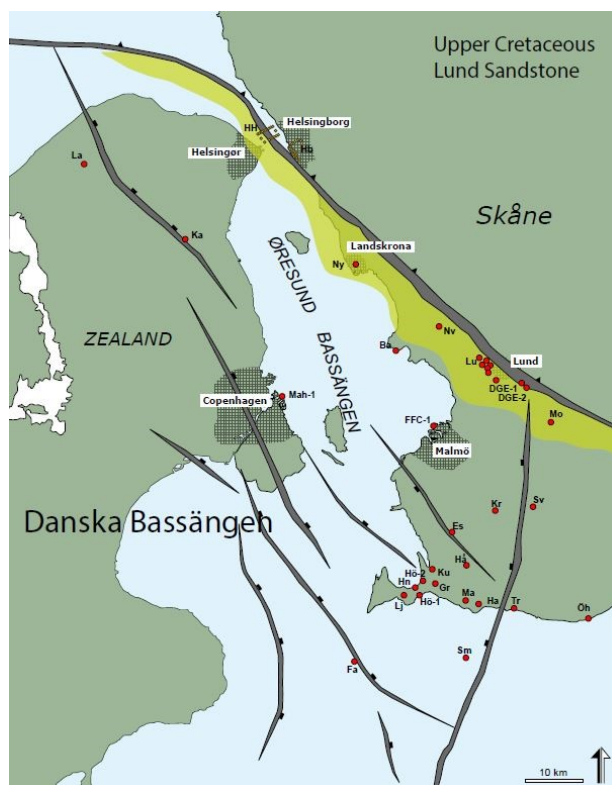


Fig. 4. Ungefärlig utbredning av Lundasandstenen (gult) längs med Romeleåsen (Mikael Erlström).

## 2.5 Gross och nettosand

Gross och nettosand har räknats ut för att kontrollera hur stor andel av akviferen som för betydande mängder vatten. "Gross" sand har i detta fallet räknats utgöra den delen av brunnen som filtersatts, alltså den del som teoretiskt sätt kan föra vatten till och från geotermisystemet. Nettosand har räknats som summan och andelen sandstenslager av den total filtersatta mäktigheten. Detta har beräknats från en analys av de geofysiska borrhålmätningar som utfördes i anslutning till att brunnarna borrades 1984, framförallt har gammaloggar använts för att kontrollera var det funnits sandsensavsnitt. När även resistivetsloggar funnits har dessa använts för att värdera om sanden är vattenförande. I ett fall, Värpinge 2 har "acoustic velocity logg" använts vilket kan ge en indikation på hur poröst ett lager är. För Skälsåker 1 har enbart gammalogg använts och för Värpinge 6 var gammaloggen av för dålig kvalitet för att räkna ut nettosand. Borrlogg för Värpinge 1 fanns inte tillgänglig. Resultaten presenteras i tabell 1. De geofysiska loggarna presenteras i bilaga 1.

Tabell 1. Gross och nettosand i de olika brunnarna. Gross sand har räknats som den del av brunnen som har filter och nettosand är den del som kan anses bestå av porös sand. Värpinge 1 saknas då det saknades en tillräckligt detaljerad geofysisk logg.

Produktions-brunn	Gross Sand (m)	Nettosand (m)	Nettosand (%)
Hansagården 1	100	70	70
Hansagården 2	90	62	69
Skälsåker 1	61	43	70
Skälsåker 2	87	72	83
Injektions-brunn			
Värpinge 2	135	74	55
Värpinge 3	125,5	63	50
Värpinge 4	147	78	53
Värpinge 5	120	69	58

## 2.6 Fysikaliska, hydrauliska och kemiska egenskaper

### 2.6.1 Porositet och permeabilitet

Porositet definieras i (Fetter 2014) som "andelen av bergarten eller jordarten som är tom på material", den del som inte består av partiklar och kan fyllas ut med vätska eller gas, och kan räknas ut genom dela volymen tomrum med hela volymen, tomrum och materialet tillsammans. Porositeten påverkas av packningen och formen på kornen, porositeten sänks även om det är en blandning av kornstorlekar. För att porositeten ska kunna hålla vatten behöver hålrummen vara tillräckligt stora för att hålla vattenmolekyler och de får inte vara stängda. Detta kallas effektiv porositet; "porositeten tillgänglig för vätskeflöde" (Fetter 2014).

Permeabilitet är en funktion av den genomsnittliga storleken på öppningarna som vätskan kan färdas genom. En större diameter på porerna gör det lättare för vätskan att flöda och en ökad permeabilitet. Ett vanligt

mått på permeabilitet är 1 darcy. 1 darcy =  $9,87 \times 10^{-9}$  cm<sup>2</sup>. Enheten definieras av Darcys lag:

$$Q = \frac{A\kappa\Delta P}{\mu\Delta\chi}$$

Där Q är vattenflödet, A är arean,  $\kappa$  är permeabiliteten,  $\mu$  är viskositeten,  $\Delta P$  är tryckskillnaden och  $\Delta\chi$  är bredden på mediumet. Finare material har lägre permeabilitet än mer grovkorniga. Siltig sand och finsand har en permeabilitet på ungefär  $10^{-2}$ -1 darcy medan välsorterad sand har en permeabilitet på ungefär  $1-10^2$  darcy (Fetter 2014).

Porositeten och permeabiliteten skiljer sig åt mellan de olika litofacierna i Lundaletet. De skiljande faktorerna är kornstorlek, sorteringsgrad och hur välcementerade de är. De olika litofaciernas porositet och permeabilitet presenteras i figur 5.

De kvartsrika sandstenslagren uppvisar de högsta värdena på porositet och permeabilitet. De lösa lagren som inte cementserats ha en porositet på ungefär 25% och upp till 38% och permeabilitet på  $10^3$  mD. De mer cementserade avsnitten kan ha en porositet på ungefär 10% och ibland så lågt som 5%, permeabilitet är här ungefär  $10^{-3}$  mD (Erlström 1990).

I den kalkrika sandstenen finner man något lägre värden. Där sandstenen är cementserad med sparit har den en låg porositet på ungefär 10% och permeabilitet på ungefär  $10^{-2}$  mD. De delar av sandstenen som innehåller mer detritala partiklar har en högre porositet och permeabilitet på 20-30% respektive 10-300 mD (Erlström 1990).

I det sandiga kalkstenslagret minskar den vertikala permeabiliteten på grund av leriga laminat. Porositeten är ungefär den samma genom hela faciet på ungefär 10-20% medans permeabiliteten är under 0,1 mD. I det leriga kalkstenslagret är porositeten ungefär densamma som i det sandiga kalkstensfaciet på 10-20%, permeabiliteten är dock lägre,  $0,1-10^{-4}$  mD (Erlström 1990).

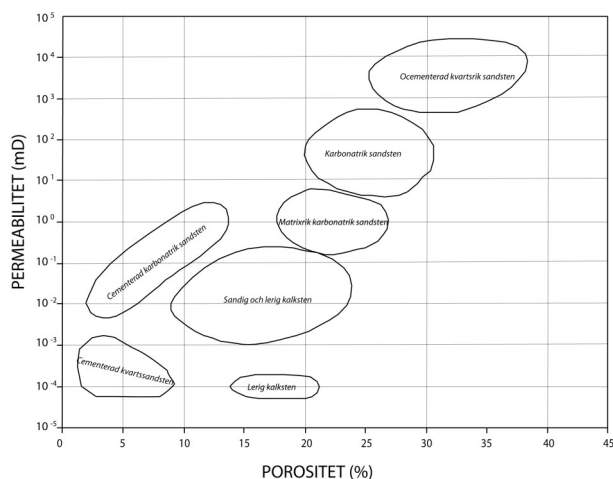


Fig. 5. Porositet och permeabilitet för de olika bergarterna (modifierad från Erlström 1990)

## 2.6.2 Temperatur och tryck

Temperaturen på akvifersvattnet i de filtersatta brunnarna i Lundafältet är ungefär 21-22 °C enligt mätningar från Lunds Tekniska Högskola (1984), dessa mätningar är från provpumpningar från Flackarp 1 som är borrhå till 823 m och från Värpinge 1 som är 764 m djup. Krafttringens data från produktionsbrunnarna vid driftstart 1985 visar på liknande temperaturer (tabell 6).

Trycknivåerna i akviferen ligger i nivå med, eller strax över, markytan (Bjelm & Lindeberg 1994). I produktionsbrunnarna är den statiska vattennivån, när pumparna inte är igång, ungefär 10 m under markytan och den dynamiska, när pumparna körs med 350-400 m<sup>3</sup>/h, ungefär 30 m under markytan (Ottosson 2005).

## 2.6.3 Kemisk sammansättning hos formationsvätskor

Under provpumpningarna 1983 av brunnarna Flackarp 1 och Värpinge 1 togs prover av geotermalvattnet varje dag. Provpumpningarna pågick i drygt 40 dagar vardera och proverna analyserades sedan på laboratorium på Lunds Tekniska Högskola. Analysmetoderna som användes var; atomabsorptionsspektrofotometri för samtliga metaller, titrering för CT och COD (kemisk syreförbrukning), gravimetri för SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>, spektrofotometri för NH<sub>4</sub><sup>+</sup> och NO<sub>3</sub><sup>2-</sup>, och direktvisande elektrodinstrument för pH, redoxpotential och specifik ledningsförmåga (Lunds Tekniska Högskola 1984).

Tabell 2. Data från Lunds Tekniska Högskola (1984) som visar Kemisk sammansättning i geotermalvattnet, medelvärden från mätningar för Flackarp 13 april – 24 maj 1983 och mätningar för Värpinge 21 juni – 1 augusti 1983.

