

SVEUČILIŠTE U ZAGREBU  
RUDARSKO-GEOLOŠKO-NAFTNI FAKULTET  
ZAVOD ZA NAFTNO-PLINSKO INŽENJERSTVO I ENERGETIKU

Tin Herbst

**Tehno-ekonomska analiza eksploatacije geotermalne energije revitalizacijom  
napuštenih naftnih, plinskih i istražnih bušotina**

Zagreb, 2021.

*Ovaj rad izrađen je na Zavodu za naftno-plinsko inženjerstvo i energetiku pod vodstvom dr.sc. Marije Macenić. i predan je na natječaj za dodjelu Rektorove nagrade u akademskoj godini 2020./2021.*

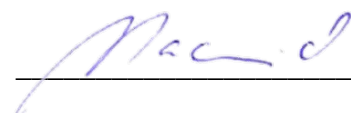
## IZJAVA

Izjavljujemo da rad za Rektorovu nagradu pod nazivom *Tehno-ekonomska analiza eksploatacije geotermalne energije revitalizacijom napuštenih naftnih, plinskih i istražnih bušotina* nije i neće biti povezan s diplomskim radom studenta.



---

Tin Herbst



---

dr.sc. Marija Macenić, poslijedoktorand

Popis kratica korištenih u radu :

CAPEX – kapitalni trošak (engl. *Capital Expense*)

CBL – akustična karotaža (engl. *Cement Bond Log*)

COP – toplinski množitelj (engl. *Coefficient of Performance*)

DBHE – duboki bušotinski izmjenjivač topline (engl. *Deep Borehole Heat Exchangers*)

DBCHE – duboki koaksijalni bušotinski izmjenjivač topline (engl. *Deep Borehole Coaxial Heat Exchanger*)

LST – temperatura na izlazu (engl. *Leaving Source Temperature*)

VIT – vakuum izolirani tubing (engl. *Vacuum Insulated Tubing*)

Popis korištenih oznaka i jedinica :

NPV - Neto sadašnja vrijednost, HRK

IRR - Interna stopa povrata, %

PBP - Period povrata ulaganja, godine

$CF_i$  - Tok novca, HRK

IPC - Prosječna godišnja stopa inflacije, %

Q - Potrošena energija, MWh

r - Diskontna stopa, %

$I_0$  - Početno ulaganje, HRK

$y_1$  - Diskontna stopa pri NPV =  $x_1$ , %

$y_2$  - Diskontna stopa pri NPV =  $x_2$ , %

$x_1$  - NPV pri diskontnoj stopi  $y_1$ , %

$x_2$  - NPV pri diskontnoj stopi  $y_2$ , %

$\text{kum}CF_i$  - Suma novčanih tokova, HRK

## SADRŽAJ

1. UVOD .....	1
2. HIPOTEZA I OPĆI CILJEVI RADA .....	4
3. DUBOKI IZMJENJIVAČI TOPLINE .....	5
4. MATERIJALI I METODE .....	8
5. OPIS POSTUPKA I PREGLED OPREME I TROŠKOVA REVITALIZACIJE NAPUŠTENIH NAFTNIH, PLINSKIH I ISTRAŽNIH BUŠOTINA .....	15
6. REZULTATI I DISKUSIJA EKONOMSKIH POKAZATELJA ISPLATIVOSTI REVITALIZACIJE NAPUŠTENIH BUŠOTINA ZA PRIDOBIVANJE GEOTERMALNE ENERGIJE .....	21
6.1. Varijabilno toplinsko opterećenje.....	23
6.2. Kontinuirano toplinsko opterećenje.....	40
7. ZAKLJUČAK .....	53
8. LITERATURA.....	55
9. SAŽETAK.....	60
10. SUMMARY .....	61

## Popis slika

Slika 4-1. Nova karta geotermalnih gradijenata na području sjeverne Hrvatske .....	8
Slika 4-2. Usporedba vrijednosti dostupnih toplinskih opterećenja pri konstantnom režimu rada za direktnu upotrebu za minimalnu i maksimalnu vrijednost protoka, pri LST 40 °C .....	10
Slika 4-3. Rezultati dostupnih toplinskih opterećenja za viši (lijevo) i niži (desno) temperaturni režim , pri geotermalnom gradijentu 0,034 i 0,05 °C/m za različite uvjete i dubine protoka ..	10
Slika 4-4. Rezultati dostupne toplinske energije pri varijabilnim toplinskim opterećenjima za viši (lijevo) i niži (desno) temperaturni režim , pri geotermalnom gradijentu 0,034 i 0,05 °C/m za različite uvjete dubine i protoka.....	11
Slika 5-1. Vakuum izolirani tubing .....	17
Slika 5-2 : Presjek cijevi vakuum izoliranog tubinga.....	18
Slika 5-3. Prikaz stanja nakon izvedbe bušotinskog izmjenjivača s vakuum izolacijom na bušotini Pčelić-1 .....	18
Slika 6-1. Iznosi kapitalnih troškova revitalizacije bušotina u ovisnosti o njihovoj dubini.....	22
Slika 6-2. Kapitalni trošak revitalizacije bušotina pri varijabilnom toplinskom opterećenju za niži toplinski razred u ovisnosti o količini dostupne toplinske energije .....	24
Slika 6-3. Kapitalni troškovi revitalizacije bušotine u duboki bušotinski izmjenjivač topline pri specifičnoj vrijednosti geotermalnog gradijenta od 0,034 °C/m.....	25
Slika 6-4. Kapitalni troškovi revitalizacije bušotine u duboki bušotinski izmjenjivač topline pri specifičnoj vrijednosti geotermalnog gradijenta od 0,038 °C/m.....	25
Slika 6-5. Kapitalni troškovi revitalizacije bušotine u duboki bušotinski izmjenjivač topline pri specifičnoj vrijednosti geotermalnog gradijenta od 0,042 °C/m.....	26
Slika 6-6. Kapitalni troškovi revitalizacije bušotine u duboki bušotinski izmjenjivač topline pri specifičnoj vrijednosti geotermalnog gradijenta od 0,046 °C/m.....	26
Slika 6-7. Kapitalni troškovi revitalizacije bušotine u duboki bušotinski izmjenjivač topline pri specifičnoj vrijednosti geotermalnog gradijenta od 0,05 °C/m.....	27
Slika 6-8. Usporedba kapitalnih troškova izraženih u kn/MW dostupne toplinske energije za projekte revitalizacije napuštenih naftnih i plinskih bušotina u DBHE u odnosu na kapitalne troškove projekta konvencionalnog geotermalnog sustava grijanja u Danskoj .....	28

Slika 6-9. Kapitalni trošak proizvodnje toplinske energije izražen u $\text{kn/MWh}_t$ za varijabilno toplinsko opterećenje i niži toplinski razred .....	29
Slika 6-10. Period povrata investicije u ovisnosti o protoku radnog fluida unutar bušotinskog izmjenjivača topline dubine 4000 m i specifičnih vrijednosti geotermalnih gradijenata na području RH .....	30
Slika 6-11. Novčani tok za duboki bušotinski izmjenjivač topline pri varijabilnom toplinskom opterećenju i za niži toplinski razred.....	33
Slika 6-12. Kapitalni trošak revitalizacije bušotine u ovisnosti o dubini bušotine i vrijednostima specifičnog geotermalnog gradijenta .....	34
Slika 6-13. Kapitalni troškovi revitalizacije bušotine u ovisnosti o dubini bušotine i protoku radnog fluida za vrijednost specifičnog geotermalnog gradijenta od $0,034 \text{ }^\circ\text{C/m}$ .....	35
Slika 6-14. Kapitalni trošak revitalizacije duboke bušotine u ovisnosti o dubini bušotine i protoku radnog fluida za vrijednost specifičnog geotermalnog gradijenta od $0,038 \text{ }^\circ\text{C/m}$ .....	35
Slika 6-15. Kapitalni trošak revitalizacije duboke bušotine u ovisnosti o dubini bušotine i protoku radnog fluida za specifičnu vrijednost geotermalnog gradijenta od $0,042 \text{ }^\circ\text{C/m}$ .....	36
Slika 6-16. Kapitalni trošak revitalizacije duboke bušotine u ovisnosti o dubini bušotine i protoku radnog fluida za specifičnu vrijednost geotermalnog gradijenta od $0,046 \text{ }^\circ\text{C/m}$ .....	36
Slika 6-17. Kapitalni trošak revitalizacije duboke bušotine u ovisnosti o dubini bušotine i protoku radnog fluida za specifičnu vrijednost geotermalnog gradijenta od $0,05 \text{ }^\circ\text{C/m}$ .....	37
Slika 6-18. Usporedba kapitalnih troškova proizvodnje toplinske energije pri različitim dubinama bušotina i specifičnim vrijednostima geotermalnih gradijenata pri varijabilnom toplinskom opterećenju za srednji toplinski razred.....	38
Slika 6-19. Novčani tok za revitaliziranu bušotinu dubine 4000 m pri vrijednosti geotermalnog gradijenta od $0,05 \text{ }^\circ\text{C/m}$ .....	40
Slika 6-20. Usporedba kapitalnih troškova proizvodnje toplinske energije za različite dubine bušotina i vrijednosti geotermalnih gradijenata pri kontinuiranom toplinskom opterećenju za niži toplinski razred.....	42
Slika 6-21. Kapitalni trošak revitalizacije duboke bušotine za kontinuirano toplinsko opterećenje pri niskom toplinskom razredu u ovisnosti o dubini bušotine i protoku radnog fluida za specifičnu vrijednost geotermalnog gradijenta od $0,034 \text{ }^\circ\text{C/m}$ .....	43



Slika 6-22. Kapitalni trošak revitalizacije duboke bušotine za kontinuirano toplinsko opterećenje pri nižem toplinskom razredu u ovisnosti o dubini bušotine i protoku radnog fluida za specifičnu vrijednost geotermalnog gradijenta od 0,042 °C/m .....	43
Slika 6-23. Kapitalni trošak revitalizacije duboke bušotine za kontinuirano toplinsko opterećenje pri niskom toplinskom razredu u ovisnosti o dubini bušotine i protoku radnog fluida za specifičnu vrijednost geotermalnog gradijenta od 0,042 °C/m .....	44
Slika 6-24. Kapitalni trošak revitalizacije duboke bušotine za kontinuirano toplinsko opterećenje pri niskom toplinskom razredu u ovisnosti o dubini bušotine i protoku radnog fluida za specifičnu vrijednost geotermalnog gradijenta od 0,046 °C/m .....	44
Slika 6-25. Kapitalni trošak revitalizacije duboke bušotine za kontinuirano toplinsko opterećenje pri niskom toplinskom razredu u ovisnosti o dubini bušotine i protoku radnog fluida za specifičnu vrijednost geotermalnog gradijenta od 0,05 °C/m .....	45
Slika 6-26. Usporedba perioda povrata investicije u bušotinske izmjenjivače topline za kontinuirano toplinsko opterećenje pri niskom toplinskom razredu za različite dubine i specifične vrijednosti geotermalnih gradijenata.....	47
Slika 6-27. Usporedba kapitalnih troškova revitalizacije za kontinuirano toplinsko opterećenje pri srednjem toplinskom razredu za različite dubine i specifične vrijednosti geotermalnih gradijenata .....	48
Slika 6-28. Kapitalni troškovi revitalizacije duboke bušotine za kontinuirano toplinsko opterećenje pri niskom toplinskom razredu za specifičnu vrijednost geotermalnog gradijenta od 0,034 °C/m .....	49
Slika 6-29. Kapitalni trošak revitalizacije duboke bušotine za kontinuirano toplinsko opterećenje pri srednjem toplinskom razredu u ovisnosti o dubini bušotine i protoku radnog fluida za specifičnu vrijednost geotermalnog gradijenta od 0,038 °C/m .....	49
Slika 6-30. Kapitalni trošak revitalizacije duboke bušotine za kontinuirano toplinsko opterećenje pri srednjem toplinskom razredu u ovisnosti o dubini bušotine i protoku radnog fluida za specifičnu vrijednost geotermalnog gradijenta od 0,042 °C/m .....	50
Slika 6-31. Kapitalni trošak revitalizacije duboke bušotine za kontinuirano toplinsko opterećenje pri srednjem toplinskom razredu u ovisnosti o dubini bušotine i protoku radnog fluida za specifičnu vrijednost geotermalnog gradijenta od 0,046 °C/m .....	50

Slika 6-32. Kapitalni trošak revitalizacije duboke bušotine za kontinuirano toplinsko opterećenje pri srednjem toplinskom razredu u ovisnosti o dubini bušotine i protoku radnog fluida za specifičnu vrijednost geotermalnog gradijenta od 0,05 °C/m ..... 51

Slika 6-33. Usporedba perioda povrata investicije u bušotinske izmjenjivače topline pri kontinuiranom toplinskom opterećenju za srednji toplinski razred u ovisnosti o različitim dubinama i specifičnim vrijednostima geotermalnih gradijenata ..... 52

#### Popis tablica

Tablica 4-1. Prikaz troškova revitalizacije bušotine za proizvodnju geotermalnog fluida .... 122

Tablica 6-2. Tok novca i ekonomski pokazatelji isplativosti projekta za DBHE duljine 4000 m za niži toplinski razred pri vrijednosti geotermalnog gradijenta od 0,05 °Cm i pri protoku radnog fluida od 30 l/s..... 32

Tablica 6-3. Tok novca i ekonomski pokazatelji isplativosti projekta za DBHE duljine 4000 m za srednji toplinski razred pri vrijednosti geotermalnog gradijenta od 0,05 °Cm i pri protoku radnog fluida od 30 l/s..... 39

## 1. UVOD

U periodu energetske tranzicije koja je obilježena padajućom potražnjom za naftom i razvojem niskougljičnih i klimatski neutralnih tehnologija proizvodnje energije, brojne naftne kompanije ulaze u procese restrukturiranja i diverzifikacije djelatnosti. Stoga je, za naftne kompanije, od presudne važnosti odrediti smjer u kojem će se nastaviti razvijati u budućnosti. Pri tome, naftne kompanije svoje iskustvo u proizvodnji ugljikovodika mogu usmjeriti na iskorištavanje geotermalnog potencijala za proizvodnju električne i/ili toplinske energije s obzirom da je tehnologija proizvodnje energije iz geotermalnih energetskih izvora vrlo slična tehnologiji proizvodnje ugljikovodika iz ležišta ugljikovodika. Kontinuirani pad proizvodnje ugljikovodika u RH imati će za posljedicu rast broja napuštenih bušotina. Također, zbog veće ugljične intenzivnosti proizvodnih bušotina na kopnu u odnosu na odobalne, troškovi proizvodnje na kopnu će nastaviti rasti zbog kontinuiranog rasta cijena emisijskih dozvola CO<sub>2</sub>, što će dovesti do pada konkurentnosti proizvodnje na kopnu u odnosu na proizvodnju na moru (oilprice.com, 2021). To će, na globalnoj razini, dovesti do postepenog napuštanja sve većeg broja proizvodnih naftnih i plinskih bušotina na kopnu koje se, umjesto skupog postupka likvidacije bušotine, mogu prenamijeniti za iskorištavanje energije iz geotermalnih resursa.

Geotermalna energija predstavlja stabilan, održiv i obnovljiv energetski izvor, koji može pokrivati i bazna opterećenja, stoga je u značajnoj prednosti pred ostalim oblicima obnovljivih izvora energije. Sjeverni dio Republike Hrvatske je regija sa značajnim potencijalom za iskorištavanje geotermalnog potencijala uslijed povišenih vrijednosti geotermalnog gradijenta, u odnosu na prosjek Europe (Jelić, 1979; Jelić et al., 1995). Na navedenom području postoji duga tradicija proizvodnje nafte i prirodnog plina, te je iz brojnih rudarsko-geološko-naftnih istraživanja otkriven pozitivan geotermalni potencijal i najveći broj geotermalnih polja. Najnovija karta geotermalnih gradijenata Republike Hrvatske izrađena je 2020. godine na temelju interpretacije podataka 154 duboke istražne bušotine u hrvatskom dijelu Panonskog bazena (Macenić et al., 2020). Mnogobrojne istraživačke i naftno-plinske bušotine omogućile su dobru geološku istraženost sjevernog dijela RH. Trenutni potencijal geotermalne energije, prema procjenama postojećih nalazišta geotermalnih izvora u RH se procjenjuje na oko 500 MW, uz mogući rast potencijala između 750 MW i 1300 MW (Tumara i Pavlović, 2019).

Generalno se iskorištavanje geotermalne energije može podijeliti u dvije kategorije, na direktne i indirektne metode iskorištavanja, ovisno o tome postoji li proizvodnja geotermalnog fluida. Kod direktne metode iskorištavanja, osim klasične proizvodnje geotermalnog fluida,

moгу se izdvojiti i druge mogućnosti iskorištavanja toplinske energije iz geotermalnog potencijala, to su pridobivanje geotermalnog fluida uz pridobivanje ugljikovodika uslijed primjene sekundarne metode povećanja iscrpka zavodnjavanjem te direktna proizvodnja iz podinskih vodonosnika. Indirektne metode iskorištavanja geotermalne energije dijele se na otvorene i zatvorene sustave, uz zajedničko obilježje cirkulacije radnog fluida. U otvoreni sustav iskorištavanja geotermalnog potencijala može se svrstati iskorištavanje vrućih suhих stijena (engl. hot dry rock - HDR), dok se kod zatvorenog sustava radi o bušotinskim izmjenjivačima topline različitih tehničkih izvedbi. Upravo je potonja metoda predmet istraživanja ovog znanstvenog rada, te će se na dalje u ovom radu utvrditi tehno-ekonomska analiza revitalizacije napuštenih naftnih, plinskih i istražnih bušotina pomoću ugradnje dubokih koaksijalnih bušotinskih izmjenjivača topline za potrebe proizvodnje toplinske energije.

S obzirom na dugu tradiciju proizvodnje ugljikovodika na području RH i uz visok stupanj zavodnjenosti i zrelosti navedenih polja, znatan dio bušotina se vodi kao likvidiran ili privremeno napušten. Privremeno napuštene bušotine moguće je revitalizirati ugradnjom dubokih izmjenjivača topline i iskorištavanjem geotermalnog potencijala. Ta je metoda, u posljednje vrijeme, postala predmet brojnih istraživanja (Bujakowski et al. 2020, Falcone et al. 2018, Pan et al. 2020, Lund & Toth 2020). Revitalizaciju napuštenih naftnih, plinskih i istražnih bušotina, s ciljem pridobivanja geotermalne energije, moguće je napraviti odgovarajućim remontnim radovima kao što su: čišćenje unutarnjih stijenci zaštitnih cijevi, provjera kvalitete vezivanja cementnog kamena i eventualna popravna cementacija, ugradnja izolacijske alatke, te ugradnja novog tubinga (Bujakowski et al., 2020, Kurnia et al., 2021). Postupak pridobivanja, temeljen na tehnologiji iskorištavanja plitke geotermalne energije, se odvija indirektnom cirkulacijom radnog fluida upotrebom dubokog koaksijalnog izmjenjivača topline. Kao najveća prednost ovakvog sustava se pretpostavljaju moguće uštede s obzirom na to da se koriste već postojeće bušotine te povoljan utjecaj na okoliš koji bi daljnja upotreba imala. Iskorištavanje geotermalne energije revitalizacijom napuštenih naftnih, plinskih i istražnih bušotina može omogućiti vlasniku koncesije na eksploatacijskom polju, najčešće naftnoj kompaniji, diverzifikaciju poslovanja i odgađanje troškova likvidacije bušotine propisane Zakonom o istraživanju i eksploataciji ugljikovodika (NN 52/18, 52/19, 30/21). Pri tome se, kompaniji koja je vlasnik koncesije, omogućuje daljnje obrtanje kapitala i iskorištavanje maksimalnog energetskog potencijala iz već postojećih bušotina.

Iskorištavanje toplinske energije iz geotermalnih resursa, osim u proizvodnji električne energije, ima značajan potencijal u dekarbonizaciji sektora toplinarstva i općenito sustava grijanja u urbanim sredinama koji je još uvijek pretežno ovisan o prirodnom plinu. Gradovi

poput Beča, Dublina i Malmöa svoje postojeće sustave grijanja gradskih četvrti zamjenjuju geotermalnim sustavima grijanja i hlađenja (euractiv.com, 2021; thinkgeoenergy.com, 2021). Iskorištavanje toplinske energije iz geotermalnih resursa u urbanim sredinama smanjuje ovisnost o uvozu fosilnih goriva koje je samo u 2018. godini EU koštalo 331 milijardu eura omogućujući tako sigurnost opskrbe i značajno smanjenje troškova energije za krajnje potrošače (euractiv.com, 2021). Naposljetku, velika količina energije koju troši industrija u svojim industrijskim procesima spada u skupinu niskog do srednje visokog temperaturnog razreda potrebnog za obavljanje određenih radnih procesa za što je sasvim dovoljno iskorištavanje toplinske energije iz geotermalnih resursa. Primjerice, Novi Zeland iskorištava otprilike 65 % toplinske energije iz geotermalnih resursa za direktno korištenje za potrebe industrije, odnosno za potrebe opskrbe toplinskom energijom tvornica papira i celuloze, industrijskih postrojenja za sušenje, te u akvakulturi, hortikulturi i stakleničkoj proizvodnji povrća. Takvim je pristupom ostvario smanjenje potrošnje energenata, emisija stakleničkih plinova i troškova u konačnici što je doprinijelo povećanju konkurentnosti finalnog proizvoda (mbie.govt.nz, 2021). Također, potreba za toplinskom energijom u kemijskim i drugim industrijskim procesima može se pokriti iskorištavanjem geotermalnih resursa jer održavanje industrije općenito opskrbom jeftinim, visokovrijednim i klimatski neutralnim energetske izvorom od samog početka mora biti prioritet svake učinkovite i održive strategije industrijskog i energetske razvoja.

## 2. HIPOTEZA I OPĆI CILJEVI RADA

Hipoteza je ovog znanstvenog rada da postoji tehnički, ekonomski i ekološki bolje rješenje od postupka napuštanja i likvidacije naftnih i plinskih bušotina po završetku ekonomski opravdane proizvodnje ugljikovodika na kopnu. Projekt napuštanja naftnih i plinskih bušotina na kopnu za naftne kompanije predstavlja veliki financijski izdatak kojim one likvidiraju dio svoje aktivne imovine koji im je donosio prihod, te na takav način ne mogu ostvariti dodatnu vrijednost svoje imovine. S druge strane, revitalizacijom napuštenih naftnih i plinskih bušotina u zrelih naftnim poljima u duboke koaksijalne bušotinske izmjenjivače topline (*engl. Deep Borehole Heat Exchanger – DBHE*) može se osigurati obnovljiv izvor toplinske energije koji može doprinijeti dekarbonizaciji sustava grijanja lokalne sredine ili se može koristiti kao energetska izvor u industriji. Hipoteza ovog znanstvenog rada je da je revitalizacija napuštenih dubokih bušotina za pridobivanje geotermalne energije ekonomski opravdan postupak, za razliku od postupka napuštanja i likvidacije naftnih i plinskih bušotina po završetku ekonomski opravdane proizvodnje ugljikovodika na kopnu.

Opći je cilj ovog znanstvenog rada provesti tehno-ekonomsku analizu revitalizacije napuštenih dubokih bušotina za proizvodnju toplinske energije na način da će se odrediti troškovi revitalizacije napuštene duboke bušotine u duboki koaksijalni bušotinski izmjenjivač topline. Uz to određen je kapitalni trošak revitalizacije postojećih bušotina, te je procijenjena opravdanost investicije u odnosu na dostupnu toplinsku energiju koju bi DBHE mogao isporučiti krajnjim korisnicima.

### 3. DUBOKI IZMJENJIVAČI TOPLINE

Udio proizvodnje energije iz geotermalnih energetske resursa u ukupnom energetsom miks država članicama Europske unije (EU-27) je vrlo malen i iznosi 0,2 % proizvodnje električne energije i 0,4 % proizvodnje toplinske energije u komercijalne svrhe (EK, 2020). Iz tih podataka može se zaključiti da udio geotermalne energije u europskom energetsom miksima ima još uvijek značajnog potencijala za rast. Međutim, velika prepreka koja se javlja prilikom planiranja i realizacije projekata iskorištavanja toplinske energije iz dubokih geotermalnih resursa su troškovi izrade bušotina koji predstavljaju najčešće najveći udio u investiciji.

Kako bi se izbjegli visoki troškovi izrade novih bušotina, u posljednje se vrijeme razmatraju metode iskorištavanja geotermalne energije kod postojećih ležišta u zreloj fazi pridobivanja ugljikovodika koji posluju na granici ili ispod granice rentabilnosti, što potvrđuju i pilot projekti na naftnom polju Chaunoy u Francuskoj te Gaggiano i Irmino u Italiji (Soldo et al., 2020). Uz bušotine na zrelih naftnim poljima, postoji i značajan broj likvidiranih i napuštenih naftnih, plinskih i istražnih bušotina diljem svijeta. Prema procjenama Reutersa iz lipnja 2020. godine, diljem svijeta postoji više od 29 milijuna napuštenih naftnih i plinskih bušotina koji su odgovorni za značajna ispuštanja metana u atmosferu koja se kreću oko 2,5 milijuna tona godišnje (Kurnia et al., 2021). Uz to, postoji i određena opasnost od izlivanja zaostalih fluida u bušotinama u vodonosnike i izvore pitke vode što bi dovelo do značajnog zagađenja okoliša (Kurnia et al. 2021). Do takvih zagađenja zraka i okoliša dolazi zbog nekvalitetno postavljenih cementnih čepova koji su ključan dio procesa likvidacije i napuštanja bušotina. Cementni čepovi mogu popustiti iz nekoliko razloga, a najčešći su nedovoljna gustoća cementne kaše, slom cementnog čepa zbog prevelikih naprezanja, te gubitak cementne kaše u slojeve. Troškovi likvidacije bušotine mogu biti vrlo visoki, zavise o lokaciji, te se kreću od nekoliko stotina tisuća eura na kopnu pa do nekoliko milijuna eura na moru (Kurnia et al. 2021, worldoil.com 2021). Visoki troškovi napuštanja naftnih i plinskih bušotina se mogu smanjiti različitim tehnološkim i idejnim rješenjima poput revitalizacije bušotina i iskorištavanja u energetske svrhe. Na taj bi se način, osim smanjenja troškova likvidacije bušotine, osigurao i trajni monitoring nad bušotinom, čime se smanjuje opasnost od zagađenja okoliša, povećao bi se udio geotermalne energije u energetske bilanci, a kompanija, kao vlasnik koncesije, bi ostvarila veći stupanj prilagodbe na klimatski neutralno gospodarstvo.

Prema istraživanjima objavljenim u posljednjih nekoliko godina, može se zaključiti da postoji značajan interes za prenamjenu i revitalizaciju napuštenih naftnih i plinskih bušotina.

