



ORKUSTOFNUN
Jarðhitadeild

Vatnsöflun Hitaveitu Akureyrar
Staða og horfur í febrúar 1993
Bráðabirgðaskýrsla

Ólafur G. Flóvenz, Grímur Björnsson
og Guðni Axelsson

Unnið fyrir Hitaveitu Akureyrar

OS-93006/JHD-02. B

Febrúar 1993



ORKUSTOFNUN
Grensásvegi 9, 108 Reykjavík

Verknr. 610 651
/os/pi/jhd.os/hak.t

**Vatnsöflun Hitaveitu Akureyrar
Staða og horfur í febrúar 1993
Bráðabirgðaskýrsla**

Ólafur G. Flóvenz, Grímur Björnsson
og Guðni Axelsson

Unnið fyrir Hitaveitu Akureyrar

OS-93006/JHD-02. B

Febrúar 1993

EFNISYFIRLIT

EFNISYFIRLIT	3
MYNDASKRÁ	3
TÖFLUSKRÁ	3
1. INNGANGUR	4
2. ORKU- OG AFLPÖRF HITAVEITUNNAR	5
2.1 Orkuvinnsla og orkupörfin	5
2.2 Afl og aflþörf	6
3. LAUGALAND Á PELAMÖRK: Bráðabirgðamat á vinnslugetu	7
3.1 Vatnsborðsmælingar	7
3.2 Þjappað geymislíkan	8
3.3 Vinnsluspá	9
3.4 Hagkvæmni virkjunar á Laugalandi á Pelamörk	10
4. REDA DÆLA Í HN-10	11
5. NIÐURDÆLING Í VINNSLUSVÆÐIN	12
6. LEIT AÐ NÝJUM VIRKJUNARSTÖÐUM	14
7. HVERNIG MÁ MÆTA VAXANDI ORKU OG AFLPÖRF	15
HEIMILDIR	18

MYNDASKRÁ

Mynd 1. Vatnsborðsmælingar gerðar í holum á Pelamörk. Tíminn er í klst frá miðnætti 11. nóvember 1992 og er 1 vika milli strika á ásnúm.	7
Mynd 2. Þjappað geymislíkan af Laugalandssvæðinu.	8
Mynd 3. Mælt og reiknað vatnsborð holu LPN-11 með þjöppuðu geymislíkani.	8
Mynd 4. Vatnsborðsspá fyrir holu LPN-11.	9
Mynd 5. Þróun orkunotkunar hjá Hitaveitu Akureyrar og áætluð orkupörf til ársins 2008	17

TÖFLUSKRÁ

TAFLA 1. Ársmeðalvinnsla vinnslusvæða Hitaveitu Akureyrar. Við umreikning í gígavattsstundir (GWh) er miðað við nýtingu í 30°C.	5
TAFLA 2. Uppsett afl vinnslusvæðum Hitaveitu Akureyrar með n verandi dælub naði og kynditækjum.	6
TAFLA 3. Yfirlit um kosti sem Hitaveita Akureyrar til aukinnar orkuvinnslu.	15

1. INNGANGUR

Nú eru liðin fimm ár frá því síðast var tekin saman yfirlitsskýrsla um stöðu og horfur í vatnsöflun Hitaveitu Akureyrar (Guðni Axelsson og fleiri, 1988). Í þeirri skýrslu var því spáð að núverandi vinnslusvæði myndu anna orkuþörf Hitaveitunnar fram til ársins 1994 eða svo. Áður tæki samt að gæta aflþurrðar í mestu álagstoppum á veturnum. Lítil notkun í góðærinu 1991 vakti þó vonir um að núverandi svæði myndu anna orkuþörfinni fram undir aldamót. Það er hins vegar varhugavert að draga miklar ályktanir af árssveiflum í veðurfari eins og komið hefur í ljós undanfarna mánuði.

Spáin frá 1988 hefur að mestu leysi gengið eftir og nú er svo komið að tekið er að gæta aflþurrðar í kuldaköstum. Því er ástæða til að staldra við og shuga þá kosti sem fyrir hendi eru til að tryggja næga orku og afl næstu árin.

Í aðalatriðum hefur vatnsvinnsla árána 1988 - 1992 fylgt þeim tillögum sem gerðar voru í yfirlitsskýrslunni frá 1988. Jarðhitaleit var fram haldið á Botnssvæðinu og við Laugaland á Þelamörk. Lagt var út í viðamikla líkangerð af jarðhitasvæðunum í Eyjafirði. Er þeirri vinnu lokið á Botni (Guðni Axelsson og Grímur Björnsson, 1992) og undirbúningur að sambærilegu verki hafinn fyrir Laugaland í Eyjafirði. Þar voru jafnframt gerðar tilraunir með niðurdælingu vatns (Ólafur G. Flóvenz og fleiri 1991).

Hér á eftir fylgir yfirlit yfir stöðu mála á hverju svæði og hjá veitunni í heild og ræddir þeir kostir sem helst geta bætt úr orku- og aflþörf veitunnar á næstu árum.

2. ORKU- OG AFLPÖRF HITAVEITUNNAR

Jarðhitasvæðin sem Hitaveita Akureyrar nýtir þurfa hvoru tveggja að gefa af sér varmaorku sem fullnægir ársþörfum veitunnar, en jafnframt verða þau að skila miklu afli í kuldaköstum (þ.e. orku á tímaeiningu). Þessa tvo þætti verður að stilla saman í nýtingu svæðanna þannig að aldrei komi til þess að Hitaveituna skorti vatn. Orkan í jarðhitasvæðunum hefur fram að þessu verið næg en senn fer að bera á aflskorti á kaldasta tíma ársins.