Parameter	Flackarp 1	Värpinge 1
pH	6,5	6,5
Redoxpotential (mV)	-52	-26
Spec. ledningsförmåga (m s/cm)	83	72
Klorid (mg/l)	38 000	35 800
Sulfat (mg/l)	20	1,0
COD (mg/l)	1220	2030
Ammonium (mg/l)	27,8	20,5
Nitrat (mg/l)	<0,002	<0,002
Nickel (mg/l)	<0,005	<0,008
Järn (mg/l)	38,4	53,0
Kalium (mg/l)	87	88
Kisel (mg/l)	6,2	6,1
Aluminium (mg/l)	0,40	0,32
Strontium (mg/l)	1350	1050
Kalcium (mg/l)	7200	6500
Natrium (mg/l)	13 100	13 400
Koppar (mg/l)	0,07	0,10
Mangan (mg/l)	0,23	0,24
Bly (mg/l)	1,00	0,04
Silver (mg/l)	0,11	0,09
Magnesium (mg/l)	1130	980
Fosfat (mg/l)		0
Bikarbonat (mg/l)		104
Total salthalt (%)	6,2	5,8

Resultaten från Lunds Tekniska Högskola (1984) visas i Tabell 2. Kemin i de två testade brunnarna stämmer i stort sett bra överens men det var en viss variation i de uppmätta värdena under provtagningarna. Totala salthalten på geotermalvattnet ligger mellan 5,0% och 6,3%. Vanligaste jonslaget är klorid, följt av natrium och kalcium. Även magnesium, strontium, kalium och järn finns i betydande mängder (Lunds Tekniska Högskola 1984).

Provtagning av gasinnehållet i geotermalvattnet gjordes också under provpumpningarna. Gasen har varit löst i vattnet men har separerat vid tryckändringen från ca 60–80 atm. Vid atmosfärstryck så utgjorde den producerade gasmängden 2,5% av den producerade vätskevolymen. I huvudsak utgörs gasinnehållet av kvävgas (Lunds Tekniska Högskola 1984). Resultaten från Lunds Tekniska Högskola (1984) presenteras i tabell 3.

Tabell 3. Data från Lunds Tekniska Högskola (1984) som visar gassammansättning i brunnarna Flackarp 1 och Värpinge 1. Värdena för argon och Helium är beräknade med kalibrering med syre vilket innebär att värdena möjligtvis bör vara högre. Värden för Flackarp tagna 9 maj 1983. Värden för Värpinge tagna 25 juli 1983.

Gas	Flackarp 1	Värpinge 1
Kväve N <sub>2</sub>	90%	92,5%
Metan CH <sub>4</sub>	3,0%	1,9%
Koldioxid CO <sub>2</sub>	0,9%	1,0%
Argon Ar +(O <sub>2</sub> )	2,8%	2,0%
Helium He	0,4%	0,4%
Väte H <sub>2</sub>	Ev. spår	0
Svavelväte H <sub>2</sub> S	<1 ppm	<1 ppm
Koloxid CO	<1 ppm	<1 ppm
Ammoniak NH <sub>3</sub>	<0,5 %	<0,5%

## 3 Geotermiska anläggningen

### 3.1 Förstudier

På 1970-talet så utförde Oljeprospektering AB (OPAB) seismiska undersökningar av den skånska berggrunden och även ett flertal borrhningar. Allt deras material lämnades över till Lunds Tekniska Högskola som använde materialet för att finna möjliga potentiella reservoarer som går att utnyttja för geotermisk energi (Alm & Bjelm 1995).

I anslutning till dessa förstudier öppnades borrhålet Höllviksnäs 1, en av OPAB:s borrhningar, upp igen 1980 för att undersökas av VIAK AB avseende berggrundens geotermiska potential. Där fann man temperaturer på 55°C på 1800 meters djup. Tidigare hade man funnit temperaturer på upp till 81°C på djup runt 2000m under OPAB:s borrhningar, de högsta temperaturerna i Ljunghusen 1. I början av 1980-talet så börja man också undersöka grundare akviferer eftersom där oftare är mindre kemiska bekymmer och lägre salinitet på mindre djup. Även borrhnings- och driftkostnader blir lägre (Alm & Bjelm 1995).

Borrhningar utfördes då i Landskrona, vid Nyhem, för undersöka om de indikerade sandstenslager av campan ålder, dvs. Lundasandsten (Brotzen 1942) kunde vara en lämplig geotermisk akvifer från cam-



pan. Man utförde geofysiska loggningar och analyser på borrkärnor för att undersöka sandstenens fysikaliska egenskaper (porositet och permeabilitet). Undersökningarna i sydvästra Skåne identifierade sex geologiska formationer som har potential som geotermiska akviferer. Formationerna är; Ljunghusen sandstenen i Falsterboområdet, Buntersandstenen söder om Malmö, Kågerödsarkosen i västra Skåne, jurassiska sandstenen i hela sydvästra Skåne, sandsten från cenoman och äldre krita i hela sydvästra Skåne och sandsten från campan, Lundasandstenen som vi utnyttjar idag i Lund (Alm & Bjelm 1995).

Lunds Tekniska Högskola borrade två testbrunnar 1983, Flackarp 1 och Värpinge 1, och sammanställde en slutrapport med redovisning av deras förundersökningar och rekommendationer till Lunds Energi om fortsatta borrningar och byggande av en geotermianläggning 1984. Finansiärerna till förundersökningsprojektet var Energiforskningsnämnden, Lunds kommun och Oljeersättningsnämnden (Lunds Tekniska Högskola 1984). I de två testbrunnarna gjordes en omfattande karakterisering av berggrunden med fokus på sandstenslagren. En stor del av detta arbete byggde på analys av geofysiska borrhålsloggar och beskrivning av borrkax. Resultaten från mätningar av den naturliga gammastrålningen (GR) gav de mest användbara resultaten för att identifiera förekomsten av sandsstensnivåerna. För att mäta diametern i borrhålet så använde man en trearms caliperlogg och en kombinationslogg användes för att mäta självpotential (SP) och resistans (R). Även temperaturen loggades (Lunds Tekniska Högskola 1984).

De hydrauliska egenskaperna undersöktes med hjälp av pumptester och mätning av återhämtning för bägge brunnarna. Mätningarna användes för att räkna ut randvillkoren, teoretisk avsänkning, transmissivitet, och teoretisk mäktighet på akviferen (Lunds Tekniska Högskola 1984). Analyser gjordes även för att beräkna hur nära produktions- och injektionsbrunnarna kunde vara om man räknar med max 2°C temperatursänkning efter 20 år. Då räknade man med 150 m mäktighet på reservoaren, 25°C som produktionstemperatur och ett flöde på 100 l/s. Med dessa parametrar fann man att produktionstemperaturen skulle börja sjunka efter 10 år och att maxtemperatursänkningen inte skulle överskridas om man hade ett avstånd på 2000 m mellan mittpunkterna av produktionsområdet och injektionsområdet (Bjelm & Alm 2010).

### 3.2 Byggnationsfaser

Lunds Geotermianläggning byggdes i två faser där den första fasen färdigställdes 1985 och den andra ett år senare. Första fasen bestod av två produktionsbrunnar, Skälsåker 1 och 2, och två injektionsbrunnar, Värpinge 2 och 3. Till den andra fasen borrades ytterligare två produktionsbrunnar och tre injektionsbrunnar. Dessa nya brunnar borrades från enbart två borrplatser för att minska anläggningskostnaderna. Detta möjliggjordes genom att förutom en vertikal brunn borrades att de tillkommande brunnarna från respektive borrplats borrades som vinklade borrhål. I anslutning till fas två lades även en av undersökningsbrunnarna till som injektionsbrunn för att fördela trycket i injektionsbrunnarna (Alm & Bjelm 1995). Till första fasen använde man en värmepump med en maxkapacitet på 21 MW,

vid den andra fasen la man till ytterligare en värmepump med en maxkapacitet på 27 MW (Alm 1999).

### 3.3 Design

Systemet består av ett brunnsområde för produktionsbrunnarna och ett område för injektionsbrunnarna. Områdena ligger på ett avstånd av ungefär 2000 m från varandra (Alm 1999). Vattnet går från produktionsbrunnarna via Gunnesboverket sen ner i samma reservoar via injektionsbrunnarna. I Gunnesboverket går vattnet till värmepumpar där temperaturen höjs och energin används till att värma upp vattnet i fjärrvärmesystemet (Ottoosson 2005). Vattnet pumpas i ett slutet kretslopp under högt tryck. Detta för att undvika att gaser som är lösta i vattnet inte ska släppas ut i atmosfären och för att inga kemiska fällningar ska bildas (Erlström et al. 2016). I Gunnesboverket ingår geotermisk som ett av flera källor till uppvärmningen, även elpannor, oljepannor, ackumulatortank och gaspannor används för både värme och elektricitet (Ottoosson 2005). Idag styrs systemet via kontrollanläggningen i Örtoftaverket.

### 3.4 Brunnar

Injektionsbrunnarna är placerade i Värpinge i västra Lund och produktionsbrunnarna är placerade ungefär 2000 m väster om injektionsbrunnarna, observationsbrunnen ligger 1750 m söder om injektionsbrunnarna (figur 1). Det är fyra produktionsbrunnar; Hansagården 1 och 2, och Skälsåker 1 och 2, sex stycken injektionsbrunnar; Värpinge 1-6, och en observationsbrunn; Flackarp 1. De brunnar som gjordes i andra fasen är borrade från två borrplatser med en avvikande produktionsbrunn och två avvikande injektionsbrunnar (Alm & Bjelm 1995). Hansagården 1 och 2 är borrade från samma borrplats. Hansagården 2 är avvikande och Hansagården 1 är rak. Av injektionsbrunnarna är det Värpinge 4-6 som är borrade på samma borrplats med Värpinge 5 och 6 avvikande och Värpinge 4 är rak (Alm & Bjelm 1995).

Alla brunnar har ungefär samma design förutom observationsbrunnen Flackarp 1 (figur 6). När man borrade testbrunnarna Värpinge 1 och Flackarp 1 satte man in olika sorters filter. I Flackarp 1 sitter det "bridge slotted" filter och i Värpinge 1 är det "continuously slotted" filter. Det i Värpinge 1 gav bäst resultat och monterades därför i samtliga av de nya brunnarna (Alm & Bjelm 1995). "Continuously slotted" är den vanligaste filter typen när det kommer till vattenbrunnar och "tillverkas genom att linda valsad tråd, triangulär i tvärsnitt, kring en cirkel av långsgående stavar" (Driscoll 1986). "Bridge slotted" har öppningarna utslagna ur en plåt som sedan rullas och svetsas ihop. Filterlängden är ca. 100 m i brunnarna men är generellt sett längre i injektionsbrunnarna än i produktionsbrunnarna (tabell 4). Mellan filter och borrhållsvägg är en gruspackning för att förbättra flödet till filtret (Alm & Bjelm 1995). Filtren är 6 5/8" och av märket OD Johnson (Bjelm & Alm 2010). I produktionsbrunnarna är det pumpar installerade som hänger ungefär 80 m ner i brunnen och i injektionsbrunnarna är det ett rör som går 80 m ner som används för att spruta in luft i brunnen vid spolning (Alm & Bjelm 1995).