Sva ta istraživanja idu u smjeru iskorištavanja geotermalnog potencijala različitim postupcima i metodama. Sustav koji se najčešće predlaže za iskorištavanje geotermalne energije i revitalizaciju napuštenih bušotina temelji se na poznatoj tehnologiji iskorištavanja plitke geotermalne energije (Caulk & Tomac, 2016). Takvi sustavi nazivaju se dubokim izmjenjivačima topline. Bušotinski izmjenjivači koji se najčešće koriste u iskorištavanju toplinske energije iz plitkih geotermalnih resursa su jednostruke (1U) i dvostruke U-sonde (2U). Međutim, kada su u pitanju duboki bušotinski izmjenjivači većina istraživanja (Morita et al. 1985 i 2005, Kohl et al. 2002, Kujawa et al. 2004, Bu et al. 2012, Dijkshoorn et al. 2013, Cheng et al. 2014, Alimonti & Soldo 2016, Falcone et al. 2018) je bazirana na koaksijalnim izmjenjivačima topline (engl. *deep borehole coaxial heat exchanger*, DBCHE), s obzirom na veću dodirnu površinu i manji pad tlaka u sustavu u odnosu na U-sonde. Koaksijalni bušotinski izmjenjivač sastoji se od vanjske (kolona zaštitnih cijevi) i unutarnje cijevi (tubing) kroz koji radni fluid, najčešće voda, cirkulira prstenastim prostorom i tubingom. Neki od primjera iskorištavanja toplinske energije iz geotermalnih resursa putem dubokih koaksijalnih bušotinskih izmjenjivača topline su realizirani projekti u Švicarskoj, Njemačkoj i Kini. U Švicarskoj postoje dva poznata projekta ove metode iskorištavanja geotermalne energije i to u gradovima Weggisu i Weissbadu. Mjerenja koja su se provodila tijekom tri godine rada bušotinskog izmjenjivača, duljine 2300 m u Weggisu, ukazala su da je sustav bio predimenzioniran, odnosno da je bilo moguće priključenje više objekata na sustav koji koristi toplinsku energiju pridobivenu iz dubokog bušotinskog izmjenjivača (Kohl et al., 2002). Naime, na temelju mjerenih podataka utvrđeno je da sustav može podržati iskorištavanje do 85 W/m ili do 196 kW toplinskog opterećenja, dok je za potrebe grijanja objekata iskorištavano tek nešto manje od 20 W/m toplinskog opterećenja. Revitalizirana bušotina u Weissbadu, također u Švicarskoj, čiji je rad praćen tijekom dvije godine, pokazala je da narušena kvaliteta vezivanja između cementnog kamena i stijenki kanala bušotine predstavlja značajnu ulogu u smanjenju prijelaza toplinske energije sa stijene na radni fluid u izmjenjivaču, što se ogleda u smanjenoj dostupnoj toplinskoj energiji (Kohl et al., 2002; Falcone et al., 2018). U Aachenu je 2004. godine izrađena bušotina dubine 2500 m u koju se planirao ugraditi duboki koaksijalni izmjenjivač topline za potrebe sustava grijanja i hlađenja kompleksa studentskog centra Sveučilišta u Aachenu (Dijkshoorn et al. 2013, Huchtemann & Müller 2014). Izlazna temperatura iz bušotinskog izmjenjivača se trebala kretati između 55 °C i 80 °C tijekom perioda od 30 ili 40 godina. Međutim, analizom podataka utvrdilo se da bušotina može podnijeti toplinsko opterećenje za potrebe grijanja, ali zbog previsoke temperature izlaznog fluida, ne može se ostvariti dovoljno niska izlazna temperatura potrebna za hlađenje objekata tijekom



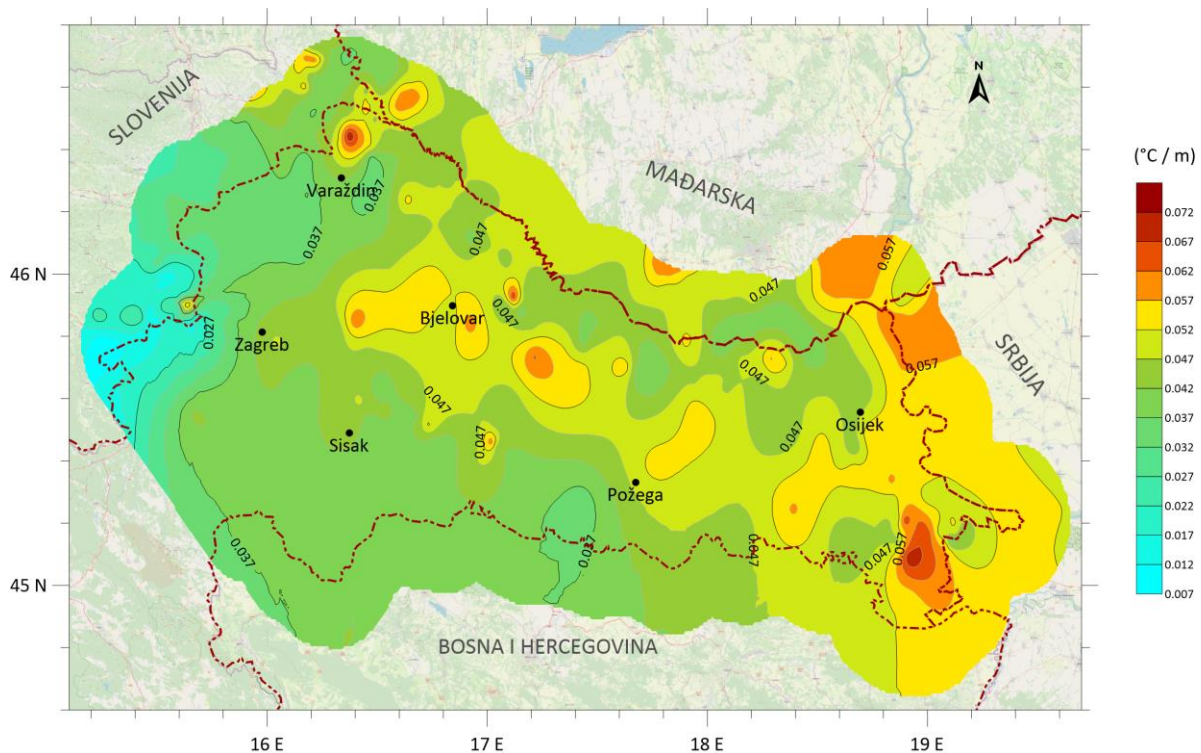
ljeta. Uz to, od projekta se u konačnici odustalo zbog velikih novčanih sredstava koje je bilo potrebno izdvojiti za potrebe izolacije tubinga (Falcone et al., 2018). Prema Wangu et al. (2017) u Xi'anu u Kini je realiziran projekt tri duboka koaksijalna bušotinska izmjenjivača topline pri čemu je duljina svakog bušotinskog izmjenjivača iznosila 2000 m. Od toga se dva bušotinska izmjenjivača koriste za grijanje kućanstava, dok se treći koristi za grijanje poslovnih objekata. Testiranje sustava dvije bušotine za potrebe grijanja kućanstava pokazalo se da je, uz primjenu dizalica topline s toplinskim množiteljem (*engl. Coefficient of performance – COP*) od 6,4, moguće ostvariti toplinski prinos od 576,8 kW, odnosno 286,4 kW po bušotini.

Procjene pridobivih količina toplinske energije iz dubokih koaksijalnih bušotinskih izmjenjivača topline temelje se na analitičkim i numeričkim modelima prijelaza topline sa stijene na radni fluid. Kujawa et al. (2004) su prikazali numerički model prijelaza toplinske energije za tada još aktivnu naftnu bušotinu Jachowka K-2 u Poljskoj za koju je po prestanku proizvodnje ugljikovodika predviđen postupak revitalizacije za potrebe pridobivanja toplinske energije. U proračunu su korišteni termogeološki parametri te lokacije, uz to je pretpostavljena upotreba dubokog koaksijalnog bušotinskog izmjenjivača topline po principu utiskivanja radnog fluida kroz prstenasti prostor i povratka fluida u površinski sustav kroz unutarnju cijev, odnosno tubing. U proračunu su u obzir uzete različite vrijednosti protoka i izolacije unutarnje cijevi. Istraživanja (Kujawa et al 2004, Cheng et al. 2014) su pokazala da su najbolji rezultati, u smislu količina pridobivene toplinske energije, dobiveni sa većim vrijednostima protoka radnog fluida i izoliranjem tubinga cijelom duljinom. Nadalje, brojna istraživanja (Alimonti & Soldo 2016, Bu et al. 2012, Kujawa et al. 2004, Nalla et al. 2005, Noorolahi et al. 2015, Templeton et al. 2014, Wight & Bennett 2015) su bila usmjerena ka utvrđivanju svojstava prijelaza toplinske energije različitih cirkulirajućih fluida u bušotinskim izmjenjivačima topline, te su sva dokazala kako je voda, obzirom na svoja svojstva, najprikladniji fluid za cirkulaciju i provođenje toplinske energije u bušotinskim izmjenjivačima.

Najnovije, a ujedno i prvo takvo istraživanje, u Republici Hrvatskoj, u pogledu revitalizacije napuštenih naftnih i plinskih bušotina, objavljeno je u doktorskoj disertaciji „*Konceptualni model eksploatacije geotermalne energije revitalizacijom napuštenih naftnih i plinskih bušotina u kontinentalnom dijelu Republike Hrvatske*“ (Macenić, 2020). U disertaciji je predstavljen simulacijski model revitalizacije napuštene istražne bušotine Pčelić-1 s numeričkom i analitičkom analizom pridobivih količina toplinske energije. Na temelju postavljenog modela, a u funkciji tipičnih geotermalnih gradijenata, dubine bušotine i protoka radnog fluida određeno je dostupno toplinsko opterećenje za pretpostavljene slučajeve. Dobiveni rezultati toplinskih opterećenja preuzeti su za potrebe analize ovog rada.

#### 4. MATERIJALI I METODE

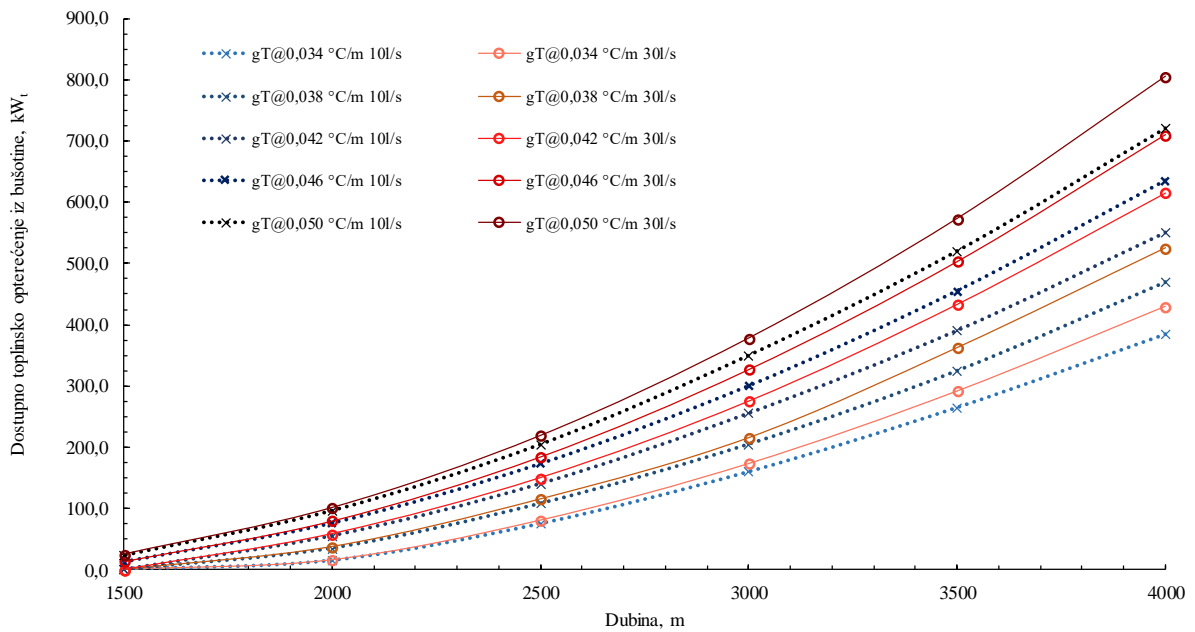
Na području kontinentalnog dijela Republike Hrvatske izrađeno je preko 4000 naftnih, plinskih i istražnih bušotina. Dio tih bušotina je napušten, a s obzirom na značajan pad proizvodnje ugljikovodika, može se očekivati daljnji porast broja napuštenih bušotina. Na temelju nove karte geotermalnih gradijenata (Slika 4-1), jasno je vidljivo da postoji potencijal za prenamjenu takvih bušotina i njihovo korištenje u energetske svrhe.



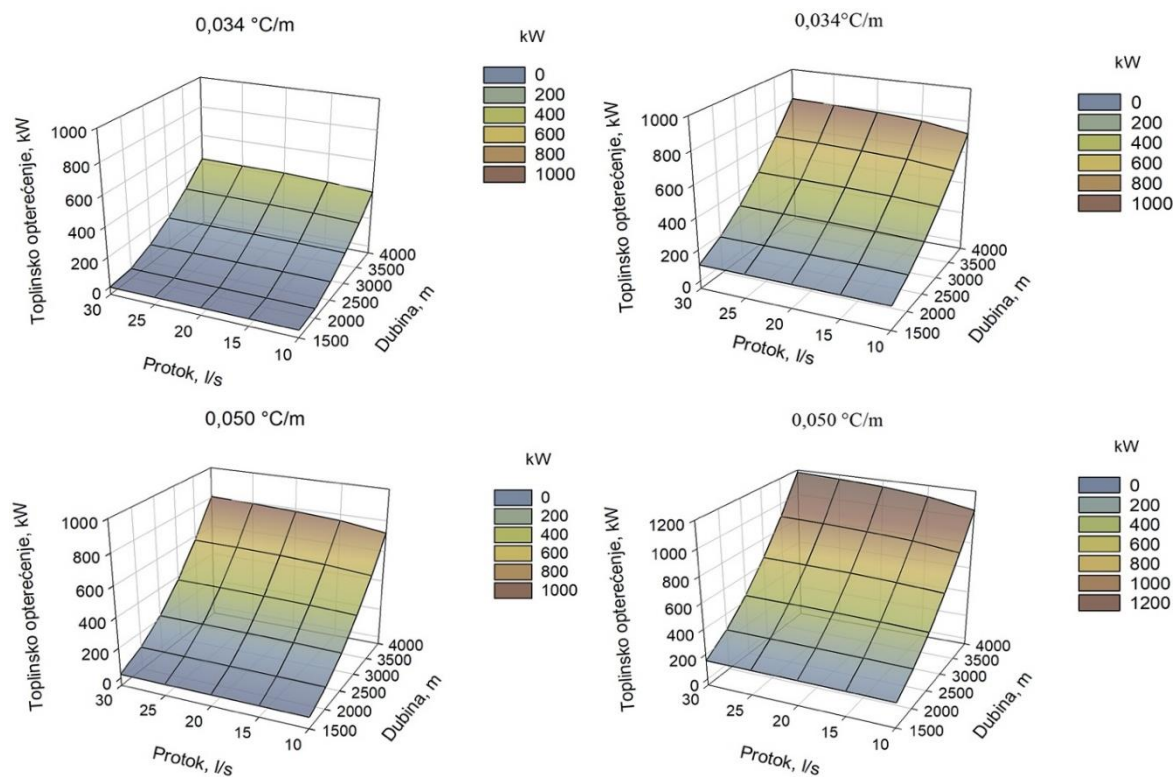
Slika 4-1. Nova karta geotermalnih gradijenata na području sjeverne Hrvatske (Macenić, 2020)

Za određivanje geotermalnog potencijala bušotine, u obzir je potrebno uzeti pojedine termogeološke parametre prisutne na odabranom istražnom području te geometrijske karakteristike pojedine bušotine. Kod određivanja potencijala, određuje se toplinsko opterećenje pri različitim dubinama bušotine tipičnog promjera, pri različitim uvjetima protjecanja i za odabrane vrijednosti geotermalnog gradijenta. Pri određivanju potencijala revitalizacije na području sjeverne RH, odabrane dubine se kreću u rasponu od 1500 m do 4000 m, gradijenti u rasponu od 0,034 °C/m do 0,05 °C/m te protok odabranog radnog fluida u rasponu od 10 do 30 l/s (Macenić, 2020). Za pravilno određivanje modela cjelokupnog sustava u obzir je potrebno uzeti i rad cirkulacijske pumpe koja je potrebna za cirkulaciju radnog fluida

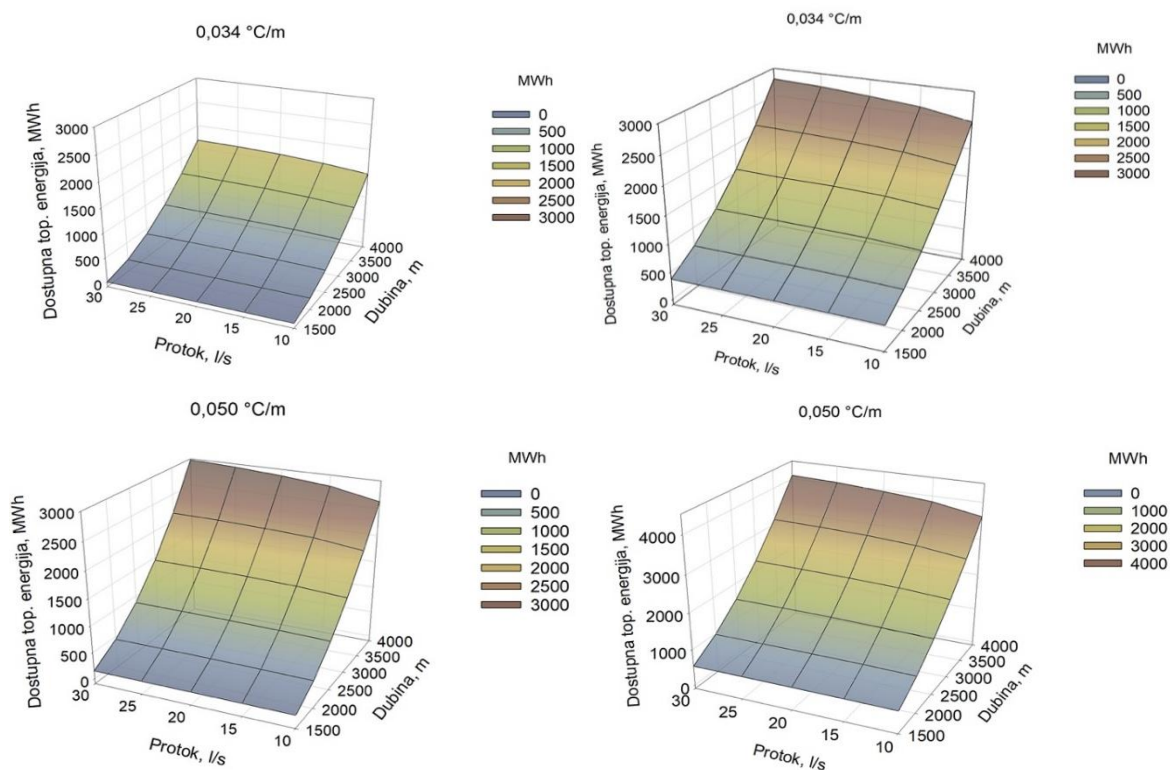
unutar bušotinskog izmjenjivača. Rad, odnosno potrošnja električne energije potrebne za rad cirkulacijske pumpe određen je padom tlaka u sustavu, točnije u unutarnjoj i vanjskoj cijevi bušotinskog izmjenjivača. U slučaju korištenja dizalica topline, u obzir je potrebno uzeti i električnu energiju potrebnu za rad dizalice topline. Pregledom bušotinskog fonda za potrebe izrade nove karte geotermalnih gradijenata ustanovljeno je da se kod većine bušotina dubina kreće od 1000 m do 4000 m. Kod većine odabranih bušotina iz bušotinskog fonda ustanovljeni su tipični promjeri II. tehničke kolone od 244,5 mm i tipični promjeri bušotina od 311 mm. Određivanje dostupnih količina toplinske energije ugradnjom dubokog koaksijalnog bušotinskog izmjenjivača rađeno je za dva slučaja, u ovisnosti o potrebama korisnika, za varijabilno i kontinuirano toplinsko opterećenje (Slike 4-3 i 4-4). Kod kontinuiranog toplinskog opterećenja, prinos toplinske energije je konstantan kroz godinu i kroz predviđeni period iskorištavanja geotermalne energije. Primjena ovakvog načina iskorištavanja geotermalne energije je specifična za potrebe industrije, poput procesa sušenja, u akvakulturi, balneologiji, staklenicima, itd. Varijabilno toplinsko opterećenje ovisi o klimatskim uvjetima koji se javljaju kroz godinu, odnosno sustav se koristi u razdoblju kad je potrebno grijanje kao u slučaju grijanja poslovnih i stambenih prostora, te u nekim industrijskim procesima poput uzgoja raznih kultura u staklenicima. Analiza je rađena za viši i niži temperaturni razred. Pri tome se viši temperaturni razred odnosi na termotehničke površinske sustave za direktno korištenje uz pomoć pločastog izmjenjivača, do minimalnih 40°C izlaznog fluida (engl. leaving source temperature - LST). Na slici 4-2 prikazana je usporedba utjecaja protoka fluida na dostupne količine toplinske energije, pri promjeni dubina i geotermalnog gradijenta. Vidljivo je da je povećanjem protoka dostupna toplinska energija veća. Pri nižem temperaturnom razredu potrebno je korištenje dizalica topline, uz uvjet minimalne izlazne temperature 10 °C, da bi se izbjeglo smrzavanje radnog fluida, tj. vode. Uz to, pretpostavljena je izvedba izolacije po principu cijevi u cijevi pri čemu se izolacija postiže stvaranjem vakuuma u međuprostoru pomoću pumpe (Macenić 2020).



Slika 4-2. Usporedba vrijednosti dostupnih toplinskih opterećenja pri konstantnom režimu rada za direktnu upotrebu za minimalnu i maksimalnu vrijednost protoka, pri LST 40 °C (Macenić 2020)



Slika 4-3. Rezultati dostupnih toplinskih opterećenja za viši (lijevo) i niži (desno) temperaturni režim , pri geotermalnom gradijentu 0,034 i 0,05 °C/m za različite uvjete i dubine protoka (Macenić 2020)



Slika 4-4. Rezultati dostupne toplinske energije pri varijabilnim toplinskim opterećenjima za viši (lijevo) i niži (desno) temperaturni režim, pri geotermalnom gradijentu 0,034 i 0,05 °C/m za različite uvjete dubine i protoka (Macenić 2020)

Temeljem rezultata navedenog istraživanja, odnosno na temelju dobivenih rezultata o dostupnoj toplinskoj energiji za svaku karakterističnu dubinu pri svakoj specifičnoj vrijednosti geotermalnog gradijenta napravljena je ekonomska analiza isplativosti revitalizacije napuštenih bušotina u duboke bušotinske izmjenjivače topline. Prosječni kapitalni trošak revitalizacije bušotine za eksploataciju geotermalnog fluida u iznosu od 1563,20 kn/m određen je na temelju procijene vrijednosti tipičnih rudarskih radova i opreme (Interna komunikacija, Crosco). Vrijednost radova prilikom revitalizacije bušotine za proizvodnju geotermalnog fluida prikazana je u Tablici 4-1.

Tablica 4-1. Prikaz troškova revitalizacije bušotine za proizvodnju geotermalnog fluida

Vrijednost radova XX-1 (kn)	Tipka bušotina
Ukupno servisi	2 800 000,00
Ukupno materijal	210 000,00
Ukupno uređenje lokacije i transport	220 000,00
Održavanje bušotine	320 000,00
<b>Ukupno</b>	<b>3 550 000,00</b>

Kapitalni trošak revitalizacije dubokog bušotinskog izmjenjivača topline dobiven je na temelju kapitalnog troška revitalizacije bušotine za proizvodnju geotermalnog fluida i troška tubinga manjeg promjera i vakuum pumpe za izvedbu izolacije. Trošak tubinga manjeg promjera je pretpostavljen na 300 kn/m (Moritis, O&G Journal, 2011), a trošak vakuum pumpe za izvedbu toplinske izolacije u zrakopraznom prostoru između dva tubinga pretpostavljen je na 5000 kn (pneumatictips.com, 2021). Temeljem navedenih podataka, dobiven je kapitalni trošak revitalizacije bušotine u duboki bušotinski izmjenjivač topline od 1865 kn/m.