2.1 Orkuvinnsla og orkuþörfin

Tafla 1 gefur yfirlit um orkuvinnslu jarðhitasvæðanna sem Hitaveita Akureyrar nýtir ásamt orkuvinnslu í varmadælum. Árið 1992 notaði Hitaveitan að meðaltali 123 sekúndulítra vatns úr jarðhitasvæðunum sem jafngilda 230,8 GWh af varmaorku við nýtingu í 30°C. Þessu til viðbótar framleiddi Hitaveitan 9,6 GWh með varmadælum, alls 240,4 GWh. Af töflunni má ennfremur sjá að á árinu 1992 nýtti Hitaveitan um 95% þeirrar orku sem jarðhitasvæðin eru talin geta gefið af sér fram til ársins 2000. Þannig voru svæðin á Botni og Ytri-Tjörnum fullnýtt miðað við núverandi dælubúnað, 92% af orkuvinnslugetu Laugaland var nýtt og 83% af Glerárdal.

TAFLA 1. Ársmeðalvinnsla vinnslusvæða Hitaveitu Akureyrar. Við umreikning í gígavattsstundir (GWh) er miðað við nýtingu í 30°C.

Ársmeðalvinnsla af vinnslusvæðum Hitaveitu Akureyrar												
Ár	Botn 85°C		Syðra- Laugaland 95°C		Ytri- Tjarnir 80°C		Glerár- dalur 60°C		Samtals		Varma- dælur GWh	Heildar- orku- vinnsla GWh
	l/s	GWh	l/s	GWh	l/s	GWh	l/s	GWh	l/s	GWh		
1981	3,8	7,6	82,1	195,8	41,6	76,3	3,3	3,6	130,8	283,4	0	283,4
1982	28,5	57,5	65,8	157,0	28,1	51,6	23,4	25,8	145,8	291,9	0	291,9
1983	33,0	66,6	50,4	120,2	36,2	66,4	30,0	33,0	149,6	286,4	0	286,4
1984	32,7	66,0	38,3	91,4	35,0	64,2	27,3	30,0	133,3	251,6	13,5	265,1
1985	30,8	62,2	39,7	94,7	24,9	45,7	23,1	25,4	118,5	228,0	19,8	247,8
1986	30,3	61,2	30,9	73,7	21,7	39,8	18,8	20,7	101,7	195,4	15,1	210,5
1987	30,6	61,8	34,7	82,8	18,5	33,9	15,6	17,2	99,4	195,7	13,1	208,8
1988	28,4	57,3	42,5	101,4	19,6	36,0	15,3	16,8	105,8	211,5	12,3	223,8
1989	29,9	60,3	43,8	104,5	18,7	34,3	13,5	14,8	105,9	213,9	14,0	227,9
1990	28,9	58,3	47,2	112,6	19,1	35,1	15,9	17,4	111,1	223,4	12,3	235,3
1991	28,1	56,7	44,0	104,9	20,8	38,2	14,5	15,9	107,4	215,7	12,3	228,0
1992	29,4	59,5	42,3	100,5	29,8	53,4	15,9	17,4	117,4	230,8	9,6	240,4
Vinnslu- geta til 2000	29	58,5	46	109,7	29	53,2	19	20,9	123	242,3		
Meðal- nýting 1992	101%		92%		100%		83%		95%	95%		

2.2 Afl og aflþörf

Þau tvö atriði sem aðallega takmarka afl virkjaðra jarðhitasvæða eru annars vegar gerð dælna í vinnsluholum og hins vegar vatnsborð á hverjum tíma. Á sumrin stendur vatnsborð yfirleitt hátt í holum og þá ráða afköst dælnanna hve mikið má taka upp. Síðla vetrar er það oftast lágt vatnsborð í holunum sem takmarkar hve miklu má dæla. Því skiptir höfuðmáli að haga vinnslunni þannig að aflmesta svæðið sé sparað fyrir álagstíma á veturnum.

Auk uppsetta aflsins í jarðhitasvæðunum eru til staðar um 12,5 MW í olfukatli Hitaveitunnar og í litlum rafskautakatli. Þessir katlar duga til að hita um það bil 60 l/s af 30°C heitu bakrásarvatni upp í 80°C, en það er nánast allt það bakrásarvatn sem fæst við hámarksálag. Tafla 2 sýnir uppsett afl veitunnar.

TAFLA 2. Uppsett afl á vinnslusvæðum Hitaveitu Akureyrar með núverandi dælubúnaði og kynditækjum.

Svæði	Hámarks rennsli l/sek	Varmaafli MW
Laugaland	145	39,4
Ytri-Tjarnir	34	7,5
Botn	33	8,6
Glerárdalur	23	2,9
Samtals frá jarðhitasvæðum	235	57,4
Rafhitun/ölfuhitun á bakrásarvatni	60	12,5
Samtals uppsett afl	295	69,9
Áætluð hámarksaflþörf	230	48