Tabell 4. Djup och filterlängd på brunnarna som används i

Produktionsbrunnar	Djup (m)	Filter (m)	Filterlängd (m)
Hansagården 1	710	609-709	100
Hansagården 2	716	605-695	90
Skälsåker 1	701	596-657	61
Skälsåker 2	669	582-669	87
<b>Injektionsbrunnar</b>			
Värpinge 1	763	602-682	80
Värpinge 2	656	514-649	135
Värpinge 3	630	504-629,5	125,5
Värpinge 4	672	511-658	147
Värpinge 5	774	650-770	120
Värpinge 6	705	573-675	102
<b>Testbrunn</b>			
Flackarp 1	823	635-767	132

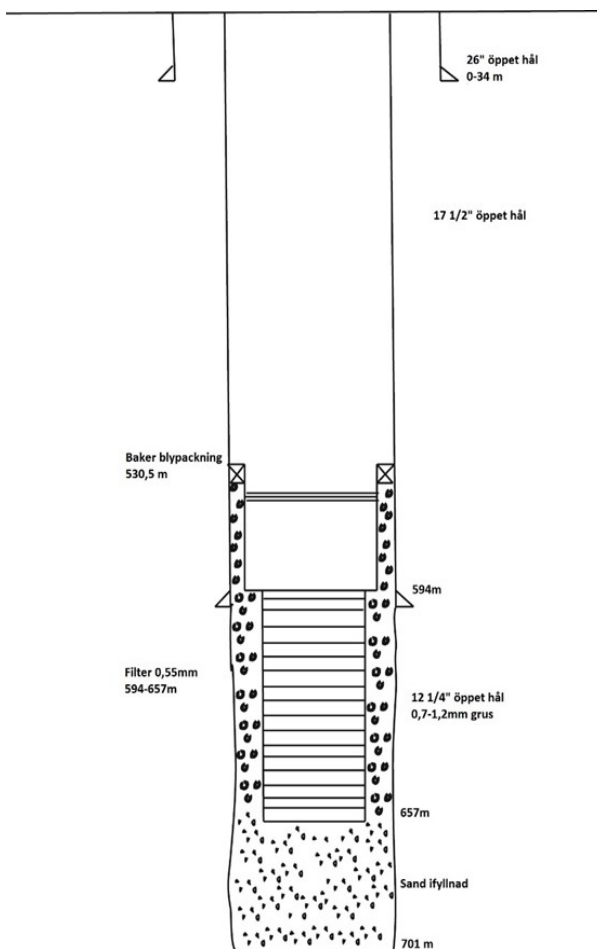


Fig. 6. Skiss över produktionsbrunnen Skälsåker 1, som har ett ganska typiskt utseende (modifierad från Alm & Bjelm 1995)

### 3.5 Rörledningar

Rörledningarna består av ett 4,2 km långt system. Rören är gjorda av plast förstärkt med glasfiber (Ottosson 2005). Rören är placerade på 2 meters djup och en diameter på 400-600 mm (Alm & Bjelm 1995). De är gjorda av märket HOBAS och är byggda för att klara 16 bar och 35°C (Ottosson 2005).

### 3.6 Värmepumpar

Geotermisystemet använder två värmepumpar för att få upp värmen till 80–85°C. Vattnet går igenom en i taget, första värmepumpen utvinner en del av värmen och sedan utvinner den andra värmepumpen ut resten (Alm 1999). Värmepumparna har en effekt på 21 respektive 27 MW. (Ottosson 2005).

Skiss över värmepumpen finns i figur 7. I Värmepumparna finns ett köldmedium som cirkulerar i ett slutet system. Det geotermiska vattnet kokar köldmediet vid lågt tryck i förångaren (1). Trycket höjs sedan med hjälp av en elektrisk kompressor (2) som då även höjer temperaturen (Bjelm & Lindeberg 1994). Tryckhöjningen sker i två steg, först från 16 bar till 25 bar och slutligen till 40 bar (Ottosson 2005). Värmen överförs till fjärrvärmesystemet i en kondensator (5) där köldmediet kyls ner av vattnet från fjärrvärmesystemet och då återgår till vätska igen. Trycket på köldmediet sänks igen i en reduktionsventil (10) och återinförs i förångaren (1) (Bjelm & Lindeberg 1994).

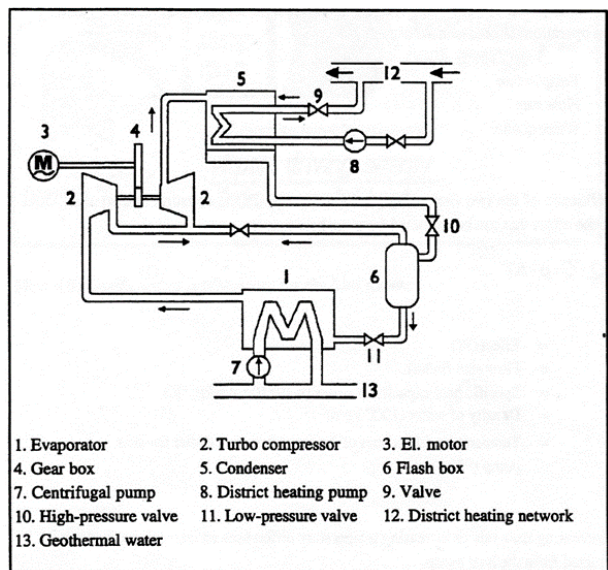


Fig. 7. Principskiss över hur ett geotermisystem med värmepump ser ut från (Alm & Bjelm 1995).

### 3.7 Pumpar

Pumparna är dränkbara pumpar, motorn sitter nere i brunnen, av märket KSB. De har en diameter på 290 mm och sitter i foderrör av storleken 13” 3/8. De sitter på ungefär 80m djup och har en kapacitet på 120 m stighöjd och ett flöde på 120 l/s (pers. kom. Jan-Erik Rosberg, LTH 2017).

## 4 Drift och prestanda

### 4.1 Temperatur och tryck i systemet

Temperaturen på vattnet när det går in i systemet var 2005 ungefär 20°C och temperaturen när det pumpas ner igen är mellan 4-12°C beroende på hur mycket värme som behövs tas ut (Ottosson 2005). Den ingående temperaturen beror på hur mycket vatten som pumpas från de olika brunnarna då de har olika temperaturer. 2010 varierade det mellan 14 och 21°C (Bjelm & Alm 2010) och enligt Krafringens data (figur 8) så har temperaturerna gått ner ytterligare sen dess.

Trycket i injektionsbrunnarna ligger mellan 4 bar och 8 bar. Det ökar successivt under ett produktionsår och sänks igen genom den spolning som regelbundet utförs (Bjelm & Alm 2010).

### 4.2 Effektuttag

Driftsäkerheten har legat på ungefär 95% under hela produktionstiden och ofta högre (Bjelm & Alm 2010). Den totala produktionen av värmeenergi i Lunds fjärrvärmesystem är ungefär 1000 GWh om året, geotermi står för ungefär 25 % av det, 250 GWh. Produktionen går delvis ner på grund av att man introducerat fler energikällor till fjärrvärmesystemet men produktionen påverkas även av flödet och temperaturen i systemet (figur 9). Som mest producerade geotermisystemet ungefär 350 GWh 1993 och stod då för ungefär 40% av fjärrvärmens (Bjelm & Alm 2010).

### 4.3 Flöden

Maxflödet av det geotermiska vattnet genom värmepumparna är 1600m<sup>3</sup>/h. Flödet i injektionsbrunnarna visas i tabell 5. Det varierar mellan de olika brunnarna och flödet ökar kraftigt igen efter att brunnarna spolats, vilket görs ett par gånger per år. Några av brunnarna visar även på ett bättre flöde än vid driftstart (Ottosson 2005).

Den utgående temperaturen från värmepumparna växlar beroende på behov i fjärrvärmesystemet under

året mellan 50-82°C och då även temperaturen på vattnet som går ner i injektionsbrunnarna. På vintern är injektionstemperaturen ungefär 4°C och vid mindre behov går det upp till 12°C (Ottosson 2005).

Tabell 5. Flödesskillnader i injektionsbrunnarna, VÄ-4 och VÄ-6 hade bättre flöde efter spolning än originalflödena, alla brunnar förbättrar sina flöden efter spolning. Data från (Ottosson 2005).

Brunn	Orginalflöde (m <sup>3</sup> /h)	Flöde innan spolning (m <sup>3</sup> /h)	Flöde efter spolning (m <sup>3</sup> /h)	Förbättring efter spolning (%)
Värpinge 2	380	220	348	58
Värpinge 3	380	235	349	49
Värpinge 4	300	275	316	15
Värpinge 5	360	274	335	22
Värpinge 6	200	199	251	26

### 4.4 Utvärdering av produktionsdata

Produktionsdata läses av ständigt av ett övervakningssystem med sensorer i både brunnarna och pumphusen. Datan skrivs ut två gånger per dag och sparas för analys. Parametrarna som läses av i produktionsbrunnarna är temperatur, avsänkning, flödeshastighet och tryck. För injektionsbrunnarna är de avlästa parametrarna injektionstryck, flödeshastighet och i några av brunnarna läses temperaturen också av. Förutom de dagliga avläsningarna provtogs även geotermalvattnet regelbundet på bland annat salinitet (Alm 1999).