Temeljem procijenjenih troškova revitalizacije bušotine po jedinici duljine, troška nabave potopne pumpe za održavanje cirkulacije radnog fluida (Grundfos, 2020) i dostupne toplinske energije tijekom dvadesetogodišnjeg perioda rada sustava dobivena je vrijednost kapitalne investicije po MWh dostupne toplinske energije. Vrijednost kapitalne investicije je procijenjena za svaku karakterističnu dubinu bušotine pri specifičnim vrijednostima geotermalnih gradijenata na prostoru kontinentalne RH. Ekonomska analiza isplativosti revitalizacije bušotina za pridobivanje geotermalne toplinske energije provedena je temeljem ekonomskih pokazatelja isplativosti projekta. U to se ubrajaju: neto sadašnja vrijednost projekta (NPV), interna stopa povrata (IRR) i period povrata kapitalne investicije (PBP) (Karasalihović Sedlar, 2020). Da bi se ekonomski pokazatelji isplativosti projekta mogli odrediti, bilo je potrebno odrediti tok novca tijekom perioda rada sustava. Tok novca je dobiven za svaku godinu temeljem ušteta na troškovima konvencionalnog goriva. Kako bi se odredili budući novčani tokovi, u obzir je uzet prosječan godišnji rast cijena dobara i usluga kao posljedica inflacije.

$$CF_{i+1} = CF_i + CF_i * IPC \quad (1)$$

$$CF_i = Q * cijena\ konvencionalnog\ goriva \quad (2)$$

Gdje su:

$CF_i$  – tok novca

$CF_{i+1}$  – prvi pozitivni novčani tok

IPC – prosječna godišnja stopa inflacije

Q – količina pridobivene toplinske energije

Određivanjem neto sadašnje vrijednosti ocjenjuje se vrijednost projekta svodeći diskontiranjem prihode i troškove, te ostatak vrijednosti u ekonomskom vijeku korištenja na sadašnje vrijednosti.

$$NPV = \sum_{i=1}^n \frac{CF_i}{(1+r)^i} - I_0 \quad (3)$$

Gdje su:

$\frac{1}{(1+r)^i}$  - diskontni faktor

r – diskontna stopa

i – i-ta godina

$I_0$  – početno ulaganje

n – ukupan broj godina vijeka trajanja projekta

Internom stopom rentabilnosti (IRR) određuje se diskontna stopa kod koje se izjednačavaju početna ulaganja sa neto sadašnjom vrijednosti budućih novčanih tokova:

$$IRR = y_1 + \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1} (x - x_1) \quad (4)$$

Gdje su:

$y_1$  – diskontna stopa pri  $NPV = x_1$

$y_2$  – diskontna stopa pri  $NPV = x_2$

x – željeni NPV (=0)

$x_1$  – NPV pri diskontnoj stopi  $y_1$

$x_2$  – NPV pri diskontnoj stopi  $y_2$

Period povrata ulaganja predstavlja broj godina rada sustava koji je potreban za akumuliranje sredstava za povrat ulaganja.

$$PBP = n_i + \frac{I_0 - \text{kum}CF_i}{CF_{i+1}} \quad (5)$$

Gdje su:

PBP – period povrata ulaganja

$n_i$  – broj godina s negativnim novčanim tokom

$I_0$  – početno ulaganje

$kumCF_i$  – suma novčanih tokova do  $i$ -te godine



## **5. OPIS POSTUPKA I PREGLED OPREME I TROŠKOVA REVITALIZACIJE NAPUŠTENIH NAFTNIH, PLINSKIH I ISTRAŽNIH BUŠOTINA**

Privremeno napuštene bušotine podrazumijevaju one bušotine koje više ne ispunjavaju svoju svrhu kao što je primjerice proizvodnja ležišnog fluida. Privremeno napuštanje bušotina podrazumijeva ugušenje bušotine, ako je ona pod tlakom i postavljenjem cementnog čepa na nekoliko mjesta duž bušotine. Trošak privremenog napuštanja bušotine se kreće od 70 000 € do 300 000 €, zavisno o ekološkom zakonodavstvu države u kojoj se postupak napuštanja obavlja. Primjerice, projekt napuštanja bušotina na naftnom polju Schoonebeek u Nizozemskoj je procijenjen na 175 milijuna eura (Kant, 2010). Pri tome se, radilo o 599 bušotina na naftnom polju Schoonebeek koje su tijekom 50 godina proizvodnje ugljikovodika na tom naftnom polju proizvele 40 milijuna m<sup>3</sup> nafte. Uz napuštanje bušotina, projektom je predviđena i dekomisija površinskih cjevovoda i mjernih stanica na naftnom polju, uklanjanje kontaminiranog tla i rekultivacija terena. Nakon što je proizvodnja ugljikovodika na tom naftnom polju, zbog iscrpljenosti ležišta, postala neisplativom, bilo je potrebno obaviti postupak napuštanja bušotina. Vrijednost projekta napuštanja bušotina je procijenjen na 293 000 € po bušotini, odnosno 0,0045 € po litri proizvedene nafte na tom naftnom polju tijekom perioda njene proizvodnje. Od toga je, najveći trošak otpadao na najam i rad bušačkog postrojenja pomoću kojeg su se postavljali cementni čepovi duž kanala bušotine. Pri tome su troškovi najma i rada bušačkog postrojenja varirali od 83 000 € do 670 000 €, zavisno o tome primjenjuje li se lako bušaće postrojenje ili bušaće postrojenje velike nosivosti, te o složenosti samog postupka napuštanja s obzirom na popuštanje cementnih čepova uslijed migriranja metana (Kant, 2010). Likvidirane bušotine podrazumijevaju one bušotine kod kojih je bušotina cijelom svojom duljinom do površine, unutar kolone zaštitnih cijevi, ispunjena cementnom kašom, zaštitne cijevi su podrezane na dubini od 1,5 m od površine, nakon čega se uklanjaju bušotinska glava i erupcijski uređaj, te se pristupa uređenju radnog prostora čime se omogućava korištenje zemljišta u druge svrhe. Druga mogućnost likvidacije bušotine je postavljenjem cementnih čepova koji odjeljuju različite geološke formacije duž kanala, pri tomu su kolone zaštitnih cijevi podrezane na dubini od otprilike 1,5 m od površine tla (Zakon o istraživanju i eksploataciji ugljikovodika, NN 30/2021). Prema tome, samo privremeno napuštene bušotine mogu biti kandidati za revitalizaciju, ali ne i likvidirane bušotine.

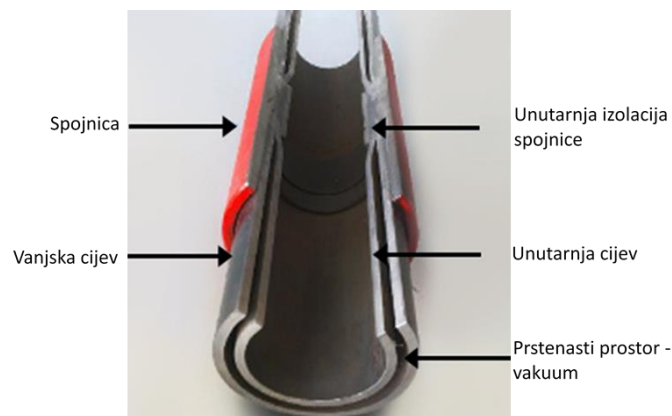
Revitalizacija privremeno napuštenih naftnih i plinskih bušotina za korištenje izmjenjivača topline vrlo je slična postupku opremanja naftnih i plinskih bušotina, a sastoji se

od nekoliko koraka. Nakon odabira bušotine potrebno je odrediti njene konstrukcijske parametre, prvenstveno promjere i dubine ugradnje pojedinih nizova zaštitnih cijevi. Postupak revitalizacije obavlja se pomoću remontnog postrojenja čiji dnevni najam i trošak rada predstavljaju jedan od većih troškova, kako kod opremanja naftnih i plinskih bušotina, tako i kod revitalizacije napuštenih bušotina u zrelih naftnim poljima. Prilikom opremanja ili revitalizacije, remontno postrojenje se dovozi na lokaciju bušotine i montira se na ušće bušotine. Ušće bušotine podrazumijeva svu opremu postavljenu na vrhu bušotine s ciljem vješanja svih cijevnih alatki uz kontrolirano brtvljenje i protjecanje fluida. Najmanje što ušće bušotine sadrži je: prirubnica za odsjedanje zaštitnih cijevi, prirubnica za vješanje proizvodnog niza i erupcijski uređaj. Remontno postrojenje se montira na ušće bušotine na način da se prvo skine križna glava s ušća bušotine, nakon čega se montira remontno postrojenje koje se spaja sa vodom proizvodnog niza na prirubnici za vješanje tubinga i sa vodom za prstenasti prostor na prirubnici za vješanje zaštitnih cijevi. Spajanje remontnog postrojenja s vodovima proizvodnog niza i prstenastog prostora omogućuje gušenje bušotine ako je ona pod tlakom, i cirkulaciju zaostalog slojnog fluida u proizvodnom nizu, provođenje ispitivanja i mjerenja u bušotini, čišćenje bušotine, zamjenu tubinga, aktivaciju pakera, popravnu cementaciju (skviziranje), te obavljanje stimulacijskih radova i ugradnju posebne dubinske opreme ukoliko se radi o naftnoj ili plinskoj bušotini. Kako bi se bušotina zatvorila i izolirala od eventualnih pritoka fluida iz slojeva ili istjecanja radnog fluida iz bušotine potrebno je ugraditi izolacijsku alatku, odnosno pakera. Pakeri su izolacijske alatke koji omogućuju proizvodnju i kontrolu tlakova u bušotini tijekom proizvodnje ležišnih fluida, ali i odjeljuju slojeve i time sprječavaju dotok fluida u bušotinu. Prema konstrukcijskoj izvedbi, pakeri se sastoje od središnje cijevi na čije su vanjske stijenke navareni klinovi koji omogućuju završavanje izolacijske alatke u unutrašnje stijenke proizvodne kolone zaštitnih cijevi. Također, na vanjskoj stijenci pakera nalaze se brtveći elementi, odnosno guma koja aktivacijom pakera bubri i zapunjava prstenasti prostor između unutarnje stijenke proizvodne kolone zaštitnih cijevi i vanjske stijenke cijevi pakera (Matanović & Moslavac, 2011). Nakon aktivacije pakera, potrebno je iscrpiti eventualni zaostali ležišni fluid, očistiti zaštitne kolone od eventualnih nečistoća poput kamenca, te provesti provjeru mehaničkog i hidrauličkog integriteta kanala bušotine. Nakon toga se pristupa ugradnji proizvodnog niza cijevi u kanal bušotine koji bi trebao biti zatvoren na dnu i perforiran kako bi se omogućio nesmetani protok. Kao i kod opremanja naftnih i plinskih bušotina, proizvodni niz cijevi, sastoji se od čeličnih cijevi s navojnim spojevima (tubing) ili čeličnih cijevi namotanih na bubanj (savitljivi tubing), koji dobro podnose visoke radne tlakove i temperature. Treći tip proizvodnog niza cijevi su cijevi izrađene od polimernih materijala

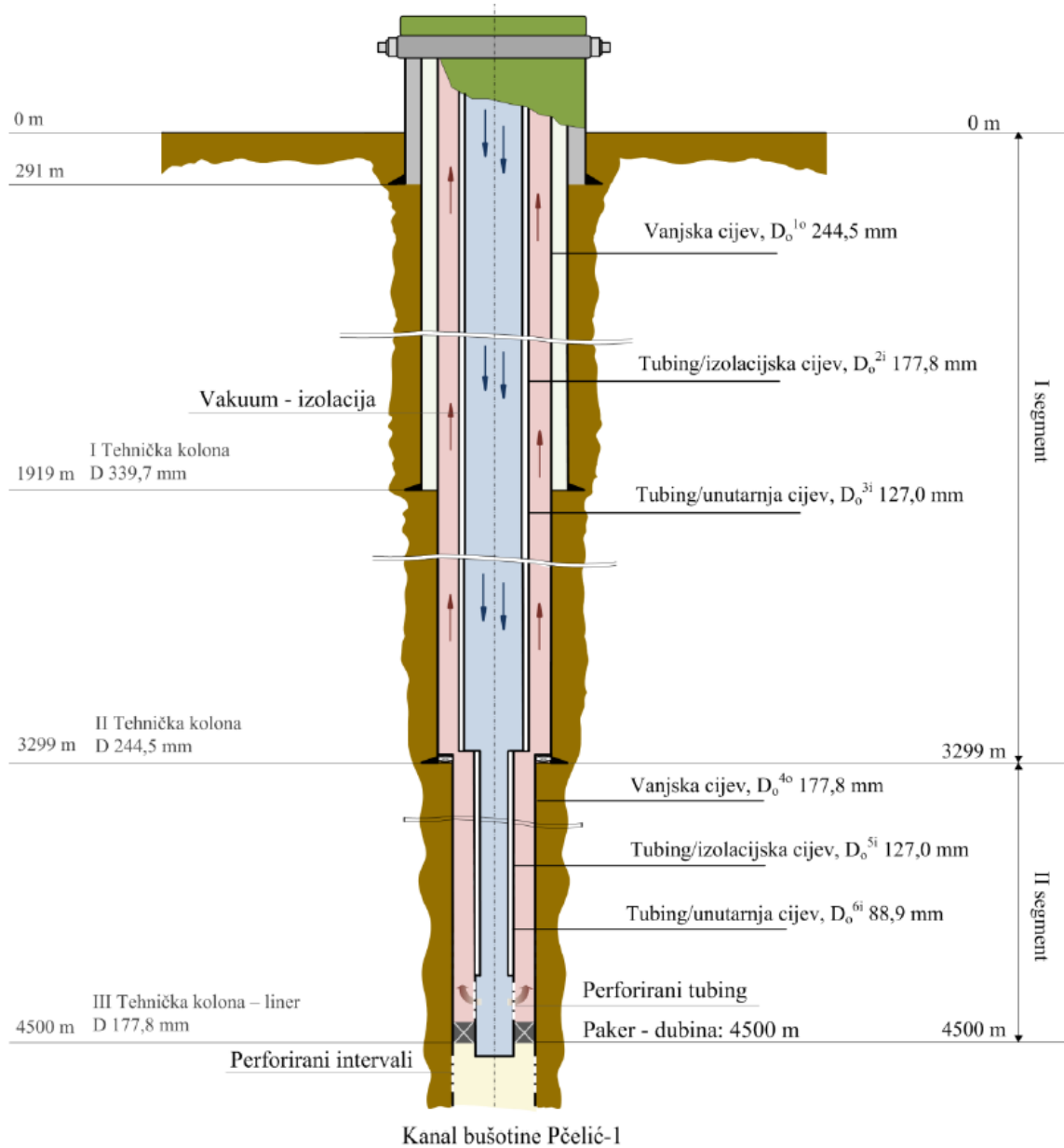
ojačanih staklenim vlaknima, no njih se u ovom istraživanju nije razmatralo s obzirom na to da je maksimalna dubina ugradnje tih cijevi 3000 m i maksimalna radna temperatura do 120 °C (Matanović & Moslavac, 2011). Kako bi se ostvario maksimalni prijelaz toplinske energije na dnu bušotinskog izmjenjivača, gdje je najviša vrijednost temperature i toplinskog toka, potrebno je odabrati smjer protoka pothlađenog radnog fluida kroz unutarnju cijev odnosno tubing, dok bi se zagrijani fluid vraćao na površinu kroz prstenasti prostor bušotinskog izmjenjivača topline. Pri tome, da bi se toplinski gubici sveli na minimum, potrebno je adekvatno izolirati unutrašnji niz cijevi. To se može postići ugradnjom tubinga određenog promjera u niz zaštitnih cijevi, nakon čega bi se u njega ugradio još jedan tubing manjeg promjera ili savitljivi tubing, ovisno o projektu. Toplinska izolacija bi se izvela pomoću vakuum pumpe na način da bi se iz zrakopraznog prostora između dva tubinga istisnuo sav zrak. Na temelju prijašnjih istraživanja, utvrđeno je da je najniža moguća vrijednost za vakuum izolirane cijevi 0,01 W/m°C, dok se 0,1 W/m°C smatra dobrom izolacijom (Sliwa et al., 2017). Tako je primjerice, za rad dubokog bušotinskog izmjenjivača topline u Weggisu, pomoću vakuum pumpe ostvarena ekvivalentna toplinska izolacija od 0,09 W/m°C (Kohl, 2002). Druga je mogućnost izvedbe izolacije ugradnjom vakuum izoliranog tubinga, posebne vrste tubinga koji se u naftnoj industriji primjenjuje u izrazito ekstremnim okolišnim uvjetima kako bi se spriječilo taloženje parafina i hidrata na unutarnje stijenke proizvodnog niza tijekom proizvodnje ugljikovodika. Vakuum izolirani tubing (Slika 5-1 i 5-2) se najčešće proizvodi prema standardu API 5CT, predviđen za rad pri temperaturama do 350 °C, s toplinskom vodljivošću od 0,002 W/m°C do 0,08 W/m°C (lakepetro.com, 2021). Model revitalizacije jedne duboke bušotine prikazan je na slici 5-3.



Slika 5-1. : Vakuum izolirani tubing (lakepetro.com, 2021)



Slika 5-2. : Presjek cijevi vakuum izoliranog tubinga (helixoil.com, lipanj 2021)



Slika 5-3. : Prikaz stanja nakon izvedbe bušotinskog izmjenjivača s vakuum izolacijom na bušotini Pčelić-1 (Macenić 2020)

Postupak revitalizacije u odnosu na izradu nove geotermalne bušotine i opremanje iste je puno povoljnija investicija obzirom da su kapitalni troškovi projekta koji uključuje izradu nove bušotine u odnosu na revitalizaciju postojeće bušotine uvećani za trošak izrade nove bušotine. Prema Shevenell (2012), trošak izrade nove bušotine za iskorištavanje geotermalne energije se kreće u rasponu od 280 000 € do 900 000 € po MW dostupne toplinske energije. Što se tiče kapitalnih troškova revitalizacije privremeno napuštenih naftnih i plinskih bušotina, u obzir je potrebno uzeti cijenu najma i rada remontnog postrojenja, trošak ispitivanja kvalitete vezivanja cementnog kamena, te hidrauličkog i mehaničkog integriteta kanala bušotine, trošak eventualnog popravnog cementiranja (skviziranja), trošak nabave i ugradnje tubinga, trošak nabave, ugradnje i aktivacije izolacijske alatke (pakera), trošak nabave pumpe za održavanje cirkulacije radnog fluida. Troškovi najma remontnog postrojenja se uvijek određuju na temelju tržišnih mehanizama u određenom trenutku, odnosno na principu ponude i potražnje te u konačnici na temelju kretanja cijena nafte i namjeni i tipu samog remontnog postrojenja. Prosječni dnevni troškovi najma remontnog postrojenja se najčešće kreću između 4100 € i 8300 € po danu, pri čemu cijena najma najčešće varira o regiji i tipu remontnog postrojenja. Prema tipu remontnog postrojenja, ona se dijele na: klasična i hidraulička remontna postrojenja, te remontna postrojenja za rad sa savitljivim tubingom i opremom na žici. Kod postupka revitalizacije naftnih i plinskih bušotina, s obzirom na potrebe za ugradnjom tubinga i pakera, dolaze u obzir klasično i hidrauličko remontno postrojenje te postrojenje za rad sa savitljivim tubingom. Uz cijenu dnevnog najma remontnog postrojenja, u obzir je potrebno uzeti i troškove mobilizacije i demobilizacije postrojenja, te troškove osoblja koje obavlja remont bušotine (scmdaleel.com, 2021). Pri postupku revitalizacije bušotina svakako je potrebno provesti provjeru kvalitete vezivanja cementnog kamena i u slučaju potrebe izvršiti popravnu cementaciju, da bi se osiguralo što niže vrijednosti bušotinskih toplinskih otpora. Za potrebe utvrđivanja integriteta kanala bušotine kojim se utvrđuje kvaliteta vezivanja cementnog kamena i temperatura duž kanala bušotine koristi se najčešće akustična karotaža (*engl. Cement Bond Log – CBL*) sa ugrađenim maksimalnim termometrom u karotažnom sklopu. Pri tome se prosječni trošak obavljanja takvog postupka kreće oko 3400 € po kilometru kanala bušotine (openei.org, 2021). Trošak eventualne popravne cementacije ovisi o cijeni cementa na tržištu i cijeni aditiva koji se u nju dodaju radi poboljšanja njenih svojstava kao što je kvaliteta vezivanja cementnog kamena. Cijena tubinga ovisi o promjeru samog tubinga, te se kreće od 125 000 € za manje promjere do preko 250 000 € za veće promjere (Moritis, 2011). U konkretnom slučaju, cijena tubinga promjera 0,05 m (2“) se kreće između 38 €/m i 41 €/m. Uz to, cijene dnevnog najma remontnih postrojenja za rad sa savitljivim tubingom su nekoliko puta skuplje od

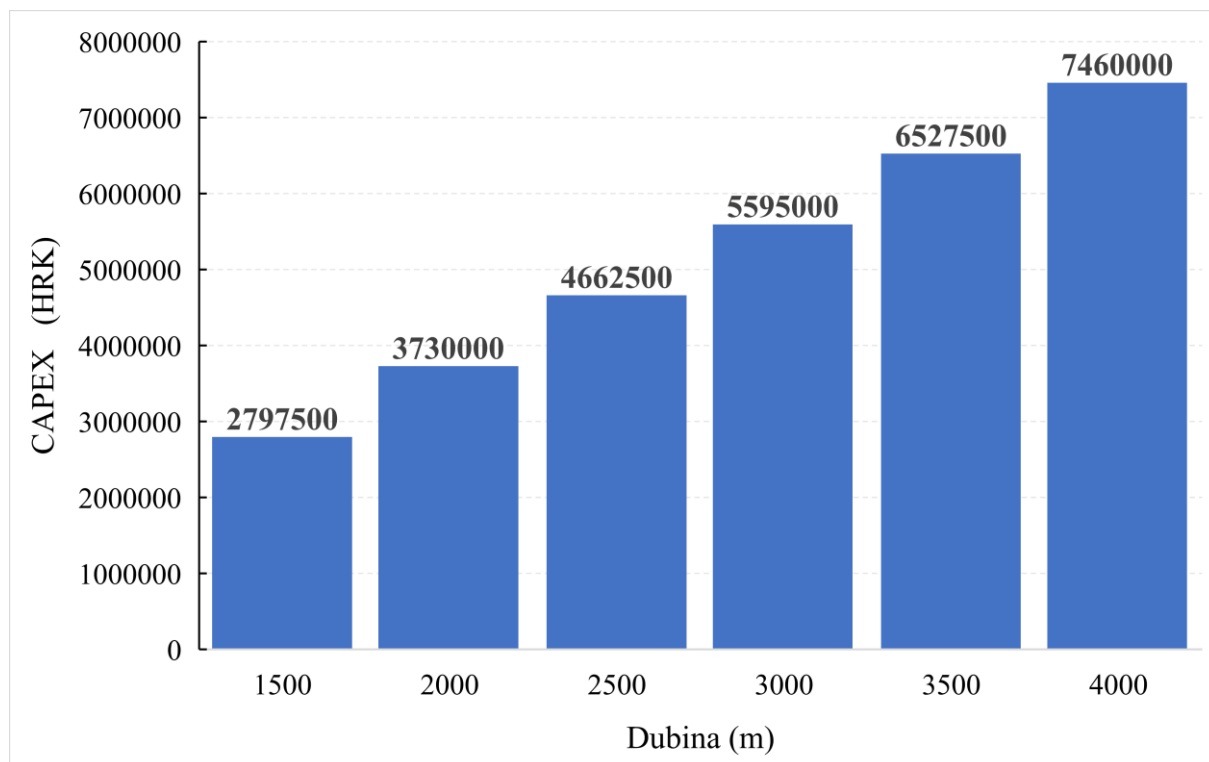
troškova najma konvencionalnih i hidrauličkih remontnih postrojenja i kreću se oko 30 000 €/dan. Međutim, vrijeme koje utroše na servis bušotine je kod takvih postrojenja mnogo kraće u odnosu na ostala remontna postrojenja zbog toga što postrojenja za rad sa savitljivim tubingom ne zahtijevaju spajanje dubinske opreme spojnicama jer se proizvodni niz cijevi (tubing) ugrađuje u jednom komadu u kanal bušotine (Moritis, 2011). Cijene pakera koji se ugrađuju u kanal bušotine s ciljem izolacije različitih proizvodnih i neproizvodnih slojeva zavise o složenosti uvjeta u bušotini i to u najvećoj mjeri o tlaku i temperaturi u bušotini, otpornosti na kemijske reakcije te o koncentraciji sumporovodika u bušotini. Prema navedenim karakteristikama, cijene izolacijskih alatki kreću se između 4000 € i 250 000 € (scmdaleel.com, 2021). Naposljetku, potrebno je uračunati i trošak nabave cirkulacijske pumpe koja će održavati cirkulaciju radnog fluida, a u slučaju odabira izvedbe izolacije pomoću vakuuma po principu tubinga u tubingu i trošak nabave vakuum pumpe.

## **6. REZULTATI I DISKUSIJA EKONOMSKIH POKAZATELJA ISPLATIVOSTI REVITALIZACIJE NAPUŠTENIH BUŠOTINA ZA PRIDOBIVANJE GEOTERMALNE ENERGIJE**

Tehno-ekonomska analiza revitalizacije napuštenih naftnih i plinskih bušotina rađena je na temelju podataka o troškovima revitalizacije dubokih bušotina, odnosno o troškovima opreme i remonta dubokih bušotina. Pri tome su podaci o troškovima opreme i remontnih radova na bušotini dobiveni u razgovoru s izvođačima radova. Prema tim podacima, uzeto je da je trošak opremanja dubokog koaksijalnog bušotinskog izmjenjivača topline iznosi u prosjeku 1865 kn/m. U trošak opremanja uključeni su troškovi najma i rada remontnog postrojenja, troškovi čišćenja bušotine, odnosno otklanjanja eventualnih nečistoća unutar niza zaštitnih cijevi, trošak nabave, ugradnje i aktivacije izolacijske alatke na dnu bušotine, trošak nabave i ugradnje dvije vrste tubinga za potrebe toplinske izolacije koaksijalnog izmjenjivača topline, te trošak vakuum pumpe. Osnovna razlika između te dvije vrste tubinga je da je jedan manjeg promjera, dok je drugi većeg promjera, te se tubing manjeg promjera, prilikom revitalizacije, ugrađuje u tubing većeg promjera koji je prethodno ugrađen u kanal bušotine, unutar niza zaštitnih cijevi. Toplinska izolacija bušotinskog izmjenjivača topline se izvodi istiskivanjem zraka iz prstenastog prostora između dva tubinga pomoću vakuum pumpe. Tehno-ekonomska analiza revitalizacije napuštenih naftnih i plinskih bušotina rađena je za dva slučaja iskorištavanja toplinske energije, za slučaj varijabilnog i konstantnog toplinskog opterećenja. Varijabilno toplinsko opterećenje odnosi se na korištenje pridobivene toplinske energije sezonski, odnosno zavisno od klimatskih parametara, u sezoni grijanja. Broj sati rada sustava pretpostavljen je na 1500 sati godišnje. Konstantno toplinsko opterećenje odnosi se na kontinuirano korištenje toplinske energije tijekom cijele godine. Varijabilno toplinsko opterećenje bušotinskih izmjenjivača najčešći je slučaj iskorištavanja toplinske energije iz geotermalnih energetskih resursa, te se koristi za potrebe grijanja kućanstava i u stakleničkoj proizvodnji povrća. Kontinuirano toplinsko opterećenje bušotinskih izmjenjivača topline koristi se pretežno za cjelogodišnju opskrbu industrije toplinskom energijom, koja se koristi u raznim industrijskim procesima kao što su procesi sušenja žitarica i drvne mase. Uz to, tehno-ekonomska analiza revitalizacije rađena je za dva različita toplinska razreda, srednji i niži. Pri tome, kod srednjeg toplinskog razreda, ulazna temperatura u bušotinski izmjenjivač topline iznosi 40 °C, dok kod niskog toplinskog razreda, ulazna temperatura u DBHE iznosi 10 °C. Najveća prednost iskorištavanja toplinske energije iz napuštenih naftnih i plinskih bušotina jest

da se zaobilazi trošak izrade nove bušotine, koji kod investicija u geotermalne energetske sustave čini najveći udio u cjelokupnoj investiciji. Prosječni trošak izrade i opremanja nove geotermalne bušotine iznosi 13 000 kn/m bušotine (osobna komunikacija CROSCO). S obzirom da postupak revitalizacije napuštenih naftnih i plinskih bušotina predstavlja gotovo sedam puta manju investiciju u odnosu na izradu i opremanje nove geotermalne bušotine, potrebno je utvrditi dubine bušotina za koje je postupak revitalizacije, obzirom na dostupnu toplinsku energiju, isplativo provesti.

Varijabilno toplinsko opterećenje odnosi se na iskorištavanje toplinske energije iz geotermalnih energetske resursa isključivo tijekom sezone grijanja, odnosno za potrebe opskrbe toplinskom energijom korisnika tijekom zime. To je ujedno i najčešći slučaj iskorištavanja toplinske energije iz geotermalnih energetske resursa, te će zasigurno imati veliku ulogu u dekarbonizaciji sektora toplinarstva. Za varijabilna toplinska opterećenja, godišnji prinosi toplinske energije po metru duljine bušotinskog izmjenjivača su značajno veći nego što je to slučaj kod kontinuiranog toplinskog opterećenja. Troškovi revitalizacije napuštenih naftnih i plinskih bušotina rastu s dubinom bušotine. U razmatranje su uzete dubine bušotina od 1500 m do 4000 m s korakom od 500 m. Pri tome su, u obzir uzeti tipični geotermalni gradijenti, u rasponu od 0,034 °C/m do 0,05 °C/m, s korakom od 0,004 °C/m. Troškovi revitalizacije bušotine su isključiva funkcija dubine bušotine, te je procijenjeno da iznose 1865 kn/m (Slika 6-1).