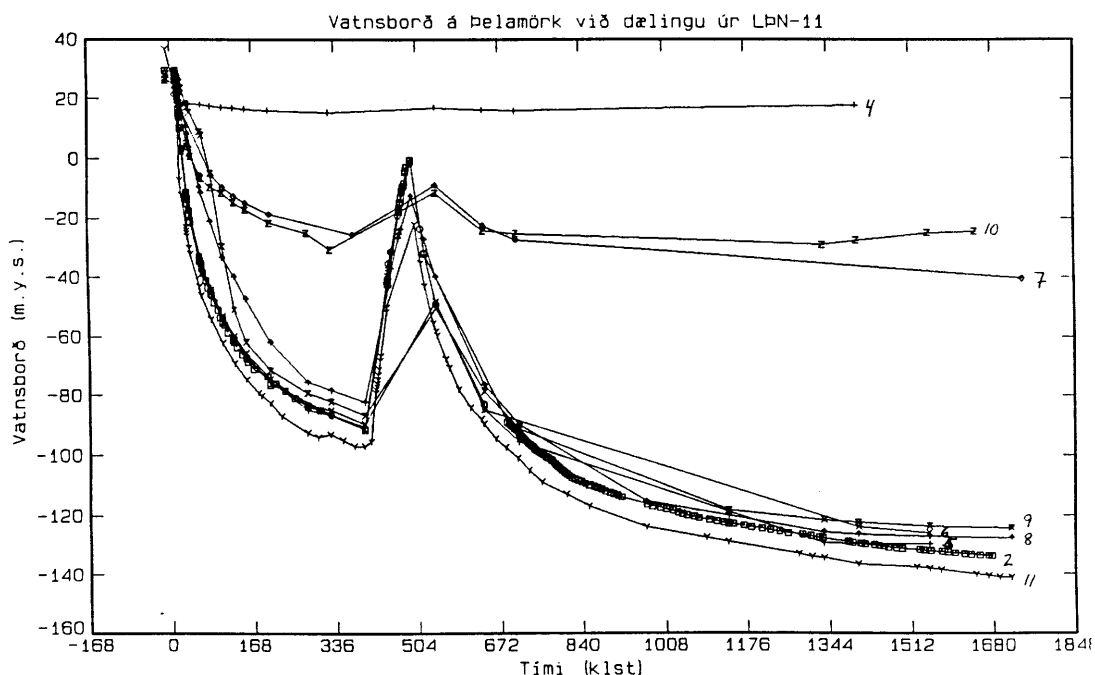
Samkvæmt töflunni er uppsett afl veitunnar nóg til að anna áætlaðri hámarksaflþörf ef vatnsborð á Laugalandi leyfir að allar dælur séu í gangi þar samtímis á fullum afköstum. Ef vatnsborð á Laugalandi fer hins vegar það neðarlega að draga verður verulega úr dælingu minnkar tiltækt afl Hitaveitunnar mjög verulega. Veldur bæði að Laugalandsholurnar eru mjög aflmiklar og að skert vinnsla þaðan dregur úr fánlegu bakrásarvatni og þar með úr aflframleiðslu olfu- og rafskautakatta. Af þessum sökum er gífurlega mikilvægt að spara Laugalandssvæðið eins og frekast er kostur þegar aflþörf er lág þannig að vatnsborð þar sé aldrei það neðarlega að til aflþurrðar komi í kuldaköstum á veturnum.

3. LAUGALAND Á ÞELAMÖRK: Bráðabirgðamat á vinnslugetu

Hér á eftir er lýst frumúrvinnslu vatnsborðs- og rennslismælinga sem safnað hefur verið í holum á Laugalandi á Þelamörk. Úrvinnslan byggir á mælingum sem voru gerðar eftir að dæling hófst úr holu LPN-11 þann 11. nóvember 1992. Gögnin voru felld að tveggja geyma þjöppuðu líkani sem er opið til geymis þar sem þrýstingur er stöðugur. Sýnd er spá um vatnsborð holu LPN-11 við mismikla vinnslu úr svæðinu og að lokum er grófmætinn hagkvæmni virkjunar fyrir Akureyri.

3.1 Vatnsborðsmælingar

Mynd 1 sýnir vatnsborðsmælingarnar sem safnað hefur verið í holum 2-11 á Þelamörk. Til að gæta samræmis eru allir ferlar miðaðir við metra yfir sjávarmáli. Myndin sýnir að vatnsborð er nánast það sama í holum 2,3,5 og 6 framan af mælitismanum. Holur 8 og 9 fylgja á eftir sem eðlilegt er sökum fjarlægðar þeirra frá LPN-11. Þó má benda á að hola 9 slóraði fyrstu 4 daga prófsins en tók síðan verulegan kipp og fór fram úr holu 8 í vatnsborði. Hugsanlegt er að þarna hafi brostið einhverskonar fyrirstaða í jarðhitakerfinu. Hola LPN-11 fylgir hegðan vatnsborðs í holum 2,3,5 og 6 en er ætíð um 5 m lægri. Um það bil 50-100 m eru milli LPN-11 og hinna holnanna. Það sýnir að lekt er mjög góð við holurnar því 5 m vatnsborðsmunurinn er samanlagt þrýstifall vegna lektarmótstöðu og iðustreymistapa á þessu bili. Væntanlega gætir hér áhrifa vel lekra sprungna.



Mynd 1. Vatnsborðsmælingar gerðar í holum á Þelamörk. Tíminn er í klst frá miðnætti 11. nóvember 1992 og er 1 vika milli strika á ásnum.

Vatnsborð í holum 4, 7 og 10 stendur mun hærra en í fyrrnefndu holunum. Virðist sem hola 4 verði tæplega vör vinnslunnar á Þelamörk. Í holum 7 og 10 á sér hins vegar stað niðurrennsli úr grunnum æðum og heldur það uppi vatnsborði. Sams konar niðurrennsli á sér stað í holum 6 og 8. Í þeim nær vatnsborð samt að fylgja vatnsborði jarðhitageymisins sökum þess að bestu æðar holnanna eru í botni. Má auðveldlega heyra niðurrennslisgjálfrið í þessum holum öllum.

3.2 Þjappað geymslíkan

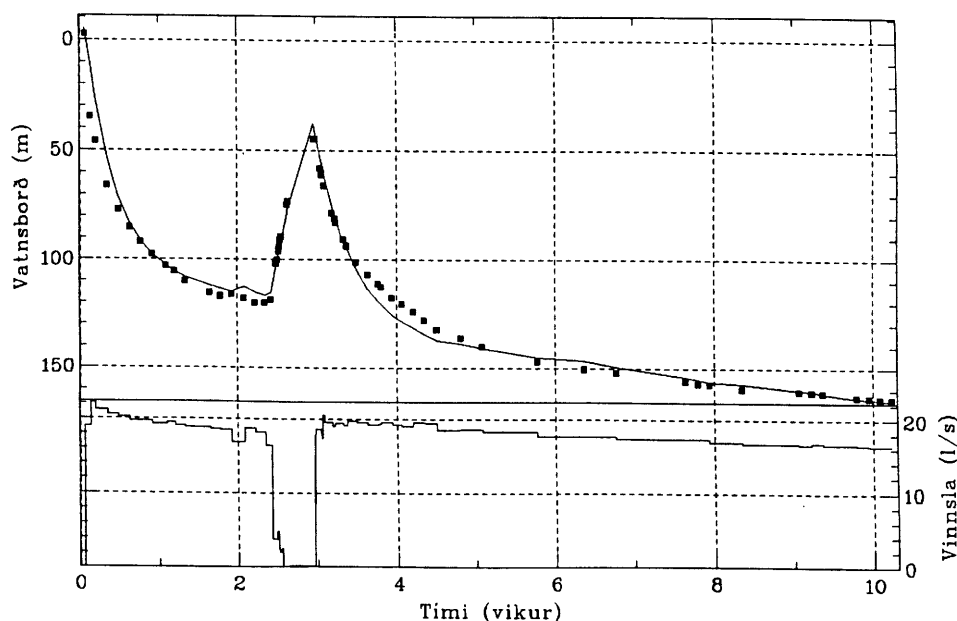
Mynd 2 sýnir þjappað líkan sem gert var af Þelamerkursvæðinu. Það er byggt úr tveimur geymum sem má skoða sem innri (1) og ytri (2) hluta jarðhitakerfisins (sjá t.d. Guðna Axelsson o.fl. 1988). Þessir geymar hafa rúmmálseiginleikana κ_1 og κ_2 og tengjast um rennslisviðnámið σ_1 . Ytri geymirinn er síðan tengdur vatnskerfi, um viðnámið σ_2 , sem helst stöðugt í þrýstingi. Inn á mynd 2 eru færð gildi stuðlanna sem ákvarða líkanið. Mynd 3 sýnir svo hvernig til tókst um samræmi mældra og reiknaðra ferla.