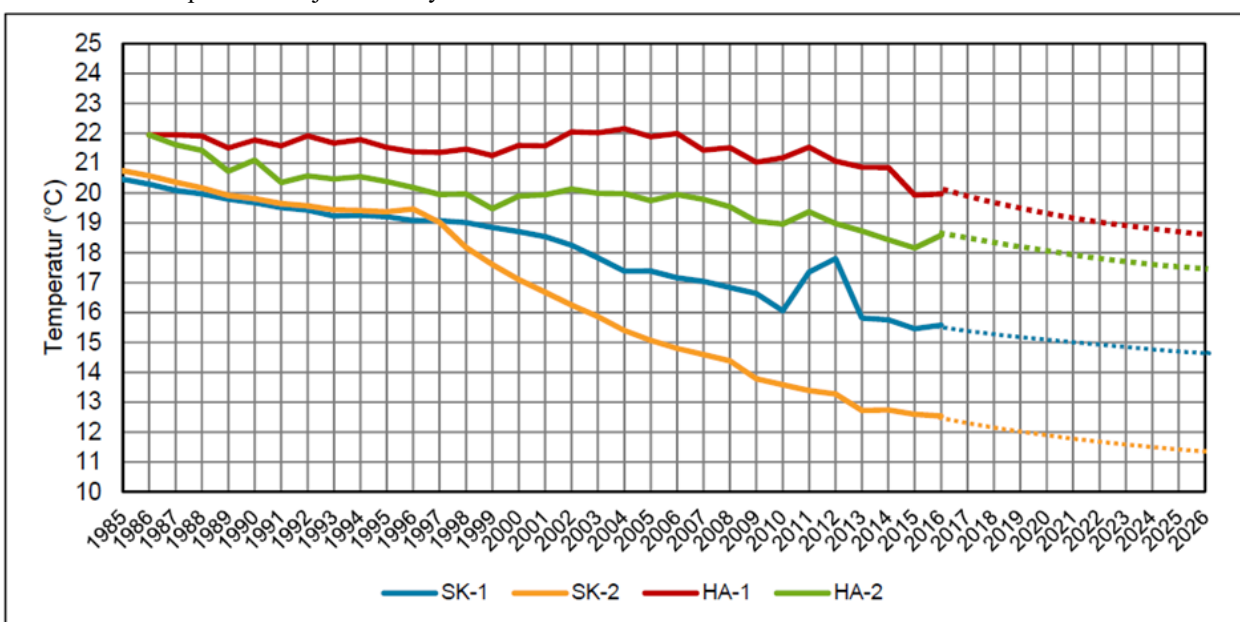


Fig. 8. Diagram som visar temperaturförändringen i produktionsbrunnarna från 1985-2016 och en prognos för hur sänkning kommer se ut fram till 2026 (Peter Ottosson, Krafringen).

## 4.5 Miljöeffekter

Den geotermiska anläggningen har haft en positiv effekt på miljön. Oljeberoendet gick från 100 % till nästan 0 % redan vid start. Utsläppet av kväveoxid och svavel har också minskats drastiskt, samtidigt som man minskat koldioxidutsläpp och stoft i Lund (Alm & Bjelm 1995). De första 10 åren räknar man med att man sparat cirka 300 000 m<sup>3</sup> olja (Alm 1999).

Det negativa är utsläpp av freoner som vid driftstart låg på ungefär 8 ton/år men som snabbt minskades ner och låg på under 2 ton/år 1993 och ytterligare åtgärder har gjorts sen dess för att minska utsläppen. 1990 var det ett längre oupptäckt läckage vilket gjorde att det året läckte det ut över 4 ton freon (Alm & Bjelm 1995).

## 4.6 Brunnar

1985, när projektet startade så låg temperaturen i produktionsbrunnarna runt 21-22°C. Temperatursänkningen har varit större i brunnarna i Skälsåker än i Hansagården, detta på grund av att de ligger ungefär 500 meter närmare injektionsbrunnarna (Bjelm & Alm 2010). Enligt data från Krafringen så var temperaturen i Skälsåker 2 nere på 12,5°C 2016 medan Hansagården 1 hade en temperatur på 20,0°C (figur 9). Krafringens data visar en sänkning på under 5°C i Skälsåker 1 och i Skälsåker 2 är sänkningen över 8°C (tabell 6). I figur 4 kan man se att temperatursänkningen var ungefär den samma i dessa två brunnar fram till 1996. Enligt Bjelm och Alm (2010) så motsvarar detta när det kalla vattnet från injektionsbrunnarna nådde fram till Skälsåker 2. Brunnarna i Hansagården har en temperatursänkning på 2,0°C respektive 3,2°C enligt Krafringens data. Den totala temperatursänkningen i systemet var större än man räknat med, efter 25 års drift hade den sänkts med 6°C, detta kan delvis förklaras av att flödet legat något högre än man räknat med, ungefär 125 l/s, och de närmaste injektions- och produktionsbrunnarna är närmare än det man räknade med

i modellen, 1400 m (Bjelm & Alm 2010), vilket resulterat i att temperatursänkningen förloppet påskyndats.

2013 såg man en utplaning av temperaturerna. Krafringen räknar med att temperaturen kommer ha ytterligare sänkts med ungefär 1°C i Skälsåkersbrunnarna till 2026 medan Hansagårdenbrunnarna kommer ha sänkts med ungefär 1,5°C (tabell 6).

Injektionspumparna har inte satts igen och för att undvika att det ska ske och för att rätta till gruspackningen så spolats brunnarna ett par gånger om året (Bjelm & Alm 2010). I Värpinge 4 fann man år 2000 via loggning att där var ungefär 8 m med partiklar samlade på botten. I Värpinge 2 och 3 som loggades samtidigt fann man väldigt lite partiklar i botten (Ottosson 2005).

Tabell 6. Temperaturdata för produktionsbrunnarna (data från Krafringen).

Brunn	Medeltemp. 1985/1986 (°C)	Medeltemp. 2016 (°C)	Temp. Sänkning (°C)	Medeltemp. Prognos 2026 (°C)
SK-1	20,5	15,6	-4,9	14,5
SK-2	20,8	12,5	-8,3	11,5
HA-1	22,0	20,0	-2,0	18,5
HA-2	21,8	18,6	-3,2	17

## 4.7 Värmepumpar

Värmepumparna ses över varje år, vartannat år görs en större översyn av dem. 1994-1995 byttes kylmedlet ut från R500 till R134A (Ottosson 2005). Detta för att minska utsläppet av freoner (Alm & Bjelm 1995).

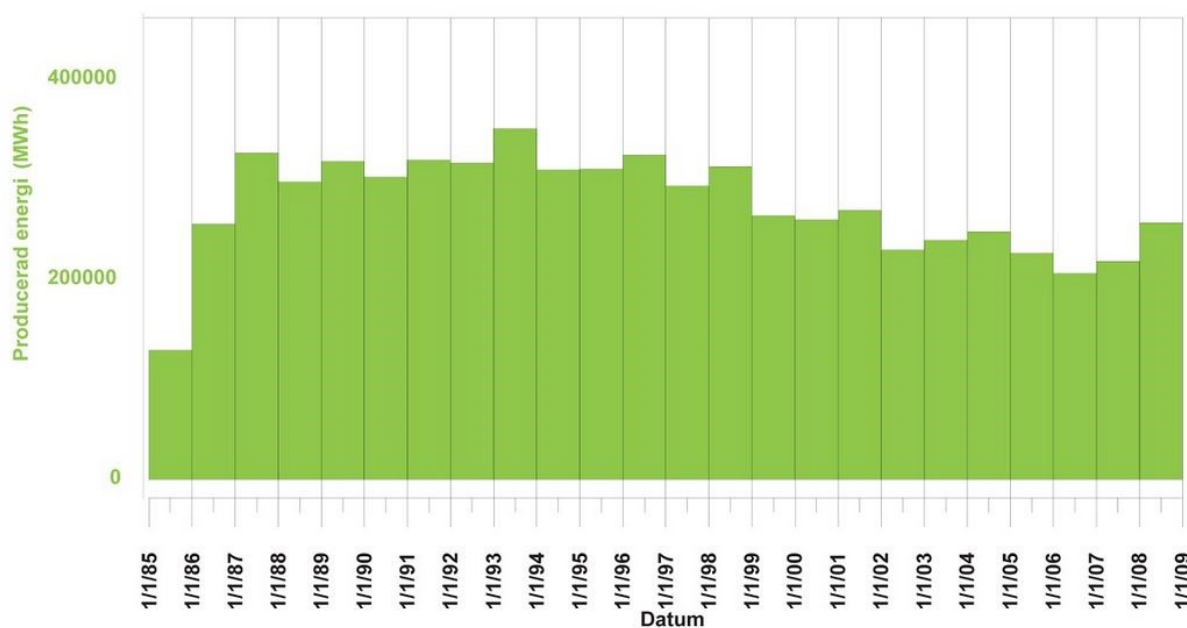


Fig. 9. Diagram som visar hur effektuttaget varierat mellan 1985 och 2009 (modifierad från Bjelm & Alm 2010).

## 4.8 Pumpar

Pumparna är av märket KSB-Mörek och har en elektrisk motor. De ses över vartannat år (Ottosson 2005). Pumparna är 290 mm i diameter vilket ger lite utrymme i foderrören. Detta har skapat problem med utfällningar i brunnarna (pers. kom. Jan-Erik Rosberg, LTH 2017). Stigarna till pumparna var tidigare täckta av epoxi som hade en tendens att spricka när man använde dem, detta gjorde att stålrören inuti dem korroderade. Problemet försvann när man bytte till gummi för att täcka rören (Ottosson 2005). Pumparna har bytts ut och renoverats ett flertal gånger. Avsänkning- en i brunnarna är ungefär 30 m (pers. kom. Jan-Erik Rosberg, LTH 2017).

## 4.9 Åtgärder och insatser

Ett antal åtgärder har gjorts för att förbättra anläggningen sen starten. Kontrollsystemet byttes ut 1999 på grund att det hängde sig ett par gånger om året. Den mekaniska packningen i kompressorn fick ny konstruktion och nytt material på grund av läckage och kort livstid. Stigare till pumparna i produktionsbrunnarna byttes från epoxiöverdragna till gummiöverdragna på grund av att epoxin sprack vilket orsakade korrosion på rören. 2002 byttes en del av rörledningarna ut som spruckit och haft problem med läckage. Efter 12 – 15 år så byttes fjärilsventiler, som reglerar flödet, ut i rörledningarna (Ottosson 2005).

Flest åtgärder har gjorts med värmepumparna. Båda värmepumparna fick 1986 byta ut ”prall” skyddet i kondensorn som är där för att fördela gas i inloppet till kondensorn, originalen klarade inte av tillräckligt höga tryck. Kylmedel byttes ut 1994-1995 från R500 till R134a och delar i kompressorn och kylsystemet byttes ut. 1997 byttes slangarna i kondensatorn ut mot titanlegering (Ottosson 2005).