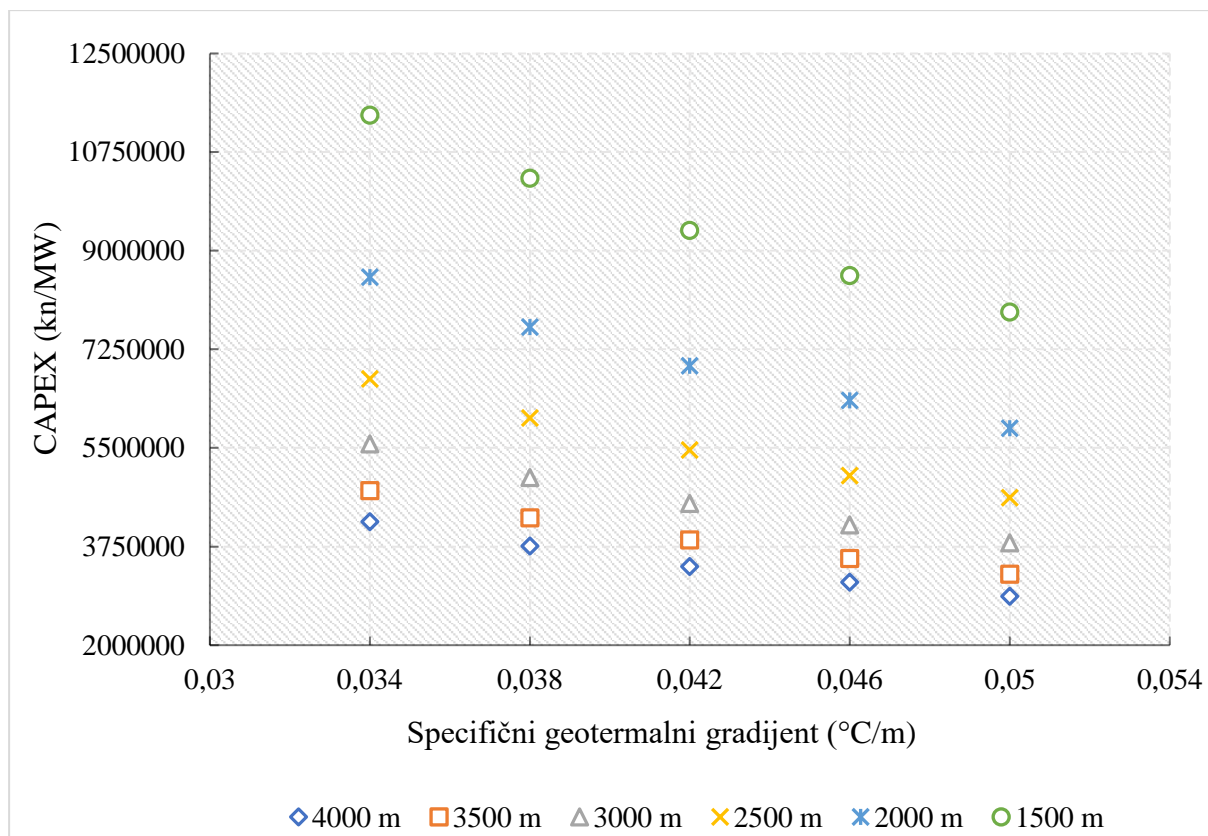


Slika 6-1. Iznosi kapitalnih troškova revitalizacije bušotina u ovisnosti o njihovoj dubini



## 6.1. Varijabilno toplinsko opterećenje

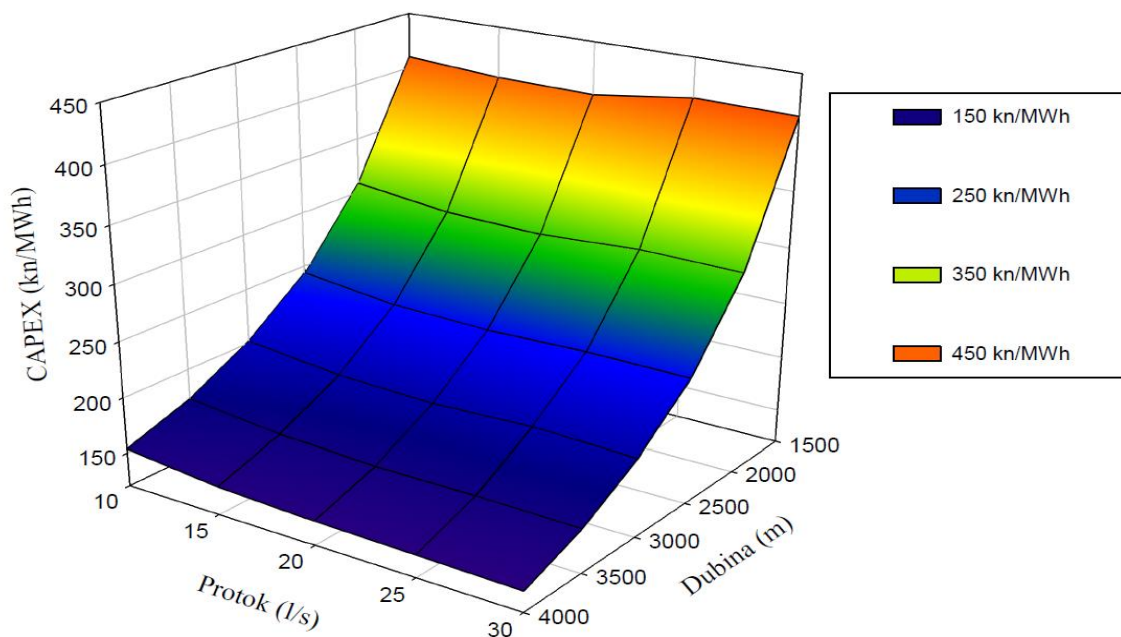
Za varijabilna toplinska opterećenja, razmatrana su dva slučaja ulazne temperature radnog fluida, to su srednji i niži toplinski razred. Za slučaj izvedbe sustava sa srednjim toplinskim razredom, ulazna temperatura u bušotinski izmjenjivač topline bi iznosila 40 °C. U slučaju izvedbe sustava s nižim toplinskim razredom, ulazna temperatura u bušotinski izmjenjivač topline iznosila bi 10 °C, a u tom bi se slučaju iskorištavala i tzv. otpadna toplina kaskadnim korištenjem putem dizalica topline. U usporedbi te dvije izvedbe geotermalnog toplinskog sustava, izvedba s nižim toplinskim razredom puno je bolja jer se na taj način iskorištava puno veća količina toplinske energije, te se u bušotinski izmjenjivač topline vraća pothlađeni radni fluid pri temperaturi od 10 °C. Kako je i ranije navedeno, kapitalni trošak revitalizacije je isključiva funkcija ovisnosti o dubini bušotine, te se troškovi revitalizacije bušotina za iskorištavanje geotermalne toplinske energije kreću od 2,8 milijuna kuna za dubine bušotina od 1500 m, te do 7,5 milijuna kuna za dubine bušotina od 4000 m (Slika 6-2). Povrat investicije kod dubokih bušotinskih izmjenjivača topline ovisi o količini dostupne toplinske energije za svaku sezonu grijanja. Pri tome, kapitalni trošak proizvedene toplinske energije varira od 94 kn/MWh do preko 415 kn/MWh. Trošak, kao i količina proizvedene geotermalne toplinske energije iz revitaliziranih napuštenih naftnih i plinskih bušotina, uz dubinu same bušotine, ovisi i o vrijednosti specifičnog geotermalnog gradijenta područja na kojem se bušotina nalazi. Prema tome, najveća dostupna toplinska energija i najpovoljniji trošak proizvodnje toplinske energije iz dubokih bušotinskih koaksijalnih izmjenjivača topline će se ostvariti kod većih dubina bušotina i većih geotermalnih gradijenata. Na slici 6-2 prikazan je graf koji pokazuje kretanje troška kapitalne investicije u ovisnosti o vrijednostima specifičnih geotermalnih gradijenata na području Republike Hrvatske. Na grafu se jasno može vidjeti da vrijednost investicije opada sa većim vrijednostima geotermalnog gradijenta, kao i sa većim dubinama bušotine.



Slika 6-2. Kapitalni trošak revitalizacije bušotina pri varijabilnom toplinskom opterećenju za niži toplinski razred u ovisnosti o količini dostupne toplinske energije

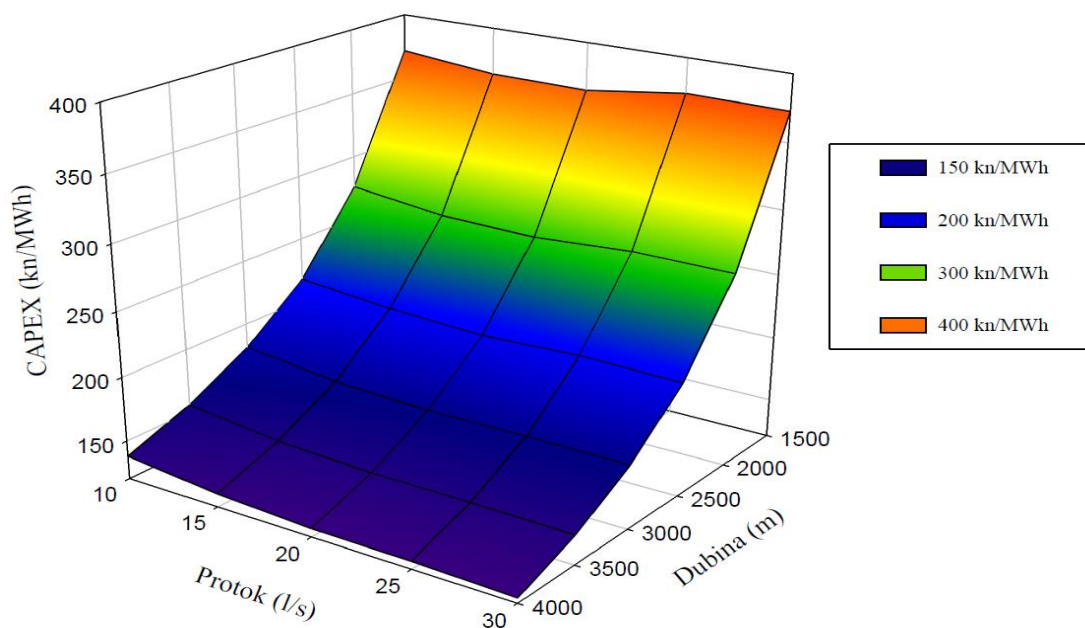
Na slikama 6-3, 6-4, 6-5, 6-6 i 6-7 prikazani su grafovi kretanja kapitalne investicije po MWh dostupne toplinske energije iz dubokog bušotinskog izmjenjivača topline u ovisnosti o dubini bušotine, vrijednosti geotermalnog gradijenta i protoku radnog fluida unutar DBHE. Pri tome se, može zaključiti kako su za veće protoke radnog fluida, uz veće dubine bušotina i veće vrijednosti geotermalnih gradijenata, kapitalni trošak investicije po MWh dostupne toplinske energije smanjuje jer je veća količina dostupne toplinske energije iz stijenske formacije. Na grafovima se može vidjeti da se kapitalni trošak investicije po MWh dostupne toplinske energije kreće u rasponu od minimalnih 80 kn/MWh za dubine bušotina od 4000 m i vrijednosti geotermalnog gradijenta od 0,05 °C/m do maksimalnih 440 kn/MWh za dubine bušotina od 1500 m i vrijednosti geotermalnog gradijenta od 0,034 °C/m.

0,034 °C/m



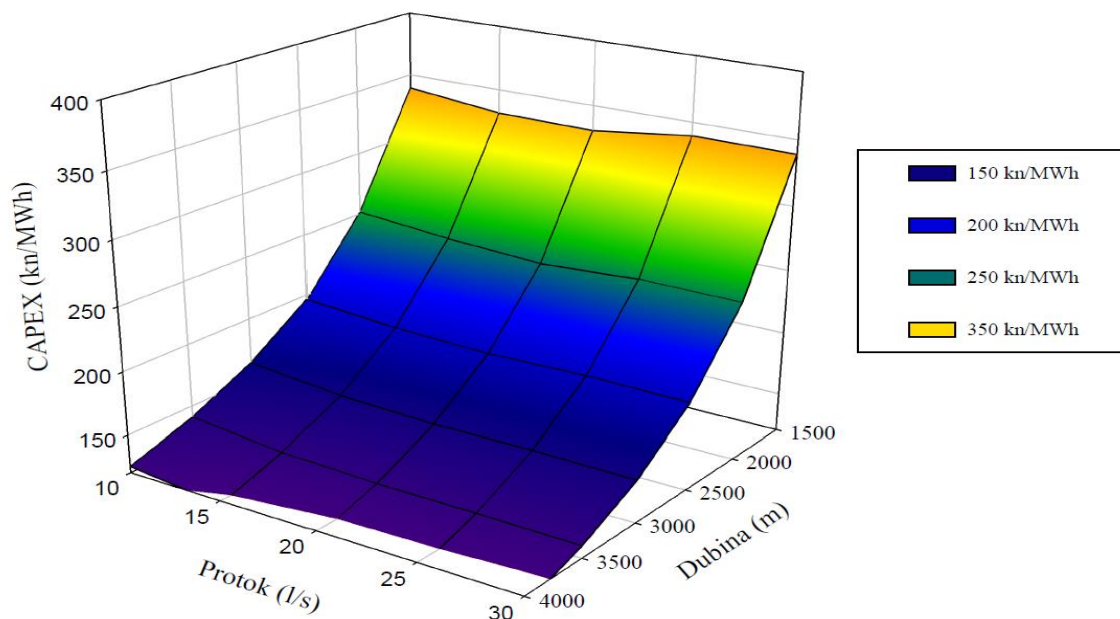
Slika 6-3. Kapitalni troškovi revitalizacije bušotine u duboki bušotinski izmjenjivač topline pri specifičnoj vrijednosti geotermalnog gradijenta od 0,034 °C/m

0,038 °C/m



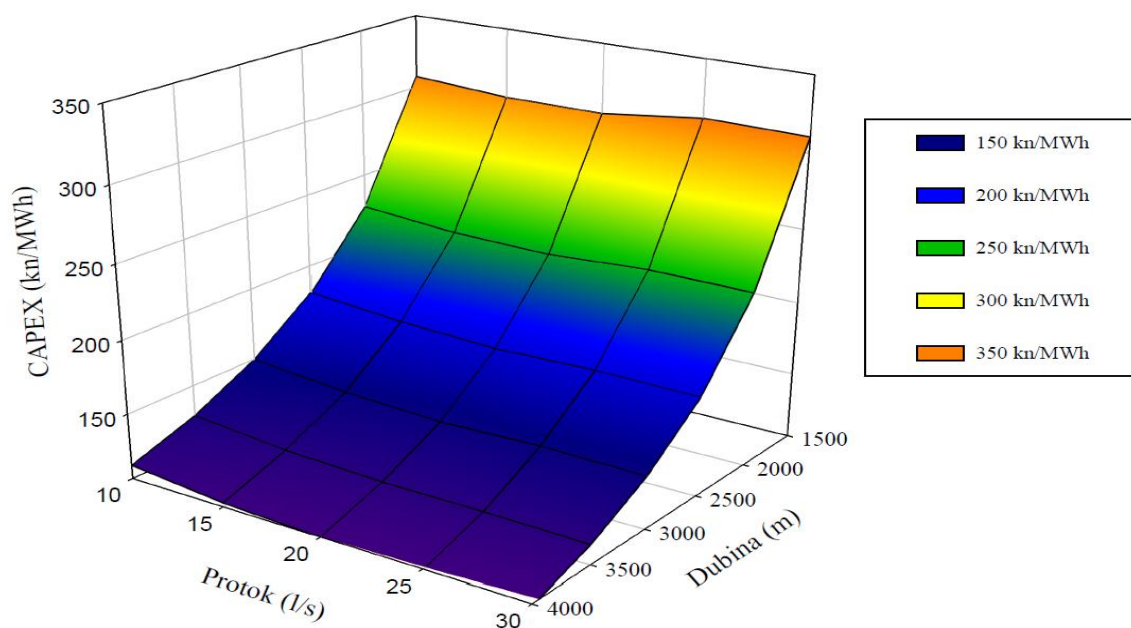
Slika 6-4. Kapitalni troškovi revitalizacije bušotine u duboki bušotinski izmjenjivač topline pri specifičnoj vrijednosti geotermalnog gradijenta od 0,038 °C/m

0,042 °C/m



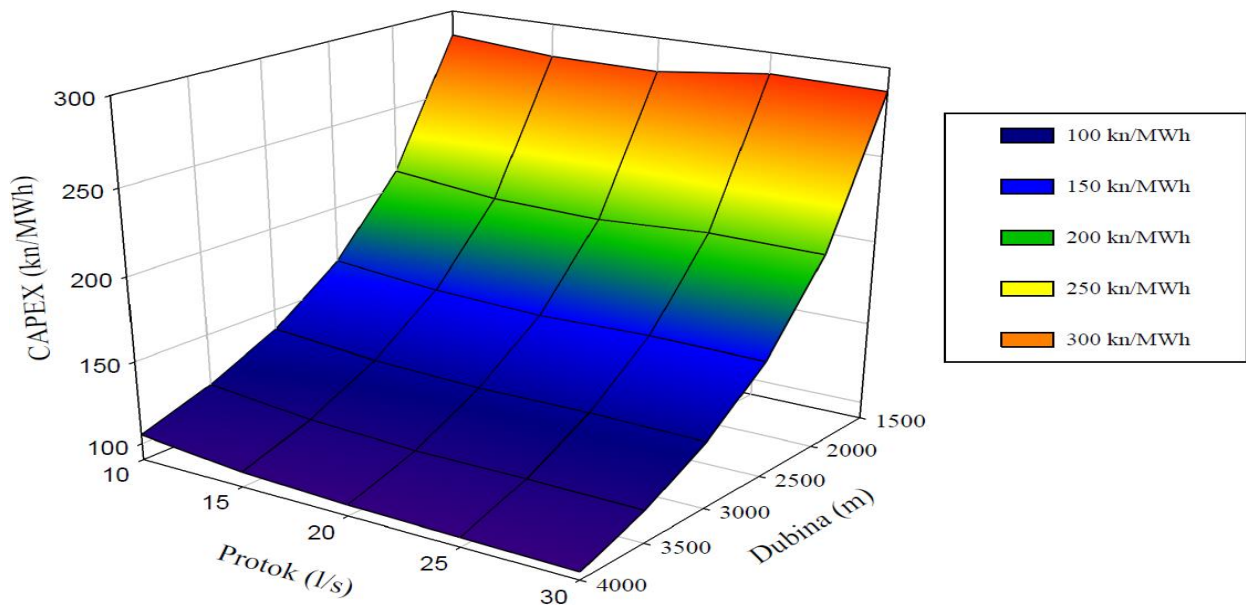
Slika 6-5. Kapitalni troškovi revitalizacije bušotine u duboki bušotinski izmjenjivač topline pri specifičnoj vrijednosti geotermalnog gradijenta od 0,042 °C/m

0,046 °C/m



Slika 6-6. Kapitalni troškovi revitalizacije bušotine u duboki bušotinski izmjenjivač topline pri specifičnoj vrijednosti geotermalnog gradijenta od 0,046 °C/m

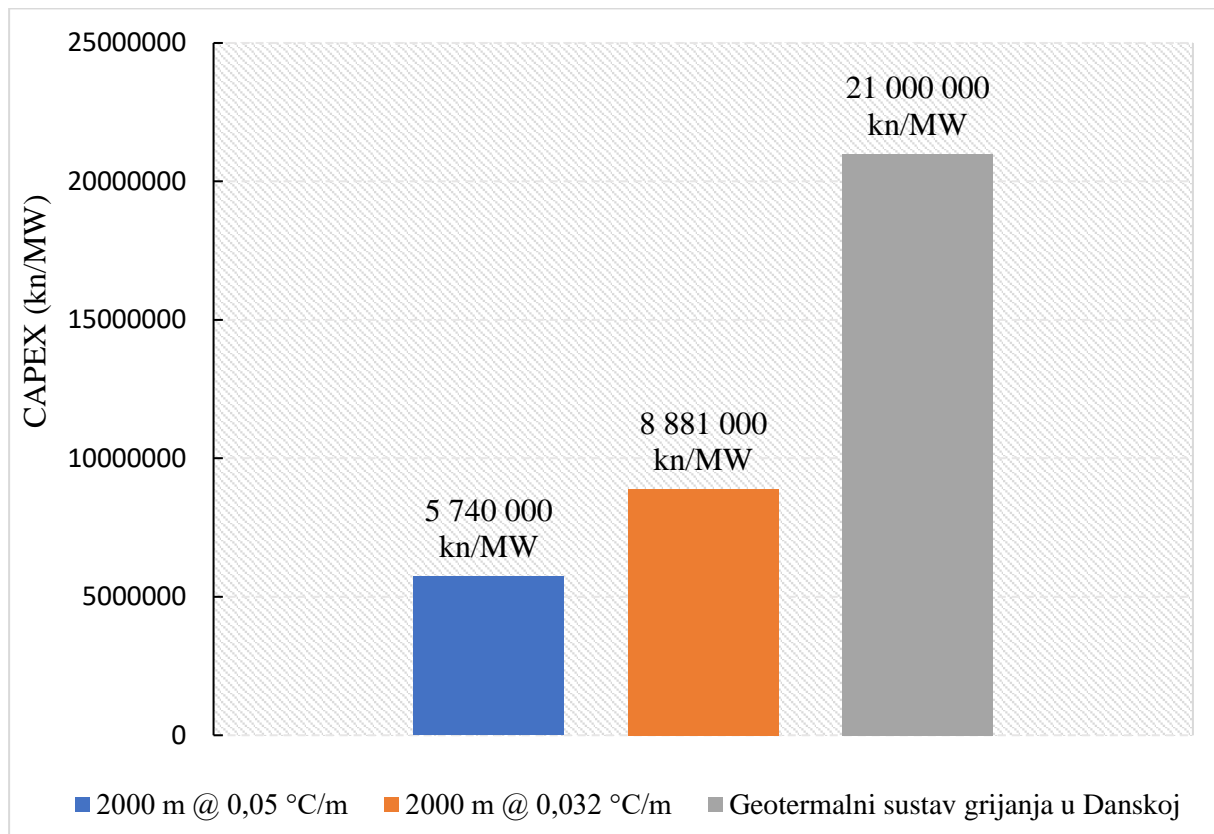
0,05 °C/m



Slika 6-7. Kapitalni troškovi revitalizacije bušotine u duboki bušotinski izmjenjivač topline pri specifičnoj vrijednosti geotermalnog gradijenta od 0,05 °C/m

Pri varijabilnom toplinskom opterećenju, kapitalni trošak revitalizacije napuštene naftne ili plinske bušotine bi iznosio 2 865 000 kn/MW dostupne toplinske energije za dubine od 4000 m i vrijednost geotermalnog gradijenta od 0,05 °C/m, te 11 406 200 kn/MW dostupne toplinske energije za dubine bušotina od 1500 m i vrijednost geotermalnog gradijenta od 0,034 °C/m. Za usporedbu, kapitalni trošak izrade i opremanja mreže proizvodnih i utisnih bušotina dubine 1200 m za iskorištavanje geotermalne toplinske energije za potrebe sustava opskrbe toplinskom energijom gradskih četvrti u Danskoj putem centraliziranog toplinskog sustava iznosi 16 000 000 kn/MW (ens.dk, 2021) dostupne toplinske energije. Također, kapitalni troškovi izrade i opremanja mreže proizvodnih i utisnih geotermalnih bušotina dubine 2 000 m za potrebe opskrbe toplinskom energijom korisnika u Danskoj tijekom sezone grijanja iznose 21 000 000 kn/MW (ens.dk, 2021), dok kapitalni trošak revitalizacije napuštene naftne ili plinske bušotine dubine 2 000 m iznosi 5 740 000 kn/MW u slučaju specifičnog geotermalnog gradijenta od 0,05 °C/m, te 8 881 000 kn/MW za slučaj specifičnog geotermalnog gradijenta od 0,032 °C/m (slika 6-8). U svakom slučaju, kapitalni trošak revitalizacije napuštene bušotine ili mreže napuštenih naftnih i plinskih bušotina je, za istu količinu dostupne toplinske energije, pri specifičnom geotermalnom gradijentu od 0,034 °C/m za 2,3 puta manji, dok je pri specifičnom geotermalnom gradijentu od 0,05 °C/m za 3,7 puta manji u odnosu na kapitalni trošak izrade i

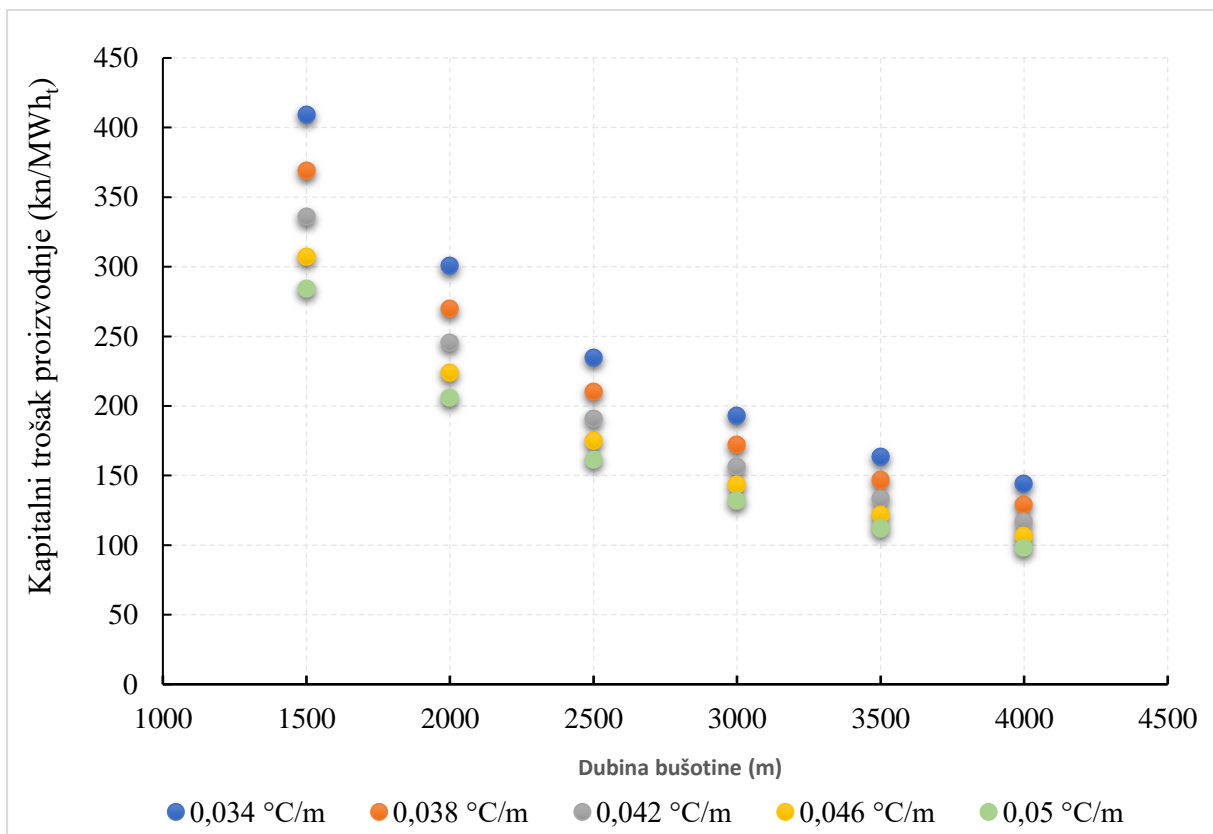
opremanja mreže novih geotermalnih bušotina za potrebe sustava opskrbe toplinskom energijom. Prema tome, iako duboki bušotinski izmjenjivači topline nisu zastupljeni u velikoj mjeri na globalnoj razini, s ekonomskog stajališta predstavljaju, alternativu u odnosu na skupe konvencionalne geotermalne projekte dekarbonizacije sektora toplinarstva.