	κ_1 : 4.42	κ_2 : 79.9
A (1) : 2.23E-05	-----	-----
L (1) : 3.76E-06		
A (2) : 1.29E-06	1.	2.
L (2) : 8.98E-08		
	-----	-----
	σ_1 : 1.57E-05	σ_2 : 7.58E-06
		Stöðugur þrýstingur

Mynd 2. Þjappað geymslíkan af Laugalandssvæðinu.

Hægt er að tengja stuðlana κ_1 og κ_2 við rúmmál jarðhitakerfisins sem vinnslan úr holu LÞN-11 hefur "séð" fram að þessu. Þá gildir að $\kappa = V c_t \rho$ þar sem V er rúmmál geymisins, c_t er heildarþjappanleiki hans (hér metinn $5 \times 10^{-11} \text{ Pa}^{-1}$) og ρ er eðlisþungi vatnsins í geyminum (hér áætlað 970 kg/m^3). Fæst þá að innri geymirinn samsvari teningi sem er 450 m á kant ($9 \times 10^7 \text{ m}^3$) en sá ytri er teningur með tæplega 1200 m kantlengd ($1.6 \times 10^9 \text{ m}^3$). Er þá gert ráð fyrir að geymirinn svari vinnslunni einungis með þjappanleika bergs og vatns. Þetta svarar til þess að flatarmál jarðhitakerfisins sé af stærðargráðunni 1 km^2 . Til samanburðar má geta þess að flatarmál Botnsvæðisins er metið með svipaðri aðferð 5 km^2 og Laugalands syðra sem 15 km^2 (Guðni Axelsson o.fl., 1988).

27 Jan 1993 grb
LUMPFIT



Mynd 3. Mælt og reiknað vatnsborð holu LÞN-11 með þjöppuðu geymslíkani.

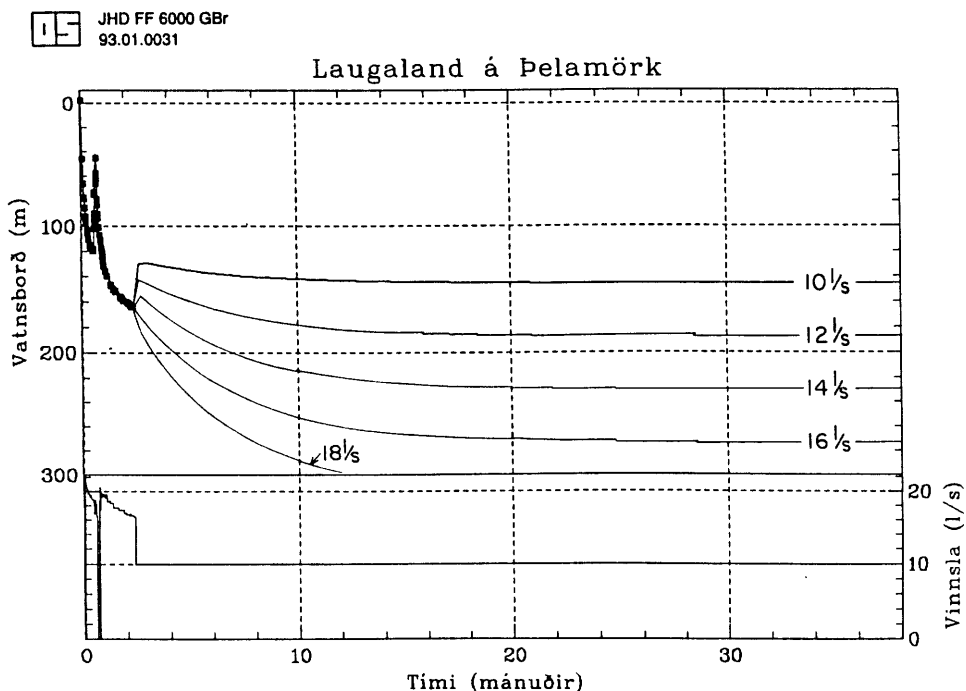
Æskilegt hefði verið að byggja þriggja geyma líkan fyrir Þelamerkurkerfið og fá þannig skýrari hugmynd um ytri hluta þess. Það tókst hins vegar ekki vegna óstöðugleika í ítrekunum. Því ber að líta á ofangreint líkan sem hliðstæðu bergrúmmáls sem er 1 km á kant með holu LPN-11 í miðju. Þetta rúmmál er síðan tregtengt vatnskerfi með stöðugum þrýstingi sem gæti verið dýpri hluti jarðhitakerfisins, grunnvatnskerfið ofan á eða blanda þessara tveggja. Það mun skýrast eftir því sem vinnslusagan lengist.