I Värmepump 2 sattes det in utrustning för att skapa ett magnetfält för att motverka en magnetisering som bildats på grund av att en av delarna i pumpen var magnetiserat vid installation. Kullager byttes i växellådan 1988 på grund av höga temperaturer, ett impellerhjul byttes samma år på grund av skada från en del som lossnat. 2003 byttes hela impellern i kompressorn på grund av skada (Ottosson 2005). Även pumparna har bytts och renoverats vid några tillfällen (pers. kom. Jan-Erik Rosberg, LTH 2017).

1993 började man använda brunnen Värpinge 1 som injektionsbrunn för att minska trycket i de andra brunnarna (Alm & Bjelm 1995).

Injektionsbrunnarna tvättas genom att luft spolats igenom systemet via 80 m långa rör. Fram till 1998 så gjordes detta en gång om året, efter det ökades det till 3-4 gånger per år. Detta görs för att återställa gruspackningarna runt filtren (Ottosson 2005).

## 4.10 Ekonomi

De första 10 åren investerades ungefär 110 miljoner kronor i Lunds geotermisystem. De största investeringarna gjordes de första åren (Bjelm & Lindeberg 1994). Första stadiet av geotermianläggningen kostade ungefär 50 miljoner kronor. Pengarna kom bland annat från ett villkorligt lån från energimyndigheten på 16,5 miljoner kronor som skulle betalas tillbaka om projektet blev lyckat (Alm & Bjelm 1995).

Man räknade med att ha betalat tillbaka efter 3 till 4 år, men på grund av sänkta priser på olja tog det till början av 90-talet istället (Alm & Bjelm 1995). Idag räknar man med att investeringarna har lönat sig flera gånger om (Bjelm & Alm 2010), trots det underhålls som krävs för rekonditionera brunnar, byte av pumpar och bygga om värmepumpar.

## 5 Diskussion

Lunds geotermiska anläggning framstår som ett lyckat projekt. Enligt Bjelm (2010) har det varit en ekonomiskt lyckad affär. Då Lunds fjärrvärmesystem tidigare drevs av framförallt olja har det bidragit till att göra fjärrvärmesystemet miljövänligare eftersom oljeberoendet försvann nästan helt efter bara några år i drift. Den negativa miljöpåverkan som geotermisystemet haft har framförallt varit på grund av läckage av freoner. Reparationer och förbättringar av rörsystem har gjorts för att minska utsläppen och efter 10 års drift byttes kylmedlet ut mot ett som bidrar mindre till utsläppen. Trots detta så släpps det fortfarande ut en del i atmosfären men det har minskat genom åren. Här skulle det behövas ytterligare förbättringar. Nya regler för kylmedel är på gång och det nuvarande som används kan komma att behöva ersättas inom några år vilket medför en förbättring av miljöeffekterna från utsläppen av freoner. Samtidigt kommet ett byte till mer miljövänligt media att sänka effekten i systemet.

Tack vare insatserna i injektionsbrunnarna där man lyckats sänka trycket så har man kunnat hålla en ganska jämn nivå på effektuttaget. Trots detta har energin man producerat gått ner sen 1993, delvis på grund av att andra energikällor bidragit men framförallt på grund av temperatursänkningen i produktionsbrunnarna. Detta är det stora problemet inför fortsatt drift. Temperaturen går ständigt neråt i produktionsbrunnarna då det kalla vattnet från injektionsbrunnarna färdas dit. Störst problem är det i produktionsbrunnen närmast injektionsbrunnarna men även de andra är påverkade. Den största sänkningen är på drygt 8°C men Krafringen räknar med att temperaturerna enbart ska sänkas med ytterligare 1°C de närmaste 10 åren så fortsatt drift ska vara möjlig utan större effektförlust.

Fortsatt drift av Lunds geotermisystem bör vara möjligt med minimal effektförlust i framtiden men ska man expandera anläggningen så behövs ett helt nytt produktionsområde då det nuvarande har börjat kylas ner. Nerkyllningen kommer fortsätta då mer kallt vatten från injektionsområdet når fram. Det tog ungefär 10 år innan nerkyllningen startade i produktionsbrunnen som låg ungefär 1400 m från injektionsområdet, modellering visade att med ett avstånd på 2000 m så hade nerkyllningen fortfarande varit minimal efter 20 års drift. Anmärkningsvärt är dock att initialt bedömdes systemet ha en livslängd på ca 25 år främst beroende på att brunnarna med tiden skulle påverkas av korrosion och sluta fungera. Idag har systemet varit igång 32 år och Krafringen har med de erfarenheter som de fått om hur systemet kan hållas igång med bl.a. reaktivering av brunnar möjliggjort en fortsatt drift som de bedömer kan fortgå ytterligare ett antal år, dock med något minskad effekt.

Vid byggnation av ett nytt geotermisystem i Sverige så behövs mäktiga sedimentära lager med porösa och permeabla lager. Störst möjlighet att finna det

finns i sydvästra Skåne, söder om Romeleåsen. Även andra platser i Sverige med sedimentär berggrund kan vara möjliga reservoarer och ny teknik utvecklas för att kunna utnyttja kristallin berggrund.

I Lund så utnyttjar man Lundasandstenen som geotermisk reservoar, denna sträcker sig längs med Romeleåsen och även sydväst om åsen och möjligheter finns att utnyttja den på fler ställen. Andra formationer har visat på höga temperaturer i formationsvattnet men tillräckligt höga vattenflöden har varit svårare att finna. Med dagens värmepumpar så är det framförallt flödet som är ett problem och inte temperaturen. Grunda akviferer med bra flöde kan därför vara ett alternativ istället för att leta maximala temperaturer på stora djup. Detta minskar också på kostnaden för brunnborrningar.

En fördel med geotermisystem är att de kräver relativt liten infrastruktur ovan jord jämfört med andra energislag som vindkraft, solenergi och förbränningsanläggningar för biobränslen och sopor.

## 6 Slutsats

Lunds geotermisystem har varit ekonomisk lönsam och betalades tillbaka efter mindre än 10 år. Den har haft flera positiva effekter på miljön som minskat utsläpp av koldioxid och svavel. Den har dock bidragit till utsläpp av freoner till atmosfären. Det största hindret mot fortsatt drift i Lund är temperatursänkningen i produktionsvattnet på grund av att det kalla vattnet från injektionsbrunnarna nått fram till produktionsbrunnarna. Geotermisystemet har varit en viktig del Lunds energiproduktion. Det har gett upp till 350 GWh om året och ger idag 250 GWh om året. Detta är ungefär 25% av fjärrvärmens i Lund.

## 7 Tack

Ett stort tack till min handledare Mikael Erlström för allt stöd och hjälp under arbetet. Jag vill även tacka Peter Ottosson och Jan-Erik Rosberg för material och data som de har bidragit med om Krafringens drift av Geotermisystemet. Vill även tacka mina studiekamrater som bidragit med givande diskussioner och hjälp. Vidare vill jag även tacka Sveriges Geologiska Undersökning (SGU) för att jag fått sitta där och arbeta när det behövs.

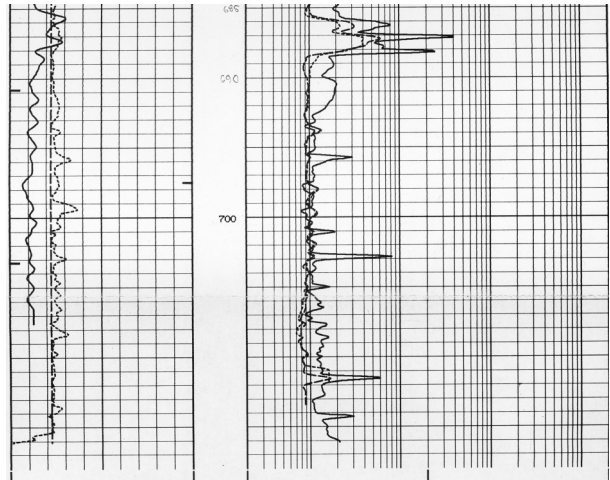
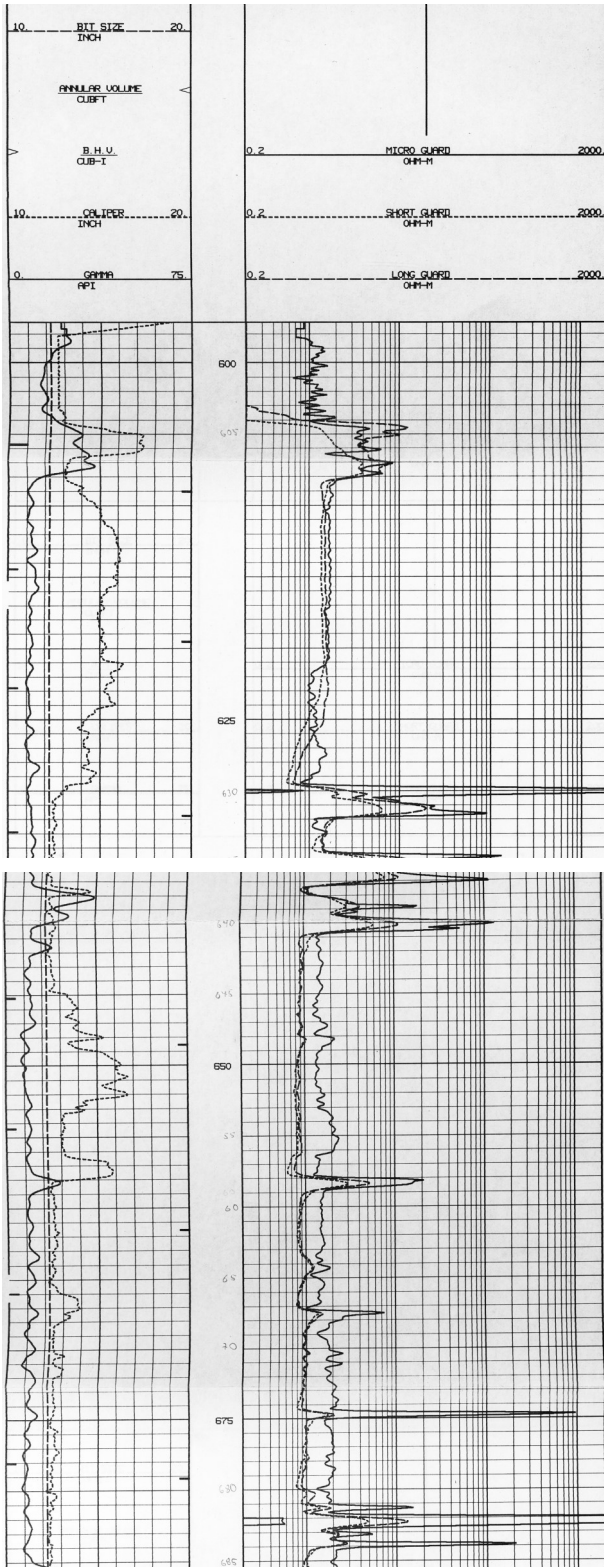
## 8 Referenser