Slika 6-8. Usporedba kapitalnih troškova izraženih u kn/MW dostupne toplinske energije za projekte revitalizacije napuštenih naftnih i plinskih bušotina u DBHE u odnosu na kapitalne troškove projekta konvencionalnog geotermalnog sustava grijanja u Danskoj

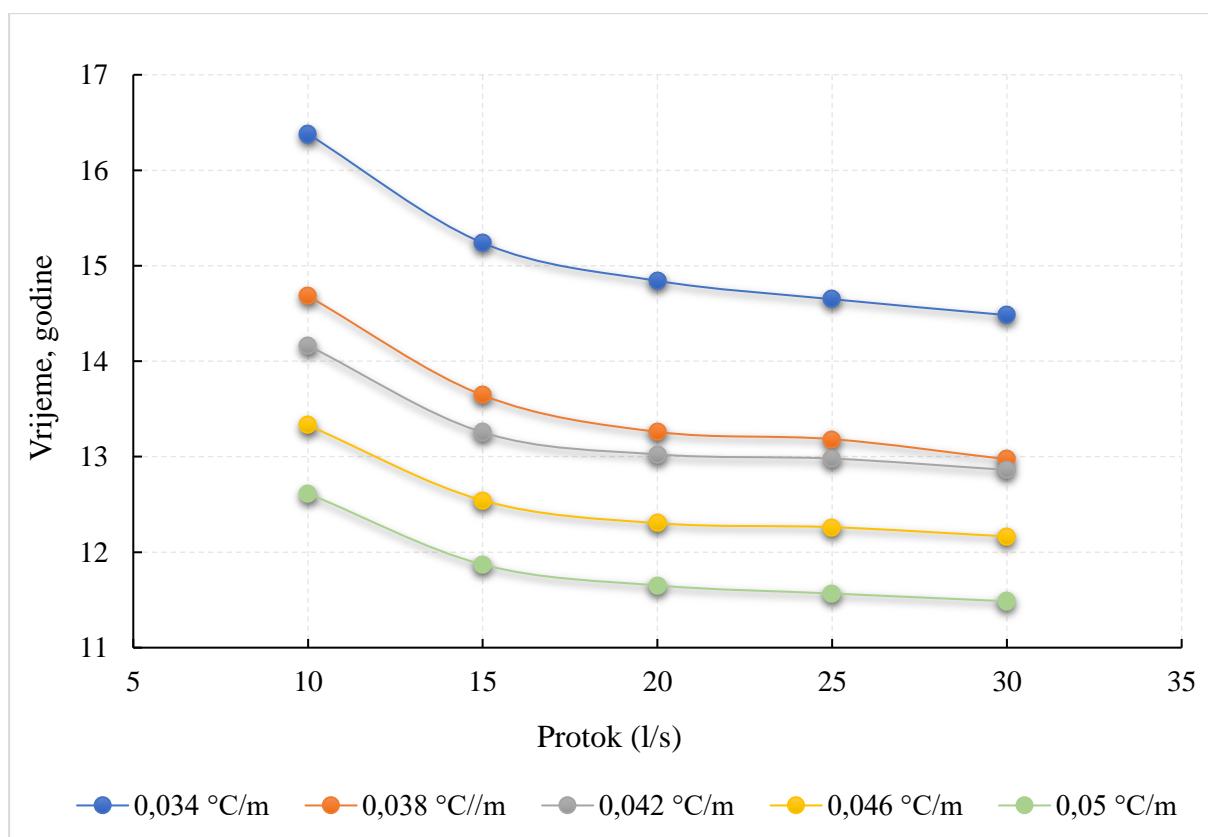
Prema navedenim kapitalnim troškovima proizvodnje toplinske energije, koja se kreću u rasponu od minimalnih 95 kn/MWh<sub>t</sub> do 415 kn/MWh<sub>t</sub>, potrebno je odrediti dubine bušotina za koje je postupak revitalizacije bušotina isplativo provesti. Prema dobivenim podacima o kapitalnim troškovima proizvodnje toplinske energije prikazanim na slikama 6-3, 6-4, 6-5, 6-6 i 6-7 dobiven je prosječan kapitalni trošak proizvodnje toplinske energije za svaku dubinu pri određenom geotermalnom gradijentu. Obzirom na dubine bušotina, vrijednost geotermalnog gradijenta i kapitalni trošak proizvodnje toplinske energije određen je ekonomski najprihvatljiviji kapitalni trošak proizvodnje toplinske energije od 185,20 kn/MWh<sub>t</sub>. Kapitalni trošak proizvodnje toplinske energije od 185,20 kn/MWh<sub>t</sub> je uzet obzirom na cijenu plina

određenu prema tržišnim načelima za kategoriju kućanstava u RH (hep.hr, 2021). Prirodni plin se, u energetske i ekonomskom smislu, može smatrati najvećim konkurentom razvoju i ekspanziji novih geotermalnih projekata u sektoru toplinarstva na području RH. Prema tome, kapitalni trošak proizvodnje toplinske energije do 185,20 kn/MWh<sub>t</sub> zadovoljavaju sve bušotine čija je dubina 3000 m ili veća za sve vrijednosti geotermalnih gradijenata. Uz to, tu vrijednost graničnog kapitalnog troška proizvodnje toplinske energije zadovoljavaju i bušotine do 2500 m dubine pri vrijednostima geotermalnih gradijenata od 0,046 °C/m i 0,05 °C/m (slika 6-9).



Slika 6-9. Kapitalni trošak proizvodnje toplinske energije izražen u kn/MWh<sub>t</sub> za varijabilno toplinsko opterećenje i niži toplinski razred

Povrat kapitalnih troškova investicije ovisi o dubini same bušotine, vrijednosti geotermalnog gradijenta, te o protoku radnog fluida koji protječe unutar bušotinskog izmjenjivača topline. Pri tome će vrijeme povrata investicije biti kraće za veće vrijednosti geotermalnog gradijenta i veće vrijednosti protoka radnog fluida unutar koaksijalnog bušotinskog izmjenjivača topline (slika 6-10).



Slika 6-10. Period povrata investicije u ovisnosti o protoku radnog fluida unutar bušotinskog izmjenjivača topline dubine 4000 m i specifičnih vrijednosti geotermalnih gradijenata na području RH

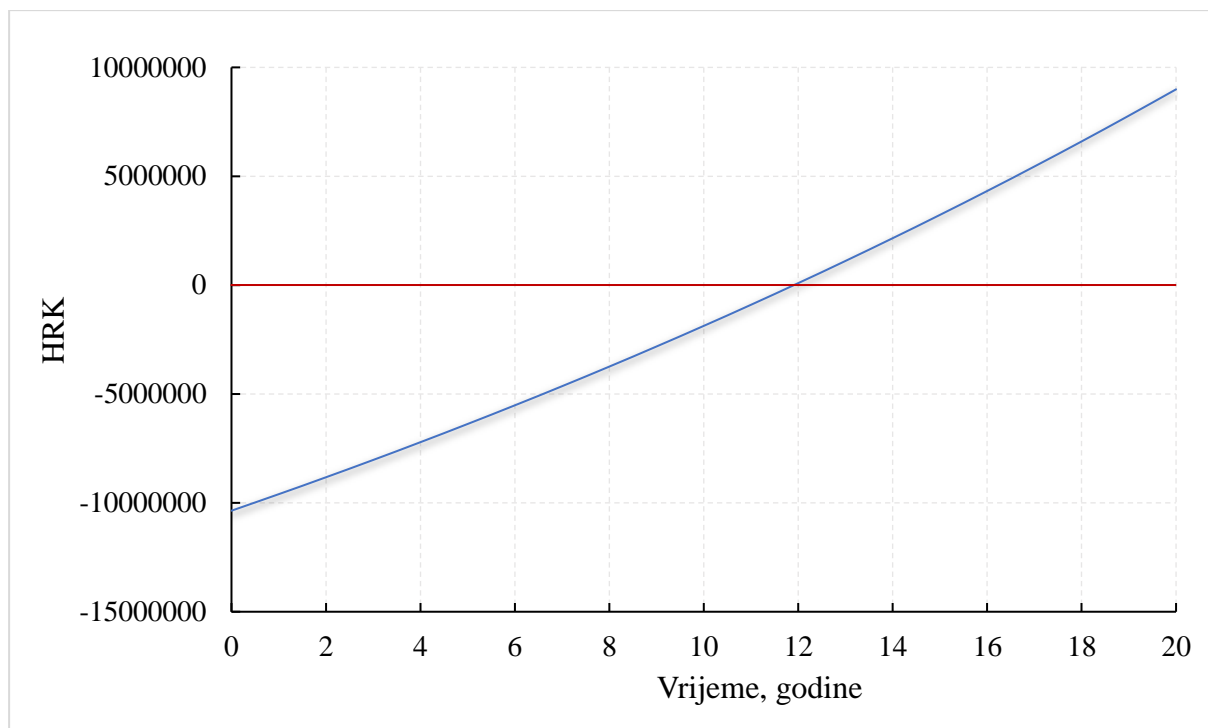
U konkretnom slučaju, za potrebe ovog istraživanja, napravljen je tok novca i izračunati su ekonomski pokazatelji isplativosti projekta za bušotinski izmjenjivač topline dobiven revitalizacijom napuštene bušotine dubine 4000 m pri vrijednosti geotermalnog gradijenta od 0,05 °C/m i protoku od 30 l/s kao najpovoljnijem slučaju za iskorištavanje geotermalne toplinske energije putem bušotinskih izmjenjivača topline. U tom će slučaju i period povratka investicije biti najkraći. Vrijednost investicije je procijenjena na temelju ranije navedenih troškova revitalizacije bušotine, cijene protočne pumpe za osiguravanje cirkulacije radnog fluida koje se kreću u rasponu od 150 000 kn do 300 000 kn ovisno o zadanom radnom protoku (Grundfos, 2020), te cijene sustava dizalice topline koja je pretpostavljena na 975 000 kn/MW (ens.dk, 2021). Proračun se temeljio na tržišnim cijenama prirodnog plina za kategoriju opskrbe kućanstava. Proračun povrata kapitalne investicije proveden je temeljem godišnjih ušteda na troškovima goriva i u tu analizu nisu uračunati operativni troškovi sustava koji uključuju potrošnju električne energije protočne pumpe i dizalice topline. Za primjer bušotinskog izmjenjivača topline dubine 4000 m za vrijednosti geotermalnog gradijenta od 0,05 °C/m i pri



protoku 30 l/s, vrijednost investicije bi iznosila 10 413 300 kn (Tablica 6-2). U taj iznos uračunat je trošak revitalizacije bušotine, trošak nabave protočne pumpe, te trošak nabave dizalice topline. Pri tom bi se slučaju, tijekom dvadesetogodišnjeg perioda rada sustava svake godine moglo pridobiti 4095 MWh toplinske energije. Uz navedene kapitalne troškove, uračunata je i prosječna godišnja inflacija od 2,1 %, za prosječan godišnji rast cijena goriva pretpostavljeno je da ovisi isključivo o stopi inflacije te iznosi 2,1 %, te diskontna stopa od 3,0 % (hnb.hr, lipanj 2021). Period u kojem će doći do povrata investicije, odnosno trenutak u kojem će sustav početi generirati pozitivne novčane tokove, dolazi nakon 11,9 godina (Slika 6-11). Neto sadašnja vrijednost projekta dobivena je diskontiranjem za svaku godinu kroz cijelo vrijeme uloženog kapitala i rada sustava, za fiksnu stopu od 3,0 %, bez uračunavanja inflacije i umanjenu za vrijednost uloženog kapitala, te iznosi 3 152 160,69 kn. Interna stopa povrata, kao veličina diskontne stope pri kojoj je sadašnja vrijednost očekivanih priljeva novca jednaka sadašnjoj vrijednosti izdataka, iznosi 5,74 %.

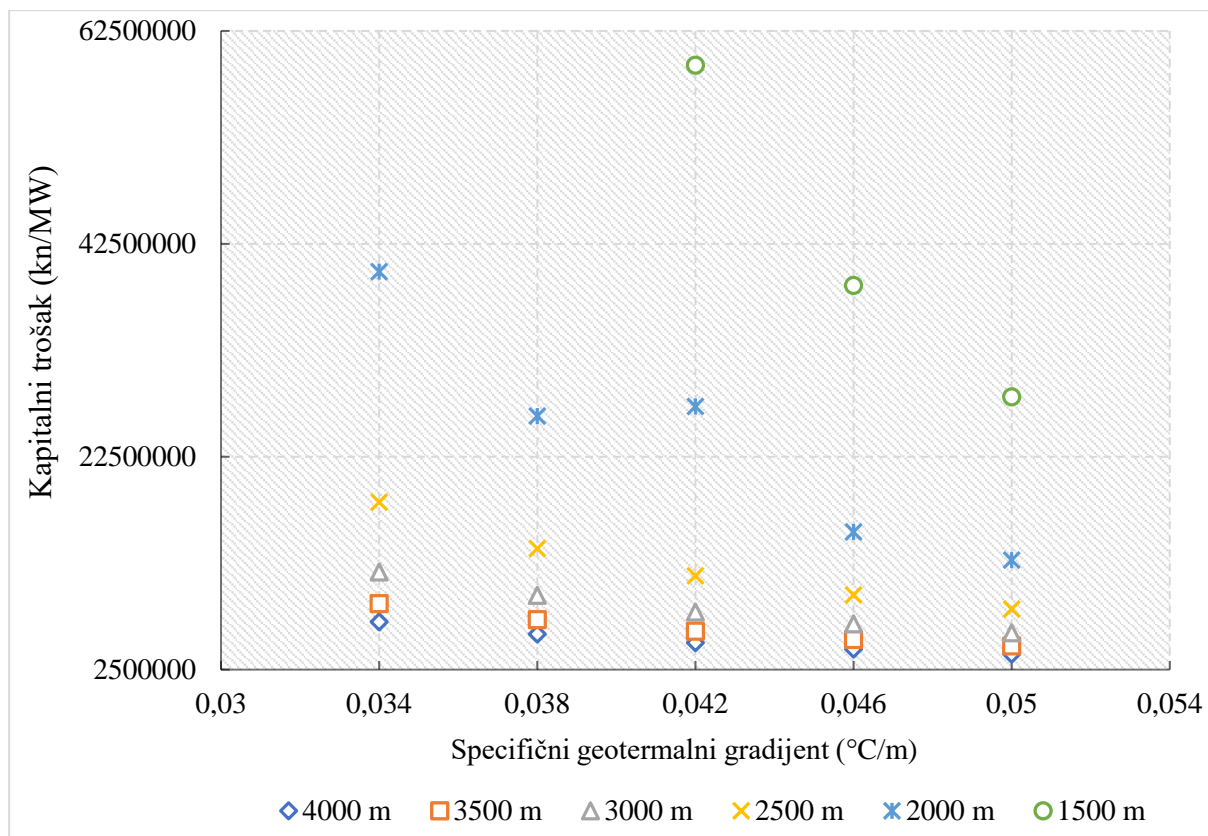
Tablica 6-2. Tok novca i ekonomski pokazatelji isplativosti projekta za DBHE duljine 4000 m za niži toplinski razred pri vrijednosti geotermalnog gradijenta od 0,05 °C/m i pri protoku radnog fluida od 30 l/s

<b>4000 m @ 0,05 °C/m @ 30 l/s</b>		
Inflacija		2,10%
Prosječni godišnji rast cijena goriva		2,10%
Diskontna stopa		3,00%
<b>Tok novca</b>		
<b>Godina</b>	<b>Ušteda, HRK</b>	<b>Kumulativno, HRK</b>
0	-10413300	-10413300
1	758394	-9602425
2	774320	-8825911
3	790581	-8029983
4	807183	-7214158
5	824134	-6377937
6	841441	-5520810
7	859111	-4642256
8	877152	-3741737
9	895573	-2818705
10	914380	-1872598
11	933582	-902838
12	953187	91166
13	973204	1110020
14	993641	2154346
15	1014508	3224779
16	1035812	4321974
17	1057564	5446598
18	1079773	6599338
19	1102448	7780897
20	1125600	8991994
<b>Ekonomski pokazatelji isplativosti projekta</b>		
Povrat kapitalnih troškova iznad troška konvencionalnog sustava		11,9
Neto sadašnja vrijednost		3.152.160,69 kn
Interna stopa povrata		5,83%



Slika 6-11. Novčani tok za duboki bušotinski izmjenjivač topline pri varijabilnom toplinskom opterećenju i za niži toplinski razred

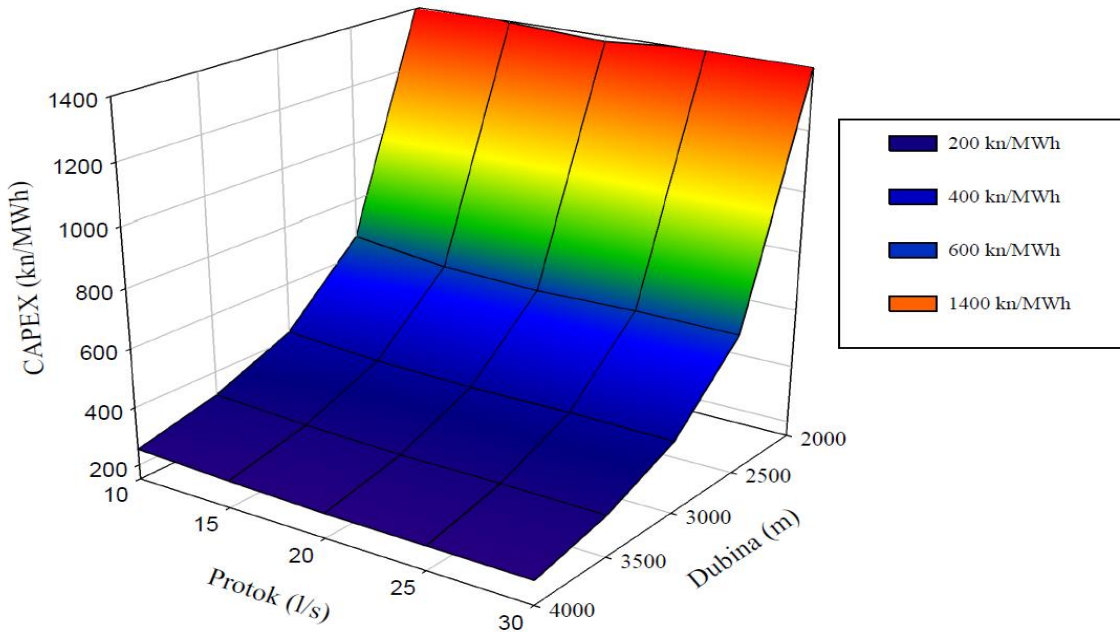
Druga varijanta varijabilnog iskorištavanja toplinske energije putem dubokih koaksijalnih bušotinskih izmjenjivača topline je pomoću srednjeg toplinskog razreda pri kojem ulazna temperatura u DBHE iznosi 40 °C. Pri tome su, prinosi toplinske energije značajno manji nego što je to slučaj za niži toplinski razred, pa su stoga i kapitalni troškovi proizvodnje toplinske energije veći. Općenito se kapitalni troškovi revitalizacije po MW dostupne toplinske energije, u što je uključeno opremanje bušotine ranije navedenom dubinskom opremom i cirkulacijskom pumpom, kreću od minimalnih 3 942 517 kn/MW za dubine bušotinskih izmjenjivača topline od 4000 m i vrijednosti geotermalnog gradijenta od 0,05 °C/m do maksimalnih 59 282 510 kn/MW za dubine bušotina od 1500 m i vrijednosti geotermalnih gradijenata od 0,034 °C/m (Slika 6-12).



Slika 6-12. Kapitalni trošak revitalizacije bušotine u ovisnosti o dubini bušotine i vrijednostima specifičnog geotermalnog gradijenta

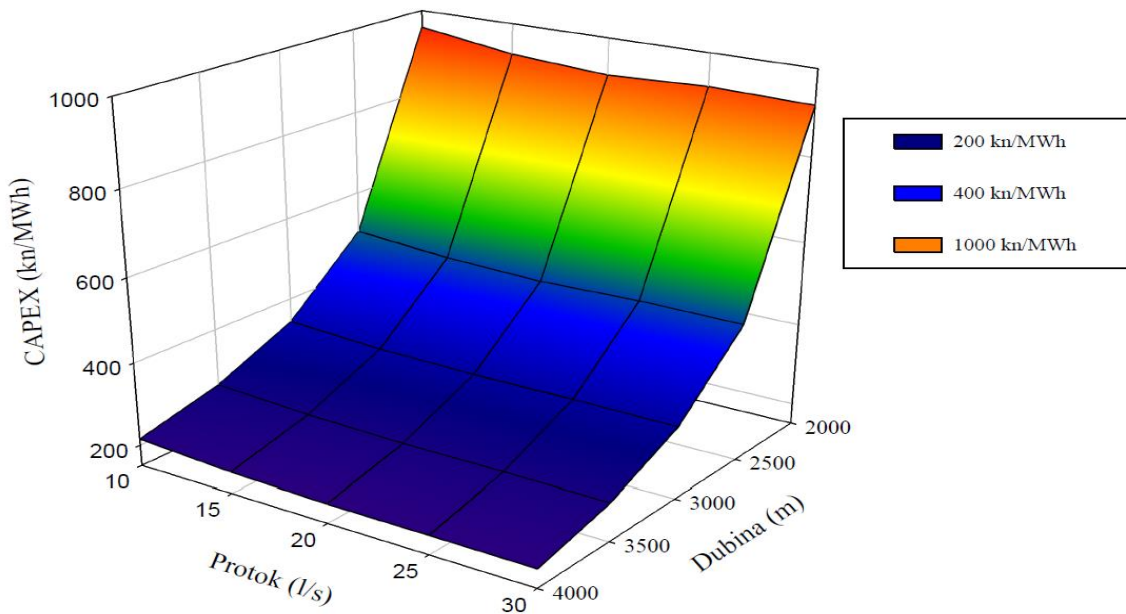
Na slikama 6-13, 6-14, 6-15, 6-16 i 6-17 prikazani su kapitalni troškovi proizvodnje toplinske energije iz bušotinskih izmjenjivača topline sa ulaznom temperaturom u DBHE od 40 °C, a na slici 6-12 prikazan je prosječni kapitalni trošak proizvodnje toplinske energije za svaku specifičnu vrijednost geotermalnog gradijenta.

0,034 °C/m



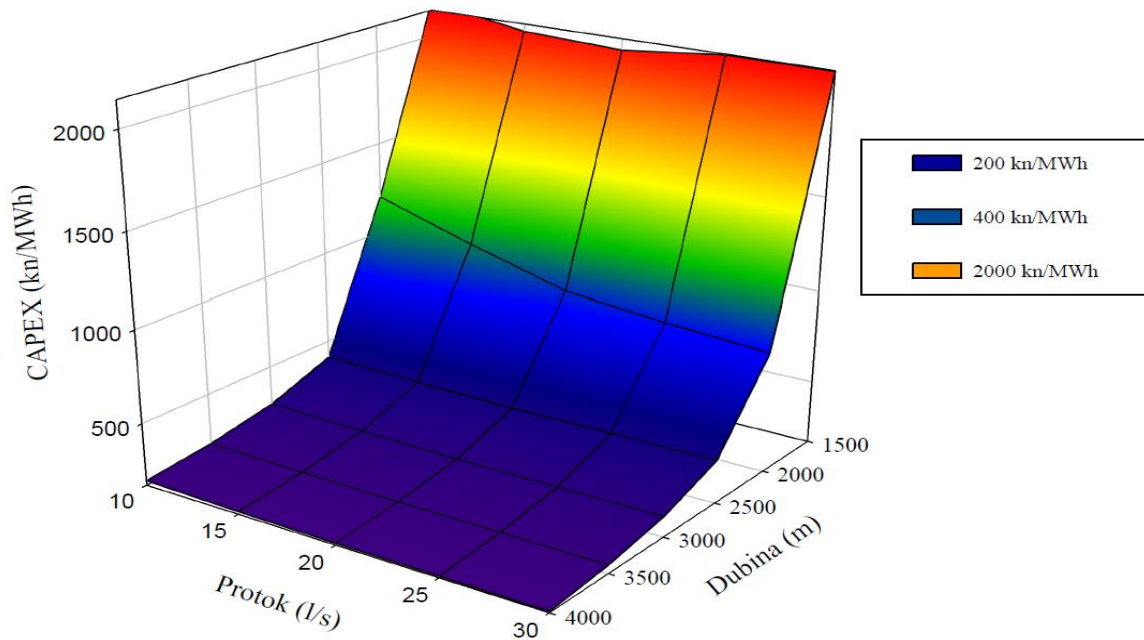
Slika 6-13. Kapitalni troškovi revitalizacije bušotine u ovisnosti o dubini bušotine i protoku radnog fluida za vrijednost specifičnog geotermalnog gradijenta od 0,034 °C/m

0,038 °C/m



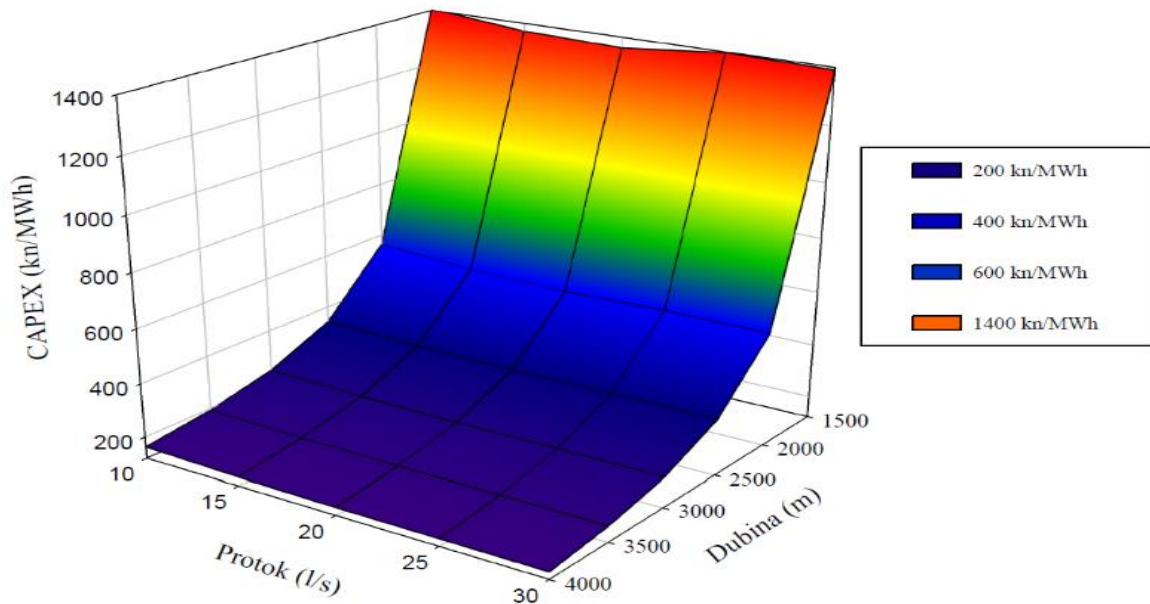
Slika 6-14. Kapitalni trošak revitalizacije duboke bušotine u ovisnosti o dubini bušotine i protoku radnog fluida za vrijednost specifičnog geotermalnog gradijenta od 0,038 °C/m