Vinnslusaga LPN-11 á mynd 3 var jafnframt felld að grunnvatnslíkani Theis. Fékkst þá góð samsvörun við fyrri hluta dæluþrófsins ef upphafsvatnsborð er -6 m, leiðnistuðull T er $3,2 \times 10^{-5} \text{ m}^2/\text{s}$ og vatnsrýmd S er $3,2 \times 10^{-2}$. Gildi leiðnistuðulsins er mjög lágt meðan vatnsrýmdin er mikil. Þetta má túlka þannig að þó lekt sé góð í sprungunni sem LPN-11 vinnur úr, þá er meðallekt alls jarðhitakerfisins lág. Háa vatnsrýmdargildið má hins vegar túlka sem áhrif innrennslis frá vatnskerfi með stöðugum þrýstingi, líkt og gert er ráð fyrir í þjappaða líkaninu.

Að lokum er rétt að taka fram að hægt var að herma vinnslugögnin í holu LPN-11 með tveggja geyma, lokuðu líkani. Ógn og skefning vofir yfir ef jarðhitakerfið er lokað, því þá myndi það tæmast á innan við ári. Þessum kosti er auðvelt að hafna því slíkt líkan megna ekki að skýra mörg þúsund ára rennslis úr hverum og laugum við Laugaland né vinnsluna úr holu 2 í tæp 30 ár.

3.3 Vinnsluspá

Þjappaða líkanið á mynd 2 var að lokum notað til að spá fyrir um vatnsborð holu LPN-11 í langtíma vinnslu. Mynd 4 sýnir niðurstöðuna fyrir 10, 12, 14, 16 og 18 l/s vinnslu. Þar sést að tæplega er að vænta meir en 14 l/s jafnaðarvinnslu úr holunni, miðað við 230 m niðurdrátt. Rétt er að taka fram að þetta mat á eftir að skýrast eftir því sem vinnslusagan lengist, og gæti það breyst hvort sem er til hækkunar eða lækkunar. Þannig er spáin mjög viðkvæm fyrir ytri hlutum jarðhitakerfisins, sem vinnslan úr LPN-10 á enn eftir að hafa áhrif á. Þessa spá ber því að nota sem **bráðarbirgðamat**. Þó virðist ljóst að svæðið stendur ekki undir þeim 20 l/s sem fyrst var vonast eftir nema til niðurdælingar komi í nokkrar rannsóknarholnanna sem nú eru tiltækar.



Mynd 4. Vatnsborðsspá fyrir holu LPN-11.

3.4 Hagkvæmni virkjunar á Laugalandi á Þelamörk

Ástæða er til að meta orkuverð frá hugsanlegri virkjun Þelamerkursvæðisins fyrir Hitaveitu Akureyrar. Við útreikning á orkuverðinu er stuðst við eftirfarandi forsendur:

Ársmeðalvinnsla:	14 l/s
Niðurdráttur:	230 m
Áfallinn stofnkostnaður	60 Mkr
Stofnkostnaður aðveitu	60 Mkr
Heildarstofnkostnaður	120 Mkr
Afskriftatími	25 ár
Vextir	6%
Kæling í aðveitu	8°C
Árleg orkuframleiðsla	27,2 GWh
Raforkuverð	2,50 kr/kWst
Nýtni í dælu	0,50
Meðalverð raforku	2,94 kr/kWst
Meðalafgjald raforku	4946 kr/kW/ár
Árlegur raforkukostnaður	2,2 Mkr
Annar rekstrarkostnaður	0,5 Mkr/ár
Afskriftir og vextir af öllum stofnkostn.	9,4 Mkr
Afskriftir og vextir af aðveitu	4,7 Mkr

Miðað við ofangreindar forsendur fæst eftirfarandi verð á varmaorku frá Laugalandi á Þelamörk:

Miðað við allan stofnkostnað: 0,44 kr/kWst

Verð miðað við viðbótarkostnað 0,27 kr/kWst

Fyrri talan sýnir hið raunveruleg orkuverð ef allur kostnaður við rannsóknir, boranir og virkjun á Laugalandi er tekinn með ásamt áætluðum kostnaði við aðveitu til Akureyrar. Seinni talan tekur einungis tillit til kostnaðar við aðveitu enda ber Hitaveitan hvort sem er þann kostnað sem áfallinn er fram að þessu.

Til samanburðar má geta þess að orkukostnaður frá Blönduvirkjun er talinn vera um 1,47 kr/kWst eða um 3-4 sinnum hærri en orkukostnaður heita vatnsins frá Laugalandi (heimild).

4. REDA DÆLA Í HN-10

Einn þeirra kosta sem fyrir hendi eru til að auka orkuvinnslu Hitaveitu Akureyrar er að skipta um dælubúnað á Botni og fara yfir í Reda dælu. Holan sjálf er ágætlega til þess fallin því hún er fóðruð niður á 456 m dýpi. Jafnframt hafa líkanreikningar sýnt að kólnun vatns úr holunni verður væntanlega litlu meiri við aukna vinnslu en yrði hvort sem er við áframhald núverandi vinnslu (Guðni Axelsson og Grímur Björnsson, 1992). Með því að stikka dæluna og þar með niðurdrátt um 125 m má auka vinnslu úr HN-10 um 10 l/s. Á móti vegur að líklegt er að vinnsla í BN-1 minnki um 1 l/s.

Mat á hagkvæmni þessarar aðgerðar byggir á eftirfarandi forsendum:

Vinnsluaukning:	10 l/s
Niðurdráttaraukning:	125 m
Stofnkostnaður dælu	4 Mkr
Afskriftatími	4 ár
Annar stofnkostnaður	3 Mkr
Afskriftatími	15 ár
Vextir	6%
Aukning í orkuframleiðslu	17,5 GWh
Raforkuverð	2,50 kr/kWst
Meðalafgjald raforku	4946 kr/kW/ár
Nýtni í dælu	0,5

Raforkukostnaðaraukann ΔE sem verður við síkkun dælu má reikna þannig:

$$\Delta E = k \cdot Q \cdot \Delta h \cdot 2,8 \cdot 10^{-7} \text{ J/kWst} \cdot \pi \cdot 10^7 \text{ s/ár} \quad (1)$$

þar sem

$$k = g/\eta = \text{stuðull sem inniheldur þyngdarhröðun (g) og nýtni dælu (\eta) = 19,6 m/s}^2$$
$$\Delta h = \text{niðurdráttaraukningin í metrum}$$

Raforkukostnaðaraukinn (ΔR) verður þá :

$$\Delta R = \Delta E \cdot r \quad (2)$$

þar sem r táknar meðalraforkukostnað á kflowattstund að teknu tilliti til aflgjalds. Ef miðað er við að holan sé í vinnslu allt árið fæst með innsetningu í jöfnur (1) og (2) að raforkukostnaðaraukinn verður 2,2 Mkr/ár.