- Alm, P.-G., 1999: Longtime study of geothermal data from a low enthalpy geothermal heat plant. *Twenty-Fourth Workshop on Geothermal Engineering*. Stanford University, California. 6 s.
- Alm, P.-G. & Bjelm, L., 1995: *Geothermal energy in Scania : a summary of research activities and results within the national program for geothermal energy in sedimentary rocks 1977-1994 : NUTEK Project 656 090-3*. Lunds Tekniska Högskola, Lund. 82 sid.
- Barbier, E., 2002: Geothermal energy technology and current status: An overview: *Renewable & Sustainable Energy Reviews* 6, 3-65.
- Bjelm, L. & Alm, P.-G., 2010: Reservoir Cooling After 25 Years of Heat Production in the Lund Geothermal Heat Pump Project. *World Geothermal Congress*. Bali, Indonesia. 5 s.
- Bjelm, L. & Lindeberg, L., 1994: Long-term experience from a heatpump plant in Lund, Sweden, using a low-temperature geothermal aquifer. Lund University of Technology. 4 s.
- Brotzen, F., 1942: Grundvatten i kritlagren vid Landskrona och dess utnyttjande genom djupborrning: *Teknisk Tidskrift* 8, 7.
- Driscoll, F. G., 1986: *Groundwater and Wells*. Johnson Division. 1089 sid.
- Erlström, M., 1990: *Petrology and deposition of the Lund sandstone, upper cretaceous, southwestern Scania*. Sveriges Geologiska Undersökning, 91 sid.
- Erlström, M., 1994: *Evolution of Cretaceous sedimentation in Scania*. Lunds universitet.
- Erlström, M., Mellqvist, C., Schwarz, G., Gustafsson, M. & Dahlqvist, P., 2016: *Geologisk information för geoenergianläggningar – en översikt*. Sveriges Geologiska Undersökning. 56 sid.
- Fetter, C. W., 2014: *Applied hydrogeology Fourth edition*. Pearson Education cop. , Essex, England. 612 sid.
- Japsen, P., 1993: Influence of lithology and neogene uplift on seismic velocities in Denmark: Implications for depth conversion of maps: *AAPG Bulletin*, 194-211.
- Lunds Tekniska Högskola, 1984: *Slutrapport EFN - Projekt 41113 012 Geoprov Lund, Tester, dokumentation och utvärdering av det geotermiska projektet i Lund*. Lunds Tekniska Högskola. 45 sid.
- Ottosson, P., 2005: District Heating Production with Heat Pumps based on Geothermal Energy. *World Geothermal Congress*. Antalya, Turkey. 8 s.
- Sveriges Geologiska Undersökning, 1999: *Berggrundskartan Ulf Sivhed, Hugo Wikman och Mikael Erlström*. Uppsala : SGU, 1999.