0,042 °C/m



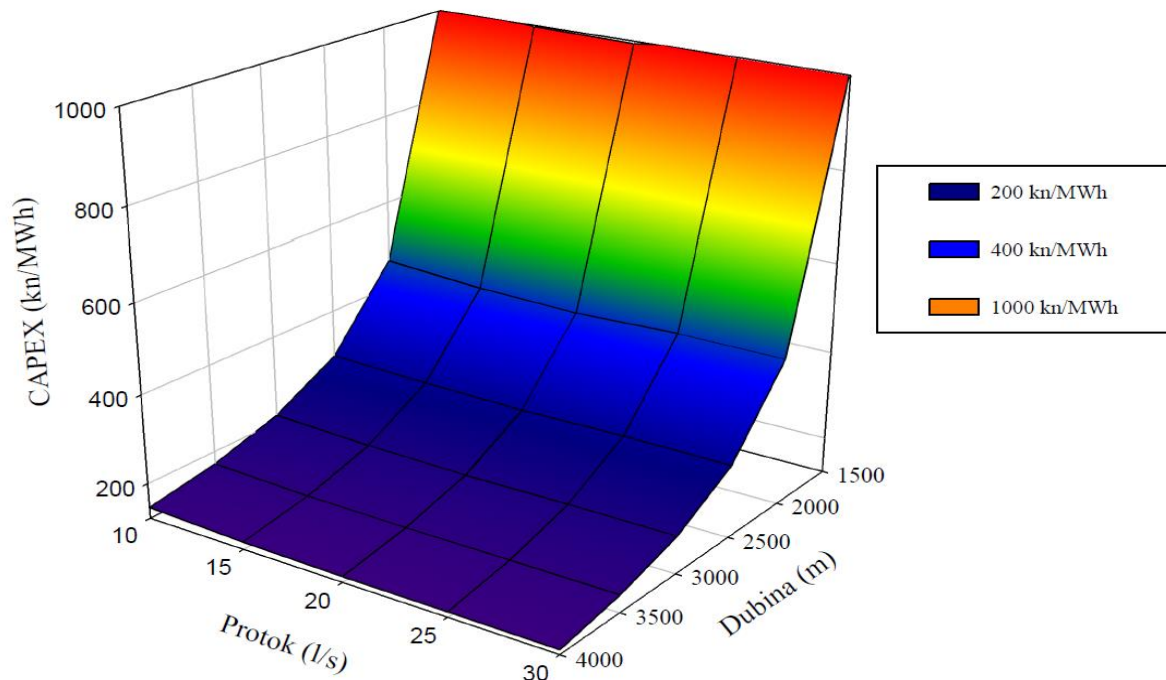
Slika 6-15. Kapitalni trošak revitalizacije duboke bušotine u ovisnosti o dubini bušotine i protoku radnog fluida za specifičnu vrijednost geotermalnog gradijenta od 0,042 °C/m

0,046 °C/m



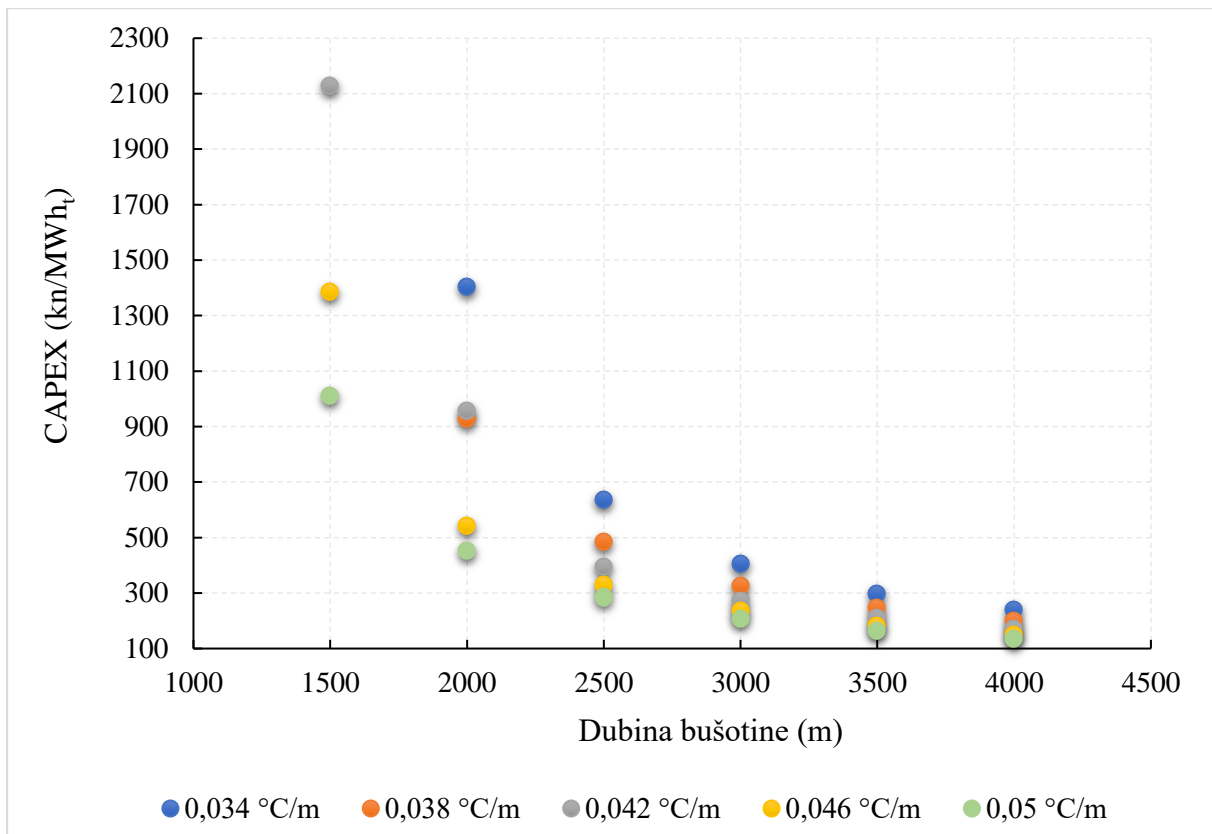
Slika 6-16. Kapitalni trošak revitalizacije duboke bušotine u ovisnosti o dubini bušotine i protoku radnog fluida za specifičnu vrijednost geotermalnog gradijenta od 0,046 °C/m

0,05 °C/m



Slika 6-17. Kapitalni trošak revitalizacije duboke bušotine u ovisnosti o dubini bušotine i protoku radnog fluida za specifičnu vrijednost geotermalnog gradijenta od 0,05 °C/m

Obzirom na tržišnu cijenu prirodnog plina za kućanstva u Republici Hrvatskoj, kapitalni trošak proizvodnje toplinske energije iz revitaliziranih naftnih i plinskih bušotina je toj cijeni plina konkurentan samo u slučaju pridobivanja toplinske energije na dubinama bušotina od 3500 m do 4000 m i pri vrijednostima geotermalnih gradijenata od 0,046 °C/m i 0,05 °C/m (Slika 6-18). Na navedenim dubinama i pri navedenim geotermalnim gradijentima, kapitalni trošak proizvodnje toplinske energije iz bušotinskih izmjenjivača topline se kreće u rasponu od 135 kn/MWh<sub>t</sub> do 184 kn/MWh<sub>t</sub>. Eksploatacija toplinske energije iz plićih bušotina i pri manjim vrijednostima geotermalnih gradijenata, obzirom na cijene energenata i kapitalne troškove konvencionalnih plinskih i geotermalnih sustava, nije ekonomski isplativa, niti konkurentna drugim tehnologijama proizvodnje toplinske energije. U prilog toj tvrdnji ide i podatak da se kapitalni trošak proizvodnje energije iz konvencionalnih geotermalnih energetske sustava kreće u rasponu od 440 kn/MWh do 685 kn/MWh, dok se kapitalni trošak proizvodnje energije iz kombi-kogeneracijske plinske elektrane kreće u rasponu od 217 kn/MWh do 500 kn/MWh (Lazards, 2018).



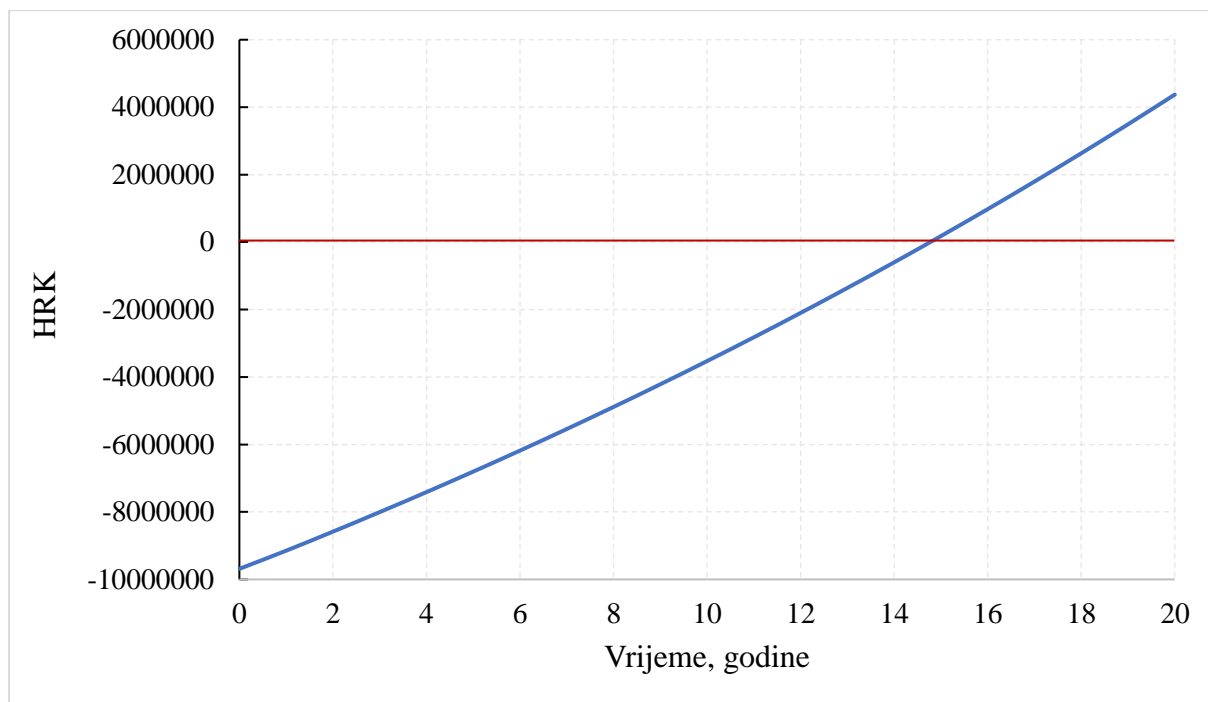
Slika 6-18. Usporedba kapitalnih troškova proizvodnje toplinske energije pri različitim dubinama bušotina i specifičnim vrijednostima geotermalnih gradijenata pri varijabilnom toplinskom opterećenju za srednji toplinski razred

Vrijeme povrata investicije za varijabilno iskorištavanje bušotinskog izmjenjivača topline za dubinu bušotine od 4000 m i za vrijednost geotermalnog gradijenta od 0,05 °C, te za protok radnog fluida od 30 l/s i ulaznu temperaturu u bušotinski izmjenjivač od 40 °C iznosio bi 14,8 godina (Slika 6-19), što znači da bi se kapitalna investicija isplatila unutar dvadesetogodišnjeg perioda rada sustava. Tablica 3 pokazuje tok novca i ekonomske pokazatelje isplativosti za srednji toplinski razred pri najvećoj odabranoj vrijednosti geotermalnog gradijenta i protoka te je vidljivo da je interna stopa povrata 3,18%.



Tablica 6-3. Tok novca i ekonomski pokazatelji isplativosti projekta za DBHE duljine 4000 m za srednji toplinski razred pri vrijednosti geotermalnog gradijenta od 0,05 °C/m i pri protoku radnog fluida od 30 l/s

<b>4000 m @ 0,05 °C/m @ 30 l/s</b>		
Inflacija		2,10%
Prosječni godišnji rast cijena goriva		2,10%
Diskontna stopa		3,00%
<b>Tok novca</b>		
<b>Godina</b>	<b>Ušteda, HRK</b>	<b>Kumulativno, HRK</b>
0	-9687300	-9687300
1	551526	-9149070
2	563108	-8584367
3	574933	-8005546
4	587006	-7412255
5	599334	-6804131
6	611920	-6180804
7	624770	-5541894
8	637890	-4887012
9	651286	-4215757
10	664963	-3527721
11	678927	-2822484
12	693184	-2099616
13	707741	-1358676
14	722604	-599213
15	737779	179236
16	753272	977147
17	769091	1795006
18	785242	2633311
19	801732	3492574
20	818568	4373318
<b>Ekonomski pokazatelji isplativosti projekta</b>		
Povrat kapitalnih troškova iznad troškova konvencionalnog sustava, god		14,8
Neto sadašnja vrijednost		177.887,29 kn
Interna stopa povrata		3,18%



Slika 6-19. Novčani tok za revitaliziranu bušotinu dubine 4000 m pri vrijednosti geotermalnog gradijenta od 0,05 °C/m

Naposljetku, kada usporedimo neto sadašnje vrijednosti projekata proizvodnje toplinske energije (Tablica 6-2 i Tablica 6-3) iz napuštenih naftnih i plinskih bušotina za varijabilno toplinsko opterećenje, može se zaključiti kako su projekti eksploatacije geotermalne energije iz napuštenih naftnih i plinskih bušotina pri srednjem toplinskom razredu manje isplativi u odnosu na izvedbu geotermalnog toplinskog sustava s nižim toplinskim razredom. Na taj zaključak ukazuje i vrijeme povrata investicije, koje za varijabilno toplinsko opterećenje i niži toplinski razred iznosi 11,9 godina, dok za sustav sa srednjim toplinskim razredom iznosi 14,8 godina. Toj tvrdnji u prilog ide i stopa povrata investicije koja za niži toplinski razred iznosi 5,74 %, dok za srednji toplinski razred iznosi 3,18 %.

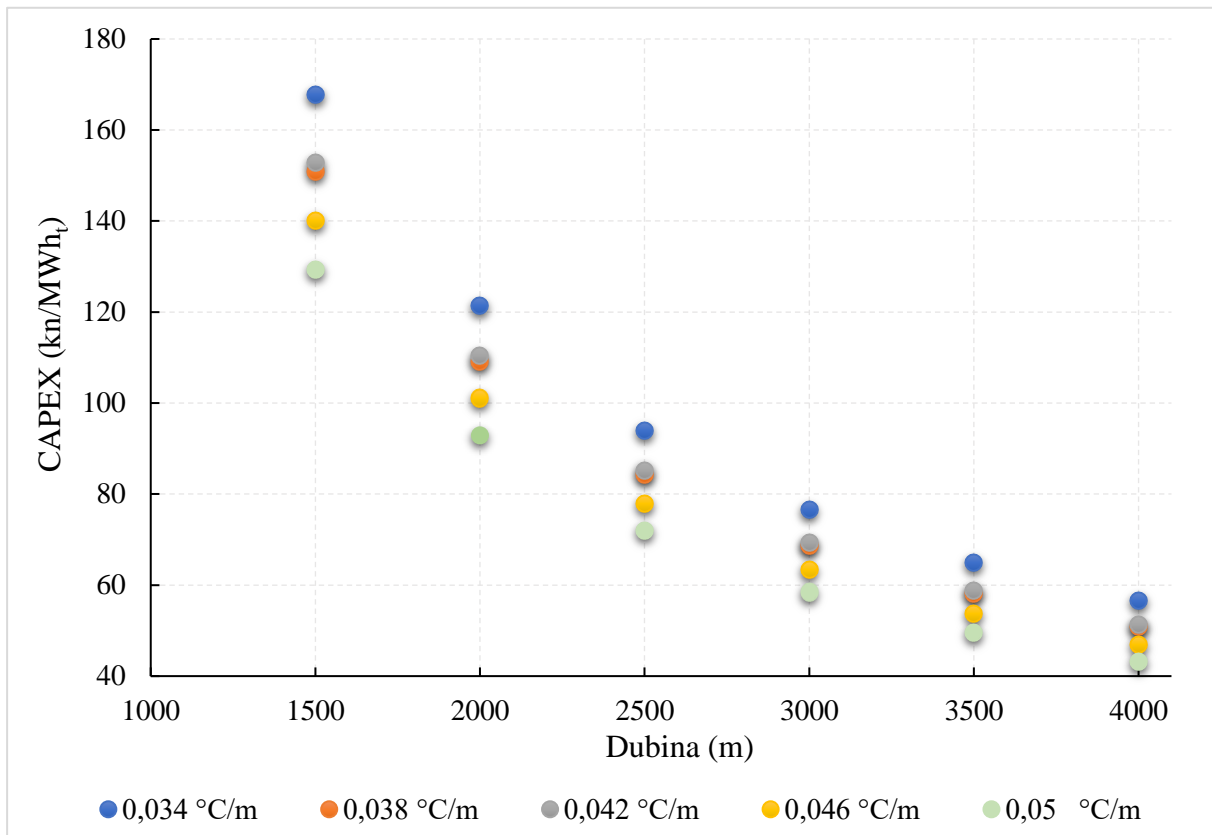
## 6.2. Kontinuirano toplinsko opterećenje

Kako se veliki broj napuštenih naftnih i plinskih bušotina nalazi daleko izvan urbanih i naseljenih područja, iskorištavanje energetskeg potencijala tih bušotina nije moguće iskoristiti za grijanje kućanstava, ali ga je moguće iskoristiti za potrebe sustava opskrbe toplinskom energijom industrijskih subjekata. Štoviše, prostor u neposrednoj blizini napuštenih naftnih i plinskih bušotina je idealna lokacija za izgradnju industrijskih zona. U tom bi se slučaju, industrijski subjekti opskrbljivali toplinskom energijom pridobivenom iz revitaliziranih naftnih

i plinskih bušotina. Pri tome bi se toplinska energija iz bušotinskih izmjenjivača topline iskorištavala putem kontinuiranog toplinskog opterećenja koje se odnosi na konstantnu dnevnu potrošnju geotermalne toplinske energije tijekom cijele godine. Takav način iskorištavanja geotermalnog energetskeg potencijala je specifičan za potrebe opskrbe toplinskom energijom industrijskih subjekata. Na taj se način, industrijskim subjektima, osigurava opskrba čistom i klimatski neutralnom toplinskom energijom koja se onda primjenjuje u različitim radnim procesima, poput procesa grijanja i sušenja industrijskih sirovina. Prema tome, toplinska energija pridobivena iz geotermalnih energetskeg resursa može se koristiti u procesima sušenja poljoprivrednih kultura i drvne mase, u akvakulturi za potrebe grijanja ribogojilišta, u industriji građevinskog materijala za potrebe grijanja i sušenja različitih građevinskih sirovina, te u prehrambenoj industriji u različitim proizvodnim procesima. Na taj se način može, u potpunosti ili djelomično, dekarbonizirati dio specifičnih radnih procesa u industriji. Djelomična dekarbonizacija radnih procesa u industriji uključuje bazno korištenje geotermalne toplinske energije čime bi se smanjila potrošnja fosilnih goriva. Potencijal primjene geotermalne toplinske energije u industriji je tim veći ako se u obzir uzmu i rastuće cijene emisijskih dozvola CO<sub>2</sub> (ecb.europa.eu, 2021), te klimatski ciljevi Europske unije do 2030., odnosno 2050. godine (ec.europa.eu, 2021). Uz to, u obzir treba uzeti i skorašnje uvođenje poreza na ugljik od strane Europskog parlamenta (europarl.europa.eu, 2021) kojim će se oporezivati svaki uvezeni proizvod u EU obzirom na ugljičnu intenzivnost njegove proizvodnje, što će za posljedicu imati poskupljenje finalnog proizvoda i pad konkurentnosti. Prema svemu navedenom, geotermalna toplinska energija se nameće kao rješenje za dekarbonizaciju dijela industrijskog sektora. Pri tome, za kontinuirano toplinsko opterećenje dubokih bušotinskih izmjenjivača topline, kao i za varijabilno, razlikujemo n i srednji toplinski razred.

Ulazna temperatura u bušotinski izmjenjivač topline pri niskom toplinskom razredu iznosi 10 °C, dok pri srednjem toplinskom razredu ulazna temperatura u bušotinski izmjenjivač iznosi 40 °C. Kapitalni troškovi revitalizacije napuštenih naftnih i plinskih bušotina za kontinuirano toplinsko opterećenje pri niskom toplinskom razredu se kreću u rasponu od minimalnih 43 kn/MWht do maksimalnih 168 kn/MWht (Slika 6-20), što predstavlja jedan od najpovoljnijih kapitalnih troškova proizvodnje toplinske energije. Za usporedbu, tržišna cijena plina po kojoj industrijski korisnici nabavljaju plin trenutno iznosi 198,35 kn/MWh (CEGH, 7.6.2021.), dok prosječna težinska cijena električne energije iznosi 528 kn/MWh (CROPEX, 8.6.2021.). K tome, na tržišne cijene prirodnog plina i električne energije treba još pribrojiti i trgovačke marže, te troškove transporta i distribucije plinovodima, odnosno dalekovodima. Na slici 5-20 prikazani su prosječni kapitalni troškovi revitalizacije duboke bušotine za

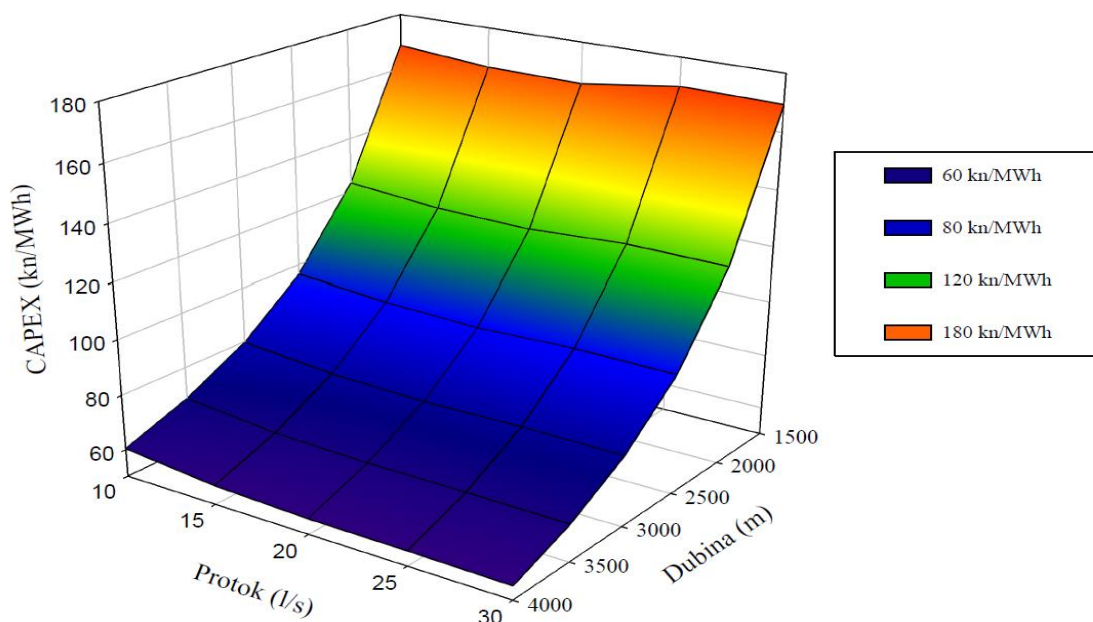
kontinuirano toplinsko opterećenje pri niskom toplinskom razredu obzirom na dostupnu toplinsku energiju tijekom dvadesetogodišnjeg perioda rada sustava.



Slika 6-20. Usporedba kapitalnih troškova proizvodnje toplinske energije za različite dubine bušotina i vrijednosti geotermalnih gradijenata pri kontinuiranom toplinskom opterećenju za niži toplinski razred

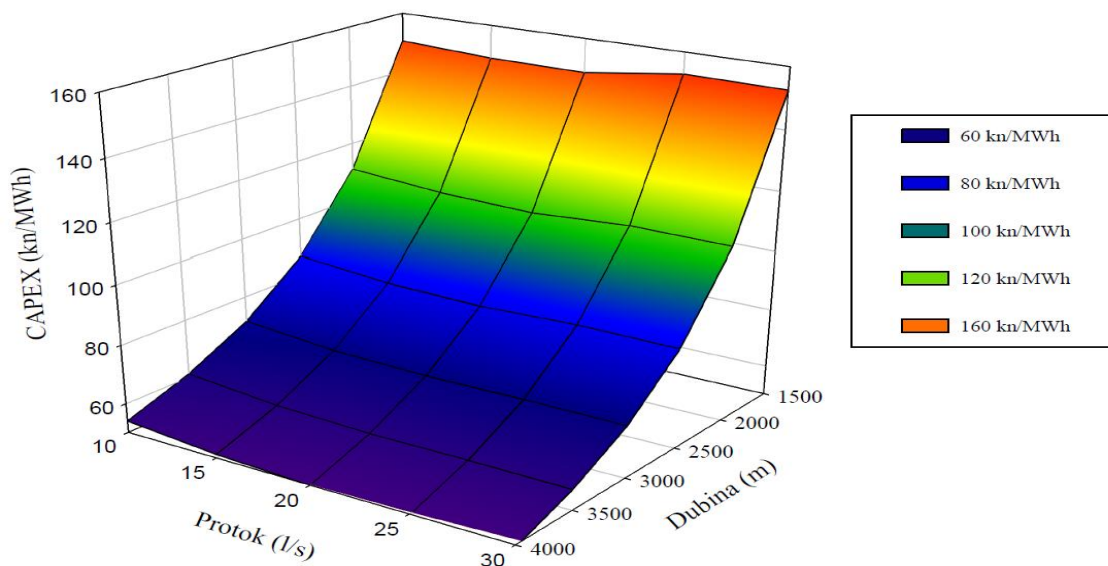
Na slikama 6-21, 6-22, 6-23, 6-24 i 6-25 se može vidjeti kako se kapitalni troškovi revitalizacije duboke bušotine kreću sa smanjenjem dubine bušotine za sve specifične vrijednosti geotermalnih gradijenata na području kontinentalne RH. Pri tome se može vidjeti jasan trend rasta kapitalnih troškova sa smanjenjem dubine bušotine. Također, može se vidjeti i jasna tendencija opadanja kapitalnih troškova revitalizacije duboke bušotine za veće vrijednosti specifičnih geotermalnih gradijenata. Kada se kapitalni troškovi revitalizacije bušotine za niži toplinski razred pri kontinuiranom toplinskom opterećenju usporede sa istim toplinskim razredom kod varijabilnog toplinskog opterećenja, dolazi se do zaključka kako su troškovi pri kontinuiranom opterećenju znatno manji obzirom da su veći prinosi toplinske energije jer sustav radi punih 8760 sati tijekom kalendarske godine.