Ekki er gert ráð fyrir að annar rekstrarkostnaður en raforkukostnaður aukist þannig að rekstrarkostnaður á Botni mun vaxa um 2,2 Mkr við umrædda dælubreytingu.

Afskriftir og fjármagnskostnaður eru 1,5 Mkr á ári, miðað við ofangreindar forsendur, þannig að árlegur kostnaðarauki verður alls 3,3 Mkr sem gefur orkuverð upp á 0,22 kr/kWst af framleiddri varmaorku.

5. NIÐURDÆLING Í VINNSLUSVÆÐIN

Ástæða þess hversu afkastalítil jarðhitasvæðin í Eyjafirði eru liggur ekki í því að varmaorku skorti í jarðlög heldur vantar flutningsmiðil orkunnar, vatnið. Þannig eru tiltækir geysimiklir heitir bergmassar á jarðhitasvæðunum en vegna skorts á vatni næsti varminn ekki úr honum. Ástæðan er sú hversu þétt jarðlögin eru. Úr vatnsskortinum má bæta með niðurdælingu í borholur á vinnslusvæðunum sem ekki eru allt of nálægt eða í of greiðum tengslum við vinnsluholurnar. Heppilegast er að dæla niður í margar fremur tregar holur og láta vatnið, sem niður er dælt, þannig hríslast um mikið rúmmál bergs áður en það kemur aftur að vinnsluholunum.

Niðurdæling hefur ekki verið reynd á lághitavæðum héraendis ef frá er talin tilraun sem gerð var á Laugalandi í Eyjafjarðarsveit vorið 1991. Sú tilraun fólst í niðurdælingu vatns í LJ-8 á Laugalandi og lofar hún mjög góðu um árangur af niðurdælingu. Í stuttu máli má segja að allt það vatn sem dælt er niður skilar sér aftur til baka sem heitt vatn úr vinnsluholunum.

Tvö vandamál koma helst til við niðurdælingu, annars vegar hættan á kælingu í vinnsluholunum og hins vegar óheppileg efnafræðileg áhrif þess vatns sem dælt er niður. Ekki er ástæða til að hafa áhyggjur af stórfelldri kólnun vinnsluholna. Ef hún verður það mikil að niðurdælingin svarar ekki kostnaði þarf einfaldlega að hætta henni og vinnsluholur munu ná fyrra hitastigi á skömmum tíma. Efnafræðilegi þátturinn er erfiðari viðfangs. Að vísu má telja hættulíftið ef bakrásarvatni er dælt niður, en áhrif af niðurdælingu kalds vatns eru aftur á móti óljós. Hætt er við að kalk- og magnesíum-silikat útfellingar myndist þegar kalda vatnið hitnar niðri í jarðhitageyminum. Það gæti smám saman þétt rennslisleiðir í grennd við niðurdælingarholur. Einnig er óvíst hvort allt súrefni nær að eyðast úr vatninu sem dælt er niður.

Nú háttar þannig á vinnslusvæðum Hitaveitu Akureyrar að bakrásarvatn er hvergi að fá að neinu ráði nema fjarri jarðhitasvæðunum. Er stórframkvæmd að koma því t.d. fram að Laugalandi syðra þar sem mestur ávinningur væri af niðurdælingu. Ef hins vegar kæmi í ljós með tilraunum og líkangerð að unnt sé að dæla niður á Laugalandi öllu bakrásarvatni Hitaveitunnar í 20 ár án umtalsverðrar kólnunar vinnsluholna, þá gæti orðið mjög hagkvæmt að leggja þangað sérstaka lögn fyrir bakrásarvatn frá Akureyri. Við getum skotið gróflega á hagkvæmni slíkrar veitu út frá eftirfarandi forsendum:

Stofnkostnaður lagnar	70 Mkr
Árlegur raforkukostnaður	6,3 Mkr
Lyftihæð dælu	400 m
Annar árlegur kostnaður	2,0 Mkr
Meðalrennsli	30 l/s
Afskriftatími	15 ár
Vextir	6%
Meðalkæling í vinnsluholum	10°C
Verg meðaltals orkuviðbót	44 GWh

Miðað við ofangreindar forsendur fæst orkuverð upp á 0,35 kr/kWh. Í forsendunum er gert ráð fyrir að bakrásarlögnin sé því dýrari en áætluð lögn að Þelamörk, árlegur rekstrarkostnaður er hár vegna þess að mikið eftirlit þarf með niðurdælingu af þessu tagi og áætluð kæling svæðisins er í svartsýnni kantinum miðað við niðurstöður niðurdælingarprófunarinnar 1991.

Þessi ávinningur yrði enn meiri ef rannsóknir sýndu að nota mætti kalt grunnvatn til niðurdælingar. Þá myndi stofnkostnaður lækka í u.þ.b. 15 Mkr og með því móti fengist orkuverð upp á 0,22 kr/kWh. Það er því augljóslega til mikils að vinna að rannsaka til hlítar hvort óhætt og hag-

kvæmt sé að nota kalt vatn til niðurdælingar.