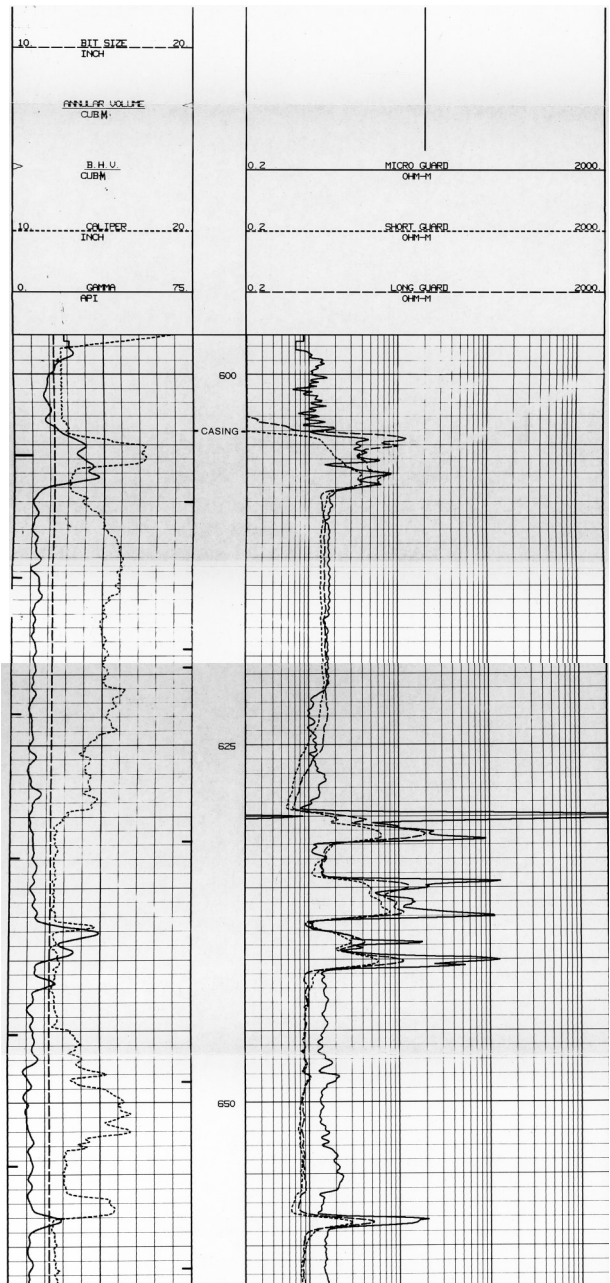


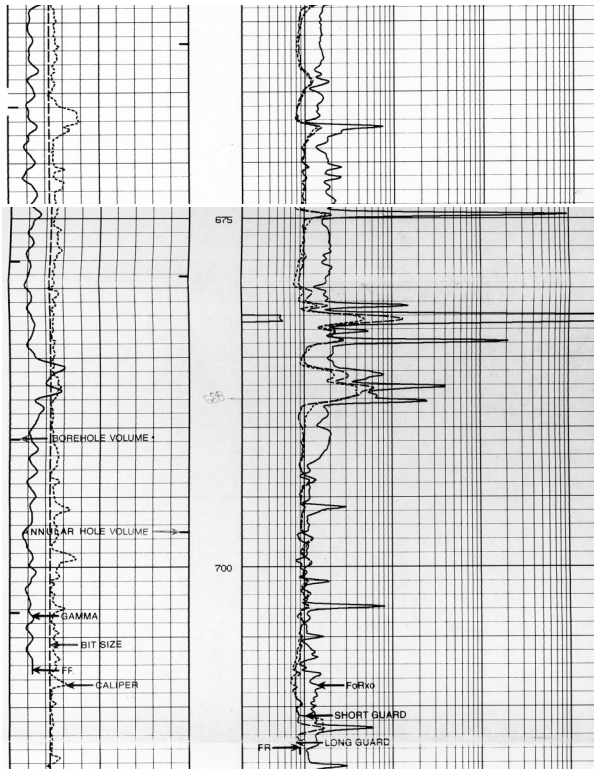
# Bilaga 1. Geofysiska borrlloggar

## Hansgården 1: Naturlig gamma och resistivitet

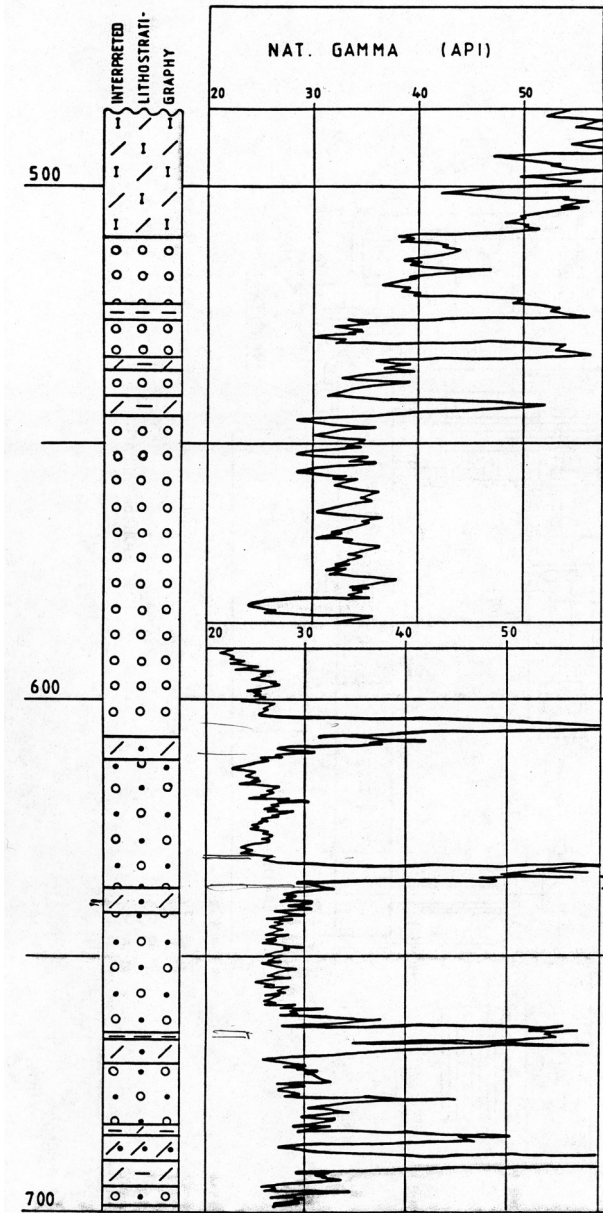


## Hansgården 2: Naturlig gamma och resistivitet



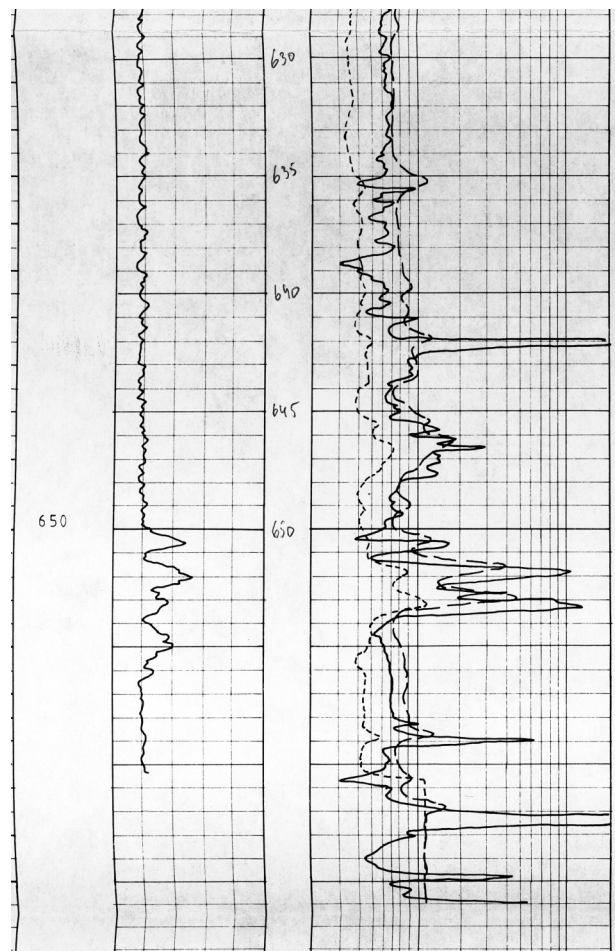
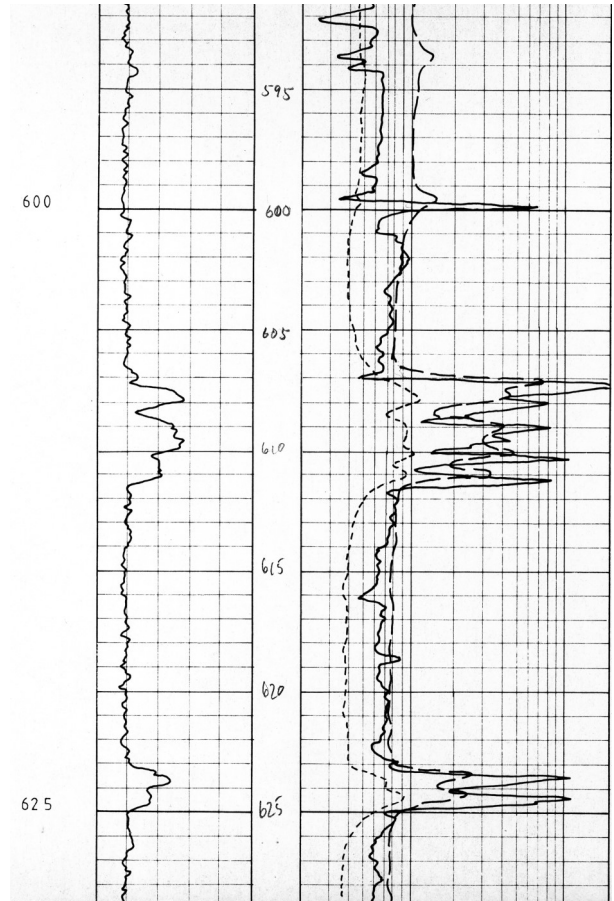
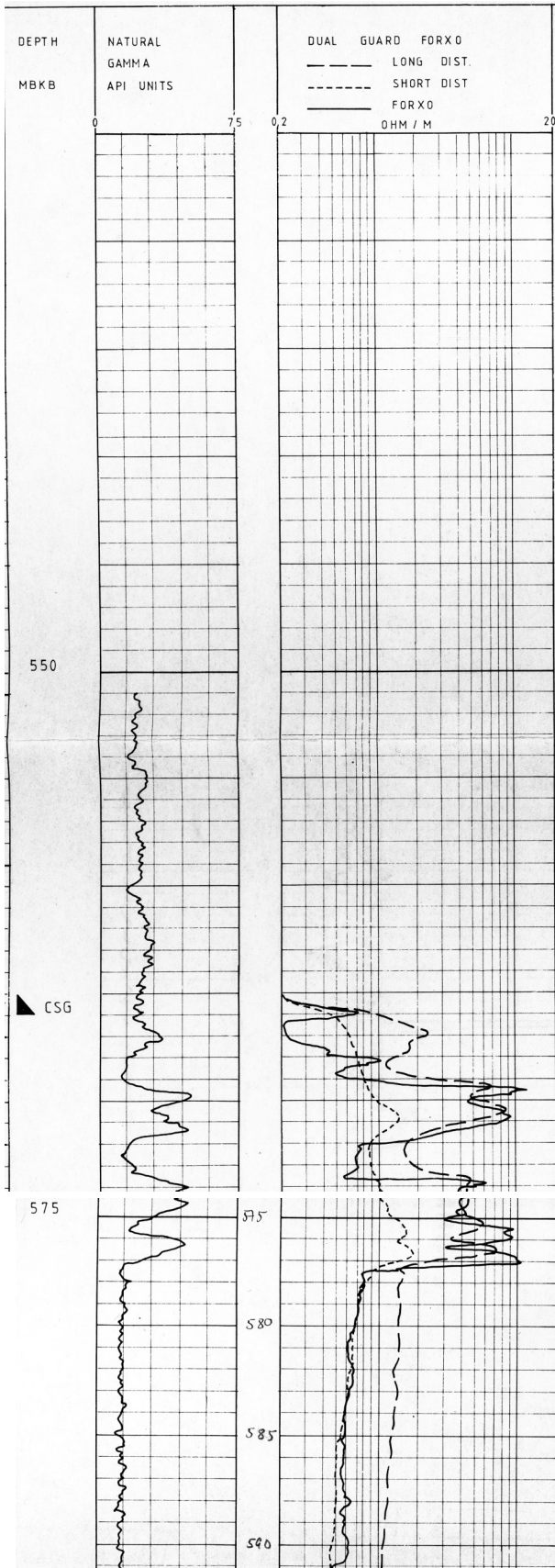


### Skälsåker 1: Naturlig gamma

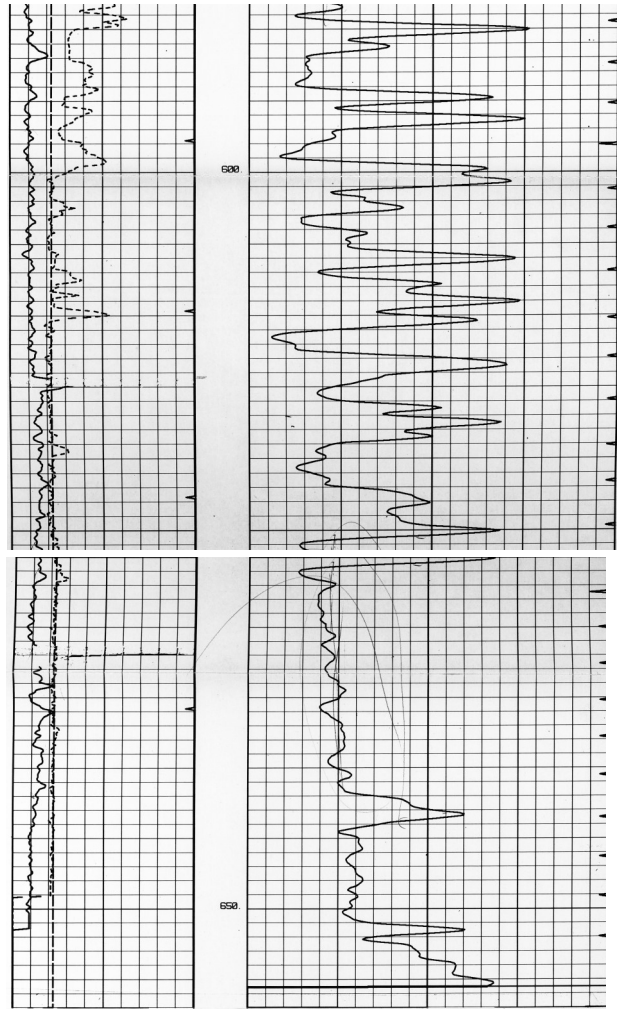
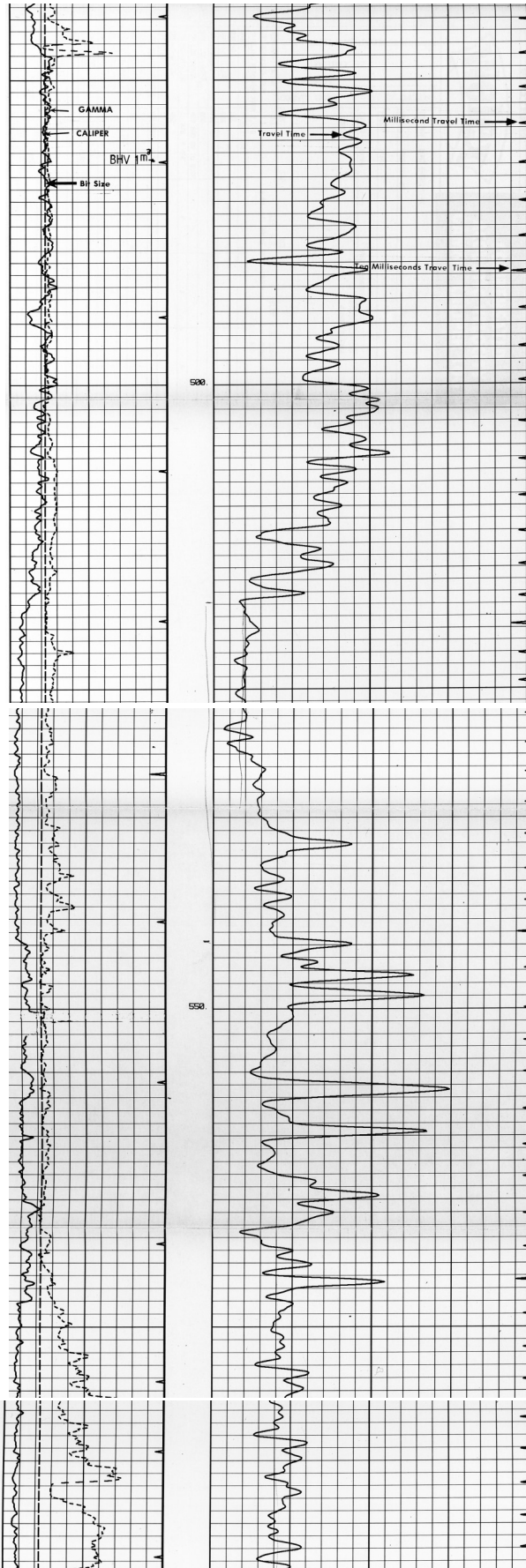