0,034 °C/m



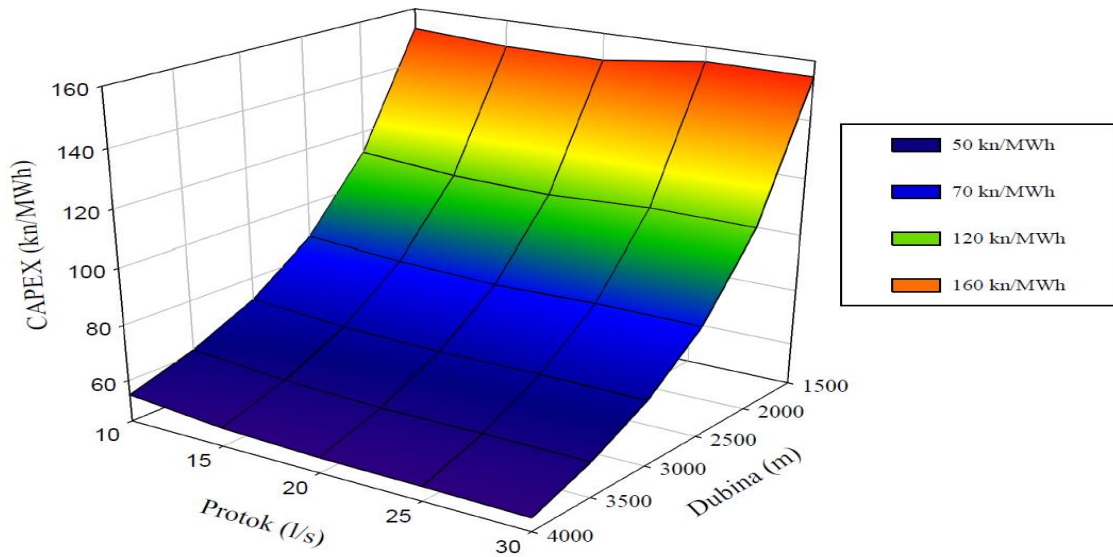
Slika 6-21. Kapitalni trošak revitalizacije duboke bušotine za kontinuirano toplinsko opterećenje pri niskom toplinskom razredu u ovisnosti o dubini bušotine i protoku radnog fluida za specifičnu vrijednost geotermalnog gradijenta od 0,034 °C/m

0,038 °C/m



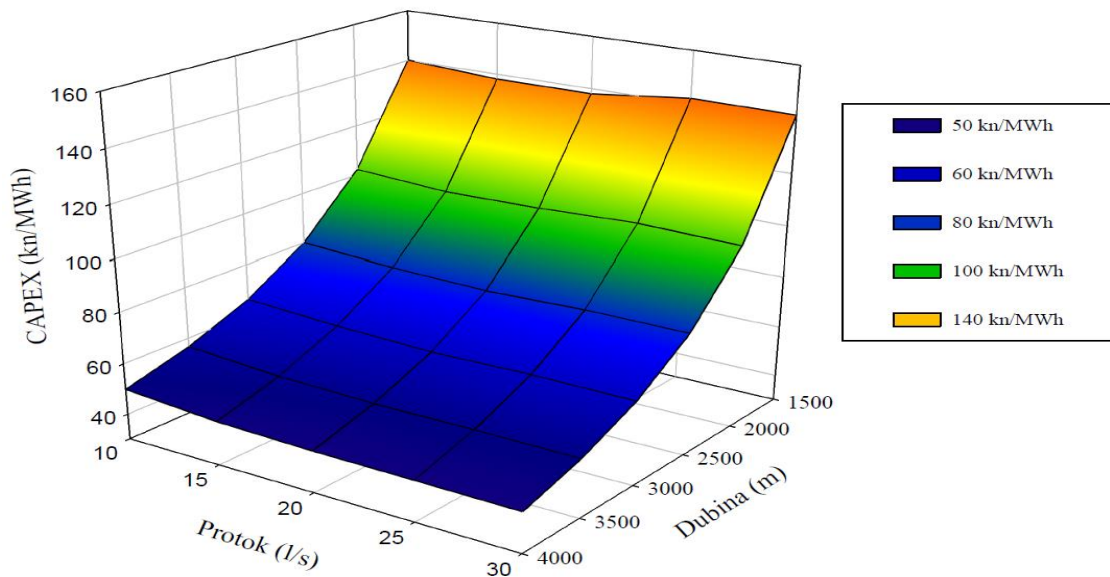
Slika 6-22. Kapitalni trošak revitalizacije duboke bušotine za kontinuirano toplinsko opterećenje pri nižem toplinskom razredu u ovisnosti o dubini bušotine i protoku radnog fluida za specifičnu vrijednost geotermalnog gradijenta od 0,042 °C/m

0,042 °C/m



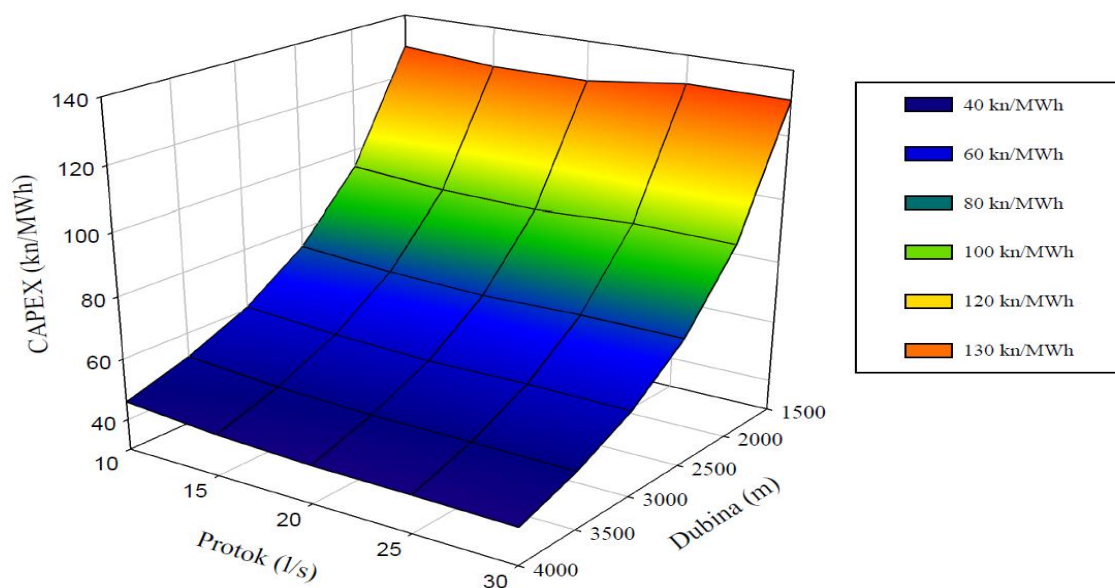
Slika 6-23. Kapitalni trošak revitalizacije duboke bušotine za kontinuirano toplinsko opterećenje pri niskom toplinskom razredu u ovisnosti o dubini bušotine i protoku radnog fluida za specifičnu vrijednost geotermalnog gradijenta od 0,042 °C/m

0,046 °C/m



Slika 6-24. Kapitalni trošak revitalizacije duboke bušotine za kontinuirano toplinsko opterećenje pri niskom toplinskom razredu u ovisnosti o dubini bušotine i protoku radnog fluida za specifičnu vrijednost geotermalnog gradijenta od 0,046 °C/m

0,05 °C/m

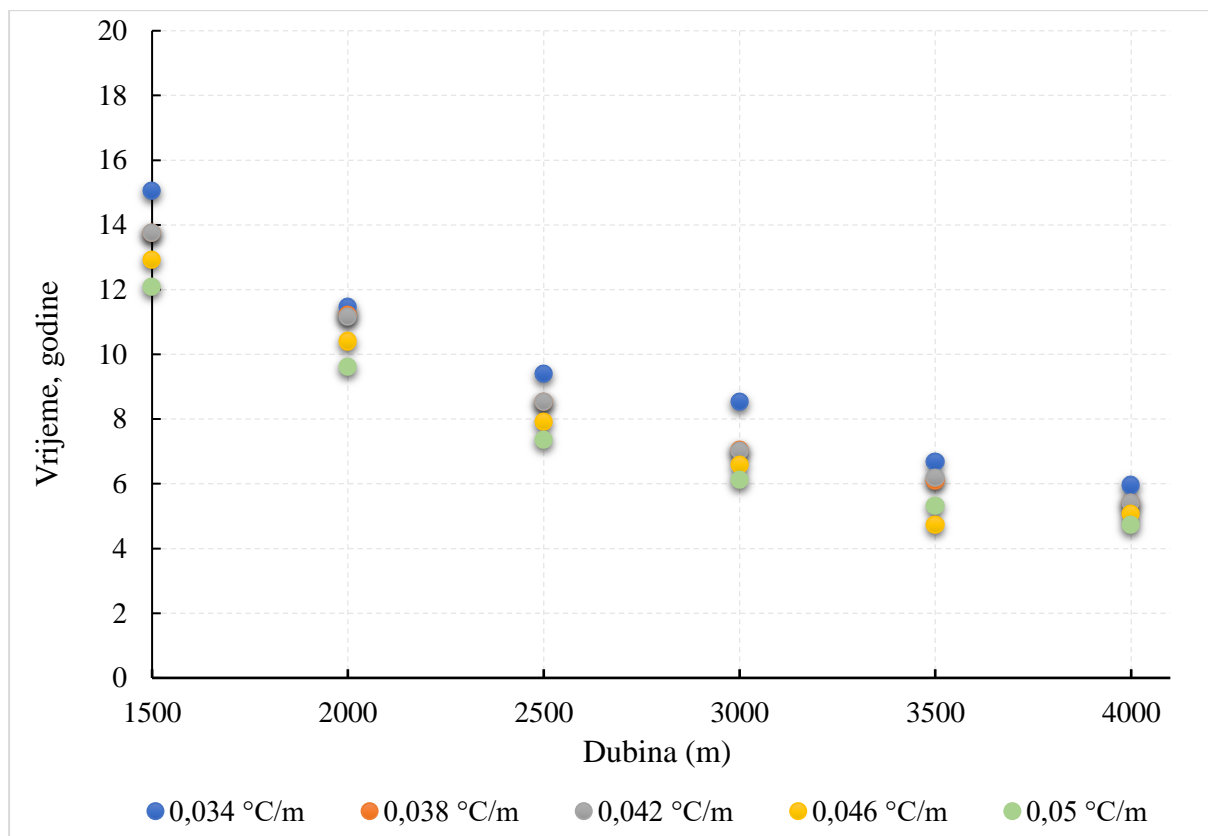


Slika 6-25. Kapitalni trošak revitalizacije duboke bušotine za kontinuirano toplinsko opterećenje pri niskom toplinskom razredu u ovisnosti o dubini bušotine i protoku radnog fluida za specifičnu vrijednost geotermalnog gradijenta od 0,05 °C/m

Naposljetku, za svaki projekt financiran privatnim kapitalom važno je odrediti i period povrata investicije, odnosno trenutak u kojem će projekt investitoru početi generirati pozitivne novčane tokove. S tim je ciljem i napravljena procjena povrata investicije za projekt eksploatacije toplinske energije putem dubokih bušotinskih koaksijalnih izmjenjivača topline iz napuštenih naftnih, plinskih ili istražnih bušotina za kontinuirano toplinsko opterećenje pri niskom toplinskom razredu (slika 6-26). Podaci su dobiveni određivanjem novčanih tokova tijekom dvadesetogodišnjeg perioda rada sustava. Novčani tokovi su izračunati za svaku dubinu bušotine u rasponu od 1500 m, 2000 m, 2500 m, 3000 m, 3500 m i 4000 m pri specifičnim vrijednostima geotermalnih gradijenata od 0,034 °C/m, 0,038 °C/m, 0,042 °C/m, 0,046 °C/m i 0,05 °C/m i s protocima radnog fluida unutar bušotinskog izmjenjivača topline od 10 l/s, 15 l/s, 20 l/s, 25 l/s i 30 l/s. Za izračun budućih novčanih tokova uzeta je tržišna cijena prirodnog plina na dan 7.6.2021. u iznosu od 198,35 HRK prema CEGH, te prosječan godišnji rast cijena goriva dobiven na temelju prosječne stope inflacije u 2021. godini, prema Europskoj centralnoj banci, od 2,10 %. Također je uzet u obzir i kapitalni trošak dizalice topline koja će putem izmjenjivača topline prenositi u industrijski sustav toplinsku energiju pridobivenu iz bušotinskog izmjenjivača. Kapitalni trošak dizalice topline iznosi 975 000 kn/MW pridobivene toplinske

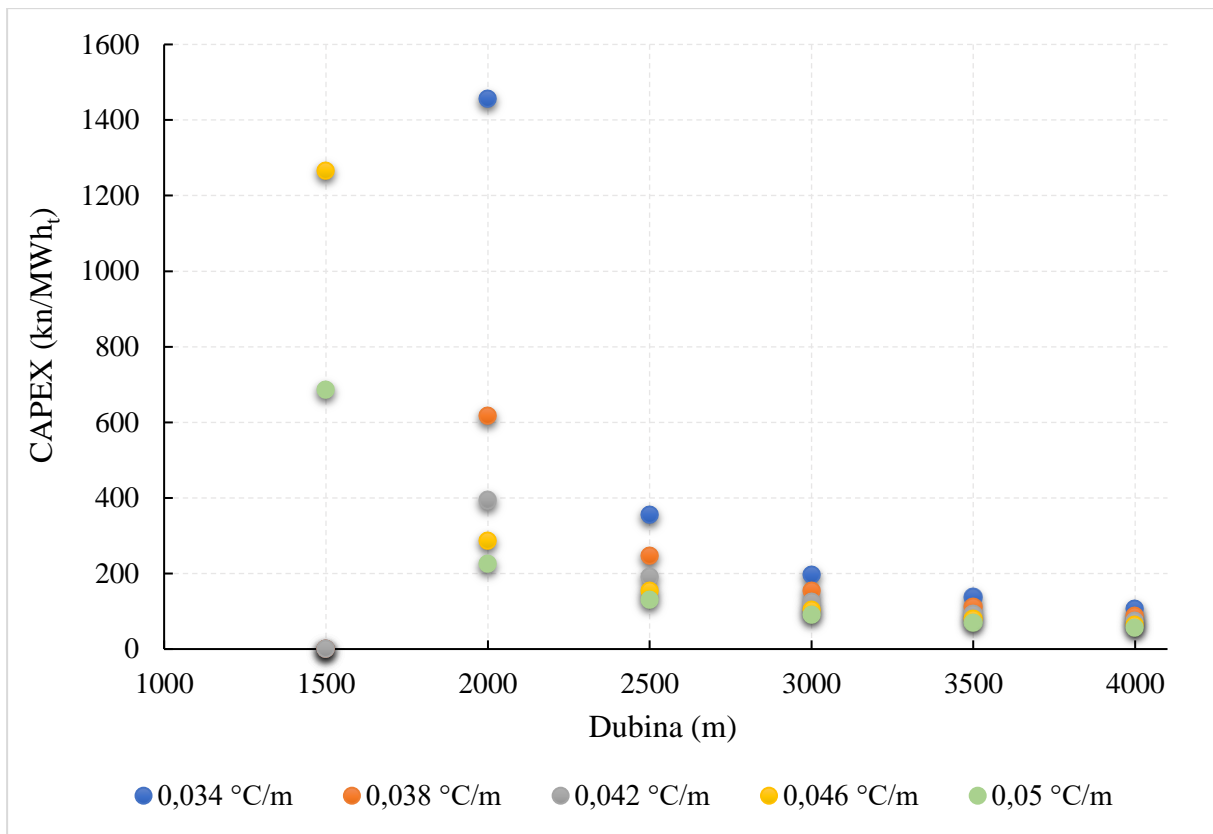
energije. Na temelju uštede na troškovima konvencionalnog goriva tijekom dvadesetogodišnjeg perioda rada sustava dubokog bušotinskog izmjenjivača topline, dobiveni su periodi povrata investicije za svaku dubinu pri svakoj specifičnoj vrijednosti geotermalnog gradijenta. Pri tome je povrat investicije za svaku karakterističnu dubinu pri određenoj specifičnoj vrijednosti geotermalnog gradijenta dobiven na temelju računanja prosjeka povrata investicije za svaku vrijednost ranije navedenog protoka radnog fluida. Prema dobivenim podacima prikazanim na slici 6-26, može se zaključiti kako su investicije u duboke bušotinske izmjenjivače topline dobivene revitalizacijom napuštenih naftnih, plinskih ili istražnih bušotina isplative unutar perioda od 20 godina za sve dubine bušotina. Najkraći povrat investicije će biti za bušotinske izmjenjivače topline duljine 4000 m pri vrijednosti geotermalnog gradijenta od  $0,05\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{m}$  i iznositi će 4,7 godina, dok će najduži povrat investicije biti kod sustava bušotinskog izmjenjivača topline duljine 2000 m pri vrijednosti geotermalnog gradijenta od  $0,042\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{m}$  i iznositi će 19,7 godina. Period povrata investicije za ovakve projekte je zasigurno i manji s obzirom da u proračun nisu u obzir uzeti neizravni troškovi poput troškova emisijskih dozvola  $\text{CO}_2$  koje bi tvrtka morala platiti u slučaju da je za proizvodnju toplinske energije koristila fosilna goriva. S druge strane, prednosti korištenja ovakvog toplinskog sustava su višestruki, poput čistog i održivog energetskeg izvora, manje ugljične intenzivnosti proizvoda, smanjenja operativnih i proizvodnih troškova, te u konačnici energetske samoodržive industrije.





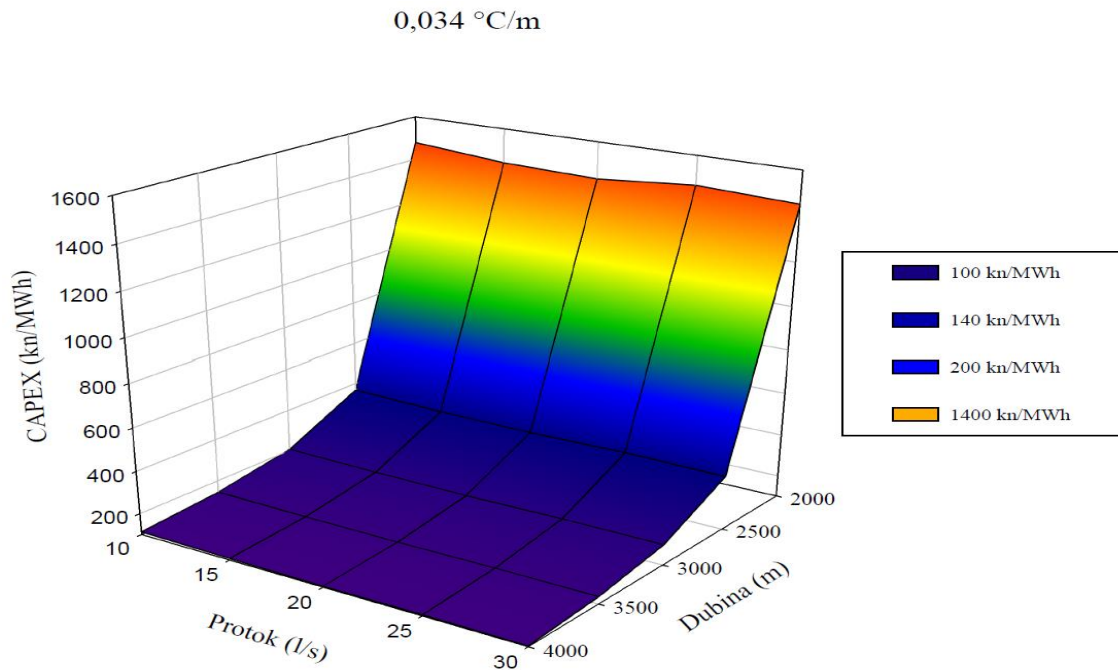
Slika 6-26. Usporedba perioda povrata investicije u bušotinske izmjenjivače topline za kontinuirano toplinsko opterećenje pri niskom toplinskom razredu za različite dubine i specifične vrijednosti geotermalnih gradijenata

Prinosi toplinske energije iz dubokog bušotinskog izmjenjivača topline za kontinuirano toplinsko opterećenje pri srednjem toplinskom razredu su znatno manji nego što je to slučaj za niži toplinski razred, pa su stoga i kapitalni troškovi revitalizacije po MWh dostupne toplinske energije nešto veći. Kapitalni troškovi revitalizacije napuštenih naftnih i plinskih bušotina kreću se u rasponu od minimalnih 56,83 kn/MWh do maksimalnih 1455,29 kn/MWh (slika 6-27). Pri tome, prihvatljive iznose kapitalnih troškova revitalizacije, u odnosu na tržišne cijene konvencionalnih energenata, zadovoljavaju dubine bušotina od 3000 m i veće za sve vrijednosti specifičnih geotermalnih gradijenata.

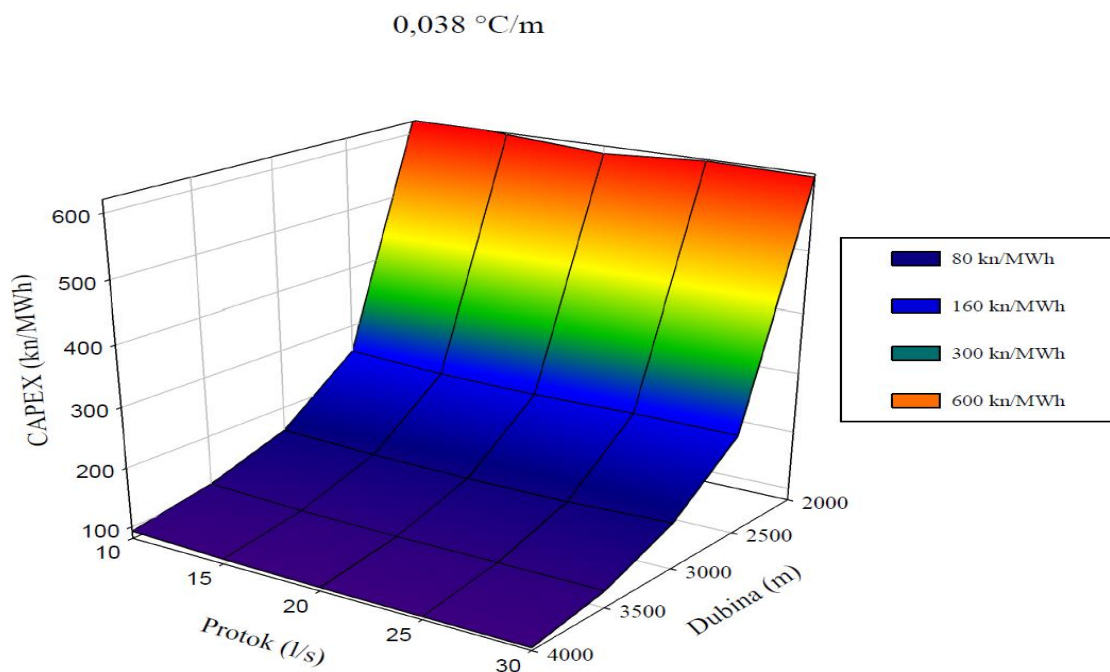


Slika 6-27. Usporedba kapitalnih troškova revitalizacije za kontinuirano toplinsko opterećenje pri srednjem toplinskom razredu za različite dubine i specifične vrijednosti geotermalnih gradijenata

Na slikama 6-28, 6-29, 6-30, 6-31 i 6-32 prikazani su kapitalni troškovi revitalizacije za svaku vrijednost specifičnog geotermalnog gradijenta u ovisnosti o dubinama bušotine i protocima radnog fluida unutar bušotinskog izmjenjivača. Pri tome se jasno može vidjeti da pri dubinama bušotina manjim od 2500 m, kapitalni trošak revitalizacije ima izrazitu tendenciju rasta, dok su na dubinama bušotina od 2500 m troškovi revitalizacije na graničnim vrijednostima obzirom na kapitalni trošak konvencionalnih sustava i tržišnu cijenu konvencionalnih goriva.