Auk niðurdælingar bakrásarvatns eða kalds vatns eru ýmsir aðrir kostir fyrir hendi til niðurdælingar í Laugalandskerfið. Þeir eru:

1. Dæla niður á Laugalandi því bakrásarvatni sem næst á Hrafnagilssvæðinu og í byggðinni næst Laugalandi.
2. Ef Þelamerkursvæðið verður virkjað og/eða umtalsverð rafkynding hefst á bakrásarvatni eða Glerárdalsvatni má dæla niður að sumarlagi umframvatni frá Botni og Ytri-Tjörnum. Skoða má dæmi um niðurdælingu 10 l/s í holu LJ-8 af 80-82°C vatni í 4 mánuði á ári. Þá ykjast ársafköst Laugalands um liðlega 3 l/s af 93-95°C vatni. Þannig ynnust um 1,3 GWh af orku og orkuverðið, sem aðallega er raforkukostnaður við að tvíðæla vatninu, yrði 1,33 kr/kWst. Þetta er hátt orkuverð og varla réttlætanlegt nema til þess að fá betri vatnsstöðu á Laugalandi og auka þannig toppafl svæðisins í kuldaköstum.
3. Vinna volgt vatnskerfi sem er við Grýtu og dæla því niður á Laugalandi. Nokkrar grunnar holur hafa verið boraðar við Grýtu og úr þeim má hugsanlega vinna nokkra sekúndulítra af volgu vatni. Hversu mikið hægt er að vinna þar er óljóst og kostnaðurinn við það hefur ekki verið metinn.

Auk niðurdælingar á Laugalandi í Eyjafjarðarsveit kemur til álita að dæla niður vatni á Laugalandi á Þelamörk. Það liggur beint við að dæla þar aftur niður nánast öllu því vatni sem færi í byggðina á Þelamörk þ.m.t. affalsvatninu úr sundlauginni. Þannig myndi byggðin á Þelamörk einungis nota sem næmi kranavatnsnotkun af vatni úr svæðinu. Þá kæmi til greina að fara út í mun umsvifameiri niðurdælingu með því að senda bakrásarvatn frá Akureyri til baka út á Laugaland eftir kaldavatnslögn sem þegar er til staðar en ekki er notuð og verður fyrrsjáanlega ekki notuð í náninni framtíð. Vegna þess hve æðarnar í vinnsluholunni á Þelamörk liggja grunnt er hætt við að kælingar af mikilli niðurdælingu fari að gæta fljótlega. Hins vegar er auðvelt í ljósi fyrirliggjandi þekkingar að staðsetja aðra borholu sem hitti í vatnsæðarnar mun dýpra. Verði það gert virðist stórtæk niðurdæling í margar holur vænlegur kostur. Jafnframt má vonast til þess að meðalvinnslan aukist nokkuð upp fyrir þá 14 l/s sem nú er spáð sem hámarksafköst svæðisins.

6. LEIT AÐ NÝJUM VIRKJUNARSTÖÐUM

Eins og margoft hefur komið fram eru enn jarðhitasvæði í grennd við núverandi virkjunarsvæði Hitaveitunnar þar sem ekki hefur tekist að finna aðaluppstreymi heita vatnsins. Um er að ræða Botn, Grýtu og Kristnes. Á Botni sýna forðafræðirannsóknir tilvist mun öflugra kerfis en þegar hefur náðst til í borholum þar þótt leit hafi enn ekki borið árangur (Guðni Axelsson og Grímur Björnsson, 1992). Þannig er Stokkahláðalaugin enn uppi en líklegt er að hún sé hluti þessa kerfis. Við Grýtu og Kristnes eru enn uppi laugar sem langvarandi vinnsla í Eyjafirði hefur engin áhrif haft á.

Öll þessi svæði eru nærri aðveitulögnum þannig að tiltölulega líttill tilkostnaður felst í að virkja þau ef vatnið finnst. Ef við giskum á að jarðhitaleit og virkjun hvers svæðis kosti um 80 Mkr (það gæti orðið mun lægri tala) og hvert þeirra skili 15 l/s af 80°C vatni við 230 m niðurdrátt fæst orkuverð upp á 0,33 kr/kWh. Þetta er svipað verð og er áætlað fyrir Þelamerkursvæðið og mun lægra en niðurgreidd rafhitun. Í ljósi þessa er ráðlegt að halda leit á þessum svæðum áfram á næstu árum.

7. HVERNIG MÁ MÆTA VAXANDI ORKU OG AFLÞÖRF

Margir kostir eru fyrir hendi til að tryggja vaxandi þörf Hitaveitunnar fyrir orku og afl næstu árin. Það sem helst veldur óvissu er hversu ört þörfin vex. Með hliðsjón af vexti undanfarinna ára og byggðastefnu sem felst í að efla þéttbýliskjarna fjarri Reykjavík þykir óvarlegt að gera ráð fyrir minna en 2% árlegri aukningu í orku og aflþörf. Tafla 3 gefur yfirlit um fyrirsjánlega kosti til aukinnar orkuvinnslu, grófáætlað orkuverð frá hverjum þeirra auk fyrirvara sem gera verður.

TAFLA 3. Yfirlit um kosti sem Hitaveita Akureyrar á til aukinnar orkuvinnslu.

	Orkufram- leiðsla GWh/ár	Áætlað orkuverð kr/kWst	Athugasemdir
Laugaland á Þelamörk Með þegar áföllnum kostn.	27,2	0,27 0,44	Mat á vinnslugetu óvíst
Rafskautaketill á Glerárdal Án niðurgreiðslu úr ríkissjóði	14,0	0,80 1,31	Háð niðurgreiðslum og gnótt raforku á landinu
Rafhitun bakrásarvatns Án niðurgreiðslu úr ríkissjóði	55,1	0,80 1,14	Háð gnótt raforku í landinu
Reda dæla í HN-10 á Botni	16,9	0,22	
Bakrásarvatni dælt niður í Eyjafjarðarsveit	44,0	0,35	Viðbrögð svæðis við niður- dælingu ekki fullkönnuð
Orkuverð frá nýju svæði t.d. Grýtu eða Kristnesi eða Botni	27,5	0,33	Óvíst um árangur leitar
Sumarniðurdæling á Laugalandi	1,5	1,33	