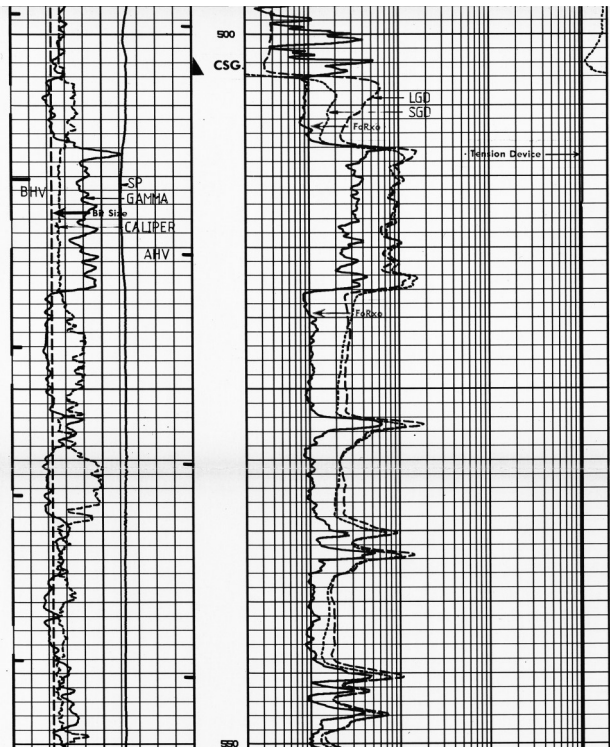
# Skälsåker 2: Naturlig gamma och resistivitet

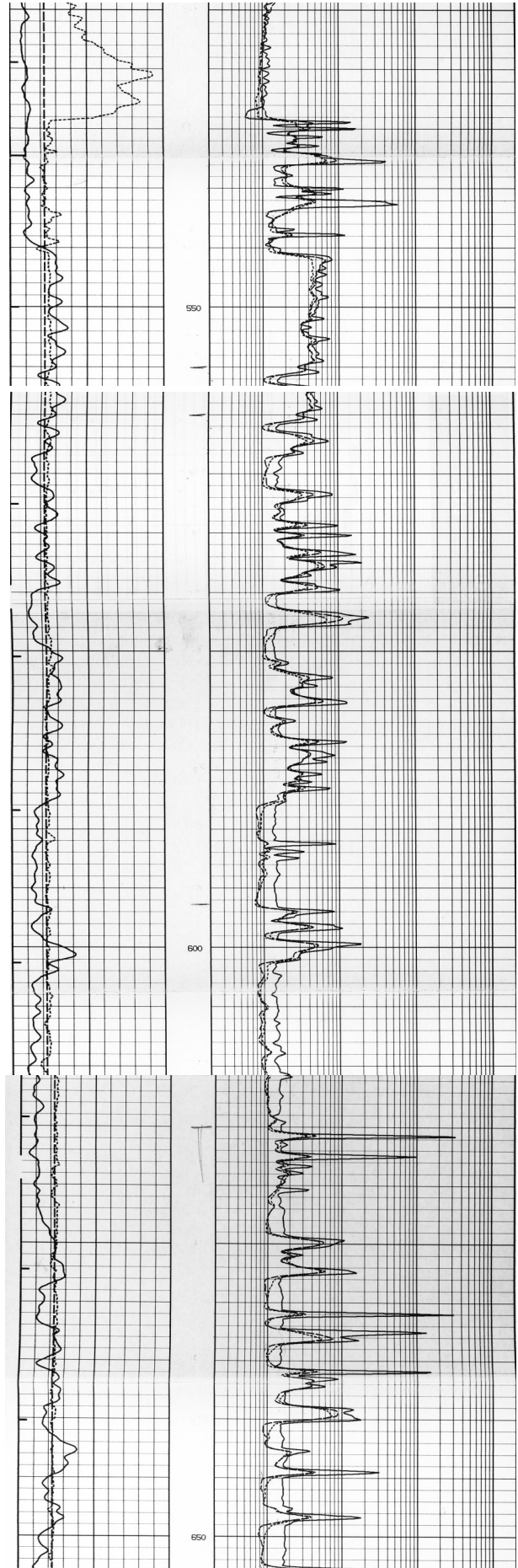
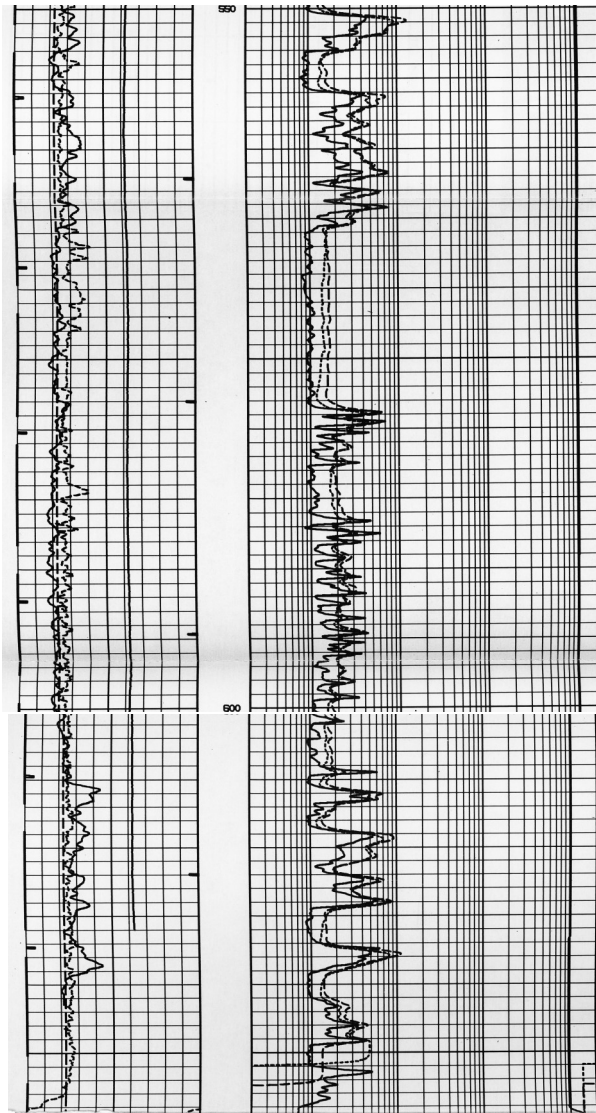


Värpinge 2: Naturlig gamma och acoustic velocity

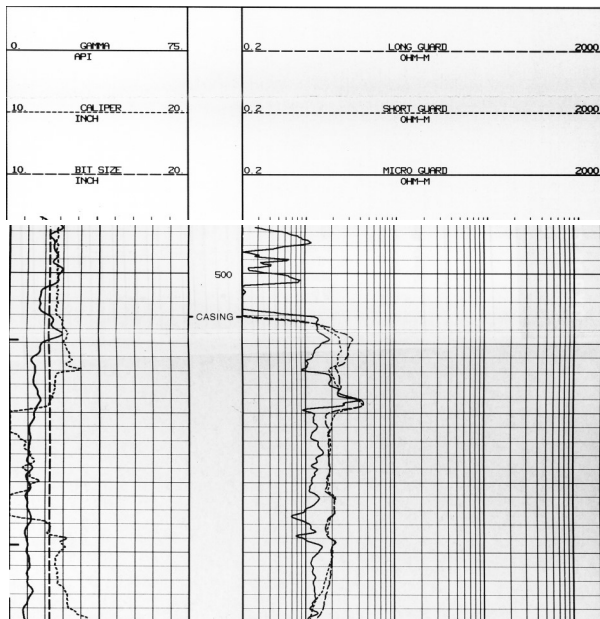


Värpinge 3: Naturlig gamma och resistivitet

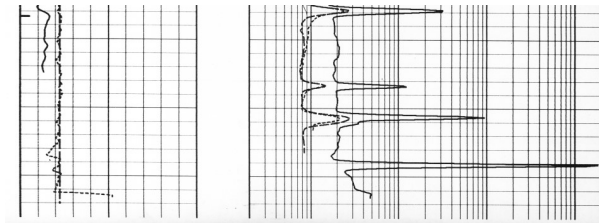




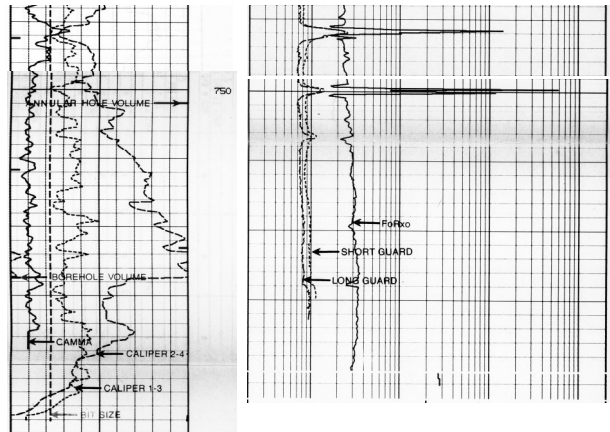
Värpinge 4: Naturlig gamma och resistivitet







Värpinge 5: Naturlig gamma och resistivitet



Värpinge 6: Gammalogg av för låg kvalitet