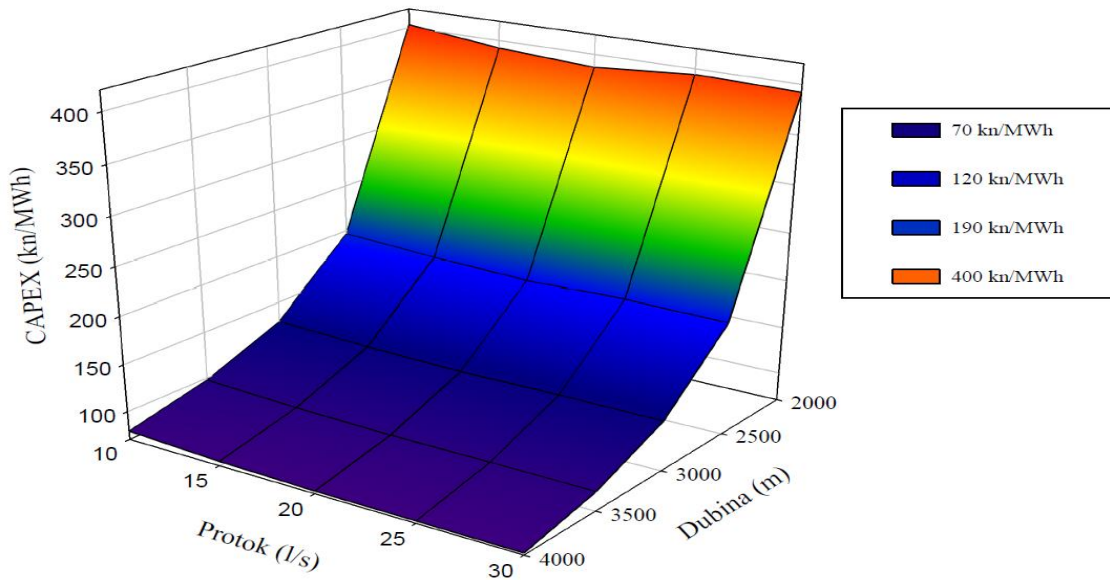


Slika 6-28. Kapitalni troškovi revitalizacije duboke bušotine za kontinuirano toplinsko opterećenje pri niskom toplinskom razredu za specifičnu vrijednost geotermalnog gradijenta od 0,034 °C/m



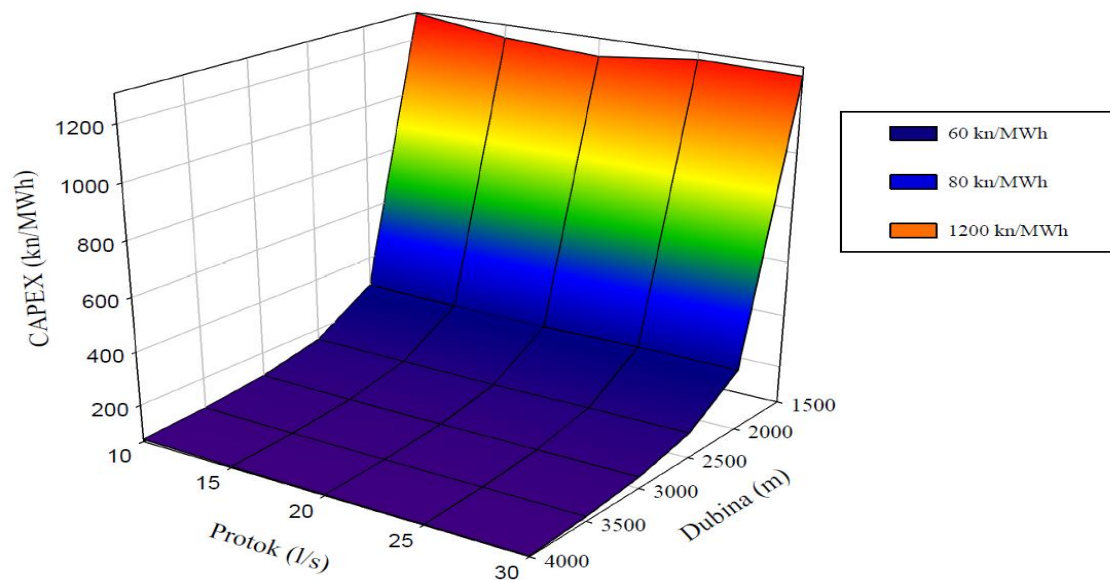
Slika 6-29. Kapitalni trošak revitalizacije duboke bušotine za kontinuirano toplinsko opterećenje pri srednjem toplinskom razredu u ovisnosti o dubini bušotine i protoku radnog fluida za specifičnu vrijednost geotermalnog gradijenta od 0,038 °C/m

0,042 °C/m



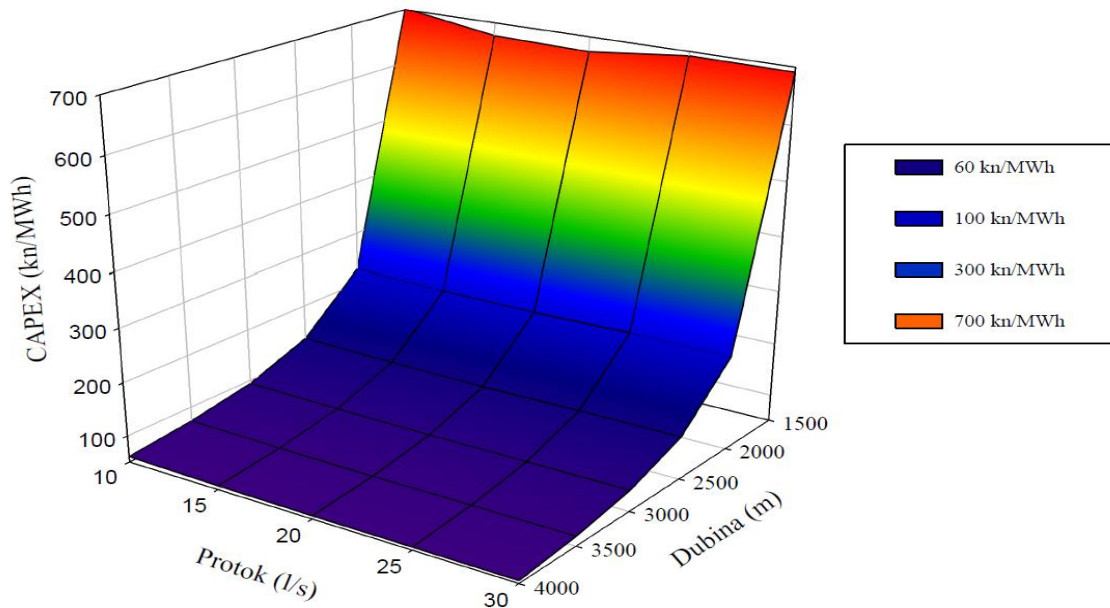
Slika 6-30. Kapitalni trošak revitalizacije duboke bušotine za kontinuirano toplinsko opterećenje pri srednjem toplinskom razredu u ovisnosti o dubini bušotine i protoku radnog fluida za specifičnu vrijednost geotermalnog gradijenta od 0,042 °C/m

0,046 °C/m



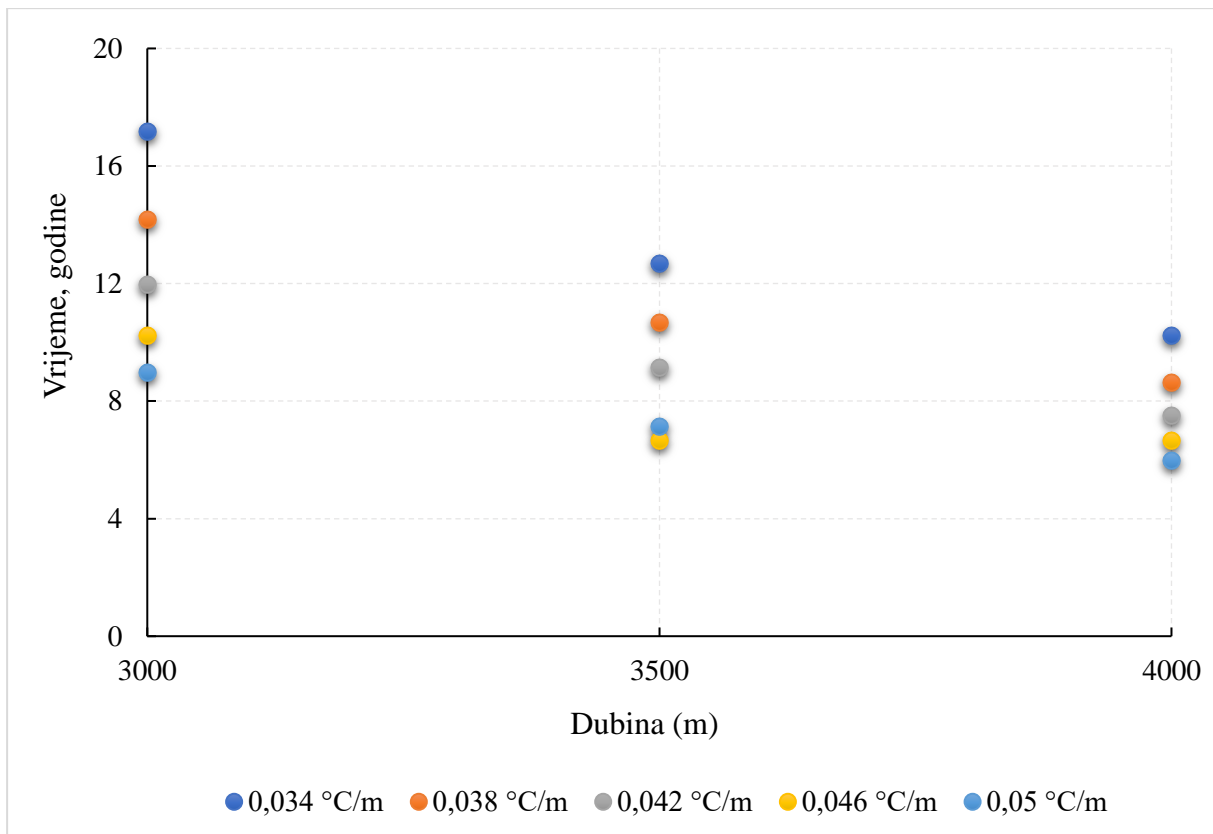
Slika 6-31. Kapitalni trošak revitalizacije duboke bušotine za kontinuirano toplinsko opterećenje pri srednjem toplinskom razredu u ovisnosti o dubini bušotine i protoku radnog fluida za specifičnu vrijednost geotermalnog gradijenta od 0,046 °C/m

0,05 °C/m



Slika 6-32. Kapitalni trošak revitalizacije duboke bušotine za kontinuirano toplinsko opterećenje pri srednjem toplinskom razredu u ovisnosti o dubini bušotine i protoku radnog fluida za specifičnu vrijednost geotermalnog gradijenta od 0,05 °C/m

Na slici 6-33 prikazana je usporedba perioda povrata investicije bušotinskih izmjenjivača topline za različite dubine i specifične vrijednosti geotermalnih gradijenata. Proračun perioda povrata investicije bušotinskih izmjenjivača topline za kontinuirano toplinsko opterećenje pri srednjem toplinskom razredu napravljen je istim, ranije opisanim postupkom proračuna perioda povrata investicije za bušotinske izmjenjivače topline pri kontinuiranom toplinskom opterećenju i pri niskom toplinskom razredu. Proračunom je utvrđeno da je period povrata investicije za bušotinske izmjenjivače topline duljine 3000 m i veće isplativ unutar perioda od 20 godina. Pri tome će se kapitalna investicija isplatiti u rasponu od 6 do 17,2 godina. Najbrži povrat investicije ostvariti će se za bušotinske izmjenjivače topline od 4000 m i specifične vrijednosti geotermalnih gradijenata od 0,05 °C/m, dok će za manje duljine bušotinskih izmjenjivača i manje vrijednosti geotermalnih gradijenata, period povrata investicije trajati duže.



Slika 6-33. Usporedba perioda povrata investicije u bušotinske izmjenjivače topline pri kontinuiranom toplinskom opterećenju za srednji toplinski razred u ovisnosti o različitim dubinama i specifičnim vrijednostima geotermalnih gradijenata

## 7. ZAKLJUČAK

Tehno-ekonomska analiza revitalizacije napuštenih naftnih i plinskih bušotina provedena je za varijabilno i kontinuirano toplinsko opterećenje, za niži i za srednji toplinski razred. Pri tome se može zaključiti kako isplativost postupka revitalizacije raste s većim dubinama bušotine i vrijednostima geotermalnih gradijenata. Za varijabilno toplinsko opterećenje i niži toplinski razred, postupak revitalizacije bušotine u duboki bušotinski izmjenjivač topline isplativo je provesti za dubine od 3500 m i veće za sve vrijednosti geotermalnih gradijenata. Pri dubinama bušotina od 3000 m, revitalizaciju bušotine je ekonomski prihvatljivo provesti za sve vrijednosti geotermalnih gradijenata od 0,038 °C do 0,05 °C. Za dubine bušotina od 2500 m, revitalizaciju će biti ekonomski opravdano provesti za specifične vrijednosti geotermalnih gradijenata od 0,046 °C/m i 0,05 °C/m. Za srednji toplinski razred i varijabilno toplinsko opterećenje, količina dostupne toplinske energije je manja u odnosu na dostupnu toplinsku energiju pri nižem toplinskom razredu. Postupak revitalizacije je u tom slučaju isplativo provesti za dubine od 4000 m pri vrijednostima geotermalnih gradijenata od 0,042 °C/m do 0,05 °C/m, te za dubine bušotina od 3500 m pri vrijednostima geotermalnih gradijenata od 0,046 °C/m i 0,05 °C/m. Za kontinuirano toplinsko opterećenje i niži toplinski razred, revitalizaciju je isplativo provesti za sve vrijednosti geotermalnih gradijenata pri svim navedenim karakterističnim dubinama bušotina. Za kontinuirano toplinsko opterećenje i srednji toplinski razred, provođenje postupka revitalizacije napuštenih bušotina biti će prihvatljivo provesti za dubine bušotina od 3000 m i 4000 m za sve vrijednosti geotermalnih gradijenata pri čemu će period povrata investicije za navedene dubine bušotina biti u rasponu od 6,0 do 17,2 godina. Za kraj se može zaključiti kako je postupak revitalizacije napuštenih dubokih bušotina u duboke bušotinske koaksijalne izmjenjivače topline prihvatljivo provesti s obzirom da se na taj način dobiva klimatski gotovo neutralna geotermalna toplinska energija, skoro bez neto emisija stakleničkih plinova. Pri tome se, iz naftne, plinske ili istražne bušotine iskorištava maksimum energetskog potencijala. Prema tome, hipoteza rada koja je glasila da je ekonomski opravdano revitalizirati napuštene bušotine je djelomice potvrđena. Analiza kapitalnih troškova, perioda povrata i toka novca pokazala je da navedeni ekonomski pokazatelji ovise o termogeološkim i geometrijskim značajkama bušotine, te se može zaključiti da bi projekt bio isplativiji s porastom dubine i vrijednosti geotermalnog gradijenta. Takav model iskorištavanja geotermalne toplinske energije je u skladu s idejom kružne ekonomije kao jedne od ključnih gospodarskih politika Europske unije, pri čemu se resursi višestruko iskorištavaju prije nego

što se ne odbace, odnosno zbrinu na odgovarajući način. Prema tome, pridobivanje toplinske energije iz napuštenih naftnih, plinskih i istražnih bušotina, čiji potencijal kao vrijednog energetskeg resursa još uvijek nije dovoljno prepoznat, može odigrati bitnu ulogu u procesu dekarbonizacije industrijskog sektora i sektora toplinarstva.



## 8. LITERATURA

1. ALIMONTI, C., i SOLDO, E. 2016. Study of geothermal power generation from a very deep oil well with a wellbore heat exchanger. *Renewable energy*, 86, 292-301.
2. BU, X., MA, W., & LI, H. 2012. Geothermal energy production utilizing abandoned oil and gas wells. *Renewable energy*, 41, 80-85.
3. BUJAKOWSKI, W., BIELEC, B., MIECZNIK, M., i PAJAŁ, L. 2020. Reconstruction of geothermal boreholes in Poland. *Geothermal Energy*, 8, 1-27.
4. CAULK, R. A., i TOMAC, I. 2017. Reuse of abandoned oil and gas wells for geothermal energy production. *Renewable Energy*, 112, 388-397.
5. CHENG, W. L., LI, T. T., NIAN, Y. L., i XIE, K. 2014. An analysis of insulation of abandoned oil wells reused for geothermal power generation. *Energy Procedia*, 61, 607-610.
6. ČUBRIĆ, S. 1977. Recovery of geothermal energy from oil reservoir aquifers. Society of Petroleum Engineers.
7. DIJKSHOORN, L., SPEER, S., i PECHNIG, R. 2013. Measurements and design calculations for a deep coaxial borehole heat exchanger in Aachen, Germany. *International Journal of Geophysics*, 1-14, <http://dx.doi.org/10.1155/2013/916541>.
8. FALCONE, G., LIU, X., OKECH, R. R., SEYIDOV, F., i TEODORIU, C. 2018. Assessment of deep geothermal energy exploitation methods: The need for novel single-well solutions. *Energy*, 160, 54-63.
9. HUCHTEMANN, K., MULLER, D. 2013. Combined simulation of a deep ground source heat exchanger and an office building. *Building and environment*, 73, pp.97-105.
10. JELIĆ, K., 1979. Termičke osobine sedimentacionog kompleksa jugozapadnog dijela Panonskog bazena. Doktorska disertacija Rudarsko-geološko-naftni fakultet Sveučilišta u Zagrebu
11. JELIĆ, K., KEVRIĆ, I. & KRASIĆ, O., 1995. Temperatura i toplinski tok u tlu HRVATSKE. U: VLAHOVIĆ, I., VELIĆ, I. & ŠPARICA, M. (ur.): 1. hrvatski geološki kongres, 18-21. 10. 1995., Zbornik radova, 1, 245–249, Zagreb.
12. JOHNSON, L., i SIMON, D. L. 2009. Electrical power from an oil production waste stream. U: Proceedings of Thirty-Forth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University, Stanford, USA, February 9-11, 2009.
13. KANT, A. 2010. Oilfield abandonment and soil restoration in the netherlands, experiences for the future. U: SPE International Conference on Health, Safety and

Environment in Oil and Gas Exploration and Production. Society of Petroleum Engineers, Rio de Janeiro, Brazil, April 2010.

14. KARASALIHović SEDLAR, D. 2020. Ekonomika naftnog rudarstva, Materijali s predavanja, Rudarsko-geološko-naftni fakultet, Sveučilište u Zagrebu

15. KOHL, T., BRENNI, R., i EUGSTER, W. 2002. System performance of a deep borehole heat exchanger. *Geothermics*, 31(6), 687-708.

16. KUJAWA, T., NOWAK, W., i STACHEL, A. A. 2004. Utilization of existing deep geological wells for acquisitions of geothermal energy. U: *Thermal Sciences 2004. Proceedings of the ASME-ZSIS International Thermal Science Seminar II*. Begel House Inc.

17. KURNIA, J. C., SHATRI, M. S., PUTRA, Z. A., ZAINI, J., CAESARENDRA, W., i SASMITO, A. P. 2021. Geothermal energy extraction using abandoned oil and gas wells: Techno-economic and policy review. *International Journal of Energy Research*; 1– 33. <https://doi.org/10.1002/er.6386>

18. LUND, J. W., i TOTH, A. N. 2020. Direct utilization of geothermal energy 2020 worldwide review. *Geothermics*, 101915.

19. MACENIĆ, M. 2020. Konceptualni model eksploatacije geotermalne energije revitalizacijom napuštenih naftnih i plinskih bušotina u kontinentalnom dijelu Republike Hrvatske. Doktorska disertacija, Sveučilište u Zagrebu, Rudarsko-geološko-naftni fakultet.

20. MATANOVIĆ, D., i MOSLAVAC, B. 2011. Opremanje i održavanje bušotina, Rudarsko-geološko-naftni fakultet, Zagreb

21. MAURER, V., GAUCHER, E., GRUNBERG, M., KOEPKE, R., PESTOURIE, R., i CUENOT, N. 2020. Seismicity induced during the development of the Rittershoffen geothermal field, France. *Geothermal Energy*, 8(1), 5.

22. MORITA, K. 1985. Down-hole coaxial heat exchanger using insulated inner pipe for maximum heat extraction. *Geothermal Resources Council Trans.*, 9(1), pp. 45-50.

23. MORITIS G., 2011, Coiled tubing use expands, *Oil and Gas Journal*.

24. NALLA, G., SHOOK, G. M., MINES, G. L., i BLOOMFIELD, K. K. 2005. Parametric sensitivity study of operating and design variables in wellbore heat exchangers. *Geothermics*, 34(3), 330-346.

25. Narodne Novine (NN) 30/21, 2021. Zakon o istraživanju i eksploataciji ugljikovodika

26. NOOROLLAHI, Y., POURARSHAD, M., JALILINASRABADY, S., i YOUSEFI, H. 2015. Numerical simulation of power production from abandoned oil wells in Ahwaz oil field in southern Iran. *Geothermics*, 55, 16-23.

27. Osobna komunikacija CROSCO

28. PAN, S., KONG, Y., CHEN, C., PANG, Z., i WANG, J. 2020. Optimization of the utilization of deep borehole heat exchangers. *Geothermal Energy*, 8(1), 6.
29. ŚLIWA, T., KRUSZEWSKI, M., ASSADI, M., & SAPIŃSKA-ŚLIWA, A. 2017. The application of Vacuum Insulated Tubing in Deep Borehole Heat Exchangers. *AGH Drilling, Oil, Gas*, 34(2), 597-617.
30. SOLDI, E., ALIMONTI, C., i SCROCCA, D. 2020. Geothermal Repurposing of Depleted Oil and Gas Wells in Italy. U: *Multidisciplinary Digital Publishing Institute Proceedings*, 58 (1), p. 9.
31. TAGO, M., MORITA, K., SUGAWARA, M., & FUJITA, T. 2005. Heat extraction characteristics by coaxial heat exchanger. *Heat Transfer—Asian Research: Co-sponsored by the Society of Chemical Engineers of Japan and the Heat Transfer Division of ASME*, 34(7), 496-513.
32. TEMPLETON, J. D., GHOREISHI-MADISEH, S. A., HASSANI, F., i AL-KHAWAJA, M. J. 2014. Abandoned petroleum wells as sustainable sources of geothermal energy. *Energy*, 70, 366-373.
33. TUMARA, D., i PAVLOVIĆ, D. 2019. Geotermalna energija i njezin potencijal u vremenu energetske diversifikacije i tranzicije Republike Hrvatske. *Nafta i plin*, 39(161-162), 53-62.
34. WANG, Z., WANG, F., LIU, J., MA, Z., HAN, E., i SONG, M. 2017. Field test and numerical investigation on the heat transfer characteristics and optimal design of the heat exchangers of a deep borehole ground source heat pump system. *Energy Conversion and Management*, 153, 603-615.
35. WIGHT, N. M., i BENNETT, N. S. 2015. Geothermal energy from abandoned oil and gas wells using water in combination with a closed wellbore. *Applied Thermal Engineering*, 89, 908-915.
36. XIN, S., LIANG, H., HU, B., i LI, K. 2012. Electrical power generation from low temperature co-produced geothermal resources at Huabei oilfield. U: *Proceedings of thirty-seventh workshop on geothermal reservoir engineering*. Stanford University, Stanford, USA, January 30–February 1, 2012.
37. ZHANG, L., YUAN, J., LIANG, H., i LI, K. 2008. Energy from abandoned oil and gas reservoirs. U: *SPE Asia Pacific oil and gas conference and exhibition*. Society of Petroleum Engineers, Perth, Australia, October 2008.

Internetski izvori :

1. European Commission (EC) 2020., Commision staff working document, Clean Energy Transition – Technologies and Innovations, Part 4/5
2. Grundfos Water, Waste Water Products, Price List February 2020, Category 3A
3. Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis -Version 12.0, November 2018 (6.6.2021.)
4. <https://www.euractiv.com/section/energy/opinion/five-steps-to-delivering-the-geothermal-decade/> (10.3.2021.)
5. <https://www.mbie.govt.nz/building-and-energy/energy-and-natural-resources/energy-generation-and-markets/geothermal-energy-generation/> (10.4.2021.)
6. [https://openei.org/wiki/Cement\\_Bond\\_Log](https://openei.org/wiki/Cement_Bond_Log) (10.4.2021.)
7. <https://scmdaleel.com/category/workover-rig-services#cost-price> (10.4.2021.)
8. <https://scmdaleel.com/category/packers-plugs> (10.4.2021.)
9. <https://scmdaleel.com/category/coiled-tubing-services#total-cost> (10.4.2021.)
10. <https://www.meet-h2020.com/demonstration-sites/chaunoy/#1574433383717-0039be47-fc04> (25.4.2021.)
11. <https://www.reuters.com/article/us-usa-drilling-abandoned-specialreport-idUSKBN23N1NL> (30.4.2021.)
12. <https://oilprice.com/Energy/General/Offshore-Oil-Is-Much-Greener-Than-You-May-Think.html> (1.5.2021.)
13. <https://www.thinkgeoenergy.com/geothermal-heat-for-malmo-sweden-from-a-depth-of-7000m/> (3.5.2021.)
14. <https://www.worldoil.com/news/2020/6/5/underperforming-offshore-wells-rack-up-over-100-billion-in-abandonment-liabilities-worldwide> (3.5.2021.)
15. <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-generation-electricity-and> (5.5.2021.)
16. [https://www.hep.hr/plin/UserDocsImages/kupci/trzisna\\_opskrba\\_plinom\\_2020/Cjenik\\_hepi\\_Plin.pdf](https://www.hep.hr/plin/UserDocsImages/kupci/trzisna_opskrba_plinom_2020/Cjenik_hepi_Plin.pdf) (7.6.2021.)
17. <https://www.cegh.at/en/exchange-market/market-data/> (7.6.2021.)
18. <https://www.cropex.hr/hr/> (8.6.2021.)
19. <https://www.hnb.hr/> (7.6.2021.)
20. <https://www.europarl.europa.eu/legislative-train/theme-a-european-green-deal/file-carbon-border-adjustment-mechanism> (7.6.2021.)

21. [https://www.ecb.europa.eu/pub/economic-bulletin/focus/2020/html/ecb.ebbox202002\\_04~a7d137cb35.en.html](https://www.ecb.europa.eu/pub/economic-bulletin/focus/2020/html/ecb.ebbox202002_04~a7d137cb35.en.html) (10.6.2021)
22. <https://www.pneumatictips.com/comparing-the-real-costs-of-vacuum-generators/> (10.6.2021.)
23. [https://ec.europa.eu/info/index\\_hr](https://ec.europa.eu/info/index_hr) (10.6.2021)
24. <https://www.lakepetro.com/vacuum-insulated-tubing/> (25.6.2021)
25. <https://www.helixoil.com/rental-services/vit/> (helixoil.com, 27.6.2021.)

## 9. SAŽETAK

Tin Herbst

Tehno-ekonomska analiza eksploatacije geotermalne energije revitalizacijom napuštenih naftnih, plinskih i istražnih bušotina

Po završetku ekonomski opravdane proizvodnje ugljikovodika na kopnu, proizvodna infrastruktura se mora ukloniti s eksploatacijskog polja ugljikovodika postupcima napuštanja ili likvidacije bušotina. Kako bi se iskoristio maksimum energetskeg potencijala iz bušotine, u radu je opisana mogućnost eksploatacije geotermalne energije revitalizacijom napuštenih naftnih, plinskih i istražnih bušotina u duboke bušotinske izmjenjivače topline. Eksploatacija geotermalne energije ovim bi se postupkom ostvarila cirkulacijom radnog fluida unutar dubokog bušotinskog koaksijalnog izmjenjivača topline, kroz prstenasti prostor i unutarnju cijev (tubing) izmjenjivača. Iako je ideja revitalizacije napuštenih bušotina tehnički moguća potrebno je sagledati ekonomske pokazatelje isplativosti pridobivanja toplinske energije iz takvih sustava. Tehno-ekonomska analiza je rađena za dva slučaja toplinskog opterećenja, varijabilno i kontinuirano, s aspekta kapitalnih troškova, određivanja perioda povrata i utvrđivanja toka novca tijekom pretpostavljenog rada sustava od 20 godina. Analizom su utvrđeni kapitalni troškovi po jedinici dostupne toplinske energije za koje je postupak revitalizacije ekonomski prihvatljivo provesti. Usporedbom rezultata utvrđeno je kako kapitalni troškovi revitalizacije bušotine i period povrata investicije opadaju s povećanjem dubine bušotine i povećanjem geotermalnog gradijenta.

Ključne riječi: revitalizacija napuštenih bušotina, duboki bušotinski koaksijalni izmjenjivači topline, geotermalna energija, kapitalni troškovi, period povrata investicije

## 10. SUMMARY

Tin Herbst

Techno-economic analysis of geothermal energy exploitation by revitalization of abandoned oil, gas and exploration wells

After the economically justified time of production of hydrocarbons has ended, exploitation infrastructure must be removed from oil and gas oil fields implementing procedures such as abandonment or liquidation of wells. In order to use the maximum energy potential of the well, this work considers the possibility of exploitation of geothermal energy by revitalizing abandoned oil, gas and exploration wells by retrofitting them into deep borehole heat exchangers (DBHE). Exploitation of geothermal energy by this procedure would be achieved by circulating the working fluid through annulus and tubing of the deep coaxial borehole heat exchanger (DBCHE). Although the revitalization of abandoned wells is possible from technical point of view it is necessary to evaluate the project's cost effectiveness by analysing economic parameters. Techno-economic analysis was done for two cases of heat load, variable and continuous heat load, from the aspect of analysing economic parameters such as capital expenses, payback period and determining cash flow within the assumed working time period of 20 years. The analysis determined capital costs per unit of available thermal energy for which the revitalization process is economically acceptable to carry out. Comparison of results show that the capital costs of well revitalization and payback period decrease with increasing well depth and increase of the geothermal gradient.

Keywords: revitalization of abandoned wells, deep borehole coaxial heat exchangers, geothermal energy, capital costs, payback period