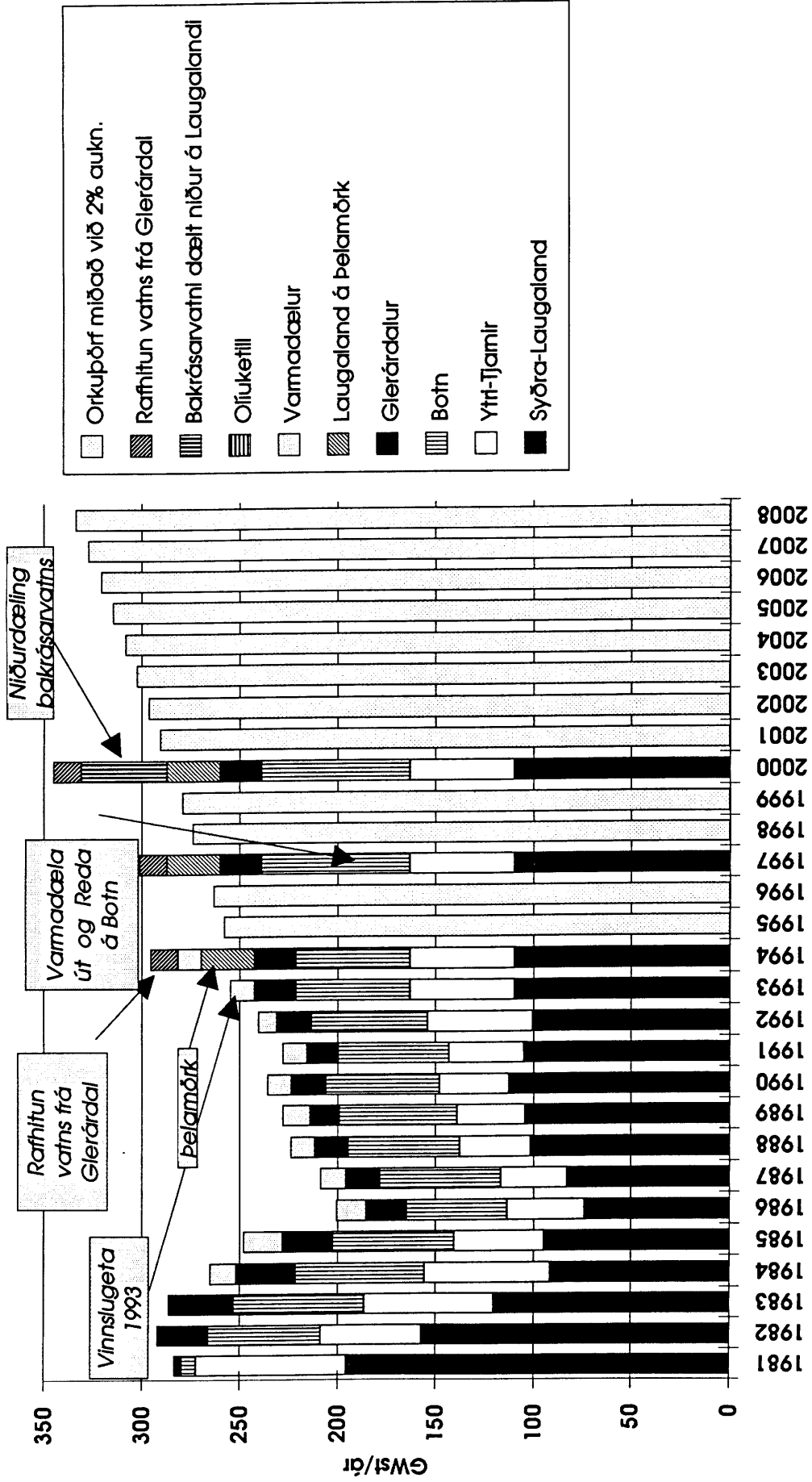
Á mynd 5 er sýnd þróunin í orkunotkun Hitaveitunnar frá 1981 og áætluð orkuþörf miðað við 2% árlega aukningu í orkunotkun. Á myndina hefur verið bætt inn sulum sem sýna orkumátt Hitaveitunnar miðað við eftirfarandi framkvæmdir:

- Laugaland á Þelamörk verði virkjað 1994
- Rafhitun Glerárdalsvatns hefjist 1994
- Reda dæla verði sett í holu HN-10 árið 1997 jafnframt því sem varmadæluarnar verða teknar úr notkun.

- Niðurdæling bakrásarvatns hefst árið 2000. Svipuðum áhrifum mætti ná með rafhitun bakrásarvatns.

Með ofangreindum aðgerðum virðist auðvelt að tryggja orkuþörf Hitaveitunnar fram undir árið 2005. Ef jafnframt verður haldið áfram skipulagðri jarðhitaleit á þeim stöðum þar sem líklegt er að meira vatn sé að fá (Grýta, Botn, Kristnes) og djúp hola boruð á Laugalandi á Þelamörk, er trúlegt að tryggja megi orkuvinnslu Hitaveitunnar fram undir 2020. Eftir þann tíma kæmu Reykir í Fnjóskadal sterklega til álita sem næsta vinnslusvæði Hitaveitu Akureyrar.

Orkuvinnsla og orkupörf Hitaveitu Akureyrar miðað við 2% árlegan vöxt orkunotkunar frá 1992



Mynd 5. Þróun orkunotkunar hjá Hitaveitu Akureyrar og áætluð orkupörf til ársins 2008

HEIMILDIR

Guðni Axelsson, Helga Tulinius, Ólafur G. Flóvenz og Þorsteinn Thorsteinsson, 1988: *Vatnsöflun Hitaveitu Akureyrar. Staða og horfur 1988*. Orkustofnun, OS-88052/JHD-10, 33 s.

Guðni Axelsson og Grímur Björnsson, 1992: *Botn í Eyjafjarðarsveit. Líkanreikningar fyrir jarðhitakerfið*. Orkustofnun, OS-92012/JHD-01, 71 s.

Ólafur G. Flóvenz, Guðni Axelsson og Hrefna Kristmannsdóttir, 1991c: *Niðurdæling vatns á lág-hitasvæðum*. Erindi flutt á Orkuþingi 91, Reykjavík, nóvember 1991, 5 s.